

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



FACTORES CLAVE PARA LA ENERGÍA EN ESPAÑA: UNA VISIÓN DE FUTURO



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Edición patrocinada por:



© Por la edición enero 2014 y sucesivas, CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Diseño y diagramación: Green Printing

Impresión: Green Printing

Depósito Legal: M-2505-2014

ISBN: 978-84-616-8079-5

El Club Español de la Energía no asume responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Club Español de la Energía, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de ninguna de las obras que integran la "Biblioteca de la Energía" sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

El Club Español de la Energía, en su afán por ofrecer la mayor calidad y excelencia en sus publicaciones, muestra una total disposición a recibir las sugerencias que los lectores puedan hacer llegar por correo electrónico: publicaciones@enerclub.es

Edita y distribuye:

Club Español de la Energía

Instituto Español de la Energía

Pº de la Castellana, 257-1ª planta

28046 Madrid

Tel.: 91 323 72 21

Fax: 91 323 03 89

www.enerclub.es

publicaciones@enerclub.es

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



FACTORES CLAVE PARA LA ENERGÍA EN ESPAÑA:

UNA VISIÓN DE FUTURO



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

I ÍNDICE

I PRÓLOGO	11
II LISTADO DE AUTORES	14
II.1 Reflexiones sobre la oferta y demanda de energía en España	14
II.2 Escenarios de eficiencia energética aplicados a diferentes sectores	15
II.3. La protección al consumidor en el sector de la energía	16
III TRABAJOS ELABORADOS	17
III.1 REFLEXIONES SOBRE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA	17
1. Resumen y conclusiones	17
2. El marco de las políticas energéticas de la Unión Europea	31
2.1. Introducción	31
2.2. Perspectivas a medio plazo (2020)	32
2.3. Escenarios a largo plazo (2050)	40
3. Características generales del sistema energético español	44
3.1. El contexto económico e implicaciones en la demanda	44
3.2. Descripción de la estructura energética española	45
3.3. Principales indicadores del sistema energético español	47
4. Factores clave para el futuro de la energía	54
4.1. Entorno económico	54
4.2. Evolución de la demanda de energía y su cobertura	57
4.3. Visión sectorial	66
4.4. Otros factores clave	70
4.5. Conclusiones	78
5. El cumplimiento en España de los objetivos europeos 20/20/20	80
5.1. Descripción de objetivos 20/20/20	80
5.2. Estado actual y previsión de cumplimiento en España	80
5.3. Situación en otros países europeos	90
5.4. Conclusiones	94

6. Prospectiva sectorial de la oferta y demanda de la energía en España	
a largo plazo	95
6.1. Electricidad	95
6.2. Gas natural	116
6.3. Petróleo	135
6.4. Energías renovables	143
Anexo I: Encuesta sobre los factores clave para el futuro de la energía: una visión sectorial	165
III.2 ESCENARIOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA APLICADOS A DIFERENTES SECTORES	191
1. Introducción	191
2. Evolución del consumo y la intensidad energética en España 2001-2010 y escenarios 2010 a 2030	193
2.1. Introducción: escenarios e indicadores energéticos a largo plazo	193
2.2. Análisis de la última década (2001-2010)	204
2.3. Escenarios energéticos a largo plazo	213
2.4. Caso Base 2010-2030	217
2.5. Caso Eficiente 2010-2030	220
3. El sector industrial	225
3.1. Evolución del sector industrial 2001-2010	225
3.2. Escenarios 2010-2030: Caso Base y Eficiente	244
3.3. Conclusiones y recomendaciones	249
4. El sector terciario	253
4.1. Evolución del sector terciario 2001-2010	253
4.2. Contexto regulatorio	262
4.3. Experiencias internacionales	264
4.4. Escenarios 2010-2030: caso Base y Eficiente	269
4.5. Conclusiones y recomendaciones	276
5. El sector transporte	281
5.1. Evolución del sector transporte 2001-2010	281
5.2. Entorno regulatorio de la eficiencia energética en el transporte	289
5.3. Escenarios 2010-2030: caso Base y Eficiente	293
5.4. Conclusiones y recomendaciones	299
6. El sector residencial	303
6.1. Evolución del sector residencial 2001-2010	303
6.2. Análisis de tecnologías existentes	306
6.3. Contexto regulatorio	313
6.4. Experiencias internacionales de referencia en el sector residencial	315

6.5. Escenarios 2010-2030: caso Base y Eficiente	318
6.6. Conclusiones y recomendaciones	324
7. Conclusiones	326
7.1. Consideraciones iniciales	326
7.2. Conclusiones por cada sector	334
Anexo I: Interpretación del artículo 7 de la Directiva de ahorro y eficiencia energética 2012/27/EU	342
Anexo II: Listado de acrónimos	348
III.3. LA PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA	350
1. Resumen ejecutivo	350
2. Introducción	356
3. El funcionamiento del sistema eléctrico y del gas, y sus principales actores	358
3.1. Información del mercado de energía y sus actores	358
3.2. Acceso a la información del mercado	363
3.3. Información relativa a la conexión de una nueva edificación a la red de distribución	365
3.4. Rol más activo del consumidor en el mercado de energía	366
3.5. Buenas prácticas de aproximación comercial a los clientes	367
4. La protección del consumidor de energía: antecedentes y definiciones	369
4.1. Iniciativas europeas de protección al consumidor	369
4.2. La regulación y el suministro de energía a los consumidores españoles. Consideración en la práctica del nuevo enfoque comunitario	372
4.3. Referencias a otros Estados miembro	376
4.4. Percepción del consumidor respecto del suministro energético	377
5. Los contratos y tarifas de suministro de energía	378
5.1. Regulación española aplicable a los contratos de suministro de energía	378
5.2. Modalidades y opciones entre las partes contrayentes de un contrato de suministro en el mercado libre	383
6. Cambio de suministrador	390
6.1. Ofertas disponibles	390
6.2. Diversidad de ofertas	391
6.3. Información y comparadores de precios	393
6.4. El proceso de cambio de suministrador	394
6.5. El cambio de suministro, paso a paso	396
6.6. La oficina de cambios de suministrador (OCSUM)	398

7. Información sobre facturación: barreras y recomendaciones	403
7.1. Últimos cambios	403
7.2. Principales problemas detectados en la facturación del gas natural y electricidad	404
7.3. Puntos de mejora	406
7.4. El futuro	407
8. Tratamiento de reclamaciones	408
8.1. Acceso, asistencia, trazabilidad y gestión de las reclamaciones	408
8.2. Algunas consideraciones sobre los procesos de reclamación	415
9. Participación más activa del consumidor de electricidad	419
9.1. Contadores y redes inteligentes	419
9.2. Autoconsumo y balance neto	422
9.3. Gestión de la demanda eléctrica	424
10. Conclusiones	427
Anexo I: Adenda	431
Anexo II: Glosario de términos	435
Anexo III: Listado de acrónimos	440

I PRÓLOGO

***E**l Club Español de Energía ha reorientado recientemente sus actividades de análisis sobre el mundo energético, hacia un modelo que persigue ampliar y mejorar la capacidad de reflexión, así como dar una mayor participación a nuestros asociados.*

En 2013, han sido tres los trabajos monográficos elaborados que han dado lugar al documento que el lector tiene en sus manos y que constituye una nueva edición de la colección de Análisis y Propuestas, iniciada en 2009. Bajo el título "Factores Clave para la Energía en España: Una Visión de Futuro", la publicación analiza temas de especial interés para el sector: la oferta y demanda de energía, la eficiencia energética y la protección del consumidor.

Sin duda, el esfuerzo y conocimiento de los coordinadores y autores, todos ellos grandes expertos en las materias analizadas, y la importante labor ejercida por el Comité Rector en la propuesta y selección de las materias analizadas, constituyen un valor añadido muy importante para nuestra asociación.

La publicación de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico y otras disposiciones publicadas recientemente han modificado algunos de los aspectos contemplados en los estudios. Sin embargo, el Comité Rector ha considerado que contienen información muy útil y que su publicación resulta de gran interés.

Me gustaría explicar algunas de las razones que justifican el interés por las temáticas seleccionadas, así como resaltar algunos aspectos relevantes de su contenido.

En estos momentos, es fundamental contar con análisis actualizados de prospectiva en España y con indicaciones precisas a nivel europeo sobre el camino a seguir más allá de la agenda 2020. En base a ellos, se pueden definir unos objetivos de mix energético futuro, de manera que se reduzca la incertidumbre y se orienten las inversiones necesarias.

Por ello, a la espera de contar con estas orientaciones oficiales, y reconociendo la importancia de los análisis vigentes, Enerclub consideró de interés la realización de un estudio, bajo la coordinación de José Sierra López, titulado "Reflexiones sobre la oferta y demanda de energía en España". En él, se analizan algunos factores clave que podrían influir en la evolución de los diferentes tipos de energía de uso final a medio y largo plazo. Se partió del diseño de una encuesta a un amplio grupo de actores representati-

vos del sector, que permitió identificar los principales elementos clave y definir la estructura común en la que se fundamentase el análisis sectorial. Esta encuesta, que puede verse como anexo de este trabajo, constituye un reflejo sumamente interesante de la opinión cualificada del sector sobre el futuro de la energía en nuestro país.

El trabajo que se presenta ha consistido en un análisis desde un punto de vista cualitativo, y no cuantitativo, que lejos de pretender ser un documento de prospectiva u opinión de Enerclub, presenta la visión de los sectores de la electricidad, el gas natural, el petróleo y las energías renovables, sobre la participación de los mismos en la cobertura de la demanda futura. La información obtenida refleja la diversidad de opiniones y permite hacer un análisis simultáneo de todas ellas.

Este primer informe, al igual que numerosos estudios de referencia a nivel internacional, identifica el ahorro y la eficiencia como herramienta clave en materia de sostenibilidad económica y medioambiental, además de destacar su gran potencial, todavía sin desarrollar suficientemente. La velocidad de evolución del sector energético hacia un escenario cada vez más eficiente dependerá de cómo se vayan desarrollando las políticas, y de que se diseñe un marco regulatorio que permita superar las barreras y fallos de mercado.

Esto nos lleva a la justificación del segundo de los estudios, "Escenarios de eficiencia energética aplicados a diferentes sectores". Coordinado por Rafael Sánchez Durán, este documento se presenta en un momento crucial del objetivo de reducción del 20% del consumo de energía primaria a 2020, y con dos importantes normas sobre la mesa: la Directiva de Ahorro y Eficiencia Energética y el Libro Blanco del Transporte.

De nuevo, el informe agrupa opiniones de los diferentes sectores energéticos, alineados todos bajo un escenario energético común que homogeneiza el estudio, y que ha contado con el apoyo del Institute for Prospective Technological Studies (IPTS), uno de los Joint Research Centre de la Comisión Europea.

Sus conclusiones ofrecen un abanico de recomendaciones para cada sector analizado, además de otras de carácter transversal, que pueden contribuir a lograr nuestro objetivo en materia de eficiencia energética.

Las proyecciones son siempre un ejercicio de prospectiva, que requiere de estimaciones, por definición inciertas, sobre la evolución futura de parámetros, pero este hecho no resta valor al estudio, ya que son de una gran utilidad para el análisis sectorial que se realiza.

Otro de los factores clave para el futuro energético es la creación de un auténtico Mercado Interior de la Energía, uno de los objetivos prioritarios de la UE desde hace años. Pero, para que los consumidores sean capaces de beneficiarse de éste mercado, es esencial que su apertura coincida con la introducción de medidas de protección y ayuda al consumidor, que le faciliten la toma de decisiones. Hay una absoluta unanimidad en que el papel de quien consume la energía será determinante en los próximos años.

En esta cuestión, precisamente, se centra el tercer trabajo, “La protección al consumidor en el sector de la energía”, coordinado por Fernando Lasheras Merino y Sergio Arteta Arnaiz. Aspectos tales como la gestión de la demanda, la evolución del vehículo eléctrico, el uso del autoconsumo o las redes inteligentes desempeñarán una función esencial en el futuro, y en ellas el consumidor final será cada vez más protagonista.

Sin duda, se trata de un tema de tremenda actualidad, que está evolucionando rápidamente. Prueba de ello son las recientes disposiciones incluidas en los desarrollos normativos publicados por la Administración en julio de 2013 y en la nueva Ley del Sector Eléctrico, algunas de las cuales inciden especialmente sobre la actividad de comercialización de la energía eléctrica y el consumidor. A la espera de que estas nuevas medidas sean puestas en práctica, se ha considerado de interés mencionar estas modificaciones introducidas en una adenda del documento.

Confío en que las reflexiones y conclusiones incluidas en esta publicación sean de interés y utilidad en los debates que están teniendo lugar sobre el futuro de nuestro sector y en la definición de una política energética y una estrategia clara para más allá del año 2020, tanto en Europa como en nuestro país.

Me gustaría expresar mi agradecimiento a todos y cada uno de los autores de estos tres valiosos estudios, que han contado con más de 70 participantes de 50 empresas y organizaciones diferentes. El Club constituye un lugar único de intercambio de ideas y opiniones, y de búsqueda de consenso entre asociados con actividades e intereses diferentes, pero incentivados por el interés de dar a conocer a la sociedad, de una manera objetiva y neutral, el funcionamiento del sector energético. Probablemente, este interesante y enriquecedor intercambio de opiniones y de debate en el seno de Enerclub constituye su bien más preciado.

No quiero finalizar este prólogo sin reiterar mi reconocimiento a la importante labor ejercida por los coordinadores de los diferentes trabajos recogidos en este libro, y a Endesa por su patrocinio.

Y por último, en nombre del Club, quiero expresar mi sincero homenaje de reconocimiento y gratitud a Juan Antonio Cabrera, fallecido recientemente, y que puso gran afecto y dedicación en todas las actividades de nuestra asociación en las que participó activamente, como demuestra su contribución a dos de los tres estudios que contiene este libro.

Rafael Villaseca Marco

Presidente

Club Español de la Energía

II LISTADO DE AUTORES¹

II.1 REFLEXIONES SOBRE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

José Sierra López, Presidente de EMED Tartessus (Coordinador del estudio)

Juan Tomás Abarca Martín, Subdirector de Análisis de la Estrategia de España y Portugal, Endesa

Francisco Javier Alonso Martínez, Subdirector de Innovación y Soporte Tecnológico, Gas Natural Fenosa

Sergio Arteta Arnaiz, Jefe Unidad Regulación Comunitaria, Iberdrola

Juan Benzal Medina, Subdirector de Balance Electricidad, Gas Natural Fenosa

Ramón Andrés Bobes Miranda, Jefe de Estudios en la Dirección de Proyectos y Comunicación, EDP España

Juan Antonio Cabrera Jiménez, Jefe de la División de Inteligencia y Prospectiva, Ciemat

Luis Ciro Pérez Fernández, Jefe del Dpto. de Coordinación y Apoyo a las Energías Renovables, I.D.A.E

Sira Corbetta López de Letona, *Iberia External Affairs Policy Coordinator*, BP

Andrés Díaz Casado, Subdirección de Planificación Energética, Endesa

Carlos Díaz García, Técnico de Normativa y Regulación dentro de la Dirección de Desarrollo de Negocio de Refino España, Repsol

Ana R. Díaz Vázquez, Directora de Estrategia Tecnológica, Abengoa

Silvia Encinas Hernanz, Responsable de Mercados Energéticos y Asuntos Internacionales, E.ON España

Felipe Fernández Lores, Director de Desarrollo de Negocio de Refino España, Repsol

Francisco Pablo de la Flor García, Director de Regulación, Enagás

Tana García Lastra, Directora de Desarrollo y Relaciones Institucionales, Cores

Ramón Gavela González, Director del Departamento de Energía, Ciemat

Rafael Gómez-Elvira González, Director Adjunto a Presidencia, Operador del Mercado Ibérico-Polo Español (OMIE)

Alfonso González Finat, *Administrative Board Alternate, Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER)

José María González Moya, Director Técnico, APPA

¹ Las posiciones de las personas mencionadas y las entidades que representan son las conocidas por el editor en la fecha publicación del documento.

Jesús González de Santo, Subdirector Planificación Energética, Endesa
Alberto González Salas, *Senior Manager*, Deloitte
José María Marcos Fano, Jefe del Departamento de Prospectiva y Energías Renovables, Unesa
Marta Margarit Borrás, Secretaria General, Sedigas
Jaume Margarit i Roset, Director General, APPA
Mercedes Martín González, Directora General, Carbunion
Antoni Martínez García, CTO *Renewable Energies*, KIC INNOENERGY
Pedro Martínez López, Director de Comunicación y Relaciones Institucionales, CLH
Carmelo Mayoral de Lozoya, Director Técnico y de Medio Ambiente, AOP
Álvaro Mazarrasa Alvear, Director General, AOP
Tania Meixús Fernández, Técnico de Regulación, Enagás
Miguel Ángel Muñoz Rodríguez, Dirección de Regulación, Iberdrola
Héctor Perea Saavedra, Tecnólogo, Cepsa
Cristina Rivero Fernández, Jefa del Departamento de Medio Ambiente y Cambio Climático, Unesa
Francisco Rodríguez López, Director de Regulación y Relaciones Institucionales, E.ON España y E.ON Italia
Almudena Rosas Rodrigo, Jefa de Análisis Estratégico dentro de la Dirección de Desarrollo de Negocio de Refino España, Repsol
Gonzalo Sáenz de Miera Cárdenas, Director de Prospectiva Regulatoria, Iberdrola
Carmen Sánchez Gilabert, Responsable de Estrategia, Sector de Energía, Siemens
Luis Torres Fernández, Director de Desarrollo de Mercado para el Sur de Europa, Sunpower
Juan Antonio Vera García, Director de Estrategia y Desarrollo Corporativo, Cepsa
Luis Villafruela Arranz, Director Corporativo de Regulación y Control Global del Riesgo, Red Eléctrica de España

II.2 ESCENARIOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA APLICADOS A DIFERENTES SECTORES

Rafael Sánchez Durán, Subdirector de Estudios y Análisis Energéticos, Endesa (Coordinador del estudio)
José F. Barceló Llauger, Socio Individual
Carmen Berro Quirós, Responsable de Estudios y Análisis Energéticos, Endesa
Ramón Andrés Bobes Miranda, Jefe de Estudios en la Dirección de Proyectos y Comunicación, EDP España
Manuel Bravo López, Director Área de Energía y Medio Ambiente, Fundación Repsol
Juan Antonio Cabrera Jiménez, Jefe de División de Inteligencia y Prospectiva, Ciemat
Joaquín Chico Céspedes, *Manager, Energy & Utilities*, Deloitte
José Manuel Domínguez Cerdeira, Responsable de Asistencia y Promoción Técnica, Gas Natural Fenosa
Rosario Duque Rueda, Subdirectora de Coordinación de Eficiencia Energética, Repsol

Inmaculada Fiteni Campos, Subdirectora de Prospectiva y Eficiencia Energética
Interna, Endesa

Gemma Hernández Aliende, Consultor Senior, *Utilities Business*, Industria y Energía,
Exeleria-Grupo Everis

Juan Carlos de Pablo Olaiz, Socio Director, Enefyg

Javier Penacho Raposo, Socio Individual

Ana Peñuela Mazuecos, Gerente, Exeleria-Grupo Everis

Blanca Perea Solano, *Senior Manager*, PricewaterHouseCoopers (PwC)

Fernando Soto Martos, Director General, Asociación Española de Grandes
Consumidores de Energía (AEGE)

II.3. LA PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA

Fernando Lasheras García, Director de la Oficina de Iberdrola en Bruselas, Iberdrola
(Coordinador del estudio)

Sergio Arteta Arnaiz, Jefe Unidad Regulación Comunitaria, Iberdrola (Coordinador del
estudio)

Pedro Luis Barea Polo, Director de Relaciones con los Consumidores, Endesa

Luis Bertrán Rafecas, Director Planificación y Servicios Mercado Minoristas,
Gas Natural Fenosa

Ignacio Castrillón Jorge, Regulación de Distribución, Iberdrola

Rafael Durbán Romero, Subdirector de Relaciones con Agentes Sectoriales, Endesa

Juan José Fernández Martín, Dirección de Regulación, Endesa

Fernando González de Zulueta, Socio - Abogado, Deloitte Abogados

Juan Laorden Ferrero, Regulación de Comercial, Iberdrola

Alejandro Menéndez Cobo, Jefe de Facturación, Medidas y Validación ATR, Ciclo
Comercial B2C, Grupo EDP - HC Energía

Juan Antonio Pérez Cuevas, Secretario del Comité de Comercializadores, Sedigas

José Santisteban Moliner, Responsable de la Oficina de Garantía de Servicio de
Atención al Cliente, Gas Natural Fenosa

Carmen Vindel Sánchez, Subdirectora de Regulación Internacional, Gas Natural Fenosa

También han colaborado en la redacción del documento “La protección al consumidor en el sector de la energía”: Carlos Arruego Martín, Sara Molinero García de la Camacha y Sofía Rubio Martínez de la Hidalga, de Regulación Internacional de Gas Natural Fenosa.

Por parte del Club Español de la Energía han colaborado en la elaboración de los tres documentos: Juan Bachiller Araque, Antiguo Director General, Arcadio Gutiérrez Zapico, Director General, y Pablo de Juan García y Ana Belén Padilla Moreno, de la Secretaría Técnica.

III. TRABAJOS ELABORADORES¹

III.1. REFLEXIONES SOBRE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA²

José Sierra López (Coordinador)

CAPÍTULO 1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El bienestar de la sociedad y la competitividad de la industria dependen de una energía segura, sostenible y asequible. Muchas de las infraestructuras energéticas que proporcionarán esta energía a largo plazo tendrán que ser renovadas en los próximos años, por lo que ya se tendrían que estar determinando las pautas de la producción y uso de la energía para el futuro. Se necesitan, sin duda, indicaciones a nivel europeo y nacional sobre el camino a seguir después de la agenda 2020, que creen una situación de certidumbre entre los inversores, los Gobiernos y los ciudadanos, para que las inversiones puedan llevarse a cabo de la forma más adecuada y a su debido tiempo.

En este sentido, el Club Español de la Energía valora positivamente el lanzamiento por la Comisión Europea, el pasado 27 de marzo, del Libro Verde “Un marco para las políticas de clima y energía en 2030” y considera muy importante el debate que está teniendo lugar en torno a la necesidad de fijar los pilares de la política energética europea en ese horizonte así como en el de 2050. Por ello, Enerclub ha reunido en este documento, de la manera más objetiva posible, y desde un prisma principalmente cualitativo, la visión de los diferentes subsectores sobre el futuro de la oferta y demanda de energía en España. Además de estudios de referencia a nivel internacional, se han tenido en cuenta los resultados de una encuesta distribuida entre los principales agentes del sector energético español, la cual se considera da un importante valor añadido a este documento.

La energía en la Unión Europea

Han sido muchas las iniciativas regulatorias y legislativas que tienden hacia una política energética común en la Unión –en materia de mercado interior, seguridad de suminis-

¹ Los diferentes estudios que recoge este libro fueron realizados a lo largo de 2013. La publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y otras disposiciones publicados recientemente, han modificado algunos de los aspectos contemplados en los mismos.

² Dicho estudio fue finalizado en el mes de septiembre de 2013.

tro, tecnologías y medio ambiente, entre otras –. Todas estas iniciativas han tenido una repercusión directa en las políticas internas de cada uno de los Estados miembros. Sin embargo, en sus manos permanece la competencia exclusiva en lo que se refiere a las condiciones de explotación de los recursos naturales, a la elección de fuentes de suministro y a la estructura general de abastecimiento.

Éste hecho hace que, en ocasiones, existan ciertos solapes entre las competencias de los países y las políticas de la Unión. Así, por ejemplo, la Directiva 2009/28/CE³, de alguna forma, supone una excepción, acordada por unanimidad, en la libertad de cada Estado miembro de decidir su mix de generación eléctrica y uso de energía primaria ya que establece objetivos vinculantes en la participación de renovables en 2020. Y esto es resultado, entre otras razones, de que la política energética europea está inexorablemente unida a la política climática y medioambiental, la cual tiene un peso decisivo sobre la primera.

En los últimos años, la UE ha apostado por el liderazgo internacional en materia de lucha contra el Cambio Climático poniendo de manifiesto sus compromisos medioambientales en 2020. A más largo plazo, en el horizonte ya fijado para el 2050, teniendo en cuenta que para hacer sostenible nuestro modelo socio-económico no será suficiente con un ligero cambio de tendencia progresiva del sistema sino que se necesitará un cambio abrupto, la UE ha publicado una hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva.

Esta hoja de ruta es el punto de partida para el desarrollo de iniciativas políticas y hojas de ruta sectoriales, entre ellas la de la energía, mediante la cual explora caminos hacia la descarbonización del sistema energético.

Los objetivos perseguidos a nivel europeo, ponen a los Estados miembros en un contexto en el que deben superar una serie de retos mientras cumplen con el camino que va marcando la Unión, todo ellos en búsqueda de un modelo energético competitivo, seguro y sostenible, al mismo tiempo que, con estos fines, se persigue la plena realización del Mercado Interior de la Energía.

En España, estos retos se han visto agudizados en los últimos años por la crisis económica, que ha provocado una caída de la demanda sin precedentes en la historia. Lo que, unido a los grandes esfuerzos acometidos por el sector energético y a la cada vez mejor eficiencia energética de nuestra economía, ha contribuido a que los indicadores de intensidad y dependencia energética, así como de emisiones de gases de efecto invernadero, hayan confirmado una tendencia sostenida de mejora en los últimos años, aunque, respecto a los dos primeros, nuestro país aún está muy alejado de la media europea.

³ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

La situación de las fuentes energéticas en España

El particular, el sector eléctrico está jugando un papel muy importante en el cumplimiento de los objetivos europeos en materia de reducción de emisiones, principalmente debido al crecimiento de las energías renovables experimentado en nuestro país durante los últimos años que ha contribuido a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, a la mejora de la dependencia energética, además de a la configuración de un innovador e internacionalizado tejido empresarial. Pero también, junto a otros factores, a un cambio sustancial en el ratio entre energía y potencia instalada, siendo actualmente muy inferior al de cualquier momento de las últimas décadas e inferior también al resto de Europa. Esto, unido al descenso de la demanda ya mencionado y a la falta de interconexiones eléctricas suficientes para dar salida a nuestra energía excedentaria, ha provocado que el porcentaje medio de utilización de algunas centrales haya ido decreciendo en los últimos años. El aumento de la cuota de energías renovables a futuro, debería ir de la mano de un marco regulatorio estable que garantice un adecuado retorno de las inversiones, la creación y el aprovechamiento de economías de escala, y una mayor integración de los mercados energéticos europeos.

La generación en régimen ordinario se ha visto marcada por la continua erosión de los factores de carga de algunas de sus instalaciones, en particular de los ciclos combinados, que fueron construidos para funcionar cerca de 5000 horas al año, y en muchos casos no están superando las 1000. Esta tecnología que tienen un coste de inversión reducido y emisiones relativamente bajas, además de contar, entre otras características, con flexibilidad y gestionabilidad, actualmente están jugando un papel muy importante como facilitadores de las energías renovables. De cara al futuro, numerosos estudios coinciden en señalar la importancia del papel del gas en la transición del sistema energético español.

Entre las centrales de generación, cabe resaltar también el papel de las hidráulicas con regulación, que por su alta flexibilidad, firmeza y rápida capacidad de respuesta, pueden considerarse como la tecnología idónea para gestionar la variabilidad de fuentes energéticas como el viento o el sol. De cara al futuro, en España, todavía existe un potencial hidroeléctrico marginal con posibilidad de ser desarrollado bajo criterios de sostenibilidad.

Otra de las tecnologías que está jugando un importante papel en el mix eléctrico – por su generación firme, costes variables reducidos y bastante estables, su contribución a la reducción de la dependencia energética y emisiones – es la nuclear. La Comisión Europea considera esta tecnología, “base” por excelencia, como una opción hipocarbónica a gran escala que seguirá estando presente en la combinación de la generación de electricidad de la UE a 2050, aunque algunos países creen que los riesgos inherentes a la energía

nuclear son altos y han abandonado esta alternativa. Las decisiones políticas que se tomen en nuestro país respecto a su futuro, condicionará en gran medida la configuración de nuestro sistema eléctrico.

El carbón, también participa en el *mix* energético diversificado de nuestro país y contribuye a garantizar la seguridad de suministro, además, en lo referente a nuestro recurso autóctono, contribuye a reducir la dependencia energética del exterior. A nivel europeo, la Directiva de Emisiones Industriales introduce unos límites de emisiones contaminantes estrictos, que serán de aplicación para las centrales existentes a partir de 2016. Estas restricciones influirán en el papel de las centrales térmicas en el futuro, teniendo que valorar y decidir si acometen las inversiones necesarias para limitar sus emisiones. Además, el desarrollo de la captura y almacenamiento de carbono (CAC), actualmente en fase de demostración en grandes instalaciones, sin duda será decisivo para el futuro de esta tecnología.

Adicionalmente, respecto al sector eléctrico, cabe citar el gran desequilibrio que se ha generado por la falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas, el denominado déficit de tarifa, que se ha convertido en uno de sus problemas económicos más importantes, que está guiando las principales actuaciones en materia regulatoria que venimos observando en los últimos años y que está desviando la atención respecto al diseño de un modelo energético a largo plazo.

En el ámbito del petróleo, también se han visto cambios de especial relevancia en los últimos años en nuestro país, gracias principalmente a los grandes esfuerzos económicos que se están realizando en nuestras refinerías y que nos hacen gozar de una buena posición en cuanto a competitividad frente a terceros, y todo ello debido a la mejora en la eficiencia energética y en la capacidad para procesar crudos pesados. De cualquier forma, hay que tener en cuenta la grave situación a la que se enfrenta el sector de refino europeo, entre otros motivos, por la aplicación de la regulación medioambiental que no soportan otros países y por el descenso de la demanda.

Respecto al gas natural, también se han realizado inversiones cuantiosas que nos han colocado a un alto nivel en infraestructuras de GNL, lo que, unido a la diversificación de orígenes de suministro, ha disminuido la vulnerabilidad que introduce el aprovisionamiento exclusivo por gasoductos. La demanda global de gas también ha sufrido descensos en los últimos años principalmente fruto, como se ha mencionado, de la disminución del hueco térmico de los ciclos combinados, como consecuencia de la contracción de la demanda, la penetración de las renovables y la entrada en vigor en 2011 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que da prioridad al carbón nacional frente a combustibles de importación.

Por lo que se refiere a los usos térmicos de las energías renovables, y en especial a la biomasa —aunque también a la solar térmica y a la energía geotérmica—, presentan un potencial de crecimiento sensiblemente superior al del pasado reciente. La subida de precios de los combustibles fósiles, el desarrollo de la normativa en el sector de edificios y las mejoras tecnológicas en los equipos, podrían favorecer su desarrollo si se implantan las medidas necesarias.

Los objetivos de cara al 2020

Los importantes esfuerzos que España está realizando para el cumplimiento de los objetivos 20/20/20, poniendo en marcha diferentes planes e iniciativas, han hecho que nuestro país se encuentre en una posición favorable de cara al año 2020, en parte favorecida por las reducciones de la demanda. Su consecución ya está condicionando de manera significativa la configuración de la oferta energética en dicho horizonte, sobre todo en cuanto a mix de generación eléctrica se refiere. Para nuestro país, ir más allá de forma unilateral en el cumplimiento estricto de los objetivos, podría suponer un incremento de los costes de la energía y una pérdida de competitividad frente al resto de países europeos y del resto del mundo. Los siguientes pasos que vayan realizándose referentes a previsiones y planificaciones, deberán tener muy en cuenta esta circunstancia, además de toda una serie de hipótesis de partida y de parámetros que obedecen a factores numerosos y complejos.

Los factores clave para el futuro de la energía en España

Debido a la elevada incertidumbre económica y regulatoria que vivimos, el ejercicio de hacer proyecciones es aún más complejo, pero no por ello menos necesario. Reconocida la importancia de los análisis prospectivos vigentes realizados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, contar con análisis actualizados, teniendo en cuenta los cambios regulatorios, la realidad económica y perspectivas tecnológicas, se considera fundamental para, en base a ellos, poder definir unos objetivos de mix energético futuro factibles y razonables de manera que se reduzca la incertidumbre y se orienten las inversiones necesarias.

Por ello, a la espera de un nuevo ejercicio prospectivo oficial, se ha considerado de gran interés reflexionar sobre cómo algunos de los factores clave o elementos más importantes podrían influir en la evolución de los diferentes tipos de energía de uso final a medio y largo plazo, y sobre cómo debería enfocarse una correcta gestión de la demanda. Los factores clave considerados han sido, entre otros: el contexto económico, el ahorro y eficiencia energética, los precios de las materias primas energéticas, el régimen de comercio de derechos de emisión, las políticas energéticas y medioambientales, el Mercado

Interior de la Energía, la tecnología, además de las citadas medidas de gestión de la demanda.

Contexto económico

Comenzando con el contexto económico, se considera que ha tenido y seguirá teniendo un impacto directo muy considerable en todos los sectores productivos, incluido el energético, y será una variable decisiva a la hora de realizar un ejercicio prospectivo sobre la demanda de energía y su cobertura. Prueba de ello, es el descenso del consumo que ha experimentado la energía en España durante 2012 que ha tenido un considerable impacto en nuestro sector. Y no sólo el año pasado, sino que esta tendencia viene siendo la dinámica desde que, en 2008, comenzó la crisis. Así, el descenso acumulado de la demanda durante estos últimos años (2008-2012) ha sido del 19,1%, 17,6% y 7,3%, para el gas, los productos petrolíferos y la electricidad, respectivamente.

Pero además del impacto directo en el consumo, la situación económica actual, con mercados de capital reacios a proporcionar financiación, unido a la incertidumbre regulatoria, entre otros factores, podría tener una influencia futura importante en el sector si no se producen las inversiones adecuadas en proyectos energéticos a su debido tiempo. Esto es especialmente relevante en un contexto, como el europeo, donde, como comentábamos, contamos con una exigente política en materia de energía y clima para cuya consecución se requieren grandes inversiones en los próximos años.

Por otra parte, para valorar la influencia del contexto económico en el sector energético, además de la economía nacional y europea, hay que tener en cuenta la evolución económica mundial. Así, por ejemplo, se espera que el mayor dinamismo económico de los países no OCDE provoque un aumento del consumo energético per cápita, impulsando a su vez el crecimiento de la demanda energética mundial. Esto, unido a un posible declive de la producción de los campos actuales de petróleo y a la creciente necesidad de costosas tecnologías para acceder a nuevos, podría provocar un alza de los precios si la oferta no lograra adaptarse a la demanda. Si bien, habrá que tener muy en cuenta los efectos derivados de la aparición de los hidrocarburos no convencionales como se analiza más adelante.

El impacto que un incremento en los precios podría tener es complejo de estimar, aunque podría suponer un incentivo para un uso más racional de la energía y un estímulo para que los países consumidores desarrollen aún más sus recursos autóctonos, además de provocar que puedan surgir nuevos mercados de otras energías fósiles de menor coste.

Otro hecho que no se puede dejar de tener en cuenta es que la evolución económica mundial afecta de forma determinante a la inversión en I+D+i, a la generación de economías de escala y, por tanto, a la posibilidad de que afloren nuevas tecnologías con costes más reducidos.

A corto y medio plazo, no se espera que ni la expansión demográfica o la económica sean fuertes factores que en el futuro hagan crecer el consumo energético en nuestro país, aunque cabe hacer una diferenciación entre fuentes energéticas, ya que parece haber un consenso generalizado sobre el incremento de participación de la electricidad en la cobertura de la demanda. Esta previsión quedaba patente en el escenario del Plan de Energías Renovables 2011-2020, de acuerdo al cual la participación de la electricidad en la cobertura de la demanda de energía final alcanzará en España el 26,5% en 2020. Estas consideraciones, además de la deseable y realizable mejora de la eficiencia energética, hacen prever una reducción de la intensidad energética, es decir, de los consumos energéticos por unidad de PIB producida.

La previsible electrificación impactaría de forma diferente sobre los distintos sectores, esperándose que juegue un papel relevante en la edificación a través de la implantación de sistemas de calefacción/refrigeración y también en el transporte, aunque en este último el petróleo seguirá, durante décadas, siendo la fuente principal de los combustibles.

Por su parte, en el sector industrial, principal consumidor de gas y motor de la recuperación económica, se espera que a medida que la economía se recupere, retome su crecimiento, y con él el del consumo energético. Asimismo, previsiblemente la cogeneración y la penetración del gas en los sectores residencial, comercial y público, seguirán creciendo hasta establecerse en niveles europeos.

Respecto a las energías renovables, si bien a largo plazo, los escenarios de crecimiento económico utilizados por organismos oficiales sugieren un marco económico global que puede favorecer su crecimiento y la reducción de costes, a corto plazo, cabe suponer que la crisis económica actual ralentice el crecimiento de aquellas energías menos competitivas.

El ahorro y la eficiencia energética

El ahorro y la eficiencia energética son inputs fundamentales para cualquier escenario prospectivo. Los diferentes estudios de referencia coinciden en señalar a estos elementos como herramientas claves para afrontar los retos en materia de sostenibilidad económica y medioambiental. Además, destacan el gran potencial aún por desarrollar (sobre

todo en los sectores de la edificación y el transporte) y la necesidad de eliminar las barreras que obstaculizan la aplicación de medidas en éste ámbito.

La velocidad de evolución del sector energético hacia un escenario cada vez más eficiente dependerá de cómo vayan desarrollándose las políticas sobre ahorro y eficiencia, y de que se diseñe un marco regulatorio que permita superar las barreras y fallos de mercado existentes. En particular, el impacto de las medidas dependerá del desarrollo que se haga de instrumentos fundamentales, tales como la señal de precio de la energía, los estándares en equipos y procesos, las medidas de información y sensibilización, y del papel de los servicios energéticos. Además, una correcta trasposición de la Directiva de Eficiencia Energética, previo análisis de las consecuencias que su implementación podría tener, se considera primordial. La generación distribuida y las redes inteligentes podrían desempeñar un papel importante en la consecución de un sistema eléctrico más eficiente.

Los precios de las materias primas energéticas

A la hora de reflexionar sobre cómo sería el escenario energético del futuro, es fundamental también analizar los precios de las materias primas energéticas, esto es especialmente determinante en un país como el nuestro dada su elevada dependencia energética. Esta tarea no supone un ejercicio sencillo ya que los precios dependen de múltiples factores, siendo uno de los menos previsibles y más impactantes las situaciones de incertidumbre derivadas de la geopolítica.

Pero, además, hay que tener en cuenta la interrelación entre los diversos combustibles y mercados, relaciones éstas últimas que se prevén serán cada vez más intensas, lo que implicaría que los cambios en una parte del mundo se dejarán sentir más rápidamente en otras partes.

Por tanto, habrá que seguir muy de cerca la evolución de las materias primas energéticas en el escenario energético internacional, en particular de los hidrocarburos no convencionales, cómo evolucione el precio de su explotación y cómo se vayan resolviendo las barreras medioambientales.

De momento parece que las implicaciones para Europa del desarrollo de estos recursos están siendo limitadas, pero se prevé que los menores precios del gas americano vayan a determinar el devenir competitivo de todos los sectores industriales europeos intensivos en consumo energético. La producción y exportación de GNL desde EE.UU, tendría una lógica influencia en los precios del gas natural en los países europeos importadores, como España.

En este sentido, se considera que el escenario futuro podría ser muy diferente dependiendo, entre otros factores, de la posición que adopten las Instituciones de la UE al respecto. De darse las condiciones adecuadas (económica, medioambiental y socialmente), se podrían esperar importantes beneficios, desde una mayor diversificación energética, una mayor seguridad de suministro, precios más bajos del gas que podrían arrastrar a otras tecnologías a profundizar en su desarrollo y a ofrecer en el medio plazo opciones más competitivas, o incluso la penetración del uso del gas en otros sectores como el transporte.

También tiene una importancia decisiva para el desarrollo futuro de las energías renovables el precio de la electricidad, que además de estar influido por los precios de las materias primas energéticas, depende de la estructura de generación de cada país, de las imperfecciones del mercado y del grado de interconexión e integración con otros mercados. Tomar decisiones sobre el diseño futuro de la cobertura de la demanda eléctrica desde un punto de vista de la búsqueda de los objetivos de seguridad energética, desarrollo económico y protección medioambiental, será cada vez más complejo.

Además, de cara a garantizar la competitividad energética, se debería analizar el posible impacto que cualquier regulación europea adicional y diferencial del resto de regiones del mundo pueda tener en los precios de la energía.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂

El régimen de comercio de los derechos de emisión es el pilar central de la política europea en materia de Cambio Climático. Desde sus inicios, su objetivo ha sido generar una señal de precio del CO₂ adecuado para incentivar las inversiones en tecnologías bajas en carbono, como las renovables o las tecnologías de Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂ (CAC), entre otras.

A pesar del papel destacado del precio de los derechos de emisión de CO₂ para avanzar hacia la descarbonización, hasta la fecha, su deprimida señal y alta volatilidad, así como la incertidumbre en cuanto a su evolución futura, han provocado que los agentes no lo vean como un incentivo para fomentar las inversiones en tecnologías bajas en carbono.

Lo que sí queda puesto de manifiesto con claridad, es que para que esto sea viable desde el punto de vista de la competitividad económica en Europa, es necesario que finalmente se lleve a cabo un acuerdo global sobre lucha contra el Cambio Climático y que se desarrollen mercados de derechos de emisiones similares al europeo en otras partes de mundo, con una adecuada coordinación entre todos ellos. De no ser así,

Europa podría estar en desventaja respecto a otras regiones, con los consecuentes impactos en el coste de la energía y de fugas de carbono.

Concretamente, el futuro de los ciclos combinados o de las centrales de carbón con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC) depende de que el precio del CO₂ sea lo suficientemente elevado para hacer viable esta tecnología. Disponer de un precio de los derechos de CO₂ estable y más alto que el actual se considera determinante para que esto suceda.

Hay que tener en cuenta que alrededor de la mitad de los consumos de energía de la Unión Europea no están actualmente sometidos al régimen de comercio de derechos de emisión, y esto supone que los biocarburantes (salvo los empleados en la aviación) y una buena parte de los usos térmicos de las energías renovables no encuentra, por el momento, estímulos para su desarrollo mediante este régimen. No obstante, la Ley 13/2010, que regula el régimen del comercio de derechos de emisión, prevé la articulación de un mecanismo para la reducción de gases de efecto invernadero procedentes de actividades no sujetas a ese régimen.

En la medida en que las emisiones difusas, como el transporte, se viesan gravadas con tasas medioambientales sobre el Cambio Climático, los combustibles alternativos, como el GNL, podrían ser más competitivos y, en el largo plazo, afectaría a la demanda de los combustibles fósiles líquidos derivados del petróleo. La existencia de un marco regulatorio estable que permita estimar los precios de los derechos de emisión de CO₂, se percibe como necesario para la continuidad de la actividad del sector petróleo más allá del año 2020.

Las políticas energéticas y medioambientales

Como se evidencia a lo largo del documento, las políticas energéticas y medioambientales juegan un papel básico y su desarrollo determinará en gran medida la evolución de nuestro modelo energético futuro. La intensidad y acierto con que se lleve a cabo algunas actuaciones normativas - a nivel global, comunitario y nacional- condicionará el desarrollo y coste del modelo energético futuro.

El rasgo diferencial del periodo a 2050 respecto al periodo que acaba en 2020, es el hecho de que todas las opciones de oferta están abiertas. En este periodo, será necesario instalar nueva capacidad y reemplazar la existente para hacer frente no sólo a la creciente demanda eléctrica, sino a los nuevos hábitos y necesidades de consumo, a la nueva estructura generación-demanda y, además, poder atender a diversas consideraciones de índole política y técnica.

En el intenso debate que está teniendo lugar en la actualidad en torno a la necesidad de fijar los pilares de la política energética europea en el horizonte 2050, cabría hacer una reflexión sobre los resultados derivados de los objetivos y políticas actualmente vigentes, y sobre el hecho de que la acción de la Unión en solitario no es suficiente para alcanzar el objetivo de no rebasar el aumento de la temperatura global que se ha considerado permisible. Además, se considera que habría que hacer un análisis cuidadoso de las relaciones entre los objetivos que se puedan fijar, y su compatibilidad con la competitividad de nuestras economías.

A la hora de plantearse el futuro hay que recordar además, como hace la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la necesidad de que la política energética aborde el sistema energético en su totalidad, ya que las tecnologías energéticas interactúan y, por tanto, deben desarrollarse y desplegarse juntas. Y el éxito de esta política estará básicamente supeditado al funcionamiento general del sistema y no solo a las tecnologías consideradas individualmente.

Por último, no hay que olvidar el impacto que la reacción de la sociedad va a tener en la aceptación de las políticas que se lleven a cabo. Este puede ser un factor con mayor peso incluso que los económicos y políticos, sobre todo en Europa, debido a la reticencia que la sociedad de algunos países de la Unión puede tener a la utilización de determinadas tecnologías.

El Mercado Interior de la Energía

Hay unanimidad en considerar el Mercado Interior de la Energía (MIE) como una de las herramientas fundamentales para conseguir un suministro energético competitivo, seguro y sostenible. Aunque se han dado importantes pasos hacia su consecución, existen todavía algunos elementos que dificultan el proceso de integración, destacando, entre otros, los relacionados con el desarrollo de interconexiones e implementación de los códigos de red, el alcance de una visión común para la planificación de infraestructuras, y la armonización de marcos regulatorios.

Avanzar en la solución de estas limitaciones, permitiría contar con precios de la energía eléctrica más competitivos y con una mayor posibilidad de integración de energías renovables de una manera sostenible técnica y económicamente.

Respecto al gas natural, el MIE junto con la globalización de los mercados, permitiría relajar la tensión que produce la dependencia energética, y permitiría, con el desarrollo de las interconexiones, convertir a España en una puerta de entrada de

suministros de gas para el resto de Europa y sería una oportunidad para maximizar el uso de las infraestructuras españolas. Para ello, entre otras cosas, es necesario crear interconexiones con suficiente capacidad para que el gas sea competitivo en otros mercados.

La integración de los mercados energéticos no es un factor determinante para el sector petrolero, en el que ya se da un elevado grado de internacionalización, sin embargo se considera necesaria una adaptación de las prácticas comunes llevadas a cabo por los diferentes países de cara a obtener un mercado más eficiente y competitivo.

La tecnología

En relación con el cambio de tendencia, más o menos abrupto, del sistema energético, la tecnología desempeñará un papel fundamental, para lo cual, además del desarrollo y acceso a la misma, es fundamental tener en cuenta una serie de factores, como pueden ser las posibles barreras a su despliegue comercial, limitaciones derivadas de su integración en el sistema y, en especial, su competitividad en costes.

Entre los elementos que son de suma importancia para acompañar al desarrollo tecnológico, se podrían mencionar dos: la elección de los instrumentos adecuados a cada estado de la tecnología que permitan su desarrollo a la par que reduce sus costes, y un ritmo de implantación de cada una de ellas —de acuerdo con los objetivos nacionales— conforme con su grado de evolución y sus costes.

Es importante destacar que, a día de hoy, la energía eléctrica no es un producto almacenable en grandes cantidades de forma económicamente viable, lo que hace que la generación deba adaptarse en cada momento a la demanda y que el sistema se tenga que dimensionar para cubrir las puntas de demanda previstas y teniendo en cuenta la flexibilidad de las distintas tecnologías de generación disponibles. No obstante, no debe descartarse a futuro la aparición de tecnologías de almacenamiento que, al menos parcialmente, puedan aminorar este efecto o, incluso, el desarrollo de tecnologías que permitan disminuir las puntas previstas.

Además del almacenamiento, de cara a poder dilucidar cómo será el sector energético del futuro, es fundamental hacer un seguimiento de los posibles desarrollos tecnológicos de las energías renovables, las redes inteligentes, la CAC, el vehículo eléctrico, la incorporación de biometano e hidrógeno en las redes de gas, o el desarrollo tecnológico de los vehículos de gasolina y en los híbridos enchufables, entre otros.

De cara a la consecución de un nuevo modelo productivo, la existencia de un entorno favorable a la financiación de la I+D+i relacionada con estas y otras actividades, se considera fundamental. Si bien, la situación actual de crisis en España está afectando a su apoyo. De seguir esta tendencia en los próximos años, se podría perder la oportunidad de liderazgo en ciertos sectores y en el desarrollo e implantación de las tecnologías más punteras y eficientes - tanto en generación como en transporte y distribución- produciéndose, por tanto, un cierto retraso respecto a otros países en cuanto a reducciones de costes y beneficios económicos, con la consiguiente pérdida de competitividad industrial.

Medidas de gestión de la demanda

Por último, cabe mencionar que las medidas de gestión de demanda se consideran clave para lograr un modelo energético más sostenible, ya que, pueden contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema energético en su conjunto. Si bien todos los tipos de medidas son necesarias para conseguirlo, las relacionadas con las señales de precio se consideran como un elemento fundamental, y para ello desempeñará un papel importante el desarrollo de las redes inteligentes. Cabe destacar también el relevante papel de las infraestructuras gasistas funcionando como facilitador de las energías renovables.

Una nueva metodología regulatoria

Como resultado de todas las reflexiones que se plantean a lo largo de este documento, podemos sentir la profunda transformación a la que se enfrenta el sector energético español, para satisfacer las crecientes necesidades del panorama energético, condicionado a requerimientos socioeconómicos y medioambientales cada vez más severos.

Esta transformación debe ir de la mano de la evolución de la regulación en materia energética, que se configura como una herramienta imprescindible para mejorar la eficiencia del sector y alcanzar el fin último de aumentar el bienestar de la sociedad.

En primer lugar, es importante diseñar y garantizar un marco regulatorio estable, coherente con los objetivos de la política energética definidos. Este marco estable, que ofrezca una proyección clara de hacia dónde nos dirigimos, permitirá impulsar las inversiones necesarias en el sector. Actualmente, el coste de financiación y la pérdida de confianza de los inversores por el riesgo regulatorio retrasan o dificultan las inversiones necesarias para la transformación del sistema energético.

Además, este marco regulatorio debería inspirarse en el concepto de sostenibilidad. Por supuesto medioambiental, pero también sostenibilidad económica. Las políticas y los objetivos deben ir respaldados por un riguroso análisis coste-beneficio, una planificación y una adecuación de los impactos económicos. De esta forma podrán evitarse distorsiones futuras (como la que actualmente padecemos con el déficit de tarifa) que puedan conducir inevitablemente a un alza de los precios de la energía y una pérdida de competitividad.

En el camino hacia la competitividad, es fundamental completar la liberalización, reducir el ámbito de aplicación de los precios regulados a los límites coherentes con la aplicación de los mismos (es decir la protección de los consumidores vulnerables), el intervencionismo y permitir la consolidación de unos mercados que ofrezcan las señales adecuadas para un sistema más eficiente.

CAPÍTULO 2. EL MARCO DE LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS DE LA UNIÓN EUROPEA

Alfonso González Finat (Coordinador), Rafael Gómez-Elvira González y José Sierra López

2.1. Introducción

El Tratado de Lisboa, por el que se modifican el Tratado de la Unión Europea (UE) y el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, entró en vigor el 1 de diciembre de 2009 incluyendo por primera vez un título sobre energía. Por tanto, la energía encuentra finalmente en el Tratado de Lisboa la base jurídica de la que carecían los tratados anteriores.

Este hecho constituye un paso importante para establecer una política energética común en la UE ya que el Tratado reconoce, entre otros, la solidaridad entre Estados miembros en caso de dificultades graves de suministro, o la dimensión exterior de la energía, como nuevos ámbitos de la política energética que pasan a ser una competencia compartida. Por el contrario, el Tratado de Lisboa mantiene claramente el derecho de cada Estado miembro de decidir libremente sobre las distintas fuentes y la estructura de su abastecimiento energético (*mix energético*).

Desde la CECA y EURATOM al Tratado de Lisboa

No hay que olvidar que, aunque lo que hoy es la UE encuentra su base fundacional en dos tratados íntimamente relacionados con la energía, como son el Tratado sobre la Comunidad del Carbón y el Acero (CECA) de 1951 y el de la Energía Atómica (EURATOM) de 1957, no sería hasta octubre del 2005 cuando los Jefes de Estado y de Gobierno de la UE, en la Cumbre de Hampton Court, acordaron impulsar una política de energía para Europa.

En definitiva, si bien la energía ha estado siempre en el centro del proceso de construcción europea, la ausencia de ésta como ámbito competencial de la UE constituía una paradoja que el Tratado de Lisboa en 2009 ha venido a intentar solventar.

Hasta esa fecha, la Comisión Europea (CE) vino impulsando regulación de ámbito comunitario para el sector de la energía a través de políticas relacionadas con la energética y para las que sí existía una base legal en los tratados.

Así, es bien conocido cómo el Consejo y el Parlamento Europeo fueron adoptando regulación en materia de, entre otras, mercado interior –incluidas las redes transeuropeas-, seguridad de suministro y, por supuesto, en materia medioambiental. Actualmente, el gran reto de la política energética es su estrecha vinculación con la política de lucha contra el Cambio Climático y de transición hacia una economía baja en carbono. La UE ha reiterado en numerosas ocasiones su determinación política de liderar la lucha contra el Cambio Climático a escala internacional y esta ambición está exigiendo considerables esfuerzos al sector energético europeo.

En efecto, todo esto está dado lugar a un proceso de cambio constante en el sector energético en la UE. Políticamente, el Tratado de Lisboa ha contribuido a los objetivos de política energética de la UE para las próximas décadas. En términos regulatorios, el “Tercer Paquete” de medidas para el Mercado Interior de la Energía, el Reglamento 347/2013 sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas⁴ o las distintas directivas y reglamentos que conforman la política europea de “Acción por el Clima”, marcarán la evolución del sector energético hasta el año 2020. A más largo plazo, en el horizonte ya fijado por la UE para el 2050, deberían ser los cambios tecnológicos y, consecuentemente, los cambios económicos y sociales los que marcaran la evolución del sector energético hacia una descarbonización de la UE. A continuación, se presenta una visión resumida de todos estos retos para los horizontes 2020 y 2050.

2.2. Perspectivas a medio plazo (2020)

2.2.1. La lucha contra el Cambio Climático: Una energía sostenible

En 2007 los Jefes de Estado y de Gobierno⁵ acordaron objetivos vinculantes para 2020, en materia de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), en un 20% en relación a 1990, de alcanzar al menos el 20% en la cuota de energías renovables en el consumo de energía final y de un ahorro indicativo del 20% del consumo de energía primaria en comparación con las proyecciones.

Se trata del conocido como objetivo 20-20-20, que la UE ha establecido para el año 2020, y que ha supuesto la entrada en vigor de nueva regulación a escala comunitaria

⁴ Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión nº 1364/2006/CE y se modifican los reglamentos (CE) nº 713/2009, (CE) nº 714/2009 y (CE) nº 715/2009.

⁵ Consejo Europeo de 8 y 9 de marzo de 2007.

para la promoción de fuentes renovables de energía, sobre el ahorro y la eficiencia energética y el comercio de derechos de emisión.

Energías renovables

De alguna forma, la Directiva 2009/28/CE⁶, que requirió unanimidad en su aprobación, supone una excepción en la libertad de cada Estado miembro de decidir su mix de generación eléctrica y uso de energía primaria ya que establece objetivos vinculantes para cada Estado miembro en la participación de renovables en 2020. La citada Directiva consolida el principio de subsidiariedad de los Estados miembros para elegir el sistema de apoyo a las renovables y requiere la elaboración de planes de acción nacionales que permitan alcanzar sus respectivos compromisos. Además, entre otros asuntos, la directiva regula las transferencias estadísticas de energías renovables entre Estados miembros, los proyectos conjuntos entre Estados y con terceros países, la certificación del origen de la energía con una función exclusivamente informativa, y la transferencia de estas “garantías de origen” entre titulares.

Así mismo, la directiva establece una nueva metodología para el cálculo del objetivo global del 20% y de los objetivos globales nacionales, que se calculan sobre el denominado consumo final bruto de energía.

Cabe también destacar –dentro de dichos objetivos individuales- la fijación de un objetivo obligatorio para cada Estado miembro consistente en alcanzar una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la Comunidad para 2020. Los biocarburantes utilizados para lograr el objetivo del 10% y para computar de cara a las obligaciones nacionales de introducción de fuentes renovables en el transporte han de cumplir diversos criterios de sostenibilidad incluidos tanto en la Directiva 2009/28/CE, como en la Directiva 2009/30/CE.

En 2012 la CE propuso que en el sector transporte el límite para los biocarburantes sea del 5%, debiendo el resto del objetivo ser alcanzado por otros medios (electricidad por ejemplo).

Eficiencia energética

La Directiva de Eficiencia Energética⁷ establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión a fin de lograr el objetivo de aho-

6 Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

7 Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética

ro del 20% en 2020 en relación a la tendencia medida en 1990, así como preparar el camino a posteriores mejoras de la eficiencia después de esa fecha. Esta Directiva contempla medidas de especial relevancia para el sector como son, entre otras, la obligación de realizar auditorías energéticas o la renovación de edificios públicos. Por otra parte, introduce la obligación de que los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía, alcancen un objetivo de ahorro de energía acumulado, antes del 31 de diciembre de 2020, equivalente a la consecución de un nuevo ahorro cada año, desde el 1 de enero de 2014, del 1,5 % de las ventas anuales de energía a clientes finales.

Emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI)

La Directiva 2009/29/CE regula el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE) de GEI a partir de 2013 para el control y limitación de las emisiones de CO₂. Con la experiencia adquirida en relación con el funcionamiento del mercado comunitario de comercio de derechos de emisión desde que éste se implantó en la Comunidad en 2005, la citada Directiva mejora diversos aspectos como:

- La asignación de derechos de emisión se centraliza a nivel europeo, estableciéndose cuotas-objetivo vinculantes a nivel nacional, y se realiza, con carácter general, mediante subasta.
- La asignación gratuita sólo se contempla en sectores productivos con riesgo de “fuga de carbono” (es decir, en peligro de deslocalización fuera de la UE).
- Se contempla además la posibilidad de que una actividad intensiva en consumo de energía eléctrica experimente fugas de carbono a consecuencia del encarecimiento de la electricidad por la implantación del comercio de derechos de emisión.
- Por razones de eficiencia, se permitirá a los Estados miembro excluir a las instalaciones de pequeño tamaño del régimen de comercio de derechos.
- La utilización de derechos provenientes del uso de mecanismos vinculados al desarrollo de proyectos, de acuerdo con el Protocolo de Kioto –es decir, Aplicación Conjunta (AC) y Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)–, estará limitado, en cumplimiento del principio de complementariedad: su volumen total no podrá exceder el del 50% de las reducciones.
- Se reserva un 5% del total de derechos a “nuevos entrantes”, del cual un 2% está destinado a la financiación de proyectos de demostración de generación a partir de fuentes de energía renovables y captura y almacenamiento de CO₂

Dada la situación actual en cuanto al hundimiento del precio de mercado del derecho de emisión, la Comisión Europea propuso⁸ la retirada de un volumen importante de la subasta de permisos prevista en la Directiva a fin de mantener un precio de mercado acorde con los objetivos de la política europea de reducción de emisiones y de las inversiones necesarias en materia de energía. El Parlamento Europeo rechazó esta opción⁹, originando un periodo de incertidumbre, a pesar de que la Comisión de Medio Ambiente del Parlamento Europeo había votado a su favor poco antes, si bien por una estrecha mayoría.

2.2.2. El Mercado Interior de la Energía: Una energía competitiva

Como es bien conocido, en agosto de 2009 se publicaba en el DOUE el llamado Tercer Paquete de medidas legislativas para el Mercado Interior de la Energía (MIE). De esta forma, transcurridos dos años desde la propuesta de la CE, y tras un complejo proceso de negociación, finalmente en septiembre de ese año entraban en vigor las Directivas 2009/72/CE¹⁰ y 2009/73/CE¹¹, sobre normas comunes para la creación del mercado interior de la electricidad y el gas natural respectivamente. Como en el paquete legislativo anterior, las dos directivas se completaban con sendos reglamentos (714/2009¹² y 715/2009¹³) sobre condiciones de acceso a las redes de transporte de electricidad y gas.

Sin duda, se trataba de un importante paso del Consejo y del Parlamento Europeo, en este largo camino, hacia un verdadero MIE en la UE y que venía a remediar carencias del marco legislativo anterior¹⁴, como, entre otros aspectos, la falta de separación efectiva de la actividad del transporte, la cooperación regional, la naturaleza meramente consultiva de muchas autoridades reguladoras nacionales, la necesidad de una mejor coordinación entre operadores de red de transporte, el escaso desarrollo de los mercados minoristas o la ausencia de mecanismos para la protección de los consumidores, especialmente de los consumidores residenciales.

8 COM(2012) 416 final de 25/7/2012. Propuesta de Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo que modifica la Directiva 2003/87/CE con objeto de precisar las disposiciones sobre el calendario de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

9 Calendario de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Informe sobre la propuesta de Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo que modifica la Directiva 2003/87/CE con objeto de precisar las disposiciones sobre el calendario de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero [COM(2012)0416 - C7-0203/2012- 2012/0202(COD)]

10 Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

11 Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

12 Reglamento (CE) n° 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1228/2003.

13 Reglamento (CE) n° 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1775/2005.

14 Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE; Reglamentos (CE) n° 1228/2003 y 1775/2005.

Adicionalmente, el Tercer Paquete contemplaba un tercer reglamento (713/2009¹⁵), por el que se creaba la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). Este reglamento supone un cambio radical del marco regulatorio europeo, colocando la cooperación de los reguladores nacionales en el centro de la nueva arquitectura institucional, que permitirá desarrollar regulación europea de detalle, en particular sobre asuntos transfronterizos.

El 4 de febrero de 2011, los Jefes de Estado y de Gobierno de la UE acordaron¹⁶ que *“... el mercado interior de la energía tiene que haberse realizado de aquí a 2014, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad. Para ello es preciso, en particular, que los reguladores nacionales y los operadores de los sistemas de transmisión, en cooperación con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), impriman impulso a sus trabajos sobre el acoplamiento de mercados, las directrices y los códigos de red aplicables en todas las redes europeas...”*.

En este nuevo contexto, y para el caso eléctrico, ACER ha elaborado las llamadas Directrices Marco¹⁷ que llevarán, con la cooperación de reguladores, operadores de mercado y de transporte, a la implantación en 2014 de los siguientes proyectos:

- El establecimiento de un método de cálculo coordinado para el cálculo y optimización de las capacidades transfronterizas disponibles.
- Una plataforma pan-europea para la asignación de capacidad de interconexión en el largo plazo y un conjunto de normas armonizadas a nivel europeo para la realización de las subastas.
- El acoplamiento de los mercados diarios a nivel europeo con un mismo algoritmo para la casación de ofertas de compra-venta en toda la UE.
- Una plataforma pan-europea que permita implantar un mercado continuo.

Son proyectos ambiciosos que deberían conducir a la integración efectiva de los mercados mayorista de electricidad en la UE en el año 2014. Los proyectos permitirán implan-

15 Reglamento (CE) n° 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

16 Consejo Europeo del 4 de febrero de 2011. Documento de Conclusiones.

17 Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity published 29th July 2011; Framework Guidelines On Electricity Grid Connections published 20th July 2011; Framework Guidelines on Electricity System Operation published on 2 December 2011

tar un modelo ya definido en las directrices marco sobre CACM y ensayar distintas alternativas a considerar en la redacción del correspondiente código de red que ENTSO-E¹⁸ está elaborando.

Para el caso del gas, ACER ha elaborado en 2011 las siguientes Directrices Marco sobre:

- Mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas.
- Balance de gas en las redes de transporte.
- Interoperabilidad e intercambio de datos para las redes de transporte de gas.

Además, ACER está desarrollando la Directriz Marco sobre armonización de las estructuras tarifarias. En base a estas Directrices Marco, ENTSO-G¹⁹ elabora los Códigos de Red respectivos.

Por otra parte, el 28 de diciembre de 2011 entraba en vigor el nuevo Reglamento 1227/2011, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT). Este Reglamento establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía y asigna a ACER el control y supervisión de dichos mercados en estrecha colaboración con las autoridades reguladoras nacionales.

Es preciso mencionar finalmente que la Comisión lanzó a finales de 2012 una nueva Comunicación por la que instaba a los gobiernos a poner en marcha y aplicar en todos sus extremos las directivas recientes en materia del MIE, en aras a una mejora para los consumidores, y para la industria²⁰. Al mismo tiempo la Comisión va a tomar medidas para promover y facilitar el comercio transfronterizo de energía; apoyar el desarrollo de las redes inteligentes; trabajar con los gobiernos nacionales en relación con los consumidores vulnerables; y continuar restringiendo la interferencia de los gobiernos en los precios de la energía.

La Comisión propone un plan de acción para asegurar el éxito del MIE. Insta a todas las instituciones, los Estados miembros y los agentes interesados a trabajar juntos con vistas a llevar a cabo las actuaciones propuestas con arreglo al calendario previsto. La Comisión examinará los avances en la realización del plan de acción en 2014.

¹⁸ European Network of Transmission System Operators for Electricity

¹⁹ European Network of Transmission System Operators for Gas

²⁰ COM(2012) 663 final 15/11/2012. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía.

2.2.3. La seguridad de suministro: Una energía segura

El mercado interior es pieza fundamental en la seguridad de suministro. La creación y el correcto funcionamiento de un genuino mercado interior de la electricidad y del gas exigen un mercado estrechamente interconectado y accesible a todos los agentes. Por ello, no podrá considerarse acabado en tanto los mercados periféricos no se integren a través de las necesarias interconexiones en el seno de la UE.

En dicha línea hay dos nuevos reglamentos incipientes, uno de los cuales está aún en discusión en las instituciones.

En primer lugar, y siguiendo su Comunicación de 2010 “Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 –Esquema para una red de energía europea integrada”, en la que la Comisión preconizaba una nueva política de infraestructuras energéticas de la UE para coordinar y optimizar el desarrollo de la red a escala continental, se proponía un reglamento de infraestructuras energéticas que se acompañaba de un nuevo reglamento sobre su financiación.

- El Reglamento 347/2013²¹ relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras transeuropeas de energía. Define la red y los proyectos de interés común para los sectores de electricidad y gas, incluyendo también los oleoductos y la red de transporte de CO₂.

Deroga la anterior Decisión sobre Redes Transeuropeas de energía de 2006 (TEN-E). Incluye la definición de corredores y áreas prioritarias; la necesidad de identificación de proyectos de interés común (PCIs, por sus siglas en inglés) y los criterios y metodología para un análisis coste beneficio; interconexiones con países terceros; la utilización de los grupos regionales en el proceso de selección de proyectos; y asimismo el papel que deben desempeñar los transportistas en este proceso (con sus planes de desarrollo a diez años), así como el papel de ACER. Establece un procedimiento con cláusula de ocaso para los permisos y licitaciones de proyectos.

- Propuesta de reglamento que establece la facilidad europea de conexión. Es una propuesta referida a los tres sectores (transporte, energía y telecomunicaciones).

Está relacionado con las llamadas perspectivas financieras plurianuales (2014-2020) que el Consejo Europeo de febrero de 2013 adoptó, estando pendiente del

²¹ Reglamento (UE) No 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión nº 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) no 713/2009, (CE) no 714/2009 y (CE) no 715/2009.

acuerdo con el Parlamento Europeo. En dicho texto, el Consejo Europeo se establece un montante para energía de algo más de cinco millardos de euros para todo el periodo.

La financiación prevista revestirá principalmente la forma de instrumentos financieros, con la participación del Banco Europeo de Inversiones (BEI), si bien la posibilidad de subvenciones sería posible en los casos de fallos de mercado. La financiación puede ir dirigida tanto a estudios y fases de proyecto como a desarrollo.

Dentro de las medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas, se encuentra asimismo el Reglamento 994/2010, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas, que fue tramitado con carácter urgente tras la crisis entre Rusia y Ucrania en 2009 y que tiene como objetivo asegurar el funcionamiento adecuado y continuo del mercado interior incluso en situación de escasez de suministro, proporcionando una respuesta solidaria y coordinada ante crisis de suministro, tanto en lo relativo a las medidas preventivas como a la reacción ante interrupciones concretas del suministro, permitiendo la aplicación de medidas excepcionales cuando el mercado no pueda seguir aportando los suministros necesarios de gas.

2.2.4. Otras medidas

Tecnología: El Strategic Energy Technology Plan (SET plan)

Las tecnologías de bajas emisiones de carbono forman parte de la política integrada de la UE sobre energía y cambio climático. La cuestión de su financiación está basada en los importes necesarios para la inversión en las Iniciativas Industriales que habían sido enunciadas en el SET Plan²², mas no indicaba cuáles pudieran ser las fuentes de financiación, más allá de una llamada a la participación de los sectores público y privado. El próximo Programa Marco de investigación de la UE, denominado Horizonte 2020²³, que seguirá al Séptimo Programa Marco, deberá dar respuesta al montante para energía para el periodo 2014/2020 dentro de las perspectivas financieras para el mismo. Las Iniciativas Industriales contenidas en el Programa son: redes inteligentes; energía eólica; energía solar (termosolar eléctrica y fotovoltaica); captura y almacenamiento de carbono (CAC); bioenergía sostenible; pilas de combustible e hidrógeno; energía nuclear de fisión sostenible; y ciudades inteligentes.

²² Strategic Energy Technology Plan, COM(2007) 723

²³ <http://www.oficinaeuropea.es/programa-marco/horizonte-2020>

2.3. Escenarios a largo plazo (2050)

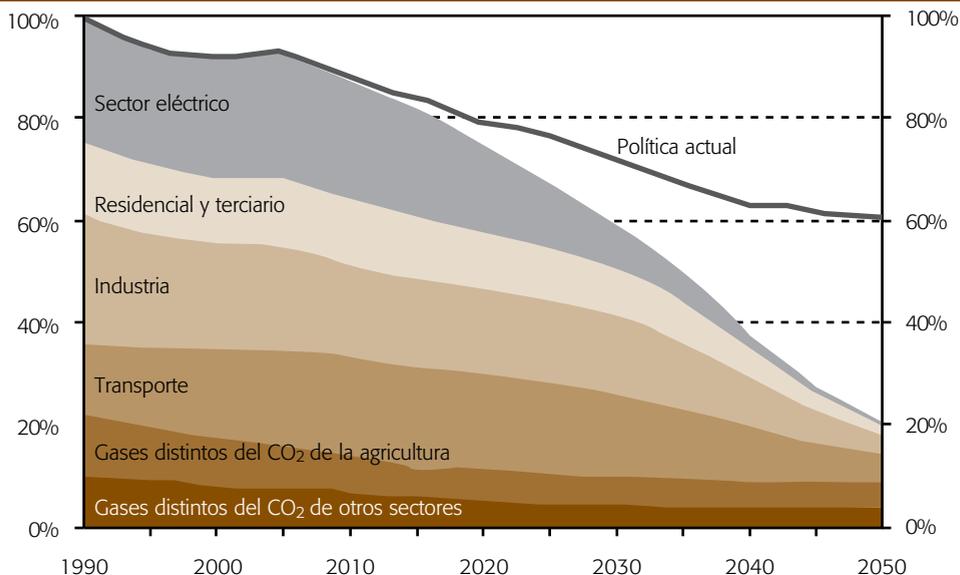
2.3.1. Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050

Para contener el Cambio Climático por debajo de los 2°C, el Consejo Europeo reafirmó en febrero de 2011 el objetivo de la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80 % y un 95 % de aquí a 2050 respecto a los niveles de 1990²⁴.

En apoyo a este compromiso, la CE publicó en marzo de 2011 un plan de trabajo (u hoja de ruta) global sobre la descarbonización que abarca el conjunto de la economía²⁵.

La Figura 2.1 muestra la vía hacia una reducción del 80% de aquí a 2050, en etapas de 5 años. La proyección de «referencia» en la parte superior de la figura indica cómo evolucionarían las emisiones internas de gases de efecto invernadero con las políticas actuales.

Figura 2.1. Emisiones de GEI de la UE: hacia una reducción interna del 80% (100%=1990)



Fuente: Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050. COM (2011) 112 final.

²⁴ En el Consejo Europeo de octubre de 2009, la UE se comprometió a reducir las emisiones de gases efecto invernadero entre un 80% y un 95% para 2050, respecto a los niveles de 1990, en el contexto de las reducciones que, según el Grupo intergubernamental de expertos sobre cambio climático, son necesarias por parte del conjunto de los países desarrollados. Teniendo en cuenta, los esfuerzos necesarios por parte de los países en desarrollo, se conseguirá una reducción global de emisiones del 50% de aquí a 2050.

²⁵ Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050. COM (2011) 112 final.

El análisis detallado efectuado por la Comisión sobre las vías más rentables para reducir las emisiones de GEI de aquí a 2050 ha arrojado algunos resultados importantes que se indican a continuación:

- 1) De cara a la consecución del objetivo de reducir entre el 80 % y el 95 % las emisiones, una transición gradual rentable exigiría reducir a nivel interno el 40 % de las emisiones en 2030 y el 80 % en 2050 respecto a 1990.
- 2) Si el Plan de Eficiencia Energética²⁶ se aplicara en su totalidad y con eficacia, la Unión podría rebasar el objetivo actual del 20 % de reducción de las emisiones y alcanzar una reducción del 25 %.
- 3) La reducción drástica de las emisiones de la UE puede aportar beneficios en términos de ahorro en las importaciones de combustibles fósiles y de mejoras de la calidad atmosférica y de la sanidad pública.
- 4) La hoja de ruta establece una serie de metas, en intervalos de reducción de las emisiones hasta 2030 y 2050, para algunos sectores clave de la economía. Reviste una importancia crucial la aplicación del SET Plan mencionado en el apartado anterior.

Esta hoja de ruta es el punto de partida para el desarrollo de iniciativas políticas y hojas de ruta sectoriales, tales como la Hoja de Ruta de la Energía 2050 y el Libro Blanco del Transporte.

2.3.2. Hoja de Ruta de la Energía 2050

El sector de la energía es responsable de la mayor parte de las emisiones GEI que produce el ser humano. Por lo tanto, la reducción de esas emisiones en más de un 80% supondrá una presión especial para los sistemas energéticos.

La Hoja de Ruta de la Energía para 2050, presentada por la Comisión el 15 de diciembre de 2011²⁷, reconoce que las políticas y medidas para alcanzar los objetivos de la política energética para 2020 son ambiciosas y aunque se continúen cumpliendo los compromisos contraídos después de 2020, contribuyendo a reducir las emisiones en casi un 40% en 2050, seguirán siendo insuficientes para lograr el objetivo de descarbonización de la UE para 2050. Esto da una idea del nivel de esfuerzo y de cambio, tanto

²⁶ Plan de Eficiencia Energética, COM (2011) 109

²⁷ Hoja de Ruta de la Energía para 2050. COM (2011) 885 Final

desde el punto de vista estructural como social, que serán precisos para realizar la necesaria reducción de emisiones, logrando al mismo tiempo que el sector de la energía siga siendo competitivo y seguro.

Así pues, esta Hoja de Ruta analiza una serie de supuestos o escenarios creados combinando de distintas formas las cuatro vías principales de descarbonización (eficiencia energética, energía procedente de las fuentes renovables, energía nuclear y tecnologías CAC) y, además, explica las consecuencias de un sistema energético sin emisiones de carbono y el marco político necesario para conseguirlo. Según el documento, esto debería permitir a los Estados miembros tomar las decisiones necesarias en materia de energía y crear un entorno empresarial estable para la inversión privada, especialmente hasta 2030.

La finalidad de la Hoja de Ruta es alcanzar los objetivos de bajo contenido en carbono para 2050 a la vez que se mejora la competitividad y la seguridad de abastecimiento en Europa. No pretende sustituir a los esfuerzos nacionales para modernizar el suministro de energía, sino que intenta desarrollar a largo plazo un marco europeo neutral en cuanto a las tecnologías.

Además, señala que si, como parece probable, los mercados mundiales de la energía se vuelven más interdependientes, la situación de la UE se verá directamente influida por la situación de sus vecinos y por las tendencias de la energía a escala global. Los resultados de las hipótesis de trabajo dependen, en particular, de la finalización de un acuerdo mundial sobre el clima, que también daría lugar a una reducción de la demanda y de los precios de los combustibles fósiles.

En el Capítulo 4 del presente estudio se describen brevemente los escenarios considerados por la Hoja de Ruta de la Comisión, así como algunos de sus principales rasgos.

2.3.3. Libro Blanco del Transporte

Para el caso particular del sector del transporte, que es una fuente importante de GEI en continuo aumento, la Comisión publicó en 2011 el nuevo Libro Blanco de Transporte²⁸, con el objetivo puesto en 2050. El documento incluye 40 iniciativas concretas para la próxima década con la finalidad principal de crear un espacio único europeo de transporte más competitivo y con una red de transporte plenamente integrada que enlace los diferentes modos y permita un cambio profundo en las pautas de transporte tanto de

²⁸ COM(2011) 144 final 28/3/2011 Libro Blanco. Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible

pasajeros como de mercancías. Al mismo tiempo, las propuestas incluidas tienen la intención de reducir de forma drástica la dependencia de Europa del petróleo importado y disminuir las emisiones de carbono en el transporte en un 60% para 2050. En ese sentido, entre otros objetivos, plantea:

- Un 50% menos de vehículos de “propulsión convencional” y una logística sin CO₂ en las ciudades en 2030 y la eliminación total de vehículos de “propulsión convencional” en las mismas en 2050.
- Un 40% de combustible sostenible con bajo contenido de CO₂ en aviación y 40% (50% si fuera alcanzable) menos de emisiones en marítimo en 2050.

CAPÍTULO 3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL

*Pablo De Juan García y Ana Belén Padilla Moreno (Coordinadores),
Tana García Lastra y Alberto González Salas*

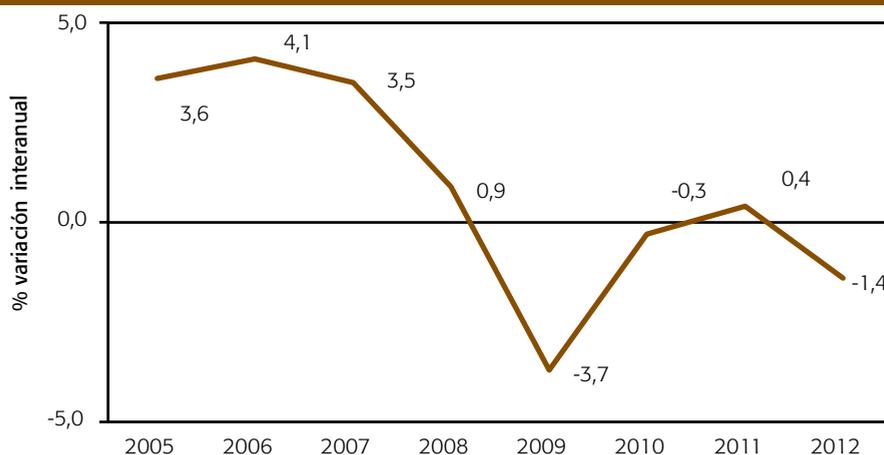
Contar con una descripción general del modelo energético español actual es fundamental como punto de partida para poder reflexionar sobre su desarrollo futuro, buscar soluciones a sus problemas más acuciantes y asegurar la robustez de un sector caracterizado por su importante volumen de inversiones, mantenimiento y creación de empleo, y que constituye un pilar fundamental para el desarrollo económico y social de nuestro país.

A continuación se presentan las principales características, datos e indicadores más actualizados relativos al sistema energético de España y su evolución durante los últimos años.

3.1. El contexto económico e implicaciones en la demanda

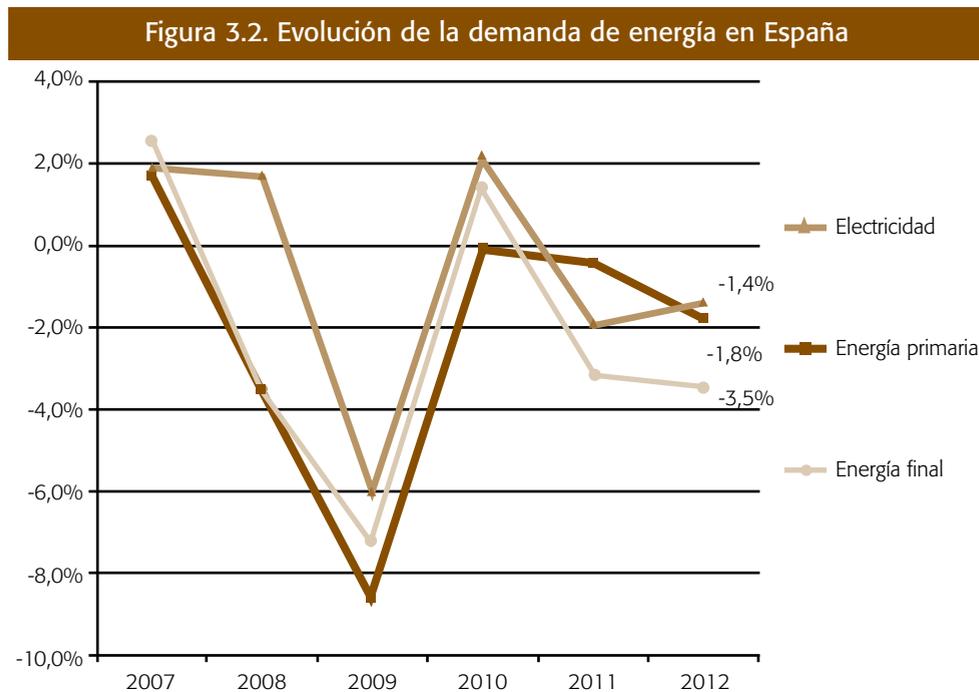
El sistema energético español en los últimos años ha estado marcado por la crisis y consecuente contracción económica global que comenzó en 2007, y que aún sigue teniendo una importante repercusión.

Figura 3.1. % Evolución del PIB en España (Variación interanual de volumen)



Fuente: Contabilidad Nacional de España. Base 2008. INE

Tras el comienzo de la caída del PIB en 2007 y los síntomas de leve recuperación en 2010, la desaceleración de la economía a lo largo de 2011 y 2012 ha condicionado la evolución de la demanda energética en ese periodo, tal y como se muestra en la siguiente figura.



Fuente: Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013. Presentación Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.2. Descripción de la estructura energética española

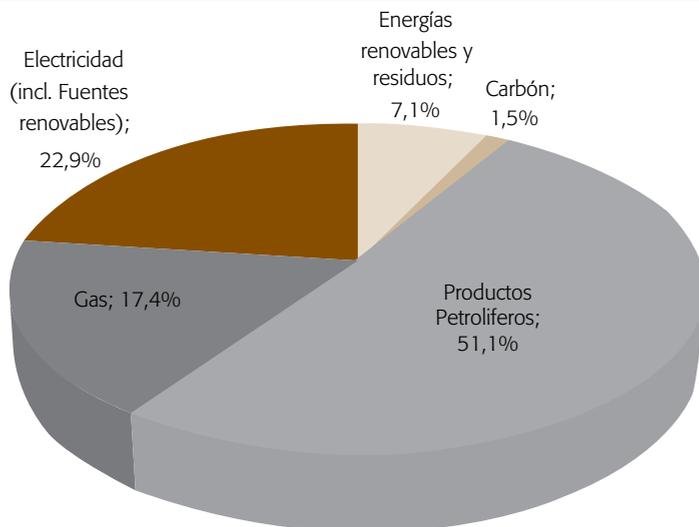
3.2.1. Estructura de energía final y primaria

El consumo de energía final en España durante 2012 fue de 89.270 Kiloneladas equivalentes de petróleo (Ktep)²⁹, con un descenso de aproximadamente un 3,9% respecto a 2011. Esta evolución se ha debido principalmente, como comentábamos en el anterior punto, a la situación económica junto con las distintas condiciones climáticas y otros factores.

Como puede apreciarse en la siguiente figura, el mayor peso del consumo final lo soportan los productos petrolíferos, seguido de la electricidad, el gas, las energías renovables de uso no eléctrico y el carbón.

²⁹ <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/CoyunturaTrimestral.aspx>. Coyuntura Energética Cuarto Trimestre 2012

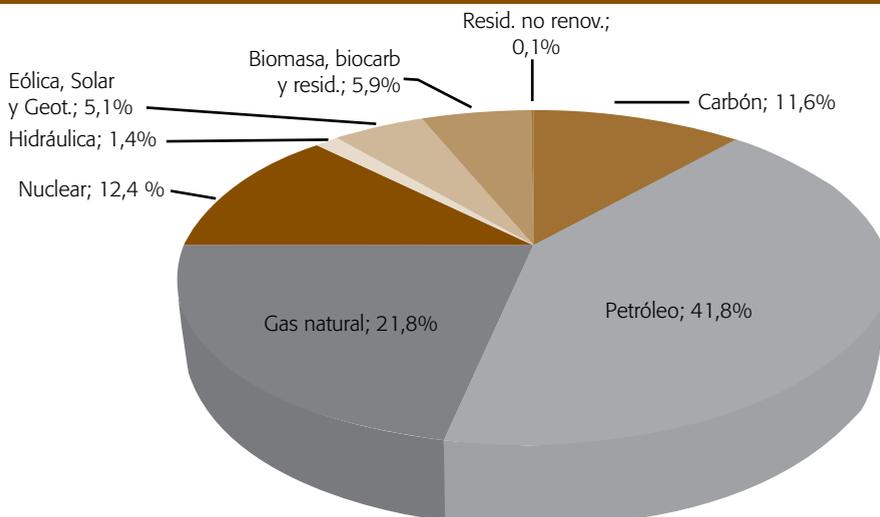
Figura 3.3. Consumo de energía final en España en 2012



Fuente: Elaboración propia con datos de Coyuntura Energética Cuarto Trimestre 2012 – Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Por su parte, el consumo de energía primaria en España en 2012 fue de 128.315 Ktep³⁰, un 0,7% inferior al de 2011.

Figura 3.4. Consumo de energía primaria en 2012 (sin incluir saldos)



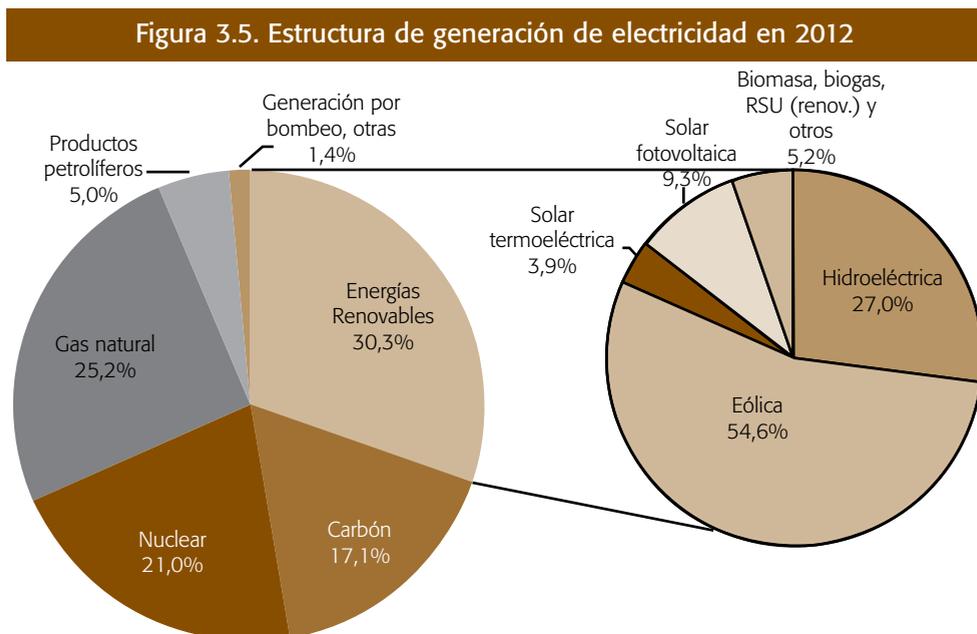
Fuente: Elaboración propia con datos de Coyuntura Energética Cuarto Trimestre 2012 – Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

30 <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/CoyunturaTrimestral.aspx>. Coyuntura Energética Cuarto Trimestre 2012

3.2.2. Estructura de generación eléctrica

En 2012, la demanda de energía eléctrica en España fue de cerca de 270.000 GWh (barras de central)³¹, disminuyendo cerca de un 1% respecto al año anterior.

En la siguiente figura puede observarse la estructura del mix de generación de electricidad para 2012.



Fuente: Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013- Presentación de Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En 2012 y 2011 la estructura de la generación eléctrica ha venido condicionada por circunstancias regulatorias (aplicación del RD del carbón) y climáticas (sucesivos descensos de hidráulidad). Las energías renovables se han consolidado como la primera fuente de generación en el mix.

3.3. Principales indicadores del sistema energético español

3.3.1. Dependencia energética/autoabastecimiento

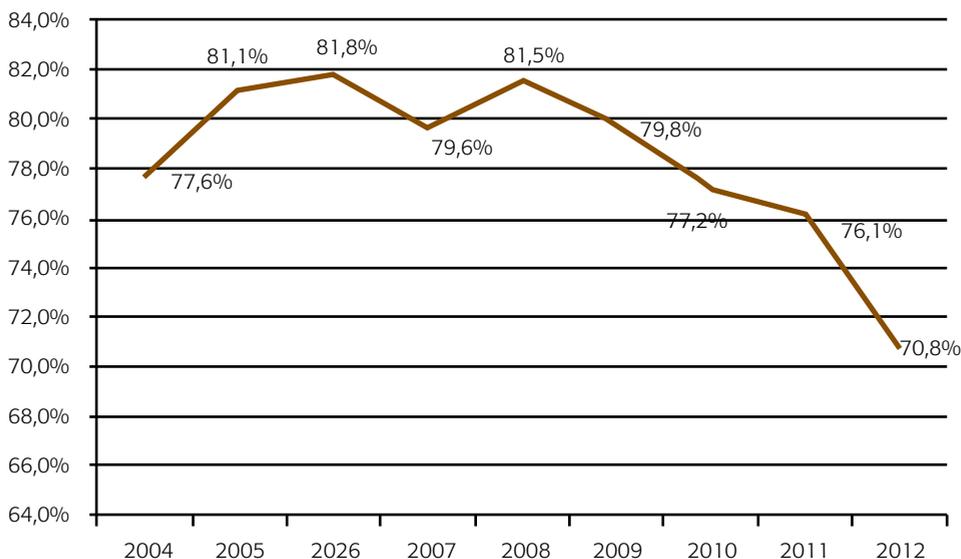
La dependencia energética de España ha mejorado desde 2008, situándose en 2012, en 70,8%³², la menor cifra de los últimos 16 años.

31 <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/CoyunturaTrimestral.aspx>. Coyuntura Energética Cuarto Trimestre. Barras de central. (b.c.) Las energías medidas en estos puntos tienen deducidos los consumos propios de las centrales

32 Balance Energético 2012 y Perspectivas para 2013. Presentación Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Esta tendencia ha estado motivada principalmente por el incremento de la participación de renovables y del carbón autóctono en el mix energético. También ha influido el descenso de las demandas finales.

Figura 3.6. Dependencia energética final de España



Fuente: Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013- Presentación de Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.3.2. Eficiencia energética

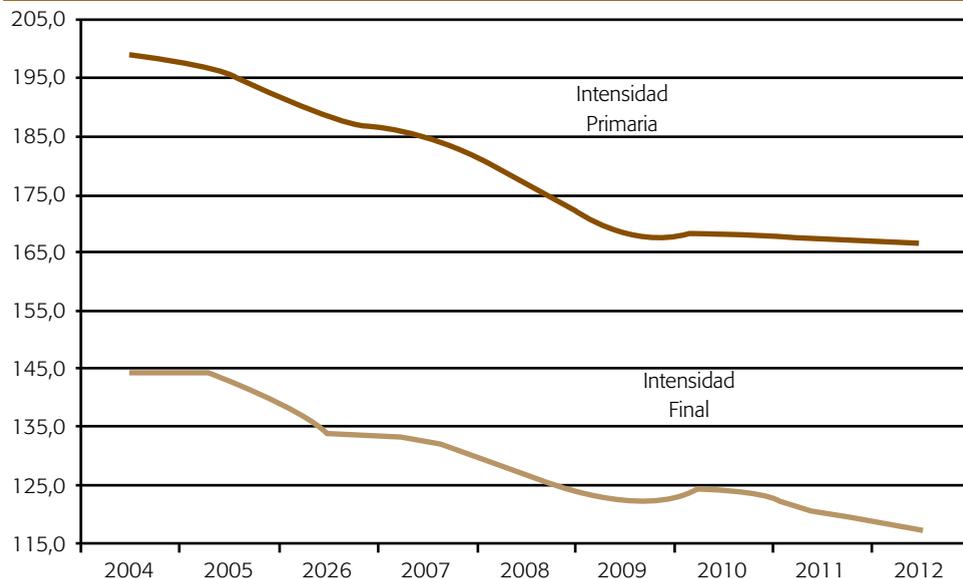
La intensidad energética, elemento tradicionalmente utilizado para medir la eficiencia energética y expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, en 2011, fue de 119,8 tep/millón (euros contantes de 2000). Este nivel supone un descenso de la intensidad del -5,1 respecto al año anterior, retomando así la tendencia de mejora de la eficiencia energética de nuestra economía iniciada en 2004³³. En 2012, también mejoró significativamente la intensidad final, con un descenso del 2,1% respecto al año anterior³⁴.

La siguiente figura recoge la evolución de la intensidad energética final y primaria en España desde 2004.

³³ La Energía en España 2011. Ministerio de Industria, Energía y Turismo

³⁴ Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013 – Presentación del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Figura 3.7. Evolución de la intensidad energética final y primaria en España

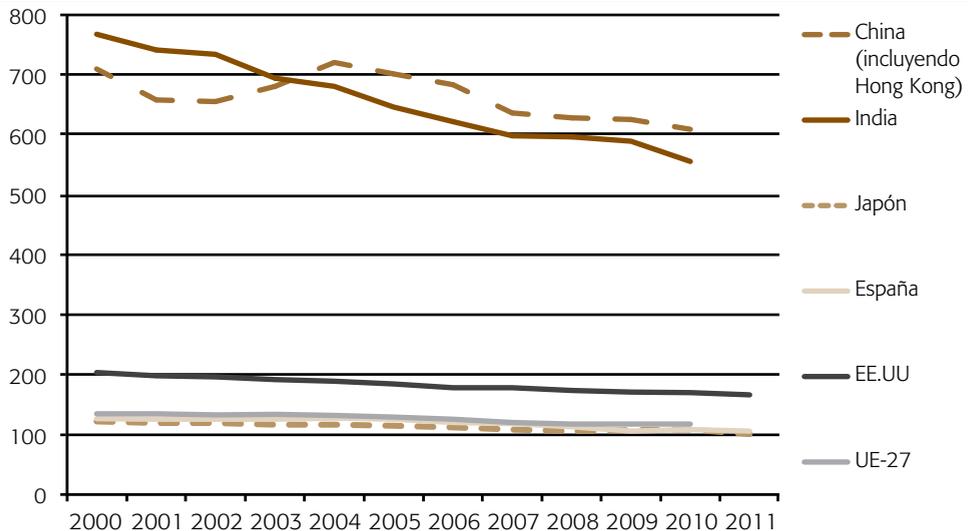


Fuente: Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013- Presentación del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

A pesar de la tendencia positiva, las múltiples barreras y fallos de mercado del sistema energético español, junto con la situación económica del país, están dificultando las inversiones en mejoras de eficiencia energética y el desarrollo de las empresas de servicios energéticos.

En la siguiente figura se puede observar la evolución de la intensidad energética primaria, expresada por el ratio del consumo energético primario dividido por el PIB (dólares constantes de 2005) en comparación con algunos de los principales países consumidores y la media para la UE-27.

Figura 3.8. Evolución de la intensidad energética primaria en varios países (tep/millón\$2005)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de la Energía

3.3.3. Nivel de interconexiones eléctricas y gasistas

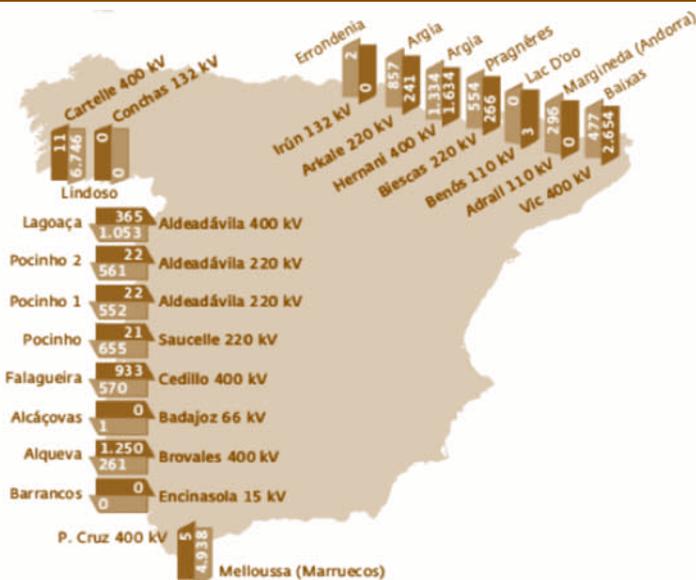
España cuenta con interconexiones eléctricas que nos conectan con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos. El saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica ha mantenido el signo exportador durante los últimos nueve años. En 2012, las exportaciones se elevaron a 18.857 GWh (14.023 GWh en 2011), mientras que la cifra de importaciones se redujo a 7.427 GWh (7.932 en 2011). Como resultado, el saldo neto exportador fue de 11.430 GWh, un 87,7 % superior al del 2011. Este saldo ha representado el 4,2 % de la producción total peninsular.³⁵

Cabe destacar que en 2011 se inició la perforación del túnel que albergará la línea eléctrica de la nueva interconexión de 1.400 MW entre España y Francia, cuya inauguración está prevista para 2014. Este eje aumentará la capacidad de intercambio de electricidad entre los dos países (del 3 al 6% del consumo máximo de la Península, lejos todavía del 10% mínimo establecido por la UE).³⁶

³⁵ El sistema eléctrico español. Avance del informe 2012. REE

³⁶ En el Consejo Europeo de Barcelona de 2002 se estableció un primer objetivo de que los Estados miembros deberían tener para 2005 un nivel de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada.

Figura 3.9. Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Fuente: El Sistema Eléctrico Español. Avance del Informe de 2012. REE

Respecto al gas natural, España cuenta con 6 interconexiones gasistas:

- Dos de ellas con Argelia (una a través de Marruecos), ambas son entradas de aprovisionamientos a la Península. En marzo de 2011, se puso en marcha el Medgaz, conexión directa con Argelia, cuya capacidad nominal de 8 bcm/año (266 GWh/día).
- Dos interconexiones con Portugal: Badajoz/Campo Major y Tuy/Valença do Minho.
- Dos interconexiones con Francia: Larrau y Biriadou. Ambas interconexiones son bidireccionales. En el apartado de gas del Capítulo 6 se muestran las capacidades de interconexión entre la Península Ibérica y Francia norte-sur y viceversa.

Figura 3.10. Interconexiones gasistas de España



Fuente: ENTSO-G

El nivel de interconexiones, tanto de gas como de electricidad, se considera escaso, siendo el mayor esfuerzo pendiente el aumento de nuestras interconexiones con Europa a través de Francia.

3.3.4. Emisiones de CO₂

Las emisiones de gases de efecto invernadero (emisiones GEI), medidas en términos de CO₂-equivalente, han experimentado, según el Avance de Estimación de Emisiones³⁷ un incremento del 0,1% en 2011 respecto al año anterior, situándose, en valores absolutos, en 356,1 millones de toneladas. Así, el índice de referencia para el Protocolo de Kioto (PK) se sitúa en el 122,9%³⁸ lo que, con relación al objetivo del 115% de Kioto, supone un progreso importante sobre la media de los tres años anteriores, que también computan para el Protocolo de Kioto.³⁹

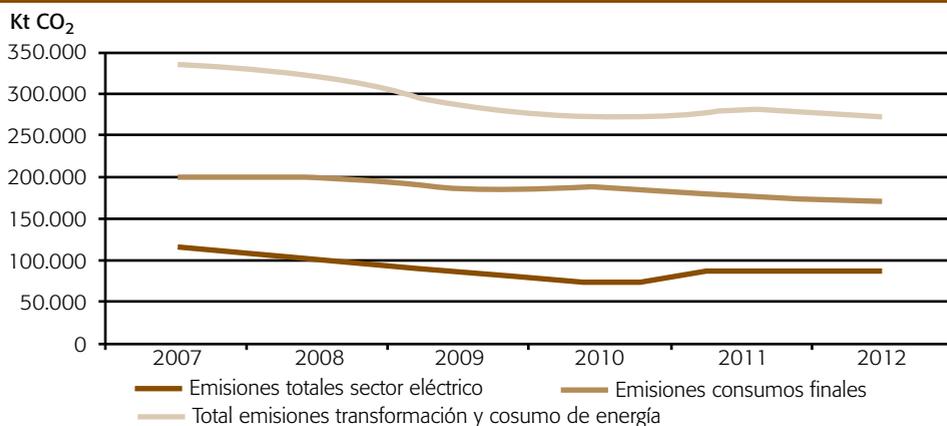
En la siguiente figura se muestra la evolución de las emisiones de CO₂ del sector energético de los últimos años:

³⁷ Realizado con datos cerrados a 3 de mayo de 2012 por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

³⁸ Tomando como referencia 100% los 289,8 millones de toneladas del año base PK

³⁹ Avance de la estimación de emisiones GEI 2011. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

Figura 3.11. Emisiones de CO₂ del sector energético



Fuente: Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013- Presentación de Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.3.5. Capacidad instalada de generación

La potencia eléctrica total instalada en España en 2012 era de 105.772 MW, habiendo registrado un aumento del 0,3% respecto a 2011, a pesar de la disminución de la demanda. Cabe señalar que la gran mayoría de ese aumento de potencia proviene de nuevas instalaciones de origen renovable y, más concretamente, de la solar y la eólica.⁴⁰

Debido a la elevada potencia instalada y al descenso de la demanda, con el agravante de no contar con las interconexiones suficientes para dar salida a nuestra energía excedentaria, el porcentaje medio de utilización de las centrales ha ido decreciendo en los últimos años, habiéndose alcanzado un índice de cobertura⁴¹ mínimo peninsular con valores próximos a 1,4 en 2011 y 2012⁴², 0,3 puntos por encima del índice mínimo deseable (=1,1).

3.3.6. Déficit de tarifa del sistema eléctrico

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos años ha generado una deuda creciente del sistema eléctrico, que a finales de 2012 se aproximaba a los 26.000 millones de euros⁴³, una deuda de más de 2,5% del PIB. Algunos de los efectos de la senda creciente de deuda del sistema eléctrico son el aumento progresivo de los pagos para su financiación a través de los peajes de acceso presentes y futuros de los consumidores de electricidad, así como un impacto temporal sobre el endeudamiento de aquellas empresas que están obligadas a financiar el déficit del sistema.

40 Balance Energético de 2012 y Perspectivas para 2013- Presentación UNESA

41 Índice de cobertura: potencia disponible en el sistema/ punta de potencia demandada al sistema

42 REE. Sistema eléctrico español 2012.

43 Balance Energético 2012 y Perspectivas para 2013. Presentación UNESA.

CAPÍTULO 4. FACTORES CLAVE PARA EL FUTURO DE LA ENERGÍA

Gonzalo Sáenz de Miera Cárdenas y Miguel Ángel Muñoz Rodríguez (Coordinadores), Juan Benzal Medina, Andrés Díaz Casado, Carlos Díaz García, Felipe Fernández Lores, Tana García Lastra, Ramón Gavela González, Alfonso González Finat, Jesús González del Santo, Mercedes Martín González, Héctor Peréa Saavedra, Francisco Rodríguez López, Almudena Rosas Rodrigo, Luis Torres Fernández y Juan Antonio Vera García.

A lo largo del presente Capítulo se analizan el conjunto de factores que condicionarán el futuro del modelo energético a nivel internacional, europeo y español.

Se estructura en cinco bloques. En el primero, se ofrece un resumen de las tendencias económicas identificadas por algunos de los principales organismos económicos. En el segundo, se presentan los principales elementos de los análisis prospectivos sobre la evolución de la demanda realizados por la Agencia Internacional de la Energía a nivel global, y por el *Energy Roadmap 2050* a nivel europeo, así como algunas reflexiones sobre el futuro de la demanda de energía en España. En el tercer bloque, se exponen las principales conclusiones extraídas de las respuestas a una encuesta distribuida entre los principales agentes del sector energético español. En cuarto lugar, se analizan otros factores claves, tales como la evolución de los precios de las materias primas energéticas, la integración de los mercados energéticos, etc. Por último, a partir del análisis llevado a cabo a lo largo de los distintos apartados del Capítulo y de las principales reflexiones extraídas de los resultados de la encuesta, se concluyen cuáles son algunos de los factores clave para futuro de la energía.

4.1. Entorno económico

4.1.1. Mundo y Europa

La determinación de cuáles son los principales elementos o factores clave que condicionarán el modelo energético futuro, debe enmarcarse necesariamente dentro del contexto económico y demográfico internacional. En este sentido, uno de los ejercicios de prospectiva energética más recientes en el momento de redacción del presente documento es el llevado a cabo por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en el *Energy*

Technology Perspectives (ETP) 2012, informe del que se partirá a la hora de analizar algunos de los factores clave del modelo energético global.

Teniendo en cuenta todas las cautelas asociadas al elevado grado de incertidumbre que conllevan las proyecciones en horizontes tan lejanos, el ETP presenta unas previsiones de crecimiento económico comunes a todos los escenarios en el período 2009-2075. En el informe se incide en la necesidad de hacer estas previsiones como un punto de partida para el análisis, ya que se asume un ejercicio de simplificación muy importante. Aunque se hace este supuesto simplificador, en el ETP 2012 se señala que la evolución económica será distinta en función del escenario considerado, destacándose el impacto que previsiblemente tendrá el cambio climático en la economía y el impacto sobre la estructura de la economía asociado a la redistribución de capital físico, humano y financiero en cada caso.

La tasa de crecimiento promedio interanual (CAAGR⁴⁴, en el acrónimo anglosajón) del PIB mundial se situará en torno al 3% en el horizonte 2020-2050, impulsada por el bloque de países no incluidos en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), que contarán con un crecimiento del 4,1% en el periodo 2020-2030 y del 3,5% en el periodo 2030-2050. Dentro de éstos, China, India y Brasil liderarán el ranking de países con mayor dinamismo económico.

El bloque compuesto por los países pertenecientes a la OCDE registrará un crecimiento moderado situado en torno al 2% anual en el horizonte considerado. Dentro de este grupo, la Unión Europea (UE) registrará un crecimiento anual algo inferior, del 1,8% en el horizonte 2020-2030 y del 1,7% en el horizonte 2030-2050.

Tabla 4.1. Previsiones de crecimiento promedio anual del PIB según el ETP 2012

%	2009-20	2020-30	2030-50	2009-50
Mundo	4,2	3,1	2,9	3,3
OCDE	2,4	2,0	1,8	2,0
No OCDE	6,1	4,1	3,5	4,3
Brasil	4,3	3,3	3,0	3,4
China	8,1	4,4	3,2	4,8
UE	2,0	1,8	1,7	1,8

Fuente: AIE

En línea con las previsiones de crecimiento del ETP 2012 se encuentran las incluidas en otro reciente informe de la AIE, el *World Energy Outlook* 2012 (WEO 2012)⁴⁵. En él se

44 Compound Average Annual Growth Rate.

45 World Energy Outlook 2012. OCDE/IEA. Noviembre 2012.

asume un crecimiento económico global en promedio anual del 3,5% para el periodo 2010 – 2035. El bloque de países no OCDE liderará el ranking global, con una tasa anual de crecimiento del 4,8%, mientras que la variación anual de la economía de la OCDE apenas alcanzará el 2,1% en el periodo considerado.

Junto al análisis de la AIE, el Fondo Monetario Internacional (FMI) presentó en octubre de 2012 un ejercicio de prospectiva económica muy relevante a nivel internacional⁴⁶, en el que se analizan en un horizonte más cercano (2017) las tendencias de crecimiento a nivel mundial y por países, mostrándose, por un lado, el liderazgo de las economías emergentes en términos de crecimiento económico y, por otro, la debilidad económica de la eurozona.

Tabla 4.2. Perspectivas de crecimiento del PIB según el World Economic Outlook 2012

	Media 1994-2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Proyecciones		
										2012	2013	2017
Mundo	3,4	4,9	4,6	5,3	5,4	2,8	-0,6	5,1	3,8	3,3	3,6	4,6
Economías avanzadas	2,8	3,1	2,6	3,0	2,8	0,1	-3,5	3,0	1,6	1,3	1,5	2,6
Estados Unidos	3,3	3,5	3,1	2,7	1,9	-0,3	-3,1	2,4	1,8	2,2	2,1	3,3
Euro Área	2,2	2,2	1,7	3,2	3,0	0,4	-4,4	2,0	1,4	-0,4	0,2	1,7
Japón	0,9	2,4	1,3	1,7	2,2	-1	-5,5	4,5	-0,8	2,2	1,2	1,1
Otras economías avanzadas	3,8	4,1	3,6	3,9	4,2	0,9	-2,1	4,5	2,5	1,5	2,4	3,2
Mercado emergente y economías en desarrollo	4,4	7,5	7,3	8,2	8,7	6,1	2,7	7,4	6,2	5,3	5,6	6,2

Fuente: Fondo Monetario Internacional.

4.1.2. España

La coyuntura económica a corto plazo viene marcada por la situación de crisis en los mercados europeos de deuda soberana – que afecta de manera especial a las economías de la periferia europea – y por la recesión económica.

El informe de perspectivas económicas del FMI, anteriormente citado, preveía una caída del 1,5% para 2012 y una reducción del 1,3 para 2013. Junto a esto, se pone de manifiesto la fragilidad del marco económico español con una previsión de crecimiento más débil que la del conjunto de la economía de la zona euro en el horizonte 2017.

Tabla 4.3. Perspectivas de crecimiento del PIB de las economías desarrolladas según el *World Economic Outlook* 2012.

	Media	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Proyecciones			4º Trimestre		
										Proyecciones			Proyecciones		
	1994-2003	2012	2013	2017	2011:4T	2012:4T	2013:4T								
PIB real															
Economías avanzadas	2,8	3,1	2,6	3	2,8	0,1	-3,5	3,0	1,6	1,3	1,5	2,6	1,3	1,1	2,1
Estados Unidos	3,3	3,5	3,1	2,7	1,9	-0,3	-3,1	2,4	1,8	2,2	2,1	3,3	2,0	1,7	2,5
Euro Área	2,2	2,2	1,7	3,2	3,	0,4	-4,4	2,0	1,4	-0,4	0,2	1,7	0,7	-0,5	0,8
Alemania	1,5	0,7	0,8	3,9	3,4	0,8	-5,1	4,0	3,1	0,9	0,9	1,3	1,9	0,9	1,4
Francia	2,2	2,5	1,8	2,5	2,3	-0,1	-3,1	1,7	1,7	0,1	0,4	1,9	1,2	0,0	0,8
Italia	1,7	1,7	0,9	2,2	1,7	-1,2	-5,5	1,8	0,4	-2,3	-0,7	1,4	-0,5	-2,3	0,0
España	3,6	3,3	3,6	4,1	3,5	0,9	-3,7	-0,3	0,4	-1,5	-1,3	1,7	0,0	-2,3	0,2

Fuente: Fondo Monetario Internacional

Más allá de 2017, a pesar de la difícil coyuntura actual que está atravesando la economía española, las previsiones de crecimiento a largo plazo de nuestro país están alineadas con las del conjunto de la UE.

En todo caso, las perspectivas futuras de la economía española estarán condicionadas por las medidas de reforma estructural que se aprueben en los próximos años, que previsiblemente contribuirán a mejorar el potencial de crecimiento por la vía del incremento de la productividad total de los factores de la economía.

4.2. Evolución de la demanda de energía y su cobertura

4.2.1. Marco global

Los informes de la Agencia Internacional de la Energía constituyen una fuente interesante para analizar el modelo energético global: sus retos y las alternativas de solución. En este apartado se abordan los principales rasgos y factores del sector energético global utilizando la información de dos recientes informes: el *Energy Technology Perspectives* 2012 y el *World Energy Outlook* 2012.

Energy Technology Perspectives 2012

Este informe es una referencia que puede resultar de gran utilidad para analizar la evolución de la demanda de energía y su cobertura a nivel global, y se estructura en torno a tres escenarios:

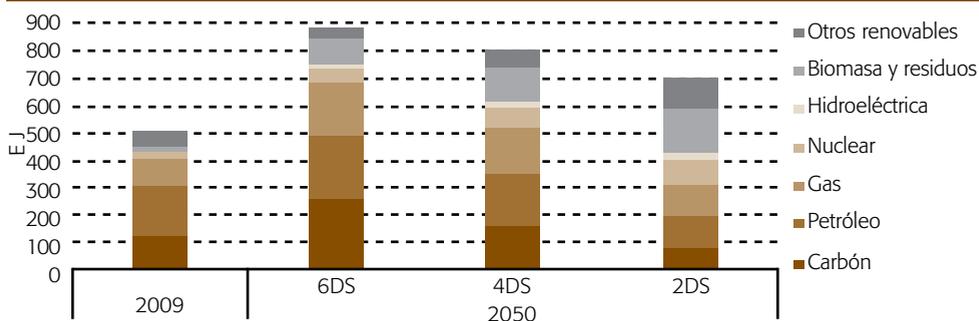
- *Escenario 6DS*. Asume que no se adoptan nuevas políticas para luchar contra el cambio climático o mejorar la seguridad energética. El sistema energético permanece en

el horizonte 2050 con una fuerte dependencia de los combustibles fósiles. Según la AIE, este escenario es coherente con mantener el incremento de la temperatura global por debajo de los 6°C.

- *Escenario 4DS⁴⁷*. Incluye gran parte de los objetivos vigentes y programas aprobados por los gobiernos para avanzar hacia la descarbonización del sector energético. Considera un peso importante de las políticas para implantar energías renovables y mejorar la eficiencia energética. Según la AIE, este escenario es coherente con un incremento global de la temperatura a largo plazo de 4°C.
- *Escenario 2DS*. Representa la visión de la AIE de un sistema energético sostenible, y que permite limitar el incremento global de la temperatura a 2°C. Supone una importante bajada de la intensidad energética en todos los sectores de la economía, así como fuertes cambios estructurales, tecnológicos y de conducta del consumidor energético.

Tal y como se aprecia en la siguiente figura, el consumo mundial de energía primaria se incrementa en todos los escenarios en el periodo 2009-2050, si bien las diferencias son considerables. En el escenario 2DS, el consumo global aumenta un 35%, mucho menos que en los escenarios 4DS y 6DS, donde se incrementa un 65% y un 85%, respectivamente. Como se ha puesto de manifiesto en la descripción de los escenarios, las diferencias provienen de la distinta evolución de la eficiencia energética en cada uno de ellos y de las diferencias en cuanto a estructura del mix energético utilizado para la cobertura de la demanda. Al igual que ocurre con el crecimiento económico, el dinamismo de los países no pertenecientes a la OCDE será el principal impulsor de la demanda de energía global. Este bloque registra un aumento del 70%, 100%, y 130% en los escenarios 2DS, 4DS y 6DS, respectivamente.

Figura 4.1. Evolución del consumo global de energía primaria y su cobertura



Fuente: ETP 2012. Agencia Internacional de la Energía.

⁴⁷ Es equivalente al escenario central del World Energy Outlook 2012: New Policy Scenario.

El escenario 2DS no sólo supone una menor demanda de energía global respecto a los otros dos escenarios, la composición de la cobertura de la demanda es además muy distinta: básicamente se reduce fuertemente el consumo de combustibles fósiles, y se incrementan las energías renovables y la nuclear.

Otra tendencia que se aprecia en todos los escenarios, pero que se intensifica en el 2DS, es la electrificación de la economía. En este escenario, la demanda de electricidad se incrementa en promedio a una tasa anual del 1,7% de 2009 a 2050, pasando el peso de la electricidad sobre el consumo de energía final del 17% en la actualidad, al 26%. El crecimiento de la demanda de electricidad en este escenario es, sin embargo, inferior al del 4DS (crecimiento anual del 2,01%) ya que se incorporan importantes mejoras en eficiencia energética (por ejemplo, mejoras de eficiencia en iluminación e introducción de bombas de calor en usos térmicos en edificación, entre otras).

World Energy Outlook 2012

Otro documento en el que se analizan de forma rigurosa las tendencias generales del modelo energético es el *World Energy Outlook 2012*. En particular, el análisis de este apartado se basa en los elementos contenidos en el *New Policies Scenario* (NPS). Éste es un escenario central en el que se plantea el cumplimiento de objetivos de política energética y medioambientales establecidos hasta la fecha. Como punto de partida, se considera un crecimiento económico positivo (liderado por los países externos al bloque de la OCDE), y también un incremento significativo de los precios de todas las materias primas energéticas, a excepción del gas natural.

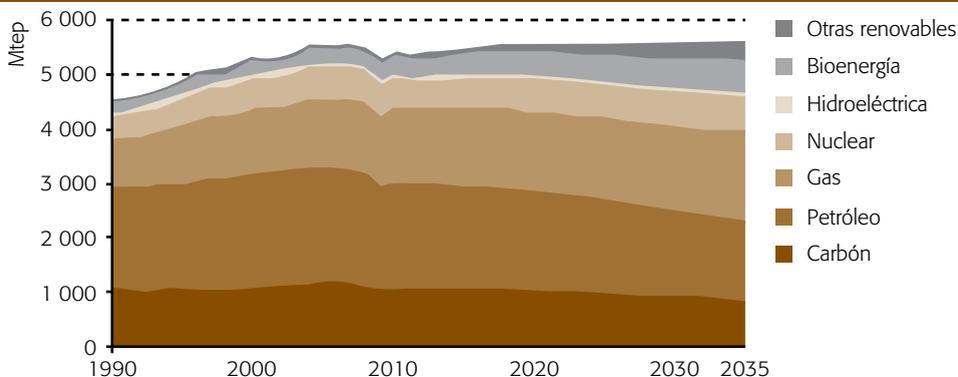
Así, la evolución de las tendencias generales del modelo energético es muy diferente si el ámbito es global, o si el marco del análisis se limita a la OCDE. En términos generales, el bloque OCDE, con un crecimiento económico menos dinámico y una estructura económica terciarizada, registrará previsiblemente un menor crecimiento de la demanda de energía que el conjunto del mundo. Las políticas de eficiencia energética y de reducción de emisiones de CO₂ no sólo condicionarán la demanda de este bloque sino que también estarán detrás de la configuración de una estructura de oferta menos intensiva en CO₂ y con mayor presencia de energías renovables.

Si bien entre 2010 y 2035 la demanda global de energía primaria crecerá un 35%, en la OCDE este incremento será tan sólo de un 3%. El crecimiento de la demanda energética se irá ralentizando, tanto por las políticas adoptadas (que implicarán además mejoras en la eficiencia energética) como por el aumento de los precios de las materias primas energéticas mencionado anteriormente. Por otra parte, este incremento de la

demanda se producirá a pesar de sustanciales mejoras en eficiencia energética. La intensidad energética para la OCDE se reducirá un 37%, y un 49% para el bloque no OCDE, aunque la intensidad para estos últimos seguirá siendo más del doble que la de los primeros, ya que partían de unos niveles iniciales sustancialmente más elevados.

Por el lado de la oferta, según los escenarios *New Policies* y 450ppm, se espera que el gas natural y las energías renovables registren un importante crecimiento e incrementen su participación en la cobertura de la demanda global en el horizonte 2035. Por otro lado, los combustibles fósiles pasarían de representar el 81% en 2010 a un 70% en 2035, de las fuentes utilizadas en la producción de energía en la OCDE.

Figura 4.2. Demanda de energía primaria en la OCDE por combustible, bajo los supuestos del NPS



Fuente: World Energy Outlook 2012. IEA

Por último, teniendo en cuenta la evolución del consumo de energía bajo este escenario para el periodo 2010-2035 se espera que, si bien las emisiones de CO₂ relacionadas con el sector energético descenderán previsiblemente un 16% en la OCDE, las emisiones aumenten entorno a un 50% en los países que no pertenecen a la organización.

4.2.2. Marco europeo

4.2.2.1 Evolución de la demanda

Como se ha comentado en el Capítulo 2, la UE se ha manifestado a favor de un compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 80-95% por debajo de los niveles de 1990 en el año 2050, en el contexto de los compromisos que países desarrollados deberían ratificar. La Comisión ha analizado las implicaciones que esto tendría en su "Hoja de ruta de la energía para 2050" y ha elaborado un informe de

impacto con el objetivo general de dar forma a una visión y una estrategia de cómo el sistema energético de la UE puede descarbonizarse en el año 2050, teniendo en cuenta la seguridad del suministro y preservando la competitividad de la industria.

Los escenarios que considera la UE se dividen en dos grandes bloques: 1) tendencias actuales (*Current trends*); y 2) escenarios de descarbonización (*Decarbonisation scenarios*).

En el primer bloque, se incluyen dos escenarios. El primero, el de referencia, incluye las medidas aprobadas hasta la fecha (entre los aspectos más destacables se incluyen los objetivos de reducción de emisiones y de energías renovables a 2020). El segundo, de políticas vigentes (*Current Policy Scenarios*) incluye todo el paquete de medidas de la Comunicación de la Comisión Europea "Energía 2020".⁴⁸

El segundo bloque de escenarios de descarbonización, tiene como denominador común el alcanzar un objetivo de reducción de emisiones del 85% en 2050. Algunos de los principales elementos diferenciadores de cada escenario son las opciones tecnológicas o las políticas energéticas predominantes.

Uno de los escenarios más importantes es el de eficiencia energética (*High Energy Efficiency*) que tiene como principal elemento un fuerte compromiso con el ahorro de energía primaria en el horizonte 2050, partiendo de una ambiciosa implementación del Plan de Acción de Ahorro Energético 2011-2020. Entre los aspectos considerados, se destacan los siguientes:

- Estándares de eficiencia energética muy exigentes para: equipos y procesos, nuevos edificios, tecnologías de generación, infraestructuras de transporte y distribución.
- Elevadas tasas de renovación de edificios.
- Desarrollo pleno de *smart grids*, y sistemas de medición de consumo energético.
- Obligaciones de ahorro sobre los suministradores energéticos.
- Elevada descentralización en la generación eléctrica de origen renovable.

A continuación, se incluye una tabla resumen de la evolución de los principales escenarios planteados por la Hoja de Ruta de la Energía para 2050:

⁴⁸ Algunas de las medidas que contiene este escenario están propuestas pero todavía no estaban aprobadas.

Tabla 4.4. Evolución futura de la demanda de energía y de la electrificación en Europa

Escenario	Variación de la demanda de energía primaria (% respecto a 2005)	Electrificación (% electrificación sobre demanda de energía final) 2005: 20,2%
<i>Reference scenario</i>	2030: -5,3 2050: -3,5	2030: 25,1 2050: 29,1
<i>Current Policy Initiatives</i>	2030: -10,8 2050: -11,6	2030: 24,5 2050: 29,4
<i>High Energy Efficiency</i>	2030: -20,5 2050: -40,6	2030: 25,2 2050: 37,3
<i>Diversified supply technologies</i>	2030: -16 2050: -33,3	2030: 26 2050: 38,7
<i>High renewables</i>	2030: -17,3 2050: -37,9	2030: 25,4 2050: 36,1
<i>Delayed CCS</i>	2030: -16,1 2050: -32,2	2030: 26 2050: 38,7
<i>Low nuclear</i>	2030: -18,5 2050: -37,7	2030: 25,7 2050: 38,5

Fuente: Staff Working Document. Energy Road Map 2050. Comisión Europea.

De los resultados anteriores se pueden obtener conclusiones muy interesantes en relación a las perspectivas de demanda de energía en Europa:

- Todos los escenarios descuentan una reducción del consumo de energía primaria respecto a 2005, tanto en el horizonte 2030 como en el 2050. Esta reducción es más intensa en el bloque de escenarios de descarbonización, y especialmente en el de eficiencia energética (en el que la demanda de energía primaria se reduce un 40% en 2050 respecto a 2005).
- La electrificación es común a todos los escenarios, siendo más intensa en los escenarios de descarbonización, en los que el peso de la electricidad en la demanda final de energía pasa al 40% aproximadamente, desde el 20,2% de 2005.

4.2.2.2. Evolución de la oferta

La Hoja de Ruta de la Energía para 2050 dibuja gran parte de las principales tendencias que previsiblemente mostrará el modelo energético europeo y que surgen del análisis realizado a lo largo de los diversos escenarios. Todos ellos están enmarcados en la necesidad de avanzar en los objetivos de descarbonización, garantizando un suministro energético competitivo y seguro.

A continuación se resumen algunos de los principales rasgos que se muestran en este análisis prospectivo de ámbito europeo.

Creciente papel de las energías renovables

Todas las hipótesis de descarbonización en el largo plazo apuntan a cuotas crecientes de energías renovables, que van desde una participación en la generación de electricidad de alrededor del 40% en 2050 en el escenario de referencia (*Reference scenario*) al 86% para ese mismo año en el escenario de alta penetración de renovables (*High Renewables*). Asimismo, destacan la importancia de avanzar en la reducción de costes de estas tecnologías a medida que ocupan un papel más relevante.

El aumento de la cuota de las energías renovables debería ir de la mano de: un marco regulatorio que provea unos incentivos eficientes, la creación y el aprovechamiento de economías de escala, y una mayor integración de los mercados energéticos europeos.

Otro de los retos que se destacan es la necesidad de seguir investigando e innovando para avanzar en la curva de aprendizaje de aquellas tecnologías renovables que todavía se encuentran en un estado más incipiente con el objetivo último de reducir sus costes. Junto a esto, un marco en el que las energías renovables jueguen un papel más importante tendrá que incorporar mejoras en el almacenamiento de energía, un refuerzo de las infraestructuras, y tener en cuenta el papel de la generación eléctrica a partir de gas natural como energía de respaldo.

La calefacción y la refrigeración procedentes de energías renovables se consideran también elementos básicos para la descarbonización. Es necesario un cambio en el consumo de energía que favorezca a las fuentes de energía con bajas emisiones y que permita avanzar en la tendencia a una estructura energética con carácter más local (incluidas las bombas de calor y los calentadores de acumulación) y las energías renovables (por ejemplo, calefacción solar, geotérmica, de biogás, de biomasa), también a través de redes de calefacción urbana.

Entre las tendencias destacables también se pone de manifiesto que la descarbonización requerirá una gran cantidad de biomasa para la producción de calor, electricidad y transporte.

El papel del carbón y su relación con la Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC) y la seguridad de suministro

El carbón, cuyo porcentaje de cobertura de la demanda de electricidad en la UE alcanza el 25% de media, contribuye como fuente autóctona a un mix energético diversificado y a reducir la dependencia energética del exterior.

Con el desarrollo de la CAC y de otras tecnologías limpias emergentes, el carbón podría seguir desempeñando un papel importante en un abastecimiento seguro y sostenible en la UE.

El papel del gas natural en la transición del modelo energético

El gas natural tiene un papel fundamental para la transformación del sistema energético, ya que es el combustible fósil que menos emisiones de CO₂ genera. La sustitución del carbón (y del petróleo) por gas a corto y medio plazo podría contribuir a la reducción de las emisiones con las tecnologías disponibles al menos hasta 2030 o 2035.

El gas de esquisto bituminoso (*shale gas*) y otras fuentes de gas no convencional han pasado a ser nuevas fuentes de abastecimiento potencialmente importantes en Europa o en países cercanos. Estas nuevas fuentes no convencionales junto con un fuerte avance en la integración del Mercado Interior de la Energía, podrían suponer una importante mejora de la seguridad energética de Europa, cuya vulnerabilidad se manifiesta a través de una elevada dependencia exterior para cubrir sus necesidades de gas y una elevada concentración en torno a unos pocos suministradores.

El papel del petróleo en el *mix* energético y sus desafíos

El petróleo probablemente permanezca en la combinación energética incluso hasta 2050 y se usará como combustible principalmente para el transporte de pasajeros y de mercancías de largo recorrido. El desafío con que se enfrenta el sector del petróleo es la adaptación a los cambios en su demanda, como resultado de la transición hacia combustibles renovables y alternativos y de las incertidumbres que rodean a los futuros suministros y precios.

Mantener una posición firme en el mercado mundial del petróleo y conservar una presencia europea en el refino interior (capaz de adaptar los niveles de capacidad a las realidades económicas de un mercado maduro) es importante para la economía de la UE, para los sectores que dependen de productos refinados como materias primas, como la industria petroquímica, y para la seguridad del suministro.

La aportación de la energía nuclear

La energía nuclear forma parte de la solución a los retos del modelo energético. Por ello, es importante resolver los problemas que condicionan su aceptación social: la seguridad, la gestión de residuos de alta actividad y la posibilidad de proliferación.

Se prevé un aumento de los costes de la seguridad operacional, de los costes de desmantelamiento de las instalaciones existentes y de eliminación de los residuos. En este marco, hay que destacar el hecho de que las nuevas tecnologías nucleares contribuirán a resolver problemas relativos a los residuos y a la seguridad operacional.

El análisis de las hipótesis muestra que la energía nuclear podrá tener una contribución destacada en la reducción de los costes del sistema y de los precios de la electricidad.

Necesidad de desarrollo tecnológico a nivel europeo

La tecnología es una parte fundamental de la solución al desafío de la descarbonización. Todos los análisis prospectivos destacan que el progreso tecnológico es clave para alcanzar importantes reducciones de costes y beneficios económicos. Con el desarrollo de la CAC y de otras tecnologías limpias emergentes, los combustibles fósiles podrían seguir desempeñando un papel importante en la UE.

A nivel europeo, la Hoja de Ruta de la Energía señala que la UE debe contribuir directamente a los proyectos científicos y a los programas de investigación y demostración, basándose en el SET Plan que se menciona en el Capítulo 2.

4.2.3 Marco español

A lo largo de 2011, el Gobierno publicó varios documentos prospectivos sobre el sector energético español, que reflejaban su visión sobre las perspectivas futuras de éste, tanto por el lado de la oferta como de la demanda. Estos documentos fueron: el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 (aprobado el 29 de julio de 2011), la Planificación Energética Indicativa a 2020 y el Plan de Energías Renovables (PER) a 2020 (estos dos últimos aprobados el 11 de noviembre de 2011).

Si bien gran parte de las hipótesis y elementos de estos análisis deben revisarse ante los cambios recientes en la economía y en el propio sector energético, las tendencias básicas que se pueden extraer de ellos son válidas: una mejora de la eficiencia energética y una consolidación de la electrificación de la economía española. Algunos de los principales rasgos se resumen a continuación:

- **Mejora de la eficiencia energética.** La Planificación Energética Indicativa considera como escenario objetivo a 2020 la mejora de la intensidad de energía final en un 2% interanual, pasando de 129,2 tep/millón de euros en el año 2010 (valor en euros del año 2000) a 105,5 en el 2020. Esto implicaría un consumo de energía final para ese año de 95.355 ktep (excluidos usos no energéticos), inferior en casi un 16% al que se registraría en un escenario *business as usual* (BAU).
- **Electrificación.** La previsión de tasa de variación interanual del consumo de electricidad en el período 2010-2020 se sitúa en el 2,38%, muy por encima del crecimiento del

0,2% anual previsto para el conjunto del consumo de energía final, excluyendo usos no energéticos. Según esta tendencia, la electricidad podría llegar a representar el 26,5% del total de consumo de energía final en 2020 (el 28,4% si se excluyen usos no energéticos), hasta alcanzar los 27.085 ktep.

- **Reducción en el consumo de productos petrolíferos.** El Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética prevé alcanzar más de la mitad de los objetivos de ahorro energético con actuaciones en el sector transporte, muy intensivo en productos petrolíferos, disminuyendo su tasa anual de variación en un -2,07% en el período 2010-2020, hasta situarse en 39.253 ktep.

Atendiendo a las tendencias anteriores, la Planificación Indicativa y el PER contienen dos escenarios (comunes a ambos documentos): el de referencia, con una demanda eléctrica en barras de central (bc) a 2020 de 400 TWh, muy elevada a la luz de las circunstancias actuales y las previsiones para el horizonte considerado; y el denominado escenario de eficiencia energética adicional, que llevaría a una demanda en bc de 350 TWh en 2020. Este último escenario es coherente con un objetivo global de alcanzar una reducción anual de la intensidad energética en España del 2% hasta 2020, ya mencionado, incluido en los ejercicios de prospectiva energética realizados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en dicho horizonte.

Reconociendo la importancia de los anteriores análisis, la elevada incertidumbre económica, regulatoria, incluso de las perspectivas de evolución de costes de las tecnologías convencionales y renovables dificulta la materialización de las previsiones planteadas para el periodo considerado. Por ello, a la espera de un nuevo ejercicio prospectivo oficial, se ha considerado de gran interés analizar la visión de los propios agentes del sector energético español a través de una encuesta con el objetivo de obtener algunas pistas sobre la evolución futura del sector energético español y los principales factores del entorno (regulación, precios, objetivos de política energética y ambiental...), cuyos resultados se analizarán más adelante.

4.3. Visión sectorial

Con el objetivo de obtener la visión general del sector energético español sobre algunos de los factores más importantes que condicionan el modelo energético, se ha distribuido una encuesta entre 39 agentes relevantes dentro de éste. En las 19 respuestas obtenidas, se encuentran empresas de los sectores del gas, eléctrico, petróleo y derivados, así como del ámbito de las energías renovables. También hay organizaciones empresariales, organismos reguladores, gestores de la red de transporte y centros de investigación. En

el Anexo I se detalla el contenido de la encuesta y se representa de forma gráfica gran parte de los resultados. Los participantes fueron representantes de las siguientes compañías y organizaciones: Abengoa, ACER, AOP (dos áreas), Carbuniión, Cepsa, Ciemat (dos departamentos), CLH, Enagás, Endesa, E.ON, Gas Natural Fenosa, HC Energía, Iberdrola, IREC, REE, Repsol y Sunpower.

La encuesta contiene preguntas tanto de selección múltiple, en las que se plantean opciones basadas en escenarios ampliamente reconocidos por algunos de los principales análisis prospectivos internacionales⁴⁹, como abiertas a la reflexión del profesional encuestado. A partir de las respuestas se pueden extraer las siguientes ideas:

Expectativas moderadas sobre el crecimiento de la demanda de energía en el horizonte 2050

- El 56% de los encuestados considera que el crecimiento mundial de la demanda de energía primaria en el periodo 2009-2050 se situará en torno al 60%, coincidente con un escenario intermedio de crecimiento, por debajo del 80% que establecía el escenario de crecimiento alto de la encuesta (donde se contemplaba un enfoque poco ambicioso de las políticas medioambientales y de eficiencia energética).
- En el marco europeo, los resultados muestran unas perspectivas de reducción de la demanda de energía en el periodo 2005-2050. Casi un 65% de los encuestados opinan que la demanda europea se reducirá.

Electrificación del modelo energético

- Se confirma la tendencia a la electrificación de la demanda mundial de energía, con un 75% de los encuestados decantándose por la opción en la que la demanda de electricidad crece un 100% de 2009 a 2050.
- En torno a la tendencia a la electrificación del consumo energético de la economía española existe un amplio consenso, mostrando un acuerdo con ésta en un 70% de los encuestados.
- Gran parte de los agentes consideran el sector transporte como aquel en el que este fenómeno tendrá una mayor importancia, seguido por el sector residencial y servicios, y por la industria.

⁴⁹ Los escenarios planteados en las preguntas están basados principalmente en dos documentos prospectivos: Energy Technology Perspectives 2012 (Agencia Internacional de la Energía) y Energy Roadmap 2050 (Comisión Europea).

Importancia del marco regulatorio para fomentar la eficiencia energética

- Las respuestas confirman las medidas de eficiencia energética como factores muy condicionantes de la demanda, tanto a nivel global como en el contexto español. El 61% las considera condicionantes o muy condicionantes para la evolución de la demanda global, y casi un 80% en el caso de la demanda española.

El marco regulatorio en España no provee de incentivos elevados a los consumidores para mejorar su eficiencia

- Más de la mitad de los encuestados considera que el nivel de incentivos regulatorios para mejorar la eficiencia energética es bajo o muy bajo.
- La mayoría de los encuestados destacan como instrumentos muy importantes para avanzar en este ámbito: la señal de precio de la energía, los estándares, las políticas de información, y el papel de los servicios energéticos.

Transporte y edificación como sectores donde la eficiencia energética desempeñará un papel más importante

- La mayoría de los agentes identifican estos dos factores como básicos para la aplicación de medidas de eficiencia energética. También se destaca la necesidad de avanzar en ámbitos como: industria, usos térmicos y distribución eléctrica.

El crecimiento económico como variable decisiva

- El 94% considera el crecimiento económico como un elemento condicionante o muy condicionante de la demanda de energía.
- En torno a esta cuestión, el 61% se decanta por un escenario de crecimiento promedio anual del PIB español en la franja del 1,7%-2,3% para el horizonte 2050.

Impacto destacado de las políticas de mitigación de cambio climático en los precios de la energía en un escenario de precios elevados

- En línea con los análisis prospectivos de la Agencia Internacional de la Energía, más de un 60% opina que las políticas de mitigación de cambio climático suponen una menor presión sobre la demanda de recursos energéticos y, por tanto, condicionarán o condicionarán mucho la evolución de los precios de la energía.

- El 60% se decanta por un escenario de precios del barril de petróleo en torno a los 119 y 149 dólares en 2020 y 2050, respectivamente.

Importancia relativa del papel del precio de los Derechos de Emisión de CO₂ para avanzar hacia la descarbonización e incertidumbre en cuanto su evolución futura

- No existe un acuerdo amplio sobre la importancia del papel del precio del CO₂ para avanzar en la descarbonización de la economía europea en el horizonte 2020, ya que casi la mitad lo consideran un elemento neutro, poco importante, o irrelevante.
- La percepción sobre la importancia del precio del CO₂ como señal para la descarbonización de la economía se incrementa al considerar el horizonte 2050: casi un 80% lo considera un elemento importante o muy importante.
- Los agentes señalan que existe una probabilidad elevada o muy elevada de que los objetivos de reducción de emisiones y cambios regulatorios en el sistema de comercio de derechos de CO₂ dibujen un escenario de elevados precios del CO₂ en el horizonte 2050. No obstante, no muestran un convencimiento sólido sobre el papel de esta señal para fomentar inversiones en tecnologías bajas en carbono.

Necesidad de revisar los documentos de prospectiva energética vigentes para el horizonte 2020 en España

- La valoración de los agentes sobre los documentos de prospectiva energética aprobados a lo largo de 2011 (Plan de Energías Renovables y Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética) arroja un consenso amplio en torno a tres cuestiones:
 - Sobrestimación de las previsiones de demanda de energía.
 - Reducida compatibilidad de la configuración de tecnologías renovables incluidas en el PER con un objetivo de competitividad.
 - Necesidad de revisión a la luz de la realidad económica actual y las perspectivas tecnológicas.

Reducido grado de integración alcanzado por los mercados energéticos en la UE

- El 81% opina que el grado de integración alcanzado por los mercados energéticos de la UE es bajo. En los comentarios concretos de los encuestados se destaca esta cuestión, proponiéndose el incremento de las interconexiones como una de las principales medidas para abordar.

Otras reflexiones destacables

- En relación a los ejercicios vigentes de prospectiva, gran parte de los comentarios coinciden en la necesidad de su revisión atendiendo a las nuevas circunstancias y en la necesidad de tener más en cuenta la opinión de los agentes del propio sector energético en su elaboración.
- En cuanto a los principales factores que debería incluir un ejercicio de prospectiva energética para España en el horizonte 2020/2050, se muestra una preocupación común por la competitividad y la evolución de los costes de las tecnologías.
- El entorno regulatorio, y en particular la fiscalidad y las políticas de apoyo a las renovables y eficiencia energética, es un aspecto clave para configurar el entorno energético del futuro.
- La armonización regulatoria y el aumento de las interconexiones son básicos para avanzar en la integración del mercado energético europeo.

4.4. Otros factores clave

4.4.1. Los precios de las materias primas energéticas

Los precios de las materias primas energéticas son un elemento central a la hora de realizar un análisis prospectivo sobre el sector energético. Uno de los elementos básicos que condicionará su evolución es el equilibrio oferta – demanda. En este sentido son muchos los factores que intervienen: crecimiento económico, hallazgo y explotación de nuevos yacimientos de petróleo/gas (entre ellos los no convencionales), penetración de las energías renovables, etc. Junto a esto, las políticas de mitigación de cambio climático pueden desempeñar también un papel relevante, en tanto en cuanto sean capaces de condicionar la evolución de la demanda y la estructura de la oferta de energía.

Un análisis interesante de la evolución de precios del petróleo se presenta en los escenarios 6DS, 4DS y 2DS del ETP 2012. En el informe se destaca que la menor demanda de energía derivada de las condiciones y políticas implementadas en los escenarios 4DS y 2DS implica, por ejemplo, una menor necesidad de utilizar los yacimientos más costosos para suministrar la demanda de petróleo. En este sentido, es destacable como en el escenario 2DS los precios del petróleo se sitúan durante todo el horizonte temporal por debajo de los 100 dólares en términos reales.

Tabla 4.5. Perspectivas futuras de los precios de los combustibles fósiles según el ETP 2012

Petróleo	Escenario	2010	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Precio del crudo de petróleo importado AIE	2DS	78	97	97	97	97	92	89	87
	4DS	78	109	114	117	120	119	119	118
	6DS	78	118	17	134	140	143	146	149
Carbón	Escenario	2010	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Precio del carbón térmico importado OECD	2DS	99	93	85	74	68	64	62	60
	4DS	99	106	108	109	110	109	109	109
	6DS	99	109	113	116	118	121	123	126
Gas	Escenario	2010	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Precio importación EE.UU. 2010 dolar/Mbtu	2DS	4	7	8	8	8	7	7	7
	4DS	4	7	7	8	9	8	8	8
	6DS	4	7	8	8	9	9	9	10
Precio importación Europa 2010 dolar/Mbtu	2DS	7	10	10	10	9	9	9	8
	4DS	7	10	11	12	12	12	12	12
	6DS	7	11	12	13	13	13	14	14
Precio importación Japón 2010 dolar/Mbtu	2DS	11	12	12	12	12	12	11	11
	4DS	11	13	13	14	14	14	14	14
	6DS	11	14	14	15	15	15	16	16

Mbtu = millón British thermal units.

Fuente: AIE.

Resulta interesante también considerar las previsiones que se incluyen en el WEO 2012, que se encuentran en línea con los resultados del ETP 2012. Este documento prevé para el periodo 2010-2035 una subida de los precios del petróleo y del gas natural tanto en el *New Policies Scenario* (equivalente a 4DS) como en el *Current Policies Scenario* (similar a 6DS). Para el *450 Scenario* (similar a 2DS), los precios del crudo tenderán a estabilizarse en torno a los 115 dólares por barril en 2015 (dólares de 2011), y después descenderán progresivamente hasta los 100 dólares por barril en 2035. El precio del gas natural seguirá distintas tendencias según la región. El precio del carbón registrará una tendencia decreciente en los escenarios *New Policies* y 450, como resultado de las perspectivas de evolución de la demanda de carbón consideradas.

Tabla 4.6. Perspectivas futuras de los precios de los combustibles fósiles según el WEO 2012 de importación (dólar por unidad)

	Unidad	New Policies Scenario					Current Policies Scenario					450 Scenario						
		2011	2018	2020	2029	2030	2035	2015	2020	2029	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035	
Términos reales (precios 2011)																		
Importación crudo de petróleo AIE	barril	107,6	116,0	119,5	121,9	123,6	125,0	118,4	128,3	135,7	141,1	145,0	115,3	113,3	109,1	104,7	100,0	
Gas natural																		
EE.UU.	MBtu	4,1	4,6	5,4	6,3	7,1	8,0	4,6	5,5	6,4	7,2	8,0	4,4	5,5	6,9	7,6	7,6	
Importaciones Europa	MBtu	9,6	11,0	11,5	11,9	12,2	12,5	11,2	12,1	12,9	13,4	13,7	10,9	10,8	10,4	10,0	9,6	
Importaciones Japón OCDE	MBtu	14,8	15,0	14,3	14,5	14,7	14,8	15,3	14,7	15,2	15,6	16,0	14,9	13,5	12,9	12,5	12,2	
Importación carbón térmico	tonel.	123,4	108,5	112,0	113,0	114,0	115,0	110,0	115,0	119,2	122,5	125,0	105,3	97,5	89,0	78,0	70,0	
Términos nominales																		
Importación crudo de petróleo AIE	barril	107,6	127,0	146,7	167,6	190,4	215,7	129,7	157,4	186,6	217,4	250,3	126,3	139,0	150,0	161,2	172,6	
Gas natural																		
EE.UU.	MBtu	4,1	5,0	6,7	8,7	11,0	13,8	5,0	6,7	8,8	11,1	13,8	4,8	6,7	9,5	11,7	13,2	
Importaciones Europa	MBtu	9,6	12,1	14,1	16,4	18,8	21,6	12,3	14,9	17,7	20,6	23,6	11,9	13,2	14,3	15,4	16,6	
Importaciones Japón	MBtu	14,8	16,4	17,5	19,9	22,6	25,5	16,8	18,1	20,9	24,0	27,6	16,3	16,6	17,7	19,3	21,1	
Importación carbón térmico OCDE	tonel.	123,4	118,8	137,4	155,4	175,6	198,5	120,5	141,1	163,8	188,7	215,7	115,3	119,6	122,4	120,2	120,8	

Nota: Los precios del gas son medias ponderadas en valores caloríficos brutos. Todos los precios son para suministros a granel excluyendo impuestos. El precio americano refleja el precio mayorista vigente en el mercado interno. Los precios nominales asumen inflación del 2,3% anual desde 2011. Fuente: AIE.

4.4.2. El precio del CO₂

El precio del CO₂ es un elemento muy importante de cara a la implementación efectiva de políticas para luchar contra el cambio climático. Dentro del informe ETP 2012 se utiliza para asignar precio al CO₂ el concepto de coste marginal de mitigación, que representa el coste estimado de reducir la última tonelada de CO₂ a través de las diversas medidas consideradas (energías renovables, eficiencia energética, captura y almacenamiento de CO₂, etc.).

En la siguiente figura se incluye la previsión de precios de CO₂ del citado informe, atendiendo al coste marginal de mitigación previsto.

Tabla 4.7. Coste marginal de mitigación global en el escenario 2DS (dólares/tonelada CO₂)

2020	2030	2040	2050
30-50	80-100	110-130	130-160

Fuente: ETP 2012. AIE.

En el WEO 2012 las previsiones de evolución del precio del CO₂ se desagregan por escenario y zona geográfica. Como se aprecia a continuación, en todos los casos se plantea una tendencia creciente del precio del CO₂, siendo especialmente elevada la senda de

precios en el escenario 450, que además plantea una convergencia regional del precio a largo plazo. Así, en 2035 se prevé un precio de 120 dólares/tonelada en gran parte de los países de la OCDE. En el caso de los principales países no OCDE, también se asume la creación de una señal de precio de CO₂, que alcanzaría los 95 dólares/tonelada en 2035.

Tabla 4.8. Perspectivas futuras de los precios del CO₂ por escenario y región según el WEO 2012 (\$ 2011 por tonelada)

	Region	Sectores	2020	2030	2035
<i>Current Policies Scenario</i>	Unión Europea	Eléctrico, industria y aviación	30	40	45
	Australia y Nueva Zelanda	Todos	30	40	45
	Corea	Eléctrico e industria	23	38	45
<i>New Policies Scenario</i>	Unión Europea	Eléctrico, industria y aviación	30	40	45
	Australia y Nueva Zelanda	Todos	30	40	45
	Corea	Eléctrico e industria	23	38	45
	China	Todos	10	24	30
<i>450 Scenario</i>	EE.UU. y Canadá	Eléctrico e industria	20	90	120
	Unión Europea	Eléctrico, industria y aviación	45	95	120
	Japón	Eléctrico e industria	25	90	120
	Corea	Eléctrico e industria	35	90	120
	Australia y Nueva Zelanda	Todos	45	95	120
	China, Rusia, Brasil y Sudáfrica	Eléctrico e industria*	10	65	95

* Todos los sectores en China.

Nota: En el New Policies Scenario, un precio virtual para el CO₂ en el sector eléctrico se asume será adoptado a partir de 2015 en EE.UU., Canadá y Japón (comenzando con 15 \$/toneladas y aumentando a 35 \$/toneladas en 2035).

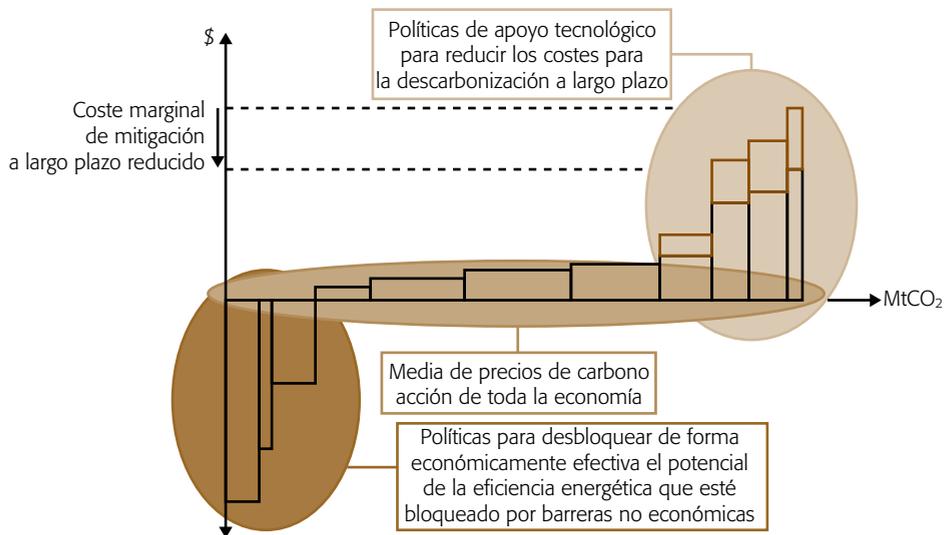
Fuente: AIE.

4.4.3. Evolución de la política energética y medioambiental

La consecución de un modelo energético sostenible desde el punto de vista ambiental y económico hace necesaria la implementación de tres grandes bloques de políticas. Tal y como se aprecia en la siguiente figura, una forma útil de agrupar las medidas en torno a cada bloque puede ser utilizando la curva que muestra la reducción de emisiones y el coste marginal de reducción (CMR) de emisiones de cada una.⁵⁰

⁵⁰ De forma simplificada, el Coste Marginal de Reducción de Emisiones (CMR) puede definirse como el coste de reducir una unidad adicional (normalmente tonelada) de CO₂.

Figura 4.3. Bloques de políticas de mitigación vs coste marginal de reducción de emisiones



Notas: CO₂eq = dióxido de carbono equivalente; MtCO₂ = toneladas métricas de dióxido de carbono

Fuente: Hood 2011

Fuente: ETP 2012. AIE

El primer bloque de políticas iría destinado a desarrollar el pleno potencial de las actuaciones en materia de eficiencia energética. Éstas medidas suelen tener un CMR negativo ya que resultan rentables por sí mismas. No obstante, la existencia de fallos de mercado y barreras suelen impedir que desarrollen toda su capacidad. Algunas medidas regulatorias de gran utilidad para avanzar en esta línea son las siguientes:

- *Reforzar la señal de precio de la energía.* Por ejemplo, a través de la incorporación de todos los costes del suministro energético al precio final que percibe el consumidor, o a través del desarrollo de una verdadera reforma fiscal medioambiental, que internalice los costes ambientales de cada opción energética a su precio.
- *Fomentar la información y la sensibilización de consumidor.*
- *Imponer estándares de eficiencia energética ambiciosos a equipos y procesos.*
- *Eliminar las barreras al desarrollo del mercado de servicios energéticos.*
- *Facilitar la financiación de proyectos.*

El segundo bloque de medidas iría enfocado a fortalecer la señal de precio de CO₂ de forma que se apoye el desarrollo de las medidas y tecnologías bajas en carbono (reforzaría la viabilidad económica de las medidas de eficiencia energética y permitiría el desarrollo de tecnologías renovables más cercanas a la competitividad). Una señal de precio del CO₂ adecuada apoya la implementación de toda la horquilla de medidas para la mitigación del cambio climático, desde aquellas que tienen un menor coste a las más costosas (o con un grado de desarrollo tecnológico menor).

El tercer bloque de medidas es muy importante porque puede ayudar a reducir el coste de la mitigación a largo plazo. Son medidas orientadas a desarrollar tecnologías bajas en carbono fomentando su madurez tecnológica y competitividad. Los dinamizadores de este bloque de actuaciones pueden ir más allá de la propia mitigación del cambio climático (reducción de la dependencia energética, mejora de la diversificación energética, etc.). En este bloque se pueden incluir tanto medidas regulatorias y financieras que incentiven la I+D+i como marcos de apoyo específicamente diseñados para incentivar a la reducción de costes.

Junto a las políticas estrictamente destinadas a la mitigación del cambio climático, se encuentran políticas que van más allá (impacto sobre seguridad energética) y permitirán avanzar hacia un modelo energético sostenible. Este es el caso de los marcos de apoyo a las energías renovables, que han permitido en el marco europeo, y muy especialmente en España, avanzar en la implantación de estas tecnologías. Una vez se ha alcanzado un elevado grado de implantación de estas tecnologías, el reto consistirá en rebajar los costes de las energías renovables a través de sistemas de apoyo eficientes, la mejora de la investigación y de la industrialización de la cadena de producción.

Las políticas para avanzar hacia un modelo energético sostenible están guiadas por objetivos energéticos y ambientales establecidos al más alto nivel político. Un ejemplo muy claro es el triple objetivo europeo 20/20/20, consistente en la reducción de emisiones, mejora de la eficiencia energética y aumento de la participación de energías renovables para 2020, que se trata detenidamente en el Capítulo 5 de este documento. En la actualidad está teniendo lugar un intenso debate en torno a esta cuestión, no tanto por el horizonte 2020 sino por la necesidad de fijar los pilares de la política energética europea en el horizonte 2050 y su compatibilidad con la competitividad.

En este sentido, habrá que analizar muy cuidadosamente la relación entre objetivos, ya que podrían darse interacciones negativas entre ellas. Por ejemplo, un objetivo de eficiencia energética, al favorecer la reducción de emisiones, podría generar un exceso de derechos de emisión en un marco de comercio de derechos cuyos límites de reducción se volverían menos restrictivos, reduciéndose el precio del CO₂ y debilitándose, por tanto, la señal a las inversiones en tecnologías bajas en carbono.

4.4.4. Integración de mercados

La integración de los mercados energéticos forma parte del proceso de integración del conjunto del mercado europeo. Es una herramienta fundamental para conseguir un suministro energético competitivo, seguro y sostenible.

Tal y como se comenta en el Capítulo 2, se han dado sucesivos pasos para avanzar en esta integración. En 1996 y 1998, las Directivas sobre el sector eléctrico y del gas natural respectivamente sentaron las bases de la liberalización de los mercados nacionales.⁵¹ En 2003, la Segunda Directiva⁵² profundizó en los criterios de liberalización de los mercados nacionales y fortaleció las garantías para el acceso a las redes a nivel europeo. El Tercer Paquete, aprobado en 2009, supuso un importante salto cualitativo hacia la integración del mercado europeo de la energía como se comenta en el Capítulo 2.

En la actualidad, se están desarrollando los códigos de red derivados del Tercer Paquete y las Directrices Marco desarrolladas por ACER. El objetivo en materia de integración energética es muy ambicioso: la UE se ha marcado 2014 como fecha límite para contar con un mercado energético europeo en pleno funcionamiento.

A pesar de la cercanía de la fecha objetivo para un mercado común, las medidas adoptadas, y el elevado grado de integración a nivel regional con experiencias exitosas como MIBEL o Nordpool, entre otras, persisten varios elementos que dificultan el proceso de integración:

- Todavía se están desarrollando los códigos de red, que luego tendrán que ser implementados por los Estados miembros.
- No se ha avanzado lo suficiente en la consolidación de una visión común en la planificación de infraestructuras energéticas a 10 años.
- El nivel de infraestructuras de interconexión existente no es suficiente (ej. dificultades para desarrollar infraestructuras de interconexión eléctrica entre Francia y España).
- Persisten importantes diferencias entre los marcos regulatorios nacionales.

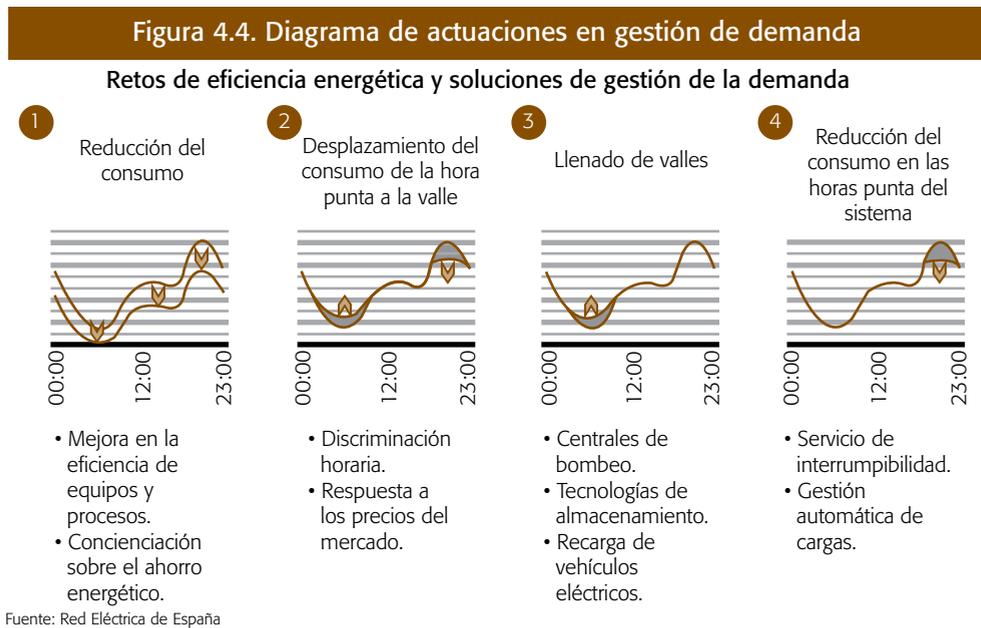
51 Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad; Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural.

52 Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE; Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

4.4.5. La gestión de la demanda

Las medidas de gestión de demanda son aquellas actuaciones orientadas a conseguir que los consumidores modifiquen su patrón de consumo. Estas medidas contribuyen a la reducción de las emisiones de CO₂, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema en su conjunto.

Estas medidas se clasifican en cuatro grandes grupos en función del tipo de impacto que tienen sobre la curva de la demanda: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las valle, llenado de horas valles y reducción del consumo en las horas punta.



La principal medida de gestión de la demanda consiste en trasladar a los consumidores el coste que imponen por el servicio. Para ello desempeñará un papel importante la evolución y desarrollo de las redes inteligentes. Con ellas se podrá hacer llegar a cada consumidor la señal de precio real que marca el sistema para que éste adecúe su demanda al valor que tienen sus necesidades.

Tanto el llenado de los valles como el traslado de la demanda punta al valle, no suponen en principio que se vaya a producir ahorro de energía pero sí que los recursos se utilizarían de forma más eficiente. Por ello, estas medidas deben plantearse siempre desde la perspectiva de una reducción de las necesidades de inversión y menores costes de explotación, lo cual redundaría en beneficio de los consumidores.

En términos generales, el principio básico que guíe las medidas de gestión de demanda debe ser el de que las medidas de ahorro se paguen por sí mismas, y sólo se produzca una intervención administrativa para vencer las barreras a su desarrollo. Con ello es previsible un desarrollo importante en el medio plazo que permita mejorar los niveles de eficiencia en el suministro eléctrico.

4.5. Conclusiones

A partir del análisis llevado a cabo a lo largo de los distintos apartados del capítulo y de las principales reflexiones extraídas de los resultados de la encuesta, se puede concluir que algunos de los factores clave para futuro de la energía son los siguientes:

- **El crecimiento económico.** Será una variable decisiva a la hora de realizar un ejercicio prospectivo sobre la demanda de energía y su cobertura. En el horizonte 2050 el bloque de países no OCDE será el que muestre un mayor dinamismo.
- **La demanda de energía y la eficiencia energética.** Las perspectivas de crecimiento económico y de mejora de la eficiencia energética configuran unas expectativas moderadas sobre el crecimiento de la demanda de energía en el horizonte 2050. En el marco europeo, llegan incluso a plantearse reducciones de demanda de energía en el periodo 2005-2050.
- **Electrificación del modelo energético.** Existe un consenso generalizado sobre el incremento de la participación de la electricidad en la cobertura de la demanda, tanto a nivel internacional como en España. Es razonable pensar que en el sector transporte este fenómeno tendría una mayor importancia, seguido por el sector residencial y servicios, y por la industria.
- **Importancia del marco regulatorio para fomentar la eficiencia energética.** La eficiencia energética se consolida como la principal solución para el modelo energético. Para avanzar en este ámbito, es necesario un marco regulatorio que permita superar las barreras y los fallos de mercado existentes que dificultan las mejoras.
- **El aumento de la cuota de las energías renovables deberá ir de la mano de un marco regulatorio estable** que provea unos incentivos eficientes, la creación y el aprovechamiento de economías de escala, y una mayor integración de los mercados energéticos europeos.
- **El transporte y la edificación desempeñarán un papel importante para avanzar en la mejora de la eficiencia energética del conjunto de la economía.**

- **Impacto destacado de las políticas de mitigación del cambio climático en los precios de la energía en un escenario de precios elevados.** Los escenarios que muestran objetivos más ambiciosos de mitigación del cambio climático suponen una menor presión sobre la demanda de recursos energéticos y, por tanto, condicionan de forma importante la evolución de los precios de la energía.
- **Importancia relativa del papel del precio de los derechos de emisión de CO₂ para avanzar hacia la descarbonización e incertidumbre en cuanto a su evolución futura.** Si bien se muestra una tendencia de precios elevados del CO₂ en el horizonte 2050, las reflexiones de los agentes en la encuesta no se decantan claramente a la hora de posicionar el precio del CO₂ como una señal suficientemente importante para fomentar las inversiones en tecnologías bajas en carbono.
- **Necesidad de revisar los documentos de prospectiva energética vigentes para el horizonte 2020 en España,** teniendo en cuenta los cambios regulatorios, la realidad económica y las perspectivas tecnológicas.
- **Reducido grado de integración alcanzado por los mercados energéticos en la UE.** Para avanzar en este ámbito es muy importante desarrollar y aplicar la normativa técnica de los reglamentos, alcanzar una visión común para la planificación de infraestructuras, y profundizar en la armonización de marcos regulatorios.

CAPÍTULO 5. EL CUMPLIMIENTO EN ESPAÑA DE LOS OBJETIVOS EUROPEOS 20/20/20

Juan Tomás Abarca Martín y Cristina Rivero Fernández (Coordinadores), Sira Corbetta López de Letona, Andrés Díaz Casado, Francisco Pablo de la Flor García, Ramón Gavela González, Tania Meixús Fernández, Héctor Perea Saavedra y Juan Antonio Vera García

5.1 Descripción de objetivos 20/20/20

Como ya se enuncia en el Capítulo 2, los denominados objetivos 20-20-20 fijados por la Unión Europea para el año 2020 y ratificados por España, se concretan en:

- Reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero, respecto a las del año 1990.
- Alcanzar el 20% de energías renovables en el consumo final bruto de energía, incluyendo el aumento hasta el 10% del uso de energías renovables en el sector transporte.
- Reducción de un 20% del consumo de energía primaria respecto a un escenario tendencial a través de la eficiencia energética.

Para lograr estos objetivos, la Unión Europea ha aprobado diferentes Directivas, tales como la Directiva de Calidad de Combustibles (2009/30/CE) y la Directiva de Comercio de Emisiones (2003/87/CE), modificada por la Directiva 2009/29/CE, la Directiva de Fomento del uso de Energía procedente de Fuentes Renovables (2009/28/CE) y la recientemente aprobada Directiva de Eficiencia Energética (2012/27/UE). La transposición de estas Directivas en España está suponiendo un importante esfuerzo en los sectores transformadores de energía, con un impacto directo sobre sus inversiones y su competitividad.

5.2 Estado actual y previsión de cumplimiento en España

En este capítulo se presentan los principales parámetros del balance energético en España para el año 2012, con datos provisionales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, junto con una estimación del año 2020. Dado que no existen datos oficiales

actualizados para el año 2020 (la Planificación vigente ha quedado obsoleta dada la duración de la crisis económica) se realizan estimaciones basándose en la situación de 2012 y 2013, y en tendencias económicas previstas por diversos organismos nacionales e internacionales, tales como el Gobierno de España o el FMI, así como en el cumplimiento de los compromisos de España dentro de la UE en materia de sostenibilidad.

Igualmente, se realiza una comparación con la última Planificación Indicativa realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y recogida en el Plan de Energías Renovables 2011 – 2020, publicado en noviembre de 2011.

5.2.1. Energía final

La siguiente figura muestra la energía final 2012 (datos provisionales) y su posible evolución a 2020:

Tabla 5.1. Energía final 2012 en España y su posible evolución a 2020			
Energía final (ktep)	2012	2020 PER	2020 E
Carbón	1.314	2.146	1.654
Prod. Petrolíferos	45.630	45.668	42.498
Gas natural	15.551	19.250	16.888
Electricidad	20.427	27.085	22.516
Renovable	6.345	8.070	7.270
Total	89.267	102.220	90.825
% Renovable / E. Final	16,1%	20,8%	20,0%
% Renovable en Transporte	8,3%	11,3%	13,2%
Intensidad Ef (ktep/M€2000)	116,3	105,1	106,0

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (informe de coyuntura cuarto trimestre 2012), PER 2011-2020 y estimación propia.

El consumo energético en España en el año 2012 se ha visto muy influenciado por la crisis económica que venimos sufriendo desde mediados del año 2008 y que ha supuesto descensos en el consumo energético en todos los sectores, salvo en el de energías renovables.⁵³

Las últimas previsiones de crecimiento de PIB (comunicación del Gobierno en abril de 2013) lo sitúan en un descenso del 1,3% para 2013 y un crecimiento del 0,5% para 2014. En este sentido, las perspectivas energéticas de cara al año 2013 son de nuevos descensos en el consumo de productos petrolíferos y electricidad, aunque algo más

⁵³ La realidad de los años 2011, 2012 y lo que va de 2013 ha hecho que el punto de partida para las estimaciones a futuro sea inferior al reflejado en el estudio "Escenarios de eficiencia energética aplicados a diferentes sectores" (con datos reales a 2010), reduciéndose la intensidad energética de forma más acusada.

moderados que en años anteriores, y un estancamiento en el consumo de gas natural. Por el contrario, se prevé que el consumo de energías renovables continúe creciendo. A partir de 2014 se estima una lenta recuperación de la demanda en línea con el comportamiento del PIB.

En lo referente al ahorro de energía, el pasado 25 de octubre de 2012 se aprobó la Directiva de Eficiencia Energética, con el objetivo de que el consumo de energía de la Unión Europea en 2020 sea inferior a 1.474 Mtep de energía primaria o a 1.078 Mtep de energía final. Los principales requerimientos de la Directiva son, entre otros:

- Renovación del 3% anual de los edificios de los organismos públicos.
- Objetivo equivalente a un nuevo ahorro cada año del 1,5% de las ventas anuales promedio de energía, en volumen, de los tres últimos años previos al 1 de enero de 2013 (ventas a cliente final por parte de los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de ventas de energía). Se podrán excluir total o parcialmente de este cálculo las ventas de energía, en volumen, empleadas para el transporte (decisión de los Estados miembros).

Están pendientes de definir los objetivos de energía para cada Estado miembro y la transposición de la Directiva a la regulación nacional. No obstante, cabe destacar que el que esta Directiva fije un objetivo de ahorro sobre las ventas, choca frontalmente con el concepto de cualquier actividad empresarial.

En este contexto se espera que el consumo final de energía en España en el año 2020 sea similar al de 2012 (+1,8%), considerando un escenario de eficiencia en el consumo energético, y que se cumpla con el objetivo del 20% de renovables en el consumo total de energía final.⁵⁴ Ir más allá de este objetivo, recurriendo a primas, obligaría a tener en cuenta las posibles implicaciones en el sobre coste adicional de la energía en España y la consiguiente pérdida de competitividad frente a otros países que se limiten a cumplir el objetivo marcado.

Sector transporte

El cumplimiento del objetivo de renovables en el transporte está suponiendo un importante esfuerzo para los operadores del sector refino de petróleo. Prueba de ello es que en España, en 2011 el consumo de biocarburantes alcanzó los 2,0 millones de tonela-

⁵⁴ Este dato resulta un 4% inferior al reflejado en el estudio "Escenarios de eficiencia aplicados a diferentes sectores" por lo anteriormente comentado.

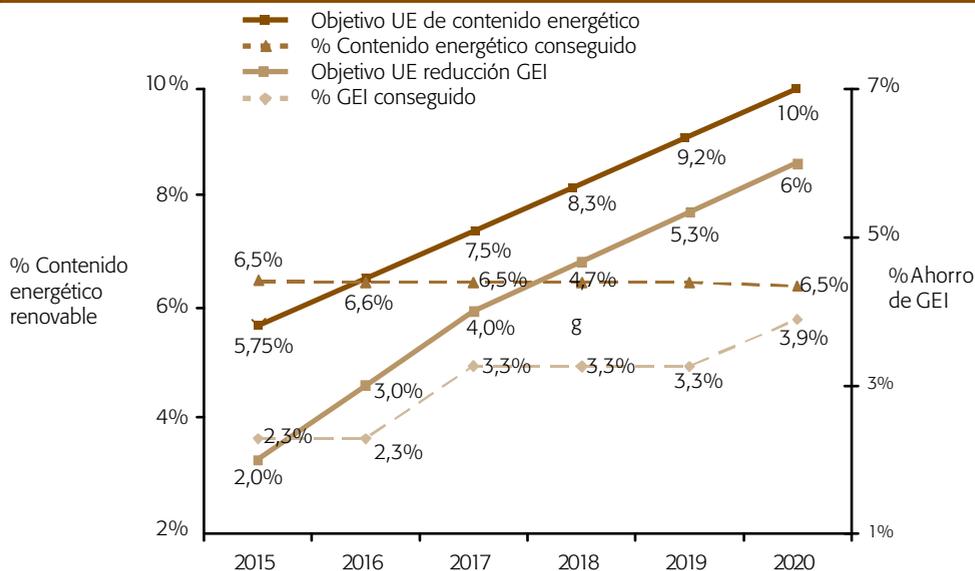
das mezclados con los carburantes convencionales (gasolinas y gasóleos). Sin embargo, existen todavía algunas incertidumbres a resolver en lo referente a la implantación definitiva de acciones, asegurando un marco estable que permita trazar las estrategias para la consecución de los objetivos fijados.

En concreto, para el sector transporte, la Directiva de Calidad de Combustibles (2009/30/CE) establece que las emisiones de GEI del ciclo de vida de los combustibles puestos en el mercado en 2020 deben ser un 6% inferior respecto al nivel medio de la UE en 2010. La obligación de reducir estas emisiones recae sobre los suministradores de combustibles que deberán alcanzar el objetivo, fundamentalmente, mediante el uso de biocombustibles sostenibles siguiendo los criterios fijados en la Directiva de Fomento del uso de Energía procedente de Fuentes Renovables (2009/28/CE) que además, establece el objetivo obligatorio de uso de renovables para el transporte del 10% energético en 2020. Sin embargo, existen varios factores que pueden suponer un freno para la consecución de todos estos objetivos:

- a) Compatibilidad de los biocombustibles disponibles en el mercado, etanol y biodiesel, con la flota de vehículos existente y la futura. No es previsible que los fabricantes de automóviles en Europa acepten más de un 7% en volumen de biodiesel (6,4% en energía) y un 10% en volumen de etanol (6,6% en energía) lo que hace imposible alcanzar el objetivo utilizando únicamente estos biocombustibles.
- b) Consideración del factor ILUC (*Indirect Land Use Change*) en el cálculo de ahorro de emisiones de CO₂ de los biocombustibles, lo que supone un alto riesgo de que la mayoría de los biocombustibles disponibles queden excluidos de los criterios de sostenibilidad.
- c) Posible penalización de la huella de CO₂ de los combustibles por uso de crudos no convencionales. Se trata de una propuesta en discusión en el desarrollo de la Directiva de Calidad de Combustibles y, de prosperar, podría suponer una importante pérdida de competitividad del refino en España y Europa, además de gran dificultad para alcanzar los objetivos de reducción.

En la siguiente figura se muestra la senda de reducción que podría seguirse, tanto para alcanzar los objetivos de utilización del 10% de energía renovable en el transporte, como para conseguir la reducción del 6% de la huella de CO₂ en los combustibles y la estimación de lo que puede alcanzarse si el escenario descrito anteriormente no cambia sustancialmente.

Figura 5.1. Senda de reducción y estimaciones para alcanzar ciertos objetivos medioambientales de la UE



Fuente: Europaia

En lo referente a las medidas de ahorro y eficiencia energética, el Plan de Acción 2008 – 2012 obtuvo unos resultados modestos en el sector transporte, comparados con los de otros sectores, con unos ahorros de 4 ktep/año en 2008 – 2010.

El Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 aprobado a finales de julio de 2011, plantea un objetivo de ahorro de 9.000 ktep en el año 2020, basándose principalmente en la mejora tecnológica de los vehículos y en especial en la introducción del vehículo eléctrico, con unos objetivos recogidos en la Estrategia Integral de Impulso del Vehículo Eléctrico en España de 250.000 vehículos en 2014 y 2,5 millones de vehículos eléctricos en 2020, equivalentes al 10% del parque en 2020, según lo recogido en el Plan de Energías Renovables. Esto supondría aproximadamente un 39% de las matriculaciones hasta 2020. En este aspecto, cabe destacar que, a la vista de la evolución reciente del vehículo eléctrico, parece difícil alcanzar estos objetivos. Las matriculaciones de vehículos eléctricos puros en 2011 y 2012 apenas llegaron al 0,05% del total de matriculaciones (450 vehículos eléctricos matriculados en 2012).

Sector industrial

La crisis económica que sufre nuestro país está influyendo de manera muy significativa en el descenso del consumo energético en el sector industrial, debido tanto a los cierres

como a la menor actividad. Esto se ve reflejado principalmente en la caída del consumo final de gas y electricidad que viene produciéndose desde la segunda mitad del año 2008.

A esto se unen las medidas de eficiencia energética que se han venido implementando en los últimos años, como las propuestas en el Plan de Acción 2008 – 2012 (acuerdos voluntarios de asociaciones empresariales para el ahorro de energía, realización de auditorías energéticas, articulación de ayudas públicas, evaluación específica del impacto energético en los estudios de impacto ambiental), que han supuesto un ahorro de energía final en el sector industrial de 136 ktep/año en los años 2008 – 2010.

Para continuar avanzando en este campo, el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, fijaba un objetivo de mejora de la intensidad final para el conjunto del sector Industria del 2,5% anual en el período 2010-2020, a través de medidas como la adopción de las Mejores Tecnologías Disponibles, la implantación de sistemas de gestión energética y el apoyo a la realización de auditorías energéticas.

De cara a futuro, la Directiva de Eficiencia Energética aprobada el pasado 25 de octubre fomentará el acceso a auditorías energéticas de calidad a todos los consumidores, con especial foco en las PyMES, de cara a la mejora de la eficiencia energética. Igualmente, se apoya el uso de la cogeneración de alta eficiencia en los procesos industriales y su posible conexión con las redes urbanas de calefacción y refrigeración.

A partir del año 2014 se estima una recuperación económica, lo que podría suponer una recuperación del consumo de gas y de electricidad, motivado por la mayor actividad, aunque con crecimientos inferiores a los de antes de la crisis debido a las medidas de ahorro y eficiencia anteriormente citadas.

Sector doméstico y servicios

Al igual que en el sector industrial, la crisis económica ha afectado a la demanda energética del sector servicios y doméstico.

En estos sectores hay que destacar también el efecto de las medidas de ahorro y eficiencia energética implantadas a raíz del Plan de Acción 2008-2012, que supusieron unos ahorros de unas 63 ktep/año en 2008-2010 en el sector edificación, fomentando principalmente el uso de tecnologías más eficientes para climatización e iluminación.

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2011 – 2020 propone, para el sector edificación, la mejora de la eficiencia energética de la envolvente edificatoria y de las ins-

talaciones térmicas y de iluminación, así como la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de frío comercial. Igualmente propone la construcción y rehabilitación integral de 8,2 millones de m²/año con alta calificación energética y la construcción de edificios de consumo de energía casi nulo. En lo relativo al equipamiento en el sector doméstico se propone la continuación del Plan Renove de Electrodomésticos con el objetivo de sustitución de 500.000 equipos/año (de un parque estimado de 90 millones de equipos). Para el sector público, el Plan propone como medidas más relevantes la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de alumbrado público exterior existentes y de las instalaciones actuales de potabilización, abastecimiento, depuración de aguas residuales y desalación. Con todas estas medidas se fija un objetivo de reducción del consumo de unas 3.000 ktep en el año 2020.

La Directiva de Eficiencia Energética hace también gran hincapié en la mejora de eficiencia en los edificios residenciales y comerciales, tanto privados como públicos. En el caso de estos últimos, se obliga a los Estados miembros a la renovación anual, a partir de 2014, del 3% de la superficie total de los edificios de propiedad pública, promoviendo la eficiencia en la calefacción y la refrigeración.

Por otro lado, se fomentará el acceso de los consumidores domésticos al uso de tecnología eficiente mediante programas nacionales que pueden incluir incentivos fiscales, ayudas y subvenciones, suministro de información y proyectos ejemplares.

A pesar de todo lo anterior, se estima que la demanda de electricidad vuelva a crecer a partir de 2014, debido a la tendencia a la electrificación de la demanda.

En materia de energías renovables, se estima un incremento moderado en el consumo de biomasa para calefacción, así como de la solar térmica.

5.2.2. Balance eléctrico

La evolución del balance eléctrico estará ligado por una parte, al crecimiento de la demanda, y por otro, a la evolución de la potencia instalada, en la que, además de las nuevas incorporaciones de potencia, habrá que tener en consideración la edad del equipo generador (fundamentalmente carbón) y la posible regulación que se desarrolle en un futuro y que pueda condicionar la rentabilidad de las distintas instalaciones.

Tabla 5.2. Previsión para el balance eléctrico nacional

Balance eléctrico (GWh b.a.)	2012	2020 PER	2020 E
Carbón	60.601	31.579	29.000
Nuclear	61.470	55.600	57.275
Gas natural	72.069	133.293	94.368
Prod. Petrolíferos	11.778	8.624	9.000
Energías renovables	85.297	146.080	120.478
Hidroeléctrica	20.788	33.140	32.500
Eólica	48.519	73.485	65.008
Solar FV	8.257	12.356	9.500
Solar TE	3.433	14.379	6.000
Biomasa, biogas y otros	4.300	12.720	7.470
Hidroeléctrica por bombeo	3.300	8.457	5.497
Producción bruta	294.515	383.633	315.618
Consumos en generación	9.470	8.968	7.559
Producción neta	285.045	374.665	308.059
Autoconsumos cogeneración	1.928	7.000	1.000
Consumos en bombeo	(5.023)	(12.082)	(7.852)
Saldo de intercambios internac.	(11.200)	(12.000)	(4.000)
Demanda (bc)	266.894	343.583	295.207

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (coyuntura cuarto trimestre 2012), REE, PER 2011-2020 y estimación propia.

En las circunstancias actuales de pronunciada crisis económica es difícil realizar estimaciones de crecimiento de demanda a medio plazo. Para establecer la demanda a 2020 se ha tenido en cuenta la situación 2012 y la evolución en lo que va de 2013. A partir de 2014, considerando las previsiones de crecimiento económico, se estima que la demanda eléctrica nacional en barras de central se incrementaría ligeramente por debajo del PIB, resultando una media anual del 1,3% en el periodo 2012-2020, siendo la demanda en 2020 un 14% inferior a la presentada en el Plan de Energías Renovables 2011-2020. La realidad obliga a replantear a la baja las previsiones del PER, priorizándose aquellas tecnologías más competitivas.

Así, esta previsión de balance de electricidad para 2020 supone que no hay incrementos de potencia en régimen ordinario, a excepción de las nuevas centrales de bombeo ya anunciadas por diferentes agentes. Esta estimación sí contempla que se realicen las inversiones necesarias para adaptar hasta 6.500 MW de centrales de carbón existentes a los requerimientos de la Directiva de Emisiones Industriales (DEI). La realización de estas inversiones por parte de los agentes dependerá de las condiciones del mercado, así como de los pagos por capacidad. De no realizarse, a medio plazo sería necesaria la instalación de nueva potencia de régimen ordinario que garantice un índice de cobertura suficiente, como así se desprende del reciente estudio realizado por la CNE "Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro de 5 de diciembre de 2012".

El incremento de demanda es absorbido casi en su totalidad por el nuevo régimen especial. La reciente suspensión de las primas a estas instalaciones, hace que se replanteen a la baja los objetivos del Plan de Energías Renovables, principalmente en lo referente a las tecnologías más caras, como la solar y eólica marina. Por otro lado, a la vista del su desarrollo actual, se considera que la biomasa necesitará plazos más amplios para llegar a los objetivos previstos.

Con estas perspectivas, se estima las energías renovables pasarán de suponer, en el mix eléctrico, el 30% en el año 2012 al 38% en el año 2020, contribuyendo de este modo el sector eléctrico en gran medida al cumplimiento del 20% de renovables en el consumo de energía final.

Cabe destacar que esto supone un importante esfuerzo para las tecnologías de régimen ordinario que, durante este periodo, funcionarán previsiblemente un número de horas limitado, muy inferior al necesario para recuperar sus costes fijos y de capital.

5.2.3. Energía primaria

Como consecuencia de lo anterior, a continuación se presenta la previsión de consumo de energía primaria.

Tabla 5.3. Evolución prevista del consumo de energía primaria en España

Energía primaria (ktep)	2012	2020 PER	2020 E
Carbón	14.986	10.058	8.919
Prod. Petrolíferos	54.108	51.980	48.664
Gas natural	28.242	38.839	31.673
Nuclear	15.994	14.490	14.926
Renovable	15.778	27.878	21.081
Otros	172	172	0
Saldo electr.	(963)	(1.032)	(344)
Total	128.315	142.385	124.919
Intensidad Ep (ktep/M€ 2000)	167,2	144,7	145,8

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (informe de coyuntura cuarto trimestre 2012), PER 2011-2020 y estimación propia.

Se estima una reducción del consumo de energía primaria en 2020 respecto a 2012 del 2,6% en términos absolutos y del 12,8% en términos de intensidad energética, que supone una reducción del 27% respecto a 2005. Como ya se ha comentado en apartados anteriores, el objetivo de la Directiva de Eficiencia Energética es que el consumo de energía primaria de la Unión Europea en 2020 sea inferior a 1.474 Mtep, aunque aún no se ha fijado un objetivo para España.

Para el cumplimiento del mismo será fundamental, además de las medidas de ahorro previstas, contar con el *mix* tecnológico más eficiente posible.

5.2.4. Emisiones de CO₂

A continuación se incluye una estimación de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero medidas en unidades de CO₂ equivalentes.

Tabla 5.4. Estimación de emisiones de CO ₂ equivalente por sector y por combustibles			
Emisiones CO ₂ por sector (Mton)	2012	2020 PER	2020 E
Transformación energía	291	303	263
Transporte	78	81	76
D/C/I (carbón+petrol+gas)	113	133	116
Cogeneración	12	16	14
Electricidad RO	87	74	57
Agrario	39	42	40
Otros	16	9	14
Total	345	355	317
Emisiones CO ₂ por combustible (Mton)	2012	2020 PER	2020 E
Gas natural	72	101	81
Petróleo	164	162	150
Carbón	54	40	32
Resto	54	51	54
Total	345	355	317

Fuente: Estimación propia a partir de los datos de balance energético

Dentro del objetivo de reducción de emisiones de CO₂ del 20%, en la Unión Europea respecto a los niveles de 1990, los objetivos asumidos por España contemplan una reducción de los niveles de emisiones de CO₂ del 21% respecto a los del año 2005 en los sectores afectados por la Directiva de Comercio de Emisiones y de un 10% en los sectores difusos. Esto supone unas emisiones totales en España en torno a los 384 Mton en 2020. Tal y como se observa en el cuadro anterior, este objetivo se cumpliría sobradamente, situándose las emisiones totales estimadas en 317 Mton.

Recientemente se están planteando a nivel europeo objetivos más ambiciosos en este aspecto, con reducciones de hasta un 30%, lo que situaría el objetivo de emisiones totales en unos 340 Mton. Si la UE adopta de forma unilateral un compromiso mayor frente al resto de países del mundo, tendría que tener muy en cuenta el posible impacto en la competitividad de la industria en Europa, y por tanto en España, y de toda su cadena de valor, generándose un riesgo de cierre y deslocalización de múltiples empresas.

5.3 Situación en otros países europeos

Los objetivos del paquete de medidas sobre energía y cambio climático (20/20/20) se reparten por países según muestra la siguiente tabla:

Tabla 5.5. Comparativa europea en materia de objetivos medioambientales

	Objetivo CO ₂ Sectores no ETS	Objetivo Renovables	¿Objetivo Eficiencia Energética ⁵⁵ ?
Austria	-16	34	7,16
Bélgica	-15	13	9,80
Bulgaria	20	16	3,20
Chipre	-5	13	0,46
República Checa	9	13	
Alemania	-14	18	38,30
Dinamarca	-20	30	0,83
Estonia	11	25	0,71
Grecia	-4	18	2,70
España	-10	20	25,20
Finlandia	-16	38	4,21
Francia	-14	23	34
Hungría	10	14,65	2,96
Irlanda	-20	16	2,75
Italia	-13	17	27,90
Lituania	15	23	1,14
Luxemburgo	-20	11	0,20
Letonia	17	40	0,67
Malta	5	10	0,24
Holanda	-16	14	
Polonia	14	15,48	14
Portugal	1	31	6
Rumanía	19	24	10
Suecia	-17	49	12,80
Eslovenia	4	25	
Eslovaquia	13	14	1,65
Reino Unido	-16	15	
EU 27		20	

Fuente: Comisión Europea. Anexo "Progress report on the Europe 2020 strategy to the communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions, annual growth survey 2012".

Según los últimos datos disponibles se espera que en general la UE pueda cumplir con los objetivos marcados para 2020, aunque algunos países deberán poner en marcha medidas adicionales.

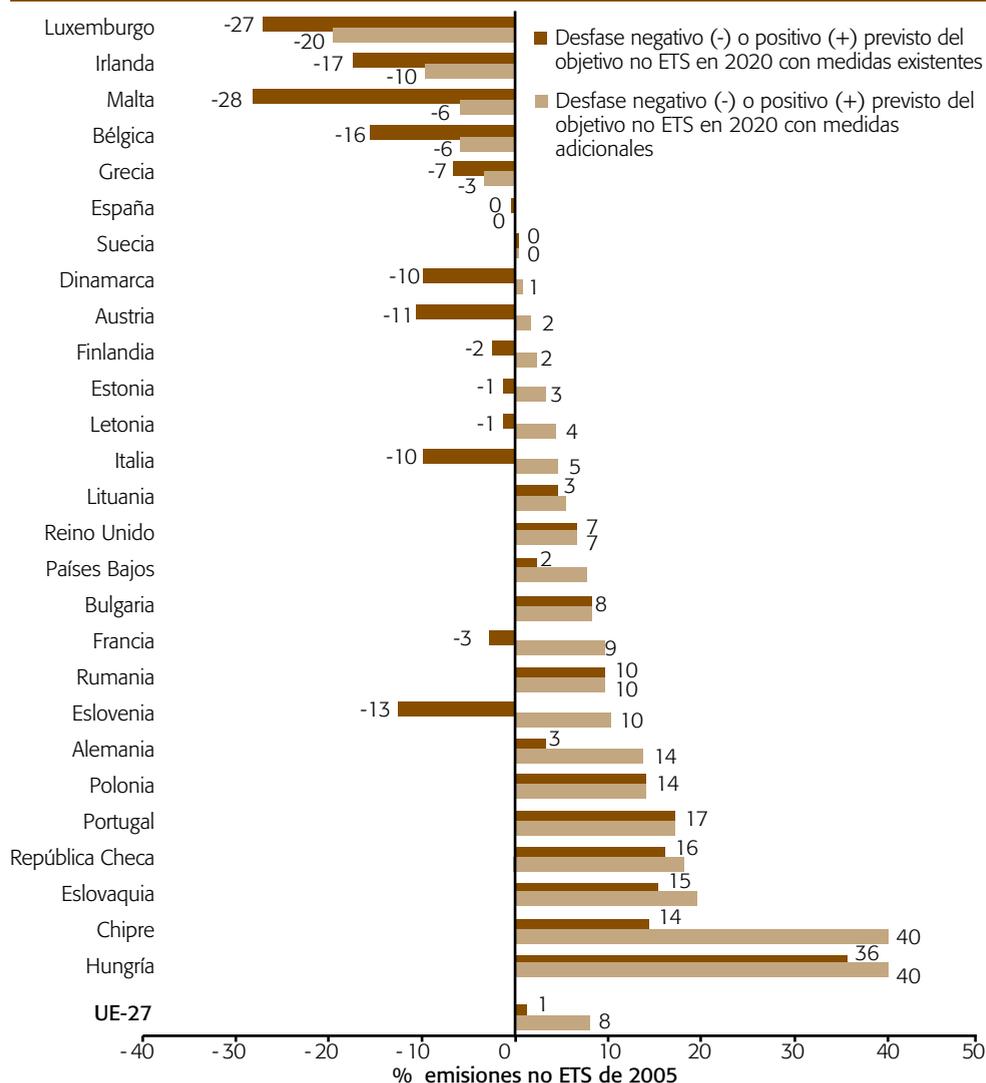
5.3.1 Emisiones de CO₂

Para cumplir el objetivo del 20% los Estados miembros han dividido el esfuerzo de reducción entre los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión y el resto de sectores emisores. Los últimos datos presentados por los Estados evaluando el progreso

⁵⁵ Reducción del consumo energético en Mtep. Cada país tiene un año de referencia diferente.

hacia los objetivos muestran que la UE27 en su conjunto cumplirá el objetivo superándolo en un 0,9% adicional de reducción. Sin embargo, la situación no es igual en todos ellos, como se puede ver en el siguiente gráfico, que muestra la desviación prevista del objetivo en 2020 en los sectores no sujetos al comercio de derechos de emisión. Así, vemos que en los Estados miembros con *gap* positivo se superará el objetivo y, sin embargo, en aquellos con *gap* negativo no se alcanzará. De acuerdo con las previsiones, España y Suecia son los únicos países en los que se cumplirá exactamente el objetivo.

Figura 5.2. Previsiones de desviación del objetivo de emisiones de GEI en 2020 en los sectores no sujetos al Comercio de Derechos de Emisión.

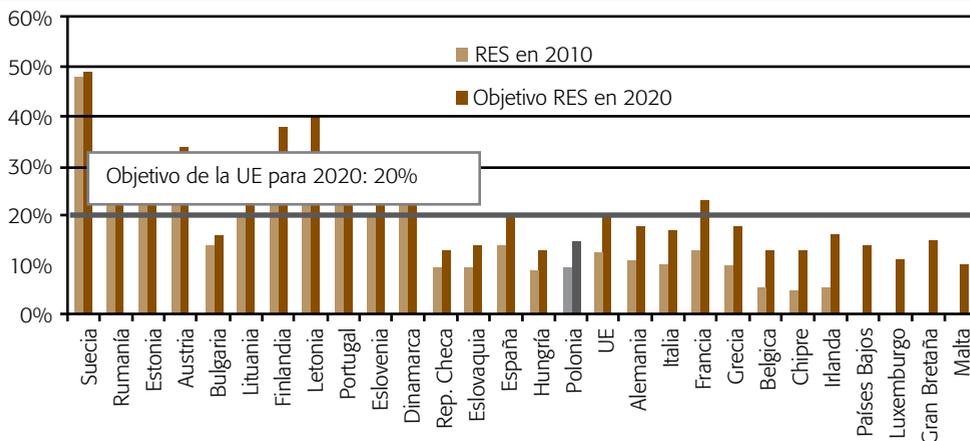


Sólo 13 Estados miembros cumplirán los objetivos con las medidas existentes y otros 8 podrán hacerlo implantando medidas adicionales. Por otro lado, 6 Estados aparecen con grandes dificultades para cumplir sus compromisos según las proyecciones actuales. Luxemburgo, Irlanda, Malta, Bélgica y Grecia son los países más alejados del objetivo.

5.3.2. Energía renovable

Según tienen previsto los Estados miembros en sus planes nacionales de energía renovable, todos cumplirían con el objetivo a 2020. Luxemburgo y Lituania han comunicado que harán uso de los mecanismos de cooperación. En el siguiente gráfico y tabla puede verse la situación de los Estados. La mayoría de ellos ha cumplido su objetivo intermedio (2011/2012) de porcentaje de renovables en consumo final de energía. Más aún, Suecia, Rumanía, Austria y Estonia casi han cumplido ya su objetivo de 2020, mientras que países como Malta, Países Bajos y el Reino Unido deberán hacer importantes esfuerzos para llegar al objetivo.

Figura 5.3. Estado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables a 2010. Objetivos intermedios y objetivos a 2020



Fuente: Eurostat Junio 2012 y Directiva 2009/28/EC para los objetivos

Tabla 5.6.

	%RES en consumo final de energía en 2010	Objetivo intermedio 2011/2012	Objetivo a 2020
UE	12,5%	10,7%	20%
Bélgica	5,15%	4,4%	13%
Bulgaria	13,79%	10,7%	16%
República Checa	9,24%	7,5%	13%
Dinamarca	22,22%	19,6%	30%
Alemania	11,00%	8,2%	18%
Estonia	24,32%	19,4%	25%
Irlanda	5,46%	5,7%	16%
Grecia	9,24%	9,1%	18%
España	13,83%	10,9%	20%
Francia	12,93%	12,8%	23%
Italia	10,11%	7,6%	17%
Chipre	4,85%	4,9%	13%
Letonia	32,57%	34%	40%
Lituania	19,72%	16,60%	23%
Luxemburgo	2,83%	2,9%	11%
Hungría	8,68%	6,0%	13%
Malta	0,36%	2,0%	10%
Países Bajos	3,76%	4,7%	14%
Austria	30,05%	25,4%	34%
Polonia	9,41%	8,8%	15%
Portugal	24,57%	22,6%	31%
Rumanía	23,36%	19,0%	24%
Eslovenia	19,80%	17,80%	25%
Eslovaquia	9,76%	8,2%	14%
Finlandia	32,17%	30,4%	38%
Suecia	47,94%	41,6%	49%
Reino Unido	3,20%	4,0%	15%

Fuente: Eurostat Junio 2012 y Directiva 2009/28/EC.

5.3.3. Eficiencia energética

La evaluación del cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética es más complicada, ya que no hay aún datos de los Estados miembros. A partir del 30 de abril de 2013, los Estados redefinirán sus objetivos aplicando la metodología acordada en la Directiva de Eficiencia Energética aprobada por el Parlamento Europeo el 24 de octubre de 2012. Entonces se dispondrá de la información necesaria para poder evaluar los progresos. En el momento de redacción del presente documento España no había fijado aún sus objetivos; tampoco lo habían hecho República Checa, Países Bajos, Eslovenia y Reino Unido.

En general en todos los objetivos, parece que España se encuentra en una situación intermedia, entre los países de la UE que serán capaces de cumplir los compromisos sin necesidad de aplicar importantes medidas adicionales.

5.4 Conclusiones

- Los “Objetivos 20/20/20” fijados por la Unión Europea para avanzar en la sostenibilidad energética suponen un importante reto para todos los Estados miembros, máxime en un contexto macroeconómico difícil como el que está atravesando Europa en estos momentos.
- Si la Unión Europea planteara adoptar un compromiso mayor frente al resto de países del mundo, tendría que tener muy en cuenta el posible impacto en la competitividad de la industria en Europa, generándose un riesgo de cierre y deslocalización de múltiples empresas.
- España ha realizado importantes esfuerzos para el cumplimiento de los objetivos marcados, poniendo en marcha diferentes planes e iniciativas tales como los Planes de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2008 – 2012 y 2011 – 2020, los Planes de Energías Renovables 2005 – 2010 y 2011 – 2020.
- Los resultados derivados de estos esfuerzos hacen que España se encuentre en una posición favorable para el cumplimiento de sus objetivos en el año 2020.
- Para España, ir más allá de forma unilateral en el cumplimiento estricto de los objetivos, podría suponer un incremento de los costes de la energía y una pérdida de competitividad frente al resto de países europeos y del resto del mundo.

CAPÍTULO 6. PROSPECTIVA SECTORIAL DE LA OFERTA Y DEMANDA DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA A LARGO PLAZO

Francisco Javier Alonso Martínez (Coordinador)

El Capítulo 6 incluye la visión de algunos de los principales agentes de los diferentes sectores (electricidad, gas natural, petróleo y energías renovables) sobre la participación de los mismos en la cobertura de la demanda futura. El análisis se realiza desde un punto de vista cualitativo, y no cuantitativo, reflexionando sobre cómo los factores identificados en el Capítulo 4 podrían influir en el desarrollo de los citados sectores. Además de los factores clave incluidos en el Capítulo 4, cada sector incluye en su análisis otros elementos que considera relevantes (Ej. Interconexiones, Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂, Paridad de Red, etc.).

Se tiene en cuenta también la influencia de los objetivos 20/20/20 establecidos por la Unión Europea para el 2020, que se describen en el Capítulo 5, así como los escenarios contemplados por la Agencia Internacional de la Energía y por la Comisión Europea en su Hoja de Ruta de la Energía para 2050, cuyas principales características también se recogen en el Capítulo 4.

Por último, cada sector presenta distintos enfoques sobre la manera en la que se debería orientar una correcta gestión de la demanda y cómo debería desarrollarse.

6.1. Electricidad

Francisco Rodríguez López y Silvia Encinas Hernanz (Coordinadores), Juan Tomás Abarca Martín, Sergio Arteta Arnaiz, Juan Benzal Medina, Ramón Andrés Bobes Miranda, Andrés Díaz Casado, Jesús González de Santo, José María Marcos Fano, Mercedes Martín González, Carmen Sánchez Gilabert y Luis Villafruela Arranz.

6.1.1. Introducción

La electricidad como elemento clave para alcanzar la sostenibilidad

Los diferentes objetivos y compromisos adquiridos por la Unión Europea en materia de política energética, mencionados a lo largo del documento, van a condicionar cualquier

escenario prospectivo a futuro. La electricidad desempeñará, en cualquier caso, un papel clave para alcanzar la sostenibilidad del modelo energético.

Por una parte, los estudios coinciden en la tendencia a la creciente electrificación de la economía a nivel mundial, europeo y en España. De acuerdo con el escenario del Plan de Energías Renovables 2011-2020, la participación de la electricidad en la cobertura de la demanda de energía final alcanzará en España el 26,5% en 2020 (en 2011 permitió la cobertura del 24,8%⁵⁶ y en 2012 alcanzó el 22,7%⁵⁷).

No obstante, la contribución del sector eléctrico no se limita a su creciente peso. Este sector cuenta con un abanico de alternativas eficientes y tecnológicamente desarrolladas para alcanzar objetivos de reducción de emisiones, tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda.

La Comunicación de la Comisión Europea sobre la “Hoja de Ruta de la Energía para 2050” concluye que la electricidad tendrá que desempeñar un papel mucho más importante que en la actualidad y tendrá que contribuir a la descarbonización del transporte y de la calefacción/refrigeración. Además, señala que para hacer frente al incremento en la demanda final de electricidad, el sistema de generación de energía deberá someterse a cambios estructurales y lograr un nivel significativo de descarbonización.

En definitiva, es preciso analizar las distintas opciones a medio y largo plazo, que posibiliten la transición del sector eléctrico hacia un modelo competitivo, respetuoso con el medio ambiente y que garantice la seguridad de suministro en el futuro.

6.1.2. Los factores condicionantes del futuro energético y sus implicaciones en la oferta a largo plazo en el sector eléctrico.

Cobertura de la demanda de electricidad

A continuación se incluyen unas reflexiones útiles a la hora de entender cómo podría evolucionar la oferta de electricidad, particularmente en el marco español, teniendo en cuenta las características de cada una de las tecnologías de generación, el desarrollo de infraestructuras requerido, así como la situación económica actual y la regulación vigente.

El objetivo de alcanzar al menos una participación del 20% de las energías renovables en la cobertura de la demanda final, condiciona notablemente la configuración

⁵⁶ Fuente: La energía en España 2011, Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Secretaría de Estado de Energía.

⁵⁷ Fuente: Balance energético 2012 y perspectivas 2012_MINETUR

de la oferta energética para 2020. Si se tienen en cuenta las posibilidades que ofrece el sector eléctrico para incorporar las energías renovables en la cobertura de la demanda, y los menores objetivos asignados para los sectores del gas, del petróleo y del carbón, el porcentaje del 20% aproximadamente se duplica en el caso de la generación de electricidad⁵⁸. En base al cumplimiento de nuestros compromisos europeos, las energías renovables desempeñarán un papel relevante en la generación de electricidad.

Es importante destacar que, a día de hoy, la energía eléctrica no es un producto almacenable en grandes cantidades de forma económicamente viable, si bien las centrales reversibles de bombeo son cada vez más utilizadas. Esta característica diferencia al sector eléctrico de otros sectores de actividad, ya que la generación de electricidad debe adaptarse en cada momento a la demanda. Por ello, cabe esperar que el sistema se dimensione para cubrir las puntas de demanda previstas, y el ratio entre potencia instalada y la energía utilizada podría incrementarse en el futuro teniendo en cuenta la flexibilidad de las distintas tecnologías de generación. No obstante, no debe descartarse a futuro la aparición de tecnologías de almacenamiento que, al menos parcialmente, puedan aminorar este efecto o, incluso, el desarrollo de tecnologías que permitan disminuir las puntas previstas.

Por otro lado, la expansión de algunas tecnologías renovables no gestionables, como la fotovoltaica o la eólica, podría provocar un incremento de las rampas intradía que se multiplicarían también en frecuencia. La evolución horaria de estas tecnologías renovables incrementa la importancia de disponer de tecnologías flexibles complementarias que permitan dar cobertura a las necesidades del sistema cuando no estén disponibles las fuentes energéticas intermitentes.

Mientras que hasta ahora, por acuerdo alcanzado en la UE, la evolución de las energías renovables se guía a través de los objetivos de la política climática y energética integrada a medio y largo plazo, la participación del resto de tecnologías se configura en base a criterios técnicos, medioambientales y económicos.

Se analizan a continuación algunas tecnologías que, junto con las energías renovables (analizadas en otro apartado de este capítulo), desempeñarán un papel importante en el *mix* eléctrico futuro. En este apartado se incluye la gran hidráulica.

58. En el escenario de eficiencia energética adicional del Plan de Energías Renovables 2011-2020, el porcentaje de renovables sobre la producción de electricidad en 2020 se establece en 38,1% (si se mide sobre el consumo de electricidad el porcentaje es del 39%).

Ciclos combinados de gas

Los diferentes estudios de prospectiva coinciden en señalar la importancia del papel del gas en la transición del sistema energético⁵⁹. Los ciclos combinados se caracterizan por ser tecnologías con un coste de inversión reducido y emisiones relativas bajas (permiten alcanzar rendimientos energéticos muy elevados), mientras que su producción es altamente firme, flexible y gestionable. Por ello, constituyen el complemento ideal a la producción renovable, a día de hoy, de escasa gestionabilidad.

Desde el punto de vista de la seguridad de abastecimiento, es preciso señalar que la inexistencia actualmente de reservas de gas nacionales hace necesaria su importación, incrementando la dependencia del exterior. No obstante, la diversificación de los orígenes y la elevada capacidad de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en España, disminuyen la vulnerabilidad que introduce la alternativa de aprovisionamiento exclusivo por gasoducto, la cual supone un incremento de la dependencia de suministradores concretos.

En España, la introducción de los ciclos combinados es reciente. La primera central se remonta a 2002, habiendo experimentado un gran despliegue hasta superar los 25 GW de capacidad instalada en 2012⁶⁰. Sin embargo, debido a su participación en la cobertura de la demanda y las horas de funcionamiento de estas centrales, que en principio fueron diseñadas para funcionar en torno a 5000 horas al año, han ido quedando relegadas a ofrecer un servicio de *back up* o respaldo a las tecnologías renovables, con un funcionamiento de unas 1500-2000 horas al año⁶¹. Se debe fundamentalmente a la reducción del hueco térmico, como consecuencia de la contracción de la demanda, la penetración de las energías renovables y la prioridad que se les otorga de despacho en el mercado diario. Además, la entrada en vigor en 2011 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que da prioridad al carbón nacional frente a los combustibles de importación, ha acentuado el bajo funcionamiento de los ciclos. Otro motivo que ha podido influir es la pérdida de competitividad de algunos ciclos combinados con respecto a las centrales de carbón importado, es la evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión.

Centrales de carbón

Las centrales de carbón se caracterizan por su elevada disponibilidad que está ligada a la seguridad de suministro, a su vez, proporcionada por la diversidad de orígenes del car-

59 A nivel mundial, el *Energy Technology Perspectives 2012* señala un incremento de la generación de electricidad a partir de gas natural hasta 2030 en ambos escenarios contemplados. A nivel europeo, la Comunicación de la Comisión sobre la "Hoja de Ruta de la Energía para 2050" establece el papel esencial del gas en la transición, y subraya los retos y oportunidades asociadas.

60 Fuente: REE, potencia instalada a 31 de diciembre de 2012. Avance del informe 2012.

61 Avance del informe 2012. REE

bón importado, normalmente no expuesto a riesgos geopolíticos significativos, la distribución geográfica y a la abundancia de las reservas de carbón existentes. En el caso de España, la producción autóctona de carbón, que supera los siete millones de toneladas anuales, contribuye a reducir la dependencia energética del exterior y a incrementar la seguridad de suministro.

A nivel europeo, la Directiva de Emisiones Industriales⁶² introduce unos límites de emisiones contaminantes estrictos, que serán de aplicación para las centrales existentes a partir de 2016. Estas restricciones influirán en el papel de las centrales térmicas en el futuro, y en particular en el de algunas centrales de carbón, por sus elevadas emisiones. Estas centrales tendrán que valorar y decidir si acometen las inversiones necesarias para limitar sus emisiones, como por ejemplo la instalación de desulfuradoras y de quemadores de bajo NOx.

Además, el desarrollo de la captura y almacenamiento de carbono (CAC), actualmente en fase de demostración en grandes instalaciones, sin duda será decisivo para el futuro de esta tecnología. Su velocidad de implantación estará muy vinculada a los precios del CO₂, uno de los factores clave para conducir las inversiones necesarias en tecnologías bajas en carbono, si bien no se descartan medidas políticas adicionales de apoyo al desarrollo comercial de estas tecnologías antes del año 2020.

A nivel mundial, el *Energy Technology Perspectives 2012* destaca el actual incremento de la utilización del carbón para la generación de electricidad en el mundo. Dado que numerosas regiones en expansión dependen del carbón, la electricidad generada mediante este combustible seguirá siendo sustancial. De acuerdo con el Escenario de Nuevas Políticas del WEO 2012, el carbón se mantiene como el combustible predilecto para la generación de electricidad y su uso para este fin se incrementa en términos absolutos, aunque la cuota sobre el total de generación eléctrica decrece, del 41% en 2010 al 33 % en 2035.

En Europa, el carbón participa en un mix energético diversificado y contribuye, como se comentaba anteriormente, a garantizar la seguridad de suministro. Su papel en el futuro para lograr un abastecimiento seguro y sostenible estará vinculado al desarrollo de la CAC así como de otras tecnologías limpias y eficientes. En cualquier caso, su peso en la generación de electricidad disminuye en cualquiera de los escenarios analizados por la Hoja de Ruta de la Energía para 2050.

62. Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación)

En la actualidad, el carbón contribuye en un 20% a la cobertura de la demanda de electricidad en España (sólo superado por la energía nuclear, con un 22%)⁶³. El incremento de la participación en la generación de las centrales de carbón experimentado en los dos últimos años se ha visto influido por la implementación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro.⁶⁴

Centrales nucleares

La tecnología nuclear es la “tecnología base” por excelencia. Su generación es firme, estando las centrales concebidas para operar de forma continua, un número elevado de horas al año (6000-8000). Presentan costes variables reducidos, que resultan bastante estables, ya que no dependen ni del petróleo ni de los precios de CO₂. No generan emisiones contaminantes (CO₂, SO₂ o NO_x) y además contribuyen a reducir la dependencia energética.

Como contrapartida, las centrales presentan la característica de ser poco flexibles en el seguimiento de la demanda y de tener unos costes de inversión elevados. Complementariamente, la percepción y aceptación social, principalmente en lo que se refiere a la seguridad de las plantas y la gestión de residuos, se ha convertido en el principal factor condicionante a la hora de analizar la proyección de esta tecnología en el futuro.

A raíz del accidente nuclear de Fukushima Daiichi, el pasado 11 de marzo de 2011, la política oficial en materia de energía nuclear ha cambiado radicalmente en algunos países. En este sentido, el WEO 2012 ha revisado a la baja sus previsiones de crecimiento de la capacidad instalada a futuro. Pese a que la producción nuclear sigue creciendo en términos absolutos por la expansión de la generación de algunos países emergentes (China, Corea, India y Rusia), su proporción en la combinación eléctrica mundial decrece ligeramente con el tiempo. Adicionalmente, el análisis subraya que el alejamiento de la energía nuclear podría revestir considerables implicaciones para el gasto de los países en importaciones de combustibles fósiles, para los precios de la electricidad y para el nivel de esfuerzo requerido a fin de alcanzar los objetivos climáticos.

A nivel europeo, algunos Estados miembros consideran que los riesgos inherentes a la energía nuclear son muy altos, y han abandonado esta alternativa. Por el contrario, otros países siguen viendo la energía nuclear como una fuente segura, fiable y asequible de

63 Fuente: REE, Avance del informe 2012.

64 El mecanismo de restricciones por garantía de suministro, prioriza el uso de carbón autóctono en el mercado eléctrico español. Fue aprobado en 2010 y se justifica en base a la importancia de mantener disponible la opción de los combustibles de origen autóctono y el parque generador de centrales de carbón nacional, por considerar que aportan un grado de fiabilidad adecuado para asegurar la correcta operación del sistema y del suministro eléctrico, asegurando en última instancia la garantía de suministro a los consumidores de electricidad. La implementación de este mecanismo, está basado en las sucesivas directivas que protegen el despacho preferente de centrales térmicas que consuman combustibles autóctonos, mientras no superen el 15% de la generación total de cada país miembro (Ver Art. 11.4 Directiva 2003/54/CE, Art. 15.4 Directiva 2009/72/CE y Art. 25 Ley 54 /97 del Sector Eléctrico).

generación de electricidad con pocas emisiones de carbono. La Comisión Europea considera que, como opción hipocarbónica a gran escala, la energía nuclear seguirá estando presente en la combinación de la generación de electricidad de la UE a 2050. No obstante, es probable que aumenten, entre otros, los costes de la seguridad operacional.

En España, las centrales nucleares actualmente en operación pueden considerarse en servicio hasta 2020, ya que no habrán llegado aún a sus 40 años de vida. Además, como se ha señalado, los condicionantes técnicos y sus competitivos costes de operación asegurarán la plena integración de su producción en el sistema. Por ello, es de esperar que la generación eléctrica nuclear mantenga prácticamente constante su producción en el horizonte a 2020, lo que significa que, dada la expansión de otras fuentes energéticas, su peso en el consumo total de energía primaria podría reducirse a lo largo del periodo, condicionada a la evolución de la demanda.

Centrales hidráulicas

La energía hidráulica tiene carácter autóctono y, por tanto, contribuye a la reducción de la dependencia energética. Salvo la modalidad de bombeo, y dependiendo del recurso con el que se produzca la energía almacenada en este caso, se trata de una tecnología no emisora. En algunos casos (fluyente y regulable), la energía primaria está sujeta a restricciones naturales, como aportaciones hidráulicas y dimensiones de los embalses, lo cual condiciona sus horas de funcionamiento anuales. Las inversiones requeridas por estas instalaciones tienen un componente de obra civil muy importante, por lo que realizan una contribución positiva a la balanza de pagos.

Debido a su alta flexibilidad, firmeza y rápida capacidad de respuesta, las centrales hidráulicas con regulación pueden considerarse como la tecnología idónea para gestionar la variabilidad de fuentes renovables como el viento o el sol.

El bombeo también aporta flexibilidad al sistema, además de capacidad de almacenamiento de energía, que posibilita el aprovechamiento de los excedentes de producción renovable en momentos de baja demanda (aplanamiento de la curva de demanda) y lo convierte en una herramienta de gestión fundamental.

En las próximas décadas, el potencial de desarrollo a nivel mundial de esta tecnología se ubica fundamentalmente en países como China, India o Brasil, donde el incremento de la demanda de electricidad será más notable. En España, todavía existe un potencial hidroeléctrico marginal con posibilidad de ser desarrollado⁶⁵ bajo criterios de sostenibili-

⁶⁵ El PER 2011-2020 cifra este potencial en más de 1 GW (sin tener en cuenta el potencial de bombeo).

dad. El Plan de Energías Renovables prevé que el crecimiento anual previsto a 2020 siga la tendencia actual, con incrementos de potencia anuales en torno a los 40 MW en los próximos años, sin considerar el bombeo.

Los factores condicionantes del futuro energético

Además de las consideraciones expuestas, sobre las características de las distintas tecnologías y cómo influirán en el futuro mix de generación eléctrica, es preciso analizar la influencia de una serie de factores clave, ya introducidos en el Capítulo 4, que asimismo condicionarán la evolución de la cobertura de la demanda de electricidad y la configuración del sector eléctrico español.

a) Situación económica

El Capítulo 4 describe la previsible evolución económica a nivel mundial, caracterizada por un elevado dinamismo en los países en desarrollo y por un crecimiento moderado de los países desarrollados, incluyendo España.

Este auge económico de los países en desarrollo fomentará el aumento del consumo energético per cápita, impulsando a su vez el crecimiento de la demanda energética mundial, que se ubicará principalmente en torno a estos países.

Por otra parte, el declive esperado de la producción de los campos actuales de petróleo, unido al hecho de que la mayor parte de las reservas se encuentren en manos de empresas estatales, las enormes trabas a la inversión extranjera y el aumento de la inseguridad jurídica en algunos países productores, apuntan a que puede no ser fácil garantizar que aquellas inversiones necesarias para cubrir la demanda vayan a materializarse.

Todo esto podría provocar un alza de los precios si la oferta no lograra adaptarse a la demanda, independientemente de los impactos que podrían producir sucesos geopolíticos imprevistos, como aquellos acontecidos en los últimos años en algunos países del Norte de África o las tensiones con Irán. Una situación de altos precios del petróleo podría suponer un incentivo para un uso más racional de la energía y un estímulo para que los países consumidores desarrollen aún más sus recursos autóctonos, además de provocar que puedan surgir nuevos mercados de otras energías fósiles como el gas o el carbón.

Centrándonos en el ámbito europeo, cabe mencionar que en el contexto actual de crisis económica y financiera, los mercados de capital son reacios a proporcionar los niveles de

financiación necesarios para las inversiones a largo plazo. La menor rentabilidad actual, unida a un mayor riesgo asociado a las inversiones europeas, dificulta la atracción y retención de capitales en un mercado cada vez más globalizado. Además, el nivel de incertidumbre regulatoria que se ha venido generando durante los últimos años está dificultando aún más las inversiones. Esta situación podría tener repercusiones futuras importantes, teniendo en cuenta además, que las infraestructuras que se construyan ahora serán las que estarán operativas en las próximas décadas.

Estos factores, junto con un contexto de crecimiento moderado de la economía europea, donde contamos con una exigente política en materia de energía y clima para cuya consecución se requieren enormes inversiones en los próximos años, inducen a pensar que no será fácil cumplir con los objetivos a largo plazo planteados, y que los próximos años pueden ser cruciales para la competitividad de la industria europea.

En el ámbito español, esta problemática podría verse acentuada, dada la mayor incidencia de la crisis económica en los países del sur de Europa y debido a las características propias del sector energético español (especialmente la elevada dependencia energética y la condición de isla energética).

El sector eléctrico en España se enfrenta actualmente a un descenso de la demanda eléctrica con el agravante de no contar con las interconexiones suficientes para dar salida a la producción excedentaria, y está viendo cómo el porcentaje medio de utilización de las centrales ha ido decreciendo durante los últimos años, con el consiguiente impacto económico para determinadas tecnologías.

Además, el déficit tarifario acumulado⁶⁶ desde el año 2000 se ha convertido en el problema económico más preocupante del sector, y está guiando las principales actuaciones en materia regulatoria que venimos observando durante los últimos años.

Sin embargo, a pesar del elevado ratio entre potencia instalada y energía actual del parque de generación eléctrico, las previsiones de crecimiento económico y de tendencia a la electrificación, hacen prever que podría ser necesaria la futura instalación de nueva capacidad de generación. Dado que estos proyectos requieren grandes necesidades de capital y sus inversiones tienen un elevado periodo de maduración, se podría dar el caso de que no se disponga de las instalaciones de generación o de transporte/distribución suficientes por no haberse producido las inversiones necesarias a su debido tiempo.

⁶⁶ El déficit de tarifa acumulado a fecha 10 de mayo de 2013 ascendía a 26.063 millones de Euros, de acuerdo con los datos disponibles de la Comisión Nacional de Energía.

Adicionalmente, cabe destacar cómo la situación actual de crisis financiera está afectando al apoyo concedido a la I+D+i, lo que puede tener consecuencias muy negativas para el desarrollo industrial futuro y competitividad de nuestras empresas.

b) Demanda energética

La evolución que experimente la demanda energética en el futuro impactará directamente sobre la demanda de electricidad y el sector eléctrico: como se ha manifestado con anterioridad, los distintos escenarios de prospectiva apuntan hacia un incremento de la participación de la electricidad en la cobertura de la demanda, es decir, hacia la electrificación de la economía, a nivel mundial, europeo y también en España.

La electrificación impactará de forma diferente sobre los distintos sectores. A nivel europeo desempeñará un papel relevante en la descarbonización del transporte y también de la calefacción/refrigeración. En este sentido, la Comisión Europea considera en todos sus escenarios de descarbonización de la "Hoja de Ruta de la Energía para 2050" que la electricidad podría satisfacer alrededor del 65% de la demanda de energía de los automóviles y vehículos industriales ligeros en 2050.

En España, se espera que con la recuperación de la situación económica, repunte la demanda eléctrica, que ha ido disminuyendo en los últimos años, aunque en estos momentos se ve más probable la ocurrencia de escenarios de crecimiento relativamente bajo.

c) Ahorro y eficiencia energética

Se trata de un *input* fundamental para cualquier escenario prospectivo. Los diferentes estudios analizados coinciden en señalar el ahorro y la eficiencia energética como herramientas claves para afrontar los retos en materia de sostenibilidad económica y medioambiental. Además, destacan el gran potencial aún por desarrollar en este ámbito, y la necesidad de eliminar las barreras que obstaculizan la aplicación de las medidas de eficiencia energética.

En este sentido, el WEO 2012 plantea su "Escenario de Mundo Eficiente" según el cual, si se combaten estas barreras y se desata el pleno potencial de la eficiencia energética, el crecimiento de la demanda mundial de energía primaria hasta 2035 podría reducirse a la mitad, reportando a su vez enormes ganancias en términos de seguridad energética, crecimiento económico y medio ambiente, aunque algunos de estos aspectos necesitarían alguna justificación. Por ello, los avances que se realicen en esta materia influirán

notablemente en la evolución que experimente la demanda energética y, por consiguiente, en la demanda de electricidad. Como consecuencia, la mayor o menor implantación de políticas de eficiencia energética en el medio-largo plazo introduce incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda, y esta sensibilidad puede verse reflejada en los diferentes escenarios prospectivos planteados en los estudios.

El mayor potencial de desarrollo de la eficiencia energética se concentra en los sectores de la edificación y el transporte. En este sentido, el sector eléctrico podrá contribuir a desarrollar este potencial, a través de distintas herramientas:

- Por una parte, el vehículo eléctrico, que desempeñará un papel relevante para alcanzar la descarbonización y la sostenibilidad del sector del transporte. En esta línea, es preciso destacar que la eficiencia energética de algunos de estos vehículos, según determinados estudios, es casi el doble que la de los vehículos de combustión interna.
- La electrificación del transporte por ferrocarril de pasajeros y mercancías a larga distancia, aprovechando infraestructuras existentes o realizando nuevas, también contribuiría a la mejora de la eficiencia energética.
- En el sector de la edificación, la implementación de sistemas eficientes de calefacción/refrigeración así como de iluminación será fundamental para liberar el potencial de ahorro energético.

Pese al papel destacado de los sectores del transporte y la edificación, el sector eléctrico evolucionará a su vez hacia un panorama más eficiente a través de diversas actuaciones:

- Mejora de la eficiencia en la generación: implica la sustitución de las instalaciones existentes o la inversión en nuevas tecnologías. En los últimos años, la actividad de generación eléctrica en nuestro país ha experimentado una mejora de la eficiencia energética considerable, mediante la introducción de algunas tecnologías renovables (en el contexto de la relación entre la energía final y la primaria) y el despliegue de los ciclos combinados y la cogeneración. Se espera continuar con esta tendencia encaminada hacia tecnologías más eficientes y sostenibles, gracias en parte a los avances tecnológicos que se realicen en esta materia.
- Generación distribuida: se espera que esta modalidad de generación descentralizada, unida al autoconsumo, cobre un gran protagonismo en un futuro. La generación distribuida implica que parte de la energía consumida por las cargas esté generada en un lugar cercano, por lo que no toda la energía debe atravesar el sistema eléctrico para

llegar a su destino; por ello, se reducen las pérdidas en la red y se posibilita un ahorro considerable de energía en función del tipo de generación y de su ubicación. El despliegue de este modelo de generación en el futuro contribuiría a su vez a la consecución de los objetivos en materia de energías renovables.

- Redes inteligentes: estas redes son capaces de integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ellas (generadores, distribuidores y consumidores) permitiendo con ello una gestión más eficiente del sistema, posibilitando un consumo eléctrico racional, la gestión de la demanda, y por consiguiente el ahorro de energía.

d) Precios de las materias primas

A la hora de determinar cuál sería la cobertura de la demanda eléctrica más adecuada en el futuro, es fundamental analizar los costes de generación para cada una de las tecnologías, junto con las diferentes características técnicas de cada opción. Para ello, es necesario, entre otros aspectos, partir de estimaciones de precios de las materias primas.

A continuación, se incluyen una serie de reflexiones sobre cómo la evolución de los precios de las distintas materias primas energéticas podría condicionar el futuro del sector eléctrico español.

Como se adelantaba, el aumento de la demanda de petróleo, motivado principalmente por el auge de las economías emergentes, unido al declive en la producción de los campos actuales y a la necesidad de costosas tecnologías para acceder a nuevos, auguran un probable incremento de los precios del petróleo, según algunos organismos oficiales. Un escenario de precios elevados de hidrocarburos, supondría mayores incentivos para que los países utilicen y desarrollen recursos y tecnologías autóctonas, además de provocar que puedan surgir nuevos mercados de otras energías fósiles de menos coste como el gas o el carbón.

En España, actualmente la mayoría de los contratos de gas están indexados al precio del crudo y sus derivados, por lo que el precio pagado por el gas está muy correlacionado con el del crudo. Por ello, a la hora de estimar el precio de gas a futuro hay que tener muy en cuenta las proyecciones del precio del mismo, aunque no hay seguridad de que ésta indexación se vaya a mantener a largo plazo.

Además, es preciso destacar la intensificación de las relaciones entre los diversos combustibles, mercados y precios. Por ejemplo, como describe la AIE en su WEO 2012, en

la actualidad, el bajo precio del gas natural está provocando la reducción de la utilización de carbón en Estados Unidos, liberando carbón para su exportación a Europa (donde en cambio, ha desplazado al gas, debido al elevado precio de éste).

Adicionalmente, cabe prever que se refuercen las relaciones de precios entre los mercados regionales de gas a medida que se flexibilice el comercio de GNL y que evolucionen los términos contractuales, lo que implica que los cambios en una parte del mundo se dejen sentir más rápidamente en otras partes.

Por tanto, habrá que seguir muy de cerca la evolución en el escenario energético internacional de los hidrocarburos no convencionales, en particular cómo evolucione el precio de su explotación y cómo se vayan resolviendo las barreras medioambientales.

Europa tiene que tener en cuenta las posibles consecuencias de optar o no por la explotación y desarrollo de estos recursos no convencionales, donde una serie de factores como la legislación medioambiental, la percepción social, los aspectos políticos, etc, serán determinantes para la toma de decisiones.

A nivel nacional y regional, precios más bajos del gas arrastrarían a las renovables a profundizar en su desarrollo tecnológico y mejorar su competitividad en el medio plazo, lo que, a su vez, redundaría en precios más bajos de la energía, en general, y de la electricidad en particular.

En otro orden de cosas, cabe mencionar que, si bien el sol y el viento son recursos renovables que no conocen fronteras, depende de algunos elementos naturales cuya disponibilidad sobrepasa el plano estrictamente comercial para saltar al terreno de la geopolítica.

Tomar decisiones sobre el diseño futuro de la cobertura de la demanda eléctrica desde un punto de vista de la búsqueda de los objetivos de seguridad energética, desarrollo económico y protección medioambiental, será, por tanto, cada vez más complejo.

e) Precios de los derechos de emisión

El régimen de comercio de los derechos de emisión (RCDE) es el pilar central de la política europea en materia de Cambio Climático. En principio, un escenario con elevados precios supondría un incentivo para el cambio hacia tecnologías bajas en carbono ya que reforzaría la viabilidad económica de las medidas de eficiencia energética y permitiría un mayor desarrollo de tecnologías como las renovables y la CAC.

El RCDE de la UE ha generado desde sus inicios en toda la UE una señal del precio del carbono que influye en las decisiones operativas y estratégicas cotidianas en materia de inversión. Sin embargo, este régimen deberá desempeñar un papel aún más importante en la transición a una economía hipocarbónica de aquí a 2050.

Además, se espera que con la entrada en funcionamiento de la tercera fase (periodo 2013-2020), en la que para el caso concreto del sector eléctrico todos los derechos serán sometidos a subasta, los precios actuales se incrementen.

Desde el comienzo del segundo período en 2008, las emisiones han disminuido más de un 10% y, aunque la señal del precio del CO₂ haya podido contribuir a ello, la crisis económica ha sido la principal responsable de esta acusada reducción de las emisiones. El RCDE ha registrado desde entonces un excedente de derechos de emisión y créditos internacionales en relación con las emisiones verificadas.

Esta situación se ha reflejado en los precios del CO₂, que han descendido significativamente desde 2008. En este sentido, la evolución de los precios del CO₂ ha motivado la reciente propuesta de la Comisión Europea de revisión del calendario que determina la oferta en la tercera fase del RCDE para retrasar algunas ventas en subasta. Con esta medida a corto plazo, de carácter temporal, se garantizaría una tercera fase más estable y una acumulación más gradual del excedente.⁶⁷

En cualquier caso, es preciso reflexionar sobre el impacto del coste de CO₂ en el coste de la electricidad. En este sentido, Europa podría estar en desventaja respecto a otras regiones en las que no existen estos tipos de mercados de carbono (riesgo de fugas de carbono).

Por tanto, lo que otras regiones del mundo hagan y, en concreto, el que finalmente se lleve a cabo un acuerdo global sobre lucha contra el cambio climático, y la coordinación de los diferentes sistemas en caso de que estos comiencen a adoptarse en otros países (como es el caso de Australia y previsiblemente de China), será determinante.

f) Evolución de la política energética y medioambiental

La evolución de la política energética y medioambiental juega un papel básico a la hora de realizar un análisis de carácter prospectivo del sector eléctrico. Con la información disponible en la actualidad, el diseño futuro del sector para España debería tener en cuenta, entre otros, los siguientes elementos:

⁶⁷ Sin embargo, la Comisión Europea señala que la solución definitiva al excedente de derechos, debe ser de carácter estructural, por lo que ha planteado diferentes medidas que permitan hacer frente al creciente desequilibrio entre la oferta y la demanda: el incremento hasta un 30% del objetivo de reducción de emisiones a 2020, la retirada permanente de cierta cantidad de derechos, la revisión anticipada del factor de reducción lineal, la ampliación del ámbito de aplicación del RCDE a otros sectores, limitar el acceso a los créditos internacionales o la implementación de mecanismos discrecionales de gestión de precios.

- El cumplimiento de los objetivos de renovables: España ha asumido el compromiso de que en 2020 las fuentes renovables representen el 20% del consumo de energía final, lo que supondrá alrededor de un 40% de renovables en el sector eléctrico.
- Compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones. España, en el horizonte 2020, tiene, por un lado, el objetivo europeo de reducción del 21% de las emisiones para los sectores industriales sometidos al comercio de derechos de emisión (incluido el eléctrico). Más allá de 2020, dependerá de si se cumple con el calendario fijado en la Cumbre de Doha sobre Cambio Climático y finalmente se alcanza un acuerdo global para el año 2015, y, por otro lado, de si la Unión Europea asume de forma vinculante el objetivo comunitario de reducir un 80-95% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 2050 respecto a 1990, o bien un objetivo intermedio a 2030.⁶⁸
- Medidas para el fomento del ahorro y la eficiencia energética: España ha asumido un objetivo indicativo de reducción del consumo de energía primaria de un 20% en 2020 frente al consumo tendencial. Además, la Directiva de Eficiencia Energética, recientemente aprobada, entre otras medidas, introduce un objetivo de ahorro acumulado equivalente del 1,5% de sus ventas de energía anuales (como promedio de los tres últimos años con anterioridad al 1 de enero de 2013) entre 2014-2020. Para alcanzar dicho objetivo, cada Estado miembro podrá decidir entre establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética sobre distribuidores y/o comercializadores o aprobar medidas alternativas (por ejemplo, fiscalidad). En cualquiera de los casos, se ofrece hasta un 25% de margen de actuación para el cumplimiento del objetivo. Adicionalmente, deberán adoptar políticas que favorezcan el uso de sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes, en particular aquéllos que empleen cogeneración de alta eficiencia. Por su parte, los proyectos de nuevas centrales de producción de electricidad deberán incluir un análisis sobre la posibilidad de incorporar sistemas de recuperación de calor con la finalidad de suministrarlo a clientes industriales o domésticos en las proximidades.
- Decisión política sobre la tecnología nuclear. La decisión que España tome en torno al alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares y sobre la construcción de nuevas centrales será un factor decisivo a la hora de configurar el mix eléctrico futuro a medio/largo plazo.
- Medidas para el fomento de las tecnologías energéticas. España tiene que tener presente las iniciativas tecnológicas incluidas en el SET Plan y el próximo Programa Marco de Investigación de la Unión Europea, denominado Horizonte 2020, que deberá dar

68 Libro Verde. Un marco para las políticas de clima y energía en 2030. COM (2013) 169 final (27 de marzo de 2013)

respuesta al montante para energía para el periodo 2014/2020 dentro de las perspectivas financieras para el mismo, y debe tener además su propia posición teniendo en cuenta su acceso diferencial a los mercados internacionales de tecnología y energía (Iberoamérica, arco mediterráneo, países árabes, etc.)

- Compromiso europeo de contar con un mercado de la energía plenamente integrado para 2014. Incluyendo el cumplimiento del objetivo del 10% de nivel mínimo de interconexión entre países fijado en el Consejo Europeo de Barcelona del 2002.
- Otra normativa energética y ambiental: dentro de este ámbito uno de los elementos normativos de carácter ambiental que tendrá impacto a la hora de definir el papel tanto de las nuevas centrales térmicas como de las existentes es la Directiva de Emisiones Industriales, mencionada anteriormente.

A continuación, se incluyen una serie de reflexiones sobre cómo estos elementos podrían influir en el sector eléctrico español:

Horizonte 2020:

El volumen de renovables fruto del cumplimiento del objetivo europeo condiciona la configuración de la oferta en el horizonte 2020, y debería tenerse en cuenta para analizar el mix eléctrico en 2050.

A la hora de configurar el mix renovable para el cumplimiento del objetivo a 2020, lo más razonable en aras de la eficiencia en el suministro, sería otorgar un mayor peso a las opciones más maduras y de menor coste y mayor potencial, aunque sin abandonar otras opciones, valorando alternativas que incentiven el avance tecnológico y la reducción de costes. El cumplimiento de este objetivo, junto con la consecución e integración de España en el Mercado Interior de la Energía, exige un incremento en las interconexiones muy superior al existente hasta el momento para evitar perjudicar la estabilidad de la red y la fiabilidad del suministro. Adicionalmente, a 2050, en caso de que se produzca un avance importante de las tecnologías de almacenamiento, podría suponer un cambio especialmente relevante.

Por otra parte, el futuro impacto de la implementación de medidas de eficiencia energética dependerá del desarrollo que se haga de instrumentos fundamentales en este ámbito, tales como la señal de precio de la energía, los estándares en equipos y procesos, las medidas de información y sensibilización, y del papel de los servicios energéticos.

Si las medidas de eficiencia se aplicaran en su totalidad y con eficacia, se podría rebasar el objetivo de reducción de emisiones actual, aportando además beneficios en términos de ahorro en las importaciones de combustibles fósiles y de mejoras de la calidad atmosférica.

Además, la consecución de un Mercado Interior de la Energía más eficiente, interconectado y transparente a nivel europeo, ofrecería a los ciudadanos y a las empresas un abastecimiento energético más seguro y sostenible. De esta manera se contaría con precios de la energía eléctrica más competitivos, con una mayor posibilidad de integración de energías renovables

Horizonte 2050:

El rasgo diferencial del periodo a 2050 respecto al periodo que acaba en 2020, es el hecho de que todas las opciones de oferta están abiertas. En este periodo, será necesario instalar nueva capacidad y reemplazar la existente para hacer frente no sólo a la creciente demanda eléctrica, sino a los nuevos hábitos y necesidades de consumo, a la nueva estructura generación-demanda y, además poder atender a diversas consideraciones de índole política y técnica. Habrá que tener muy en cuenta, además, la posibilidad de desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía a gran escala, las cuales facilitarían el equilibrio entre la producción y demanda en todo momento. En ausencia de estas tecnologías, el disponer de una combinación adecuada de tecnologías que doten de firmeza y flexibilidad al sistema sería más necesario.

De cara al peso relativo de cada tecnología renovable, habrá que tener en cuenta la evolución que registren las curvas de aprendizaje tecnológico de cada una de ellas en aras de alcanzar la paridad de red y la mejora de los servicios ofrecidos. En este sentido, desempeñarán un papel clave las medidas de apoyo a la I+D+i.

Si el objetivo de descarbonización total del sector eléctrico en 2050 (Hoja de Ruta de la Energía a 2050) de la UE se convirtiera en vinculante, la energía base que se introdujera debería ser no emisora. Para ello existen principalmente tres opciones: energía nuclear, ciclos combinados de gas con CAC o bien carbón con CAC. En este sentido, resultará determinante la decisión en torno al peso que se confiere a cada una de ellas, teniendo en cuenta los elementos asociados al debate nuclear y la incertidumbre en cuanto a la viabilidad técnica y económica del CAC en el horizonte considerado.

Además, en un futuro, seguirá siendo necesario contar con tecnologías flexibles competitivas en costes para un funcionamiento adecuado del sistema. Entre estos recursos cabría considerar a la hidráulica regulable, el bombeo, los ciclos combinados y las turbi-

nas de gas. Los ciclos combinados y las turbinas son tecnologías emisoras por lo que, en un contexto con requisitos estrictos de descarbonización, aparece, de nuevo, el reto de utilizar el CAC si estuviera disponible, lo cual podría modificar de manera importante el mix eléctrico futuro.

En un escenario con una señal de precios de CO₂ elevados, en el que se desarrollasen mercados de derechos de emisiones similares al europeo y bajo un acuerdo global sobre lucha contra el cambio climático, la consecución de un sistema eléctrico descarbonizado sería más viable desde el punto de vista de la competitividad económica.

g) Integración de mercados

Como se indicó anteriormente, la integración de los mercados energéticos forma parte del proceso de integración del conjunto del mercado europeo, siendo fundamental para conseguir un suministro energético competitivo, seguro y sostenible.

Esta integración de mercados requiere el desarrollo de interconexiones internacionales que contribuyan a la seguridad y continuidad de suministro. Además, estas interconexiones aumentan la eficiencia de los sistemas interconectados y favorecen la competencia. El establecimiento de intercambios comerciales, aprovechando las diferencias de precios de la energía entre los sistemas eléctricos, permite que la generación se realice con la tecnología más eficiente, fluyendo la energía desde donde es más barata hacia donde es más cara.

Tal y como se comenta en el Capítulo 2, la Unión Europea tiene como objetivo que todos los mercados eléctricos estén acoplados en 2014, como parte del Mercado Interno de la Energía. Uno de los proyectos que permitirá la realización de este objetivo es el "*Price Coupling of Regions*" (PCR) que se prevé este en funcionamiento durante 2013.

Este proyecto de acoplamiento consiste en el desarrollo de un algoritmo de casación que proporcionará precios al mismo tiempo en todas las zonas de Europa, utilizando todas las capacidades de interconexión al máximo posible. Si hay congestiones los precios serán diferenciados. Aunque el algoritmo es único, requiere una gestión y operación descentralizada.

El *Price Coupling* liga a través de la capacidad inter-fronteriza diferentes mercados "*spot day ahead*" funcionando cada cual en subasta. Determina simultáneamente precios y flujos, y el acceso a la interconexión resulta de los mercados de energía. Supone una solución implícita en términos de capacidad, contrariamente a la solución explícita de subastas de capacidad.

El OMIE⁶⁹ está envuelto en un proyecto PCR a nivel de la región SWE (Francia-España-Portugal), con la participación de REN, REE, RTE, EPEX y OMIE, para la implantación del mercado acoplado europeo en la Península Ibérica.

Pero para avanzar hacia las ventajas de un verdadero mercado europeo de energía es necesario un nivel de capacidad de intercambio de electricidad que represente al menos el 10% de la capacidad de producción instalada. España debe pasar del 3% de nuestra capacidad comercial de interconexión eléctrica con el sistema europeo actual a ese 10% deseable y que permitiría reducir el efecto de isla energética.

h) Desarrollo y acceso a la tecnología

Los escenarios de prospectiva de organismos de reconocido prestigio muestran que para hacer sostenible nuestro modelo socio-económico, no será suficiente con un ligero cambio de tendencia progresivo del sistema energético mundial, si no que será necesario un cambio disruptivo en las tendencias, para lo cual juega un papel clave la tecnología.

De cara a poder dilucidar cómo será el sector eléctrico futuro, es fundamental hacer un seguimiento de los posibles desarrollos tecnológicos que puedan tener lugar, concretamente:

- *Evolución de las curvas de desarrollo tecnológico de las energías renovables:* de especial relevancia para aquellas tecnologías con un elevado potencial de reducción de costes, y muy importante para asegurar el despliegue de las mismas y su competitividad en el futuro.
- *Redes e interconexiones:* en el ámbito de las redes, serán especialmente relevantes las redes inteligentes. Su implantación fomentará un uso sostenible y eficiente del servicio eléctrico y permitirá mejorar la calidad de suministro y la atención a los clientes. En cuanto a las interconexiones, es preciso un incremento drástico de las mismas que contribuya a integrar la creciente penetración de las energías renovables en el sistema así como mantener unos adecuados niveles de seguridad de suministro.
- *Evolución de la captura y almacenamiento de CO₂:* los diferentes análisis prospectivos conceden a la CAC un papel fundamental en la transformación del sistema energético, que puede condicionar el futuro de los combustibles fósiles en la generación de electricidad. Sin embargo, existe incertidumbre sobre cuándo estará disponible y será aplicable a gran escala. Por ello, es preciso realizar el seguimiento de su evolución y el análisis de su potencial para España.

- *Evolución de las tecnologías de almacenamiento de energía:* en la actualidad existen diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, que han experimentado un mayor o menor desarrollo tecnológico, entre las que destacan el bombeo, el almacenamiento a través de aire comprimido o bien a través de hidrógeno. Un desarrollo importante de estas tecnologías, en caso de producirse, será fundamental para complementar la producción no gestionable de las tecnologías renovables.
- *Electrificación del transporte:* el despliegue del vehículo eléctrico contribuirá notablemente a la descarbonización del sector del transporte. Para ello, aún tiene que enfrentarse a ciertos desafíos tecnológicos, por ejemplo los que tienen que ver con su autonomía, y la reducción de sus costes para alcanzar la competitividad. La descarbonización del sector debe pasar, además, por el impulso del transporte ferroviario, tanto de larga distancia de mercancías y pasajeros, como de tranvías y transporte urbano.

Además de un seguimiento del desarrollo de estas tecnologías, es fundamental tener en cuenta una serie de factores que pueden ser significativos, como son la aplicabilidad de cada tecnología al caso de España, aspectos tecnológicos por resolver que puedan suponer una barrera a su despliegue comercial, posibles limitaciones derivadas de su integración en el sistema, y su contribución a los objetivos de la UE.

El coste total de la tecnología es uno de los factores más importantes a tener en cuenta. Éste tiende a reducirse en el tiempo, a un ritmo que es mayor cuanto más amplio sea el apoyo que reciben en sus fases iniciales de desarrollo, debido a los efectos de escala y la mejora de eficiencia en el diseño y la ingeniería de las tecnologías, por tanto será fundamental el nivel de apoyo que reciba la I+D+i.

La situación actual de crisis está afectando al apoyo a la I+D+i, de seguir esta tendencia en los próximos años, se podría perder la oportunidad de liderazgo en ciertos sectores y en el desarrollo e implantación de las tecnologías más punteras y eficientes tanto en generación como en transporte y distribución, incluyendo las tecnologías de eficiencia y redes inteligentes, produciéndose por tanto un cierto retraso respecto a otros países en cuanto a reducciones de costes y beneficios económicos, con la consiguiente pérdida de competitividad industrial.

6.1.3. Consideraciones sobre la gestión de la demanda

En la actualidad, el equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda de electricidad se obtiene fundamentalmente gracias a la flexibilidad que proporciona el sistema de generación. Es decir, la demanda es una variable externa, en principio inamovible.

Sin embargo, los nuevos condicionantes del modelo energético al que nos dirigimos (caracterizado por la tendencia hacia una producción descentralizada e intermitente), van a requerir un papel más activo por parte de la demanda, de forma que pueda proveer de servicios al sistema eléctrico. Es decir, la gestión de la demanda se concibe a largo plazo como un elemento más de flexibilidad, completamente integrado en el sistema, que ayude a balancear las necesidades del mismo.

Entre los beneficios que proporciona la gestión activa de la demanda, destaca su contribución a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico en las condiciones de seguridad, fiabilidad y eficiencia requeridas. Además, permite una reducción del consumo de energía y de las emisiones contaminantes asociadas, en su caso, con el consiguiente ahorro de costes, así como la reducción de las necesidades de reserva del sistema.

Del lado de las redes, una correcta gestión de la demanda posibilitará una operación suave de las mismas, reduciendo las congestiones, y la necesidad de ciertas inversiones.

Además, se presenta como una oportunidad para involucrar a los consumidores en la operación del sistema, haciéndoles conscientes de los requerimientos en cada momento, fomentando, en definitiva, un sistema más eficiente.

Elementos clave para la gestión de la demanda

El despliegue de las redes inteligentes que se está gestando en la actualidad creará nuevos servicios para involucrar a la demanda. Estos servicios conducen a un beneficio mutuo: para los consumidores, por los ahorros en su consumo, y para el sistema, por la flexibilidad que la demanda pueda aportar a su operación.

Los contadores inteligentes incorporan funciones adicionales a los contadores tradicionales, de forma que posibilitan el desarrollo de las redes inteligentes. Se trata de una herramienta imprescindible para la gestión de la demanda, ya que permiten el conocimiento y la monitorización del consumo eléctrico cada hora, y por ello la aplicación de tarifas con discriminación horaria o la implementación de programas de gestión de la demanda que trasladen a los consumidores las señales procedentes del operador del sistema podría ser fundamental.

El vehículo eléctrico podría llegar a ser una herramienta fundamental de gestión de la demanda, y su penetración irá de la mano de los avances tecnológicos, el desarrollo de la infraestructura de recarga y la reducción de costes que se produzcan. En caso de que

su integración se produzca a gran escala, puede influir sobre la curva de demanda reduciendo el apuntamiento que la caracteriza, con las ventajas asociadas para el sistema.

El vehículo eléctrico no sólo permite responder a las señales de la red para adaptar su consumo, sino que también podría actuar como fuente de almacenamiento distribuido, incrementando la estabilidad y seguridad de suministro.

Las bombas de calor constituyen otra herramienta útil para el incremento de la eficiencia energética. Estos equipos permiten sustituir la demanda de los combustibles fósiles para calefacción y usos térmicos por el calor del medio exterior, con un consumo eléctrico auxiliar. Obtienen un elevado rendimiento global y fomentan la penetración de la electricidad en el balance de energía final. En los Planes de Acción Nacionales de Energías Renovables de algunos países europeos las bombas de calor son de hecho una herramienta importante para la integración de las energías renovables y cumplimiento de los objetivos a 2020.

6.2. Gas natural

Marta Margarit Borrás (Coordinadora), Juan Benzal Medina, Andrés Díaz Casado, Francisco Pablo de la Flor García, Jesús González de Santo y Tania Meixús Fernández.

6.2.1. Introducción

El sistema gasista español es un sistema seguro, fiable, estable y sostenible. España dispone de uno de los sistemas de gas más diversificados en términos de fuentes, rutas de suministro y conexiones. Además, el sistema, actualmente en equilibrio económico, sigue trabajando para fortalecerse. Así pues, el sector gasista español se ha consolidado como uno de los motores económicos de España, representando un 0,5% del PIB y empleando a más de 150.000 personas.

El gas natural es una energía clave para el *mix* energético. Los elementos imprescindibles para que así suceda son un *mix* de generación eléctrica sostenible, el fomento de demanda convencional de gas, el impulso de la cogeneración y de la generación distribuida con gas, y convertir a España en puerta de entrada de aprovisionamientos para Europa.

Desde el punto de vista de la comercialización del gas, existen 31 empresas activas —5 de ellas con una cuota de mercado superior al 5%—; este mercado comenzó a liberalizarse en 1998, y desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores independientes de su nivel de consumo, tienen la consideración de cualificados. Uno de los próximos hitos es la cons-

titución de un *Hub* Ibérico, con el fin de crear un mercado organizado líquido en la Península Ibérica generando un precio de referencia para los agentes, y que fomente aún más el desarrollo del mercado gasista español y su integración con otros mercados europeos.

Las inversiones del sector han ido destinadas a la expansión y mejora de las infraestructuras gasistas, que hacen posible el consumo de gas en nuestro país. Con el objetivo de hacer llegar el gas a nuevos consumidores: en los últimos 10 años se han habilitado más de 3.000.000 nuevos puntos de suministro —hasta llegar a los 7,3 millones al finalizar el año 2012—, habiendo llegado el gas a 518 nuevas poblaciones —hasta llegar a los 1.579 municipios con servicio de gas—. Todo esto ha sido posible a través de la construcción de 35.786 kilómetros de nuevas redes de transporte y distribución de gas natural, con una inversión de más de 12.000 millones. Adicionalmente, la expansión de las redes crea una actividad en el sector de la construcción de instalaciones receptoras y en la fabricación, instalación y revisión de aparatos de gas.

Para continuar contando con un sector potente, capaz de garantizar la seguridad de suministro y, a la vez, continuar generando riqueza es necesario que las políticas sectoriales permitan un crecimiento sostenible. Para ello es necesario un escenario regulatorio estable y predecible, para que la industria energética pueda seguir creciendo, a la vez que impulsar la economía.

6.2.2. Los factores condicionantes del futuro energético y sus implicaciones en la oferta a largo plazo en el sector del gas

Teniendo en cuenta el contexto anteriormente expuesto, a continuación se incluyen algunas reflexiones sobre aquellos factores condicionantes del futuro energético identificados en el Capítulo 4 que más influencia podrían tener en el sector del gas natural a largo plazo.

a) Situación económica

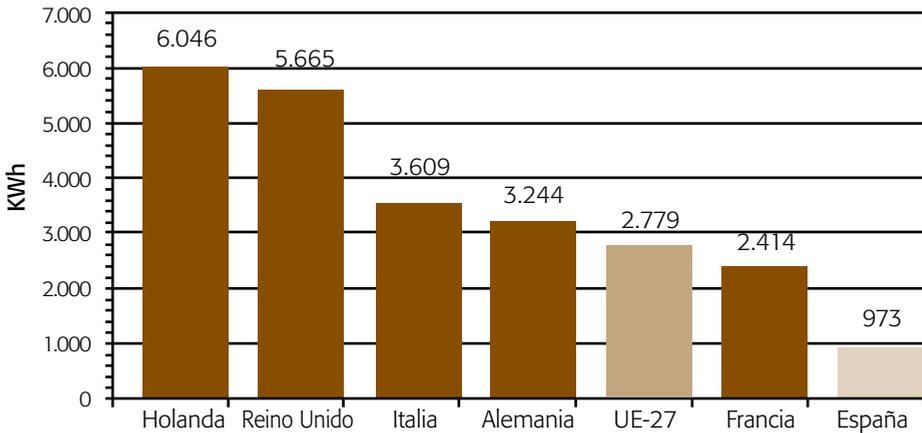
El contexto económico, como para el resto de sectores energéticos, ha tenido y seguirá teniendo un impacto considerable en la demanda de gas.

Algunas reflexiones sobre las implicaciones que la evolución económica futura podría tener en la generación eléctrica ya se han incluido en el anterior apartado.

Cabe añadir que, el sector industrial, principal consumidor de gas y motor de la recuperación económica, a medida que la economía se recupere, retomará su crecimiento y con él el del consumo de gas. Así mismo, la cogeneración, elemento fundamental para la competitividad industrial, se espera que siga creciendo hasta establecerse en niveles europeos.

Adicionalmente, en los sectores comercial, terciario y de administraciones públicas, las tecnologías a gas aportarán la eficiencia energética necesaria para conseguir los objetivos europeos. El crecimiento por capilaridad será la tónica de los próximos años, convirtiendo clientes a gas de forma paulatina. Es de esperar pues, que la penetración del gas natural pase del 28% actual a niveles más parecidos a los de nuestros vecinos europeos.

Figura 6.1. Consumo de gas natural per cápita en 2010 (kWh/año)



Fuente: Eurostat

b) Demanda energética

La Agencia Internacional de la Energía, en el WEO del 2012, plantea muy claramente el cambio de paradigma que se está produciendo en el mundo energético. El motor de dicho cambio es la aparición de nuevos *players* en la producción de gas y petróleo gracias a los avances tecnológicos en *upstream*, la desaceleración de la tecnología nuclear en algunos países y el aumento de eficiencia energética que se está iniciando alrededor del mundo, la cual incidirá en una contención de la demanda en los países occidentales.

El gas natural es el único combustible fósil cuya demanda crece en todos los escenarios considerados, indicando que se adapta ante cualquier condición de mercado. El crecimiento de la demanda en China, India y Medio Oriente es muy fuerte. Las políticas de promoción del gas y las reformas regulatorias ayudarán al aumento de su consumo en China, cuadruplicándose antes del 2035. En Estados Unidos, el aumento de oferta debido a la aparición del *shale gas*, y los precios bajos ayudarán a que el gas se coloque en primera posición en el *mix* energético del 2030. Europa tardará unos 10 años en volver a los niveles de demanda del 2010, mientras que en Japón la demanda de gas sigue

con su actual ritmo de crecimiento, sólo limitada por los altos precios de este combustible en Asia y las políticas energéticas que enfatizan la instalación de energías renovables y la eficiencia energética.

En el año 2010, el consumo total de energía final en la Unión Europea aumentó un 5%, sin embargo la demanda de gas declinó en un 10% en el periodo 2010-2011. Esto fue debido principalmente al aumento, en un 3%, del consumo de carbón en generación eléctrica⁷⁰. Los bajos precios del CO₂ no quedan compensados por las actuales políticas de cambio climático, ni por el reconocimiento de las enormes ventajas que aporta el gas sobre el resto de combustibles fósiles.

En la publicación de las estadísticas de Eurogas 2011 se muestra que en Europa el gas supone el 23% de la energía primaria, situándose en segundo lugar después del petróleo. Cabe destacar el descenso en dos puntos, ya que en 2010 suponía el 25,2%.

Entre 2009 y 2010, la dependencia energética de la Unión Europea cayó levemente, debido principalmente a la reducción de demanda de petróleo y gas. Así pues, en el 2011 la UE era dependiente en un 54% comparado con el 54,6% del 2008.⁷¹

Actualmente, la producción gas en la Unión Europea supone el 33% de su consumo total. El resto se importa principalmente de Rusia, Noruega, Argelia y Qatar, los cuales suman alrededor de 60%. La importación de gas se realiza principalmente por gasoducto, mientras que el GNL, en crecimiento continuo, supone el 25% de las importaciones. Así pues, la capacidad de regasificación se ha duplicado en los últimos 5 años. Este crecimiento se explica por la necesidad creciente de diversificar suministros, rutas y contrapartes para evitar, en la medida de lo posible, los conflictos geopolíticos.

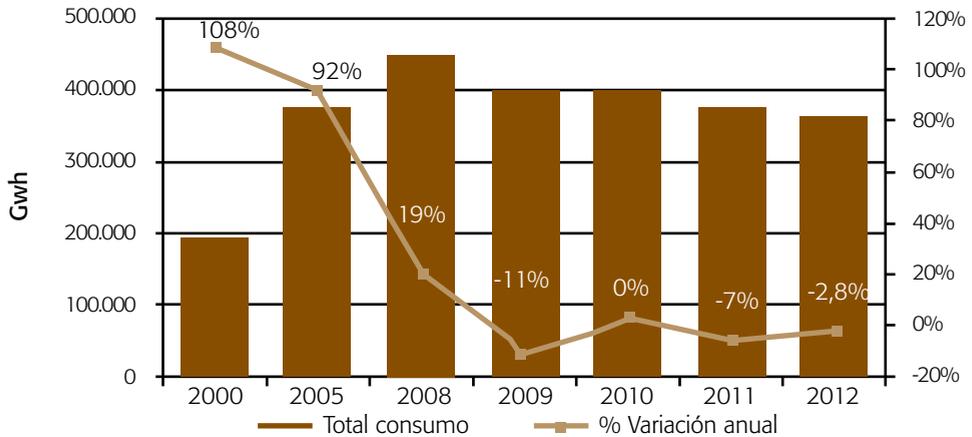
En España, la demanda global de gas ha sufrido descensos desde el 2009, fruto principalmente de la disminución del hueco térmico en los ciclos combinados. Sin embargo, la demanda convencional ha sido la que en estos últimos años de crisis ha estado creciendo y manteniendo el consumo de gas. La demanda convencional en el periodo 2008-2012, ha crecido un 6,2%.

La industria española, que está trabajando para sobrevivir a las actuales condiciones del entorno económico, es el principal consumidor de gas. Hay que destacar el papel de la cogeneración que actualmente supone el 23% del consumo total de gas en nuestro país, además de ser una herramienta imprescindible de competitividad para todas aquellas industrias donde la energía es un coste relevante.

70 Eurogas statistics 2011

71 Eurostat newsletter february 2013

Figura 6.2. Evolución de la demanda de gas en España

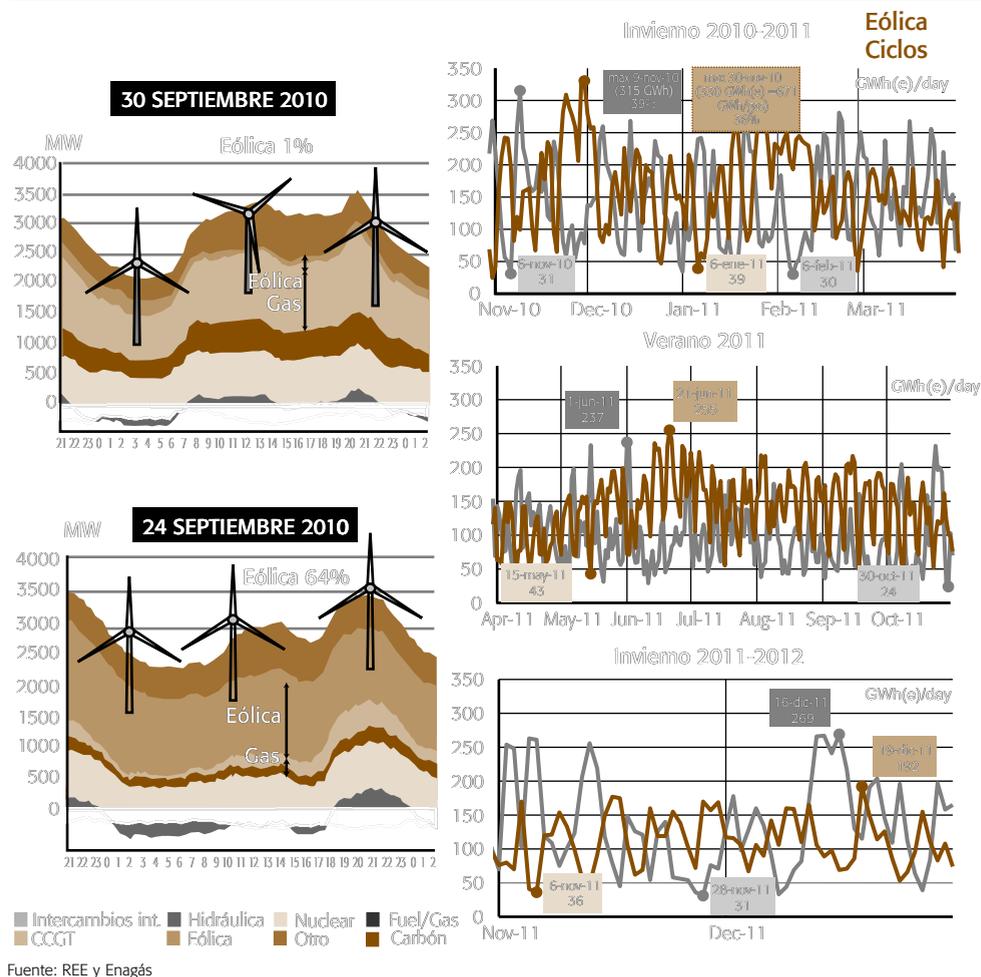


Fuente: Sedigas

Como ya se ha mencionado, la demanda para la generación eléctrica ha ido disminuyendo paulatinamente desde el año 2008 debido principalmente al cambio de política energética que ha dado entrada muy rápida a las energías renovables, y al incremento de generación con carbón, disminuyendo así el hueco térmico en los ciclos combinados. La crisis económica, responsable de la disminución de la demanda eléctrica, ha empeorado esta situación. Paradójicamente, la tecnología de ciclos combinados, reconocida como la más eficiente entre las centrales térmicas, ha disminuido drásticamente su utilización pasando de un 55% en el 2008 a una media del 19% en el 2012. Consecuentemente, se ha producido una disminución de 84 TWh de demanda de gas.

Es sobradamente conocido el rol que asumen los ciclos combinados y las infraestructuras gasistas como facilitadores de las energías renovables intermitentes dando cobertura a la fuerte variabilidad de éstas.

Figura 6.3. Detalle de la estructura de generación eléctrica



Como se comentaba en el apartado anterior, una de las oportunidades de crecimiento del sistema es aumentar la penetración del gas en el sector residencial-comercial. Mientras en nuestro país el gas natural tiene una penetración del 28%, otros países europeos sitúan esta cifra alrededor del 50%. Dicha expansión no sólo comportará la conexión de nuevos clientes al sistema, sino que también fomentará la creación de empleo en todo el territorio nacional. En un mercado de libre competencia el gas se expande de forma natural dadas sus características de combustible limpio, asequible y no contaminante.

Así pues, la promoción de sustituir aparatos que funcionan con combustibles más contaminantes que el gas natural debería ser una de las líneas de trabajo más claras para conse-

guir reducir las emisiones a la atmósfera. Resulta paradójico que en las principales ciudades de España todavía podamos encontrar calefacciones funcionando con gasóleo o carbón.

La movilidad es otro elemento muy importante dentro del concepto de “expansión del gas” al contribuir, de una manera fundamental, en la mejora de la calidad del aire de las ciudades. Actualmente existen soluciones comerciales no sólo para el transporte terrestre, de corta y media distancia, sino también para el marítimo. El gas natural licuado (GNL) se perfila como la solución para la navegación marítima en mares protegidos (ECA's) después de la publicación de la Directiva 2012/33/UE, de 21 de noviembre de 2012, relativa al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo. También el GNL se está posicionando como solución para el transporte pesado por carretera.

c) Ahorro y eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, impulsa la renovación energética en edificios públicos, los cuales deberán servir como ejemplo de buenas prácticas. Estos espacios son grandes consumidores de energía, con tecnologías anticuadas y combustibles muy contaminantes. Actualmente existen en el mercado soluciones que ayudan a ahorrar energía basadas en la tecnología de la cogeneración a gas. Los proyectos de remodelación se plantean de forma integral de manera que no sólo se sustituye la tecnología de climatización sino que se trabaja también en las condiciones del entorno para limitar las pérdidas energéticas.

Para el sector residencial, comercial y público, donde previsiblemente aumentará la penetración del gas, la industria del gas tiene disponibles tecnologías de gran eficiencia como la cogeneración, la microcogeneración para el ámbito residencial, bombas de calor a gas, además de las ya tradicionales calderas de última generación, que proporcionan calefacción y agua caliente de una manera ininterrumpida.

El sector del gas evolucionará hacia un escenario cada vez más eficiente, a una velocidad que dependerá de cómo se vayan superando las barreras existentes y cómo vayan evolucionando las políticas sobre ahorro y eficiencia. Sin embargo, los avances que se produzcan en el ahorro y la eficiencia energética quizás queden compensados por el previsible aumento de la penetración del gas en los sectores mencionados.

d) Precios de las materias primas

En el 2011 el mercado del gas europeo tuvo que hacer frente a dos hechos muy relevantes: la inestabilidad en Oriente Medio y al incremento de la demanda de gas en Japón debido al tsunami sufrido en 2010. Los mercados acogieron con cierto nerviosismo

ambos hechos; por un lado, la incertidumbre de una posible reducción de suministro de algunos de los gasoductos y rutas más importantes; y por otra, el desvío de buques de GNL para abastecer a Japón. Sin embargo, el exceso de capacidad de licuefacción, sobre todo de Qatar, y el interés de los países productores en no perder sus clientes europeos, consiguieron que la situación no se desestabilizara en demasía.

Las situaciones geopolíticas que modificaron los flujos de GNL también tuvieron su repercusión en los precios que repuntaron durante un corto periodo de tiempo reflejando la incertidumbre del momento. Situación que podría ser un avance de lo que podría ocurrir en un futuro próximo con el incremento del consumo energético de Asia.

Durante este periodo, las diferencias entre los precios de gas indexados al petróleo (contratos a largo plazo) y los precios *spot* se acortaron de forma sustancial. Mientras que estos últimos se mantuvieron relativamente estables, los primeros iniciaron un camino al alza, generando situaciones de discrepancia entre los importadores y los productores. Esta situación marcó la evolución del tipo de contratos en Europa; en 2009, el 68% de los contratos de gas estaban indexados al petróleo, mientras que en 2010, esta cifra bajó al 59%. Durante el año 2011, esta competición entre mercados de gas se ha mantenido, quedando claro que, cada vez más, el precio del gas está marcado por la oferta y la demanda, y se aleja del mercado de productos del petróleo.

La competitividad energética y los precios de la energía son *drivers* de gran importancia en algunos países del mundo como China, pero quizás no lo han sido tanto en el ámbito europeo. Según el WEO 2012 de la AIE, en los próximos 15 años los mayores incrementos en los precios de la energía se producirán, entre otras regiones, en Europa. Por tanto, en competitividad hay un largo camino por recorrer a nivel europeo.

Los descubrimientos del gas no convencional que se están desarrollando en Estados Unidos en los últimos años, así como en otras partes del mundo, tendrán una repercusión también muy relevante en el ámbito de los precios del gas, tal y como se analiza en el siguiente apartado.

e) *Gas no convencional*⁷²

En los últimos años se está produciendo un importante fenómeno, consistente en el descubrimiento de grandes cantidades hidrocarburos no convencionales, y la puesta a punto de la tecnología de extracción más barata y eficiente de estos recursos, principal-

72 Fuente: La contribución de la industria gasista a la competitividad. Mercados AF-EMI

mente en Estados Unidos, que está creando una importante expectativa debido al impacto que puede llevar asociado en el abastecimiento de gas natural, pudiendo producir un cambio radical en el equilibrio del sistema energético.

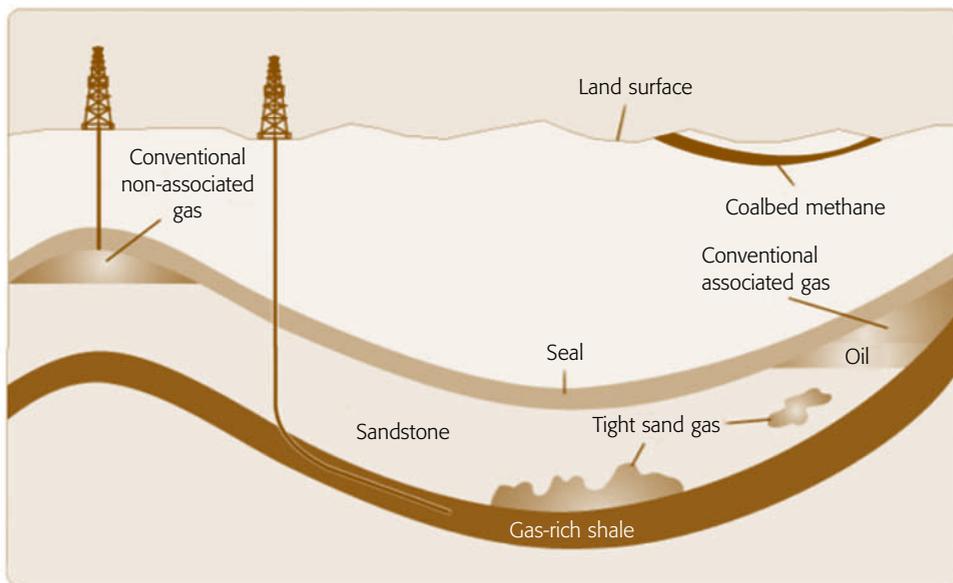
Se aglutina bajo la denominación de gas no convencional aquel cuya localización y métodos de extracción no son los ordinarios en la industria. La siguiente figura muestra los diferentes tipos de gas no convencional.

Tabla 6.1. Tipos de gas no convencional	
Tipo	Características
Hidratos de gas	Los depósitos de gas atrapado en los cristales de hielo en el permafrost y fondos marinos; La mayor parte de este gas no es comercialmente producible con las tecnologías disponibles hoy en día; A nivel mundial, este recurso es más grande que todas las demás fuentes de gas natural combinadas.
Coalbed methane (CBM)	El gas natural se encuentran en los yacimientos de carbón; Por lo general, los yacimientos de carbón que contiene el gas se consideran comercialmente sub-óptimos; CBM constituye alrededor de una décima parte de la producción de gas en los Estados Unidos y Australia (4% en Canadá); China y la India tienen un interés considerable en el desarrollo de su producción de CBM; También se conoce como gas veta de carbón.
Shale gas	Los depósitos de gas atrapado en las rocas de esquisto; Por lo general, las rocas de esquisto producen el gas (es decir, son la fuente) y almacenan el gas; Las rocas esquisto se encuentran normalmente recubriendo el petróleo convencional y el gas.
Tight gas	Gas que se encuentra en formaciones de rocas de baja permeabilidad; Estas rocas requieren una fractura con el fin de liberar el gas para la extracción; La perforación vertical es insuficiente para producir el gas de un yacimiento de <i>tight gas</i> ; La fracturación hidráulica de formaciones de roca también es necesaria cuando la perforación horizontal se emplea durante la producción.
Shallow biogenic gas	El gas natural se encuentra en vetas de carbón que ha sido producido a través de procesos biogénicos, a diferencia de los procesos de maduración térmica que producen CBM; Este gas se localiza principalmente en el oeste de Canadá.

Fuente: Chatham House, 2010. The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality

La siguiente figura muestra esquemáticamente la localización de las fuentes convencionales de gas frente a las no convencionales más frecuentes: shale gas, tight gas y coalbed methane.

Figura 6.4. Localización relativa de los yacimientos de gas no convencional más comunes



Fuente: Energy Information Administration, Department of Energy, Gobierno de Estados Unidos

La expectación creada por el gas no convencional está ligada tanto a la localización de reservas en países alternativos a los actuales productores, como por su competitividad en coste gracias a nuevas técnicas de extracción. Esto explica el creciente número de estudios para cuantificar las reservas de gas obtenidas de estos yacimientos no convencionales, que se estiman como varias veces las correspondientes a los yacimientos convencionales en el mundo, y suficientemente importantes en Europa para asegurar su seguridad de suministro.

De darse las condiciones adecuadas (económicas, medioambientales y sociales), el impulso que esto supondría para la oferta de gas traería importantes beneficios, desde una mayor diversificación energética y una mayor seguridad de suministro en aquellos países que dependen de las importaciones para satisfacer sus necesidades de gas. Actualmente existen tanto la tecnología como los conocimientos técnicos para producir gas no convencional de manera que se cumplan satisfactoriamente estos retos. Además, supondría un descenso en los precios y, como resultado, la demanda de gas a nivel global se incrementaría.

Estados Unidos se encuentra a la vanguardia de la explotación de estas reservas potenciales, y su producción de gas no convencional ha crecido sustancialmente en los últi-

mos años. Este incremento vino precedido por un encarecimiento del gas durante la primera década de este siglo, que hizo más atractivo estos yacimientos, y por un abaratamiento del coste de extracción con técnicas no convencionales. Actualmente se espera que esta tendencia continúe y el gas no convencional se convierta en la principal fuente de gas en los Estados Unidos, llegando a convertir a este país en un exportador neto de gas natural.

Este incremento es posible ya que el coste de extracción del gas no convencional ha empezado a ser inferior al coste marginal de los nuevos yacimientos convencionales en este país (o, alternativamente, al aprovisionamiento externo a través de GNL). Las autoridades de EE.UU. están empezando a reconocer públicamente el impacto sobre los precios del gas producido por este incremento de la oferta, consecuencia de la explotación de gas no convencional.

De momento, parece que las implicaciones para Europa del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales están siendo limitadas, y básicamente se centra en poner en marcha centrales térmicas alimentadas con carbón americano importado a precios muy competitivos. Por el momento, sólo Polonia está embarcada en la extracción del gas no convencional. La falta de interconexión con los países productores la ha impulsado a ser el país europeo pionero en adentrarse en la técnica del fracking.

Un escenario con bajos precios de gas en Europa, quizás podría ser un incentivo para aumentar la penetración de gas en el transporte.

Respecto a España, contar con un recurso autóctono como el *shale gas* podría ser clave dadas las características de nuestro modelo energético. Si se llegara a confirmar su potencial así como la viabilidad técnico-económica y medioambiental de dichas reservas, éstas podrían contribuir a la superación de los retos del sistema energético español.

f) Precios de los derechos de emisión de CO₂

Los precios de los derechos de emisión, en un contexto de requerimientos estrictos de descarbonización del sector eléctrico como el que plantea la Comisión en su Hoja de Ruta de la Energía a 2050, tendrá una influencia clara en el sector del gas. Concretamente, el futuro de los ciclos combinados con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC) depende de que el precio del CO₂ sea lo suficientemente elevado para hacer viable esta tecnología. Con el desarrollo de las tecnologías de CAC, el gas se convertirá en una tecnología con cero emisiones, lo cual se prevé ocurra hacia el 2030; para que esté totalmente disponible en esa fecha la inversión debe hacerse en el 2020.

Disponer de un precio de los derechos de CO₂ estable y más alto que el actual se considera determinante para que esto suceda. Además, sería importante que se acelere el desarrollo de otros sistemas de comercio derechos de emisión equivalentes al europeo en otras regiones.

A su vez, que el precio de los derechos de emisión evolucione de una u otra manera depende de múltiples variables, algunas de las cuales ya se han analizado en el apartado de energía eléctrica.

Cabe mencionar también, la influencia que podría tener en el sector transporte si se produjese la inclusión de los sectores difusos como el transporte en los mercados de derechos de emisión de CO₂, ya que los vehículos que utilizan GNL pueden reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero, además el gas natural presenta ventajas en términos de reducción de óxidos nitrosos y partículas.

g) Evolución de la política energética y ambiental

La actual política energética y ambiental en España viene marcada por los desarrollos regulatorios en Europa. A las consideraciones sobre la evolución de las políticas contempladas en el apartado de electricidad, que aplicarían a la generación eléctrica con gas, habría que añadir como condicionantes del futuro del sector del gas, las siguientes:

– La estrategia para los combustibles limpios lanzada recientemente por la Comisión⁷³ que incluye una comunicación relativa a los combustibles alternativos, una directiva centrada en la infraestructura y las normas, y un documento adjunto a los dos anteriores en el que se describe un plan de acción para el desarrollo del gas natural licuado en el transporte marítimo. Entre las principales medidas incluidas, respecto al gas, la Comisión propone:

- instalar estaciones para repostar GNL en los 139 puertos marítimos y fluviales de la red principal transeuropea de aquí a 2020 y 2025, respectivamente. No se trata de terminales importantes de gas, sino de estaciones para repostar fijas o móviles. Incluye a la totalidad de puertos importantes de la UE.
- instalar estaciones para repostar camiones con GNL cada 400 km en las carreteras de la red principal transeuropea, de aquí a 2020.

⁷³ http://ec.europa.eu/commission_2010-2014/kallas/headlines/news/2013/01/clean-fuel-strategy_en.htm

- aumentar el GNC que se utiliza para coches, multiplicando para 2020 la cifra actual, de 1 millón, por 10. La propuesta de la Comisión garantizará que, en toda Europa, se disponga de puntos para repostar accesibles al público, que cumplan normas comunes y que estén a una distancia máxima de 150 km entre sí.

Los Estados miembros podrán aplicar estos cambios sin que ello suponga necesariamente realizar gasto público, cambiando la normativa local para fomentar la inversión y la participación del sector privado. La UE ya proporciona apoyo con los fondos RTE-T, los fondos de cohesión y los estructurales.

El apoyo que desde la Administración se da al GNL y al GNC como alternativa para el transporte, se considera fundamental para poder conseguir estos objetivos.

– La UE ha entendido que la CAC debe contribuir significativamente a la lucha contra el cambio climático. Fruto de este entendimiento, ha articulado una serie de actuaciones regulatorias en materia de CAC que van teniendo su trasposición al régimen nacional. Es el caso de la Directiva 2009/31/CE sobre almacenamiento geológico que ya se ha incorporado al régimen jurídico español a través de la Ley 40/2010 creada expresamente para la actividad de almacenamiento.

Se considera fundamental que la regulación y el desarrollo normativo llegue a tiempo para ejecutar las primeras aplicaciones, extraer las experiencias precisas y desplegar convenientemente la tecnología de cara a que la sociedad española obtenga los beneficios estimados.

Actualmente, nos encontramos con la incertidumbre que provoca la ausencia de un desarrollo normativo, lo que dificulta la toma de decisiones, y una ausencia de mecanismos regulatorios que compensen los costes extra por la aplicación de la tecnología. Asimismo, la ausencia de regulación específica para el ámbito del transporte de CO₂ puede ser una barrera de primer orden en la aplicación de esta tecnología.

– Los desarrollos regulatorios que la Unión Europea haga en lo relativo a la explotación de los hidrocarburos no convencionales. La UE tiene entre sus planes a corto plazo el discutir la aplicabilidad de todo el cuadro legislativo existente y hacer recomendaciones de buenas prácticas para mejorar la capacidad de explotación de estos recursos.

Respecto a estos dos últimos puntos, hay que tener en cuenta que la reacción de la sociedad va a ser uno de los determinantes para su aceptación. Este puede ser un factor con mayor peso incluso que los económicos y políticos, sobre todo en Europa, debido a la reticencia que la sociedad de algunos países de la Unión puede tener a la utilización de este tipo de tecnologías.

La Unión Europea, y España como Estado miembro, están comprometidas con la reducción de emisiones (Objetivos Kioto, Hoja de Ruta de la Energía para 2050). Las políticas de reducción de emisiones de CO₂ tirarán al alza la demanda de gas en relación a la de otros combustibles fósiles. El gas natural será imprescindible para alcanzar la transformación del sistema energético. La sustitución de combustibles más contaminantes como gasóleo y carbón por gas natural ayudará a la reducción de emisiones y lograr los objetivos a largo plazo. A pesar de que la eficiencia energética reducirá la demanda en el sector residencial, otros sectores como el de generación eléctrica y el industrial seguirán siendo grandes consumidores de gas.

h) Innovaciones tecnológicas para la reducción de emisiones

El gas natural contribuye a la reducción de emisiones a través de la sustitución de otros combustibles más contaminantes, y a través de la facilitación de la introducción de renovables en la generación eléctrica. Aunque estas acciones representan por sí mismo un alto potencial de reducción de emisiones, algunas innovaciones tecnológicas recientes han abierto la puerta a la reducción del factor de emisiones del propio gas canalizado:

- Incorporación de biometano a las redes de gas
- Incorporación del hidrógeno a las redes de gas
- Captura y almacenamiento del dióxido de carbono
- Incorporación del biometano a las redes de gas

Para la inyección del biometano en la red, se precisa que éste cumpla los requisitos de calidad del gas convencional y para ello es necesario un proceso de concentración del metano contenido en el biogás (*upgrading*) dando lugar al biometano.

Alemania, líder en la utilización de biometano para producir electricidad, ha implementado un marco de apoyo para promocionar su inyección en la red de gas, que ha impulsado la expansión de las plantas de *upgrading* de biogás.

La asimilación por la Unión Europea de la apuesta alemana por la incorporación de biometano a las redes convencionales de gas tendría un significativo impacto dado el potencial de producción de biogás que existe en Europa. Esta incorporación contribuiría a la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero y a la mejora de la seguridad de suministro, dado que se trata de un recurso energético local.

Una parte importante de este potencial futuro seguirá siendo destinado, como en la actualidad, a la generación de electricidad *in-situ*. Sin embargo, es importante destacar el valor que representa la alternativa a la combustión: la inyección en la red.

Recientes avances tecnológicos han reducido el coste del proceso de *upgrading*, mejorando las perspectivas para su incorporación a las redes de gas como combustible de origen renovable y como alternativa a su combustión directa para producir electricidad.

- Incorporación de hidrógeno a las redes de gas

En la actualidad, existen varios procesos para obtener hidrógeno en forma gaseosa con un gran contenido energético que podría ser almacenado. Uno de ellos es la producción de hidrógeno a partir de electricidad, mediante electrolisis, proceso relativamente eficiente en términos energéticos.⁷⁴

La producción de este combustible se concibe como una oportunidad de almacenamiento de la energía generada por fuentes renovables para su uso durante horas puntas de demanda. En este punto es dónde las redes de gas aparecen como una fuente potencial para el almacenamiento y transporte de este recurso.

Aunque es posible diseñar almacenamientos específicos para el hidrógeno producido a partir de electricidad, la utilización de las redes de gas para dicho fin se vislumbra como la solución más eficiente.

Tabla 6.2. Oportunidades y beneficios del uso de las redes de gas para almacenamiento de hidrógeno

Oportunidades del uso de la red de gas como almacenamiento del hidrógeno	Beneficios de este enfoque
<p>Estas infraestructuras están actualmente operativas y pueden ser empleadas para el almacenamiento de gas próximamente.</p> <p>La capacidad de estas redes en ocasiones está ociosa.</p> <p>Los procedimientos de operación y control de esta red son seguros y eficientes.</p> <p>La aceptación pública de esta alternativa parece mayoritaria.</p>	<p>La producción y almacenamiento de hidrógeno mejora la seguridad de suministro de la UE, incrementando la independencia energética y contribuyendo a uno de los objetivos globales en materia de energía.</p> <p>Mitiga los problemas de intermitencia de las fuentes renovables ofreciendo una alternativa para el almacenamiento de esta energía.</p> <p>El impacto medioambiental de la combustión de este recurso es mucho menos en comparación con combustibles fósiles tradicionales.</p>

Fuente: Naturalhy Project co-financed by the European Commission (http://www.naturalhy.net/docs/Naturalhy_Brochure.pdf)

⁷⁴ La eficiencia depende del proceso seguido para producir hidrógeno y de la fuente primaria de energía, ya que la producción a partir de combustibles fósiles implica incurrir también en las pérdidas de convertir éstos en electricidad.

Aunque la experiencia internacional en este aspecto es aún limitada, algunos países han iniciado proyectos pioneros sobre cómo incorporar el hidrógeno o gases de síntesis a las redes.

Estos conceptos, “gas renovable” y “*power to gas*”, que están empezando a surgir y que atienden fundamentalmente a una línea de trabajo que se podría denominar “interconectividad entre las redes de gas y electricidad”, permitirían reforzar el papel del gas en el nuevo concepto de “*smart cities*”, el cual se está desarrollando muy ligado a una electrificación más intensiva de los consumos energético urbanos.

- Captura y almacenamiento de CO₂

La industria del gas ofrece una vía adicional a través de la cual puede contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂ a través de la aplicación de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC).

Estas tecnologías tienen el potencial de capturar entre el 80 y el 90% de las emisiones de, por ejemplo, las centrales eléctricas que utilizan gas, y es, según la Agencia Internacional de Energía, un componente importante dentro del conjunto de tecnologías que permiten mitigar las emisiones de CO₂ a menor coste. A pesar de esto, como se comentaba anteriormente, el coste de esta tecnología constituye actualmente la mayor incertidumbre para su desarrollo, pues aunque la tecnología se encuentra ya disponible aún no se cuenta con experiencia comercial en grandes proyectos.

Actualmente se están realizando distintos proyectos en todo el mundo para demostrar la viabilidad técnica y económica de la aplicación de la tecnología a gran escala, lo que facilitará el despliegue comercial de esta tecnología. En Europa, la Comisión Europea está contribuyendo a financiar algunos de estos proyectos a cambio de que sus resultados se hagan públicos.

La experiencia adquirida en el desarrollo de la industria del gas en los países europeos representará también una contribución valiosa al desarrollo comercial de estas tecnologías. Técnicamente, las infraestructuras de transporte y almacenamiento de gas presentan una gran similitud con las que serán necesarias desarrollar para el CO₂. Regulatoriamente, es probable que el desarrollo de estas infraestructuras requiera un marco normativo similar al existente para la industria del gas, con el fin de explotar las economías de escala de las redes de CO₂.

i) Integración de los mercados

El Comisario Oettinger expresaba en un artículo publicado en la prensa española, “un mercado único de la energía que funcione correctamente puede estimular la competencia y mantener bajos los costes para los consumidores y las empresas”⁷⁵. Efectivamente, el mercado único de la energía es una herramienta imprescindible para conseguir los objetivos fundamentales de la Unión Europea: crecimiento económico, empleo, cobertura garantizada de las necesidades básicas a un precio asequible y el uso sostenible y eficiente de unos recursos limitados.

Como se comenta a lo largo del documento, la Unión Europea se ha propuesto que en 2014 se complete el Mercado Interior de la Energía. Sin embargo, tal y como refleja el análisis de mercados que acompaña a la Comunicación de la Comisión Europea⁷⁶ respecto del mercado interior (publicada el 15 de noviembre 2012), veinte meses después de la fecha límite de transposición de la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior del gas natural, su implementación todavía no se había completado en algunos Estados miembros⁷⁷. Para conseguir el desarrollo de un mercado interior, es necesario que primero se haga efectiva la liberalización en toda la Unión Europea, para lo cual es necesario transponer e implementar correctamente la regulación en vigor. En el artículo mencionado, el comisario Oettinger afirmaba “en una situación de integración creciente lo que sucede en un Estado miembro tiene consecuencias en el resto y, por tanto, debemos aplicar las mismas reglas de juego en todos ellos”.

Los mercados de gas necesitarán de una mayor integración, más liquidez, más diversificación de suministros y más almacenamientos. Los contratos de gas a largo plazo seguirán siendo necesarios como garantía para la realización de inversiones en infraestructuras de gas, así como los aparejados compromisos a largo plazo para el uso de estas infraestructuras.

Por otro lado, los mercados de gas se está haciendo cada vez más globales y las nuevas fuentes de gas no convencional están abriendo nuevas ventanas de producción en Europa. Estos hechos, junto a la culminación del mercado único europeo, relajarán la tensión que produce la dependencia energética.

En todos los escenarios planteados, el gas presenta ventajas económicas, de retorno de la inversión al igual que de riesgos bajos.

75 Diario Expansión, 29 de noviembre de 2012

76 Comunicación de la CE sobre “Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía”

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0663:FIN:ES:PDF>

77 En España se transpuso la citada Directiva mediante el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo del 2012.

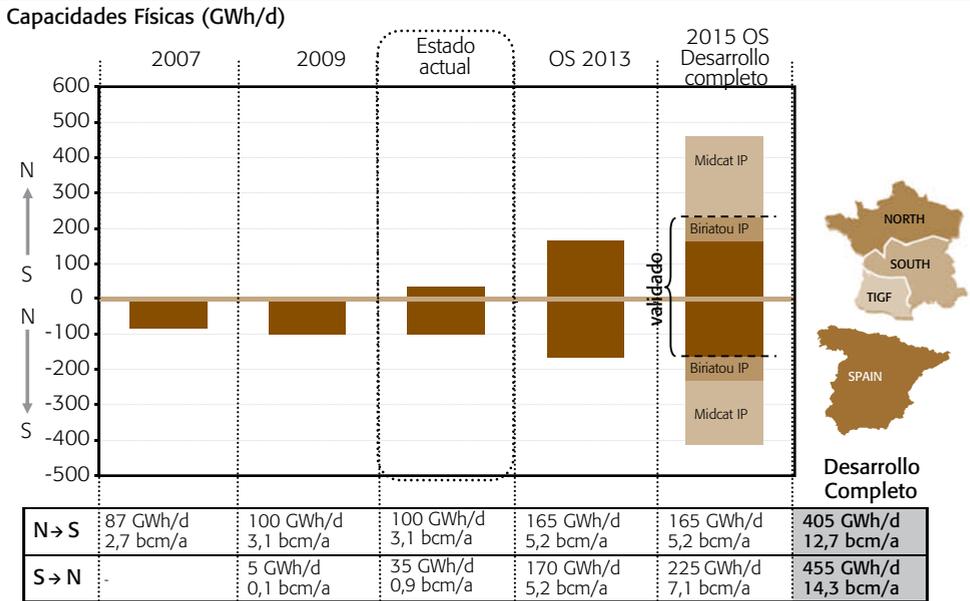
j) *Interconexiones*

Otro de los retos del sector es afianzar unas buenas interconexiones, que permitan que España se constituya como puerta de entrada de suministros de gas para el resto de Europa, impulsando por tanto los tres pilares de la política energética europea: sostenibilidad, integración de mercados y seguridad de suministro. Para ello, no sólo es necesario crear interconexiones con suficiente capacidad —para 2015 está previsto un incremento de la capacidad en el sentido sur-norte de 7,1 bcm— sino que también cabe hacer lo posible para que el gas sea competitivo en otros mercados.

Los países del centro y este de Europa, muy dependientes del gas ruso, requieren diversificar sus fuentes de suministro así como disminuir el riesgo de los países de tránsito. Por un lado, esta situación constituye una oportunidad para maximizar el uso de las infraestructuras españolas: 8 plantas regasificadoras en la Península, 7 de ellas en operación; una red de gasoductos de transporte y distribución extendida por todo el territorio y 6 conexiones internacionales —2 con Argelia (una a través de Marruecos), 2 con Portugal y 2 con Francia—. Por otro lado, Europa podría beneficiarse mediante el acceso al gas natural que actualmente procede de más de 11 orígenes en nuestro país.

En la Iniciativa Regional de Gas del Sur (S-GRI), en la que participan activamente los reguladores y empresas del sector del gas de Portugal, Francia y España, se identificó como prioridad la necesidad de incrementar la capacidad de conexión entre España y Francia. En este contexto los transportistas de ambos países desarrollaron conjuntamente un proceso de *Open Season* (OS), para la identificación de la demanda de nueva capacidad de interconexión y la asignación coordinada de la misma entre los agentes interesados. Los resultados de la OS para 2013 y 2015 se muestran en la siguiente figura.

Figura 6.5. Capacidades de interconexión entre la Península Ibérica y Francia



Fuente: Enagas

La capacidad solicitada por los agentes en este proceso no fue suficiente para validar el desarrollo del proyecto MidCat, el cual confirmaría a España como una entrada de aprovisionamientos a Europa.

6.2.3. Consideraciones sobre la gestión de la demanda

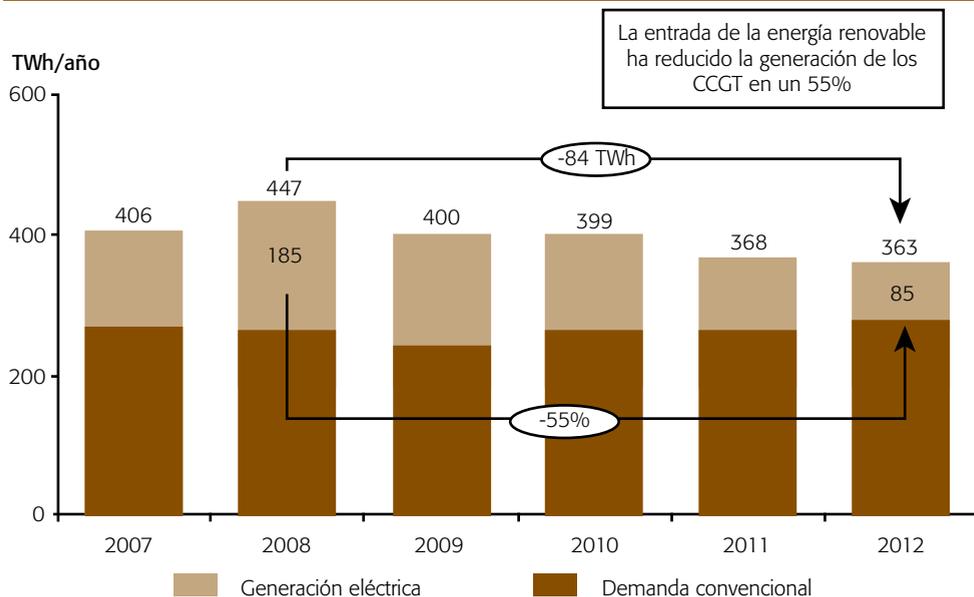
La demanda de gas natural está predominada por el sector industrial con un 60% de consumo, por los ciclos combinados con un 23,2% y el sector terciario con un 15,6%.

La demanda residencial, muy influenciada por la climatología, tiene un potencial de expansión importante dada la poca penetración que tiene el gas en las zonas gasificadas de España. Dicha demanda pues, poco gestionable, sí puede crecer con la acción comercial.

La demanda industrial, la más importante del sector gasista, está muy influenciada por la crisis económica. Sin embargo, la demanda en este sector se ha recuperado y ha conseguido cierta estabilidad.

En cuanto a la demanda de ciclos combinados, ha ido cayendo de forma acuciante durante los últimos cuatro años. En el año 2012, los ciclos cerraron con una utilización media del 19%. En cuatro años se perdieron 84 TWh de consumo.

Figura 6.6. Evolución de la demanda de gas, convencional vs ciclos combinados



Fuente: Sedigas

La razón de esta situación está en que los ciclos combinados, han sido relegados a tecnología de respaldo de las energías renovables. La demanda en este sector es no predecible ya que varía dependiendo de la hidraulicidad y eolicidad del año, así como con la puesta en marcha de nuevas instalaciones de energías renovables.

6.3. Petróleo

Carmelo Mayoral de Lozoya y Álvaro Mazarrasa Alvear (Coordinadores), Sira Corbetta López de Letona, Carlos Díaz García, Felipe Fernández Lores, Tana García Lastra, Pedro Martínez López, Héctor Perea Saavedra, Almudena Rosas Rodrigo y Juan Antonio Vera García

6.3.1. Introducción

El mercado del petróleo tiene un carácter global. En el caso de España ese carácter global se ve acentuado por el hecho de que nuestro país importa casi el 100% del petróleo consumido.

La cesta de crudos consumidos en España se viene haciendo más pesada (crudos de mayor densidad o menor API), tras las últimas inversiones en las nuevas unidades de conversión realizadas por las tres compañías de refino instaladas en España a lo largo de los últimos años.

Según la publicación de Europa (European Petroleum Industry Association),⁷⁸ la movilidad es y será de vital importancia para la economía de la UE. El petróleo seguirá, durante décadas, siendo la fuente principal de los combustibles para el transporte estimando que la demanda de energía del sector del transporte en Europa será poco cambiante, aunque las previsiones muestran un descenso en la demanda de petróleo entre 2005 y 2030, como resultado de las medidas de eficiencia energética, nuevas tecnologías, política renovable y otros factores.

En España el transporte terrestre (carretera, ferrocarril y tubería) de mercancías tiene una gran importancia, representando un 52,2 % del valor añadido bruto de todo el sector transporte. De los 49.515 M€ (antes de IVA) del volumen de negocio de las cifras de 2007 para el transporte terrestre de mercancías y pasajeros, 46.495 M€ corresponden al transporte por carretera y 3.019 M€ por ferrocarril y metro. Es decir, un 94% del transporte se efectúa por carretera, donde el consumo de energía fue, en casi su totalidad, de origen fósil⁷⁹. Esa participación ha ido decreciendo conforme se fijaban unos objetivos globales (en contenido energético) ascendentes de introducción de biocarburantes que alcanzaron el máximo valor en 2012 (6,5%) y se han reducido hasta el 4,1% en el año 2013.

De acuerdo al Plan Estratégico para el Impulso del Transporte Ferroviario de Mercancías en España, publicado por el Ministerio de Fomento⁸⁰, España es el país con la menor cuota modal de transporte terrestre ferroviario de mercancías entre los países más significativos de la UE (4,1% en 2008 frente a 22,2 % en Alemania). El transporte de mercancías por carretera representó el 95,9% ese mismo año. El ministerio de Fomento se ha fijado como objetivo pasar a una cuota del 8-10% en el año 2020 que, obviamente, irá en detrimento de la cuota del transporte por carretera. Para lograr ese cambio modal se precisa una inversión en la mejora de infraestructuras ferroviarias estimada por encima de los 7.000 M€. En la Ley de Economía Sostenible (Ley 2/2011 de 4 de marzo) se recoge el fomento del transporte de mercancías por ferrocarril.

De cualquier forma, hay que tener en cuenta la grave situación que se vislumbra en el sector de refino europeo, debido al deterioro de su competitividad a causa de la aplicación de tasas medioambientales diferenciales que no soportan países terceros y el cambio de situación de Estados Unidos desde importador de gasolinas a exportador de las mismas.

Los nuevos requisitos para la homologación de motores de combustión de vehículos (Euro 6) y los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ al que debe enfrentarse el

78 Europa: Libro Blanco del Combustible para el Transporte en la UE; Bruselas, 2011

79 Ministerio de Fomento 2010 - Evolución de los Indicadores Económicos y Sociales del Transporte por Carretera

80 Ministerio de Fomento 2010 - Plan Estratégico para el Impulso del Transporte Ferroviario de Mercancías en España

sector de automoción, junto a la Directiva de Eficiencia Energética, recientemente aprobada, reducirá los consumos de carburantes, paulatinamente, conforme se vaya produciendo la rotación del parque de automóviles.⁸¹

Es importante señalar, por otra parte, que nuevas especificaciones de combustibles marinos (azufre) que entrarán en vigor en 2015 y 2020, afectarán a la calidad de los fuelóleos, a la demanda y a la disponibilidad de estos productos. Igualmente, es importante valorar el impacto de esta modificación de calidad en los esquemas actuales de refino, si bien la propuesta de Directiva europea sobre el uso de combustibles alternativos (Clean Fuel Strategy) presenta una cierta inclinación por la utilización del gas natural licuado como el combustible de futuro para la navegación marítima.

6.3.2. Los factores condicionantes del futuro energético y sus implicaciones en la oferta a largo plazo en el sector del petróleo

Diversos son los factores que afectarán en el largo plazo al sector petróleo, la mayor parte de ellos comunes a todos los sectores energéticos y, algunos de ellos, casi exclusivamente, al transporte.

a) Situación económica

La grave crisis económica que estamos sufriendo tiene una influencia relevante en la demanda de energía. El transporte privado y de mercancías no es ajeno a esta crisis, que ha retrotraído los consumos de gasolinas y gasóleos a niveles de hace siete años. Únicamente el consumo de queroseno, destinado a la navegación aérea, está manteniendo una ligera tendencia positiva.

Las inversiones realizadas en las refinerías españolas en los últimos años (6.000 M€) están permitiendo que éstas tengan una posición de primera línea en cuanto a competitividad frente a terceros, y todo ello debido a una mejora en la eficiencia energética, capacidad para procesar crudos pesados, de mayor contenido en azufre y no convencionales y por tanto más baratos, para obtener rendimientos más elevados de destilados medios de los que en España, y en general en Europa, somos deficitarios.

b) Demanda energética

Muy afectada por la crisis, la demanda energética en los países OCDE tardará tiempo en recuperarse a los niveles previos al 2008. El World Energy Outlook 2012 estima, en su

81 Reglamento (CE) No 715/2007 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de junio de 2007

escenario de “Nuevas Políticas”, que la demanda de petróleo tendrá un comportamiento ligeramente decreciente (-1,0% CAAGR 2011-2035)⁸² a largo plazo hasta el año 2035. Además, la eficiencia energética será determinante en el consumo de energía en el transporte, sector que constituye el principal destino de los productos obtenidos en las refinerías, ya que el consumo energético de combustibles fósiles en la industria está y estará inclinado hacia el gas natural.

En un informe anual de KPMG⁸³ presentado recientemente, se habla sobre el desarrollo tecnológico logrado en los vehículos de gasolina y en los híbridos enchufables como el futuro hacia el que se encamina, en los próximos años, el sector de automoción y el de los fabricantes de equipos originales. A día de hoy el vehículo eléctrico no es competitivo frente al vehículo convencional debido a su elevado precio y a su limitada autonomía.

En la UE, y por tanto en España, ni la expansión demográfica ni la económica serán fuertes factores que en el futuro harán crecer el consumo energético. La recuperación de la crisis nos podrá llevar a recuperar los niveles de consumo perdidos. Estas consideraciones, además de la deseable y realizable mejora en la intensidad energética, hacen prever que el crecimiento económico se sustentará en una mejora de los consumos por unidad de PIB producida.

Los combustibles fósiles (derivados de petróleo, gas y carbón) continuarán siendo los mayoritariamente utilizados a escala mundial para satisfacer la demanda global, y representarán, según algunas fuentes, alrededor del 80% del consumo total de energía en 2040.⁸⁴ El crecimiento de la demanda global de petróleo hasta los 57,1 millones de barriles diarios en los países no OCDE (fundamentalmente China) compensará, con creces, el descenso en los países pertenecientes a la OCDE provocado por ganancias de eficiencia y sustitución entre combustibles.⁸⁵

c) *Precios de materias primas*

La materia prima del sector petrolero es esencialmente el crudo o productos derivados del mismo que se utilizan como intermedios o componentes de la mezcla final de combustibles terminados. Según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía,⁸⁶ el precio del crudo se elevará hasta 215 \$/bbl en el año 2035 (125 \$/bbl valor equivalente año 2011). A ello contribuirá, fundamentalmente el crecimiento en el consumo del

82 Compound average annual growth rate (CAAGR)

83 KPMG's Global Automotive Executive Survey 2013

84 Exxon 2012: The Outlook for Energy: A View to 2040

85 IEA: World Energy Outlook 2012

86 IEA: World Energy Outlook 2012

transporte de las economías emergentes, principalmente China, India y Oriente Medio, que compensará, como se comentaba anteriormente, sobradamente, el descenso de consumo en los países pertenecientes a la OCDE.

El gas natural se usa como materia prima para la producción de hidrógeno, cuya utilización está cada vez más extendida y cuyo destino final es la hidrogenación de las corrientes de destilados, obtenidas en las unidades de proceso con el fin de mejorar sus propiedades fisicoquímicas y medioambientales.

El hecho de que los costes operativos de una refinería correspondan en un 60-70% al consumo de energía, afecta profundamente a la competitividad del sector y, por tanto, los precios del gas natural (utilizado como energía) y la electricidad serán parte determinante del futuro de este negocio.

Es fundamental que la UE no grave, tal y como se propone en la Directiva 98/70/CE (*Fuel Quality Directive, FQD*), adicional ni diferencialmente, a los crudos no convencionales en función de sus emisiones de CO₂ en la etapa de producción, ya que ello perjudicaría sensiblemente a la industria de refinación europea, y española en particular, además de no lograr reducir las emisiones de CO₂ a nivel global, ya que esos crudos tendrían como destino países más permisivos. Además, esa medida dañará, en alguna forma, la seguridad de abastecimiento.

d) Precios de los derechos de emisión de CO₂

El sector petrolero es una industria intensiva en consumo energético; por tanto, las emisiones directas asociadas a la actividad industrial afectan a los costes de producción.

Por otra parte, en la medida en que las emisiones difusas se vean gravadas con tasas medioambientales sobre el cambio climático (ya lo son las de navegación aérea) hará que los combustibles alternativos sean más competitivos y, en el largo plazo, afectarán a la demanda de los combustibles fósiles líquidos derivados del petróleo.

La existencia de un marco regulatorio estable que permita estimar los precios de los derechos de emisión de CO₂, se percibe como necesario para la continuidad de la actividad del sector petrolero más allá del año 2020.

e) Evolución de la política energética y medioambiental

La crisis económica está poniendo sobre la mesa la situación de deterioro que vive la industria en la UE a causa de las políticas medioambientales, que cargan con nuevas

tasas a la industria tradicional, y están destinadas a subvencionar las energías renovables cuya competitividad aún no ha alcanzado, en general, su nivel de madurez. Tampoco parece que el desarrollo de la llamada economía verde, derivados de la producción y utilización de las energías renovables, esté dando los resultados pretendidos. España, como Estado miembro de la UE, se encuentra afectada por la misma política, cuyos resultados aquí se perciben con mayor gravedad, ya que nuestro país parte de un menor desarrollo industrial del que tienen las economías fuertes de la UE.

Será necesario un cambio de rumbo que impida la deslocalización y cierre de nuestras industrias. En el caso español y, gracias a las grandes inversiones realizadas, el sector de refino se encuentra en mejor posición competitiva que la media europea. Por otra parte, es necesario considerar que las nuevas macrorefinerías de la India y Oriente Medio disponen de la misma tecnología y de un tratamiento medioambiental más relajado en cuanto a cargas soportadas que les permite introducir los combustibles en la UE en mejores condiciones de competencia.

La modificación de las Directivas de Calidad de Combustibles (FQD) y la relativa al Fomento del Uso de Energía Procedente de Fuentes Renovables, para limitar el uso de biocombustibles de primera generación, procedentes de materias primas que compitan con la alimentación, a efectos de respetar las condiciones establecidas en el ILUC (*Indirect Land Use Change*) puede suponer un freno muy significativo a la industria de los biocombustibles en Europa. No se prevé, por otra parte, un desarrollo tecnológico que permita la utilización masiva de biocombustibles de generaciones más avanzadas antes del año 2020.

Si bien aún no se ha legislado, definitivamente sobre el asunto, las dificultades y prohibiciones que algunos Estados miembros están imponiendo a las tecnologías de producción de gas no convencional ("fracking") van a imposibilitar que esos Estados se aprovechen de precios inferiores para poder competir. Las instituciones de la UE deben tomar una posición urgente y decidida sobre este aspecto, que impida un mayor perjuicio a la industria.

Por lo que respecta al *mix* de productos, continuará la tendencia a la dieselización en el transporte que, en este momento, supone en España en torno a un 80% de consumo de gasóleo por un 20% de gasolinas, si bien la fiscalidad que se adopte en la UE sobre el contenido energético y las emisiones de CO₂, así como el desarrollo tecnológico diferencial de los vehículos híbridos de gasolina y de gasóleo podrá modular esa tendencia.

La política de descarbonización generalizada que la UE pretende llevar a cabo en el sector transporte, limitará, más bien a largo que a corto plazo, la participación de los combustibles fósiles en ese sector. De cualquier manera, no parece que un salto tecnológico

en el vehículo eléctrico (principalmente en las baterías) ni el uso de combustibles alternativos (hidrógeno, GNC, GNL o GLP) vayan a cambiar sustancialmente el uso de las gasolinas, el gasóleo y el queroseno en el transporte por carretera ni en la navegación aérea, debido a las propiedades, claramente ventajosas, del contenido energético de los combustibles fósiles líquidos por unidad de volumen en condiciones ambientales.

f) Integración de mercados

La liberalización de los mercados europeos de combustibles líquidos, producidos en el refinado del petróleo, es la tónica general en la UE. En España cualquier comercializador puede importar, distribuir y comercializar libremente esos productos. La integración de los mercados energéticos no es un factor determinante para el sector petrolero; sin embargo se considera necesaria una adaptación de las prácticas comunes llevadas a cabo por los diferentes países de cara a obtener un mercado más eficiente y competitivo.

g) Producción de gas y crudo no convencional en los EE.UU

La eclosión de la producción de gases y crudos no convencionales en los Estados Unidos de América, va a determinar el devenir competitivo de todos los sectores industriales europeos intensivos en consumo energético.

En el caso del petróleo, los menores precios de las materias primas y energía de los que va a gozar la industria americana, va a afectar a varios mercados de los productos derivados del mismo:

- A la petroquímica básica por la utilización de una materia prima barata (etano) obtenida como coproducto de la producción del gas natural y que competirá con la nafta como alimentación a sus unidades.
- A las exportaciones de GLP y gasolinas, debido a una mayor producción de condensados en la obtención del gas natural.
- A los precios de referencia del gas natural y del petróleo, que serán más elevados que los de EEUU en nuestra zona geográfica, con la consiguiente desventaja en la compra de materias primas y consumos.

Por otra parte, la posible producción y exportación de GNL desde EE.UU, tendrá una lógica influencia en los precios del gas natural en los países europeos importadores (España es uno de los principales importadores a nivel mundial) que podrá determinar una relación de precios (Europa/EEUU) algo menor que la actual.

6.3.3. Consideraciones sobre la gestión de la demanda

Las medidas de gestión de demanda – entendiendo como tales, aquellas actuaciones orientadas a conseguir que los consumidores modifiquen su patrón de consumo - pueden contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂, a una integración más racional de los biocarburantes en el consumo de los motores y a una mayor eficiencia energética del sistema en su conjunto.

Por lo que respecta a la gestión de la demanda de los derivados del petróleo, la influencia de las compañías productoras no se encuentra aislada y vemos, y veremos, que la normativa tiene una más que acusada influencia sobre los precios y el desvío del consumo hacia productos sustitutivos.

La demanda de los productos energéticos derivados del petróleo está basada en unos pocos sectores relevantes de consumo:

- Transporte por carretera, navegación marítima y navegación aérea (tanto en motores y turbinas como en lubricantes)
- Consumo doméstico y comercial (calefacción)
- Industria: baja utilización de combustibles líquidos y mayor utilización de coque de petróleo

Las relaciones demanda-precio y demanda-renta de los productos energéticos, se han mostrado, tradicionalmente, poco elásticas; sin embargo, en los últimos años y desde el inicio de la crisis, el consumo conjunto de gasóleos y gasolinas se ha reducido en más de un 20%, mostrando una tendencia a adaptarse a la coyuntura de la depresión económica en la que vivimos, observándose un importante cambio de tendencia en las conductas habituales de los consumidores finales de gasolinas y gasóleos.

Las medidas de gestión de la demanda se clasifican en varios grupos en función del tipo de impacto que tienen sobre la curva de la demanda:

- Reducción del consumo por reducción de la demanda: sensibilidad al precio, cambio modal del transporte, etc.
- Reducción del consumo por aumento de la eficiencia o mejora de la intensidad energética, tanto por el empleo de tecnologías y equipos de menor consumo como por la mejora en la gestión de la producción.

- Alternativas tecnológicas a los motores de explosión interna: hibridación, vehículo eléctrico, células de hidrógeno, gas vehicular, etc.
- Utilización industrial de los derivados de petróleo que depende, fundamentalmente, del grado de utilización de la capacidad productiva de las industrias consumidoras, de la deslocalización de la producción hacia terceros países y de la competitividad de otros combustibles (por ej. carbón vs coque, etc.).

6.4. Energías renovables

Luis Ciro Pérez Fernández (Coordinador), Juan Antonio Cabrera Jiménez, Ana R. Díaz Vázquez, José María González Moya, Jaume Margarit i Roset, Antoni Martínez García y Luis Torres Fernández

6.4.1. Introducción

“El bienestar de los ciudadanos, la competitividad de la industria y el funcionamiento general de la sociedad dependen de una energía segura, garantizada, sostenible y asequible.”

Así comienza la Comisión Europea su Hoja de Ruta de la Energía para 2050, y aunque es bien sabido, llama la atención cómo en tan pocas palabras se puede hacer referencia a algo tan crucial para la sociedad, y a la vez tan difícil de conseguir, como es una energía segura, garantizada, sostenible y asequible. Especialmente si consideramos el cumplimiento de estas características a corto, medio y largo plazo, y si tenemos en cuenta que las reservas mundiales de energía y el consumo energético presentan una distribución asimétrica.

De ahí el interés por explorar las posibles tendencias futuras del sector energético y de las energías renovables en particular. Ahora bien, si la prospectiva energética es siempre un ejercicio complicado, aún lo es más en estos momentos en los que probablemente asistimos al periodo de mayor incertidumbre económica y energética mundial vivido desde hace décadas. A pesar de ello, esa exploración debe ayudar a construir un sistema energético sólido, a reducir sus costes económicos y ambientales, así como a incrementar los beneficios sociales en el medio y largo plazo.

Antes de reflexionar sobre el futuro de las energías renovables en España, reflejando la diversidad de opiniones del sector, es necesario realizar un breve repaso de la evolución seguida hasta la fecha y a la situación actual de estas fuentes. Aunque las energías renovables —junto a la diversificación energética y la mejora de la eficiencia energética— han formado parte, en mayor o menor medida, de las políticas energéticas

de nuestro país tras las dos grandes crisis energéticas de los años setenta, como medio para reducir la dependencia energética exterior y mejorar la seguridad de suministro, puede decirse que hasta poco antes de finalizar el siglo XX la utilización de estas fuentes se limitaba, casi exclusivamente, a la energía hidroeléctrica y a los usos tradicionales de la biomasa.

Ya en la pasada década, y especialmente en su segunda mitad, se produjo un importante crecimiento de las energías renovables, sobre todo en tecnologías de generación eléctrica como la eólica, y en menor medida la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica, así como en el consumo de biocarburantes para el transporte. Sin embargo, los usos térmicos de estas energías han experimentado un crecimiento inferior al previsto, y en el caso de la biomasa, tanto térmica como eléctrica, de forma más acusada.

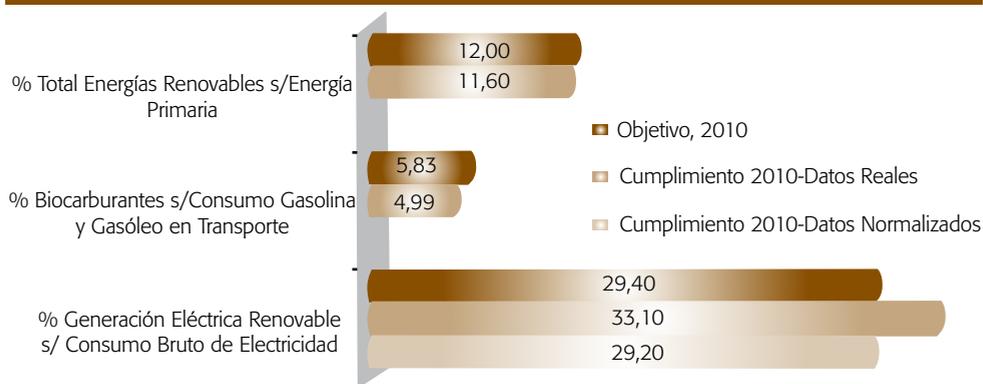
A la hora de valorar el desarrollo reciente experimentado por estas fuentes, conviene hacer referencia a los dos planes de energías renovables que han estado vigentes durante la pasada década. El primero de ellos, el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, elaborado por mandato de la Ley del Sector Eléctrico⁸⁷ y aprobado en diciembre de 1999, fijó el objetivo de que las energías renovables representaran en 2010 al menos el 12% del consumo total de energía, tal y como estableció la citada ley, y contenía la previsión de que las fuentes renovables representaran en ese mismo año un 29,4% de la generación bruta de electricidad. Este último porcentaje fue incluido poco después como objetivo indicativo para España, en la Directiva relativa a la generación de electricidad con renovables.⁸⁸

El segundo de los planes mencionados, el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, fue aprobado en agosto de 2005 en sustitución del anterior, manteniendo el objetivo central de ese plan, un 12% de energías renovables en el consumo total de energía en 2010. A la vez, incorporaba otros dos objetivos mínimos indicativos fijados en sendas directivas comunitarias, el citado 29,4% de electricidad y un 5,75% (5,83% en el desarrollo normativo posterior) de biocarburantes en el transporte. A finales de 2010, finalizada la vigencia del Plan, la situación de las energías renovables en relación con esos tres grandes objetivos queda reflejada en la figura siguiente:

87 La Disposición Transitoria Decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establecía: "A fin de que para el año 2010 las fuentes de energía renovable cubran como mínimo el 12 por 100 del total de la demanda energética de España, se establecerá un Plan de Fomento de las Energías Renovables, cuyos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas".

88 Directiva 2001/77/ce del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Estableció un objetivo indicativo mínimo para cada Estado miembro y otro resultante para la Comunidad (22%), de generación de electricidad con renovables en relación al consumo bruto de electricidad.

Figura 6.7. Visión Global de resultados/objetivos PER 2005-2010



Fuente: IDAE

Como se puede apreciar, de forma global los resultados estuvieron cerca de los objetivos planteados, aunque su desarrollo por tecnologías ha presentado diferencias importantes.

Las energías renovables han pasado a ocupar una posición relevante en nuestro suministro energético. De acuerdo con datos de avance del IDAE para 2012,⁸⁹ estas energías representaron durante ese año un 12,1% del consumo de energía primaria, alrededor del 16% del consumo final bruto de energía —dato relevante de cara a los objetivos comunitarios a 2020, de acuerdo lo establecido en la Directiva de Energías Renovables⁹⁰—, del 30% de la generación de electricidad y del 8% de biocarburantes en relación con el consumo total de carburantes.

De acuerdo con esos mismos datos, la potencia eléctrica instalada de energías renovables se sitúa alrededor de 46.500 MW, de los cuales unos 16.000 MW son hidráulicos —excluido el bombeo puro—, cerca de 23.000 MW eólicos, más de 4.500 MW de solar fotovoltaica, 2.000 MW de solar termoeléctrica, y el resto de biomasa (640 MW), biogás (218 MW) y centrales alimentadas por la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos —FORSU—.

Hay que señalar que el desarrollo de las energías renovables en España no solo ha dado lugar a una notable implantación de estas fuentes en nuestro territorio, lo que reduce la dependencia energética y es una herramienta fundamental para la consecución de los compromisos medioambientales.⁹¹ Además, se ha configurado un nutrido, innovador e internacionalizado tejido empresarial, que ocupa una posición de liderazgo mundial y

⁸⁹ Datos de avance del IDAE, no publicados al momento de escribir este capítulo.

⁹⁰ Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

⁹¹ Ya que la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero proceden de la producción y consumo de energía

genera un elevado volumen de empleo. Adicionalmente, respecto al comercio internacional de equipos, el sector presenta un saldo exportador positivo en términos netos – una vez deducidas las importaciones –, a lo que se une que el consumo de energías renovables reduce las necesidades de importación de productos energéticos, limitando el acusado déficit comercial que España registra en este tipo de productos. En 2012, el saldo neto importador –deducidas las exportaciones– de productos energéticos superó en España los 46.500 millones de euros.⁹²

Ahora bien, el mayor crecimiento de las energías renovables se ha producido en el sector eléctrico, y precisamente es en este sector donde ha confluído una serie de desequilibrios, que se han intensificado en los últimos años: sobrecapacidad del sistema, déficit de tarifa y primas al régimen especial (cogeneración, renovables y tratamiento de residuos) más elevadas de las previstas, y que se han visto agudizados por las reducciones registradas en la demanda eléctrica. Desequilibrios, que ya se han mencionado a lo largo del documento, y sobre los que se considera relevante profundizar.

Cabe citar en primer lugar la sobrecapacidad actual del sistema. Desde comienzos de siglo, prácticamente se ha duplicado su potencia instalada, pasando de una capacidad de generación del orden de los 55.000 MW en el año 2000, a cerca de 106.000 MW en 2012, con incrementos en el periodo de más de 28.000 MW de energías renovables y más de 27.000 MW de ciclos combinados a gas natural. Dado que cada tipo de central presenta diferentes niveles de firmeza, en función de una serie de variables, como su grado de gestionabilidad, estimaciones sobre necesidades de mantenimiento, fallos fortuitos, recursos hídricos, etc., es importante tener en cuenta, así mismo, la potencia firme para alcanzar un nivel determinado de seguridad de suministro; habitualmente se considera un índice de cobertura de 1,1 (reserva de capacidad firme del 10% sobre la punta de demanda).

De acuerdo con datos de REE,⁹³ durante los últimos años el Índice de cobertura mínimo peninsular ha pasado de un valor cercano a 1,2 en 2007 a valores próximos a 1,4 en 2011 y 2012. A esta evolución ha contribuido no solo el fuerte incremento de construcción de instalaciones de generación en el periodo, sino también la contracción de la demanda de los últimos años en un marco de crisis económica como la que vivimos.

En segundo lugar, se ha producido un desequilibrio entre los costes reconocidos al sistema y su traslado a los precios de la electricidad, generándose repetidos déficit de tari-

92 Banco de España, Boletín Estadístico 02/2013, Capítulo 18, que recoge Estadísticas de aduanas del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas.

93 REE, El sistema eléctrico español 2012, que define el Índice de cobertura mínimo, $I_{Cmin} = Min (Pd/Ps)$, como el mínimo de la potencia disponible en el sistema dividido por la punta de potencia demandada al sistema.

fa, con elevados valores desde mediados de la década pasada, y que han dado lugar a una deuda acumulada a finales de 2012 que ascendía a 25.501 millones de euros, de acuerdo con datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE).⁹⁴

Y en tercer lugar, se ha producido un aumento significativo en los últimos años de las primas abonadas a la generación de electricidad en régimen especial —tanto a las energías renovables, como a la cogeneración y tratamiento de residuos, alimentadas en estos dos últimos casos por combustibles fósiles—, así como de otros costes regulados —transporte, distribución y gestión comercial, interrumpibilidad y pagos por capacidad—. La CNE señala⁹⁵ que en 2010 las tres partidas más importantes de los costes de acceso fueron las primas del régimen especial (40,3%), los costes de redes (39,8%) y las anualidades para la financiación del déficit de las actividades reguladas (10,5%). Hay que señalar, no obstante, que entre estos costes no se incluye la contabilización de los pagos por capacidad.

Por lo que se refiere al régimen especial de generación de electricidad, las figuras siguientes recogen la evolución de la energía vendida de acuerdo con ese régimen y las primas equivalentes asociadas.

Tabla 6.3. Evolución de la energía vendida en el régimen especial de generación eléctrica (GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012
Solar FV ⁽¹⁾	2.549	6.204	6.406	7.422	8.130
Solar TE ⁽¹⁾	0	0	692	1.779	3.432
Eólica	32.131	38.232	43.127	41.861	47.950
Hidráulica	4.640	5.444	6.748	5.280	4.577
Biomasa	2.488	3.024	3.141	3.751	4.190
Residuos renovables ⁽²⁾	783	792	814	821	738
Otras tecn. renovables	0	0	0	0	0
Total renovables⁽²⁾	42.591	53.696	60.927	60.915	69.016
Residuos no renovables ⁽²⁾	1.949	2.135	2.313	2.151	2.110
Cogeneración	21.188	22.035	23.727	25.081	26.855
Trat. residuos	3.140	3.926	4.285	4.421	4.496
Total régimen especial	68.867	81.793	91.253	92.568	102.477

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE: Informe mensual de ventas de energía del régimen especial - Cuadros diciembre de 2012.

⁽¹⁾ En 2008 y 2009, la línea de fotovoltaica incluye toda la solar.

⁽²⁾ Considerados como renovables el 50% de los Residuos Sólidos Urbanos (grupo c1 del Real Decreto 661/2007). Y no renovables, restos de residuos (grupos c2, c3 c4 y 50% de grupo c1 del Real decreto 661/2007).

94 CNE. "Informe 3/2013 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial".

95 CNE. "Informe sobre el sector energético español- Parte I. Medidas para garantizar la sostenibilidad económica financiera del sistema eléctrico". Marzo de 2012.

Tabla 6.4. Evolución de las primas equivalentes (*) abonadas a la generación de electricidad en régimen especial

	2008		2012	
	Total (miles €)	Valores medios (cent.€/kWh)	Total (miles €)	Valores medios (cent.€/kWh)
Solar FV ⁽¹⁾	990.830	38,9	2.610.728	32,1
Solar TE ⁽¹⁾	0	–	926.947	27,0
Eólica	1.155.818	3,6	2.037.002	4,2
Hidráulica	147.033	3,2	184.082	4,0
Biomasa	129.669	5,2	344.037	8,2
Residuos renovables ⁽²⁾	21.824	2,8	21.528	2,9
Otras tecn. renovables	0	0	4	3,3
Total renovables⁽²⁾	2.445.173	5,7	6.124.326	8,9
Residuos no renovables ⁽²⁾	41.477	2,1	74.435	3,5
Cogeneración	741.113	3,5	1.864.712	6,9
Trat. residuos	147.211	4,7	454.562	10,1
Total régimen especial	3.374.974	4,9	8.518.035	8,3

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE: Informe mensual de ventas de energía del régimen especial - Cuadros diciembre de 2012.

⁽¹⁾ Incluye complementos (de energía reactiva, huecos de tensión y eficiencia)

⁽²⁾ En 2008 y 2009, la línea de fotovoltaica incluye toda la solar.

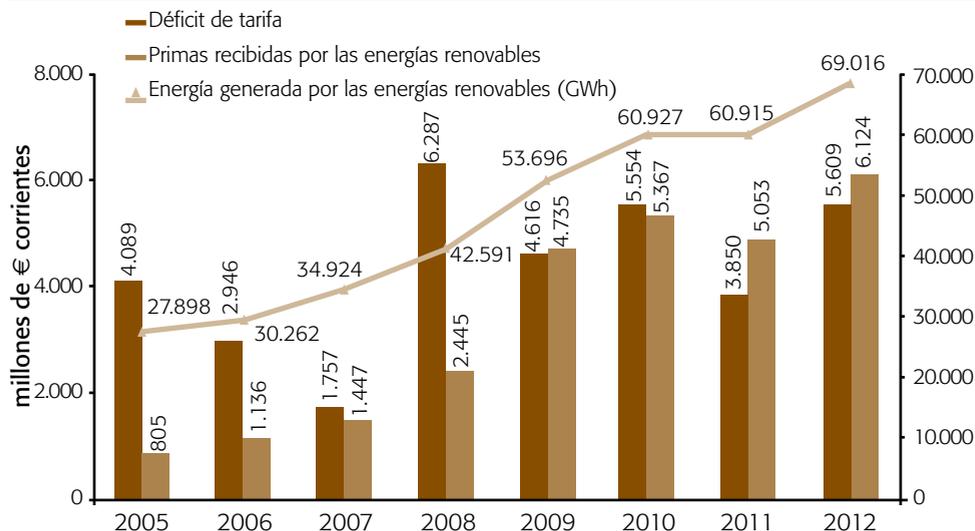
⁽³⁾ Considerados como renovables el 50% de los Residuos Sólidos Urbanos (grupo c.1 del Real Decreto 661/2007). Y no renovables, resto de residuos (grupos c2, c3 c4 y 50% de grupo c1 del Real decreto 661/2007).

Como se puede observar, entre 2008 y 2012 ha aumentado significativamente la electricidad generada en régimen especial, y en mayor medida la de las energías renovables.

Paralelamente, ha aumentado de forma importante el volumen total de primas y el valor unitario de las mismas, aunque este último lo ha hecho en mayor medida en los sectores de cogeneración y tratamiento de residuos con combustibles fósiles que en el de las energías renovables. Del valor total de las primas abonadas en 2012, el 72% ha correspondido a las energías renovables y el resto a cogeneración y tratamiento de residuos.

La figura que se presenta a continuación recoge la evolución del déficit de tarifa, así como de la generación de electricidad con energías renovables y de las primas a estas energías entre 2005 y 2012.

Figura 6.8. Evolución del déficit de tarifa y de la producción y primas a las energías renovables



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE

En relación con el coste de las primas, hay un elemento que debe ser considerado, y es el efecto depresor de los precios del mercado que provocan las energías renovables, lo que hace que, a igualdad de otras condiciones, la prima equivalente se incremente a la par que la entrada de la generación con renovables está produciendo una disminución del precio mayorista de la electricidad. La cuantificación de este impacto varía en función del momento y origen de las estimaciones, siendo numerosos los estudios⁹⁶ que analizan la relación entre la potencia renovable en el mercado y el precio del *pool*.

En el contexto descrito y ante la insuficiencia de las medidas adoptadas anteriormente para controlar el déficit de tarifa, se ha aprobado una serie de medidas de carácter normativo, y aunque su análisis es propio también del bloque específico del sector eléctrico de este mismo Capítulo 6, por su influencia en las energías renovables destinadas a la generación de electricidad y por la heterogeneidad de valoraciones que han suscitado, se recogen de forma sucinta a continuación.

Entre las medidas adoptadas recientemente, hay que hacer referencia en primer lugar al Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos

⁹⁶ El artículo de Klaas Würzburg, Xavier Labandeira y Pedro Linares "Renewable Generation and Electricity Prices: taking stock and New Evidence for Germany and Austria" (Economics for Energy WP FA 0312013) contiene una selección de ellos.

económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprime los incentivos con carácter temporal.

Posteriormente se aprobó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista

Y más recientemente, la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que establece una serie de tributos a la producción e incorporación al sistema de energía eléctrica; y el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, que cambia la referencia para la actualización de las retribuciones del régimen especial —en aquellas que estuvieran vinculadas al Índice de Precios al Consumo (IPC), se sustituye ese índice por el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos— y establece un valor de prima igual a cero para aquellas instalaciones que opten por la opción de venta al mercado más prima.

Las medidas adoptadas han dado lugar a diferentes valoraciones en función de los análisis de los diferentes actores. Desde el sector empresarial de las energías renovables, hay opiniones como la de la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), que considera que las medidas tendrán un impacto muy negativo sobre los sectores de generación eléctrica con energías renovables en régimen especial. Así mismo, desde algunas empresas del sector se insiste en no considerar el coste de las energías renovables como un gasto, sino como una inversión que se ve respaldada por unas políticas que tratan de disminuir la dependencia que nuestro sistema energético y nuestra economía tiene de unos combustibles fósiles de los que carecemos y cuyo precio está sometido a altas volatilidades. Y destacan que a pesar de las dificultades que una situación económica deprimida plantea, es importante considerar a las energías renovables como uno de los sectores de futuro en los que se puede apoyar la recuperación.

Por su parte, la Administración señala al déficit de tarifa como el principal problema que aqueja al sector eléctrico, por el volumen acumulado que alcanza la deuda y por su ritmo de crecimiento y, en consecuencia, considera las medidas adoptadas como urgentes y absolutamente necesarias para garantizar la sostenibilidad del sector eléctrico y la adecuada integración de la generación renovable en el sistema.

Una vez descrita de forma somera la situación de las energías renovables en España y algunos importantes desequilibrios que aquejan al sector eléctrico, por la influencia que éstos tienen en la evolución de una parte significativa de las energías renovables —las destinadas a la generación de electricidad—, procede presentar las perspectivas de estas fuentes, de acuerdo con los escenarios de evolución internacional y europea antes citados.

A medio plazo, la evolución de las energías renovables se enmarca en la política europea a 2020, que arranca del Consejo Europeo de primavera de 2007, y que fija para el año 2020 los objetivos anteriormente mencionados.

Objetivos que se plasman dos años después en una serie de documentos legales —el llamado Paquete de Energía y Cambio Climático—, entre los que se encuentra la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, que reparte el objetivo global mínimo del 20% en diferentes cuotas obligatorias para cada Estado miembro, asignándole a España precisamente ese mismo objetivo para el año 2020. Sin embargo, en relación con la contribución de renovables al consumo del sector transporte, el mínimo del 10% que fija para el conjunto de la Unión Europea (UE) en 2020, lo fija también de forma obligatoria para cada uno de los Estados miembros, ligado al cumplimiento de criterios de sostenibilidad.

De acuerdo con las cifras anteriormente señaladas sobre la contribución actual de las energías renovables, y tal y como queda reflejado en el Capítulo 5, puede decirse que nuestro país se encuentra en buena posición —en parte favorecida por las reducciones de la demanda— para contribuir a esos objetivos, tanto los globales como los referidos al transporte. En lo que respecta al sector eléctrico, habrá que compatibilizar su evolución con la sostenibilidad del sistema, de acuerdo con la problemática descrita.

Por lo que se refiere a los usos térmicos de las energías renovables, y en especial a la biomasa —aunque también a la solar térmica y a la energía geotérmica—, presentan un potencial de crecimiento sensiblemente superior al del pasado reciente. La subida de precios de los combustibles fósiles, el desarrollo de la normativa en el sector de edificios y las mejoras tecnológicas en los equipos, podrían favorecer su desarrollo si se implantan las medidas necesarias.

En cuanto a las perspectivas de las energías renovables a largo plazo —año 2050—, aunque tanto la AIE como la Comisión Europea siguen atribuyendo un papel importante a los combustibles fósiles durante las próximas décadas, la mayoría de los escenarios analizados apuestan por un importante crecimiento de las energías renovables y un aumento de la electrificación del sector energético.

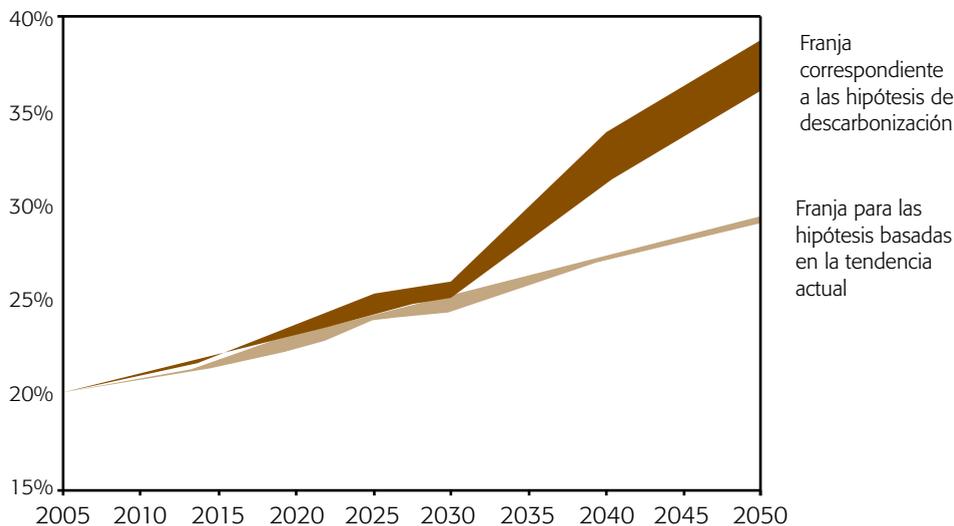
En las hipótesis de descarbonización de la Hoja de Ruta de la Comisión Europea, que contemplan un compromiso político para lograr altos índices de ahorro y eficiencia energética, y medidas de apoyo decididas a las energías renovables, estas fuentes alcanzarían en la Comunidad hasta un 75% del consumo final bruto de energía en 2050, un 60% del consumo de energía primaria y un 97% del consumo de electricidad.

La AIE, que en la edición 2012 de su informe Energy Technology Perspectives (ETP 2012) presenta tres escenarios mundiales a 2050, concluye que "aún es posible lograr un sistema energético sostenible, que puede aportar numerosos beneficios", y apuesta por el escenario denominado 2DS, que es un escenario asociado a limitar el aumento de la temperatura a largo plazo a 2° C. En este escenario, las energías renovables representan el 40% del consumo mundial de energía primaria en 2050 y su contribución a la generación media mundial de electricidad pasa del 19% actual al 57% en 2050.

La AIE señala que el principal obstáculo para lograr un futuro bajo en carbono es la desigual distribución en el tiempo, entre países y entre sectores, de los costes y beneficios asociados a la transformación del sistema energético mundial.

Por su parte, la Comisión Europea, en su Hoja de Ruta de la Energía para 2050, presenta dos juegos de escenarios: los que asumen hipótesis basados en la tendencia actual y los que las asumen basadas en la descarbonización. Todos ellos contemplan reducciones del consumo de energía a 2030 y a 2050, un papel creciente de la electricidad y un importante aumento de las energías renovables, que alcanzarían al menos el 55% del consumo final bruto de energía en la UE en 2050, con cuotas en el consumo de electricidad que alcanzan el 64% en uno de los escenarios y el 97% en otro de ellos en 2050.

Figura 6.9. Cuota de electricidad para la UE en las hipótesis basadas en la tendencia actual y en las hipótesis de descarbonización (en % de la demanda final de energía)



Fuente: Comisión Europea. Hoja de Ruta de la Energía para 2050

Para un país como España, con fuerte dependencia energética exterior —actualmente alrededor del 74%⁹⁷—, parece lógico pensar que a largo plazo los gobiernos apuesten por una mejora sustancial de la eficiencia energética y una importante contribución de las energías renovables a nuestro abastecimiento energético, con una mayor electrificación de nuestra economía, en el marco de una política energética y medioambiental estrechamente coordinada e integrada en la de nuestro entorno económico.

Disponemos para ello de un abundante potencial de energías renovables —especialmente solar, eólica, de bioenergía y de energía marina, siendo también apreciable el potencial de geotermia para usos térmicos—, aunque su grado de desarrollo y evolución temporal dependerá en buena medida de muy diversos factores, algunos de ellos con un alto grado de interrelación. Los más importantes, desde nuestra perspectiva de hoy, se consideran a continuación.

97 73,8% en 2012, de acuerdo con datos de MINETUR, Boletín Trimestral de Coyuntura Energética, cuarto trimestre (www.minetur.es).

6.4.2. Los factores condicionantes del futuro energético y sus implicaciones en la oferta a largo plazo en el sector de energías renovables

En el Capítulo 4 se presenta una serie de factores clave, o factores condicionantes del futuro de la energía a largo plazo, que aparecen y se valoran en este epígrafe en función de la influencia que puedan tener en el sector de energías renovables.

a) *Situación económica*

La situación económica tiene una influencia fundamental en el desarrollo de las energías renovables, tanto de forma directa como indirecta. La atonía económica dificulta los planteamientos a largo plazo, relaja las políticas medioambientales, retrae la inversión y, cuando se produce, se dirige hacia infraestructuras energéticas de menor coste.

Pero no solo es relevante la situación económica de España y de nuestro entorno para valorar su influencia en el desarrollo de las energías renovables en nuestro país. También lo es y en gran medida, la evolución económica mundial, ya que afecta de forma determinante a la inversión en I+D+i, a la generación de economías de escala y, por tanto, a la reducción de costes,⁹⁸ y a la posibilidad de que afloren y se desarrollen nuevas tecnologías.

A corto plazo, cabe suponer que la crisis económica actual ralentice el crecimiento de aquellas energías menos competitivas.

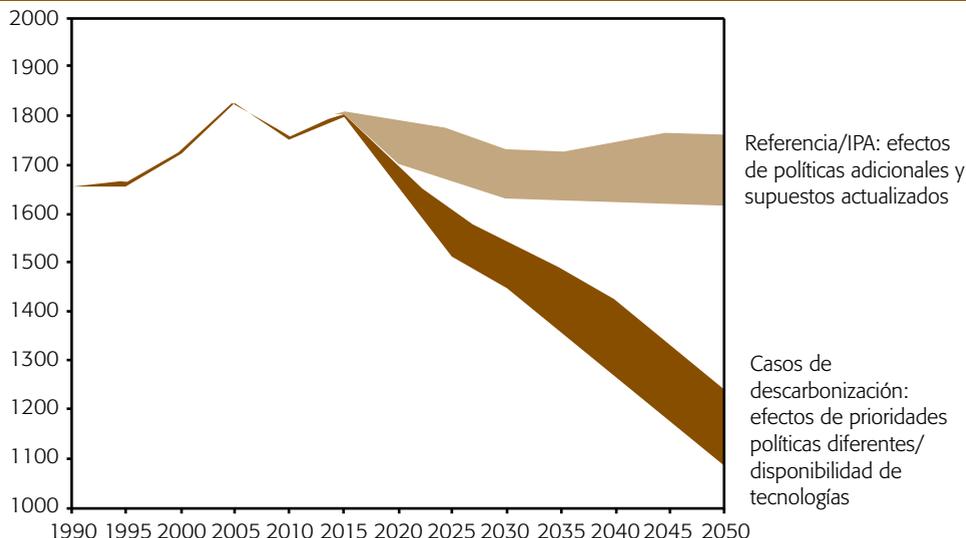
A medio y largo plazo, los escenarios de crecimiento económico utilizados por la AIE y mencionados en el Capítulo 4, junto al aumento de la demanda mundial de energía en cualquiera de los escenarios analizados, sugieren un marco económico global que puede favorecer el crecimiento de las energías renovables y la reducción de costes. Pero no basta con disponer de recursos económicos, hay que emplearlos adecuadamente y a tiempo.

b) *Demanda energética*

Las perspectivas de crecimiento económico a medio y largo plazo, y de mejora de la eficiencia energética, apuntan a una reducción del consumo de energía en Europa respecto a los picos de 2005-2006, aunque contemplan cierto crecimiento a corto plazo.

⁹⁸ Un ejemplo claro de reducción de costes es el de la energía solar fotovoltaica que, según recoge la AIE en su informe ETP 2012, su implantación ha experimentado un crecimiento mundial anual medio del 42% en el último decenio, mientras sus costes han descendido un 75% en solo tres años en algunos países.

Figura 6.10. Consumo bruto de energía en la UE – Franja correspondiente a las hipótesis basadas en la tendencia actual (REF/IPA) y a las hipótesis de descarbonización (en Mtep)



Fuente: Comisión Europea. Hoja de Ruta de la Energía para 2050

Si consideramos para España una evolución del consumo similar a la de los escenarios de la Hoja de Ruta para la Unión Europea, ello favorecería una mayor contribución de las energías renovables en nuestra estructura de consumo en los diferentes sectores.

En cuanto a los usos térmicos, la calefacción y refrigeración a partir de energías renovables juegan un papel crucial para una mayor penetración de estas fuentes. A este respecto, la Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios, obliga a cumplir unos requisitos mínimos y establece que, antes del 31 de diciembre de 2020, todos los nuevos edificios tengan un consumo de energía casi nulo y dos años antes para los edificios públicos. Por su parte, la Directiva de energías renovables establece requisitos para aumentar el uso de energías renovables en los edificios y, entre ellos, que los Estados miembros introducirán en sus normas y códigos de construcción las medidas apropiadas para aumentar la cuota de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la construcción. La actualización en curso del Código Técnico de la Edificación debería ayudar en este sentido. Además, en España ya se ha empezado a fomentar el consumo de energías renovables en la edificación para usos térmicos a través de empresas de servicios energéticos.

La larga vida útil de los edificios hace que las mejoras de eficiencia energética en este sector sigan un proceso lento, pero a su vez asegura que muchas de esas medidas van

a surtir efecto durante décadas. A corto y medio plazo, la sustitución de equipos y la rehabilitación de edificios serán las principales vías para introducir esas mejoras en el parque español.

Por lo que se refiere al transporte, la CE considera que será necesaria la combinación de varios combustibles alternativos para sustituir al petróleo. Y considera, así mismo, que los biocarburantes serán una opción fundamental para la aviación, el transporte por carretera a larga distancia y el ferrocarril cuando no pueda ser electrificado. Los escenarios de demanda analizados ayudarán a una mayor utilización de las energías renovables en el transporte.

Y en relación con el sector eléctrico, la estructura de generación a corto plazo está en buena medida condicionada por el parque actual y la sobrecapacidad existente. Pero, dado que todos los escenarios y expertos consultados prevén una acusada electrificación de nuestra economía, la propia evolución de la demanda cambiará esa situación.

c) Ahorro y eficiencia energética

El ahorro y la eficiencia energética son complementos naturales del desarrollo de las energías renovables.

Cuando se trata de un bien tan esencial como la energía, con reservas finitas y cuyo uso presenta importantes repercusiones sobre el medio ambiente y sobre el sistema climático, cualquier política energética y, por supuesto, una de fomento de las energías renovables, ha de ir acompañada de una política acorde de ahorro y eficiencia energética.

Y ello, por un principio básico de utilización racional de recursos escasos. Además, de esta forma se conseguirá un aumento de la penetración de las fuentes de energía renovables, a menor coste y con menor impacto ambiental.

En España, las reducciones registradas del consumo de energía y de la intensidad energética durante los últimos años han contribuido a un mayor peso de las energías renovables en nuestros consumos de energía. Medidas de eficiencia energética, precios de la energía y crisis económica han condicionado esas reducciones del consumo.

A medio plazo, no habría que descartar cierto repunte del consumo a medida que se supere la crisis. Y a más largo plazo, hay que pensar en una evolución de consumos en línea con la tendencia decreciente de los escenarios europeos, a la vez que se configura un sector energético más electrificado.

d) Precios de materias primas energéticas

Los precios de las materias primas energéticas tienen una importancia determinante en la evolución futura de las energías renovables —tanto de forma directa, como indirecta, a través de su repercusión en la evolución de la economía y en la demanda energética—, como también lo tienen en las políticas de ahorro y eficiencia energética.

En España, dada la elevada dependencia energética con la que históricamente ha contado el país, el precio de las materias primas energéticas resulta especialmente importante. De acuerdo con las estadísticas de aduanas recogidas por el Banco de España,⁹⁹ el comercio exterior de productos energéticos arrojó en 2011 un saldo —exportaciones menos importaciones— de -43.916 millones de euros, representando el 92% del saldo negativo exterior correspondiente al total de productos —energéticos y no energéticos— en ese año. Y, como se ha mencionado anteriormente, en el pasado año 2012 el saldo de los productos energéticos se elevó a -46.547 millones de euros, mientras que los productos no energéticos registraron un saldo exterior positivo de 15.790 millones de euros en ese año.

La energía es un *input* fundamental en todos los procesos productivos —y de gran importancia en la estructura de costes de muchos de ellos— y para el bienestar social. Los precios altos de las materias primas energéticas aceleran la entrada en competitividad de las energías renovables y estimulan la inversión en I+D+i.

A nivel global, el informe ETP 2012 asume que el continuo incremento de la demanda mundial de energía se traduce en mayores precios de la energía, diferenciando, por ello, los precios en función de la demanda asociada a cada escenario. La menor presión sobre el consumo de petróleo en algunos escenarios permite que la demanda mundial de crudo pueda abastecerse sin necesidad de recurrir a la utilización de yacimientos con mayores costes de explotación.

También tiene una importancia decisiva para el desarrollo futuro de las energías renovables el precio de la electricidad, que además de estar influido por los precios de las materias primas energéticas, depende de la estructura de generación de cada país, de las imperfecciones del mercado y del grado de interconexión e integración con otros mercados.

Por su parte, la Comisión Europea, en su Hoja de Ruta de la Energía para 2050, contempla subida de precios de la electricidad hasta 2030 y descenso a partir de entonces.

⁹⁹ Banco de España, Boletín Estadístico 02/2013, Capítulo 18, que recoge Estadísticas de aduanas del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas.

e) Precios de los Derechos de Emisión de CO₂

La tarificación de las emisiones de CO₂ permite la internalización en el precio de los combustibles fósiles de un coste que no se estaba teniendo en cuenta de forma directa, y estaba siendo asumido por el conjunto de la sociedad. Esa tarificación constituye un incentivo para el desarrollo de las energías renovables, y así lo consideran la Agencia Internacional de la Energía y la Comisión Europea en sus respectivos informes.

La AIE señala que poner un precio significativo al CO₂ enviará una señal clara de precio a los consumidores y a los responsables de desarrollar las tecnologías.

La CE, así mismo, a la par que indica que la tarificación de las emisiones de carbono puede representar un incentivo para el despliegue de tecnologías eficientes y de bajas emisiones en toda Europa, considera el régimen de comercio de derechos de emisión como el pilar central de la política europea sobre el clima.

Ahora bien, es necesario un cuidado y coordinado diseño de estos instrumentos, para no aumentar el riesgo de fugas en aquellos sectores industriales sometidos a la competencia mundial.

El funcionamiento del mercado europeo de emisiones en la actualidad es demasiado volátil, y ofrece unos precios demasiado inciertos y deprimidos, por debajo de los 4€/t, con lo que el mecanismo de tarificación del carbono es actualmente un incentivo débil y poco estable para el desarrollo de las energías renovables.

Además, hay que tener en cuenta que alrededor de la mitad de los consumos de energía de la Unión Europea no están actualmente sometidos al régimen de comercio de derechos de emisión, y esto supone que los biocarburantes (salvo los empleados en la aviación) y una buena parte de los usos térmicos de las energías renovables no encuentran, por el momento, estímulos para su desarrollo mediante este régimen. No obstante, la Ley 13/2010,¹⁰⁰ que regula el régimen del comercio de derechos de emisión, prevé la articulación de un mecanismo para la reducción de gases de efecto invernadero procedentes de actividades no sujetas a ese régimen.

f) Evolución de la política energética y medioambiental

Las políticas energéticas y medioambientales están estrechamente vinculadas y su evolución determinará en gran medida la evolución de las energías renovables.

¹⁰⁰ Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.

Muchas de las medidas medioambientales, en especial las ligadas a la lucha contra el cambio climático, pero también las que se dirigen a mejorar la calidad del aire, favorecen la mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables, o bien se apoyan en ambas para alcanzar sus objetivos. Pero, como ya hemos visto, la política energética está guiada por más ejes que el medioambiental; la seguridad de suministro y la reducción de la dependencia energética exterior, así como la mejora de la competitividad, son también ejes tradicionales de las políticas energéticas de los países desarrollados.

A la hora de plantearse el futuro de las energías renovables hay que recordar, como hace la AIE, la necesidad de que la política energética aborde el sistema energético en su totalidad, ya que las tecnologías energéticas interactúan y, por tanto, deben desarrollarse y desplegarse juntas. Y el éxito de esta política estará básicamente supeditado al funcionamiento general del sistema y no solo a las tecnologías consideradas individualmente.

En lo que se refiere a las políticas energética y medioambiental, el Capítulo 4 recoge, además de los marcos de apoyo a las energías renovables, tres bloques de medidas, cuya aplicación se considera necesaria para la consecución de un modelo energético sostenible desde el punto de vista ambiental y económico:

- Medidas encaminadas a desarrollar el pleno potencial de las actuaciones en materia de eficiencia energética. Aquí se contempla una serie de medidas, y entre ellas, las asociadas al refuerzo de la señal de precio de la energía —por ejemplo, a través de la incorporación de todos los costes del suministro energético al precio final, o a través de una reforma fiscal medioambiental, que internalice los costes ambientales de cada opción energética—.
- Medidas dirigidas a reforzar la señal de precio de CO₂. Medida en parte ligada a la anterior.
- Medidas orientadas al desarrollo de tecnologías bajas en carbono a largo plazo, fomentando su madurez tecnológica y competitividad, como medidas regulatorias y financieras que incentiven la I+D+i, o marcos de apoyo que incentiven la reducción de costes.

Tanto la AIE como la Comisión Europea, llaman la atención sobre la importancia de las políticas energética y medioambiental a la hora de alentar el cambio a tecnologías eficientes y bajas en carbono, favoreciendo que las tecnologías clave adquieran un carácter verdaderamente competitivo y se utilicen ampliamente. Destacan así mismo la necesidad de que las políticas reduzcan la incertidumbre, que es un obstáculo para la inversión, y de que los precios de la energía reflejen mejor los costes.

También es necesario prestar especial atención, como señala la Comisión Europea, a los grupos más vulnerables, para los cuáles hacer frente a la transformación del sistema energético planteará dificultades, por lo que considera que los consumidores vulnerables pueden necesitar ayuda específica para financiar las inversiones necesarias para reducir el consumo de energía. Señala, así mismo, que como la pobreza energética es una de las fuentes de pobreza en Europa, los aspectos sociales de las tarifas de la energía deberán reflejarse en las políticas energéticas de los Estados miembros.

La intensidad y acierto con que se lleven a cabo algunas actuaciones —a nivel global, comunitario y nacional—, condicionarán el desarrollo y coste a largo plazo de las energías renovables y su mayor o menor adecuación a los escenarios contemplados. Entre esas actuaciones cabe citar:

- Los posibles acuerdos globales en política climática, para equilibrar los costes y evitar fugas de carbono.
- La integración del mercado de la energía en la UE.
- El refuerzo y cooperación transfronteriza en I+D+i.
- El aumento sustancial de las interconexiones eléctricas de España con los principales mercados europeos.
- El avance en la construcción de redes inteligentes.
- El aumento de la capacidad de almacenamiento eléctrico.
- La evolución cualitativa y cuantitativa de los diferentes sistemas de apoyo, en relación con la internalización de costes de las energías tradicionales.
- El uso de herramientas de gestión de la demanda.
- Un adecuado equilibrio en el fomento de los tres grandes usos de las energías renovables: térmicos, eléctricos y biocarburantes.
- Y en el corto y medio plazo, el grave problema que aqueja al sector eléctrico en España: el déficit tarifario.

g) Integración de mercados

Como se indica en el Capítulo 4, la integración de los mercados energéticos es una herramienta fundamental para conseguir un suministro energético competitivo, seguro y sostenible.

A la hora de valorar en qué medida la integración de mercados actuará como factor condicionante del desarrollo futuro de las energías renovables, las principales limitaciones actuales están relacionadas con los usos eléctricos de estas fuentes y vienen asociadas a los problemas que persisten en la integración de los distintos mercados de electricidad, afectando a los marcos regulatorios, a la normativa técnica y funcionamiento de las redes, a la planificación de estas y, en el caso de España, a la insuficiencia de las interconexiones con el resto de Europa a través de Francia, lo que en la práctica convierte a la Península Ibérica en una isla energética en materia de electricidad.

Avanzar en la solución de esas limitaciones favorecerá un desarrollo más equilibrado de los sistemas eléctricos de los diferentes países y una mayor penetración de las energías renovables a largo plazo.

h) Desarrollo y acceso a la tecnología

Como se ha mencionado anteriormente, el desarrollo y acceso a la tecnología es básico para evolucionar hacia escenarios con altas tasas de penetración de las energías renovables.

En los últimos años, España y Europa han apostado fuertemente por la I+D+i para contribuir al desarrollo de las energías renovables. Sin embargo, la implantación más extendida de las tecnologías actuales de cara a la consecución de los objetivos de la UE de 2020, así como el desarrollo y la implantación de tecnologías avanzadas con miras a un sector de la energía bajo en carbono en el horizonte de 2050, exigen un esfuerzo considerable e inversiones cuantiosas. La existencia de un entorno favorable a la financiación de las actividades de I+D+i en el ámbito de las energías renovables, contribuirá de forma clave al desarrollo industrial y al liderazgo internacional en un sector para el que todos los escenarios analizados prevén importantes crecimientos.

España es un país puntero en investigación y desarrollo, existiendo numerosos centros (universidades y otros organismos públicos y privados de investigación) donde se genera conocimiento. Sin embargo, la transferencia de ese conocimiento y tecnología de los grupos de investigación a las empresas es una de las etapas limitantes del progreso económico y social. Es fundamental, por tanto, instaurar medidas para que el conocimiento generado contribuya a un nuevo modelo productivo.

Pero, si bien la evolución y difusión de la tecnología son imprescindibles para avanzar hacia escenarios como los considerados, es necesario ponerlas en combinación con otras condiciones para un uso creciente de las fuentes de energía renovables, y en especial con su competitividad en costes con otras energías y con la eliminación de barreras no energéticas a su desarrollo. De ahí la importancia de contar con una sólida política tecnológica a medio y largo plazo, que facilite el recorrido de las tecnologías por sus curvas de aprendizaje.

En este sentido, la AIE, desde una perspectiva global, señala que a pesar del potencial tecnológico, el progreso de la energía limpia es demasiado lento, y que solo un conjunto de tecnologías renovables —entre las que cabe citar la hidroeléctrica, la biomasa, la eólica terrestre y la solar fotovoltaica—, están realizando suficiente progreso. Precisamente, las energías renovables actualmente más competitivas. La solar fotovoltaica es un claro ejemplo de disminución drástica de costes en las tecnologías renovables.

Hay dos elementos que son de suma importancia para acompañar al desarrollo tecnológico: la elección de los instrumentos adecuados a cada estado de la tecnología, que permitan su desarrollo a la par que reduce sus costes, y un ritmo de implantación de cada una de ellas —de acuerdo con los objetivos nacionales— conforme con su grado de evolución y sus costes.

i) Estructura industrial

La estructura industrial de un país es fundamental para determinar la evolución de un sector a corto, medio y largo plazo. La existencia de un sector consolidado puede ayudar a reforzar su desarrollo y, como se ha señalado en la introducción, la implantación de las energías renovables en España ha venido acompañada de la configuración de un nutrido, innovador e internacionalizado tejido empresarial.

De acuerdo con datos de algunas asociaciones de renovables,¹⁰¹ el sector renovable generaba 118.657 empleos en 2011, entre directos e indirectos, y tenía una contribución al PIB (directa e inducida) de 10.244 millones de euros.

El “know-how” existente en España y el tejido industrial vinculado al sector de las energías renovables constituyen una ventaja para su desarrollo, tanto en términos absolutos como en comparación con otros países. El mantenimiento de ese tejido y del liderazgo internacional en diversas tecnologías, situará a nuestra industria en una posición favorable para afrontar escenarios de desarrollo futuro de energías renovables.

101 APPA (2012): “Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España. Año 2011”

j) Otros (interconexiones, paridad de red...)

Como se comentaba anteriormente, resulta imprescindible una mayor interconexión, especialmente eléctrica, para incrementar la participación renovable en el mix de generación de una manera sostenible técnica y económicamente. Las interconexiones permiten una gestión más eficiente del equilibrio entre la producción y el consumo, contribuyendo a la integración de la generación renovable en horas valle, y reforzando, al mismo tiempo, la seguridad de suministro en las horas punta. Es necesario ampliar las interconexiones eléctricas hacia Europa central, de forma sensiblemente superior a lo actualmente planificado a través de Francia.

También es necesario el aumento de esas interconexiones si España fuera país de tránsito para el consumo en Europa de electricidad producida en África, en virtud de los proyectos conjuntos entre los Estados miembros y terceros países (uno de los mecanismos de cooperación contemplados en la Directiva de Energías Renovables para el cumplimiento de los objetivos de la UE a 2020). El artículo 9 de la citada directiva, que regula este tipo de proyectos conjuntos, contempla la posibilidad de que electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en terceros países se pueda tener en cuenta para el cumplimiento de los objetivos globales nacionales de algún Estado miembro, pero para ello se deben cumplir unas condiciones, y entre ellas que la electricidad sea consumida en la Unión Europea.

En relación con la paridad de red - es decir, el momento en que la autogeneración de electricidad con una tecnología determinada reduce su coste hasta igualar el precio de la energía adquirida al sistema eléctrico - sin duda facilitará la penetración de las tecnologías que se encuentren en esta situación, dependiendo también de los costes y resto de condiciones que regulen esas producciones y el uso que hagan de las redes. Actualmente, se puede considerar que la energía solar fotovoltaica, que está aumentando rápidamente su competitividad, se encuentra en esa situación en algunas partes del mundo y de España, aunque, lógicamente, el punto en el que se sitúa la paridad de red depende, entre otros factores, de los niveles de precios y costes que se asocian a las diferentes actividades involucradas.

Existen divergencias de opinión en el tratamiento que debe darse a la autogeneración de electricidad en el caso de que se usen las redes para evacuar excedentes con derecho a compensación. Diferencias que afectan principalmente a la valoración de los costes en los que se incurre por la conexión y uso de las redes, a cómo repercutir el coste el coste de actividades reguladas sobre los autogeneradores, y a su viabilidad y gestión técnica en función del grado de penetración de esta modalidad. Una aquilatada imputación de costes situaría la paridad de red en niveles en el entorno de su equilibrio natural.

6.4.3. Consideraciones sobre la gestión de la demanda

Si como se ha mencionado anteriormente, el ahorro y la eficiencia energética son complementos naturales de las energías renovables, la gestión de la demanda eléctrica es una extensión de las medidas de ahorro y eficiencia.

Como se recoge en el Capítulo 4, los distintos mecanismos de gestión de la demanda se pueden agrupar en cuatro grandes bloques: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de la punta al valle, llenado de valles y reducción de puntas.

Si bien todas las medidas de gestión de la demanda tienen interés para conseguir un sistema energético más eficiente, más seguro y menos costoso, las que pueden tener mayor influencia en el desarrollo de las energías renovables en España son las asociadas al desplazamiento del consumo de la punta al valle y la de llenado de valles.

La primera de ellas, porque a la vez que se reducen las necesidades globales de potencia eléctrica instalada en el sistema, se reduce el vertido de excedentes de electricidad, que en la actualidad afecta principalmente a la energía eólica, con flexibilidad para reducir su producción frente a otros generadores habituales en horas valle. Vertidos que, en ausencia de otras medidas, aumentarían en un escenario de crecimiento de la generación eléctrica con fuentes renovables.

Respecto a la segunda, de llenado de valles, porque permite almacenar la electricidad sobrante en esas horas, bien a través de sistemas de bombeo hidráulico, bien a través de otras tecnologías de almacenamiento. La recarga de vehículos eléctricos, a medida que se vaya electrificando el parque, es otra de las aplicaciones de interés en este bloque de medidas.

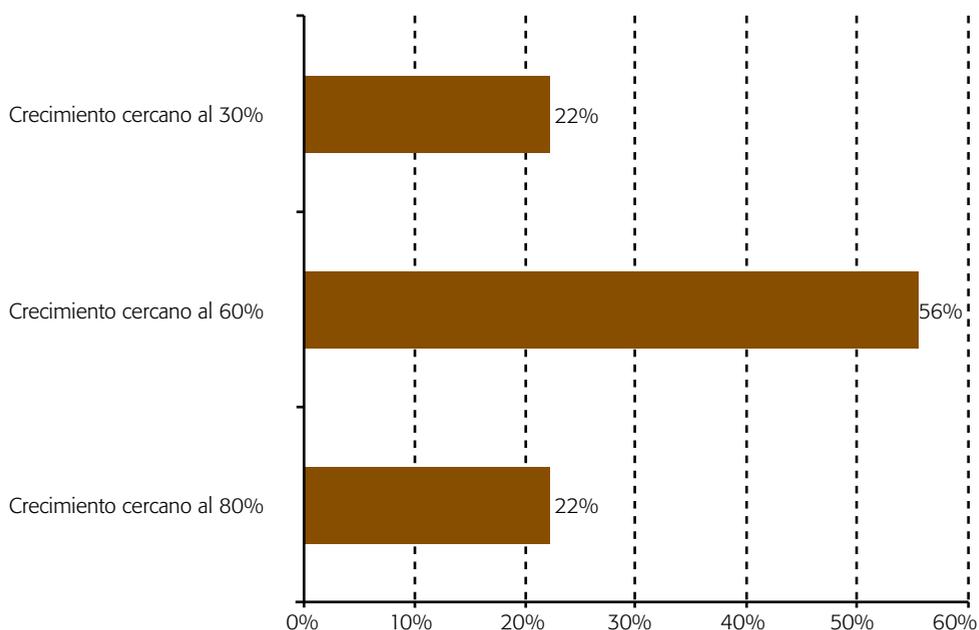
Así mismo, otras herramientas que contribuirían a una mejor gestión de la demanda, según algunos agentes del sector, son la sustitución de vectores energéticos, como es la transformación de usos eléctricos a térmicos (geotermia somera, biomasa), o una correcta regulación del autoconsumo.

Por último, las señales de precio se consideran un elemento fundamental para una política eficaz de gestión de la demanda, y las redes inteligentes, por su parte, están llamadas a desempeñar un papel cada vez más relevante en esas políticas.

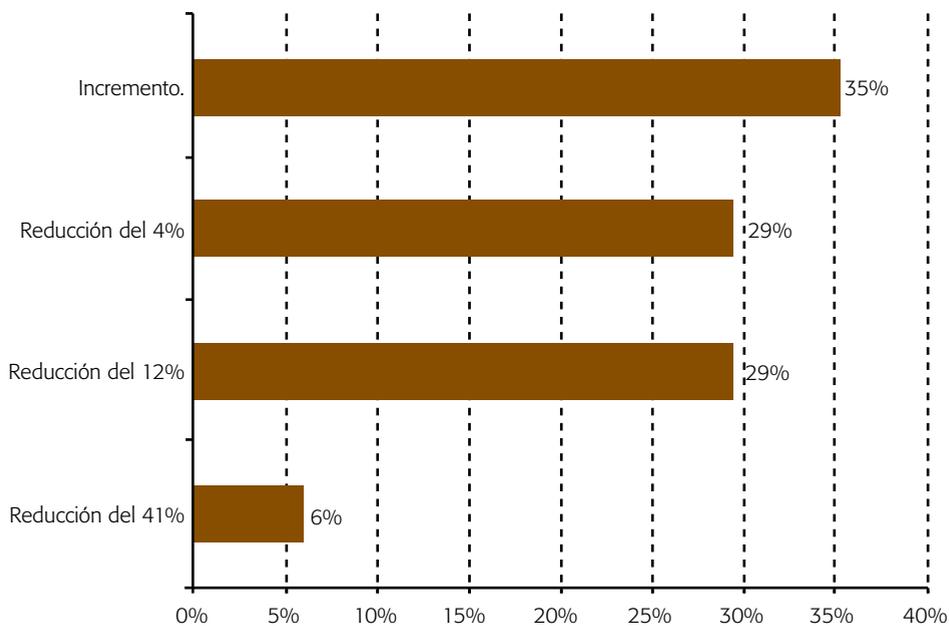
ANEXO I: ENCUESTA SOBRE LOS FACTORES CLAVE PARA EL FUTURO DE LA ENERGÍA: UNA VISIÓN SECTORIAL

Representación gráfica de respuestas

1. Por favor, seleccione el ámbito de actividad al que pertenece:
2. Concrete, por favor, el nombre y la actividad de la organización a la que pertenece:
3. Elija el escenario que considera más probable en relación a las siguientes previsiones del *Energy Technology Perspective 2011* (ETP 2011) sobre la evolución de la **demanda mundial** de energía primaria en el periodo 2009-2050.

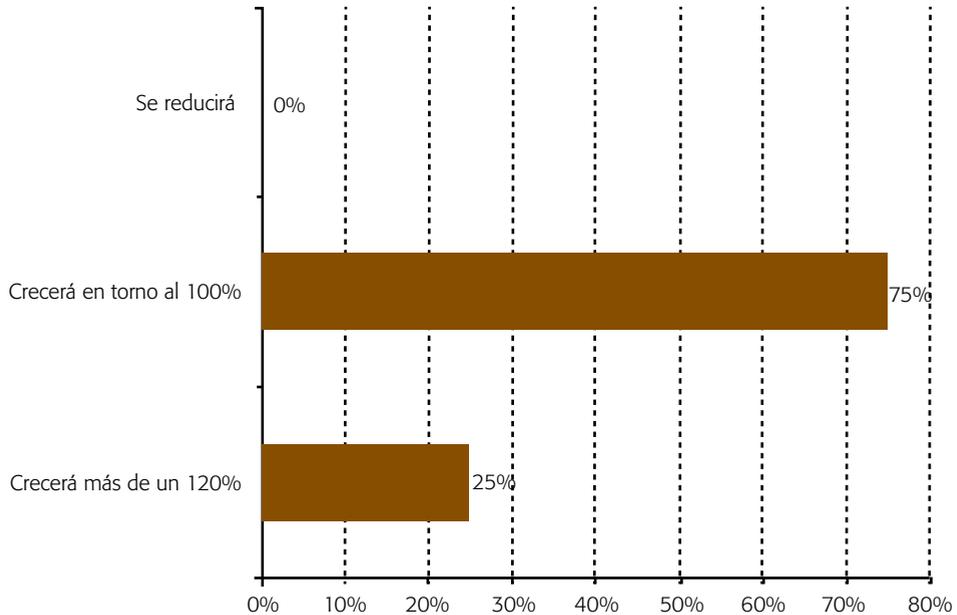


4. Elija el escenario que considere más probable en relación a las siguientes previsiones sobre la variación de la **demanda europea** de energía en el periodo 2005-2050.¹⁰²

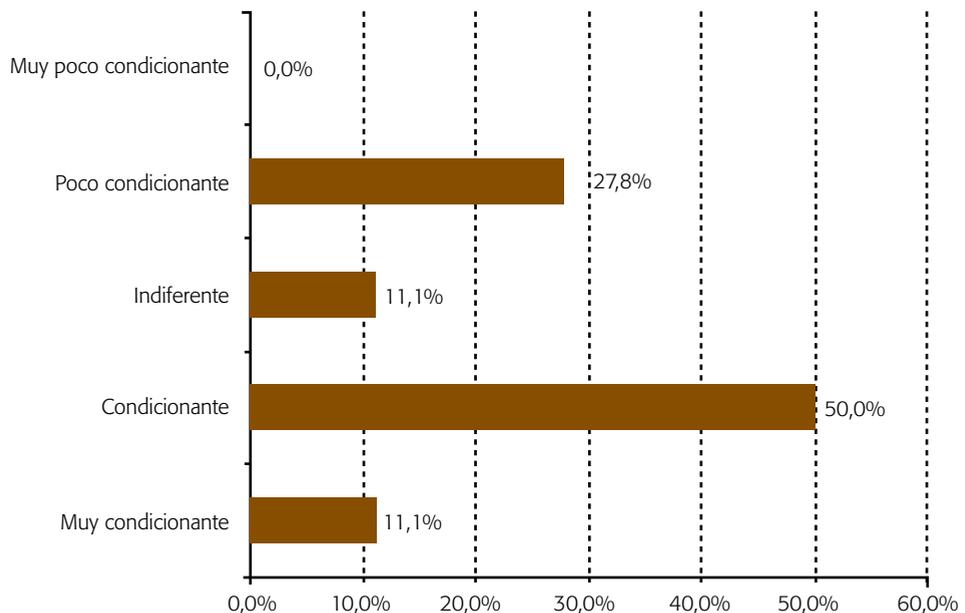


102 Fuente: Commission staff working paper. Impact assessment accompanying the document Energy Roadmap 2050.

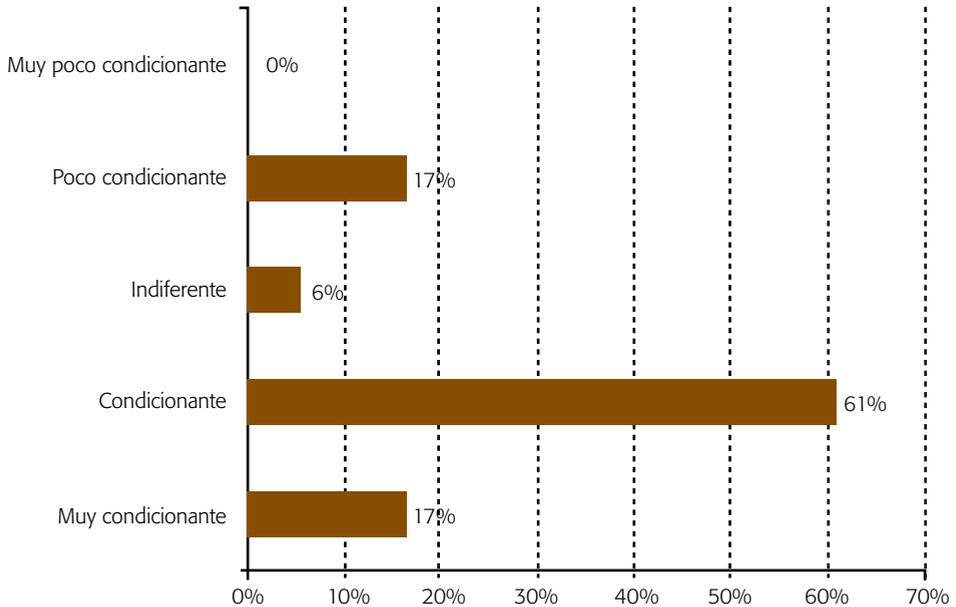
5. Elija el escenario que considere más probable en relación a las siguientes previsiones sobre el crecimiento de la **demanda mundial de electricidad** en el periodo 2009-2050.



6. ¿Considera que las medidas de **eficiencia energética** serán un factor condicionante en el aumento de la demanda de energía a nivel global?



7. ¿Considera que las medidas de **eficiencia energética** serán un factor condicionante en el aumento de la demanda de energía en **España**?

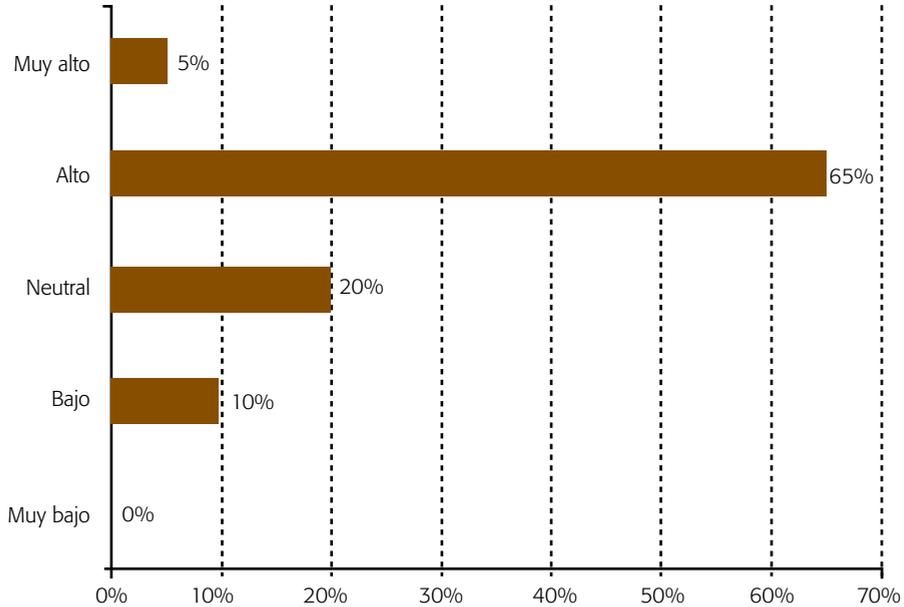


8. ¿En qué sector considera que las medidas de eficiencia energética desempeñarán un papel más importante?

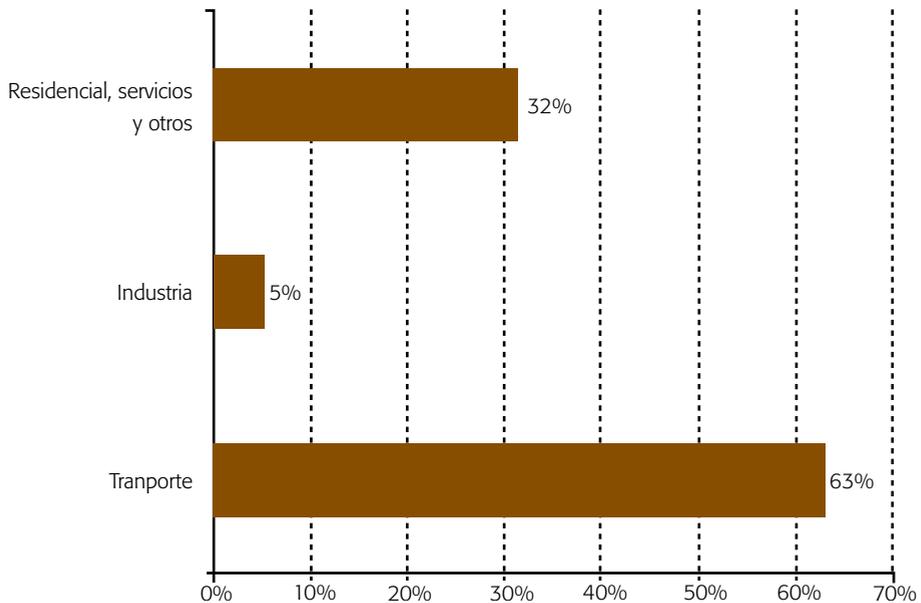
Respuestas:

1) En Europa en el sector eléctrico; 2) Transporte; 3) Transporte, residencial y edificios comerciales/oficinas; 4) Transporte, edificación y servicios; 5) Transporte, industria y distribución eléctrica; 6) Residencial y transporte; 7) Transporte y edificación; 8) Electricidad-usuarios finales; 9) Residencial y servicios; 10) Transporte y edificación; 11) Transporte; 12) Grandes consumidores de la industria pesada, nueva edificación y nuevas tecnologías del transporte; 13) Edificación y transporte; 14) Sector industrial; 15) Sector térmico; 16) Edificación; 17) Edificación y transporte; 18) Industrial.

9. ¿Cuál es su nivel de acuerdo sobre la existencia de una tendencia generalizada a la **electrificación del consumo energético de la economía española?**



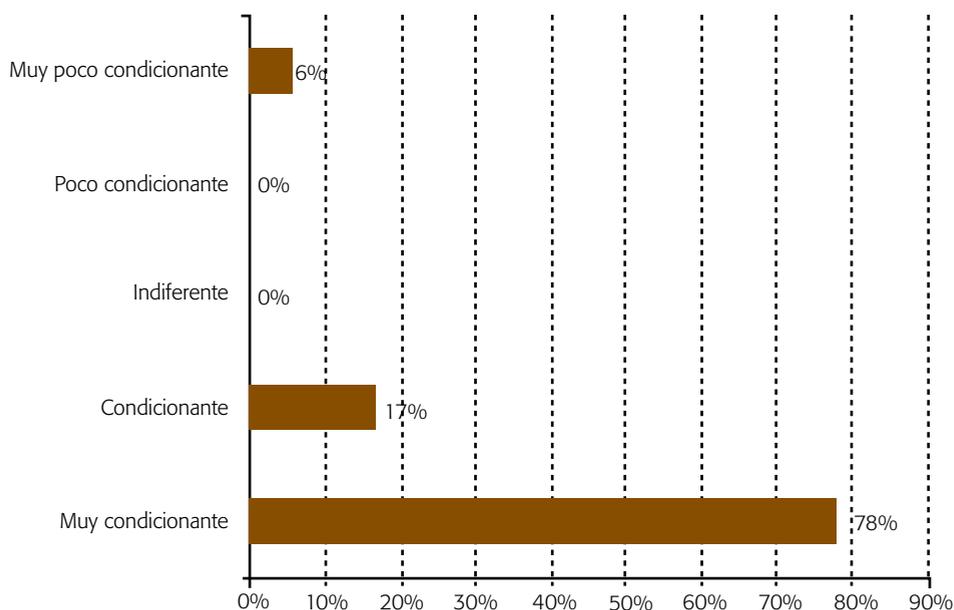
10. ¿En qué sector desempeñaría un papel más importante la electrificación de la economía?



11. Indique su nivel de acuerdo en relación a las siguientes valoraciones sobre **incentivos e instrumentos regulatorios en el ámbito de la eficiencia energética** en España:

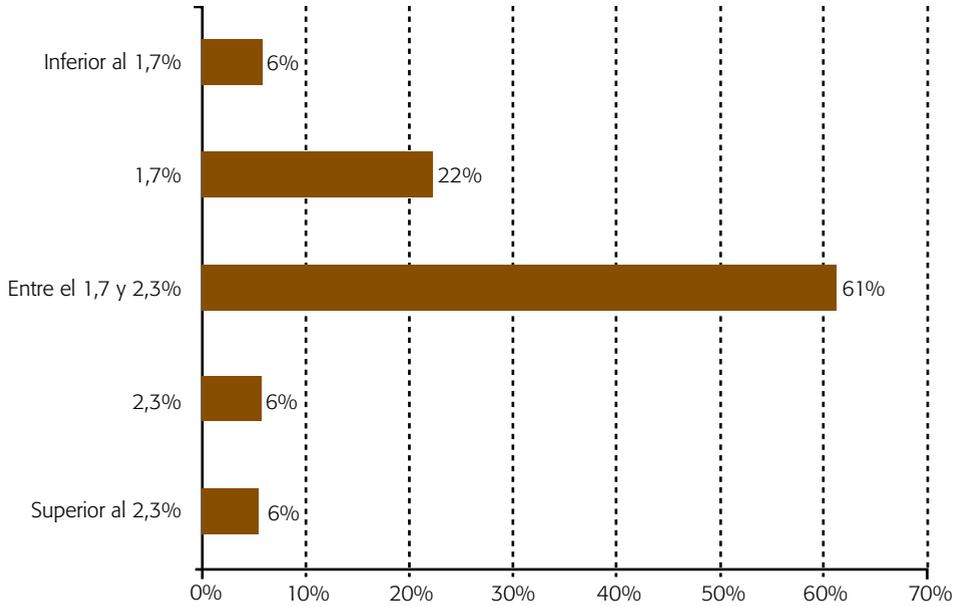
	1 Muy bajo	2 Bajo	3 Neutra	4 Elevado	5 Muy elevado
Nivel de incentivos con los que cuentan los consumidores para mejorar la eficiencia energética.	24%	40%	12%	12%	12%
Contribución a la mejora de la eficiencia energética del conjunto de la economía por parte de mi sector. ¹⁰³	0%	6%	11%	50%	33%
Provisión de incentivos en el marco regulatorio para mejorar la eficiencia energética.	0%	30%	40%	25%	5%
Grado de importancia de la señal de precio como instrumento para mejorar la eficiencia energética.	6%	6%	12%	24%	53%
Efectividad de los estándares y políticas de información para mejorar la eficiencia.	5%	16%	11%	58%	11%
Papel de los servicios energéticos en el fomento de la eficiencia energética.	5%	5%	11%	58%	21%

12. ¿Considera que el **crecimiento económico** es una variable condicionante para el crecimiento de la demanda energética?

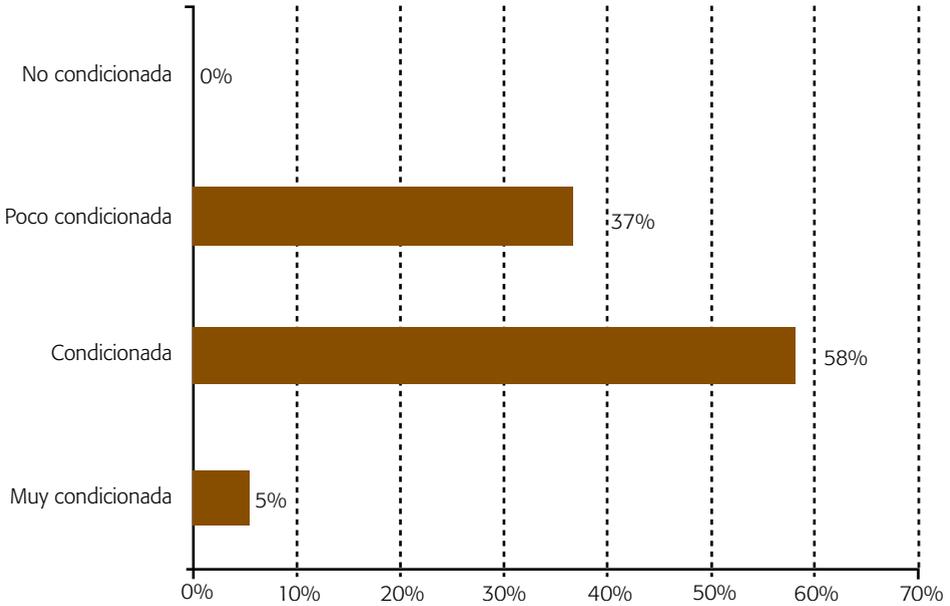


¹⁰³ El sector seleccionado en la pregunta 1.

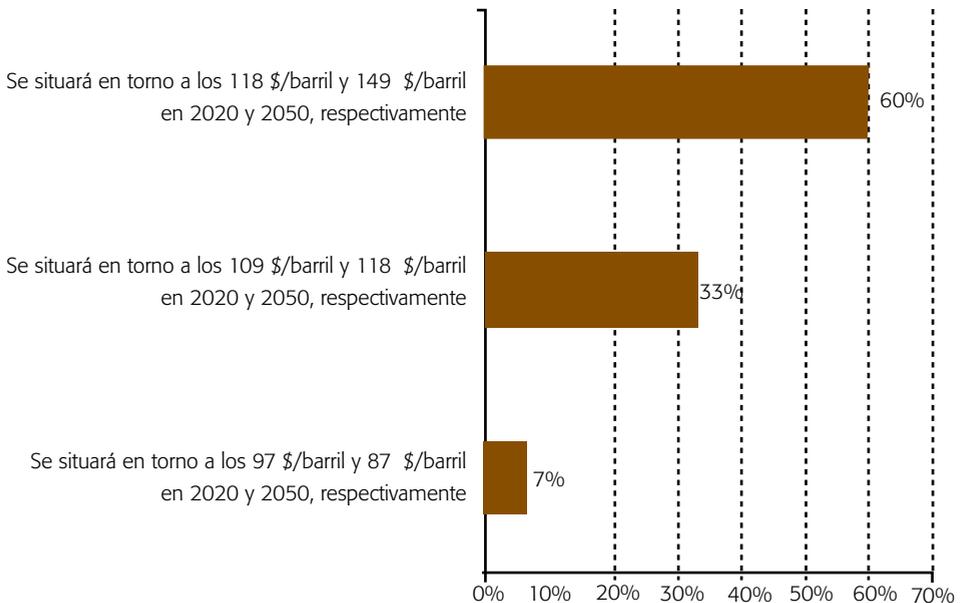
13. Elija el escenario que considere más probable en relación a las previsiones de crecimiento promedio interanual del **PIB español** en el horizonte 2050



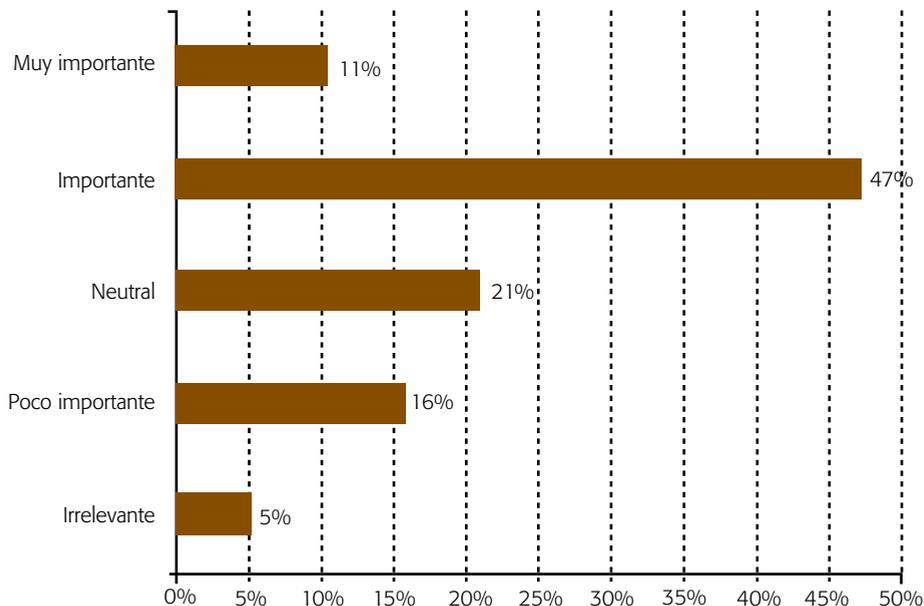
14. La evolución futura de los **precios internacionales de las materias primas** se verá muy condicionada por la **ambición de los objetivos y las políticas de reducción de emisiones de CO₂**: a mayor ambición menores precios (ya que objetivos medioambientales más ambiciosos supondrían una menor presión sobre la demanda de recursos energéticos).



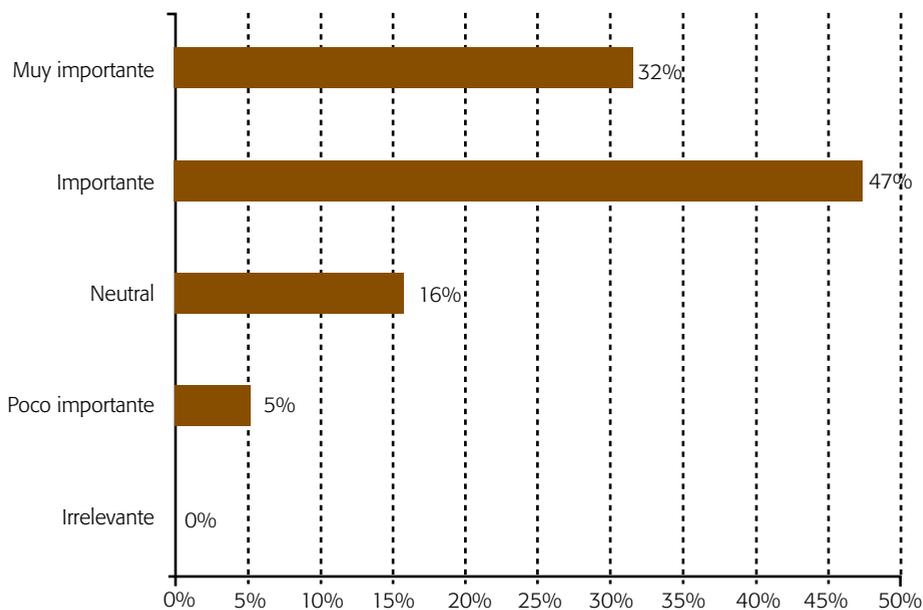
15. Elija el escenario que considere más probable en relación a las **previsiones de precio del petróleo**



16. ¿Qué papel desempeñará el **precio del CO₂**, en el marco del Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión, en la descarbonización de la economía europea en el **horizonte 2020**?

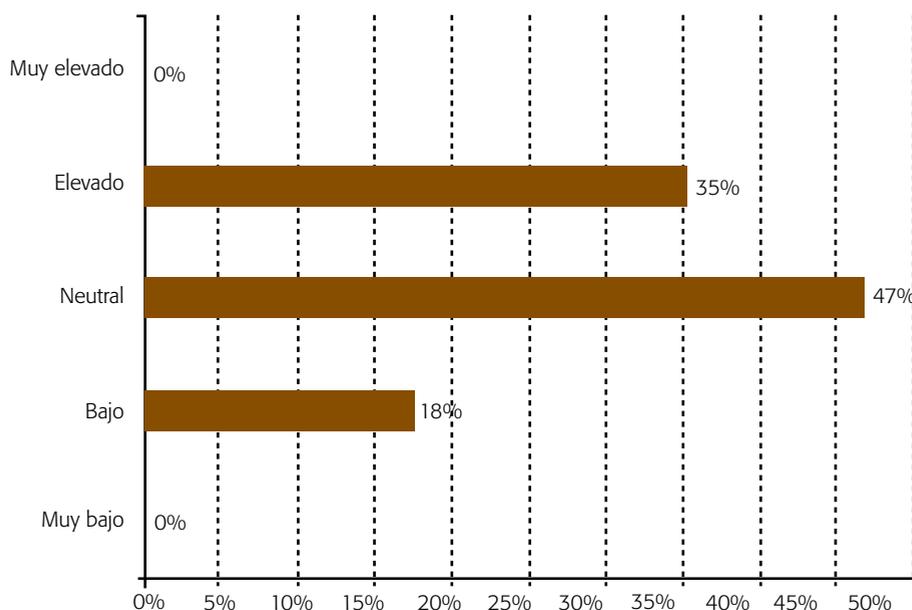


17. ¿Qué papel desempeñará el **precio del CO₂**, en el marco del Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión, en la descarbonización de la economía europea en el **horizonte 2050**?



18. Indique su nivel de acuerdo con la siguiente previsión de precios de los Derechos de Emisión de CO₂¹⁰⁴

	2020	2030	2050
€(2008)/tonelada	15	32	51



19. Indique su grado de acuerdo con las siguientes afirmaciones relativas al **funcionamiento del mercado del CO₂**:

	1 Muy bajo	2 Bajo	3 Neutral	4 Elevado	5 Muy elevado
Probabilidad de que los objetivos de reducción de emisiones y cambios regulatorios en el sistema de comercio de derechos de CO ₂ perfilen un escenario de elevados precios del CO ₂ en el horizonte 2050.	0%	11%	26%	58%	5%
Probabilidad de que la señal del precio del CO ₂ será suficiente, por sí misma, para fomentar las inversiones en la descarbonización de la economía (ej. energías renovables).	11%	32%	11%	47%	0%

¹⁰⁴ Fuente: Commission staff working paper. Impact assessment accompanying the document Energy Roadmap 2050.

20. Indique su grado de acuerdo con las siguientes afirmaciones relativas a algunos de los principales documentos de prospectiva energética vigentes para el horizonte 2020 en España: Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011 -2020); y Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011 – 2020 (PAAEE 2011 -2020).

	1	2	3	4	5
	Muy bajo	Bajo	Neutral	Elevado	Muy elevado
Rigurosidad de las previsiones de evolución de la demanda de energía incluidas en el PER y PAAEE en cuanto a las perspectivas de evolución de la economía española, así como a la evolución tecnológica y en términos de eficiencia energética.	39%	39%	17%	6%	0%
Sobrestimación de las previsiones de demanda de energía incluidas tanto en el PER y PAAEE	0%	6%	17%	61%	17%
Probabilidad de que el crecimiento de la participación de la electricidad en el mix energético reflejado en el PER y en el PAEE sea una realidad en el marco de la descarbonización de la economía.	11%	33%	11%	44%	0%
Compatibilidad y asumibilidad de los objetivos de energías renovables y de eficiencia energética con la competitividad de la economía española.	12%	59%	18%	6%	6%
La compatibilidad de la configuración de tecnologías renovables incluidas en el PER para alcanzar el objetivo con la competitividad de la economía española.	28%	44%	11%	11%	6%
Nivel de rigurosidad de la viabilidad del análisis económico contemplado tanto en el PER como el PAAEE.	21%	37%	37%	5%	0%
Necesidad de revisar el PER y el PAAEE a la luz de las nuevas condiciones tecnológicas y económicas.	0%	6%	0%	33%	61%

Comentarios/sugerencias adicionales sobre los documentos de prospectiva energética mencionados anteriormente:

- Sobrestimación del crecimiento económico en el que se basa la estimación de demanda de energía primaria.
- Mejora de eficiencia energética considerada en el sector petrolífero superior a la que cabe esperar en la realidad.
- Elevado voluntarismo de los ejercicios. Se ha consultado a sectores implicados pero no se han tenido en cuenta sus opiniones.

- No se tuvieron en cuenta las opiniones y comentarios de los sectores, debe ser un ejercicio compartido y posibilista. El realizado es muy voluntarista y la decisión final fue política lo cual merma valor a la participación de la Industria.
- La transformación social que puede tener lugar hacia el 2050, a la luz de los cambios que en los periodos de la historia reciente de igual duración (40 años), es imprevisible. Es quizás más importante articular mecanismos de adaptación a los cambios que prever tendencias y consecuencias a tan largo plazo.
- Los documentos, en general, son más voluntaristas que realistas.
- Aunque se ha consultado a los sectores implicados, no se han tenido en cuenta sus opiniones.
- Rehacer el PER teniendo en cuenta un escenario con perspectivas más bajas de crecimiento en la instalación de energías renovables. Evaluar la competitividad de estas instalaciones en un marco de primas más contenido que no generen nuevos déficits de tarifa como los actuales.
- Recomendación de estudio de la competitividad de las instalaciones de energías renovables de cara a la reducción de sus primas, o bien condicionando su retribución a todas las plantas con *pool* más prima, aunque dicha retribución sea inferior a la prevista, de tal forma que la tasa de generación de déficit por primas, sea inferior a la actual.
- Respecto a la decisión de revisar los ingresos de las energías renovables con carácter retroactivo, debe de considerarse que muchos otros sectores energéticos con perspectivas de ingresos pactadas han visto reducida su parte ayudada.
- Probablemente ha llegado el momento de diseñar o modificar un nuevo *pool*, en el que se eviten ofertas a cero euros. Todas las tecnologías, deberían ir cambiando a ofertar a su coste variable, y obtener gran parte de los ingresos por parte del mercado.
- Unificar las previsiones de los distintos estudios/documentos publicados por diferentes instituciones.
- Elegir/coordinar una metodología única, modelos revisables en línea con las previsiones energéticas y los escenarios elaborados por países de nuestro entorno.
- Con independencia de la asunción de los compromisos y recomendaciones de la UE,

como país miembro, creo que es importante que España tenga su estrategia energética, que vaya configurando el *mix* futuro de una forma óptima y facilite su ejecución.

21. ¿Cuáles son, a su juicio, los principales factores que debería incluir un ejercicio de prospectiva energética para España en el horizonte 2020/2050?

- Aunque se definan objetivos ambiciosos habrá que afrontar las barreras tecnológicas.
- Dependencia energética del exterior.
- Desarrollo de una industria nacional.
- Competitividad de la economía.
- Internacionalización de empresas españolas.
- Impacto del Cambio Climático.
- Sostenibilidad del sistema.
- Análisis y selección de un modelo productivo coherente.
- Estudio de escenarios de comportamiento muy diferentes.
- Su efecto en la competitividad de la economía.
- Su viabilidad técnica y económica.
- Neutralidad tecnológica.
- *Mix* energético.
- Visión del país en 2050: proveedor solo de servicios o con sector industrial.
- Tecnologías disponibles: no hacer el ejercicio 2050 solo sino el ejercicio del 2020 al 2050.
- Costes directos e indirectos e implicaciones para la economía a nivel de PIB y empleo.
- Definición clara de interés público y para que energías aplica
- Factores de demanda: niveles de demanda previstos y reparto territorial (en dos ejes, por regiones y con la visión urbano-periurbano y rural).

- Factores de provisión de energía: evolución de tecnologías, recursos autóctonos, estabilidad de materias primas y mercados externos, impacto del cambio climático, desacoplamiento previsto del PIB y la demanda energética, evolución poblacional esperada, demanda energética teniendo en cuenta diferentes hipótesis de modelo de sociedad (global, fuertemente regionalizada, etc...)
- Sostenibilidad económica y medioambiental de cada una de las energías utilizables.
- Aplicación de una estricta neutralidad tecnológica para todo tipo de energía
- Evolución prevista de las nuevas tecnologías: binomio coste/eficiencia.
- Coste real de cada energía y su afectación a la competitividad de los agentes (industrias, etc.) consumidores.
- Variación de la demanda, de los precios y estado de madurez de la tecnología.
- Debe hacerse una verdadera reforma energética hacia un modelo más descarbonizado considerando un mix equilibrado, competitivo y más auto-suficiente.
- En primer lugar tener en cuenta lo energía autóctona de la que disponemos. Tanto Renovable cómo térmica convencional. Evaluar escenarios con importaciones de combustibles y mantenimiento de combustibles fósiles competitivos, incluido el carbón, dentro de un escenario de competitividad.
- Dentro de la evaluación de las importaciones, tener en cuenta los desequilibrios de la balanza de pagos por la importación de combustibles.
- Impulsar la mejora de la eficiencia en las centrales térmicas, pasando de un 33% a un 45%. Considerar régimen especial a las centrales tanto de gas como de carbón que instalen plantas de captura de CO₂, con preferencia en este apartado de las centrales con consumo de combustibles autóctonos sin emisiones.
- Realizar *stress test* sobre los escenarios de seguridad de suministro relacionado con los posibles precios futuros del Brent, gas y carbón en los mercados internacionales. Evaluando la repercusión en la economía española.
- Revisión del PER adaptándolo a la senda de crecimiento de la economía, y de las perspectivas de nuevas instalaciones renovables y de remplazo de nuevas instalaciones

renovables, debido que en el 2020 y 2050 existirá un parque de renovables que deberá ser remplazado por uno más moderno.

- Evaluación del régimen horario y de la cobertura de los picos de demanda con las diferentes tecnologías. Consideración del régimen climático de la Península, evaluación de los caudales hidráulicos, régimen de vientos, considerando el efecto meseta que provoca mayores viento por las noches en bajas demandas. Evacuación de esa energía por redes internacionales, evitando precios 0 o muy bajos, teniendo en cuenta que son recursos del país que en muchas horas "regalamos " a otros países y primamos con recursos económicos internos debilitando nuestra economía.
- Tener más en cuenta las políticas europeas actualmente en discusión: *Roadmap 2050, Connecting Europe Package, Directiva Eficiencia Energética*, etc.
- Reconocer el rol del gas en el futuro del *mix* energético así como sus ventajas con respecto a otros combustibles fósiles como:
 - Facilitador "*enabler*" de las energías renovables.
 - Flexibilidad para cubrir las necesidades de los ciclos combinados.
 - Baja emisión de CO₂.
 - Rentabilidad de los ciclos combinados con respecto a otras tecnologías.
- Evolución de la situación económica.
- Nuevos desarrollos tecnológicos.
- Crecimiento demográfico.
- Desarrollo de infraestructuras.
- Tendencias sociales y pautas de consumo.
- Perspectiva medioambiental.
- Diferenciar entre prospectiva (*foresight*) de previsiones y escenarios energéticos (*forecast, outlook, escenarios energéticos*)).

- Diseñar actuaciones integrando estrategias y prioridades de I+D+i con los objetivos de la política energética nacional con las medias de apoyo necesarias.
 - Crear una visión tecnológica basada en prospectiva, hojas de ruta, escenarios, como soporte al plan energético nacional.
 - Analizar los estudios ya realizados por otras instituciones.
 - Crecimiento económico.
 - Población.
 - Modelo industrial.
 - Prospectiva tecnológica.
 - Precio de los recursos fósiles.
 - Limitación de emisiones de efecto invernadero.
22. ¿Cuáles son, a su juicio, los aspectos regulatorios que más pueden condicionar el entorno energético español en el horizonte 2020? Y en 2050?
- Retomar o no el apoyo a las energías renovables nacionales (acompañar a las tecnologías en su curva de costes). Regular los incentivos de las energía renovables para promover mejoras tecnológicas no incentivos que conviertan tecnologías no maduras en productos financieros. Exigir mejoras en eficiencia para cada nuevo MW instalado con primas.
 - Política de incentivos a la eficiencia energética.
 - Elaboración de un Plan energético nacional.
 - Definir la política energética en el transporte (biocombustibles, coche eléctrico, híbridos, hidrógeno vs. petróleo).
 - En 2020: la indefinición regulatoria; la crisis económica y sus consecuencias políticas.
 - En 2050, además: la regulación del mercado de inversiones en nueva capacidad; la

regulación del transporte y las inversiones en infraestructuras.

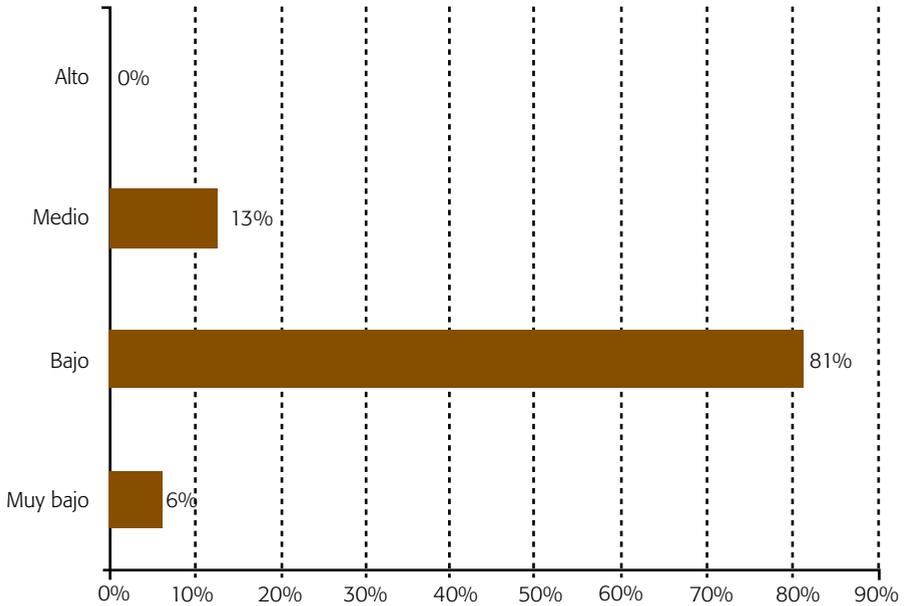
- Regulación medio ambiental europea.
- Fiscalidad: este es un aspecto clave, hay que buscar su neutralidad y evitar distorsiones en la misma que favorezcan a determinadas tecnologías y usos. Hay que evitar los subsidios cruzados.
- La política europea: *Roadmap 2050*.
- El medio ambiente.
- Las primas a ciertas energías.
- 2020: cumplimiento de objetivos en la UE al 2020.
- 2050: regulaciones obligatorias en función de la percepción de la realidad del cambio climático.
- Una plena armonización en política energética y regulatoria con la Unión Europea sería fundamental. Deberían existir unas políticas generales europeas que generen estabilidad a los inversores y a los fabricantes de bienes de equipo, más allá de los ciclos electorales. Esta decisión formaría parte de una decisión para dar estabilidad al crecimiento económico europeo a largo plazo.
- Establecer unas cuotas obligatorias de energías renovables en el *mix* energético de cada compañía, así como de una cuota obligatoria de mejora de la eficiencia energética de sus mercados (clientes) desempeñaría un papel muy importante.
- La existencia de un mercado único de verdad en Europa, junto con el desarrollo de las interconexiones transeuropeas cambiarían las condiciones de mercado y favorecerían las estrategias de mitigación.
- 2020: fiscalidad, legislación medioambiental, legislación en materia de seguridad de suministro y aplicación y soporte de los mecanismos de remuneración a las energías tradicionales que dan soporte a las renovables
- 2050: fiscalidad, legislación medioambiental, legislación en materia de seguridad de suministro y reordenación de las subvenciones a las energías renovables.

- Grado de liberalización, fiscalidad energética e impuestos medioambientales.
- En 2020: la crisis. En 2050: que no hayamos hecho una reforma energética seria antes del 2020.
- La reducción de primas a las energías renovables y la contención de instalaciones renovables nuevas.
- La subida progresiva de los combustibles fósiles considerados de apoyo a las energías renovables.
- Cambio de las reglas de mercado en la operación del sector de electricidad. Dos opciones. O vuelta al Marco Legal Estable, o liberalización total de precios y ofertas en el *pool* de electricidad. Prohibiendo las ofertas a cero euros.
- Es preciso combinar los siguientes factores en distintos escenarios, teniendo en cuenta diferentes alternativas o variación de los mismos:
 - Evolución de la demanda.
 - Equilibrio presupuestario (impacto económico sobre los consumidores).
 - Objetivos medioambientales (UE).
 - Eficiencia energética.
 - Evolución tecnológica.
 - Evolución de los precios en los mercados de *commodities*.
- En 2020: fiscalidad energética (nuevos impuestos a la generación), liberalización, equilibrio presupuestario (fin déficit tarifario), tendencia hacia un modelo de generación distribuida, cumplimiento de los objetivos medioambientales a nivel Europeo, cumplimiento con los requerimientos de eficiencia energética a nivel Europeo e integración de los Mercados Europeos
- En 2050: Estabilidad regulatoria (fomento de las inversiones) y objetivos del *Energy Roadmap* 2050 de la CE.
- Las políticas energéticas a nivel Europeo: Implementación del Tercer Paquete

Energético, Desarrollo de los códigos de red, *Energy Roadmap 2050, Connecting Europe Package*.

- Desarrollo de una política energética nacional.
- Obligaciones de cumplimiento de emisiones.
- Obligaciones de utilización de biocarburantes.
- Incentivos económicos.
- Política de impuestos.
- Coordinación a todos los niveles.
- Evolución regulatoria.
- Eficiencia energética.
- Mejora del mercado eléctrico.
- Subvenciones a las energías de régimen especial.
- Fiscalidad de las emisiones.

23. El grado de integración alcanzado por los mercados energéticos en la UE es:



24. ¿Cuáles son, a su juicio, las medidas que más pueden contribuir a la integración del mercado energético europeo?

- Elaboración de un Plan energético europeo.
- Desarrollo de interconexiones físicas entre países (Red).
- La integración política.
- Regulación e infraestructuras.
- Aumento y mejora de las interconexiones, aplicación efectiva de la legislación existente.
- Integración de redes gasistas y eléctricas bajo un único operador, que permita el libre comercio y acceso a nivel UE.
- Capacidad de interconexión eléctrica y gasista.
- Regulaciones unificadas.
- Eliminación de restricciones técnicas inter-estados.

- Aumentar interconexiones, armonizar regulaciones nacionales.
- Decisiones políticas y redes transeuropeas.
- *Unbundling* de los negocios logístico y comercial en las empresas dominantes.
- Acceso no discriminatorio a almacenamientos y redes.
- Interconexiones.
- Infraestructuras, armonización de la normativa.
- Mejora significativa de las conexiones norte-sur.
- Mejorar las interconexiones de gas y electricidad.
- En el caso de una total interconexión, Mercado de electricidad europeo que evitaría costes elevadísimos de la electricidad en países con mucha renovable. Si vamos a una interconexión debemos fijar precios homogéneos que disminuyan los efectos de los diferentes mixes de generación. Sino la interconexión puede ser una realidad física pero no obligar a transacciones comerciales antieconómicas para los estados miembros exportadores de electricidad.
- Ejemplo. Alemania importa muy barata la electricidad desde Francia y de España, cuando el precio de nuestro *pool* es muy bajo, pero las primas que se pagan no se hacen desde Alemania, es decir estamos subvencionando a Alemania su electricidad.
- Desarrollo de interconexiones, armonización regulatoria, y fiscalidad energética coordinada.
- El desarrollo y correcta implementación del Tercer Paquete Energético, en concreto de los códigos de red.
- Desarrollo de los corredores establecidos en la Propuesta de Reglamento sobre las "*Guidelines for transeuropean energy infrastructure*", en concreto del "*North South Interconnection in Western Europe*" que permita vehicular la entrada de gas argelino a través de la Península Ibérica hasta el resto de Europa. Para ello, es fundamental llevar a cabo desarrollos en la interconexión entre España y Francia.
- Legislación única europea.
- Política energética europea.

- Interconexiones eléctricas y gasistas.
 - Completar la liberalización.
 - Regulaciones comunes.
25. Introduzca, si lo considera oportuno, sus reflexiones sobre alguna o algunas de las siguientes cuestiones (máx. 250 palabras):
- Sobre interconexiones (con Europa, con Norte de África).
 - Grado de penetración del vehículo eléctrico.
 - Posibilidad de que tecnologías innovadoras entren en el mercado (tecnologías asociadas al hidrógeno, CAC...).
 - Costes de generación de electricidad.
 - Precios del gas natural, de materiales determinantes para la evolución de los costes de las energías renovables.
 - El papel de las redes inteligentes.

Respuestas:

- Cada uno de estos temas merecen un capítulo en un análisis de prospectiva. De forma muy simplista, sobre las interconexiones como restricción esencial al mercado integrado y para la gestión de excedentes, así como potencial desarrollo del bombeo, el grado de penetración del vehículo eléctrico como gran oportunidad para la eficiencia energética y recuperación parcial del consumo eléctrico con una gestión similar al bombeo desde el consumo y el papel de la microgeneración y redes inteligentes como mecanismo de descentralización y dispersión de las decisiones en el sector eléctrico. De estos y resto de puntos comentados se requiere una análisis más detallado que el que permite este cuestionario.
- No hay dudas de la implantación del vehículo eléctrico. Lo cuestionable es con qué velocidad. Será necesario incrementar su densidad de energía (autonomía) y densidad de potencia (recarga rápida y recuperación de energía).
- PUNTO 2: Grado de penetración del vehículo eléctrico. Muy altas las estimaciones iniciales de Gobiernos e Instituciones, a lo largo de los últimos meses se ha visto una

moderación en las previsiones. Los propios fabricantes de automóviles son muy precavidos en cuanto a la penetración y evolución tecnológica, son prioritarias sus opiniones frente a las de Gobiernos y consultores.

- Nos gustaría añadir dos puntos adicionales que creemos van a tener mucha trascendencia en el futuro próximo:
 - El papel de los crudos no convencionales y los cambios estructurales en el suministro de petróleo y en su precio. Hay que tener en cuenta la explotación creciente y de forma viable de estos recursos que van a variar los actuales flujos de suministro y la geopolítica del petróleo. La autosuficiencia de EEUU en recursos petroleros va a transformar la industria y va a tener una gran influencia en el precio. Los gastos de producción de estos recursos influirán decisivamente en los precios futuros de crudo. La teoría del "*peak oil*" queda totalmente superada por la posibilidad de desarrollar un gran número de recursos repartidos más homogéneamente por el mundo que el crudo convencional. Europa no se puede quedar atrás y discriminar a estos recursos. No desarrollarlos tendría unas consecuencias nefastas para la competitividad europea.
 - El gas de pizarra como transformador de la industria del gas. El desarrollo del gas pizarra en EEUU ha transformado la industria mundial, sus efectos van a tener amplias repercusiones, la actual oposición europea a no desarrollar estos recursos puede tener graves consecuencias sobre nuestra competitividad. Hay que tranquilizar a la Sociedad y a los políticos sobre los efectos que implica su desarrollo.
- A pesar del gran abanico tecnológico disponible, los usos finales de la energía son muy concretos: electricidad, energía térmica y combustibles. Este *mix* se va a ir alterando según avancen las tecnologías y la disponibilidad de recursos, tanto en aplicaciones finales como en la extracción, generación, transporte y distribución y, una vez internalizado el impacto ambiental- sea local o global-, se vayan obteniendo precios más competitivos en uno u otro sentido. Yendo brevemente por temas, en general, parece que el mejor escenario posible es el de la "aldea global", lo que debería llevar a reforzar las interconexiones y este sería nuestro caso. El mismo motivo debe potenciar las redes inteligentes. EL "*shift*" tecnológico será puramente competitivo y del mismo dependerá el encaje de vehículo eléctrico (mi opinión es escéptica, frente a otras opciones de hibridación), el hidrógeno (evolución ligada al almacenamiento) y la CAC (necesariamente, tendrá una posición relevante). Precios bajos del gas arrastrarán a las renovables a profundizar en su desarrollo y a ofrecer en el medio plazo opciones muy competitivas, lo que debe redundar en precios más bajos de la energía, en general, y de la electricidad en particular.

- Las interconexiones determinan la fiabilidad del abastecimiento y la potencialidad del mercado único europeo. Las interconexiones con el norte de África dependerán de la situación política en la zona del Magreb.
- La penetración generalizada del vehículo eléctrico puro, deberá esperar a que se produzcan los saltos tecnológicos necesarios en el almacenamiento (baterías). La autonomía juega un papel fundamental. La existencia de infraestructuras para la carga no es un problema que determine su desarrollo. La bajísima densidad energética de las baterías más modernas en relación con la del gasóleo y gasolina.
- En un horizonte tan lejano como 2050 siempre se puede producir un salto tecnológico apropiado en las energías alternativas a las tradicionales. Obviamente tendrán que competir con las tradicionales en términos de sostenibilidad medioambiental y costes. El continuo desarrollo de la tecnología en aguas profundas y en la producción de gas y petróleo no convencionales, va a determinar que los hidrocarburos fósiles sigan teniendo una importante posición competitiva a largo plazo.
- Los precios del gas natural dependerán en gran medida de la tecnología (costes y sostenibilidad medioambiental) que permita la explotación de los yacimientos del gas no convencional. La legislación medioambiental, sobre este particular, en la UE será determinante. En el horizonte de 2050, es probable que los proyectos de GTL, que ya empiezan a estar en operación y los futuros, aporten productos de elevada calidad que sustituyan, parcialmente, a los derivados del petróleo; esta nueva utilización del gas natural, influirá en su precio.
- Las redes inteligentes tendrán un papel fundamental en la distribución de la EE. El sector terciario (residencial y comercial) tiene una gran oportunidad para contribuir a la optimización de la producción y consumo de EE. Su papel amortiguador de la variabilidad de la producción de las renovables será determinante.
- Las redes inteligentes y las interconexiones serán las claves del auto suministro en Europa y la competitividad del modelo energético sostenible y de bajo carbono.
- La tecnología CAC es una realidad mundial. Fomentar las plantas de post combustión en las plantas térmicas convencionales. Utilizar los antiguos emplazamientos con permiso para centrales térmicas con nuevas centrales. IGCC es un tipo de central flexible en gas y gas de síntesis conseguido tras la gasificación del carbón. De hecho en USA, se ha absorbido en las centrales la producción de gas natural debido a que estas centrales son flexibles en el tipo de combustible que se quema. Tienen rendimientos del 65%, por ser ciclos combinados y son imbatibles en emisiones SO_2 y

NOx. La captura de CO₂ en el gas de síntesis está probada y demostrada, sometiendo al gas de síntesis rico en CO, a una reacción SHIFT, dónde se forma CO₂ y se obtiene hidrógeno en grandes cantidades. Una parte se consume en la turbina y otra se puede utilizar para el desarrollo de la economía del hidrógeno y la formación de pilas de combustible.

- Otro tipo de centrar con CAC que se puede desarrollar en nuestro país es un lecho fluido en oxifuel, dónde la obtención de CO₂ en concentraciones altas sale directamente de haber realizado una combustión con falta de nitrógeno.
- España (la Península Ibérica) podría y debería convertirse en una de las vías de acceso de gas natural al conjunto de Europa:
 - Ya dispone de importantes infraestructuras de importación a través de plantas de GNL, con una capacidad de importación de 66 bcm/año.
 - Dispone también de dos gasoductos de interconexión con Argelia, GME y Medgaz, con una capacidad de 22 bcm/año.
 - La capacidad de importación por ambas vías podría, incluso, incrementarse con inversiones relativamente marginales.
 - La capacidad de interconexión entre la península y Francia, que durante dos décadas se ha limitado a una infraestructura de importación (flujo norte sur) con capacidad para unos 2 bcm/año, se va a multiplicar en 2013 y 2015, tras los procesos *Open Season* desarrollados en el marco de la Iniciativa Regional del Sur, alcanzando en 2015 los 7 bcm/año en el sentido sur norte y 5 bcm/año en el norte sur.
 - Esa capacidad de interconexión podría incrementarse, en un plazo relativamente corto, en, al menos, otros 7 bcm/año en el sentido de flujo hacia Francia, llevando a cabo el proyecto “MidCat”, máxime cuando en Francia ya se ha aprobado una importante inversión que lo posibilitaría (proyecto Eridan).
 - Con estas actuaciones, la Península Ibérica –“corredor ibérico”– podría ser capaz de convertirse en un punto de acceso para el conjunto de Europa de, como mínimo, unos 14 bcm/año, con inversiones relativamente bajas para incrementar adicionalmente esa cantidad.
 - El “corredor ibérico” debería desempeñar su papel, no sólo por equilibrar las entradas hacia el conjunto de Europa desde los distintos puntos cardinales, sino porque

su coste es altamente competitivo respecto a otros proyectos, que pretenden aportar gas desde el este de Europa.

- Las interconexiones son muy importantes para un país tan aislado geográficamente como España.
- La penetración del vehículo eléctrico va a ser un elemento importante en el futuro. Contribuirá grandemente a la eficiencia y ahorro energético.
- Es importante que, aunque con prudencia y planificación rigurosa, se dé posibilidad a las tecnologías innovadoras que puedan tener oportunidad de cubrir un espacio significativo en el mix. Todas van a ser necesarias.

III.2. ESCENARIOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA APLICADOS A DIFERENTES SECTORES*

Rafael Sánchez Durán (Coordinador)

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En marzo de 2010, Enerclub publicó un primer documento titulado “Conceptos de Ahorro y Eficiencia Energética: Evolución y Oportunidades”, en el que un grupo de expertos en materia de eficiencia energética de diferentes compañías y de varios ámbitos del sector energético se plantearon el objetivo de realizar un análisis del estado y una introducción a la eficiencia energética en España. Se pretendía así contribuir a una mayor comprensión de los temas relacionados con esta materia.

El documento profundizaba en conceptos básicos para comprender la eficiencia energética, analizaba desde el punto de vista energético el periodo 2001-2006 y presentaba una perspectiva a 2030 de dos escenarios posibles. Con este ejercicio, se buscaba tener una base para debatir sobre indicadores de eficiencia energética en España, así como conocer y entender el alcance de las metas y objetivos de reducción en los diferentes consumos finales.

Para la elaboración de los dos escenarios presentados (Base y Eficiente) se contó con la colaboración de IPTS (*Institute for Prospective Technological Studies*), y otras fuentes de información nacionales tales como aquellas facilitadas por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE) y la Fundación Repsol, entre otras, así como internacionales como Mure, ODDYSEE y el *World Energy Council*.

En ambos escenarios se analizaban cuantitativamente las consecuencias de la evolución del sistema energético español. En el escenario de referencia o Base, se asumía que no cambiaban las políticas energéticas y se presentaba la evolución de magnitudes según la tendencia actual de utilización y de intensidad energética. Por su parte, en el denominado escenario Eficiente, se incluían medidas específicas para cambiar la trayectoria de las emisiones de CO₂ y de otros gases de efecto invernadero.

* Dicho estudio fue finalizado en el mes de julio de 2013.

Tres años después, con una nueva regulación encima de la mesa y con un entorno económico claramente diferente, los autores que desarrollaron esos escenarios han creído importante continuar con la labor emprendida, ampliándola a los sectores industrial, servicios, residencial y transporte. El resultado es el documento que el lector tiene en sus manos.

De nuevo se ha contado con el apoyo y la colaboración del IPTS, lo que ha añadido confianza al trabajo de prospectiva realizado.

Partiendo de la nueva Directiva de Ahorro y Eficiencia Energética¹ y el Libro Blanco del Transporte 2011², los autores del estudio, a través del presente documento, tienen el objetivo de analizar una serie de factores que serían necesarios para el establecimiento de un escenario energético sostenible a largo plazo (2020 y 2030) para nuestro país, todo ello, dentro de los objetivos y prioridades de la Unión Europea, disminuyendo la dependencia energética española, y aumentando por tanto la seguridad energética de nuestro país y su competitividad.

El primer capítulo analiza el consumo y las intensidades energéticas por energía primaria y final en España durante la década 2001-2010 así como los escenarios agregados Base y Eficiente. El resto de capítulos profundiza en cada uno de los sectores (industrial, servicios, transporte y residencial), con una estructura común: un apartado de diagnóstico, relativo a los últimos 10 años con referencias a aspectos regulatorios actuales; un apartado de presentación de los escenarios Base y Eficiente específicos del sector; otro de casos de éxitos observados en países del entorno (en algunos de ellos); y un último apartado de recomendaciones y conclusiones.

Por último, cabría mencionar que el hecho de que se presenten en este documento unos escenarios Base y Eficiente propios, no hacen que el objetivo de este documento sea el realizar un análisis exhaustivo cuantitativo de las proyecciones. Estos escenarios no son más que previsiones derivadas del ejercicio de prospectiva y que, a su vez, son estimaciones sobre la evolución de parámetros que por su definición son inciertas, sobre todo teniendo en cuenta el alto grado de incertidumbre que el actual contexto nos plantea para el futuro. Lo que sí se ha pretendido es realizar un análisis de los aspectos cualitativos de situación y presentar determinadas medidas aplicables a cada uno de los sectores consumidores de energía y orientadas a la mejora de la eficiencia energética.

1 Directiva Europea 2012/27/EU de 24 de Octubre de 2012

2 Libro Blanco del transporte 2011: Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible de 28 de Marzo de 2011

CAPÍTULO 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ESPAÑA 2001-2010 Y ESCENARIOS 2010 A 2030

Carmen Berro Quirós (Coordinadora), Juan Antonio Cabrera Jiménez y Rafael Sánchez Durán

2.1. Introducción: escenarios e indicadores energéticos a largo plazo

- **Prospectiva y eficiencia energética en el nuevo modelo energético**

La prospectiva energética pretende explorar en el futuro y efectuar predicciones sobre la evolución energética del país ante nuevos retos exógenos, como puedan ser, entre otros, la presión de los mercados internacionales, la aparición de compromisos y obligaciones a futuro en términos de sostenibilidad y las interacciones del sistema energético con el entorno geopolítico.

Las proyecciones cuantitativas sobre el suministro y la demanda mundial de energía en el horizonte del 2020 y 2030 señalan un crecimiento tendencial en los consumos, sobre todo por aquellos países denominados emergentes. Esta compleja situación obliga a modificar las tendencias del sistema energético actual mediante un mayor uso de tecnologías limpias, junto con medidas para reducir los consumos innecesarios y aumentar la eficiencia energética.

La eficiencia energética es un factor clave en la evolución hacia un sistema energético sostenible, con menores emisiones de CO₂ y sin modificar sustancialmente los usos finales actuales, es decir, conseguir los mismos servicios disminuyendo el consumo de energía de estos.

Es preciso entender y alinear los esfuerzos en el desarrollo de tecnologías y estrategias de eficiencia energética sobre cada una de las áreas prioritarias (edificios, equipos, transporte e industria) así como las acciones transversales a llevar a cabo para que un análisis coste vs. beneficio permita orientar los esfuerzos sobre las palancas adecuadas. La trasposición de la Directiva de Eficiencia Energética junto con las propuestas económicas serán parte de las claves del éxito.

- **La regulación en materia de eficiencia energética desde 2010**

El camino de la eficiencia energética en España lleva un largo camino recorrido³.

En España, a través de los planes derivados de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4)⁴ se han establecido, desde el año 2006, medidas concretas y se han asignado fondos para su desarrollo.

Los mecanismos establecidos para la obtención de las ayudas, desde un principio, se han basado en convenios establecidos por IDAE con las Comunidades Autónomas (CCAA), en función de los cuales, cada Administración Autonómica ha realizado según su mejor criterio la asignación definitiva.

El 9 de abril de 2010 se publicó el Decreto Ley 6/2010 que contemplaba medidas para el impulso de la recuperación económica y del empleo. Este decreto incluyó medidas para potenciar el ahorro y la eficiencia como herramienta para la recuperación económica. En el artículo 19 de este decreto se definió por primera vez el concepto de Empresas de Servicios Energéticos (ESEs o ESCO, por sus siglas en inglés). El objetivo de este plan era la consecución de ahorros energéticos bajo contratos en los que el pago de los servicios debía basarse en la obtención de ahorros de energía.

El 29 de julio de 2011, se aprobó el Plan de Acción 2011-2020, que constituye el segundo Plan Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (NEEAP), dando continuidad al primer plan 2008-2012 y, que de manera acorde a lo dispuesto en el artículo 14 de la Directiva 2006/32/CE2, del 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos, debía ser mandado por los Estados miembros a la Comisión Europea en el año 2011.

A nivel sectorial, los ahorros de energía final de dicho Plan de Acción se concentran en el sector transporte, al que se le atribuye el 51% del total de los ahorros en 2020. Le sigue en importancia el sector industria, con ahorros equivalentes al 25% del total. Estos ahorros dan como resultado una disminución del consumo de energía final, entre los años 2007 y 2020, del 13% y 5%, en el industrial y transporte respectivamente.

Si bajamos un nivel más, en concreto para el transporte, los ahorros se atribuyen al modo por carretera en un 77%, y al modo ferrocarril en un 22%, dirigiéndose principalmente al tráfico

³ Conceptos de Ahorro y Eficiencia Energética: Evolución y Oportunidades

⁴ Plan de Acción 2005-2007 y Plan de acción 2008-2012. El segundo de estos planes, el Plan de Acción 2008-2012, fue el remitido por el Estado español a la Comisión Europea como primer Plan Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (NEEAP).

de mercancías, donde el Plan de Acción 2011-2020 asume los objetivos de cambio modal e incremento de los tráficos por ferrocarril incorporados en el Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte 2005-2020 (PEIT). En cuanto al sector industria, se ha fijado como objetivo una mejora interanual de la intensidad final del 2,5%, en el período 2010-2020.

Por otra parte, en marzo de 2011 se publicó la Ley 2/2011 de Economía Sostenible que, en el apartado Modelo Energético Sostenible, mencionaba los principios en los que se basaría la planificación energética hasta el 2020 publicada en noviembre de ese mismo año. Dentro de esta ley se adelantaba que se desarrollaría una Ley de Eficiencia Energética y de Energías Renovables cuyo objetivo sería integrar el fomento del ahorro y la eficiencia energética así como la promoción de la energía procedente de fuentes renovables de una manera transversal en la sociedad española, con la finalidad de mejorar la seguridad del abastecimiento energético, alcanzar un desarrollo económico sostenible y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes. Además, serviría para adoptar las estrategias necesarias para alcanzar un objetivo general de reducción de la demanda de energía primaria del 20% en 2020. Esta nueva Ley no ha sido aún publicada.

No obstante, y tras la aprobación el 24 de octubre de la Directiva 2012/27/EU sobre eficiencia energética y aún cuando no ha sido traspuesta a nivel nacional, el presente documento trata de acompañar en el análisis de la situación energética actual y en el modo de hacer frente a los objetivos definidos en dicha directiva⁵, con especial hincapié en su artículo 7. El Gobierno de España para ajustarse al calendario de trasposición marcado por dicha directiva deberá presentar a más tardar el 30 de abril de 2014 el Plan de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020. El futuro Plan deberá revisar y fijar los objetivos a 2020 y detallará las medidas a implementar para la consecución de éstos.

• Sobre el “uso” y “mal uso” de indicadores energéticos

La primera dificultad para definir los indicadores está en el propio concepto de eficiencia energética, que es diferente desde el punto de vista físico, tecnológico, económico o medioambiental.

La eficiencia se puede definir como el uso de menos energía para producir el mismo servicio final o conseguir un resultado equivalente. Especificar las características de este servicio o producto será relevante para poder medir la eficiencia cuantitativamente ya que podremos saber cuánta energía se ha consumido aunque no la que se habría consumido si el proceso hubiese sido más o menos eficiente.

⁵ Es preciso evaluar el alcance y efectos de esta nueva Directiva en España para alcanzar los nuevos requerimientos y obligaciones. Se presenta un detalle de la interpretación de los autores de este informe como Anexo del documento.

Los indicadores permiten estimar cuál ha sido la variación en la eficiencia a través de la reducción de los consumos y se definen como la energía usada por unidad de actividad realizada, como energía utilizada por unidad de PIB o el consumo de gasolina en litros por kilómetro recorrido. El nivel de análisis conseguido, a nivel macro del sector en cuestión o la desagregación en los distintos niveles y subniveles, permitirá evaluar la eficiencia con mayor o menor grado de detalle. La definición del indicador requiere saber cómo se ha utilizado la energía en cada uno de los subsectores o usos finales y si existen factores que influyen en los consumos, normalmente expresados en términos de desarrollo económico para poder estimar su influencia. La selección de indicadores y su significado al medir las variaciones a lo largo del tiempo en el uso de la energía deberá tener en cuenta los impactos de otros efectos que condicionan los consumos, como el clima o los distintos comportamientos y hábitos de la población, así como efectos estructurales relacionados con los cambios de actividad del sector.

El nivel de análisis, el balance total del sector, la desagregación por subsectores o procesos, serán función de los datos disponibles y de su fiabilidad. La metodología utilizada para recopilarlos y su tratamiento, según se trate de una gran cantidad de datos muy detallados para cada nivel de análisis o de resultados agregados de consumos en todo el sector establecerán la calidad de los resultados.

En el presente estudio de escenarios además de magnitudes energéticas, medidas en términos físicos como de toneladas equivalentes de petróleo, aparecerán indicadores de eficiencia energética de tipo económico y técnico-económico.

Los indicadores económicos miden la relación entre el consumo de energía en unidades físicas, Julios, respecto a una variable global de la actividad económica del sector medida en unidades económicas, como contribución al producto interior bruto (PIB), valor añadido, etc. y tienen un alto nivel de agregación. Estas relaciones macro - económicas se expresan como intensidades energéticas y se definen como la relación entre el consumo de energía, primaria o final, medido en unidades de energía y el indicador de actividad económica en unidades monetarias. Para poder realizar comparaciones entre países con diferentes economías se suelen convertir los precios y paridades de cambio a la misma moneda en un año determinado. El diferente poder adquisitivo se suele reflejar mediante la Paridad del Poder de Compra (PPC) o Paridad de Poder Adquisitivo (PPA), pero tiene fundamento para economías muy alejadas, y podemos prescindir de la complejidad de este ajuste en el presente estudio, puesto que buscamos el orden de magnitud de las políticas energéticas a futuro.

A nivel de subsector, los indicadores técnico-económicos señalan la relación existente entre los consumos energéticos desagregados respecto a indicadores de actividad medi-

dos en términos físicos, como toneladas de acero producidas, los kilómetros recorridos, o por unidad de consumo, vivienda o vehículo. El consumo unitario se calcula a niveles desagregados por sub-sector y relaciona el consumo de energía con la actividad en unidades físicas anualmente y para distintos sectores, combustibles y países. También puede calcularse esta relación para un determinado proceso o para cada uso final, como pasajeros por kilómetro, tamaño y peso del vehículo, capacidad, etc.

Junto a las dificultades relacionadas con las variables técnico – económicas, aparece la necesidad de que los indicadores estén basados en las mismas definiciones para las magnitudes que intervienen en el cálculo de los balances energéticos. Cada país puede interpretar estos conceptos de manera diferente, lo que dificulta la recogida de datos, su interpretación y las comparaciones internacionales. Para evitarlo, se han adoptado internacionalmente metodologías para la recopilación y el análisis de los datos, surgidas como resultado de la colaboración y experiencias de las diferentes agencias nacionales de energía y que a pesar de las dificultades de acceso a algunos parámetros en todos los países, permiten su comparación. Veremos las fuentes consultadas para el estudio en el capítulo siguiente.

De esta forma, la fiabilidad y calidad de las estadísticas energéticas proporcionan información sobre la cantidad de energía utilizada por tipo de combustible, los usos por sector y las tendencias de evolución en el tiempo, complementándose con los indicadores de eficiencia que dan información adicional sobre el detalle de los usos finales o servicios y permiten precisar los consumos, identificando los factores que afectan a la demanda.

• Fuentes de información y referencias internacionales utilizadas

Existen distintas fuentes de información donde pueden encontrarse datos sobre producción y consumo de energía, junto con los datos técnico–económicos necesarios para caracterizar los diferentes sectores. Estos recursos están elaborados por instituciones supranacionales y permiten obtener indicadores de eficiencia a partir de los datos generados por las agencias nacionales responsables de su elaboración.

Eurostat, la Oficina Estadística de la Unión Europea, tiene como misión recopilar y analizar estadísticas que permitan realizar comparaciones entre los distintos países y regiones de la UE. Respecto al sector de la energía, proporciona acceso a una base de datos⁶, con tablas estadísticas sobre la generación de electricidad y calor mediante combustibles fósiles, energías renovables, nuclear, balances de energía a lo largo de la cadena, desde el

⁶ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>

suministro a la transformación, y el consumo final por sectores, así como los valores de importaciones y exportaciones junto con la intensidad energética de la economía y los precios. Estas estadísticas cubren los 28 Estados miembros de la UE, los países de la Asociación europea de Libre Comercio, (EFTA: Suiza, Islandia, Noruega y Liechtenstein), y los países candidatos, Croacia y Turquía, con series temporales desde 1985 o en algunos casos desde 1990. También contiene los precios de electricidad y gas natural, para usos industriales y domésticos, así como los de gasolina y diesel pero sólo para los 15 Estados miembros más antiguos. Los datos se recopilan mediante cuestionarios específicos anuales, revisados periódicamente, siguiendo una metodología común que garantiza su calidad y homogeneidad.

El informe “Europe in figures, Eurostat yearbook 2021”⁷, actualizado en línea continuamente, y publicado anualmente hasta 2012, proporciona datos estadísticos en áreas como energía, transporte, medio ambiente, economía o finanzas, desde 2001 a 2011 para la Unión Europea, los países miembros, los estados pertenecientes a EFTA, Japón y los Estados Unidos.

- **La base de datos ODYSSEE⁸**

ODYSSEE y MURE son dos bases de datos resultado de un proyecto SAVE sobre indicadores de eficiencia desarrollado por distintas instituciones europeas⁹.

El objetivo de ODYSSEE, *On line Data base on Yearly assessment on Energy Efficiency*, es poder evaluar comparativamente la eficiencia energética entre los distintos países mediante la definición de conjunto de indicadores seleccionados con una metodología común, armonizando los datos obtenidos, el nivel de desagregación y detalle en cada uno de los subsectores.

Con estos datos se ha construido la base de datos ODYSSEE que contiene estadísticas detalladas del consumo energético para los usos finales en los sectores del transporte, edificación, servicios y transformación junto con datos económicos y demográficos desagregados, demografía, PIB, valor añadido y precios energéticos. Junto con los indicadores de eficiencia energética y de intensidad de CO₂ aparecen también los indicadores de intensidad energética primaria y final, total y con correcciones climáticas, intensidad final

7 http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Europe_in_figures_-_Eurostat_yearbook

8 <http://www.odyssee-indicators.org>

9 Coordinado por ADEME, la Agencia del Medio Ambiente y de la Gestión de la Energía de Francia, con el soporte del programa de Energía Inteligente para Europa de la Dirección General de Transporte y Energía de la Comisión Europea, “EIE Program”, y la participación de las agencias de eficiencia energética de los 27 países de la UE junto con Noruega y Croacia. España participa en este proyecto a través del IDAE

ajustada por economía, clima y estructura. La cobertura de la base de datos permite analizar series temporales desde 1980, los contenidos están actualizados a 2011 y han sido recopilados a partir de 150 fuentes diferentes, como ministerios, agencias estadísticas, asociaciones industriales o de transporte y centros de investigación.

Dentro de este proyecto se ha desarrollado un índice denominado ODEX (ODYSSEE energy efficiency index) para medir la eficiencia energética a nivel de la economía de un país, por sector y consumidores finales con el objetivo de facilitar a los responsables de las políticas el seguimiento de su evolución temporal y el ahorro de energía en Europa para la toma de decisiones.

Este índice de eficiencia energética ODEX agrega las tendencias unitarias de consumo por subsector, usos finales o modo de transporte en un único indicador por cada sector. Se calcula como la relación entre el consumo actual de energía del sector en un año dado y la suma de los consumos de energía de cada subsector o uso final que habrían tenido lugar si el consumo hubiese sido igual al producido en un cierto año de referencia. También puede expresarse como el valor medio de los índices de consumo unitarios de cada subsector o uso final con un peso estadístico basado en los consumos relativos de cada uno de ellos en el año de referencia. Ambos dan los mismos resultados, el primero agrega la mejora en los valores de eficiencia energética en todos los subsectores en base al volumen de energía no consumido y el segundo lo hace en función de las aportaciones relativas de cada subsector en referencia a su participación en el consumo de energía total del sector. Los valores de eficiencia se calculan respecto a un año base, 1990, de manera que cuando el índice decrece significa una mejora en la eficiencia energética de todo el sector.

ODEX es una alternativa a la utilización de la intensidad energética para determinar el valor de la eficiencia energética a nivel sectorial, para todos los consumidores de usos finales o para el conjunto de la economía nacional ya que permiten corregir los distintas factores que influyen en la eficiencia, como las fluctuaciones del clima, cambios en las estructuras económicas o industriales, hábitos de consumo y estilo de vida. Actualmente, se calcula para un total de 26 subsectores, 9 industriales, 7 modos de transporte, 8 en el residencial para usos finales o aplicaciones y uno para el sector servicios sin ningún nivel de desagregación.

Dentro de sus trabajos, el proyecto desarrolla nuevos indicadores como el índice de ajuste, *Adjusted index indicators*, para tener en cuenta las diferencias entre países, por ejemplo la variabilidad del clima o los indicadores de difusión, *Difussions indicators*, para estimar la penetración en los mercados de los equipos energéticamente eficientes o los

modos de utilización. También se están incluyendo, en función de los datos disponibles, indicadores objetivo, *target indicators*, para facilitar la evaluación comparativa de cada país respecto a sus logros y los indicadores de CO₂ como complemento a los indicadores de eficiencia.

Como complemento a estos indicadores, la base de datos MURE, *Mesures d'Utilisation Rationnelle de l'Energie*¹⁰, contiene información sobre las políticas y las medidas sobre eficiencia energética de los países de la UE más Noruega y Croacia.¹¹ Los datos son recogidos por las agencias responsables de cada país miembro (IDAE en el caso de España) siguiendo procedimientos comunes, lo que permite su intercomparación y seguir los avances hacia los objetivos. MURE está estructurada por sector energético de uso final: construcción, transporte, industria y sector terciario, junto con información adicional sobre programas de eficiencia globales y medidas transversales puestas en marcha.

Para cada país se elabora un documento de síntesis en el que se resumen las tendencias en eficiencia y las políticas nacionales con su representación gráfica. Además se elaboran perfiles sectoriales, gráficos por sector con las tendencias en la UE y los informes nacionales. Esta base de datos MURE es utilizada por la Comisión para evaluar cual ha sido el seguimiento de los potenciales de reducción que deberían conseguirse con la aplicación del Plan de Acción de Eficiencia Energética, publicado en el 2007, en los distintos países.

- **Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, IEA)**

La IEA desarrolla, desde 1997, indicadores como herramienta para analizar el uso de la energía y las tendencias en eficiencia. La metodología utilizada se basa en una jerarquía de indicadores de actividad a nivel global del sector y la desagregación por su estructura, desde los más detallados a los de menor detalle para recalcar cómo al combinar datos muy detallados se puede construir un valor agregado. El elemento más agregado es la relación entre el uso de energía y el producto interior bruto. El segundo nivel de agregación se define como la intensidad energética de cada sector. Los niveles inferiores representan, sucesivamente, cada uno de los subsectores y usos finales, caracterizando progresivamente cada proceso o aplicación. Cada paso hacia los niveles más bajos requiere disponer de datos más detallados, lo que supone realizar un análisis más complejo pero a su vez implica una medida mejor de la eficiencia, ya que se puede calcular su valor para cada tecnología específica, proceso o uso final.

¹⁰ <http://www.muredatabase.org/>

¹¹ El 1 de julio de 2013 Croacia se convirtió en el 28º país de la UE.

Como resultado, la IEA dispone de información muy detallada sobre el sector industrial, residencial, el de transporte y los servicios. Tiene datos sobre el consumo de energía en 20 usos finales para los 28 países que la integran, entre ellos España. Estos datos, junto con información demográfica y datos económicos, hacen que sea posible identificar detalladamente los factores que inciden sobre el uso de la energía que son accesibles en su base de datos o publicados periódicamente en sus informes. La cobertura de la base de datos¹² no es la misma para todos los países y tampoco las series temporales disponibles: se basa en los indicadores económicos de la OECD, los datos de ODYSSEE para la Unión Europea y las agencias nacionales de los países miembros que participan en el proyecto.

La IEA también mantiene una base de datos con información sobre las políticas y medidas de apoyo relacionadas con la eficiencia energética¹³ de los diferentes países, planeadas o en fase de ejecución. Esa base de datos es menos detallada en la descripción de sus contenidos que MURE, aunque cubre más países, todos los países miembros, Brasil, China, Unión Europea, México, Rusia y África del Sur desde el año 2000, complementando así los diferentes análisis sobre políticas energéticas nacionales que publica periódicamente. Las políticas, nacionales, municipales, regionales o locales, incluyen todas las relacionadas con instrumentos económicos, regulatorios, I+D, medias de apoyo para su despliegue, campañas informativas, o acuerdos voluntarios y el estado en que se encuentran, finalizada, en revisión, proyectada, etc. Respecto a los objetivos de eficiencia se incluyen los sectores de la edificación, aplicaciones residenciales, transporte, energía, industria equipos industriales y comerciales.

La IEA dispone de bases de datos específicas como BEEP¹⁴, *Building Energy Efficiency Policies*, para conseguir reducir la demanda en el sector de la construcción. El objetivo es proporcionar un análisis de las diferentes políticas en vigor con información detallada sobre 400 códigos de edificación, 200 sistemas de etiquetado y 200 programas de promoción desarrolladas por 34 países, 28 pertenecientes a la IEA junto con Brasil, China, India, Rusia, África del Sur y Túnez.

En la página Web de la IEA para el impulso de las tecnologías y políticas sobre eficiencia¹⁵ se puede encontrar información sobre los distintos sectores y una serie de 25 recomendaciones¹⁶ con las mejores prácticas para mejorar la eficiencia, las oportunidades existentes y las políticas necesarias.

12 <http://www.iea.org/stats/index.asp>

13 <http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency/>

14 <http://www.sustainablebuildingscentre.org/pages/beep>

15 <http://www.iea.org/topics/energyefficiency/>

16 <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/november/name,33912,en.html>

Entre sus publicaciones relacionadas con la eficiencia hay que destacar el WEO¹⁷, *World Energy Outlook*, que en su edición de 2012 junto con la previsión de las tendencias sobre demanda, producción, mercado y consumo en el horizonte del 2035 para las distintas fuentes de energía incluye un escenario específico para eficiencia dentro del panorama energético mundial.

Aunque el informe destaca la importancia de la eficiencia, señala como las políticas actuales no son suficientes para conseguir explotar todo su potencial económico, a pesar de tratarse de tecnologías existentes y económicamente viables. El escenario “Nuevas Políticas” muestra como las medidas adoptadas actualmente o previstas a corto plazo, solo conseguirían acelerar lentamente los avances conseguidos en los últimos diez años. Un ejemplo sería el sector de la edificación, donde el 80% de los edificios no incluyen ninguna medida de eficiencia, o en el de la industria, donde más de la mitad de las posibles mejoras que podrían activarse no han sido explotadas.

El WEO 2012 presenta un escenario denominado “Mundo Eficiente” donde se pone de manifiesto los efectos sobre la disminución de los consumos que se podrían conseguir mediante medidas de eficiencia energética viables económicamente, contribuyendo a la seguridad energética, impulsando el crecimiento económico y reduciendo la contaminación. El escenario propone distintos tipos de medidas políticas para priorizar la eficiencia en los procesos de toma de decisión relacionados con las administraciones, industria y la sociedad, creando nuevos modelos de negocio y los necesarios instrumentos financieros.

- **Otros recursos de información sobre indicadores de eficiencia**

Además de los citados anteriormente otros organismos e instituciones proporcionan información sobre temas de eficiencia y ofrecen datos sobre los indicadores.

El Consejo Mundial de la Energía

El *World Energy Council*, WEC, es una institución que forma parte de los organismos de Naciones Unidas formado por 3000 organizaciones de 90 países, gubernamentales, privadas, académicas y otras entidades sin ánimo de lucro. Su objetivo es proporcionar información sobre estrategias energéticas y publica distintos informes sobre recursos, tecnologías o escenarios.

La base de datos *Energy Efficiency Indicators*¹⁸ recoge información sobre indicadores de eficiencia energética global para distintas regiones del mundo, como África, Europa,

¹⁸ <http://www.worldenergy.org/data/efficiency-indicators/>

Estados Unidos, Asia y las economías emergentes. Los datos han sido elaborados por Enerdata y ADEME para el WEC, y ofrecen un análisis del panorama mundial y las tendencias sobre el consumo de energía y las emisiones mediante 50 indicadores para las distintas regiones, lo que permite poder evaluar comparativamente sus desarrollos.

El Banco Mundial

El *World Bank*¹⁹ centra sus estudios en los países menos ricos o afectados por conflictos bélicos para tratar de impulsar su lucha contra la pobreza ayudándoles a conseguir un desarrollo sostenible. Sus bases de datos contienen 331 indicadores con información sobre 214 países desde 1960 a 2011 en diferentes temas como producción de energía, consumos, importaciones, generación de electricidad, emisiones, costes, etc.

Edita diversos informes periódicos donde se recogen los resultados de los proyectos que desarrolla, entre los que se incluyen los relacionados con el impulso a la eficiencia energética como motor para el desarrollo.

EPAD (*Efficiency environnementale et productions animales durables*)

Este proyecto, dedicado a comparar los sistemas de producción animal bajo el punto de vista de la eficiencia medioambiental, incluye el desarrollo de una base de datos con indicadores sobre eficiencia²⁰. El objetivo es evaluar los distintos métodos comparando la energía utilizada y desarrollando indicadores que permitan conocer los resultados de cada método, comparando los métodos tradicionales con otros que incluyen medidas de eficiencia.

Energy Efficiency Design Index (EEDI)²¹

La Organización Marítima Internacional (International Maritime Organization, IMO), es una agencia de las Naciones Unidas dedicada a la seguridad del tráfico marítimo y la prevención de la contaminación por los navíos. El sector naval es uno de los que más contribuyen a las misiones de CO₂ por lo que en 2009 realizó un estudio para identificar posibles medidas que pudiesen reducir su impacto en el medio ambiente.

El resultado fue desarrollar un índice específico, EEDI, adoptado en 2011 como valor de eficiencia energética en todos los buques de más de 400 GT que se construyan a partir de 2013.

¹⁹ <http://www.worldbank.org/>

²⁰ http://epad.cirad.fr/projet/indicateurs_d_efficiency_energetique

²¹ <http://www.imo.org/MediaCentre/HotTopics/GHG/Pages/EEDI.aspx>

2.2. Análisis de la última década (2001-2010)

Para entender la evolución futura del sector energético, es preciso analizar, en periodos pasados, factores como la demografía, la economía, los ritmos de crecimiento en el consumo y la composición energética que ha abastecido los diferentes servicios. Para ello, a continuación se hace un repaso general de la última década que ayudará a entender los posibles escenarios futuros, efectuando este mismo ejercicio en cada uno de los subsectores de consumo de energía final²².

2.2.1. Demografía y riqueza

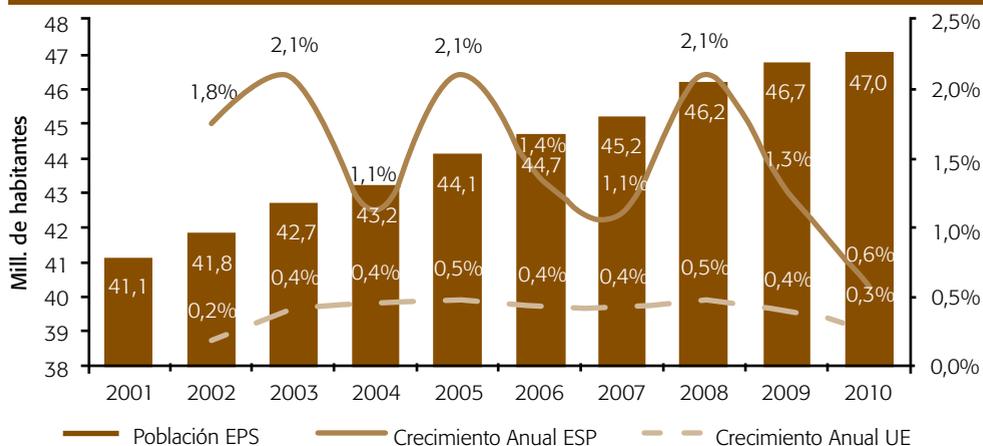
El análisis se inicia con un repaso del crecimiento de las magnitudes de encuadre macroeconómico: demografía y PIB.

- **Crecimiento demográfico**

Como se puede observar en la Figura 2.1, la población española tuvo un fuerte crecimiento en el período 2001-2010; incrementándose en casi seis millones de habitantes hasta alcanzar los 47 millones, con un crecimiento demográfico promedio de casi un 1,5% anual en la década, muy por encima del promedio anual del 0,4% de los países de la UE 27, que en 2010 superó los 500 millones de habitantes.

²² No incluye los usos no energéticos

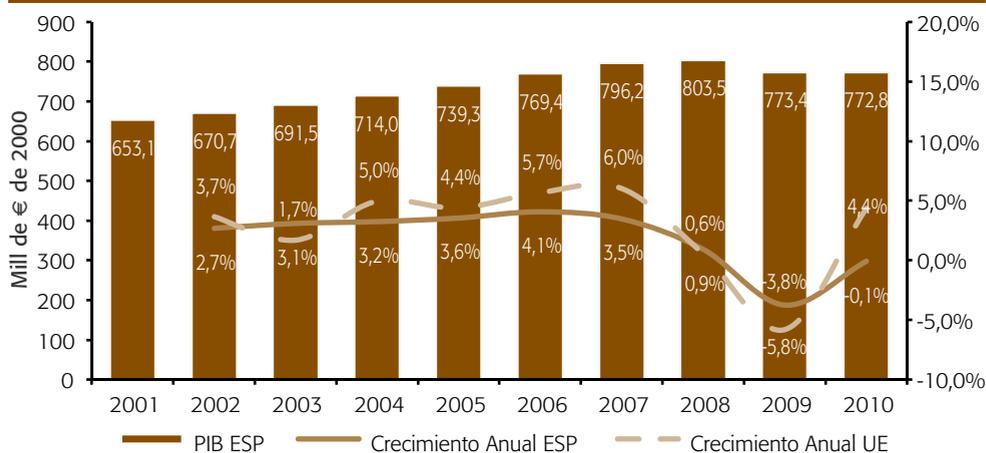
Figura 2.1. Evolución de la población 2001-2010



- La riqueza medida en términos de producto interior bruto

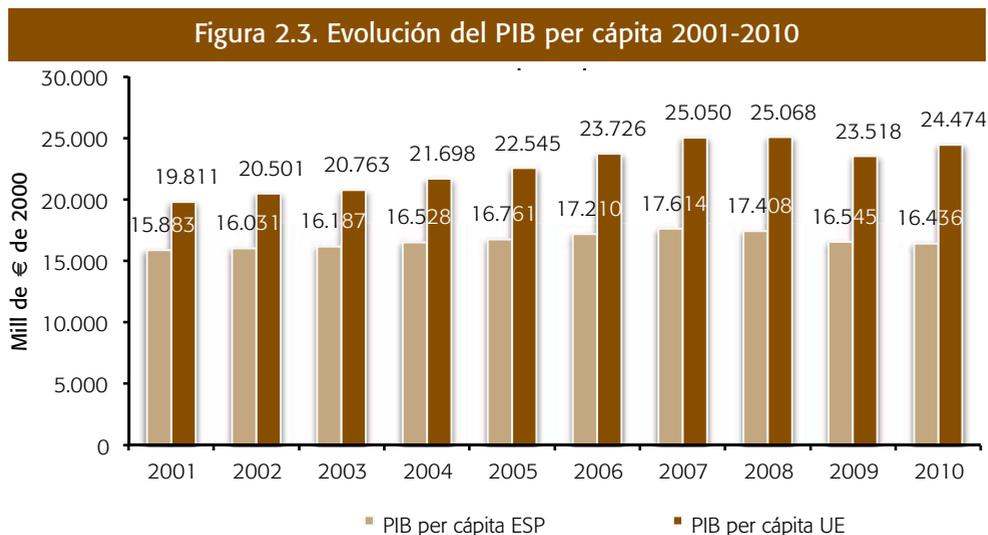
A través de la Figura 2.2, vemos cómo el producto interior bruto en España fue creciendo hasta el 2008, cuando superó los 800 millones de euros²³, para bajar los dos últimos años de la década debido a la crisis económica. La tasa anual promedio de crecimiento del 1,9% fue menor que la registrada por los países de la UE27 (2,8%).

Figura 2.2. Evolución del PIB 2001-2010



²³ Euros calculados en base al año 2000

El PIB creció a mayor ritmo que la población (1,9% vs 1,5%), lo que se tradujo en un recorrido positivo de PIB per cápita, como se ve en las Figura 2.3. También se puede observar que, durante la década analizada, la diferencia entre el PIB per cápita español y el de los países de la UE27 se incrementó, perdiendo la convergencia o paralelismo del pasado, debido a la crisis.

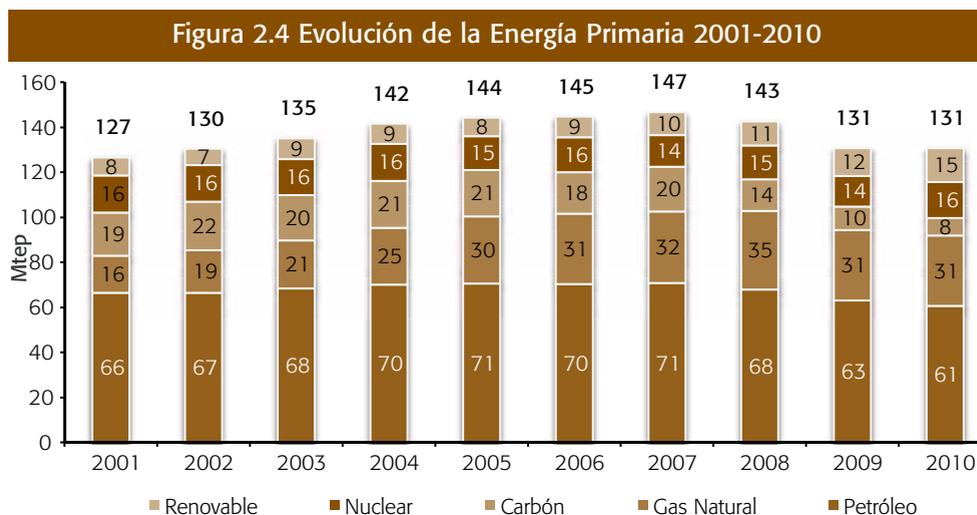


2.2.2. Evolución de la energía primaria

En las últimas décadas, el sistema energético español ha ido demandando mayor cantidad de energía intensiva en carbono y por lo tanto más dependiente de la energía primaria comprada a terceros países.

España es uno de los países europeos con menores recursos fósiles pudiendo ser muy afectada por las crisis en los precios internacionales. La situación geopolítica de los países suministradores como México, Rusia, Nigeria, Arabia Saudita y Libia (para el petróleo) o Argelia, Nigeria y Qatar (para el gas) es también un elemento importante a considerar.

La demanda de energía primaria ascendió en el año 2010 a 131 Mtep, de las cuales tan sólo 34 Mtep (un 26%) fueron producidas de forma autóctona, (12,2% correspondió a energía nuclear, 11,5% a energía renovable y el 2,3% restante a carbón nacional). La dependencia exterior, con la metodología reportada a Eurostats, ascendió en 2010 a un 81,2%, cifra que incrementó en 6 puntos básicos la situación respecto a 2001. El desglose por origen y la evolución de la energía primaria se observan en la Figura 2.4.



Como se puede ver en esta figura, el carbón ha sido la energía primaria que más ha reducido su consumo, siendo el petróleo y el gas las fuentes primarias que lo dominan. En 2010, el peso de ambos combustibles fue del 70,3%, superior al registrado en 2001 cuando fue del 65,4%. Por su parte, las fuentes de origen renovable han duplicado su consumo en estos 10 años.

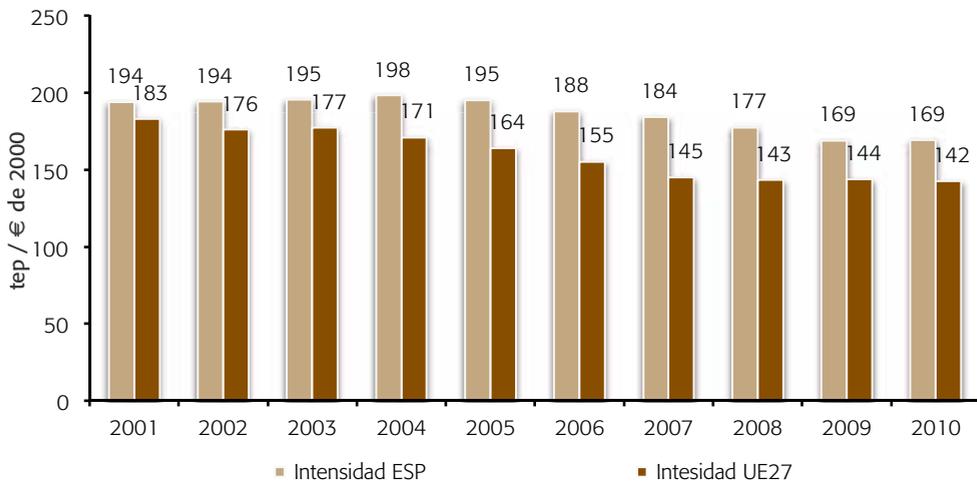
El consumo de energía primaria siguió una tendencia de crecimiento promedio cercana al 2,5% hasta 2007, y se redujo fuertemente en los últimos años hasta alcanzar el 0,4%.

El aumento del consumo de energía primaria en la década fue inferior al de la energía final²⁴, debido, en parte, al cambio que se registró en la estructura de la generación eléctrica en los últimos años. El aumento de la generación eólica, solar e hidroeléctrica, permitieron una reducción del consumo de energía primaria frente a la generación con carbón, gas y productos petrolíferos, que tienen un ratio de conversión energía primaria/energía final menor. Por este motivo el ratio energía primaria/energía final²⁵ evolucionó, del 1,5 al 1,4.

²⁴ El consumo de energía final abarca la energía suministrada a la puerta del consumidor final para todos los usos energéticos. Se incluye el consumo por los usuarios finales: todos los usuarios excepto el sector de la energía en sí mismo (ya sea por entregas, para la transformación, y / o su propio uso); así mismo, no se incluye el consumo de energía primaria como materia prima, es decir, el consumo para uso no energético del carbón, petróleo o gas (Metodología Eurostat).

²⁵ La energía primaria mantiene una relación proporcional idéntica a la energía final, como puede comprobarse por el ratio energía primaria/energía final en Europa, que se mantiene de forma casi constante en un valor de 1,5, por lo que en España se tiene un mejor rendimiento.

Figura 2.5. Evolución Intensidad Energética: Energía Primaria por PIB 2001-2010



De nuevo, comparando con UE 27, en la Figura 2.5., se podría afirmar que existe un paralelismo entre ambas evoluciones, pero con desventaja para la economía española que necesitó durante toda la década mayor consumo energético por unidad de PIB. Esto puede suponer una peor competitividad de la industria, o un derroche energético para los otros elementos de consumo (transporte, residencial, comercio y servicios).

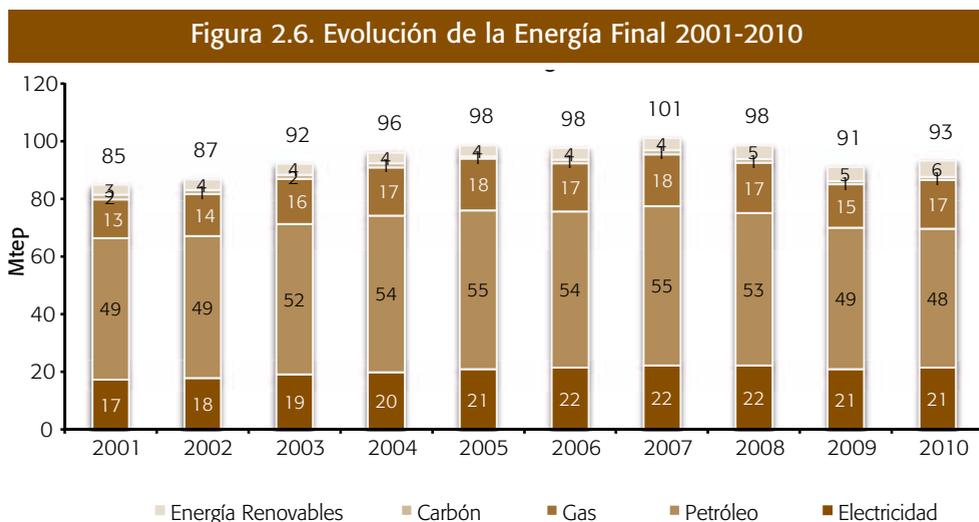
Para España, se puede resumir esta década como un escenario con alto crecimiento en la demanda de energía primaria y elevada intensidad energética, lo que aumentó su ya elevado grado de dependencia energética a la vez que se dificultaba el cumplimiento a futuro de los compromisos medioambientales, tanto en materia de renovables, como de descarbonización de la producción y de mejora de la eficiencia energética.

2.2.3. Evolución de la energía final

- **Energía por combustibles**

El consumo de energía final²⁶ en España pasó de 84,8 Mtep en 2001 hasta 93,2 Mtep en el año 2010, con un crecimiento significativo, que en promedio superó el 1% anual frente al 0,1% europeo.

²⁶ Considerando solo usos energéticos



En cuanto a la electricidad, creció un 2,4% anual, debido, como ya se analizará más adelante, al aumento tanto en el sector servicios como en el sector residencial, con un mayor número de viviendas y con un mayor grado de electrificación de sus equipamientos.

El gas creció al 2,6% anual, con una evolución semejante al de la electricidad.

En cuanto al petróleo, permaneció prácticamente estable en valor absoluto (tuvo un crecimiento medio anual del -0,2%), aunque esto fue así debido solo a los dos últimos años, donde la crisis tuvo mayor impacto, ya que hasta 2007 su tendencia era de aumentar anualmente.

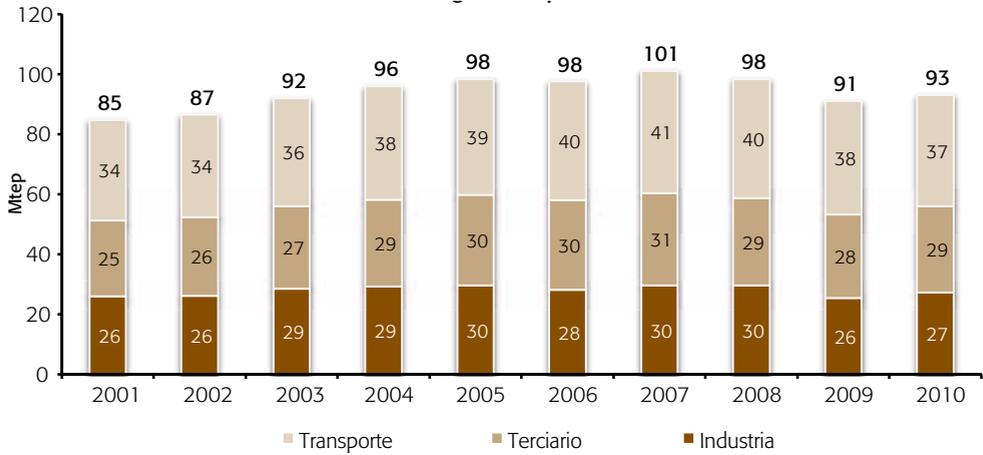
El carbón decreció un -4,1% anualmente como consecuencia, en parte, a cambios tecnológicos en la siderurgia así como a su propio declive en los años de crisis. Las energías renovables térmicas (biomasa, entre otras) fueron los combustibles con mayor crecimiento, un 5,4%, aumentando su peso relativo un 2% en la década analizada.

- **Energía final por sectores**

El desglose de la energía final consumida por sectores se mantuvo prácticamente estable durante la década. (Valores promedio: 30% industria, 30% sector terciario²⁶ y 40% el transporte).

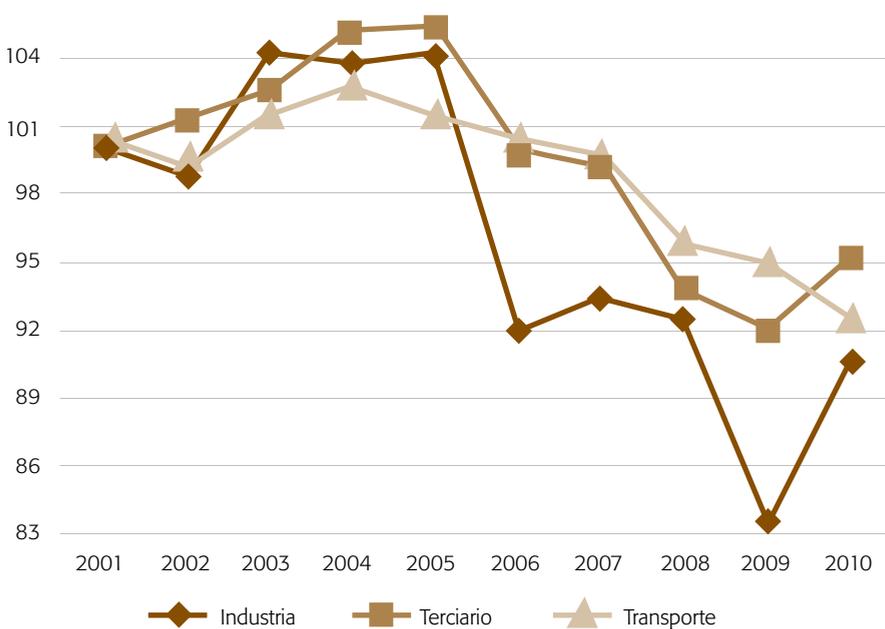
²⁶ El sector terciario incluye los consumos de los sectores Residencia, Servicios y Agricultura

Figura 2.7. Evolución de la Energía Final por sectores 2001-2010



Afectada por la crisis económica, la industria creció un 0,5% anual, siendo el sector terciario el de mayor crecimiento con un 1,5%, seguido por el transporte que creció un 1,1% anual.

Figura 2.8. Intesidad energética Sectorial (tep/E2000). Base 100=2001



La evolución de la intensidad energética (energía final por PIB) tomando como base el año 2001, muestra un claro declive a partir del año 2005. Según el Gobierno, dicho declive se debió en una misma proporción a las medidas de mejora de eficiencia implantadas por los Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012 y a la disminución del consumo por la crisis económica. El repunte en 2011 en parte puede explicarse al incremento de las exportaciones.

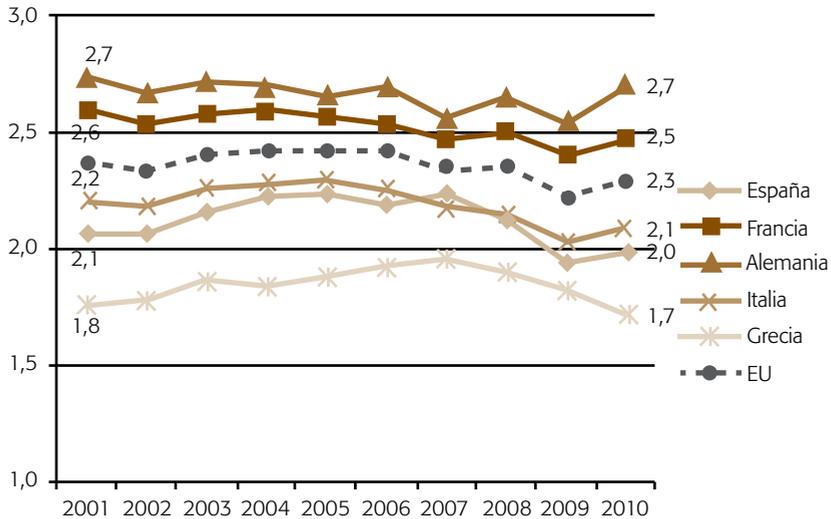
2.2.4. Análisis comparativo con otros países de la UE

Cuando comparamos a España con otros países, no resulta apropiado hacerlo por valores absolutos de consumo de energía primaria ni de energía final, ya que se tendría que ver la tendencia en un periodo de tiempo. Además, estos consumos no son independientes ya que, por ejemplo, dependen de la climatología pero, sobre todo, del crecimiento de la población y del crecimiento económico. Por eso, son los indicadores de intensidad per cápita o por PIB los que normalmente son usados para dichas comparativas. Aun así, en un análisis de la intensidad por PIB, las diferentes estructuras en la composición económica de los países dificultan las comparativas, y en un análisis de la intensidad por habitante la configuración de los estratos sociales y las condiciones climatológicas, por ejemplo, también darán valores que pueden llevar a confusión.

No obstante, como es muy frecuente encontrar este tipo de comparaciones, se ha querido incluir un apartado con la evolución de dichos indicadores.

Si analizamos la intensidad energía final por habitante, España, con un valor de 2,0 tep/hab en 2010, se situó al 85% en consumo per cápita respecto a la UE27. En años previos a la crisis, este valor alcanzó la cifra de 2,2 tep/hab.

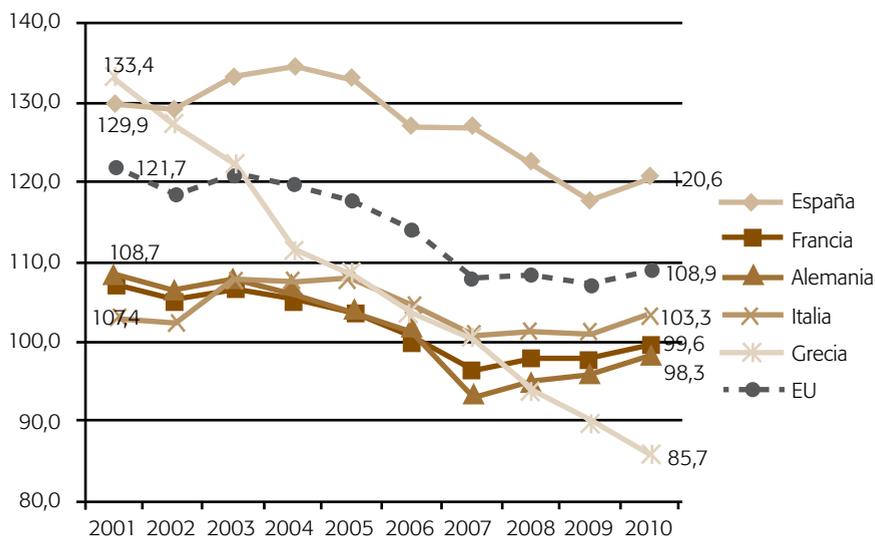
Figura 2.9. Evolución intensidad Energía final tep/hab



En cuanto a la evolución de la intensidad, España decreció un 0,4% promedio anual frente al 0,3% de la UE27, pero aun así sigue teniendo un consumo per cápita un 15% inferior del europeo.

Si se calcula la intensidad energética, medida como energía final por PIB, podemos observar cómo España es el único país de los analizados que en 2010 tuvo una intensidad superior en un 11% a la media de la Unión Europea, 120,6 tep/M€2000 frente a 108,9 tep/M€2000.

Figura 2.10. Evolución Intesidad Energía final tep/M€2000



Como ejemplo de lo comentado al principio de este apartado, Alemania, en 2010, se situó con 2,7 tep/habitante por encima de los países analizados y con 98,3 tep/M€2000 como uno de los países con menor intensidad energética por PIB. España, a la inversa, tiene un menor índice por habitante, pero peor indicador sobre PIB. En términos de uso, no se podría realizar una afirmación tajante, pero se podría apuntar a un menor uso energético del ciudadano, en parte gracias a las mejores condiciones climatológicas, pero una estructura productiva/ energética de peor productividad sobre PIB.

2.3. Escenarios energéticos a largo plazo

2.3.1. Elaboración de escenarios a largo plazo

- **Tendencias a largo plazo. Escenario de indicadores**

Para el análisis de prospectiva energética 2010-2030, en el que, como se ha comentado, se ha contado con la colaboración del Instituto de Prospectiva Tecnológica (IPTS), se han diseñado dos escenarios: el escenario tendencial o caso Base, basado en la tendencia actual de crecimiento (*Business as Usual* o BAU, por sus siglas en inglés); y otro, el escenario o caso Eficiente, cuyo objetivo es la obtención de un 20% de eficiencia sobre el escenario tendencial.

Para alcanzar el escenario Eficiente, el consumo en 2030 debería ser prácticamente el mismo que en 2010, gracias a esta contención en el consumo y a la mayor participación de las energías renovables. La dependencia energética española, por su parte, pasaría del 81%²⁸ actual al 67,5% en el escenario Eficiente.

Los objetivos marcados por la normativa europea señalan una reducción de energía primaria del 20% en el año 2020 sobre unas estimaciones de consumo (caso Base) para cada país, elaboradas en 2007, previas a entender el efecto de la crisis actual. En febrero de 2012²⁹ desde la Comisión Europea se estimó que el consumo base de energía primaria para España a 2020 sería de 162,80 Mtep por lo que debería reducirse hasta 131,70 Mtep para alcanzar el 20% de ahorro asignado a España.

En el trabajo realizado para este documento, el caso Base ha considerado la situación económica actual española, que según los últimos datos publicados por el Banco Mundial no empezará a crecer hasta 2017, por lo que ya contiene parte del ahorro si lo comparamos con el caso Base de la Comisión Europea elaborado en 2007. Además, si comparamos nuestro caso Eficiente con el caso Base de la Comisión, se alcanzaría un 23% de ahorro en energía primaria. Este informe se centrará en comparar nuestro caso Base vs. Eficiente, analizando los esfuerzos adicionales a realizar por cada uno de los sectores para cumplir con la nueva directiva de Eficiencia Energética, lo que supondrá un reto nada fácil de alcanzar.

Por otra parte, se necesita disponer de referencias a nivel microeconómico para la optimización de la eficiencia energética. Las estadísticas macro permiten contrastar la evolución de España con la de otros países europeos. Es una buena información, necesaria para el análisis y la planificación a un nivel macroeconómico, pero no para guiar en la toma de decisiones en materia de eficiencia energética, o concienciar a los ciudadanos y a los responsables de servicios generales o de mantenimiento de las empresas o industrias.

• Escenarios y tendencias a largo plazo

Hasta el momento, las proyecciones publicadas sobre magnitudes energéticas del sistema español llegaban hasta 2020. Ello, basándose en la información publicada por la Administración española en la Planificación Energética Indicativa, publicada en noviembre de 2011 según lo dispuesto en la ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible³⁰. Sin embargo, a nivel internacional, en ocasiones, se ha requerido la elaboración de proyecciones a más largo plazo.

28 Fuente Eurostat

29 <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201203/20120301ATT39777/20120301ATT39777EN.pdf>

30 Dicha planificación fue actualizada en Mayo de 2013 por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo debido al cambio del escenario macroeconómico vivido y presentadas en el Informe sobre el Objetivo Nacional de Eficiencia Energética 2020 enviado a la Comisión Europea dentro del calendario fijado por la Directiva de Eficiencia 2012/27/UE

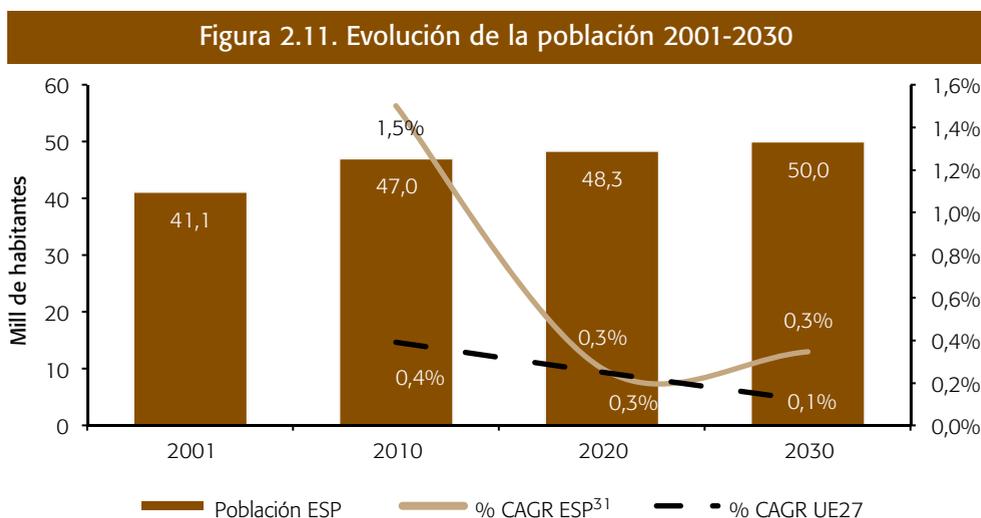
El ejercicio que se ha realizado de proyectar datos hasta el año 2030 pretende servir de primera propuesta para la discusión y el debate sobre indicadores de eficiencia energética en España. La comprensión del esfuerzo necesario, y sobre todo, su traslación a las diferentes iniciativas en curso (Plan de renovables, Vehículo eléctrico, etc.), resultan esenciales para entender el logro de las metas y objetivos de reducción en los diferentes sectores consumidores finales (transporte, industria, hogares y comercio).

Como se ha mencionado en la presentación, con la elaboración de nuestros escenarios Base y Eficiente, que no son más que previsiones derivadas del ejercicio de prospectiva y que, a su vez, son estimaciones sobre la evolución de parámetros, que por definición son inciertas, no se pretende dar exhaustividad cuantitativa a los análisis, sino orientar las medidas que se deberán llevar a cabo en los diferentes sectores que continuarán siendo similares ante variaciones de los parámetros indicados.

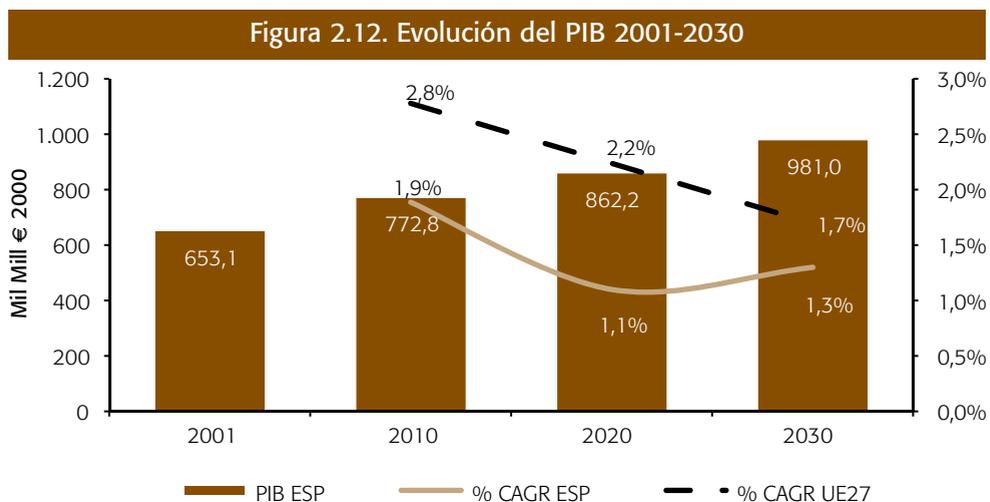
2.3.2. Prospectiva macroeconómica

A lo largo de este apartado, se va a realizar un ejercicio comparativo de la posible evolución futura de los indicadores más relevantes sobre energía final en los dos escenarios.

Las variables macro, comunes a ambos escenarios, población y PIB, aparecen en las figuras 2.11 y 2.12:



31 CAGR: crecimiento anual compuesto



En cuanto al crecimiento de la población, se han tomado los valores aportados por el Gobierno en la Planificación Energética Indicativa³², concretamente en su escenario central, que se consideran optimistas comparados con los últimos datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística (INE). El INE publicó en noviembre de 2012 sus estimaciones a largo plazo, donde la población mostraba un decrecimiento anualizado del -0,3% y del -0,4%, en los periodos 2010-2020 y 2020-2030, respectivamente.

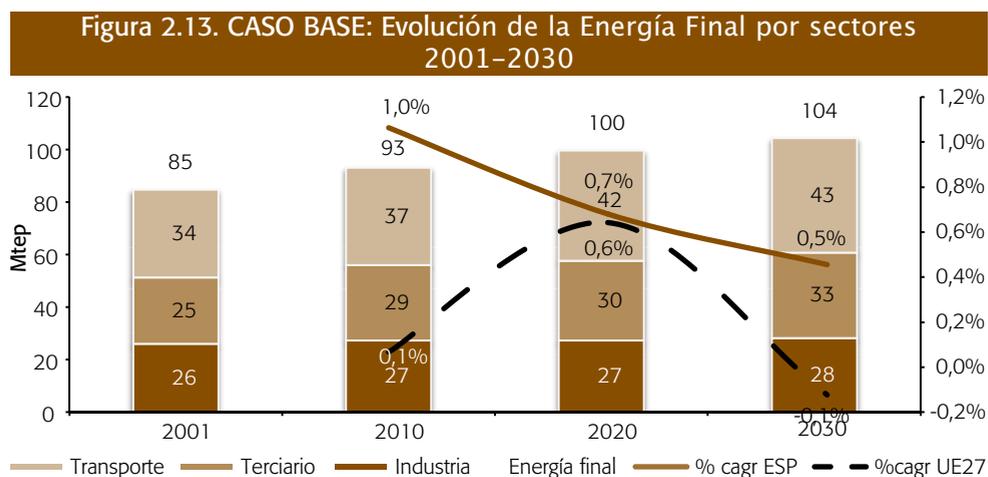
Respecto al crecimiento del PIB (1,1% 2010-2020 y 1,3% 2020-2030), se ha realizado una estimación propia en la que se puede apreciar una recuperación económica moderada, no llegándose a alcanzar los niveles de crecimiento de la década anterior. En el momento de elaboración de estos escenarios, la última previsión dada por el Gobierno era la dada en la Planificación energética presentada en 2011, que consideraba crecimientos superiores al 2% (2,3% en 2010-2020 y 2,4% en 2020-2030), pero ésta ha sido actualizada en Mayo de 2013, como hemos comentado anteriormente. En esta nueva planificación, se ha presentado un crecimiento del PIB del 1,2% para el periodo 2010-2020.

Además, estos valores se han contrastado con las proyecciones de IPTS elaboradas en 2009 para la UE27³³, pudiéndose ver su comparativa en las figuras 2.11 y 2.12. Las estimaciones apuntan a que, previsiblemente, en relación al PIB per cápita, aumente nuestra diferencia con respecto a la media de la UE27.

³² En el documento presentado en Mayo de 2013 de actualización de dicha planificación parece que se ha seguido considerando el mismo crecimiento poblacional
³³ http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdf

2.4. Caso Base 2010-2030

Bajo el entorno definido (crecimiento de PIB y población) para el periodo 2010-2030, se ha realizado una proyección con la tendencia mostrada en la década 2001-2010, al periodo comprendido entre 2010-2030, sumalizando los conceptos hasta obtener el valor de consumo de energía final por combustibles. En la Figura 2.13, se puede ver el resultado final de consumo de energía final por usos y su crecimiento comparado con el caso europeo³³.



La energía final alcanzaría la cifra de 104,5 Mtep en el año 2030 para el escenario Base, con un crecimiento interanual del 0,7% en la primera década 2010-2020 y del 0,5% en la segunda 2020-2030.

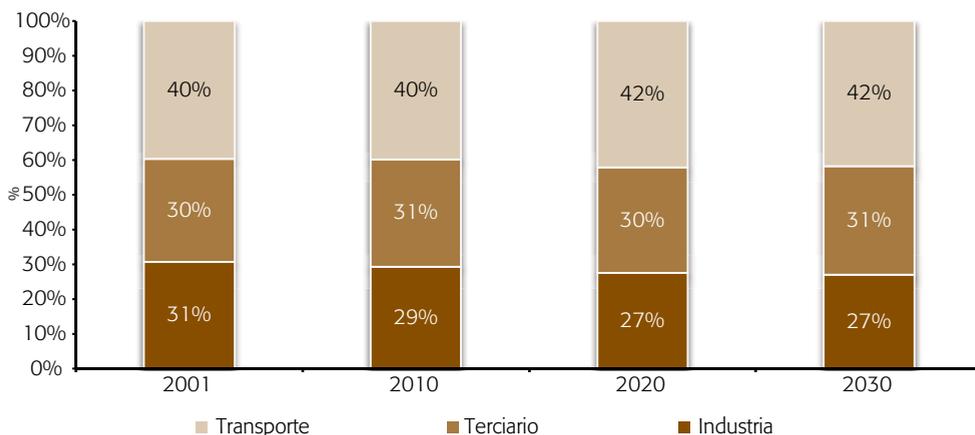
En el periodo 2020-2030, se prevé que el crecimiento se ralentice como consecuencia de una población casi constante, donde el alza de los precios de los combustibles y la llegada de las mejoras tecnológicas previsibles, que harán probablemente que la industria y los ciudadanos reduzcan su consumo. En este escenario no se producirán cambios sustanciales en el mix, manteniéndose el peso de cada una de las fuentes energéticas similares a 2010. La electricidad pasaría del 23% en 2010 al 24% en 2030, los derivados del petróleo del 52% al 51%, el gas natural del 18% al 17%, y el carbón seguiría representando el 1% junto con las renovables no eléctricas que mantendrían el 6%.

En cuanto al análisis del escenario Base por sectores podemos adelantar algunas conclusiones:

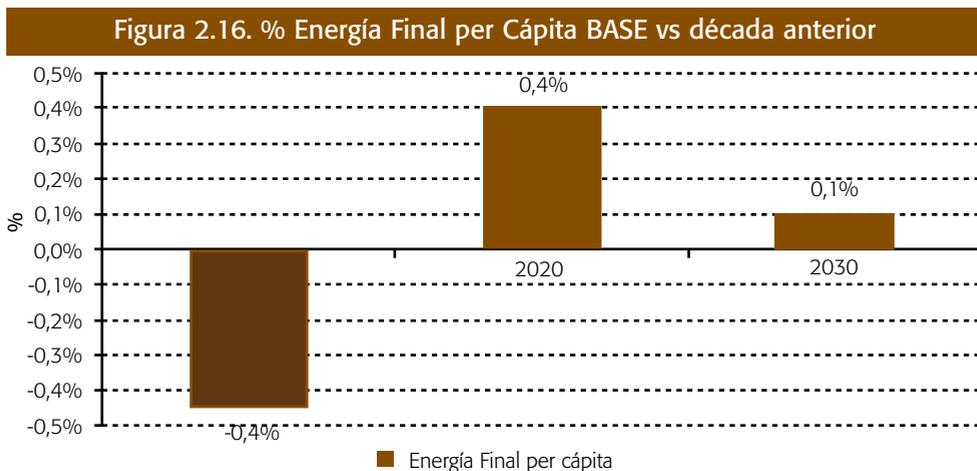
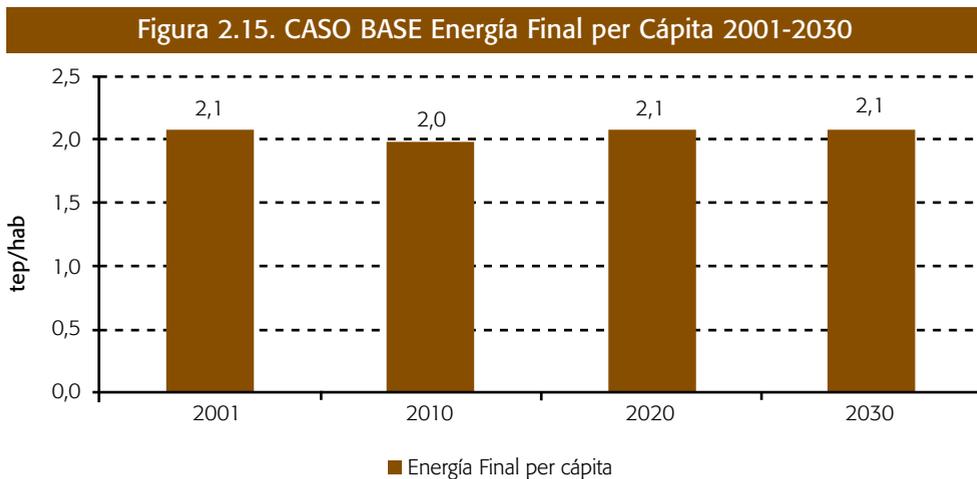
- La industria, con un crecimiento anualizado del 1,1% de PIB en la década 2010-2020, es la que menos parece que vaya a aumentar su consumo energético, con un 0,02% en este periodo, sobre todo por efectos derivados de la actual crisis. Para 2030, con un crecimiento anual del PIB del 1,3%, se espera que la industria aumente su consumo energético un 0,3%, no muy alejado del 0,5% en la década 2001-2010.
- En el extremo opuesto está el sector transporte, que crece un 1,2% en el periodo 2010-2020 y un 0,3% en 2020-2030. Las mejoras de eficiencia en los motores de combustión interna, así como el estancamiento del crecimiento de la población y su envejecimiento harán que el consumo en esta segunda década se contenga en mayor medida.
- El sector terciario mantiene un crecimiento más estable durante todo el periodo, siendo del 0,6% en 2010-2020 y del 0,7% en 2020-2030.

En relación a la participación de cada uno de los sectores en el consumo de energía, el transporte seguirá siendo el de mayor peso con una gran diferencia respecto a los otros (en 2010: Industria 29%, Terciario 31% y Transporte 40%; en 2020 y 2030: Industria 27%, Terciario 31% y Transporte 42%).

Figura 2.14. CASO BASE: Evolución de la Energía Final por sectores 2001-2030



Para el escenario de población estimado, la energía final per cápita se mantiene casi constante, siendo de 2,06 tep/hab en 2020 y de 2,09 tep/hab en 2030. La evolución y variaciones por cada década se representan en las figuras 2.15 y 2.16, respectivamente.



De manera similar al análisis anterior, se analiza la energía final por PIB. El valor obtenido es de 115,6tep/M€2000 para 2020 y de 106,3tep/M€2000 para 2030. La tendencia histórica de consumo energía final por PIB ha sido decreciente en España desde 2006, por lo que en el escenario base se sigue manteniendo esta tendencia de decrecimiento.

Figura 2.17. CASO BASE Final por PIB 2001-2030

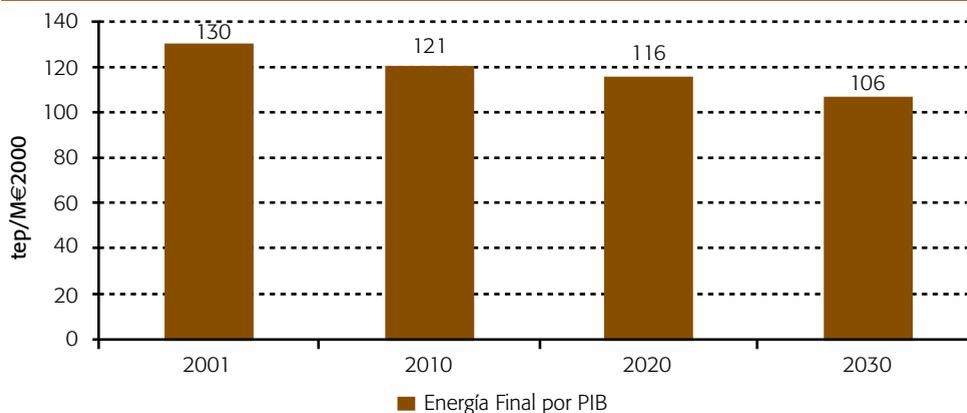
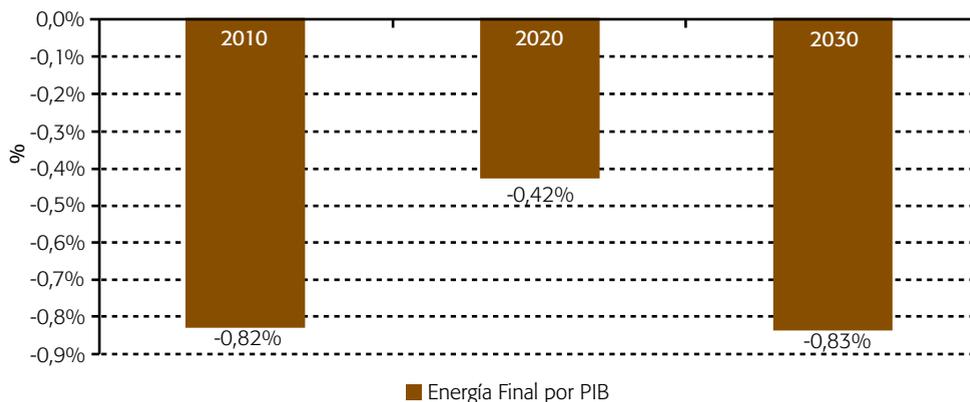


Figura 2.18. % Energía Final por PIB BASE vs década anterior



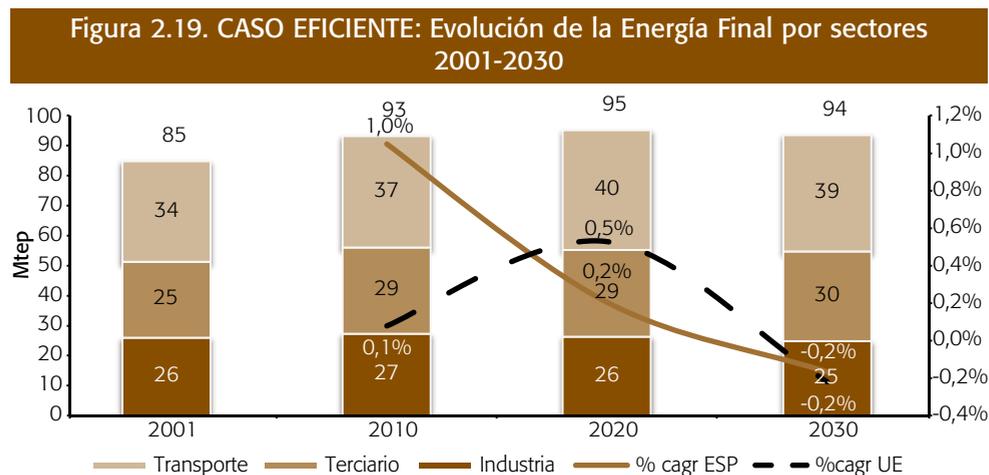
2.5. Caso Eficiente 2010-2030

Bajo las mismas hipótesis de crecimiento económico y poblacional que el escenario Base, se ha realizado un análisis de las variables sobre las que aplicar posibles mejoras de eficiencia o cambios de comportamiento, que en su conjunto permitirían asegurar la consecución del objetivo del 20% de eficiencia en 2020 buscado por la Directiva Europea 2012/27/EU sobre Eficiencia Energética. Éste escenario Eficiente, que así se verá denominado a lo largo del documento, no ha sido elaborado teniendo en cuenta los objetivos concretos del artículo 7 de la Directiva³⁵, sino que éste se ha usado a lo

³⁵ "los distribuidores de energía obligados y/o las empresas minoristas de venta de energía alcancen un objetivo de ahorro de energía acumulado, a nivel de usuario final, antes del 31 de diciembre de 2020. Dicho objetivo será al menos equivalente a la consecución de un nuevo ahorro cada año, desde el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020, del 1,5 % de las ventas anuales de energía a clientes finales, en volumen, como promedio de los últimos tres años previos al 1 de enero de 2013. Se podrán excluir total o parcialmente de este cálculo las ventas de energía, en volumen, empleada para el transporte."

largo del libro para comparar si el ahorro conseguido en el escenario Eficiente vs el escenario Base alcanzaría el objetivo de ahorro marcado por la directiva a través de este artículo.

En la Figura 2.19, se puede ver el resultado final del caso Eficiente tanto en valores absolutos de consumo energético como en su crecimiento medio.



La energía final alcanzaría la cifra de 93,5 Mtep en 2030 frente a los 104,3 Mtep del escenario Base. En el escenario Eficiente, el crecimiento medio anual de la energía final sería de 0,2% en el periodo 2010-2020 y de -0,2% en el periodo 2020-2030. El consumo en el 2020 sería un -4,3% menor frente al caso Base, siendo esta diferencia del -10,8% en 2030. Esta reducción de consumos del escenario Eficiente se reflejará en un menor consumo de cada uno de los combustibles finales (carbón, petróleo, gas, electricidad y otros) frente al consumo en el escenario base, debido a la aplicación de mejoras de eficiencia y a cambios de comportamiento que conllevarán un ahorro directo debido a un menor uso.

En este escenario, la electricidad y el gas ganarían peso en 2030 frente al petróleo, lo que permitirá reducir la dependencia energética al 67,5% frente al 81% actual. Si bien, el petróleo y sus derivados seguirán siendo los combustibles de mayor peso, representando en 2030 el 49% del total consumido, seguidos de la electricidad con un 26% y del gas con un 18%.

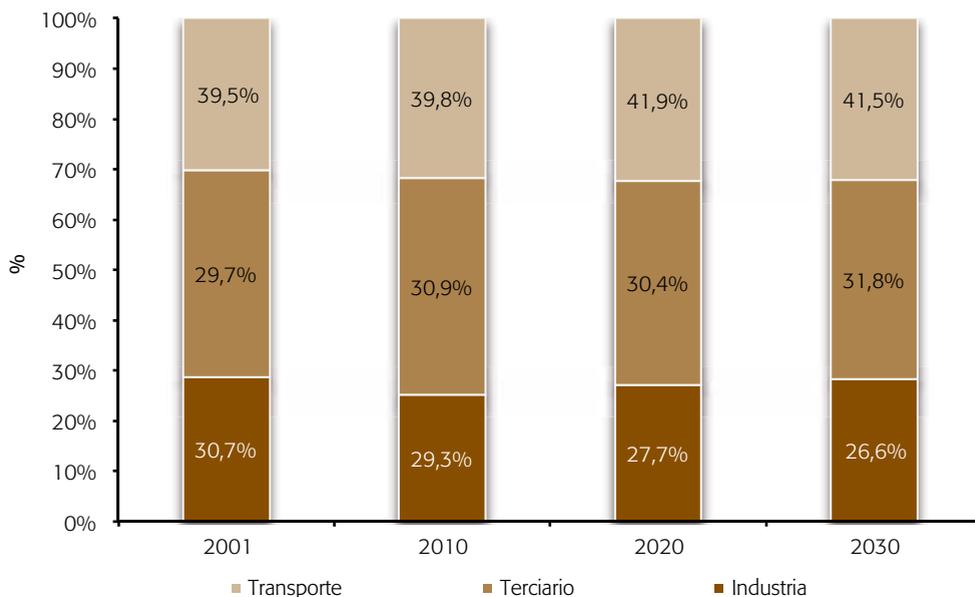
El consumo por sectores puede verse en la Figura 2.20, observándose que el sector transporte no cambia su tendencia creciente de las décadas anteriores hasta la década

2020-2030. Sin embargo, la industria, ya en 2020, consumiría menos que en 2010 y decrecería aún más en 2030. El sector terciario se mantendría en 2020 al mismo nivel de consumo que en 2010, pero crecería en 2030.

Si comparamos los consumos por sectores de este escenario Eficiente con respecto al escenario Base, se observa que en la industria sería un -3,8% menor en 2020 y un -11,8% en 2030. Esta misma comparativa en el sector terciario daría consumos -4,6% y -8,6% menores que para el escenario Base en 2020 y 2030, respectivamente. Para el sector transporte, las cifras serían del -5,1%, en 2020, y del -10,7%, en 2030. A nivel global se consumiría, en 2020, 4,6 Mtep menos en este escenario frente al tendencial, siendo esta diferencia de 10,8 Mtep en 2030.

En cuanto al peso por sectores no habría cambios sustanciales, como se puede observar en la siguiente figura:

Figura 2.20. CASO EFICIENTE: Evolución de la Energía Final por sectores 2001-2030



Si analizamos la intensidad per cápita, de los 1,98 tep/hab de 2010, el esfuerzo del caso Eficiente consistiría en contener este indicador a 2020 y alcanzar en 2030 un consumo de 1,87 tep/hab. La evolución y variaciones por décadas se representan en las figuras 2.1.21 y 2.22.

Figura 2.21. CASO EFICIENTE Energía Final per Cápita 2001-2030

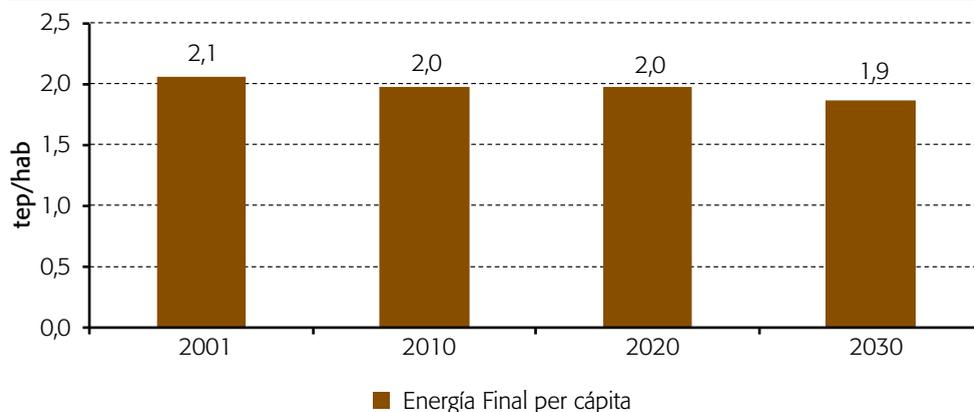
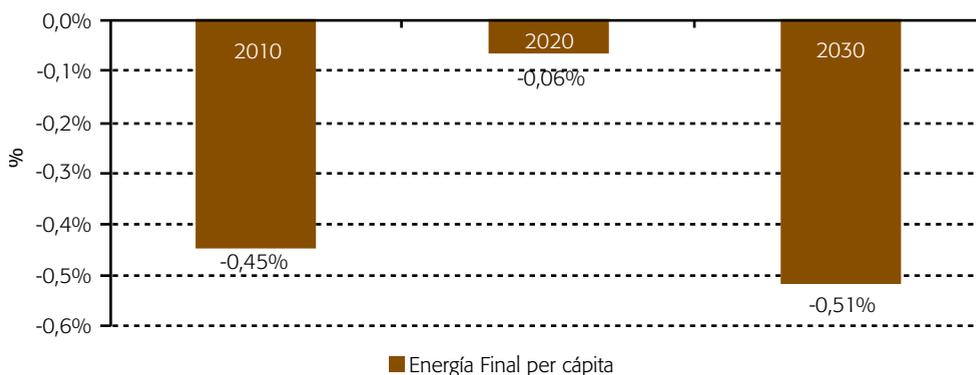


Figura 2.22. % Energía Final per Cápita EFIC. vs década anterior



Comparando ambos escenarios, se observa que, para 2030, la intensidad per cápita en el escenario Eficiente se reduciría casi en un 11% respecto al tendencial.

Al igual que en el análisis anterior, se estudia el consumo de energía final por unidad de PIB. Los valores obtenidos son de 110,3 tep/M€2000 y 95,3 tep/M€2000, para 2020 y 2030 respectivamente, frente a los 120,6 tep/M€2000 registrados en 2010. Estos valores de intensidad en el caso Eficiente supondrían, frente al escenario Base, un descenso de tep por cada M€ de PIB de 5,3 en 2020 y de 11 en 2030. La evolución y variaciones por cada década se representan en las gráficas siguientes.

Figura 2.23. CASO EFICIENTE Energía Final por PIB 2001-2030

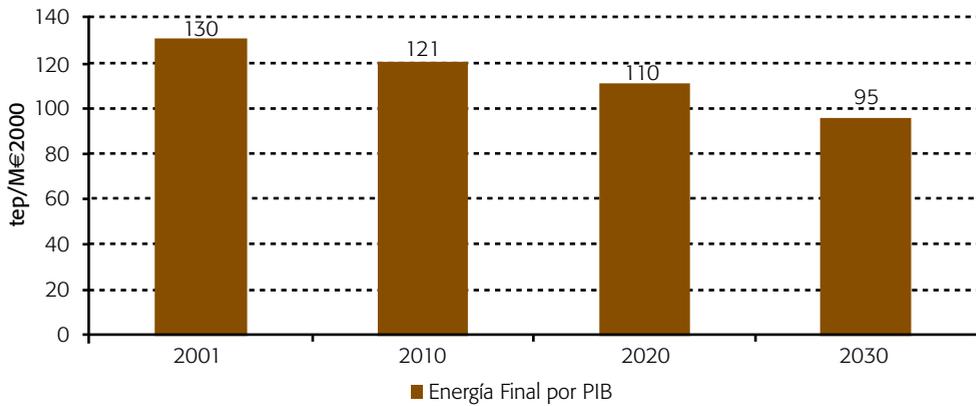
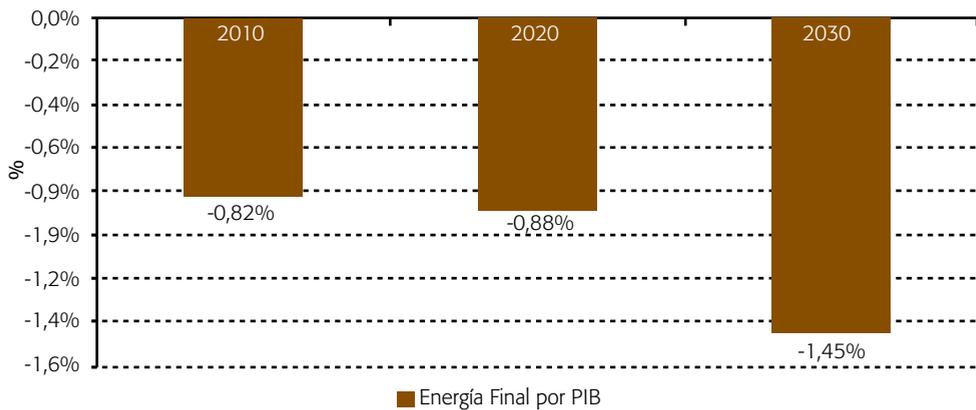


Figura 2.24. % Energía Final por PIB EFICIENTE vs década anterior



En la década 2010-2020 se conseguiría un decrecimiento análogo al obtenido en la década 2001-2010, siendo, como ya se ha comentado, en la década 2020-2030, donde se produciría una mayor reducción, disminuyendo un 1,4% frente a la década anterior.

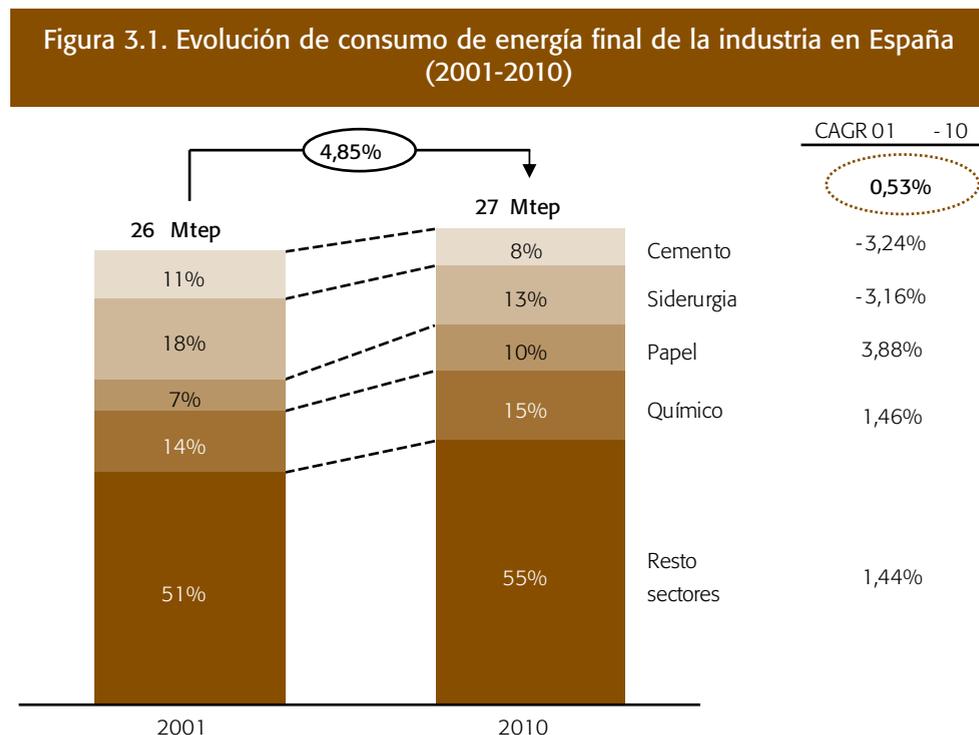
CAPITULO 3. EL SECTOR INDUSTRIAL

Blanca Perea Solano (Coordinadora), Ramón Andrés Bobes Miranda, Javier Penacho Raposo y Fernando Soto Martos

3.1. Evolución del sector industrial 2001-2010

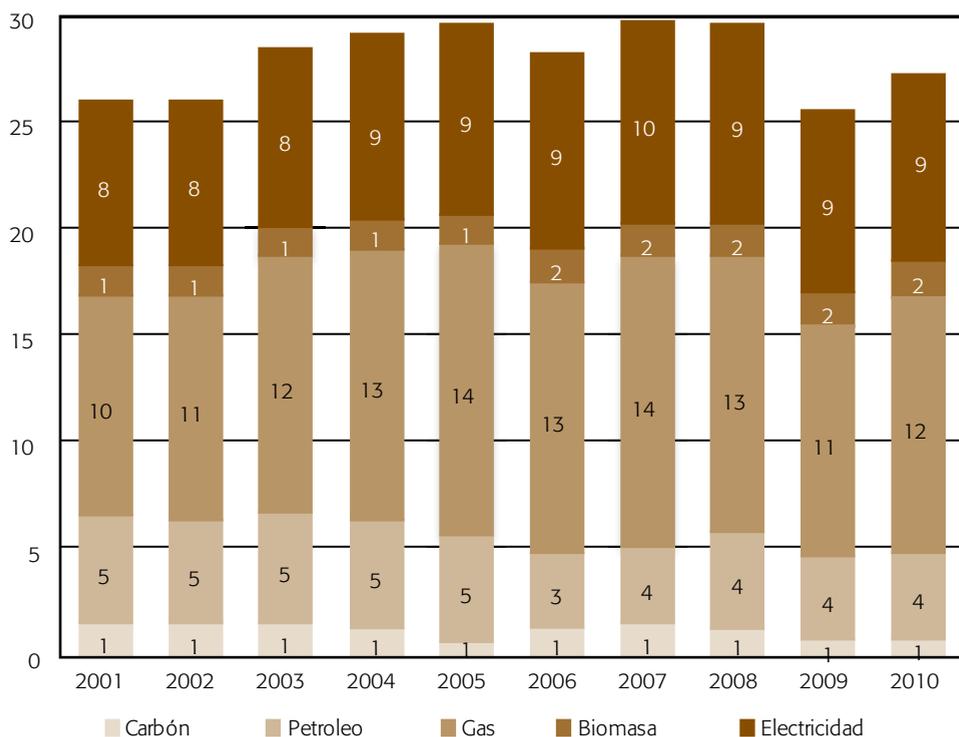
a) Evolución del consumo energético

La energía final en la industria ha experimentado un crecimiento anual medio de 0,53% entre el 2001 y el 2010, pasando de 26 a 27 millones de tep. Más de la mitad del consumo se concentra en las industrias química, siderurgia, papel y minerales no metálicos (cemento), aunque las tendencias en cada uno de ellos son dispares como se describe en las siguientes secciones (Figura 3.1).



En el periodo 2001-2010, el mayor consumo de energía final en el sector industrial fue de gas natural (43%), seguido de electricidad (31%) y de petróleo (16%), que redujo considerablemente su contribución. El carbón y la biomasa representaron una fracción marginal, aunque ésta última ha experimentado un crecimiento de un 3% en la última década.

Figura 3.2. Energía Final Industria, por combustibles (Mtep)



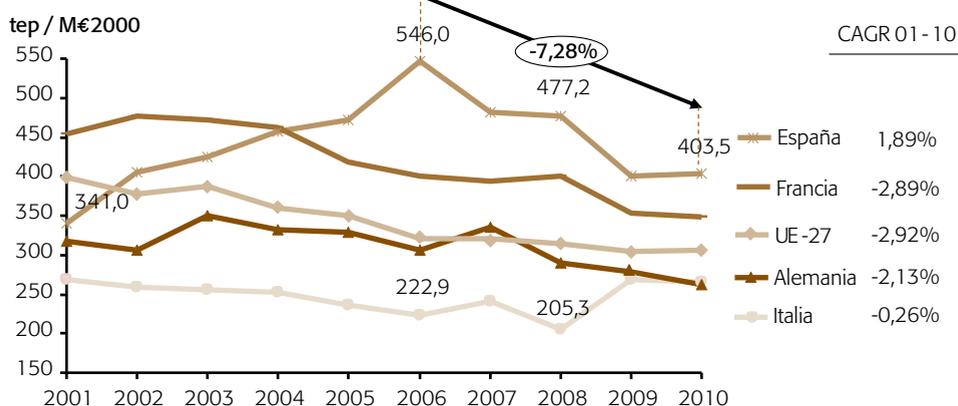
Las claves para entender cómo ha evolucionado el consumo en cada subsector industrial, y cuál ha sido el grado de penetración de las diferentes soluciones de eficiencia energética (observadas a través de la evolución de la intensidad energética), exigen conocer la caracterización del consumo de cada uno de ellos y el contexto económico y competitivo que están atravesando, tal y como se analiza a continuación.

Subsector químico

El subsector químico ha experimentado un crecimiento medio en Valor Añadido Bruto (VAB) del 1,9% en el periodo 2001-2010³⁶. Esta producción, relativamente estable, ha ido acompañada de un incremento de la intensidad energética (energía final por unidad de VAB³⁷) hasta 2006, y de una reducción de la misma desde ese momento. Durante muchos años la industria química ha realizado numerosos esfuerzos para mejorar la eficiencia energética reduciendo su consumo por unidad de producción. La industria química ha reducido su consumo de energía en el periodo 2007-2010 con una tasa de reducción media anual del -5,0% —caída bastante más acusada, que la que pone de manifiesto el IPI (Índice de Producción Industrial) para ese mismo período, del orden del -0,6%. La agrupación de actividad que redujo más su intensidad energética en el periodo 2007-2010 en España fue la Industria química (fuente: IDAE PAEE 2011-2020)

El sector químico es incluso más heterogéneo que el del papel, con pesos muy diferentes en la Unión Europea (Productos químicos de consumo entre los que se encuentran pinturas y tintas de imprimir, detergentes, entre otros; Petroquímica, Química inorgánica de base; Polímeros: Especialidades, Fertilizantes y Especialidades farmacéuticas) por lo que no es posible comparar intensidades energéticas con las de otros países de la Unión.

Figura 3.3. Evolución de la intensidad energética de la industria química en Europa (2001-2010)



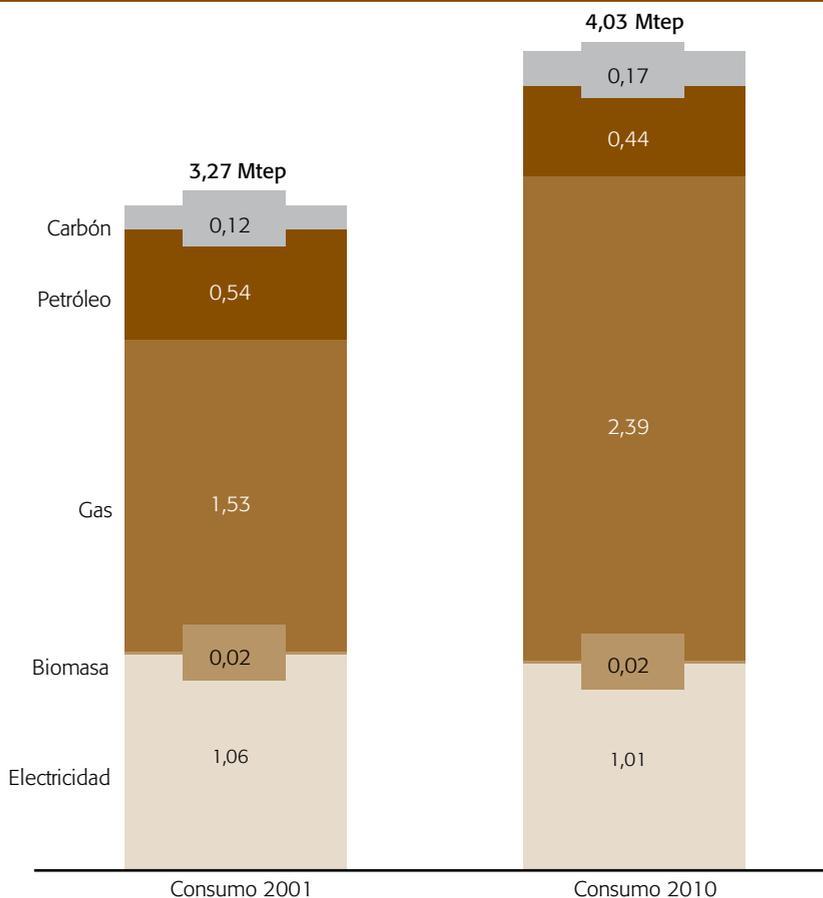
36 Fuente: MINETUR

37 En el sector químico, dada la gran variedad de productos que engloba, se presenta la intensidad energética por unidad de Valor Añadido Bruto (VAB) y no producción por tonelada de producto.

La estructura de costes del sector químico en 2011 en España evidencia la importancia de los costes de personal y compra de materias primas con un peso dentro del total de costes de exploración de un 10% y un 50% respectivamente. La compra de otros aprovisionamientos, entre los que están incluidos los combustibles, representa un 9% del total de los gastos de explotación y, dentro de esta partida, la compra de electricidad representa el 21% frente al 19% del gas natural.

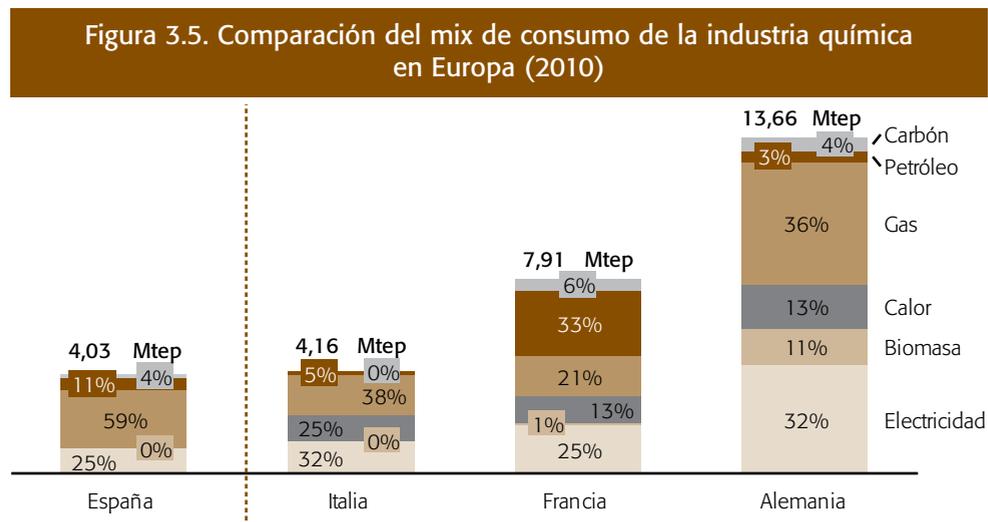
En la última década, el sector químico ha llevado a cabo una sustitución de los derivados del petróleo por el gas natural (Figura 3.4.).

Figura 3.4. Evolución del *mix* de consumo de la industria química en España (2001-2010)



Con respecto a otros países de la Unión Europea, el sector químico español destaca por una estructura de consumo muy basada en el gas natural, como consecuencia de la

mencionada sustitución de los combustibles derivados del petróleo. Concretamente, esto se pone de relieve en una comparación con la estructura energética de esta industria en Italia, Francia y Alemania (Figura 3.5.).



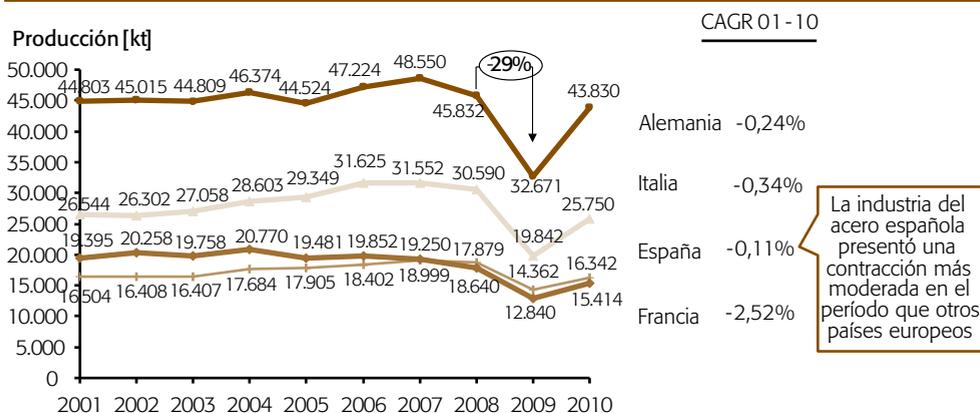
Es de destacar que, en 2010, la industria química española todavía no empleaba prácticamente nada de biomasa como combustible, mientras que en otros países de la Unión Europea, su uso estaba más extendido. A modo de ejemplo, Alemania empleó un 11% de biomasa para abastecer esta industria en 2010.

Subsector siderúrgico

El subsector siderúrgico representa un 18,6% de la demanda energética industrial, posicionándose como el mayor consumidor del sector industrial. Se trata de una industria competitiva a nivel europeo, pero que puede sufrir la amenaza potencial de los países emergentes, ya que, con mano de obra más barata pueden alcanzar precios más competitivos en el mercado.

En relación con el Acero (73% de la siderurgia), su producción media en el período 2001-2010 ha sido de 17.160 kt de acero/año, similar a la de Francia y muy inferior a la de Italia o Alemania, y ha sufrido una contracción más moderada de su producción que el resto de países (Figura 3.6).

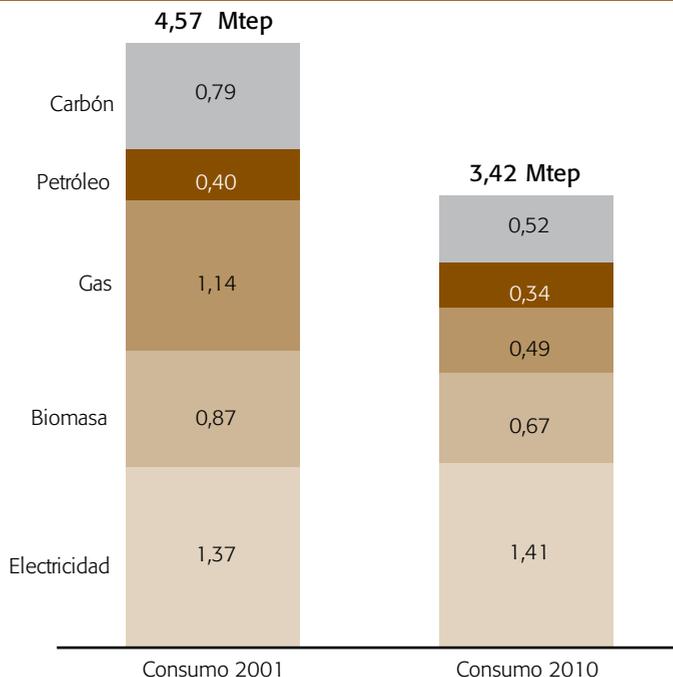
Figura 3.6. Evolución de la producción del sector siderúrgico en Europa (2001-2010)



De forma similar al químico, la estructura de costes del sector del acero en 2011 evidencia la importancia de los costes de personal y compra de materias primas, que representan un 9% y un 61% del total de los gastos de explotación de la industria. La partida de compras netas de otros aprovisionamientos, en donde se incluyen los combustibles, representa un 11%. Dentro de esta partida, la compra de electricidad destaca por ser uno de los combustibles más importantes con un peso de un 32%, muy alejado de lo que supone la compra de gas 9%.

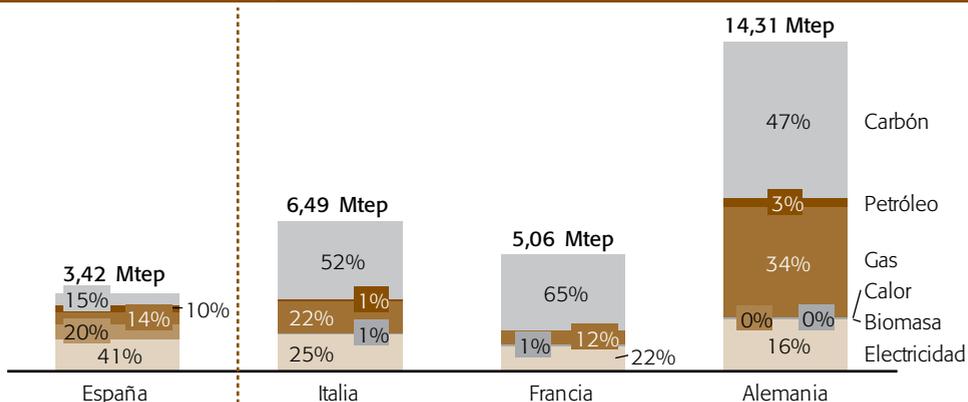
La estructura de consumo energético de esta industria ha sufrido variaciones importantes en los últimos 20 años, aumentando sustancialmente la electricidad y desapareciendo los derivados del petróleo a favor del gas natural. El sector ha servido de inductor en la penetración de éste último en varias regiones de España. En 1990 el carbón pesaba un 42% y la electricidad un 16%, siendo el resto combustibles derivados del petróleo. Actualmente, las principales fuentes energéticas que emplea el sector son la electricidad 41%, biomasa 20% y gas natural 14%.

Figura 3.7. Evolución del mix de consumo de la acería en España (2001-2010)



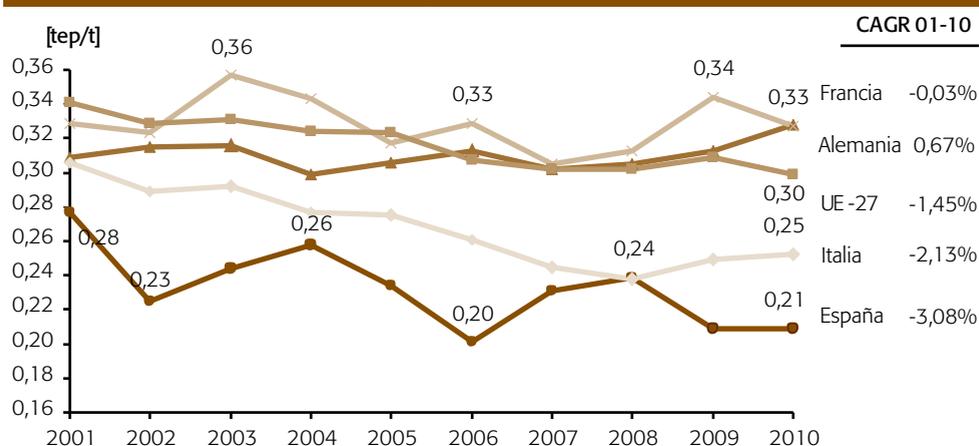
Con respecto al resto de las industrias acereras de Europa, en España está altamente electrificada, siendo la que menos carbón consume, comparada con nuestros vecinos europeos, un 15% del consumo en España frente al 65% de Francia o el 52% de Italia en 2010 (Figura 3.8). Esto puede representar una ventaja competitiva y puede explicar el liderazgo de la siderurgia española a nivel europeo.

Figura 3.8. Comparación a nivel europeo de la estructura de consumo energético por fuente en el sector del Acero



El sector del acero ha evolucionado hacia una mayor eficiencia en dos direcciones: eliminando aquellas instalaciones más ineficientes y modernizando el resto progresivamente con los avances tecnológicos disponibles en cada momento. A mediados de la década de los '90 se realizó un cambio tecnológico especialmente relevante en relación con la sustitución de materias primas, al implantar los procesos de horno eléctrico de arco en las acerías (en lugar del tradicional carbón). Esta electrificación ha permitido que el sector siderúrgico destaque por su baja intensidad energética cuando se la compara con nuestros vecinos europeos, mientras en general su producción ha sido inferior a la de otros países.

Figura 3.9. Evolución de la intensidad energética de la industria acerera en Europa (2001-2010)



Por dicha razón, el potencial de ahorro es limitado, al estar ya incorporado en buena parte, y las alternativas a futuro también lo son, por haberse alcanzado ya un equilibrio razonable en producción con horno eléctrico (75%) y por reducción con carbón en horno alto y acería al oxígeno (25%). Ya se ha producido prácticamente la completa sustitución de otros combustibles por gas natural.

A pesar de estas limitaciones, todavía se podrían acometer medidas de eficiencia que implicasen una reducción del 5%. Sin embargo, por otra parte, en el contexto actual de crisis no es posible llevar a cabo prácticas que en épocas de bonanza eran muy utilizadas, como emplear mayores porcentajes de carga en caliente, lo cual redundaría negativamente en la eficiencia.

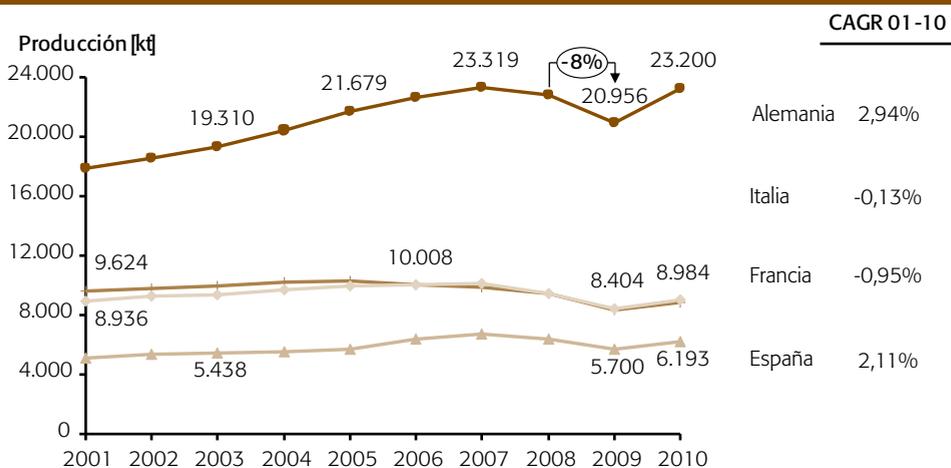
Este sector se posiciona, por lo tanto, como un ejemplo a nivel europeo, donde esta industria tiene todavía recorrido.

Subsector papel y cartón

El subsector del papel y cartón es un mercado consolidado y maduro en España. Su consumo representó en 2010 un 9,5% del consumo energético industrial. Su producción creció un 41% en el período 2001-2007, a lo que siguió una caída y posterior recuperación a niveles próximos a los del inicio de la crisis, con una producción actual de 6,2 millones de toneladas de papel y 1,9 millones de toneladas de celulosa, siendo el sexto país productor de la UE.

La industria papelera es exportadora (más del 50% de su producción) y muy intensiva en energía, representando los costes energéticos entre un 15%-20% de los costes en el proceso de fabricación. Como en la mayoría de las industrias de España, la compra de materia prima (40%) y los gastos de personal (19%) son los más importantes dentro del total de los gastos de explotación. Las compras netas de otras mercaderías y combustibles de generación suponen un 11% del total. Dentro de esta partida, la compra de electricidad es la más importante, con un peso de un 25%, mientras que las compras de gas natural suponen un 19%.

Figura 3.10. Evolución de la producción del sector papel y cartón en Europa (2001-2010)

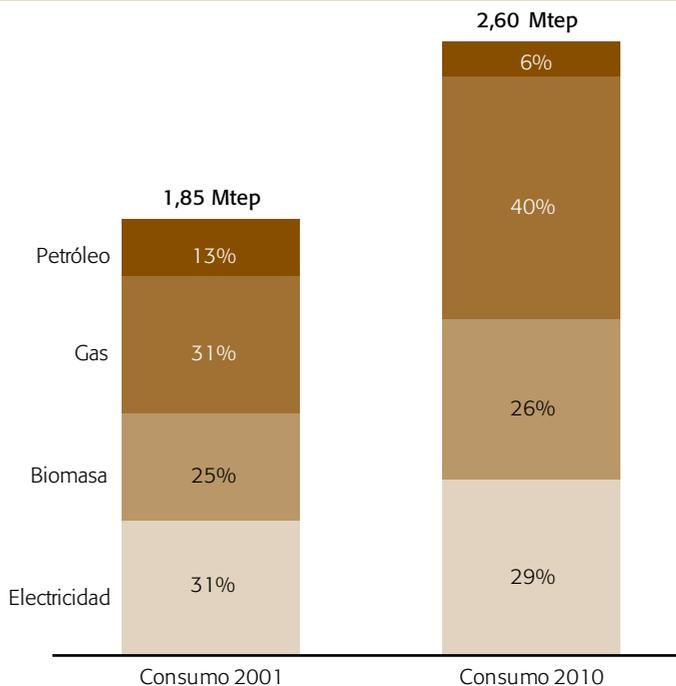


Se prevé una estabilización de la producción, siendo el objetivo principal del sector aumentar la calidad de los productos y procesos.

Su consumo energético cuenta con un importante peso de la biomasa, en concreto un 26% en 2010. En la última década, la estructura de consumo por fuente ha visto una

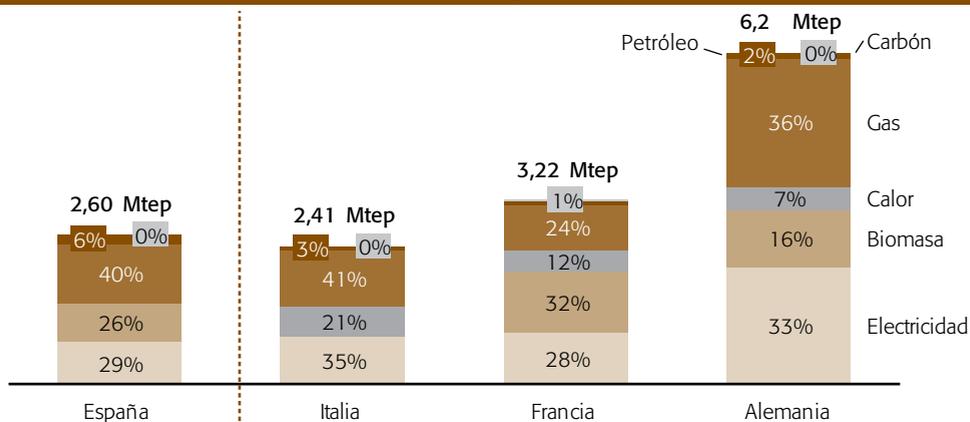
importante sustitución de los derivados del petróleo, pasando de una utilización de un 22% en 1990 a un 6% en 2010. Esto ha dado lugar a un incremento del consumo de gas natural hasta un 40%, y de electricidad hasta un 29% en 2010.

Figura 3.11. Evolución del mix de consumo de la industria del papel y cartón en España (2001-2010)



En comparación con otros países de la Unión Europea, la industria del papel y cartón de España es la que posee un *mix* de consumo más equilibrado entre gas (40%), biomasa (26%) y electricidad (29%). Destaca el no uso por parte de la industria española del calor, al contrario que otros países de la Unión Europea, en los que sigue teniendo un peso relevante en su *mix*. Sin embargo, la industria en España es la que más porcentaje de petróleo consume, un 6%, lo que sugiere que todavía es posible reducir el uso de este combustible probablemente a favor de un incremento del uso de la biomasa.

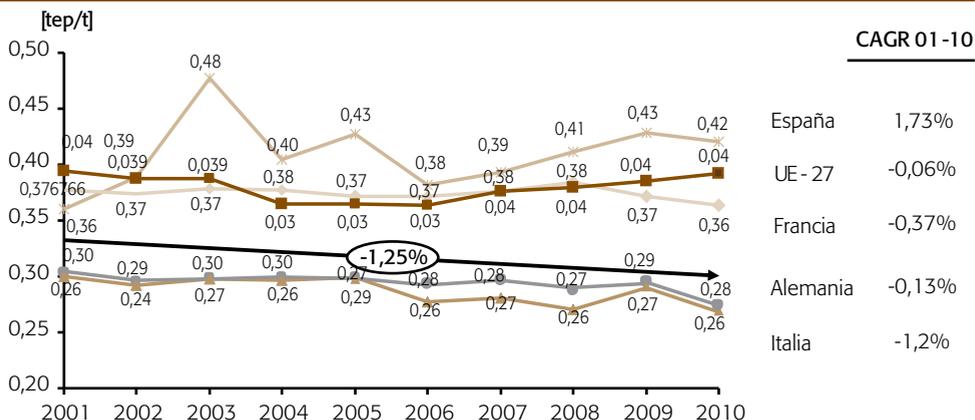
Figura 3.12. Comparación del mix de consumo de la industria del papel y cartón en Europa (2010)



Este sector presentó una intensidad energética media de 0,41 tep/t, superiores a la media europea y a países como Francia, Alemania e Italia. Esto también sugiere que existe margen para implementar medidas de eficiencia energética, incrementando el uso de energía renovable procedente de la biomasa y cogeneración para la producción de energía eléctrica y térmica eficiente.

Cabe notar que el sector papelero está constituido por diferentes subsectores y múltiples productos y que, además, cada instalación consta de factores propios (tipo de papel, gramajes, tratamientos finales...). Estos factores condicionan de manera determinante sus consumos energéticos, por lo que no es posible determinar intensidades energéticas medias ni compararlas con las de otros países.

Figura 3.13. Evolución de la intensidad energética de la industria del papel y cartón en Europa (2001-2010)



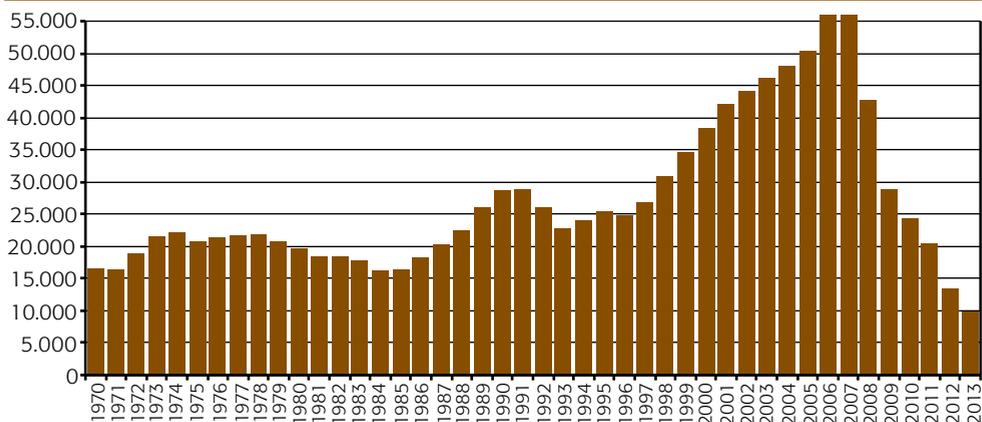
La principal característica en la apuesta del sector por la eficiencia energética ha sido la implantación generalizada de la cogeneración para la generación simultánea de calor y electricidad requeridos en el proceso. El sector contaba en 2011 con 79 plantas de cogeneración, que sumaban una potencia instalada de 1.289 MW, según IDAE.

Las principales estrategias de mejora energética en el sector son las siguientes: reducción de los consumos energéticos específicos, sustitución de combustibles, aumento de la cogeneración y valorización de los residuos del propio proceso productivo (especialmente ligado al reciclaje de papel).

Subsector cemento

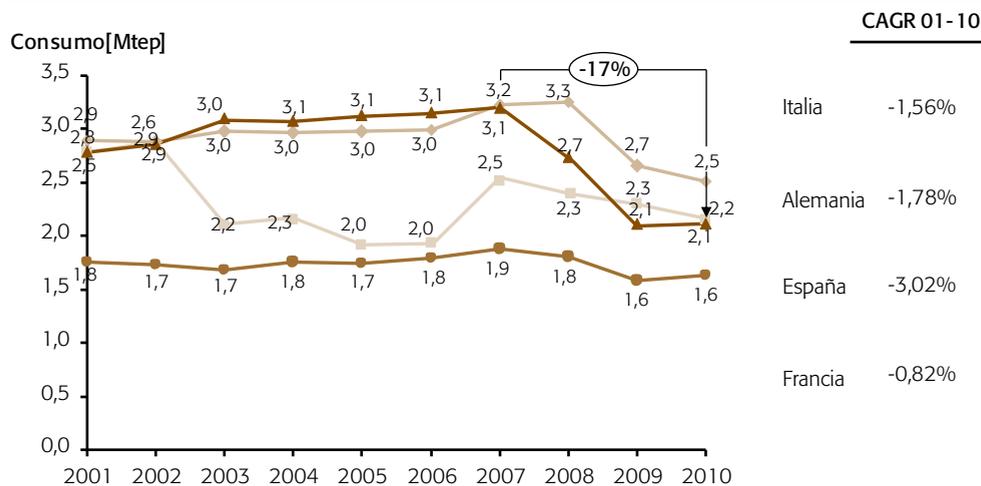
La evolución del consumo en la industria del cemento ha sido bastante irregular en estas últimas dos décadas, logrando en 2007 un máximo histórico. A partir de ese momento, la caída del consumo fue generalizada en todas las regiones teniendo como causa principal el fuerte descenso del consumo interno, provocado en buena medida por la disminución de las inversiones públicas y el retroceso del mercado de la vivienda.

Figura 3.14. Evolución del consumo aparente de cemento en España (Miles t)



El consumo energético del sector cemento representó un 7,7% del sector industrial en 2010. Este sector tuvo un crecimiento importante entre el 2001 y el 2007, pasando de 40.510 hasta 54.720 toneladas, pero decreció a partir de ese momento como resultado de la crisis, hasta 26.217 toneladas en 2010 (Figura 3.15).

Figura 3.15. Evolución del consumo de energía del sector del cemento en Europa (2001-2010)



La mayor parte del consumo energético para la fabricación de cemento se concentra en la descarbonatación y la clínkerización de las materias primas en el horno, operación que requiere cerca del 90 % de la energía total consumida en la fábrica.

El proceso de fabricación es intensivo en energía. En función del tipo de proceso elegido (vía húmeda, semihúmeda, semiseca, seca) y de las materias primas utilizadas, el consumo de combustibles en el horno se sitúa entre 3.000 y 6.400 MJ/t de clínker. En España desde 2007 tan sólo se fabrica mediante el proceso de vía seca, que es considerado la mejor tecnología disponible a nivel mundial.

Además de la vía de fabricación empleada, el consumo energético está relacionado con la humedad de las materias primas y con la dificultad en completar las reacciones químicas para la formación del clínker. Esta dificultad tiene lugar, por ejemplo, en la fabricación de clínker blanco, en la que las materias primas son muy pobres en fundentes y requieren temperaturas más altas de clínkerización, lo que implica necesariamente un mayor consumo energético.

Durante 2011, y debido a la crisis que está atravesando el sector desde el 2007, éste se ha visto obligado a parar y arrancar los hornos de producción de clínker intermitentemente, debido a la falta de demanda de cemento motivada por la inactividad en el sector de la construcción de la obra pública, lo que ha llevado a una pérdida de la eficiencia energética de los hornos que se ha traducido en un incremento del consumo energético/t de clínker.

El balance de masas y energías del proceso de fabricación de cemento se detalla en la Tabla 3.1. Según indica el estudio denominado "Informe de sostenibilidad de la Industria del cemento", el consumo de energía eléctrica necesaria para su producción es del orden de 110kWh/tonelada de cemento, de los cuales el 50% se utiliza en la producción de clínker y el otro 50% se utiliza en la fabricación del cemento.

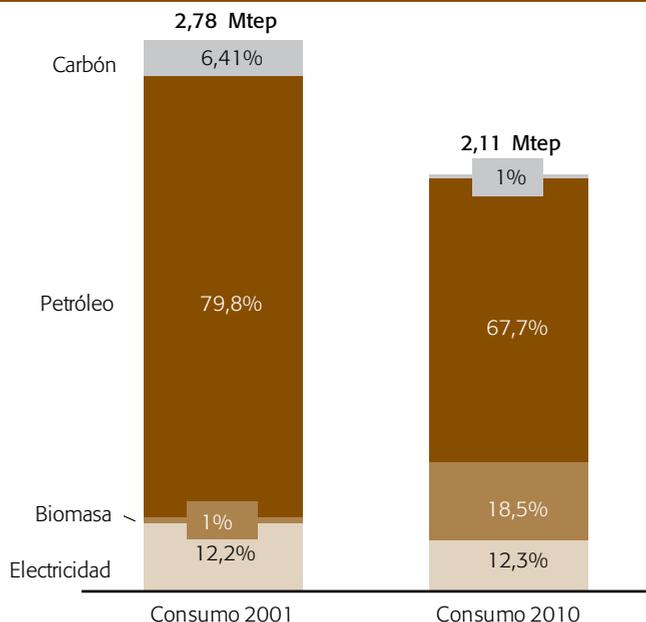
Tabla 3.1. Consumos de la industria del cemento en España

PRODUCCIÓN/ CONSUMOS (MUESTRA)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Producción de Clínker Tn	31.742.502	32.078.063	32.146.220	27.304.551	21.564.604	21.207.202	18.242.699
Energía Térmica Tep	2.883.200	2.876.409	2.891.894	2.431.768	1.879.815	1.797.163	1.612.594
Energía Eléctrica Tep	200.273	207.685	207.973	176.107	140.686	134.962	116.720
Total consumo energético Tep	3.340.716	3.073.675	3.089.433	2.599.042	2.011.638	1.932.125	1.729.314
Ratio Consumo térmico por ton de Clínker	0,0908	0,0897	0,09	0,0891	0,0872	0,0847	0,0884
Ratio Consumo total por ton de Clínker	0,1052	0,0958	0,0961	0,0952	0,0933	0,0911	0,0948

Fuente: Empresas de OFICEMEN

El sector cemento es el subsector industrial más intensivo en el empleo de combustibles sólidos, especialmente en el uso de coque de petróleo, subproducto del proceso de refino de petróleo con alto contenido energético y elevado contenido en azufre. Cabe destacar la sustitución de combustibles sólidos por energías renovables y combustibles alternativos, especialmente harinas cárnicas y neumáticos utilizados. Así, en 1990, el 51% del consumo era de carbón, el 37% de petróleo y el 11% de electricidad, eliminándose prácticamente el consumo de carbón en 2010, siendo sustituido por petróleo (68%) y biomasa (19%), manteniéndose el peso de la electricidad.

Figura 3.16. Evolución del *míx* de consumo de la industria del cemento en España (2001-2010)



Las altas temperaturas necesarias para el proceso de sintetización del clínker requieren una gran cantidad de combustibles y ofrecen la posibilidad de valorizar ciertos residuos orgánicos al utilizarlos como sustitutos de los combustibles fósiles tradicionales (coque de petróleo, carbón, fuel...). El tratamiento y utilización segura de estos residuos como combustibles alternativos en fábricas de cemento implica, además, un aprovechamiento máximo de su energía y minerales sin generar emisiones adicionales al entorno ni residuos sólidos, y conlleva un ahorro de gases de efecto invernadero.

El principal combustible empleado, el coque de petróleo, va cediendo terreno a otros combustibles de origen renovable. Estos combustibles, como se ha comentado, se obtienen a partir de residuos que son biomasa (harinas animales, residuos vegetales de la industria alimentaria, lodos de depuradora, madera de podas etc.) o parcialmente biomasa (neumáticos fuera de uso, combustible derivado de residuos urbanos, etc.). Al utilizar estos combustibles procedentes de residuos se consiguió en 2011 un ahorro energético de 362 kilotoneladas equivalentes de petróleo.

El sector cementero español ha reducido sus consumos durante los últimos veinticinco años, mejorando su eficiencia energética mediante la modernización de las instalaciones

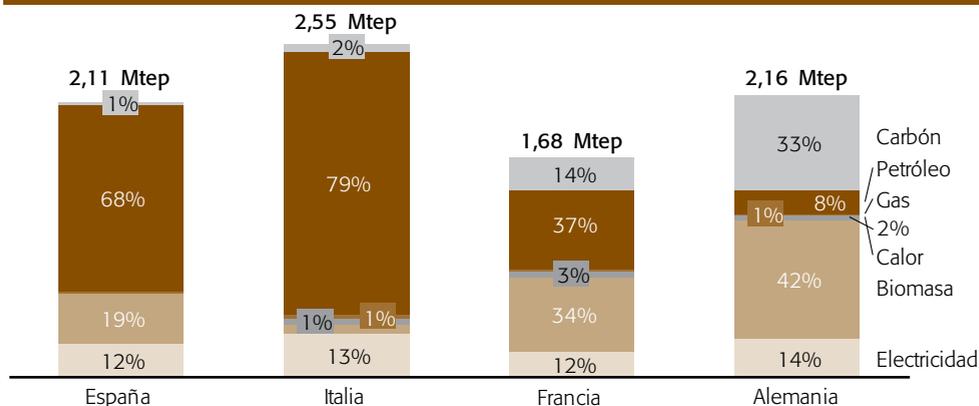
y el desplazamiento de la producción de clínker hacia hornos de mayor tamaño y eficiencia, mejorando progresivamente las plantas de fabricación, situándose entre las más eficientes del mundo.

Entre las mejores técnicas disponibles de carácter general que se han implementado en el sector para mejorar su eficiencia a lo largo de estos años se encuentran:

- Minimización del consumo de energía térmica aplicando una combinación de las siguientes técnicas:
 - Optimización y estabilización del proceso: sistemas de control de proceso automáticos; alimentación gravimétrica de combustibles; precalentamiento y precalcación, en la medida de lo posible y considerando la configuración existente del horno.
 - Recuperación del calor del sistema del horno, especialmente del enfriador, para secado de materiales.
 - Utilización de combustibles de energía primaria considerando las posibilidades de reducción del contenido de clínker del cemento.
- Reducción del consumo de energía primaria considerando, si es posible, la cogeneración o producción combinada de calor y electricidad. La evaluación se debe basar en la demanda de calor útil, los esquemas regulatorios y la viabilidad económica.
- Reducción del consumo de energía eléctrica mediante una o varias de las siguientes técnicas:
 - Sistemas de gestión de energía eléctrica.
 - Uso de equipos de molienda (y otros equipos de alta eficiencia).
- Reducción del consumo de recursos naturales. El empleo de residuos aptos para sustituir a las materias primas reduce el consumo de recursos naturales y combustibles fósiles.

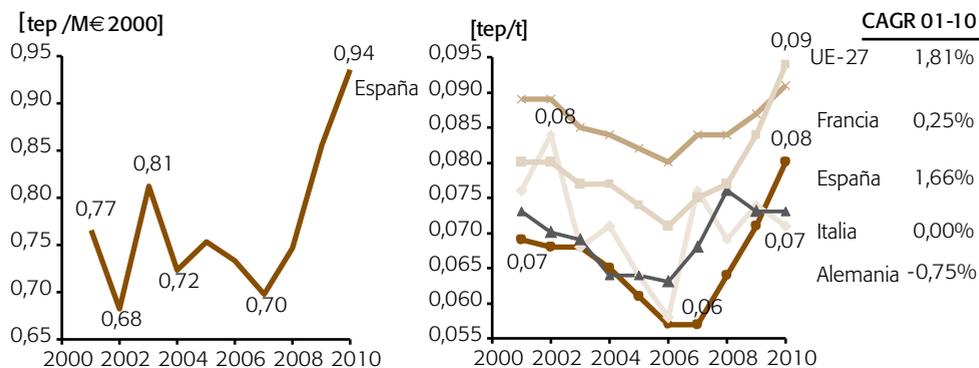
El sector cemento es uno de los subsectores sujetos a la Directiva de Comercio de Emisiones, por lo que la sustitución de combustibles fósiles por otros alternativos menos contaminantes es especialmente relevante. En España esta sustitución es cercana al 10%, mientras que en países europeos como Alemania, Holanda o Bélgica, ya supera el 40% de sustitución.

Figura 3.17. Comparación del *mix* de consumo de la industria del cemento en Europa (2010)



El decremento de producción que sufrió el sector a partir de 2007 ha repercutido en ineficiencia: se produjo un incremento de su intensidad energética tanto sobre valor añadido bruto (tep/€2000) como sobre tonelada de producción (tep/t). A pesar de este incremento, se sigue situando por debajo de la media de la Unión Europea.

Figura 3.18 y 3.19. Evolución de la intensidad energética de la industria del cemento en España y Europa (2001-2010)



En esta industria, la compra de materias primas es relevante dentro del total de los gastos de explotación con un peso del 28%, pero siendo éste significativamente inferior al otras industrias en España, como la siderúrgica o la química. Sin embargo, el peso de la partida de otras compras netas de aprovisionamientos es más significativa que en otras industrias, con un peso de un 16%. Dentro de estas compras, la más representativa es,

al contrario que en la mayoría de las industrias, la relativa al gas natural, con un peso de un 19% frente al 17% de gasto en electricidad.

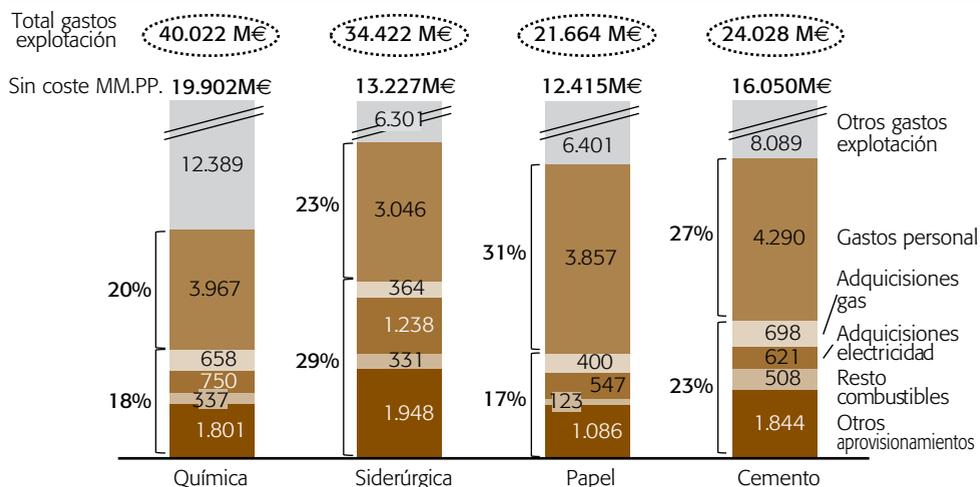
Las empresas del sector, conscientes de la necesaria disminución de emisiones de CO₂, y de la también mejora en su competitividad, han optado por incrementar su eficiencia energética cambiando los procesos de vía húmeda por procesos de vía seca y cambiando sus hornos por aquellos energéticamente más eficientes. De los 1.600 millones de euros invertidos entre 1997 y 2008, se han destinado 1.100 a mejoras en la eficiencia energética y reducción del impacto medioambiental. En la actualidad, ya no existen fábricas en España que utilicen el proceso de vía húmeda y los hornos de nuevas plantas como los que se reponen, son los más eficientes del mercado mundial.

b) Evolución de la eficiencia energética

A pesar de la evidente terciarización de nuestra economía, la contribución de la industria al PIB de España es sustancial, siendo el quinto país en Europa. Desde la perspectiva industrial, el concepto de eficiencia energética se debe entender como competitividad, ya que los consumos energéticos son uno de los gastos relevantes en las cuentas de explotación de las industrias, junto con los gastos de personal.

España ha incrementado su productividad en la última década, esencialmente gracias a los ajustes en el mercado laboral, que suponen en la industria entre un 20% y un 30% de los gastos de explotación excluyendo los costes de materia prima. Sin embargo, esto no ha sido suficiente para lograr alcanzar los niveles de nuestros vecinos europeos. Otra palanca para incrementar la competitividad puede ser actuar sobre la reducción de los costes energéticos, que suponen un porcentaje significativo de los gastos de explotación excluyendo los costes de materia prima (Figura 3.20).

Figura 3.20. Análisis de los gastos de explotación de las principales industrias de España (2011)



Por lo tanto, y a diferencia de otros sectores, la eficiencia energética se ha desarrollado de una manera natural en este sector, como hemos visto en el detalle de cada uno de los subsectores industriales, y la realización del potencial no depende tanto de los marcos normativos como en otros casos, sino de la propia dinámica de los mercados en un contexto global.

Por otro lado, cabe notar que la toma de decisiones está estrechamente ligada a la obsolescencia de los equipos existentes y que las decisiones de los empresarios en eficiencia energética suelen ir ligadas a la necesidad de reposición de equipos cuando estos ya están totalmente amortizados. Esto explica que los cambios tecnológicos en este sector – a veces ligados también a cambios en la estructura de consumo – acontezcan a lo largo de décadas.

A modo de ejemplo de cómo la energía puede jugar un papel clave en la competitividad de la industria, basta ver el impacto del desarrollo del gas no convencional (*shale gas*) en Estados Unidos en las decisiones estratégicas de industrias intensivas en consumo energético que, lejos de buscar una deslocalización a países en vías de desarrollo, están anunciando planes de desarrollo en ese país. Éste es el caso de empresas químicas, que tienen previstas la construcción de nuevas plantas para la producción de etileno, amoníaco para fertilizantes y combustibles diesel en el corto plazo.

Tabla 3.2. Resumen de indicadores clave de las principales industrias en España

	Químico	Siderúrgico	Papel	Cemento
Producción	No disponible	Acero: 16.342 kt 2010	6.193 kt 2010	26.217 kt 2010
Energía final	4,027 Mtep 2010 +1,5% (2001-2010)	5,068 Mtep 2010 -1,66 % (2001-2010)	2,604 Mtep 2010 +3,9 (2001-2010)	2,11 Mtep 2010 -3% (2001-2010)
Intensidad energética (tep/t)	No disponible	Acero 0,21 tep/t 2010 -3,1% (2001-2010)	0,42 tep/t 2010 +1,7% (2001-2010)	0,08 tep/t 2010 +1,6% (2001-2010)
Intensidad energética (tep/M€VAB)	403 tep/M€2000 2010 +1,9% (2001-2010)	1.147tep/M€2000 2010 (Total Siderurgia) +2,9% (2001-2010)	No disponible	935,6 tep/M€2000 2010(Total No Féreos) +2,3% (2001-2010)
Caracterización del consumo	59% gas 25% electricidad 11% petróleo 4% carbón	Acero 41% electricidad 20% biomasa 15% carbón 14% gas 10% petróleo	40% gas 29% electricidad 26% biomasa 6% Petróleo	Cemento 68% petróleo 19% biomasa 12% electricidad 1% carbón

3.2. Escenarios 2010-2030: Caso Base y Eficiente

Las mejoras de eficiencia sobre el escenario Base, bajo las hipótesis consideradas en ambos escenarios, hace que el escenario Eficiente presente un ahorro acumulado de 28,4 Mtep en el periodo 2010-2030, frente al tendencial. El caso Eficiente representa un consumo de 1 Mtep menor que el Base en 2020, siendo esta diferencia de 3,3 Mtep a 2030.

En las figuras 3.21 a 3.24 se observa la evolución de ambos escenarios para el sector industrial, así como la evolución de cada uno de los subsectores:

Figura 3.21. Escenario BASE Energía Final Industria ESP 2001-2030

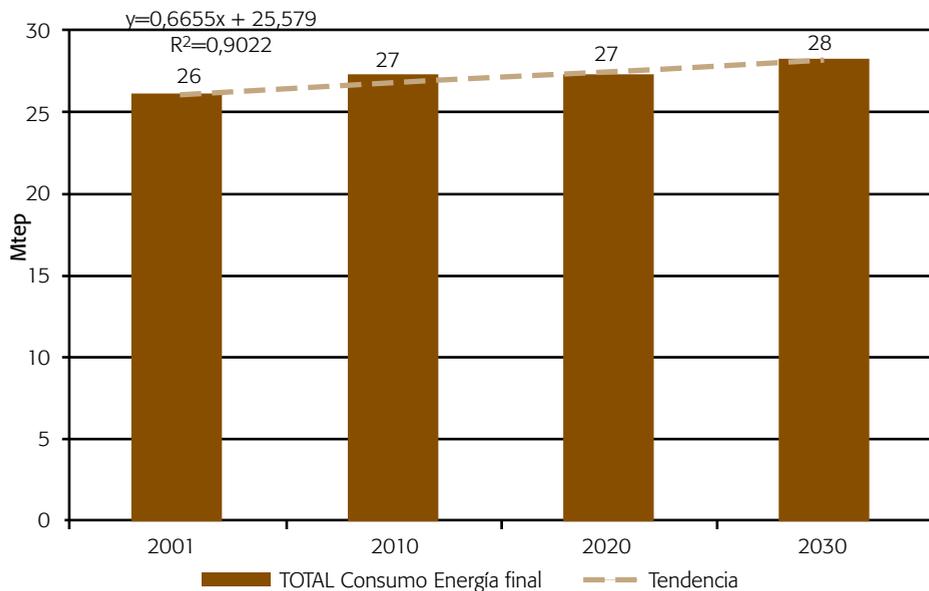


Figura 3.22. Escenario EFICIENTE Energía Final Industria ESP 2001-2030

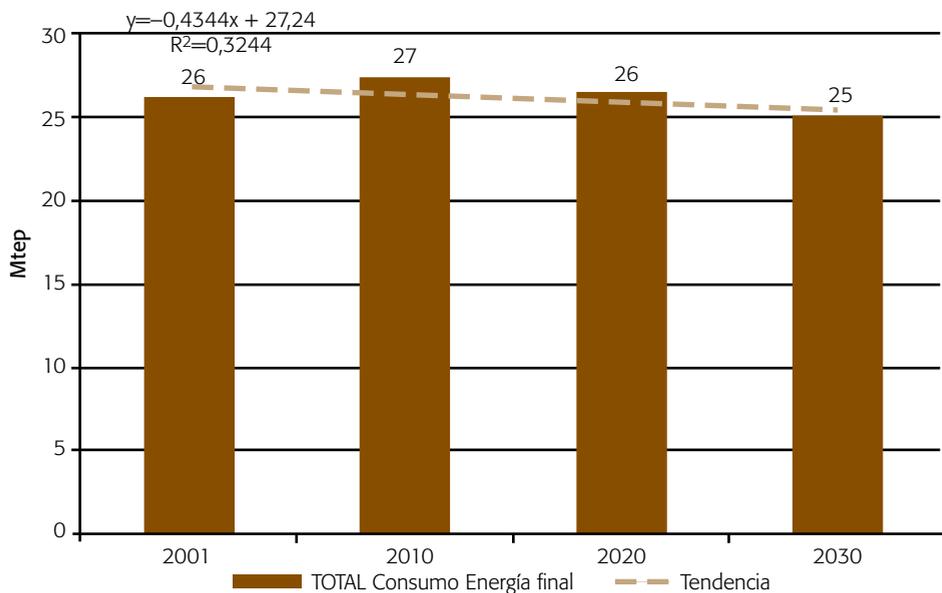


Figura 3.23. Escenario BASE Energía Final ESP 2001-2030

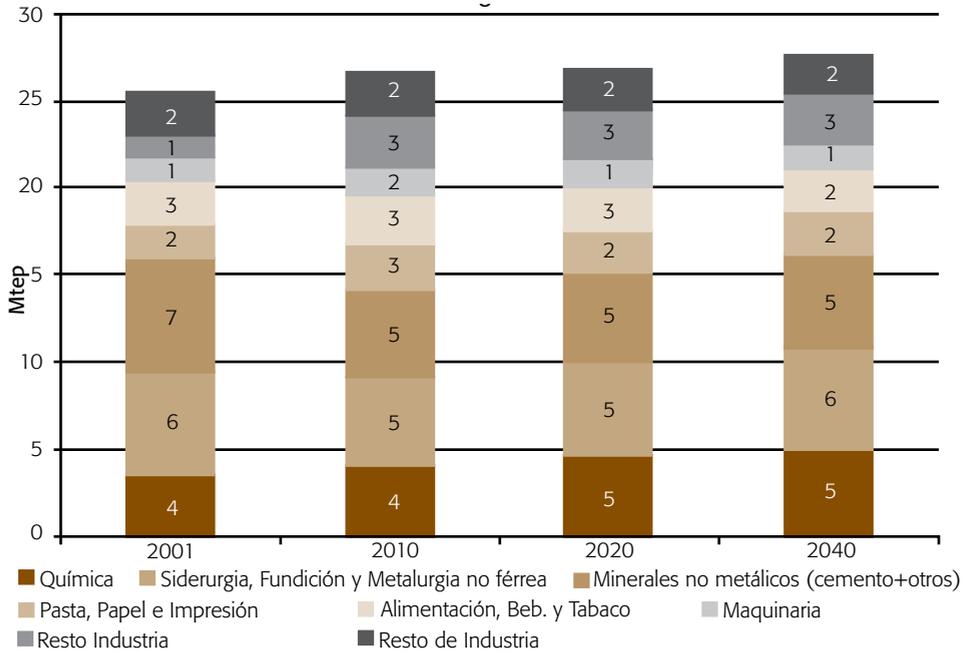
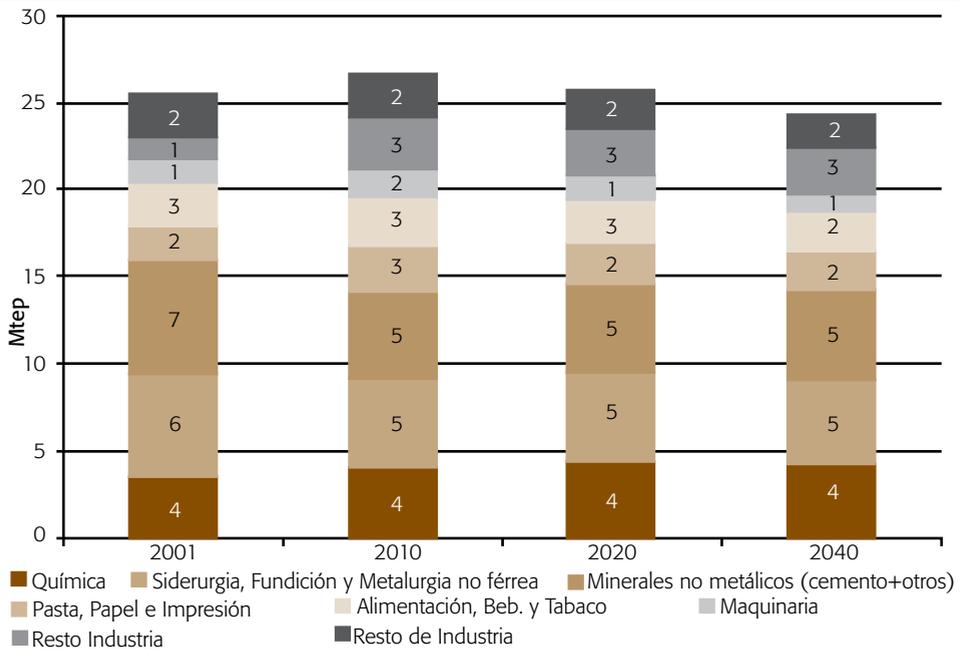


Figura 3.24. Escenario EFICIENTE Energía Final ESP 2001-2030



El escenario Base presenta un crecimiento casi nulo (0,02% anual) en el período 2010-2020 y de un 0,3% en el 2020-2030. El menor crecimiento económico y el estancamiento de los sectores relacionados con la construcción hacen que el crecimiento de este escenario Base sea menor que el producido en la década 2001-2010 (0,5%). En el caso del escenario Eficiente, este crecimiento será del -0,4% en la primera década y su reducción será más evidente en la década 2020-2030 en la que se alcanzará un decrecimiento anual del -0,6%.

La siguiente tabla presenta la comparativa de consumos energéticos finales de cada uno de los escenarios con los subsectores más intensivos energéticamente:

Tabla 3.3

Subsector	2010	CASO BASE				CASO EFICIENTE			
		2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30	2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30
Siderurgia	5,1	5,3	5,7	0,5%	0,7%	5,1	4,8	0,1%	-0,6%
Química	4,0	4,6	5	1,4%	0,8%	4,5	4,3	1,1%	-0,3%
Minerales No metálicos ³⁷	5	5,2	5,4	0,3%	0,4%	5,1	5,2	0,1%	0,2%
Alimentación, Beb. y Tabaco	2,8	2,6	2,5	-0,7%	-0,7%	2,5	2,3	-1,2%	-1%
Pasta y papel	2,6	2,3	2,5	-1%	0,5%	2,3	2,2	-1,2%	-0,5%
TOTAL Mtep	27,3	27,4	28,2	0%	0,3%	26,3	24,9	-0,4%	-0,6%

El parámetro común base para la estimación de ambos escenarios ha sido el crecimiento económico y, sobre éste, el crecimiento del valor añadido del sector industrial, que se espera crezca a menor ritmo que el PIB. Parte de este decrecimiento se deberá al menor peso de la industria en el PIB, debido a un aumento de la terciarización del país. Frente a un crecimiento esperado del PIB del 1,1% en la década 2010-2020, el VAB de la industria crecería un 0,3%. De igual forma en la década 2020-2030, se espera que el PIB crezca un 1,3% y el VAB de la industria un 0,5%.

Junto con el crecimiento del VAB, la intensidad energética de cada subsector y el previsible consumo de combustibles de cada uno de los subsectores industriales nos han permitido calcular el consumo total de la industria por tipos de combustibles en ambos escenarios.

Figura 3.25. Escenario BASE Energía Final Industria ESP 2001-2030

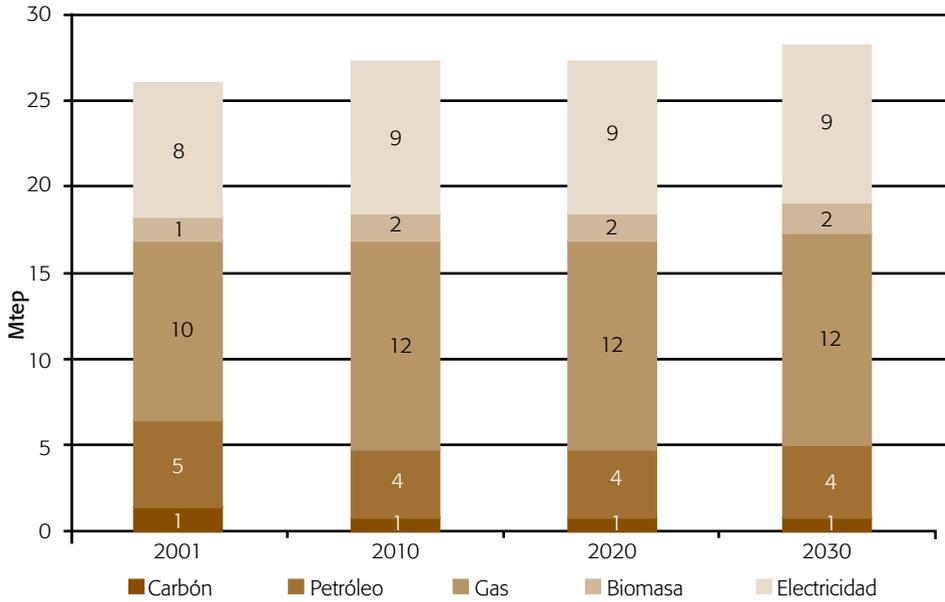
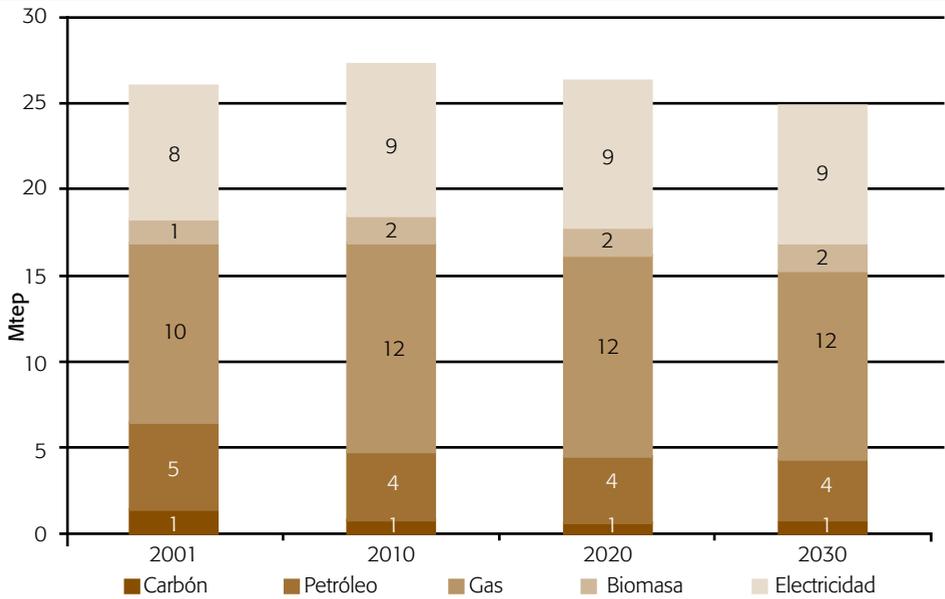


Figura 3.26. Escenario EFICIENTE Energía Final Industrial ESP 2001-2030



3.3. Conclusiones y recomendaciones

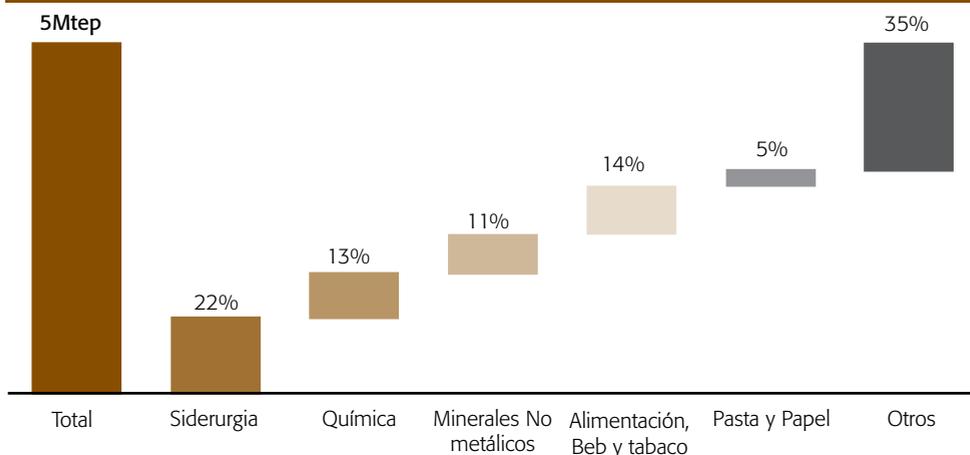
La eficiencia energética se ha desarrollado en el sector industrial, principalmente porque aporta competitividad al permitir reducir unos costes de aprovisionamiento que tienen un peso sustancial en sus cuentas de explotación. Así, ha venido más dictada por la dinámica de los mercados y la competencia que por los marcos regulatorios. Además, los ciclos de cambio tecnológico han estado ligados a la amortización de los equipos, lo que lleva a que se produzcan a lo largo de décadas. No podemos dejar de lado, sin embargo, otras palancas de carácter normativo, como la Directiva de Derechos de Emisión, que ha permitido la sustitución de combustibles más contaminantes por otros más limpios.

Adicionalmente, no se puede perder de vista el debate que existe actualmente en torno a la incorporación de un posible objetivo a 2020 de 20%, el del peso de la industria en el PIB lo que podría modificar los planteamientos actuales.

A la normativa existente viene a sumarse la Directiva sobre Eficiencia que determina el periodo 2014-2020 para conseguir el 1,5% de ahorro de energía final, a través de los mecanismos comentados en el anexo de este libro. Si aplicamos este periodo de cálculo sobre el total de los sectores en nuestros escenarios, la energía que ahorraría el escenario Eficiente sobre el Base sería de 22 Mtep. Si analizamos el sector industrial, el ahorro obtenido por este sector representaría el 23%, es decir, el sector industrial en el escenario Eficiente consumiría 5 Mtep en 2014-2020 menos que en el escenario tendencial.

La contribución total del sector y la participación en éste de cada uno de los subsectores se describen en la Figura 3.27.

Figura 3.27. Contribución total del sector y participación de cada subsector



Los ahorros descritos anteriormente han supuesto establecer unas hipótesis base, comunes en ambos escenarios (Tabla 3.4), principalmente PIB y crecimiento del VAB del sector, que hacen que estos ahorros lógicamente dependan de la evolución final de estas variables en el horizonte 2010-2030.

Tabla 3.4

Variable	Unidad	2020	2010-2020 GAGR
PIB	M€2000	862,2	1,1%
VAB Industria	M€2000	188,41	0,3%

De manera adicional, para cada uno de los escenarios, se han definido variables que implican una mejor eficiencia o un cambio en el uso de combustibles. Estas nuevas consideraciones se describen en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5

Intensidad Energética	Unidad	BASE		EFICIENTE	
		2020	2010-2020 CAGR	2020	2010-2020 CAGR
Siderurgia	tep/k€2000	1,17	0,2%	1,12	-0,2%
Química	tep/k€2000	0,45	1,1%	0,44	0,8%
Minerales no metálicos	tep/k€2000	0,94	0%	0,92	-0,2%
Alimentación, bebidas y tabaco	tep/k€2000	0,15	-1%	0,14	-1,5%
Pasta y papel	tep/k€2000	0,25	-1,3%	0,24	-1,5%

Las medidas propuestas por la nueva Directiva de Eficiencia Energética se articulan en torno a tres ejes principales: gestión de la demanda, producción y distribución de energía y objetivos de eficiencia y medidas transversales. En particular, destacaríamos dos medidas que afectan muy directamente al sector industrial: por un lado, el impulso que se da a la cogeneración, y, por otro, la obligación de reducción de un 1,5% del consumo energético anual.

- **Implantación de cogeneración cuando el análisis coste/beneficio resulte positivo.** Relacionado con la producción y la distribución de energía, la directiva propone llevar a cabo un análisis del potencial de desarrollo de las redes de calor y frío en centros urbanos y de la cogeneración de alta eficiencia (producción simultánea de calor y frío), antes del 31 de diciembre de 2015. Igualmente, se obliga a efectuar un análisis coste/beneficio para todas las instalaciones sujetas a la Directiva de emisiones: renovaciones sustanciales o nuevas instalaciones de generación eléctrica, instalaciones industriales, proyectos de redes urbanas de calefacción y refrigeración con potencia térmica superior a 20 MW. Estas actuaciones están acompañadas de la priorización del acceso a la red a todas aquellas plantas de cogeneración de alta eficiencia, particularmente la microcogeneración y las de pequeña escala, así como de la certificación de origen de la electricidad de alta eficiencia según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.
- **Reducción de un 1,5% anual de la energía facturada a clientes finales.** Los Estados miembros deben establecer un sistema de obligaciones que permita alcanzar un ahorro acumulado a 2020 equivalente al 1,5% de las ventas de energía a clientes finales, en volumen, como promedio de los últimos tres años previos al 1 de enero 2013. Se flexibiliza este objetivo hasta un máximo de un 25% por ahorros obtenidos en cogeneración y redes de distrito, por ahorros de medidas efectuadas desde el 2009 o exclusión de algunas actividades industriales, entre otros. El esquema de obligaciones se complementará con otras medidas, como los tributos sobre energía o emisiones de CO₂, instrumentos financieros y fiscales, reglamentaciones, estándares, normas, sistemas de etiquetado energético, formación y educación, etc.

El análisis realizado sobre los cuatro subsectores industriales más intensivos en consumo energético nos permite extraer algunas conclusiones en torno al desarrollo y el potencial de eficiencia energética en cada uno de ellos:

- **Químico:** El sector ha realizado numerosos esfuerzos para mejorar la eficiencia energética consiguiendo ahorros energéticos producidos por efectos tecnológicos y de eficiencia energética, así como efectos por cambios de combustible. Continuar por la

senda de la eficiencia energética en estas líneas es clave para la competitividad del sector en un contexto de aumento de los precios de la energía, de la competitividad global y de las preocupaciones medioambientales.

- Siderurgia: Industria pionera en Europa, muestra una baja intensidad energética en gran medida por la electrificación de su consumo gracias a la introducción del horno eléctrico de arco en las acerías, sustituyendo al carbón. Su ahorro potencial es, por tanto, limitado.
- Papel y cartón: Sector consolidado y maduro, exportador y muy intensivo en energía. Dada la heterogeneidad de productos que incluye (papel, gramajes, tratamientos finales, etc.), el diagnóstico sobre el potencial de eficiencia energética es difícil de establecer. Las principales líneas de mejora se concretan en la reducción de los consumos específicos, la sustitución de combustibles, el incremento de la cogeneración y la valorización de los residuos del propio proceso productivo.
- Cemento: Es el sector industrial más intensivo en el empleo de combustibles sólidos. Si bien ya ha iniciado la sustitución de estos por energías renovables y combustibles alternativos, y la de los procesos de vía húmeda por procesos de seca, todavía le queda recorrido, siguiendo el ejemplo de otros países europeos.

De una manera transversal a todos los sectores, se plantea la necesidad de evolucionar a un sistema que favorezca las condiciones de contratación bilateral a largo plazo con el proveedor y de ampliar las experiencias de la gestión de la demanda por parte de la industria.

CAPÍTULO 4. EL SECTOR TERCIARIO

Joaquín Chico Céspedes (Coordinador), José Manuel Domínguez Cerdeira e Inmaculada Fiteni Campos

4.1. Evolución del sector terciario 2001-2010

En la década 2001-2010, el sector terciario representó en España un 30,2% del consumo total en términos de energía final, ligeramente superior al sector industrial, cuyo valor promedio no alcanzó el 30%. Su crecimiento medio fue del 1,5% anual, pasando de 25,2 Mtep en 2001 a 28,7 Mtep en 2010.

En las siguientes figuras se pueden observar la evolución de consumos de los segmentos residencial (41% del total), servicios (31%) y agricultura (10%), junto con su desglose por combustibles. Destaca el protagonismo que adquiere la electricidad, que en estos diez años pasó a convertirse en el combustible de mayor uso (42%), seguido del petróleo (32%) y del gas (18%).

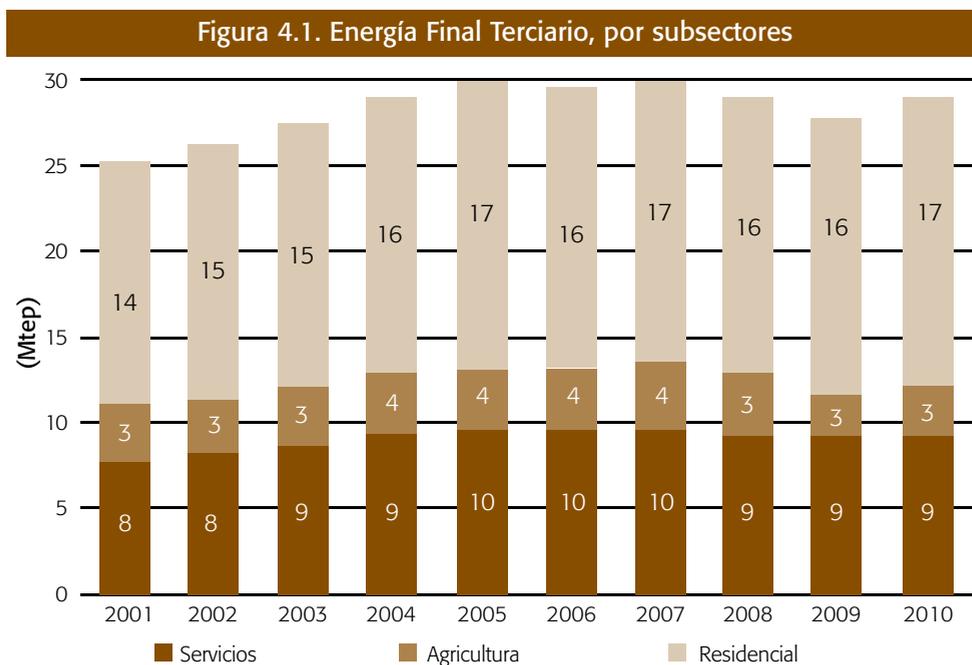
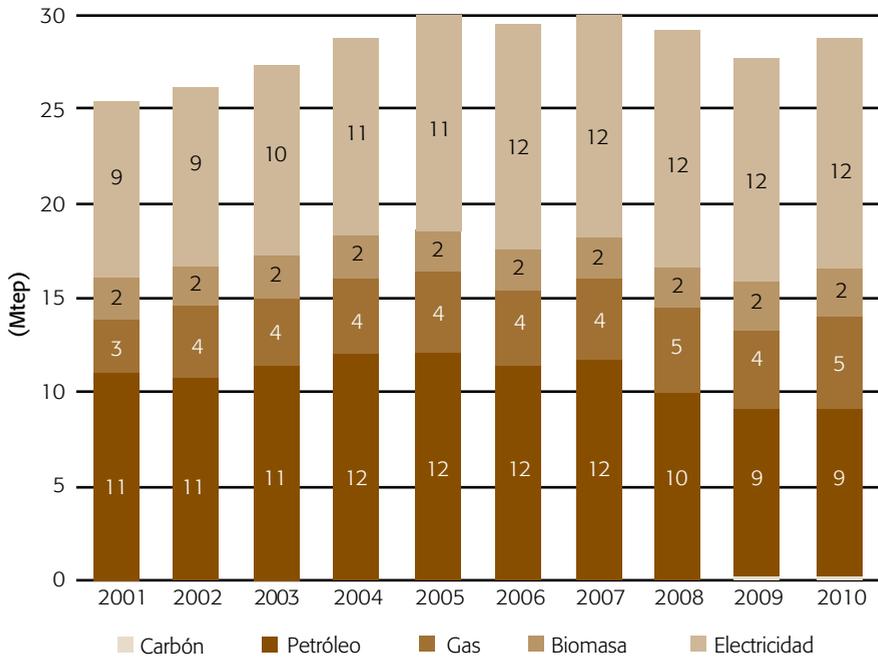
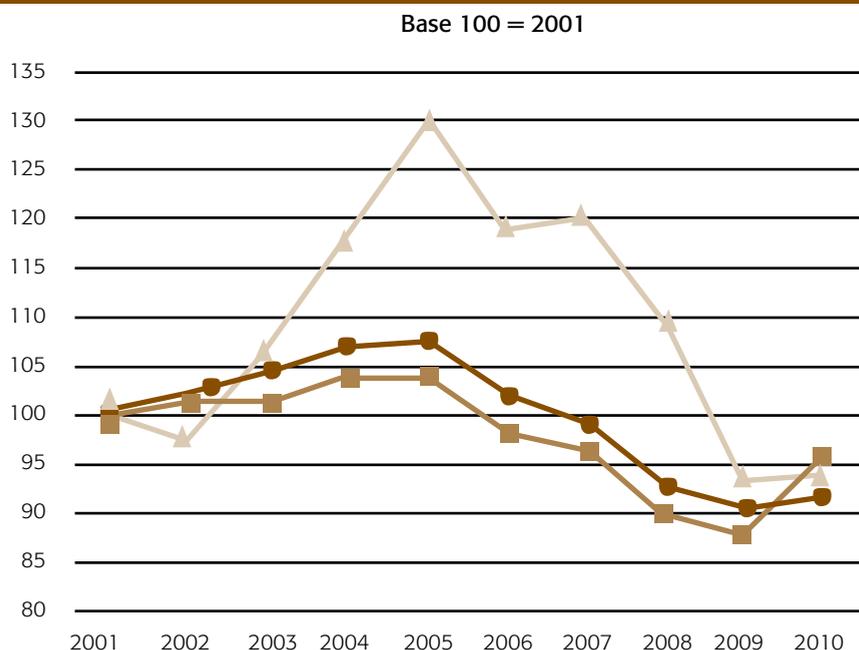


Figura 4.2. Energía Final Terciario, por combustibles



Respecto a la evolución de la intensidad energética por segmentos, conviene destacar la mejora que desde 2004 se produce en el sector agrícola y, desde 2005, en el residencial y el de servicios. Todos ellos repuntaron en el año 2009 con un incremento del consumo, que podría tratarse a un ajuste debido a la crisis.

Figura 4.3. Intensidad Energética Sectorial (tep/€2000)³⁹



A efectos del presente capítulo, el análisis se centrará en el subsector servicios⁴⁰, mientras que en el capítulo cinco se analizará el sector residencial.

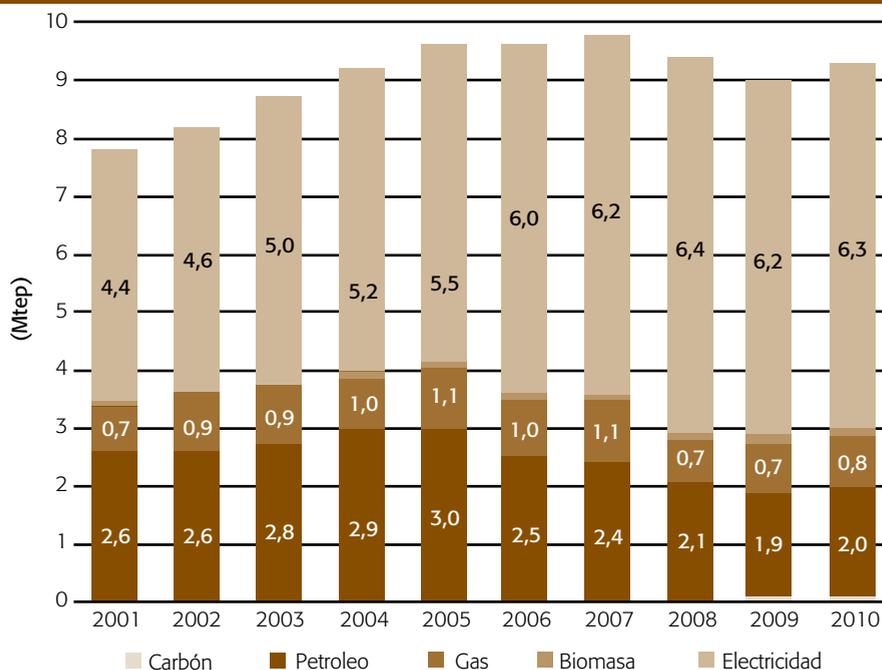
Segmento servicios

Este segmento, que ha experimentado un crecimiento en torno al 1,9% anual en esta última década, utiliza la electricidad como combustible principal (61% en promedio, creciendo un 4%), seguido del petróleo (28%, decreciendo un -3%) y del gas (10%, con un crecimiento del 1,5%). Destaca, asimismo, el crecimiento de la biomasa (8%) y del carbón (26%), pero sus pesos no llegaron al 1%.

³⁹ La intensidad energética de los sectores terciario y agrícola se han calculado sobre VAB del propio sector. El sector residencial se ha calculado en base al consumo privado residencial.

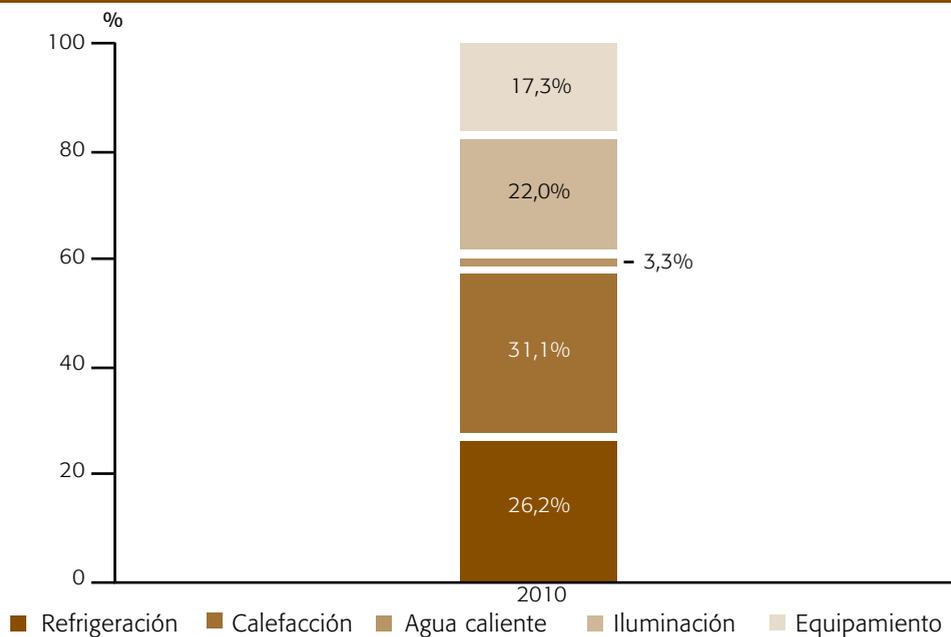
⁴⁰ El sector servicios incluye fundamentalmente: Hoteles y Restaurantes, Sanidad, Educación, Comercio y Oficinas públicas y privadas

Figura 4.4. Energía final del subsector servicios, por combustible



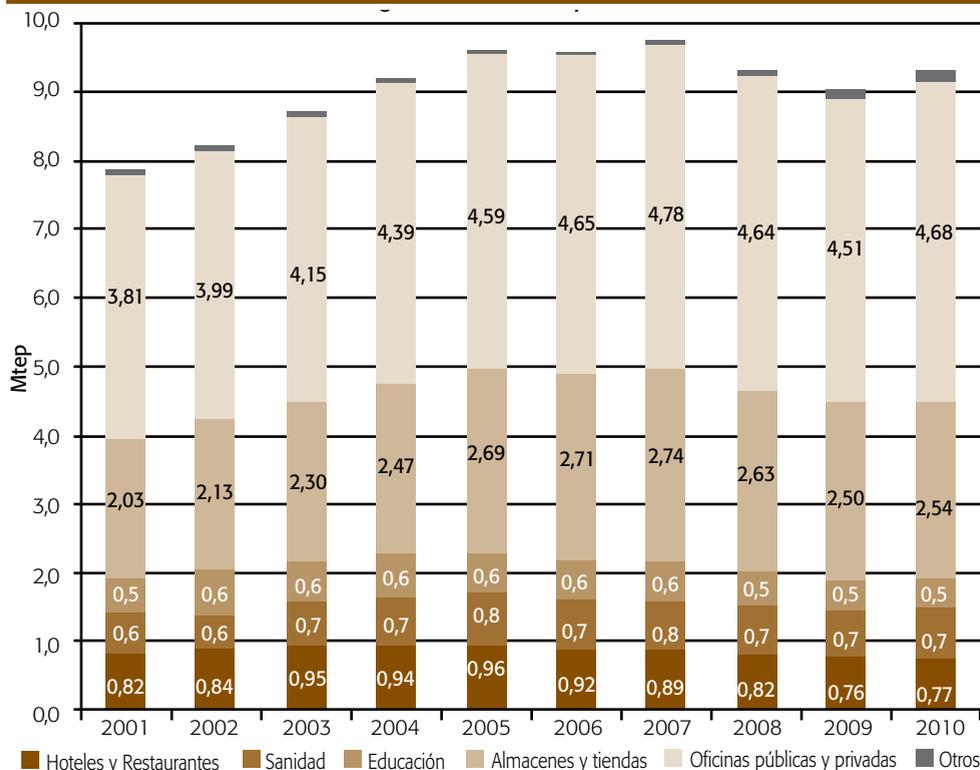
En cuanto al análisis por usos, representado en la figura 4.5, destacan los servicios de climatización, que representan un 31,1% (aunque por debajo del peso en otros países europeos, como Francia con el 50%, o Alemania donde alcanza el 61%). La refrigeración fue también una demanda de gran importancia (26,2%), seguida de la iluminación que representó un 22% del total, proporción muy superior a la correspondiente en el sector residencial, como se verá en el capítulo dedicado a este sector.

Figura 4.5. Distribución del consumo de energía final del sector Servicios



El segmento servicios incluye grandes edificios con usos muy diferentes, por los que vemos conveniente profundizar en el análisis por sus principales subsectores: oficinas, hoteles y comercio, con un detalle de la evolución de sus consumos que se muestra en la siguiente figura:

Figura 4.6. Energía Final por Subsector del Sector Servicios



• Consumo energético en oficinas

Representa la mitad del consumo del segmento servicios, y ofrece un potencial significativo de mejora en eficiencia energética. España cuenta con el peor índice de intensidad energética, en términos relativos al VAB del sector (tep/VABsector) y por número de empleados (tep/empleado), en comparación con otros países europeos como Francia y Alemania.

Figura 4.7. Intensidad (tep/€2000 VAB Oficinas)

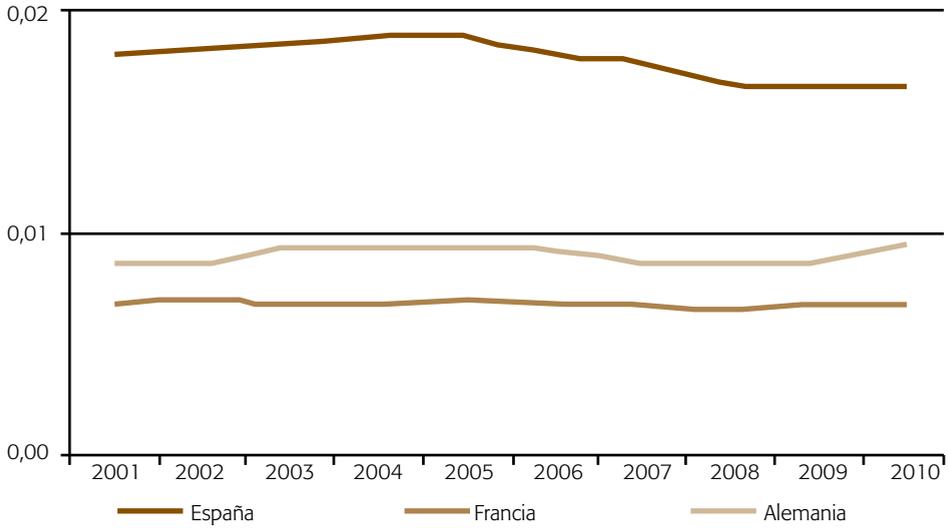
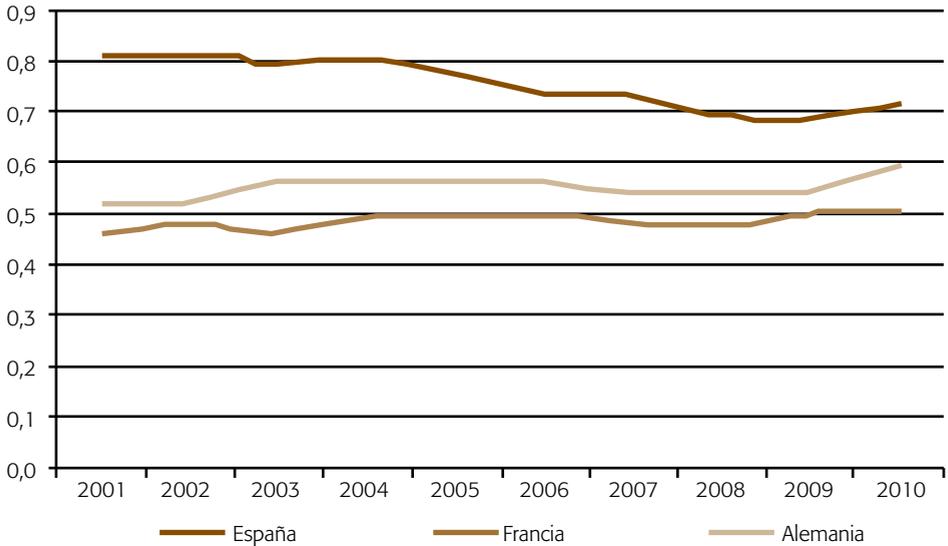


Figura 4.8. Intensidad (tep/empleados)



- Consumo energético en comercios

Representa el 27% del total de energía final consumida por el segmento servicios. España presenta mejores referencias respecto a otros países de Europa: aun manteniendo una

tendencia creciente en el consumo, la intensidad por VAB decreció (-0,4% tep/€2000) pero creció respecto a la intensidad por empleado (un 1,1%). Alemania mejoró en ambos indicadores y en el extremo opuesto queda Francia, que creció en los dos casos.

Figura 4.9. Intensidad (tep/€2000 VAB Comercio)

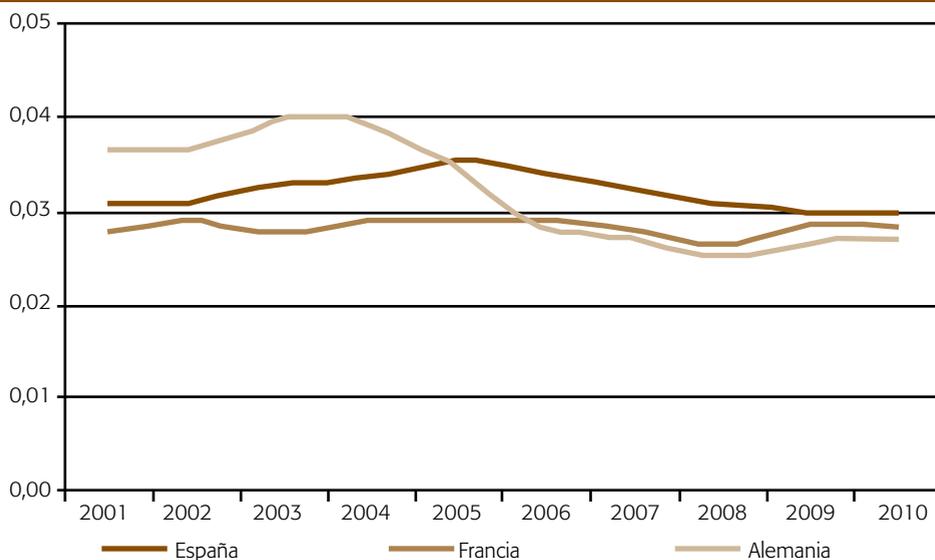
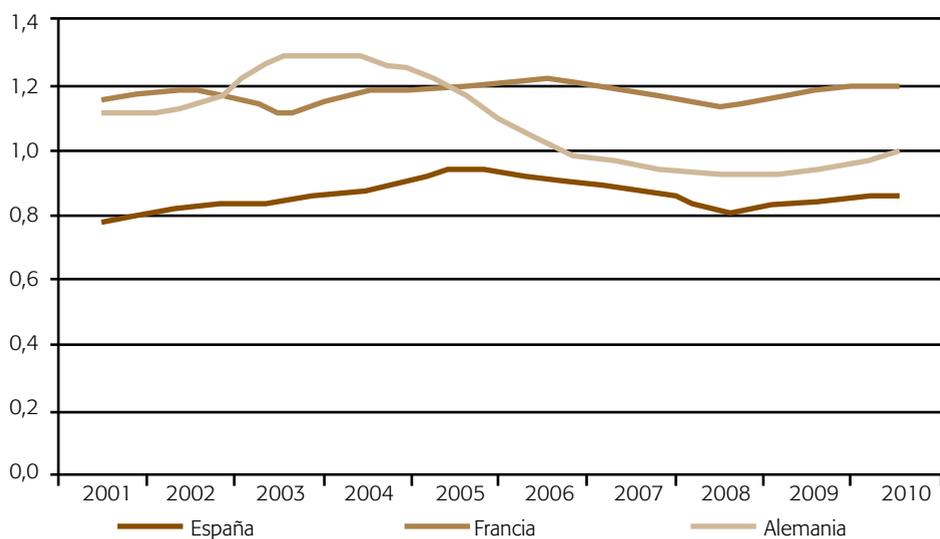


Figura 4.10. Intensidad (tep/empleados)



- Consumo energético en hoteles

Representa un 10% del total de energía final consumida por el segmento servicios. En comparación con Europa, es muy llamativo el menor consumo en valor absoluto de España frente a Francia o Alemania, que puede deberse en parte a una climatología más favorable. De hecho, en el año 2010, la climatización supuso un 31% del consumo total en este segmento en España, frente al 61% para Alemania o el 50% para Francia.

Figura 4.11. Intensidad (tep/€2000 VAB Hotel y cafeterías)

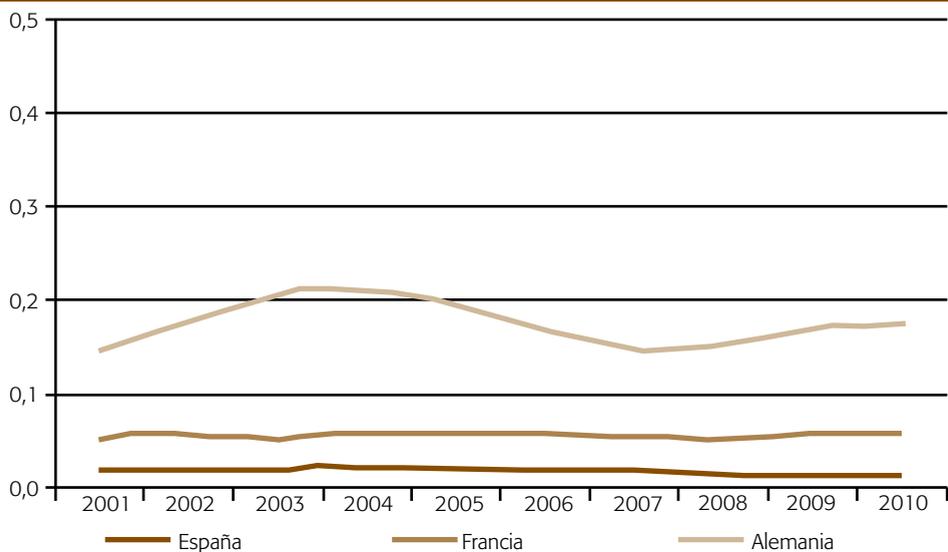
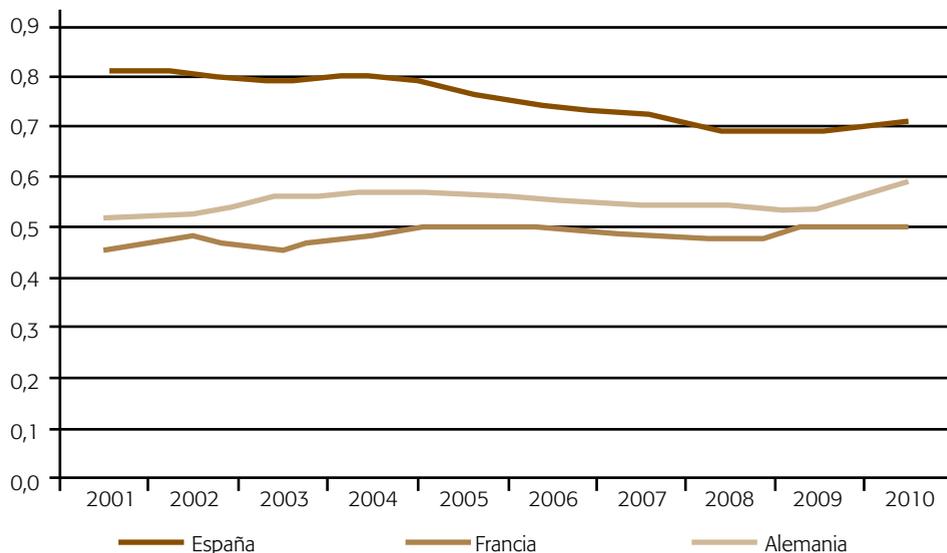


Figura 4.12. Intensidad (tep/empleados)



4.2. Contexto regulatorio

a) Aspectos generales

La Unión Europea inició, con la elaboración de la Directiva 2002/91/CE, un marco normativo de fomento de la eficiencia energética en el sector de la edificación. Con la transposición de la Directiva y regulación posterior, nuestro país desarrolló un conjunto normativo básico compuesto por los siguientes Reales Decretos:

- RD 314/2006, de 17 de marzo, que aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), que incluye el Documento Básico de Ahorro de Energía y recoge la limitación de la demanda energética de calefacción y refrigeración.
- RD 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación energética de edificios de nueva construcción.
- RD 1027/2007, de 20 de julio, que aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas Eficientes (RITE) y recoge la inspección periódica de eficiencia energética y rendimiento de instalaciones térmicas.
- Proyecto de RD que contempla el procedimiento básico para la certificación energética de edificios existentes y que revisa el RD 47/2007.

Estos instrumentos, parten de la línea de actuación iniciada con la E4 (Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012), que fue desarrollada mediante los Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012. En este sentido, el Plan de Acción 2008-2012 se aplicó a medidas prioritarias en edificación existente, comunes a todas las CC.AA, como la rehabilitación de la envolvente térmica; considerando actuaciones preferentes los Planes Renove de ventanas, cubiertas y fachadas; la mejora de la eficiencia energética en instalaciones térmicas; considerando actuaciones preferentes los Planes Renove de calderas y equipos de aire acondicionado; la mejora de la eficiencia energética en instalaciones de iluminación interior o la renovación de electrodomésticos.

Con la posterior refundición de la Directiva 2010/31/UE, de 19 de mayo de 2010, se derogó la Directiva 2002/91/CE y se establecieron nuevos objetivos para 2010-2020. En este marco, el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 (PAEE) marca la nueva estrategia para los próximos 10 años que continua con las medidas marcadas por la E4 en la edificación y añade la alta calificación energética en edificios nuevos y de rehabilitación integral, entre otras medidas. En cuanto a los mecanismos normativos, se determinó la actualización del contenido del CTE y RITE de forma progresiva a los requisitos asociados a la Directiva 2010/31/UE. La estimación sobre las ayudas del sector público alcanza un total de 5.000 millones para todo el plan con un 57,7% para edificación y equipamiento, y son fundamentalmente canalizadas a través de agencias autonómicas de la energía.

Además, con objeto de impulsar las Empresas de Servicios Energéticos (ESE) en el sector público y privado, se puso en marcha el Plan 2000ESE y la línea de financiación ICO-ESE para la identificación de proyectos basados en diagnósticos del potencial de ahorro energético. A su vez, el Plan 330 plantea que 330 centros pertenecientes a la Administración General del Estado (AGE) reduzcan su consumo de energía en un 20% en el año 2016. Según el planteamiento inicial, los proyectos son adjudicados mediante concurso a una ESE que se encarga de ejecutarlo. En este marco, se inició, entre otros proyectos sobre todo para administraciones locales, el proyecto piloto del edificio del MITyC (actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo) y el del edificio Cuzco del Ministerio de Economía y Hacienda que dejó una duración del proceso de licitación de 13 meses, 7 de los cuales se dedicaron al diálogo competitivo. Adicionalmente, las administraciones autonómicas, están lanzando planes propios para la mejora de la eficiencia energética en sus edificios.

En este sentido, y debido a la necesidad de desarrollo de la actividad en nuestro país, estos planes e iniciativas sobre edificios públicos necesitan un mayor grado de madurez para alcanzar los resultados de ahorro energético y actividad económica propuestos.

Otro aspecto relevante para la evolución del contexto regulatorio actual, será la trasposición de la nueva Directiva de Eficiencia Energética aprobada en 2012, donde se incluyen algunas medidas para edificios y, específicamente, para el sector público, como se analizará en el anexo y en la que están incluidas:

- La obligación de renovar anualmente, a partir de 2014, al menos el 3% de superficie de edificios.
- La realización de inventarios de edificios de organismos públicos, indicando rendimiento.

b) La certificación energética

La certificación energética de los edificios se trata de una exigencia derivada de la Directiva 2002/91/CE y traspuesta en el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, mediante el que se aprobó un procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción.

La Directiva 2002/91/CE fue modificada mediante la Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios, circunstancia que obligaría a transponer de nuevo al ordenamiento jurídico español las modificaciones que introduce con respecto a la Directiva modificada.

Por otra parte, el Real Decreto 235/2013 de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios sean o no de nueva construcción, definió un período de aplicación voluntaria hasta el 1 de junio de 2013. A partir de ese momento, la presentación o puesta a disposición de los compradores o arrendatarios del certificado de eficiencia energética de la totalidad o parte de un edificio, según corresponda, será exigible para los contratos de compraventa o arrendamiento celebrados a partir de dicha fecha.

Finalmente, en los meses siguientes a la elaboración de este documento se observará el desarrollo de la implantación de esta iniciativa regulatoria en la que las Comunidades Autónomas tendrán un papel relevante. En este sentido, el procedimiento básico para esta certificación será desarrollado por el órgano competente en esta materia de la Comunidad Autónoma correspondiente, encargado también del registro de las certificaciones en su ámbito territorial, el control externo y la inspección.

4.3. Experiencias internacionales

Se ha realizado el análisis de algunas experiencias de éxito a nivel internacional que puedan arrojar conclusiones relevantes para mejorar el grado de implantación, aprender “lec-

ciones” o mitigar las propias barreras de la actividad en nuestro país. A continuación, describimos los aspectos más relevantes identificados.

a) RE:FIT, un programa de éxito en edificios públicos municipales en Reino Unido

A iniciativa del “Mayor of London” y como parte de su firme compromiso con la reducción de emisiones de un 60% para 2025 respecto a 1990, el programa RE:FIT fue puesto en marcha en 2008 para asesorar a organismos públicos en la mejora de la eficiencia energética de sus edificios mediante el uso de contratos denominados *Energy Performance Contracts* (EPC) en su modalidad de ahorros garantizados.

Sus principales hitos en 2011 fueron la finalización con éxito de un proyecto piloto en 42 edificios municipales, con una inversión de 7 millones de libras (unos 8,3 M€⁴¹) y un ahorro de 1 millón de libras en gasto energético anual (1,2 M€, basado en la reducción media del 28% en el consumo de energía y *payback* de 7 años). En 2012 se realizaron proyectos en 111 edificios y en 2013 están previstos proyectos para 400 edificios, con el objetivo de llegar al 40 % de edificios públicos y un ahorro anual de 80 millones de libras (unos 95 M€) en 2025.

Una de las claves del éxito del RE:FIT es la gestión especializada del programa para facilitar su adopción por parte de los posibles organismos públicos mediante el *Programme Delivery Unit* (PDU), financiado por la *Greater London Authority* (GLA) en un 10% y por el programa ELENA (*European Local Energy Assistance*) en un 90%. Otra de las claves, y repetida en otros modelos de éxito, es la estandarización y simplificación de la implantación de las actuaciones mediante la aprobación de contratistas (incluyendo compañías energéticas, ESEs “puras” o empresas de gestión de inmuebles), la facilitación de los procesos de contratación, y la elaboración de un catálogo tipo de medidas de eficiencia energética (aislamiento, gestión energética, refrigeración y calefacción).

Entre las lecciones identificadas sobre el trabajo llevado a cabo hasta la fecha, cabe mencionar la importancia de la flexibilización de las fórmulas de financiación, la simplificación de procesos de contratación para proyectos de baja complejidad y la definición de modelos de contratos para agilizar proceso y reducir costes.

b) El papel de las agencias de energía en la implantación de la eficiencia energética en edificios públicos de Alemania

Alemania está considerada como el país de la UE con el mercado de ESE más maduro, teniendo una larga experiencia, iniciada en la década de los 90, en contratos tipo *Energy*

41 Para un cambio libra= 1,188 euros

Performing Contracts (EPC) para el sector público. Tradicionalmente, y como en el caso español, el sector público alemán presentó algunas barreras relevantes:

- Presupuestos públicos restrictivos que dificultan la inversión en modernización de instalaciones.
- Falta de incentivos y de conocimiento técnico en sector público para optimizar operaciones y reducir costes.
- Funciones o capacidades de gestión de energía inadecuadas o inexistentes.
- Complejidad organizativa, con diferentes agencias y organismos involucrados en la ejecución de los proyectos, tales como área usuaria, área técnica, propietarios, etc.
- Falta de información, sensibilización y conocimiento acerca de los contratos EPC e incertidumbre con respecto a las necesidades presupuestarias de los EPC

La intervención de determinados agentes, asesores especialistas o agencias de energía, ha supuesto una ayuda decisiva para mitigar estas barreras y desarrollar herramientas clave.

Las agencias de energía han servido de apoyo en el desarrollo de proyectos piloto y definición de directrices y modelos de contrato a los organismos públicos involucrados en la promoción de la contratación EPC. Los puntos críticos, que podían tener inicialmente las directrices y modelos de contrato puestos a disposición por las instituciones, fueron mitigados con las “lecciones aprendidas” en la ejecución de proyectos piloto en varios estados federados alemanes en los 90, en particular Berlín y Hesse. Adicionalmente, las agencias de energía realizaron consultas a los organismos públicos involucrados para que identificaran aquellas barreras derivadas de la legislación de contratación pública o de la gestión presupuestaria del momento.

Como ejemplo, en 1992 se creó la Agencia de Energía de Berlín (BEA) por el Estado de Berlín como entidad (*partnership*) público-privado y, en 1996, comenzaron los primeros proyectos EPC en edificios públicos con participación de la BEA como asesor. Los estados pioneros como Berlín y Hesse definieron las directrices para contratación EPC hasta que, en 2001, se creó la Agencia de Energía Alemana (DENA), que desde entonces ha marcado la guía de contratación EPC en edificios federales, los diferentes tipos, formas de remuneración, condiciones de uso, base legal, etc.

Adicionalmente, y en la ejecución de proyectos, estos asesores externos (privados o agencias de energía, habitualmente entidades público-privadas) prestan apoyo en la gestión del proceso de contratación EPC y de ejecución de proyectos, incluyendo:

- Evaluación técnica y económica, y negociación de las ofertas. Recomendaciones para la adjudicación de los contratos
- Elaboración de todos los documentos relativos a la contratación y la adjudicación. Coordinación formal y técnica del proceso de licitación.
- Control de proyecto, implementación y supervisión de la puesta en marcha de nuevos equipos.

c) El éxito en la definición y adopción de códigos y certificación en Estados Unidos

Los edificios residenciales y comerciales representan aproximadamente el 41% del consumo total de energía y el 72% del uso de electricidad en Estados Unidos. Con estas características, el sector ha sido una de las prioridades del Gobierno federal mediante medidas como códigos de construcción, estándares, etiquetado, educación, incentivos financieros y desarrollo de la I+D.

En este sentido, el Departamento de Energía Norteamericano, junto con determinados organismos técnicos, creó en 1998 un código de edificación: El programa BECP (*Building Energy Codes Program*), con objetivos muy restrictivos en consumo energético de edificios residenciales o comerciales. Adicionalmente, ese mismo año el *U.S. Green Buildings Council* (entidad sin ánimo de lucro) creó el Programa LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*) que ofrecía a propietarios y gestores un marco práctico y voluntario para la identificación e implementación de soluciones de diseño, construcción, operación y mantenimiento para la mejora, entre otros aspectos, de la eficiencia energética en edificios. Se diferencian varios estándares y niveles de certificación en función del tipo de edificio (públicos, residenciales, comerciales, etc.) y de la tipología de servicio a certificar.

En la actualidad, los proyectos LEED se han establecido con éxito a nivel mundial, la superficie de edificios certificados ha sobrepasado los 185 millones de m² (más de 11.250 edificios), el 50% fuera de Estados Unidos. La clave de éxito es la facilidad de aplicación a todos los tipos de edificios o proyectos, incluyendo centros sanitarios, escuelas y comunidades residenciales, etc. Otro factor para el éxito es que los activos o proyectos con certificado LEED tienen un valor medioambiental, social y económico superior, y así es percibido por el mercado inmobiliario según diversos estudios (los edificios comerciales verdes se alquilan a un precio superior en un 2-6% y tienen un potencial de revalorización de un 13-16%⁴²).

42. Según Eichholtz et al. (2010a), Kok et al. (2011b) and Fuerst and McAllister (2011). Recogido en el informe "Climate Change, Buildings and Energy Prices" elaborado por Economics for Energy.

d) *Plan Bâtiment Grenelle*, la edificación como área prioritaria de actuación para la mejora de la eficiencia energética en Francia

En el año 2007, el Ministerio de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía puso en funcionamiento el "*Grenelle*⁴³ de l'Environnement", un foro de discusión sobre cuestiones medioambientales en el que se movilizaba tanto a la sociedad francesa como a grupos de trabajo y debate compuestos por representantes del Estado. Con los resultados se elaboró un plan de actuación de desarrollo legislativo y normativo encaminado a la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) y del consumo energético de varios sectores, incluyendo edificación, industrial, transporte, agricultura, energía, etc.

El foro "*Grenelle de l'Environnement*" identificó a la edificación como área prioritaria de actuación debido al alto porcentaje de consumo de energía final que supone en Francia. Esta priorización contribuía a la mejora de la eficiencia energética en el sector terciario, cuyo parque de edificios alcanzaba 1/4 del patrimonio inmobiliario construido y 1/3 del consumo energético total de la edificación.

Primero se llevó a cabo la aprobación de la "Ley Grenelle I" el 3 de agosto 2009, estableciendo en su primer artículo el objetivo de reducción del consumo energético en edificios en un 38% para 2020. La renovación de edificios del sector terciario se definió como herramienta clave en este ámbito, incluyéndola de modo explícito en la "Ley Grenelle II", aprobada el 12 de julio, e incluyendo un plazo de 8 años, a partir del 1 enero 2012, para la mejora de la eficiencia energética en edificios existentes para uso terciario o público.

En cuanto a otras medidas específicas sobre el sector terciario, en el artículo 8 de la "Ley Grenelle II" se menciona una herramienta diseñada para mitigar el problema agente-principal, el "*bail vert*" o alquiler verde. Esta herramienta, de aplicación a contratos de arrendamiento en locales comerciales o de oficinas de más de 2.000 m², fomenta el acuerdo entre inquilino y propietario del inmueble para llevar a cabo actuaciones o compartir información sobre el consumo energético.

En línea con la priorización de actuaciones para la renovación de edificios del sector terciario, en enero de 2009 el Gobierno consideró necesario un plan específico para la implementación de los objetivos del Grenelle: el *Plan Bâtiment Grenelle*. Para el desarrollo de este plan, la Administración francesa creó un grupo de trabajo específico,

43 La definición del nombre proviene del lugar (rue de Grenelle, en París) donde se negociaron acuerdos en 1968 entre representantes del Gobierno de Georges Pompidou, los sindicatos y las organizaciones de empresarios.

Rénovation du parc tertiaire, formado por profesionales del sector público y privado. En base a un censo y análisis del parque de edificios, se determinaron las áreas prioritarias de actuación, aspecto clave para la optimización del impacto de este tipo de iniciativas.

Con anterioridad al *Grenelle de l'Environnement* se encontraba vigente en Francia un reglamento técnico de aplicación a edificios existentes y de nueva construcción (*Réglementation Thermique 2005*). En base a las medidas propuestas por el foro, se actualizó dicho reglamento (*Réglementation Thermique 2012*) con nuevas iniciativas. Cabe destacar, como notables resultados de estas iniciativas, que en 2010 se registraron 100.000 solicitudes de etiquetado *Bâtiment de Basse Consommation* (Promoción de la construcción de edificios nuevos de bajo consumo), en comparación con las 20.000 solicitudes de 2009 y menos de 3.000 de 2008.

4.4. Escenarios 2010-2030: caso Base y Eficiente

a) Descripción y resultados

Las mejoras de eficiencia contempladas en el escenario Eficiente hacen que este escenario presente un ahorro acumulado de consumo energético en el periodo 2010-2030 de 7 Mtep frente al escenario tendencial.

En las figuras 4.13-4.16, se observa la evolución de ambos escenarios para el sector servicios así como su distribución por subsectores.

Figura 4.13. Escenario BASE Consumo EF Sector Servicios ESP 2001-2030

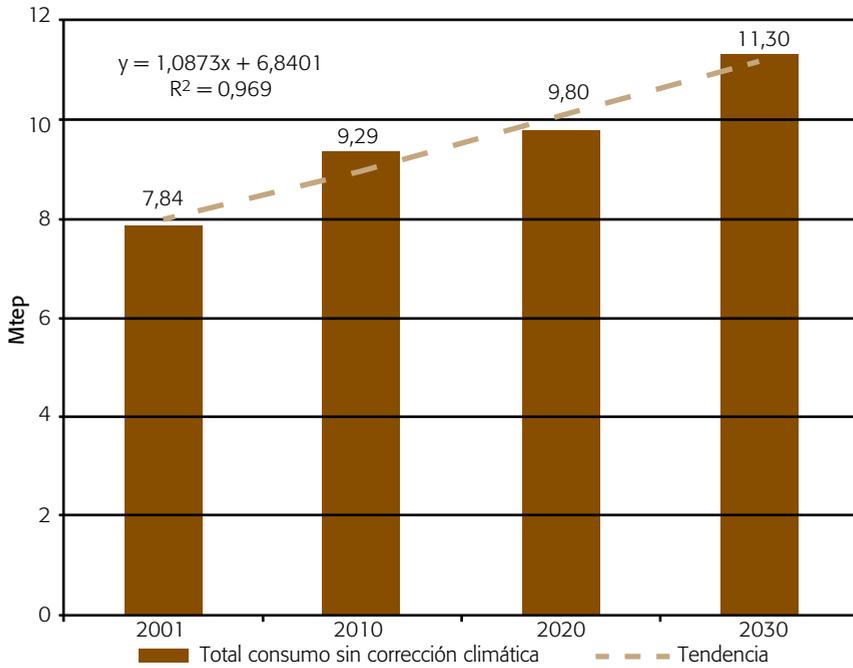


Figura 4.14. Escenario EFICIENTE Consumo EF Sector Servicios ESP 2001-2030

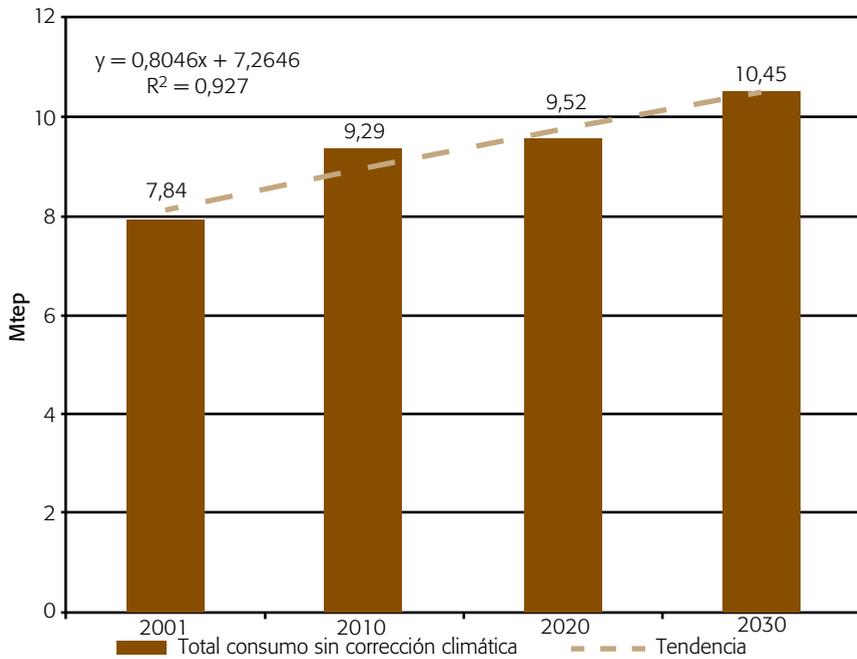


Figura 4.15. Escenario BASE Energía Final Servicios por subsectores ESP 2001-2030

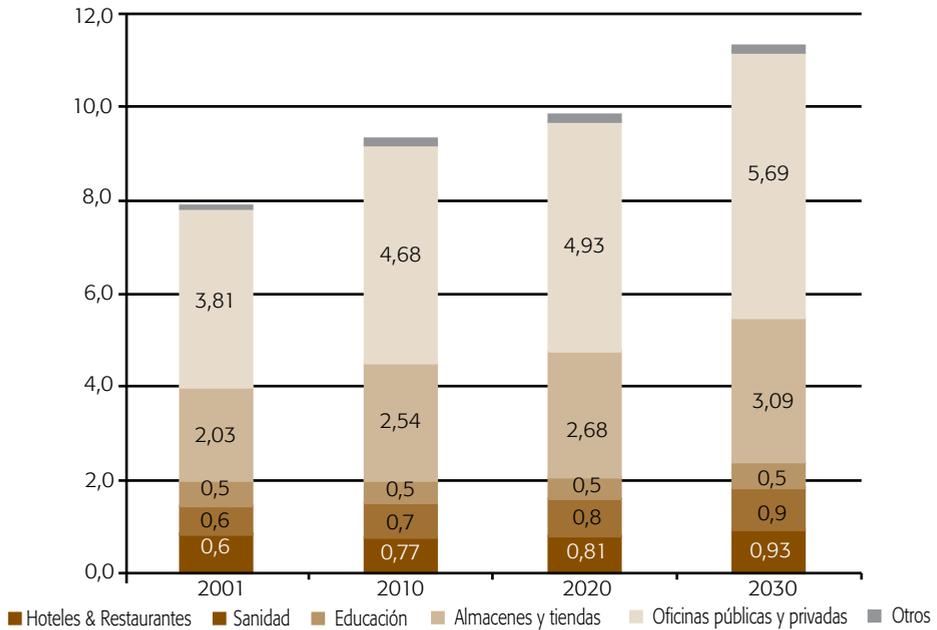
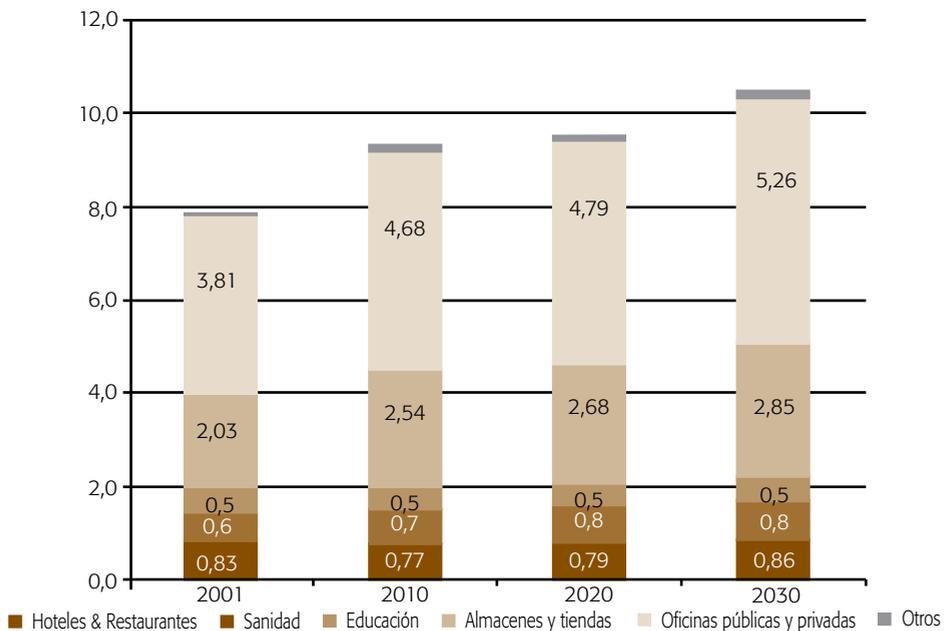


Figura 4.16. Escenario EFICIENTE Energía Final Servicios por subsectores EPS 2001-2030



El escenario Base presenta un crecimiento anual del 0,5% de 2010-2020 y del 1,4% de 2020-2030. Entendemos que las mejoras en eficiencia que ya se están implantando harán que el crecimiento de este sector en este escenario no alcance el 1,9% anual que ha tenido en la década 2001-2010, pero la mayor terciarización de la economía española hará que aumente su consumo, sobre todo en la década 2020-2030. El consumo energético en el periodo 2010-2020 crecerá muy por debajo de esta última década, debido principalmente al menor crecimiento económico como consecuencia de la crisis actual. En el caso del escenario Eficiente, el crecimiento será del 0,2% y del 0,9% en el primer y segundo periodo, respectivamente. El resumen de estas magnitudes se presenta en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1

Subsector	2010	CASO BASE				CASO EFICIENTE			
		2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30	2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30
Servicio				10-20	20-30			10-20	20-30
TOTAL Mtep	9,3	9,8	11,3	0,5%	1,4%	9,5	10,4	0,2%	0,9%

Teniendo en cuenta la mejora en intensidad energética y la tendencia actual de cambios de combustibles, se ha obtenido el consumo por tipo de combustible del sector servicios en ambos escenarios (Figuras 4.17 y 4.18). Se puede apreciar cómo la electricidad seguirá siendo el combustible de mayor peso seguido del petróleo. La tendencia tanto a 2020 como a 2030 en ambos escenarios es de crecimiento para el gas y la electricidad y de reducción del petróleo. La mejoras de eficiencia aplicadas en el escenario eficiente llevarán a una mejora de la intensidad que permitirá reducir el consumo de cada uno de los combustibles manteniendo el mismo crecimiento económico en ambos escenarios.

Figura 4.17. Escenario BASE Energía Final Servicios por combustibles ESP 2001-2030

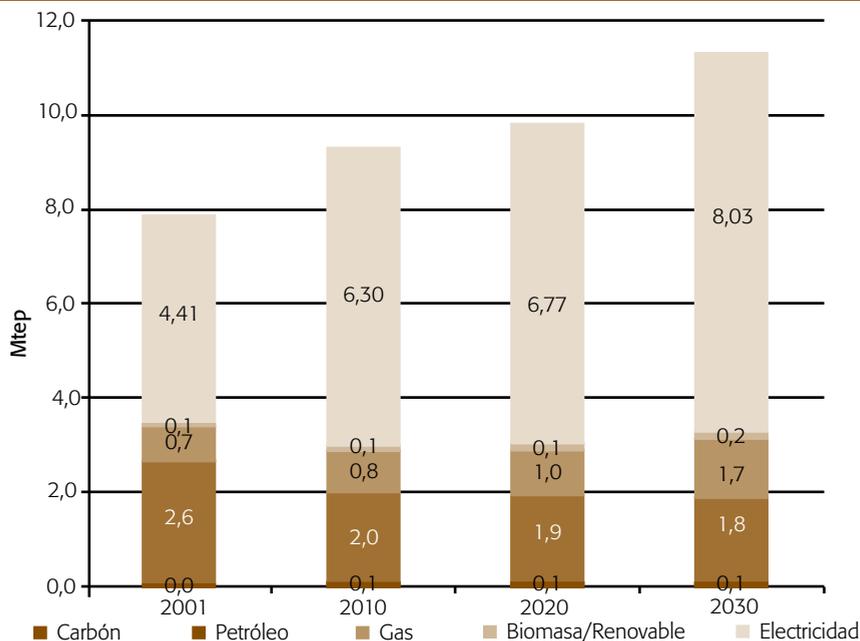
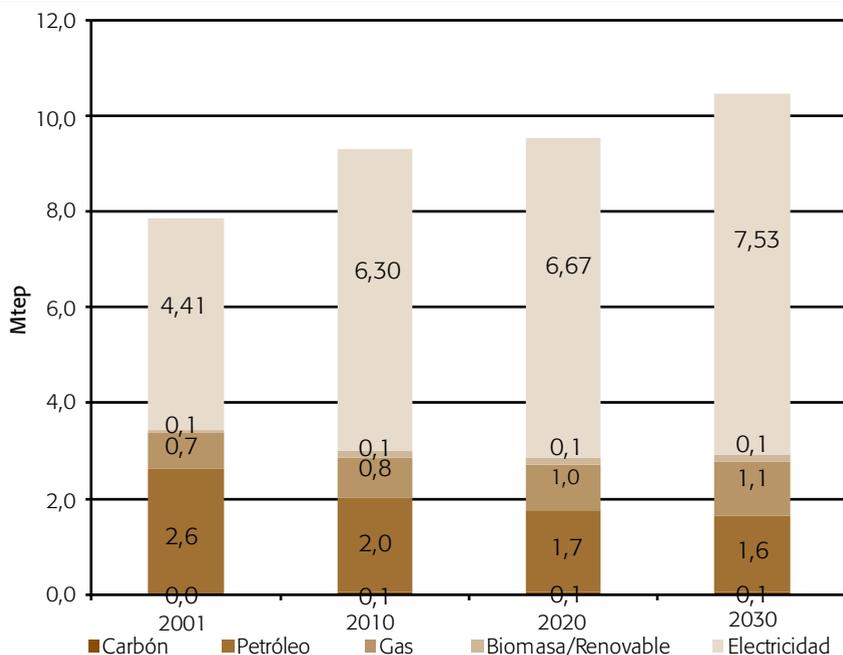


Figura 4.18. Escenario EFICIENTE Energía Final Servicios por combustibles ESP 2001-2030



b) Conclusiones del análisis de escenarios y algunas tipologías de medidas

La economía española es una economía de PYMEs⁴⁴: el 99,89% de las empresas son pequeñas y medianas que emplean el 81,7% de los trabajadores. Se puede afirmar que las PYMEs españolas son ineficientes energéticamente⁴⁵, debido principalmente a que poco más de la mitad llevan a cabo mantenimiento periódico de sus instalaciones, menos del 10% han realizado auditorías energéticas y solamente el 27% han implantado alguna medida de ahorro energético. Aunque existe un amplio abanico de agentes ofertantes (ESEs) de servicios energéticos, el grado de penetración de estos servicios en este ámbito es escaso, fundamentalmente por desconocimiento y por su pequeño tamaño. También, y entre otras barreras que veremos más adelante, se identifica una insuficiencia en los instrumentos de financiación para las medidas de eficiencia energética desde las instituciones públicas y/o entidades financieras.

El recorrido de mejora en la eficiencia energética de los edificios del sector terciario es muy importante, tanto en la cobertura de las demandas térmicas como en los servicios de iluminación, comunicaciones y fuerza, pero esta mejora no se produce de un modo natural por una serie de barreras que se inician en el mismo momento de su diseño y que finalizan por la baja exigencia en el cumplimiento de la normativa energética existente.

Con la futura transposición de la Directiva de Eficiencia, la Comisión Europea espera en parte eliminar estas barreras. Si comparamos el periodo 2014-2020⁴⁶ en nuestro escenario Eficiente frente al escenario tendencial presentado, este sector representaría el 6% del total del ahorro conseguido por el escenario Eficiente. Es decir, este sector podría llegar a ahorrar el 1,35 Mtep en 2014-2020 como diferencia de consumo entre el escenario eficiente y el tendencial.

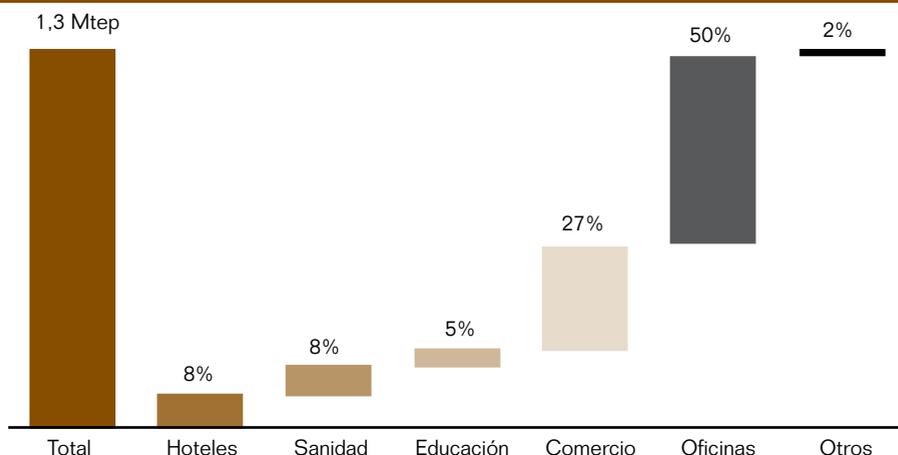
La contribución total del sector y la participación de cada uno de los subsectores incluidos se describen en la figura 4.19.

44 Se entiende por PYMEs aquellas empresas con un número de empleados inferior a 250 y a un volumen de negocio de menos de 50 millones de euros.

45 Conclusiones a partir del Documento de visión de la Eficiencia Energética en España publicado en 2009 por la Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética.

46 Aplicando el periodo estipulado por la directiva sobre nuestros escenarios base y eficiente sobre el total de sectores, el ahorro total conseguido por diferencia entre el escenario eficiente y el tendencial sería de 22 Mtep.

Figura 4.19. Contribución total del sector y participación de cada subsector



Las hipótesis base consideradas en ambos que son, necesarias para conseguir los ahorros descritos anteriormente y cuya evolución podría influir en ellos, se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2

Variable	Unidad	2020	2010-2020 GAGR
PIB	M€2000	862,2	1,1%
VAB sector servicios	M€2000	559,9	1,3%

Como elemento diferenciador entre ambos escenarios, se ha evolucionado la intensidad energética del sector sobre el VAB de éste. Esta nueva consideración se presenta en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3

Intensidad Energética	Unidad	BASE		EFICIENTE	
		2020	2010-2020 CAGR	2020	2010-2020 CAGR
Intensidad por VAB sector	tep/VAB sector	0,0175	-0,7%	0,0170	-1%

Las medidas que podrían ser más relevantes en este sector para la consecución del escenario eficiente definido son:

1. Mejora de la envolvente térmica de los edificios existentes.
2. Sustitución de los equipos más consumidores de energía por otros más eficientes.
3. Construcción de edificios de consumo casi nulo.
4. Fomento de las auditorías energéticas.
5. Potenciación de las empresas de servicios energéticos.

Todas estas medidas van encaminadas a reducir y mejorar la cobertura de la demanda térmica (climatización y refrigeración) y de iluminación. Las tecnologías disponibles para cubrir y mejorar estas demandas son similares a las indicadas en el sector residencial (véase capítulo 5) a diferencia de la posibilidad de instalación de sistemas de mini o micro-cogeneración de mayor potencia, entre 5 y 100 kW, con tecnologías como las basadas en motores de combustión interna y microturbinas alimentadas con gas natural, que generan electricidad al mismo tiempo que cubren las demandas térmicas del edificio. Estos sistemas deberían basarse en el criterio de “sumidero térmico”, por el cual el sistema de cogeneración funcionará siempre que exista demanda térmica o mediante acumulación del calor generado, y si no se puede consumir o acumular el calor, el equipo de cogeneración detendría su funcionamiento.

4.5. Conclusiones y recomendaciones

En los últimos años se ha iniciado un marco normativo a nivel europeo de fomento de la eficiencia energética en el sector de la edificación, cuyo consumo alcanza un promedio del 40% del total. Este marco se trasladó a España en la elaboración de normativas y de planes de acción con promoción de medidas en eficiencia energética.

A pesar de lo anterior, y debido a las barreras existentes, nuestro país tiene todavía camino por delante para ponerse al mismo nivel de implantación de la eficiencia energética en la edificación que otros países de nuestro entorno. Las principales barreras identificadas en el sector terciario son:

Diferencia de intereses entre promotor y usuario. Barrera presente en edificios de nueva construcción destinados a la venta y/o alquiler y en aquellos existentes cuya propiedad corresponde a una empresa patrimonialista y cuyo objeto es el alquiler a terceros. En estos casos, el promotor/propietario no tiene interiorizada la ventaja comercial que representa para el usuario final la mejora de la eficiencia energética del edificio en un ahorro de la factura, considerándose otros factores arquitectónicos y estéticos más relevantes en la mejora de la comercialización de los inmuebles.

El criterio del promotor/propietario en la definición de los sistemas energéticos del inmueble es, como norma general, cumplir estrictamente las condiciones mínimas exigidas por la normativa legal y seleccionar la opción más económica en cuanto a inversión, sin considerar los ahorros energéticos que se obtengan, ni alternativas más eficientes. Esta situación podrá corregirse en el momento en que se generalice el uso de un etiquetado energético que refleje fielmente la mayor o menor eficiencia y economía de costes, por el cual los usuarios finales puedan comparar entre las distintas ofertas de inmuebles que se ofrezcan en el mercado. El Plan Integral de la vivienda aprobado en abril de 2013 intenta eliminar esta barrera.

Falta de señal de precio al mercado. Por una parte, debido a un coste unitario bajo de las distintas energías⁴⁷ y, por otra, a que en España, por su exigencia climatológica, los edificios no son intensivos en demanda energética, lo que hace que su factura energética no represente un porcentaje importante dentro de los costes operativos del usuario que ocupa esos inmuebles, no se están enviando señales de precio adecuadas que motiven a realizar mejoras energéticas que reduzcan ese coste.

Solo en sectores que tienen una mayor intensidad energética, como pueden ser el sanitario y el hotelero (en este último donde la energía representa entre un 4 y un 10% de sus costes operativos, incluyendo personal), existe un interés en aumentar la eficiencia. De hecho, en los últimos años en estos sectores se ha llevado a cabo una labor continua de inversiones en mejoras que ya ha reducido su intensidad energética, aunque todavía queda un importante recorrido.

Baja exigencia en el cumplimiento de la normativa energética existente. En la cobertura de las demandas térmicas, la actual reglamentación, el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) establece la obligatoriedad de realizar mantenimiento e inspecciones periódicas de eficiencia energética de las instalaciones en los edificios. Esto se desarrolla en la instrucción técnica IT 3.4 (gestión energética) y en la IT 4.2. (Método de realización de las inspecciones de eficiencia energética). Esta estrategia de mejora de eficiencia energética de los edificios mediante el control periódico descubre una de las deficiencias generalizadas en la actualidad: las condiciones climáticas, que determinan en parte la demanda térmica, junto a la ausencia de los suficientes sistemas de medida que permitan controlar consumos de energía aportada al sistema como las energías útiles aportadas al inmueble.

⁴⁷ En España hasta el año 2010 el precio incluyendo impuestos tanto del gas como de la electricidad para residencial e industrial se situaban por debajo de la media europea, después de 2010 y con las subidas realizadas la electricidad para la industria se acerca a la media europea y la supera en el caso del residencial. El Gas, así como el diesel de uso comercial, sigue manteniéndose por debajo de la media europea.

La incorporación de equipos de medida no representaría una gran inversión y permitiría conocer la situación real, incluso con registros muestrales a lo largo de un período significativo de tiempo, de cara a definir y adoptar medidas que mejoren los consumos y, por ende, reduzcan los costes energéticos. Sería aconsejable un control sistemático por parte de la Administración de estas obligaciones, ya que en la actualidad es incipiente y, por lo tanto, no se alcanzan plenamente los resultados potenciales de eficiencia.

Respecto a los consumos eléctricos en otros servicios, la eficiencia corre paralela a la mejora de ésta en los nuevos equipos que se incorporan al mercado y, por tanto, a la reposición de las dotaciones actuales por nuevas más eficientes.

Dificultades financieras. En la aplicación de medidas de eficiencia energética existen ciertas consideraciones al margen de la rentabilidad de la misma, esto es, que el período de amortización sea menor que la vida útil de los activos. La valoración de medidas de eficiencia energética debe llevar un estudio de mayor profundidad sobre las condiciones de financiación.

Si se plantea mediante recursos propios de la empresa, estas medidas deberán obtener al menos los mismos rendimientos que puede producir ese capital en las actividades propias de esa empresa y se debe verificar que se dispone de dichos recursos sin comprometer su propia actividad.

Si se plantea mediante una financiación externa, en primer lugar se debe analizar la rentabilidad de la medida de modo que no solo amortice la inversión inicial sino que también se absorban los costes de financiación generados y que no afecte la capacidad financiera de la actividad principal de la empresa. Pero hay que considerar un factor adicional en este caso, la capacidad financiera de nuestro mercado: si todos los edificios del sector terciario analizaran simultáneamente qué medidas de eficiencia energética "son rentables" y acometieran todas aquellas que lo son, se podría generar una presión excesiva de demanda de financiación que distorsionaría el mercado, encareciendo su financiación.

Por ello, para poder soslayar esta barrera, se debe disponer de una planificación a largo plazo en la que se analicen las medidas de eficiencia bajo dos factores, la mejora en la eficiencia (rentabilidad) y la exigencia de capital precisa, para poder seleccionar aquellas medidas que puedan ser más repetitivas por baja demanda de capital y distribuir en el tiempo, o incluso diferir, aquellas que exijan mayor intensidad de capital inicial. Sería aplicar el principio de la eficiencia, "más por menos", también en la faceta financiera de la mejora de la eficiencia energética en los edificios del sector terciario.

Una barrera más generalizada es la composición de la economía española, en la que el 99,89% de las empresas son PYMEs y emplean al 81,7% de los trabajadores. El grado de desconocimiento sobre las medidas disponibles y su capacidad de actuación condicionada por su tamaño son las principales razones por las que el grado de penetración ha sido inferior al esperado.

Sobre la mitigación a estas barreras, han de jugar un papel fundamental los facilitadores como son:

Las empresas de servicios energéticos (ESE) como factor de mejora de la eficiencia.

El negocio principal de estas empresas se basa en la prestación de servicios de gestión energética y la realización de medidas de eficiencia energética, amortizándolas generalmente mediante los ahorros generados en su explotación. De esta forma, sin ser preciso que el usuario final realice inversiones iniciales directamente (pues las realiza la ESE), el mismo obtiene una mejora de su eficiencia y un ahorro en su factura energética.

Estos contratos de servicio pueden basarse en una fórmula de ahorros compartidos entre la ESE y el usuario final, o en unos ahorros garantizados sobre el consumo previo del usuario, los cuales están garantizados por un adecuado análisis de la situación inicial de consumos del usuario y unos criterios claros y objetivos de medición de dichos consumos y facturación durante la vigencia del contrato.

La importancia de estas empresas y sus servicios se constata por la potenciación que la UE da a este servicio desde las Directivas aprobadas, entre ellas la Directiva 2012/27/UE referente a la Eficiencia Energética. Hasta la fecha, el éxito obtenido ha sido limitado, en parte por la situación de restricción de crédito al proyecto y por la dificultad de una nueva forma de competir con plazos dilatados. No obstante, el sector terciario parece ser el candidato a recibir la oferta de estas empresas dadas sus características y posibilidad de soluciones replicables de unos edificios a otros basadas en la experiencia obtenida.

La Administración como agente ejemplarizante. Desde 2004, España lleva aplicando una estrategia en el sector de la edificación a través de varios planes de acción, con intenciones claras en el fomento de mejora de la eficiencia energética, pero que no ha llegado a culminar. A pesar de la inversión y la aprobación de normativas por parte de la Administración, ésta debe practicar con el ejemplo y ser la verdadera promotora de la eficiencia en la edificación en nuestro país. Así se expresa en el artículo 5 de la Directiva 2012/27/EU, en el que se obliga a renovar el 3 % de la superficie total de los edificios con calefacción y/o sistemas de refrigeración que tengan en propiedad y que no cumplan con los estándares energéticos mínimos que se fijen.

Con la elaboración de esta nueva Directiva 2012/27/EU, la UE centra sus esfuerzos en la consecución de los objetivos de ahorro energético para 2020. Para una correcta consecución de los objetivos en mejora de eficiencia pública, se hace necesario, entre otros factores, un compromiso político y ejemplarizante. Desde la función pública se cuenta con medios suficientes para actuar sobre las barreras para el desarrollo de la eficiencia energética. Se cuenta con un mayor acceso a la financiación y se puede gestionar una normativa que actúe sobre el problema Agente-Principal, o incluso sobre las barreras específicas del sector público (ej. horas de utilización en determinados edificios, administrativas, contractuales, etc.)

En otros países de nuestro entorno con similitudes en la naturaleza de algunas de las barreras, éstas han sido mitigadas mediante la involucración de la Administración u otras entidades con un papel de promoción ejemplarizante. Por ejemplo, el caso del Programa RE:FIT del *Mayor of London* para el asesoramiento de organismos públicos en la mejora de la eficiencia energética de sus edificios mediante la modalidad de contratos *Energy Performance Contracts* (EPC) en su modalidad de ahorros garantizados. Adicionalmente, cabe mencionar a las agencias de energía en Alemania, que han servido de apoyo en el desarrollo de proyectos piloto y en la definición de directrices y modelos de contrato EPC. Parte del problema agente-principal se ha resuelto en EE.UU. mediante la definición de una certificación de los edificios que acaba por aportar un valor medioambiental, social y económico al inmueble que le diferencia en el mercado. En Francia, se han redactado leyes consensuadas en un foro de discusión de imposición y obligación de cumplimiento de objetivos. Asimismo, se creó una herramienta que elimina el problema agente-principal fomentando el acuerdo entre ambos.

Desde el punto de vista técnico, en pos de un escenario a futuro eficiente en el sector terciario, se consideran con mayor relevancia aquellas medidas encaminadas a reducir y mejorar la cobertura de la demanda térmica (climatización y refrigeración) y de iluminación, sustitución de equipos por aquellos de mayor eficiencia, fomento de auditorías y construcción de edificios de consumo nulo.

Adicionalmente, puede hacerse necesario un refuerzo de la legislación, con una mayor exigencia y control sobre su cumplimiento. La certificación energética y la trasposición de la última Directiva 2012/27/UE se presentan también como una nueva oportunidad para mejorar nuestro desarrollo en este campo.

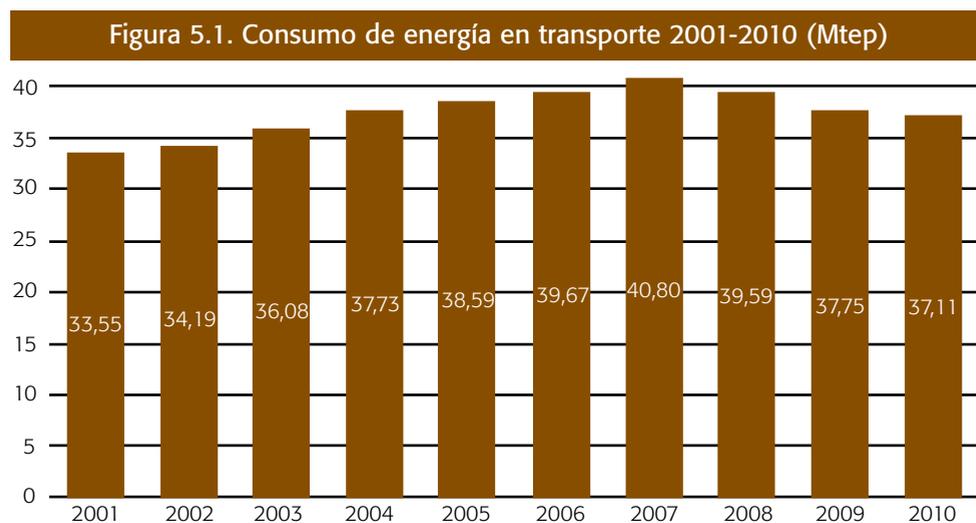
CAPÍTULO 5. EL SECTOR TRANSPORTE

*Ana Peñuela Mazuecos y Gemma Hernández Aliende (Coordinadoras),
Manuel Bravo López y Rosario Duque Rueda*

5.1. Evolución del sector transporte 2001-2010

El sector transporte⁴⁸ utiliza aproximadamente un 40% del total de la energía final consumida en España y consume, casi en exclusiva, productos derivados del petróleo.

La siguiente figura representa la evolución del consumo energético en el sector transporte en el periodo 2001-2010, pasando de 33,5 Mtep a 37,1 Mtep.



El crecimiento medio interanual de consumo en este sector en el periodo 2001-2010 fue del 1,1%, frente al 0,5% del sector industria y el 1,5% del terciario. Entre 2001 y 2007 existe una tendencia creciente en el consumo de este sector y a partir de ese año

⁴⁸ El sector transporte analizado incluye aquel referido a personas y mercancías que sea realizado por carretera, ferrocarril, marítimo / fluvial y aéreo. Siguiendo la metodología de la AIE, se ha contabilizado los vuelos no domésticos como aquellos que salen de aeropuertos nacionales cuyo destino es otro aeropuerto no nacional.

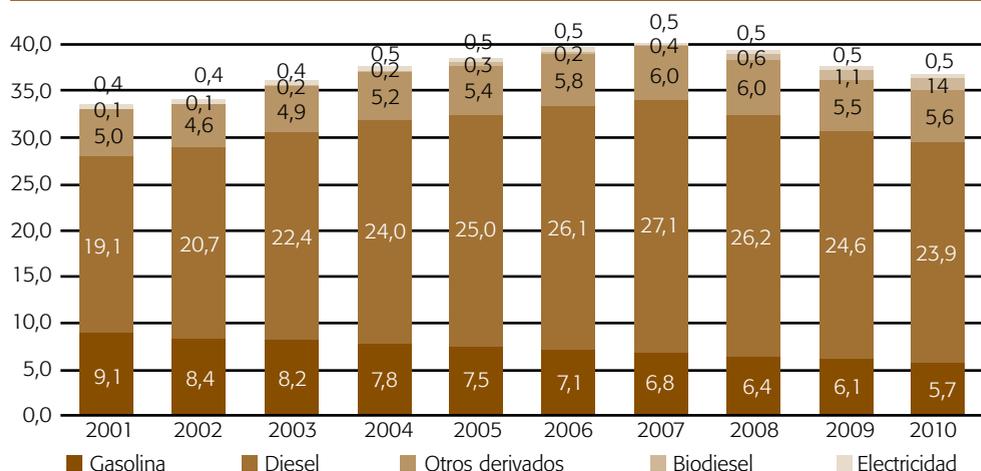
comienza una tendencia decreciente, asociada a un menor crecimiento del PIB en este periodo.

a) Clasificaciones del consumo energético en el sector transporte

Consumo por tipo de combustible

Este sector, a diferencia de otros, está sustentado básicamente por el petróleo. Si bien, en el periodo 2001-2010, se fue dando entrada lentamente a otras fuentes energéticas, principalmente al biodiesel, como se analiza a continuación:

Figura 5.2. Consumo de energía en transporte por tipo de combustible (Mtep)^{49 50}



El combustible con mayor peso en el sector transporte en España en el periodo 2001-2010 fue el diesel, seguido de la gasolina:

Tabla 5.1. Contribución por tipo de combustible (2010)

Tipo de combustible	Contribución (%)
Electricidad	1,3%
Gasolina	15,4%
Diesel	64,4%
Biodiesel	3,8%
Otros derivados	15,1%

49 Incluye el consumo del transporte internacional que durante el periodo analizado ha representado un promedio anual del 8% del total consumido en el concepto Otros Derivados

50 Bajo la leyenda de la gráfica Otros derivados se han incluido los combustibles GLP, Jet-Fuel y Heavy Fuel

El consumo de electricidad en el transporte se debió en un 100% al ferrocarril, ya sea de pasajeros o de mercancías. Respecto a este modo de transporte, España en 2010 poseía un 59% de vías electrificadas, frente al 52,4% de Francia y el 58,8% de Alemania. Sin embargo, conviene mencionar que nuestro país en 2010 tenía 0,34 km de vías férreas en uso/1000 hab., frente al 0,46 de Francia y 0,41 de Alemania.

El crecimiento anual que experimentó el sector en el periodo 2001-2010 fue del 1,1%, pero muestra grandes diferencias entre combustibles, según se indica en la siguiente tabla:

Tabla 5.2. Evolución por tipo de combustible (2001-2010)

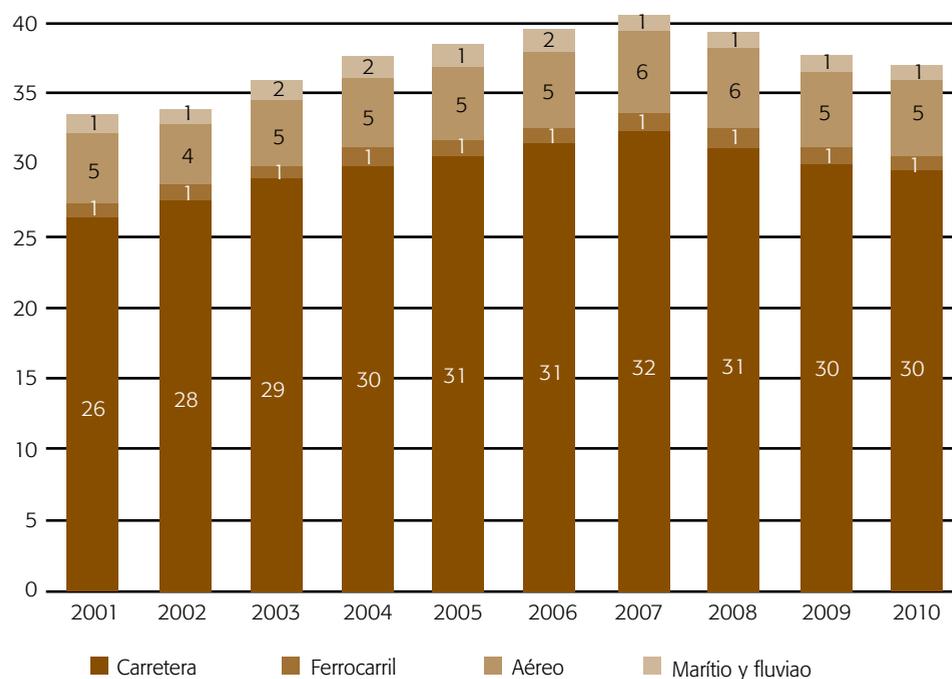
Tipo de combustible	Evolución (%)
Electricidad	+2,3%
Gasolina	-5%
Diesel	+2,6%
Biodiesel	+39,5%
Otros derivados	+1,1%

Aunque el crecimiento anualizado de biofuel en España fue mayor a la media europea, 39,4% vs. 36,2%, en cuanto a la participación sobre el total (3,8%) fue menor que algunas países como Francia o Alemania.

Consumo por modo de transporte

La evolución del consumo energético del sector transporte en función del modo se muestra en la siguiente gráfica:

Figura 5.3. Consumo de energía en transporte por modo (Mtep)



El transporte por carretera en España fue en la última década el modo con mayor peso en función del consumo, con un 80% en promedio, seguido del aéreo⁵¹, con un 13,5%. El ferrocarril apenas supuso un 3%. La contribución en el año 2010 por cada modo fue la siguiente:

Tabla 5.3. Contribución por modo (2010)

Modo de transporte	Contribución (%)
Carretera	81,1%
Ferrocarril	2,7%
Aéreo	13,5%
Marítimo y fluvial	2,7%

Respecto al crecimiento promedio anual 2001-2010, el ferrocarril es el que más creció seguido del transporte aéreo. Esto se debió al aumento de la actividad económica, el crecimiento de población y a las mejoras en la infraestructura tanto férreas como de autovías. El crecimiento del transporte aéreo se pudo deber al auge del negocio *low-cost*.

51 En el transporte aéreo se ha considerado tanto el doméstico como el internacional

Tabla 5.4. Evolución del consumo por modo de transporte (2001-2010)

Modo de transporte	Evolución (%)
Carretera	+ 1,3%
Ferrocarril	+ 1,7%
Aéreo	+ 1,4%

Si se analiza el uso del ferrocarril en España, en 2010 sólo el 2,46% de las Gtkm (Giga toneladas por kilómetro) de bienes transportados se hicieron por vía férrea, un valor bastante por debajo de Francia y Alemania. Lo mismo ocurre con el transporte de pasajeros, según se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.5. Comparativa transporte pasajeros vs mercancías transporte ferroviario (2010)

País	Transporte de mercancías (Gtkm)	Transporte de pasajeros (Gpkm)
España	2,46%	6,5%
Francia	13%	10,3%
Alemania	17%	9,3%

Consumo por tipo de transporte: pasajeros vs. bienes

Por lo que respecta a la evolución en el periodo 2001-2010 de km/pasajeros y km/bienes transportados por carretera, es destacable que, mientras que el índice Gtkm de mercancías transportadas decreció (-1,7%), provocado principalmente por el efecto crisis, el transporte de pasajeros Gpkm (Giga toneladas por kilómetro) creció en un 1,6%. Cabe, sin embargo, matizar que el transporte de mercancías creció hasta el 2005, decreciendo después, mientras que en el transporte de pasajeros, la caída tuvo lugar a partir de 2009.

Esta evolución en la actividad de transporte por carretera, se refleja en el consumo energético:

- El consumo en el transporte doméstico de pasajeros Gpkm creció de 14,2 Mtep en 2001 a 18,5 Mtep en 2010. El incremento medio anual en este periodo fue de un 3%, superior al de media de la UE, y fue el doble del crecimiento anual que experimentó la población (1,5%).
- El consumo en el transporte doméstico de bienes decreció ligeramente, de 16,4 Mtep en 2001 a 15,5 Mtep en 2010.
- El consumo en el transporte no doméstico se mantuvo en torno a 3 Mtep⁵²

⁵² Incluye el transporte aéreo, excepto los vuelos entre aeropuertos nacionales incluidos en transporte doméstico de pasajeros

- Modos utilizados en el transporte de pasajeros

Si se analizan los modos utilizados, el consumo del transporte privado de pasajeros por carretera superó el 77% de los Gpkm transportados en 2010, siendo este porcentaje menor que en Alemania y Francia. Sin embargo, la tendencia creciente experimentada en el periodo 2001-2010 en España fue superior que en los países referenciados.

Tabla 5.6. % y evolución del consumo del transporte privado de pasajeros (Gpkm)

País	% 2010	2001-2010
España	77%	2%
Alemania	83%	0,4%
Francia	83%	0,3%

El porcentaje de pasajeros por km desplazados en España en transporte público terrestre⁵³ en 2009 fue del 20%, superior a la media europea (17%), pero con una tendencia decreciente (España -1,4%, frente a Francia +1,5% y Alemania del +0,3%).

Es conveniente destacar que, en el periodo analizado, España tuvo el mayor peso de transporte público por carretera, respecto a Alemania y Francia; mientras que en el transporte público por vía férrea representó el menor peso frente a estos países. Finalmente, el medio menos usado fue el avión que constituyó el 3,87% y que descendió en un -0,54%.

Tabla 5.7. % transporte público por carretera y vía férrea, 2010 (Gpkm)

País	% por carretera	%vías férreas
España	13%	6,5%
Alemania	6%	9,3%
Francia	5%	10,3%

- Modos utilizados en el transporte de bienes

El modo fundamental para el transporte de bienes fue la carretera. En 2010, de las 320 Gtkm transportadas, el 85,5% se hicieron por carretera, el 12,2% por vías marítimas y el 2,5% por vías férreas.

En cuanto a los modos usados a lo largo de este periodo, las mercancías transportadas por ferrocarril son las que más decrecieron, casi un -5%, seguido del transporte por carre-

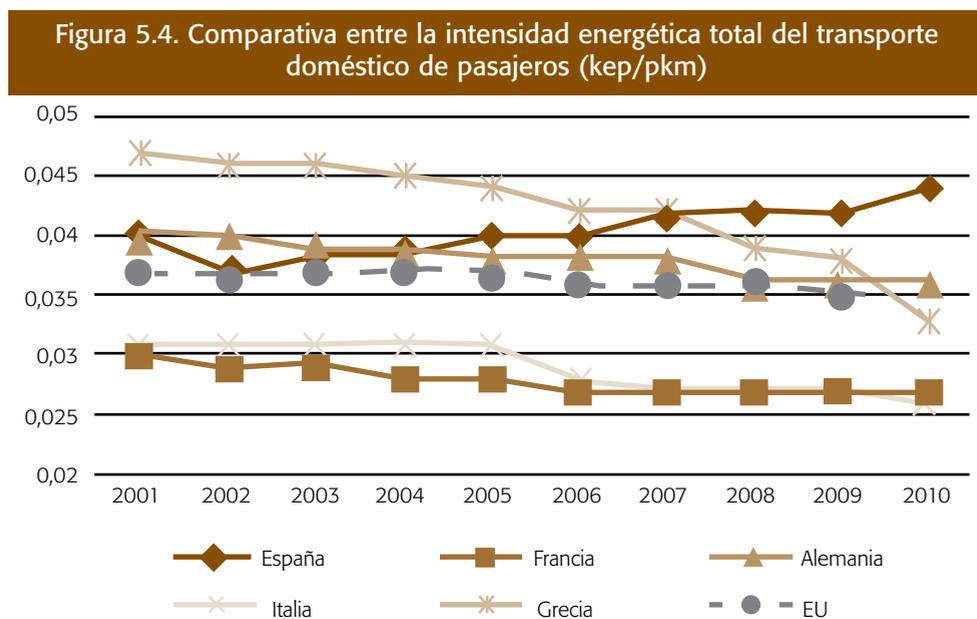
⁵³ Incluye los desplazamientos realizados en transportes colectivos por carretera, tren y metro.

tera (-1,85%). Solo las mercancías transportadas por mar crecieron en el periodo analizado (+0,19%). El transporte por ferrocarril alcanzó un 3,4% de las mercancías transportadas en 2002, año en el que se alcanzó su mayor peso. En esta misma fecha, Francia movió el 19,4% de sus mercancías y Alemania el 16,4% por vía férrea.

Un dato a tener en cuenta es que España es el país dentro de la UE27 con mayor número de km de autovía por habitante (en 2010 contaba con 0,23 km/1000 habitantes, frente al 0,19 de Alemania) y el de menor número de km de vías férreas en uso por cada 1000 habitantes, como ya se ha comentado anteriormente.

b) Intensidades energéticas en el sector transporte, periodo 2001-2010

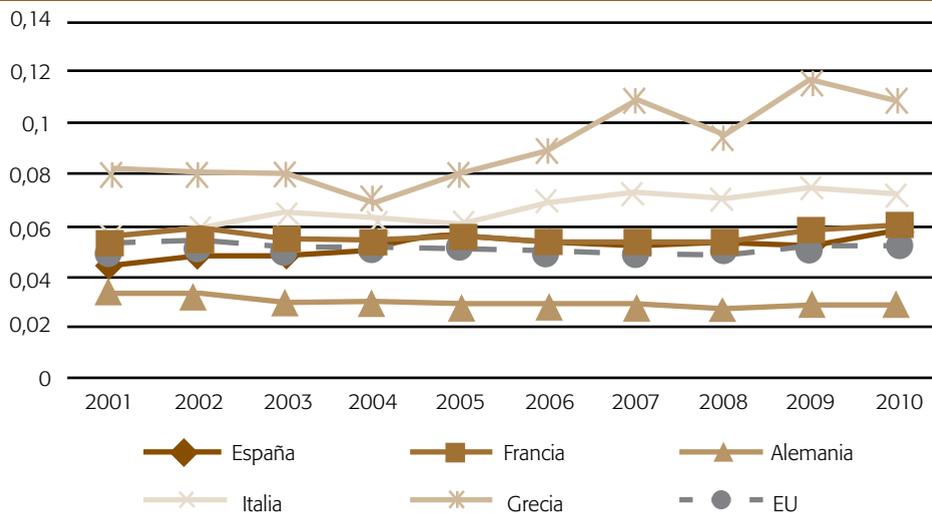
En transporte domésticos de pasajeros, España presentó la mayor intensidad $\text{kep}^{54}/\text{pkm}$ de los países analizados en 2010. Además, en el periodo 2001-2010, incrementó su intensidad un 1,06%, mientras que en el resto de países la tendencia fue negativa.



En el transporte de bienes, la intensidad kep/tkm de España se situó siempre por debajo de la media europea, aunque a lo largo de 2001-2010 incrementó un 1,6% acortando la diferencia con la media europea, que decreció -0,2%.

54 Kep unidad de medida energética. 1 tep equivale a 1000 kep

Figura 5.5. Comparativa entre la intensidad energética total del transporte de bienes (kep/tkm)



La intensidad del transporte español se situó durante el periodo analizado por debajo de la europea debido a una mayor eficiencia en cuanto al transporte por carretera, aun cuando el % de mercancías transportadas por este medio fue superior a la media europea.

La intensidad energética del transporte de bienes en 2010 presentó diferencias respecto a la medida europea, según el modo de transporte. El tener una intensidad menor en el medio de transporte de mayor peso (por carretera) hizo que en el global la intensidad española se encuentre por debajo del europeo.

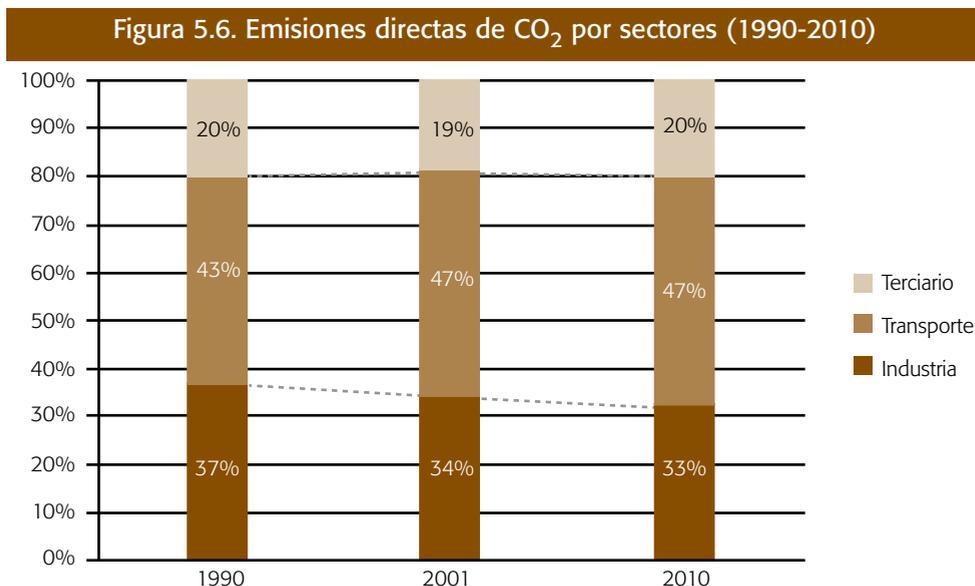
Tabla 5.8. Intensidad energética transporte de bienes por modo de transporte, 2010 (Gpkm)

Modo de transporte	España	Media Europa
Carretera	0,53	0,64
Ferrocarril	0,04	0,01
Vías navegables interiores	0,03	0,05

c) Emisiones de CO₂ en el sector transporte, periodo 2001-2010

Si analizamos las emisiones de CO₂, el sector transporte, en su totalidad, representó el 47% de las emisiones directas en España en el periodo 2001-2010. Se puede observar

en la Figura 5.6. cómo, desde 1990, las emisiones directas de la industria fueron perdiendo peso frente al sector transporte. En 2007 el sector transporte emitió el 50% del total las emisiones de CO₂ de todo el país.



5.2. Entorno regulatorio de la eficiencia energética en el transporte

a) Libro blanco del transporte y hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte

En 2001, la UE publicó el libro blanco “La política europea de transportes de cara al 2010: la hora de la verdad”, con el objetivo de establecer una estrategia global que rebasase la política europea de transportes existente y sentase las bases para el desarrollo de un sistema de transporte moderno y sostenible desde un punto de vista económico, social y medioambiental.

Desde la publicación de este libro blanco se han logrado muchos avances: el mercado ha continuado su apertura en el transporte aéreo, por carretera y en parte por ferrocarril; se ha lanzado con éxito la iniciativa de Cielo Único Europeo; ha aumentado la seguridad y la protección en todos los modos de transporte; las redes transeuropeas de transporte han contribuido a la cohesión territorial y a la construcción de líneas ferroviarias de alta velocidad; y se han reforzado los lazos internacionales y la cooperación.

Sin embargo, siguen existiendo importantes oportunidades de mejora en la sostenibilidad y reducción del consumo de energía en el sector transporte. Por ello, en 2011 la Unión Europea publicó una hoja de ruta para revisar la evolución del sector, sus desafíos futuros y las iniciativas políticas que eran precisas considerar.

El libro blanco de 2011 “Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible”, establece diez objetivos para un sistema de transporte competitivo y sostenible para lograr el objetivo del 60% de reducción de las emisiones de GEI hasta el año 2050, con respecto a los niveles de 1990⁵⁵. Para 2030, el objetivo para el transporte será reducir las emisiones de GEI a cerca del 20% por debajo de su nivel en 2008. Estos objetivos se centran en tres áreas de trabajo fundamentales:

Desarrollar y utilizar nuevos combustibles y sistemas de propulsión sostenibles

- Reducir a la mitad el uso de automóviles de «propulsión convencional» en el transporte urbano para 2030; eliminarlos progresivamente en las ciudades para 2050; lograr que la logística urbana de los principales centros urbanos en 2030 esté fundamentalmente libre de emisiones de CO₂.
- Llegar a una cuota del 40% de combustibles sostenibles hipocarbónicos en el sector aéreo para 2050; reducir, también para 2050, las emisiones de CO₂ de la UE procedentes del fuelóleo para calderas del sector marítimo en un 40% (y si es posible, en un 50%).

Optimizar el rendimiento de las cadenas logísticas multimodales, incluso incrementando el uso de modos más eficientes desde el punto de vista energético

- Intentar transferir a otros modos, como el ferrocarril o la navegación fluvial, de aquí a 2030, el 30% del transporte de mercancías por carretera, y para 2050, más del 50%, apoyándose en corredores eficientes y ecológicos de tránsito de mercancías. Para cumplir este objetivo también será preciso desarrollar la infraestructura adecuada.
- Para 2050, completar una red europea de ferrocarriles de alta velocidad. Triplicar la longitud de la red existente de ferrocarriles de alta velocidad para 2030 y mantener una densa red ferroviaria en todos los Estados miembros. En 2050, la mayor parte del transporte de pasajeros de media distancia debería realizarse por ferrocarril eléctrico.

⁵⁵ Esto correspondería a reducciones de emisiones de cerca del 70 % por debajo de los niveles de 2008

- Disponer para 2030 de una «red básica» de RTE-T que cubra toda la UE, multimodal y plenamente operativa, con una red de alta calidad y capacidad para 2050 y el conjunto de servicios de información correspondiente.
- De aquí a 2050, conectar todos los aeropuertos de la red básica a la red ferroviaria, preferiblemente de alta velocidad; garantizar que todos los puertos de mar principales estén suficientemente conectados con el sistema ferroviario de transporte de mercancías y, cuando sea posible, con el sistema de navegación interior.

Aumentar la eficiencia del transporte y del uso de la infraestructura con sistemas de información y con incentivos basados en el mercado

- Implantar la infraestructura de gestión del tráfico aéreo modernizada (SESAR) en Europa para 2020 y finalizar la construcción de la Zona Europea Común de Aviación. Implantar sistemas equivalentes de gestión del transporte para el transporte terrestre, marítimo y fluvial (ERTMS, ITS, SSN y LRIT, RIS). Implantar el sistema global de navegación por satélite europeo (Galileo).
- Para 2020, establecer el marco para un sistema europeo de información, gestión y pago de los transportes multimodales.
- De aquí a 2050, aproximarse al objetivo de «cero muertes» en el transporte por carretera. En línea con este objetivo, la UE se ha fijado la meta de reducir a la mitad las víctimas de la carretera para 2020. Asegurarse que la UE es líder mundial en seguridad y protección en el transporte en todos los modos de transporte.
- Avanzar hacia la aplicación plena de los principios del «usuario pagador» y de «quien contamina paga» y del compromiso del sector privado para eliminar distorsiones, incluidas subvenciones perjudiciales, generar ingresos y asegurar la financiación para futuras inversiones en transportes.

Otros documentos normativos relevantes para el impulso de la eficiencia energética y la reducción de emisiones en el sector transporte son:

b) Fomento del transporte de mercancías en ferrocarril

- Reglamento UE 913/2010 sobre una red ferroviaria europea para el transporte de mercancías competitivo. Dispone normas para la creación y organización de corredores ferroviarios internacionales de transporte ferroviario de mercancías competitivo. Así mismo, establece normas para la selección, organización, gestión y planificación indicativa de las inversiones en relación con los corredores de mercancías.

- En España, en septiembre de 2010, se presentó el Plan estratégico para el impulso del transporte ferroviario de mercancías en España, con la finalidad de “Impulsar el transporte de mercancías por ferrocarril a través de la adaptación a las necesidades del mercado aportando valor a la cadena logística global con objetivos de mejora de la gestión del sistema, de la calidad de servicio, de la eficiencia y de la sostenibilidad, incorporando iniciativas de I+D+i.”

c) Mayor eficiencia de los vehículos, reducción de emisiones e introducción del vehículo eléctrico

- Reglamento 443/2009, sobre la obligación de reducir los niveles de emisiones de CO₂ de las flotas totales de vehículos turismos vendidos en Europa, hasta niveles medios de 95 gCO₂/km en 2020. Este reglamento es una herramienta clave para alcanzar los objetivos energéticos de ahorro y eficiencia en el transporte con especial incidencia en la introducción creciente de la movilidad eléctrica.
- Directiva 2009/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes. El objetivo de la Directiva es impulsar el mercado de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes y, en particular —habida cuenta del gran impacto medioambiental que resultaría de ello—, influir en el mercado de los vehículos normalizados producidos a gran escala (vehículos de turismo, autobuses, autocares y camiones).
- Estrategia europea sobre vehículos limpios y energéticamente eficientes, COM (2010) 186. Esta estrategia se basa en la de 2007, destinada a reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos de pasajeros y de los vehículos comerciales ligeros, y complementa las actividades en curso y previstas para eliminar las emisiones de carbono del transporte y reducir su impacto ambiental. Además, esta iniciativa, si bien se limita al transporte por carretera y tiene una perspectiva a medio plazo, apoya también el objetivo de reducir las emisiones de carbono de todos los medios de transporte un 80-95 % de aquí a 2050. Los avances en las tecnologías ecológicas de propulsión automovilística pueden y deben aprovecharse en los vehículos pesados y los medios de transporte marítimos, aéreos, urbanos y ferroviarios ligeros.
- Reglamento (UE) n° 510/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de mayo de 2011, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los vehículos industriales ligeros nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO₂ de dichos vehículos.

5.3. Escenarios 2010-2030: caso Base y Eficiente

a) Hipótesis escenario Base y escenario Eficiente 2010-2030

Teniendo en cuenta el análisis realizado sobre la evolución de consumo en el periodo 2001-2010, se presentan dos escenarios de consumo energético: el caso Base y el caso Eficiente.

Se han establecido unas hipótesis de partida, comunes en ambos escenarios (Tabla 5.9.) para las variables de actividad y la evolución esperada del parque de vehículos.

VARIABLES COMUNES	UNIDAD	2020	2010-2020 CAGR	2030	2020-2030 CAGR
Parque de vehículos	Millones	19,8	1,7%	22,5	1,3%
Ratio vehículo por persona		0,41	1,4%	0,45	0,9%
Pasajeros transportados	mMpk ⁵⁶	483	0,9%	525	0,8%
Toneladas transportadas	mMtkm ⁵⁷	401	2,3%	425	0,6%

De manera adicional, y actuando sobre estas variables base, se han definido mejoras de eficiencia o cambios modales que son las que hacen que un escenario se ajuste a una evolución tendencial (e. Base) o hacia un escenario más eficiente (e. Eficiente).

En el escenario Base se mantiene la distribución modal de 2010, mientras que en el Eficiente predomina un incremento del uso del ferrocarril, especialmente en el transporte de bienes. Además, este segundo escenario estima una mejora en la eficiencia del consumo de los vehículos (-1,2% l/km):

⁵⁶ mMpk: Miles de millones de pasajeros transportados por km

⁵⁷ mMtkm: Miles de millones de toneladas transportadas por km

Tabla 5.10. Variables independientes, escenario Base y Eficiente

Variables independientes	BASE					EFICIENTE			
	Unidad	2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30	2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30
% Parque eléctrico	%	2%	10%	-	16,9%	4%	15%	-	15,8%
% Tráfico pasajeros por modos									
Vehículo privado	%	77%	77%	0%	0%	73%	70%	-0,5%	-0,4%
Colectivo por carretera	%	13%	13%	0,4%	0%	15%	15%	1,85	0%
Ferrocarril	%	6%	6%	-0,8%	0%	8%	11%	2,1%	3,2%
Aéreo doméstico ⁵⁸	%	4%	4%	0,3%	0%	4%	4%	0,3%	0%
% Tráfico bienes por modos									
Carretera	%	85%	85%	0%	-0,1%	78%	60%	-0,9%	-2,6%
Ferrocarril	%	2%	35	0,2%	0%	7%	18%	10,25	10,7%
Marítimo	%	12%	13%	-0,25	0,4%	15%	22%	2,1%	3,9%
Consumo parque combustión	l/100km	6,65	5,72	-0,9%	-1,5%	6,45	5,43	-1,2%	-1,7%

b) Consumo energético escenario Base y Eficiente

En base a las hipótesis descritas en el apartado anterior (evolución del parque por tipologías, mejoras de eficiencia y cambios modales) se obtiene el consumo del sector transporte en los dos escenarios (Tabla 5.11, Figura 5.7 y Figura 5.8).

Las mejoras de eficiencia, así como el cambio modal considerado en el escenario Eficiente sobre el escenario Base, hace que éste presente un ahorro acumulado de 2010-2030 de 46,8 Mtep sobre el escenario tendencial. El caso Eficiente a 2020 supondría un consumo de 2,1 Mtep menos que en el caso base, y de 4,7 Mtep menos en 2030.

Tabla 5.11. Crecimiento del consumo en el sector transporte por escenario y periodo

	2010-2020	2020-2030
Escenario Base	1,2% 37,1 Mtep 2010 - 42 Mtep 2020	0,3% 43,5 Mtep 2030
Escenario Eficiente	0,7% 37,1 Mtep 2010 - 40 Mtep 2020	-0,3% 39 Mtep 2030

⁵⁸ Los mMpKm estimados son domésticos y, por eso, la variable que se conocía es el % de transporte modal doméstico. Para estimar el transporte internacional se hace a través de la tendencia de 1,3 veces el resultado de transporte doméstico.

Figura 5.7. Escenario BASE Consumo Energía final Transporte ESP 2001-2030

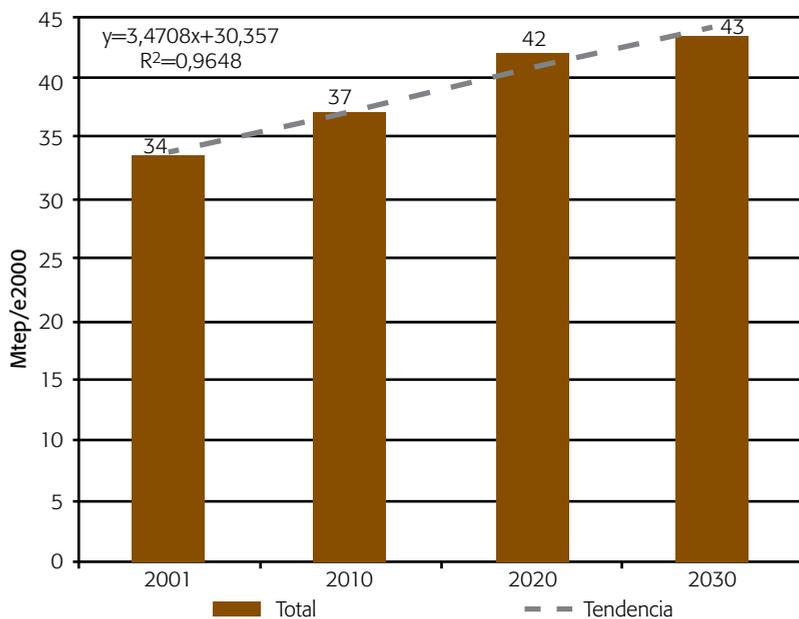
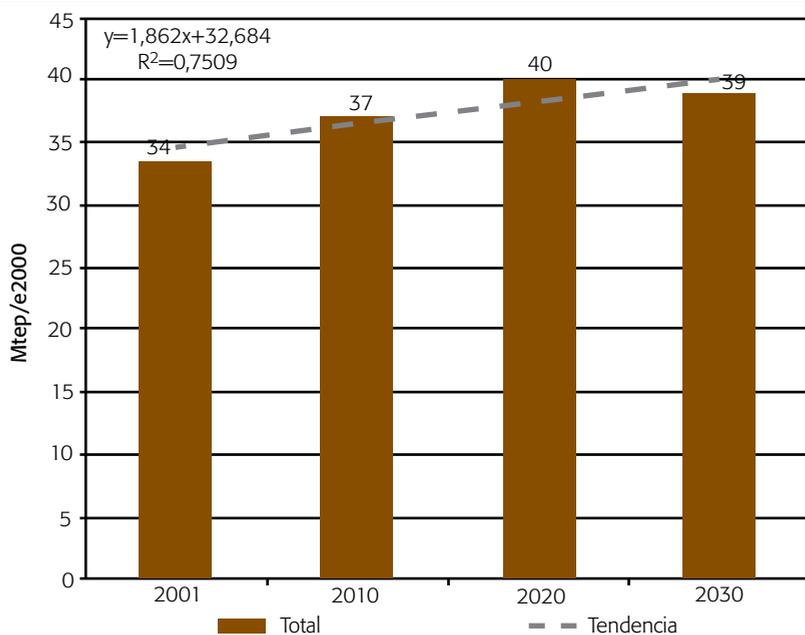


Figura 5.8. Escenario EFICIENTE Consumo energía final Transporte ESP 2001-



En las figuras 5.9. y 5.10. se observa la evolución de ambos escenarios segmentados por la distribución por modos.

En el escenario Eficiente, el consumo en modo ferrocarril gana peso, representando el 4,8% del total en 2020, frente 2,97% que representaba en 2010 (incremento de consumo del 55% en el periodo). El modo transporte por carretera, mantiene un peso del 79% en el escenario Eficiente (similar a la situación de 2010), frente al 81% que representa en el caso Base.

Figura 5.9. Escenario BASE Consumo total por modos ESP 2001-2031

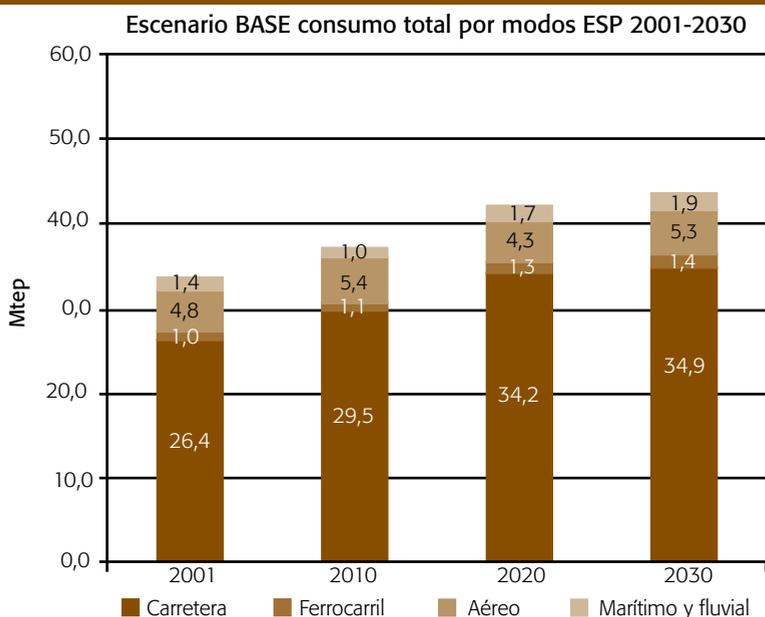
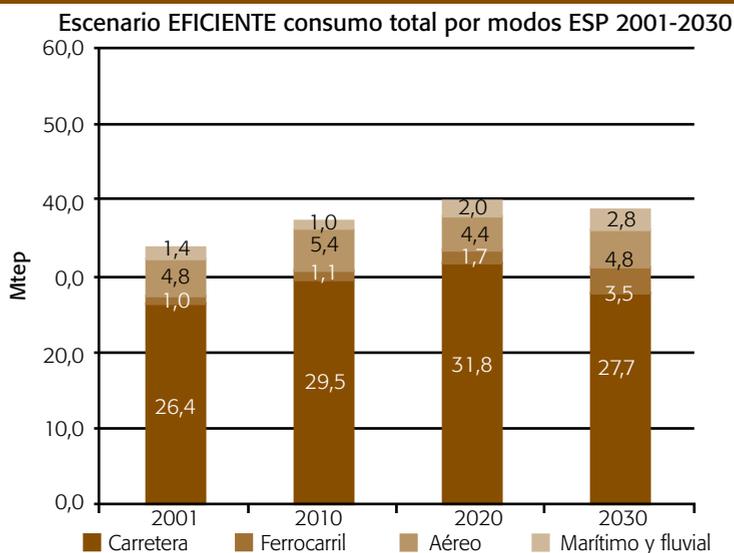


Figura 5.10. Escenario EFICIENTE Consumo total por modos ESP 2001-2030



En cuanto al tipo de combustible, en el escenario Eficiente los derivados del petróleo seguirían dominando este sector. En 2030, supondrían el 89% del total de combustibles consumidos para el transporte frente al 93% que representaba en el caso Base (Figuras 5.11. y 5.12.)

Figura 5.11. Escenario BASE Consumo por tipo de combustible ESP 2001-2030

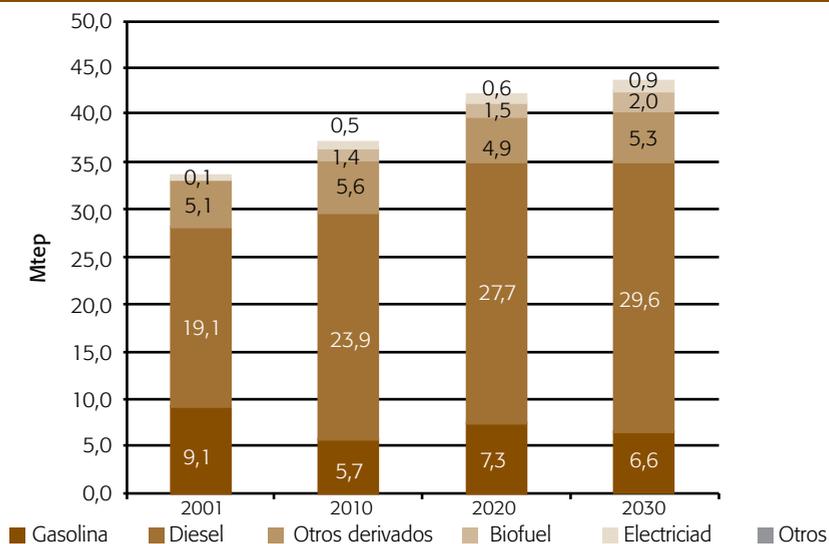


Figura 5.12. Escenario EFICIENTE Consumo por tipo de combustible ESP 2001-2030

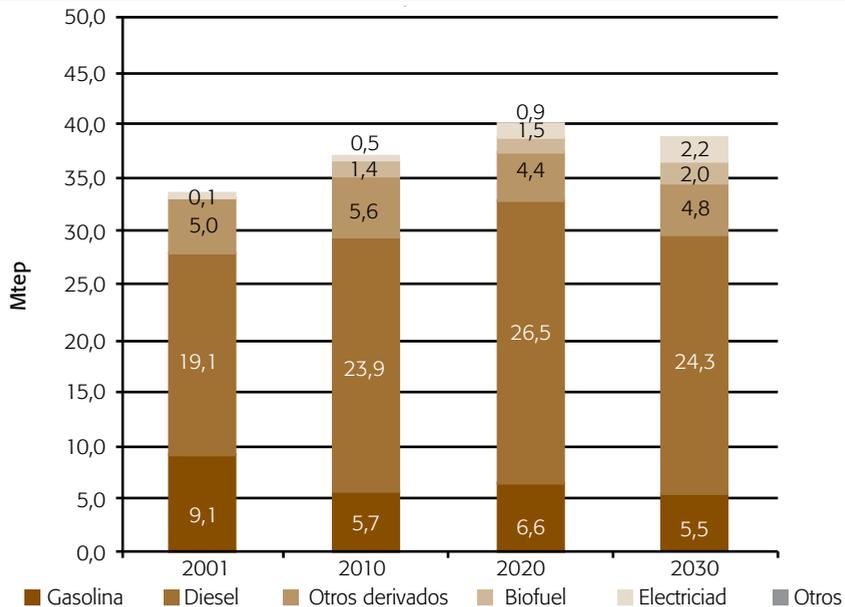


Tabla 5.12. Consumo en transporte por carretera según tipo de desplazamiento

Tipo de desplazamiento	2010	CASO BASE				CASO EFICIENTE			
		2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30	2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30
Individual	14,2	15,8	15,5	1,1%	-0,2%	15,3	14,2	0,8%	-0,8%
Colectivo	1,2	1,3	1,4	0,7%	0,8%	1,5	1,6	2,1%	0,8%
Bienes	14,2	17,1	18	1,9%	0,5%	15	12	0,6%	-2,2%
TOTAL Mtep	29,5	34,2	34,9	1,5%	0,2%	31,8	27,8	0,7%	-1,3%

En el escenario Base sólo decrece el transporte individual en el periodo 2020-2030. Éste decrecimiento se debería a la mejora en el consumo que se espera en los vehículos convencionales y a la aparición del vehículo eléctrico, que representaría el 2% del parque en 2020 y un 10% en 2030.

En el escenario Eficiente, el transporte individual por carretera crece un 0,8% en la primera década 2010-2020 (vs. crecimiento 2001-2010 real del 3% anual) frente al 2,1% del crecimiento del colectivo, debido a un cambio modal que potenciaría el transporte colectivo frente al individual, al menor consumo de combustibles esperado en los vehí-

culo de combustión interna así como al incremento del uso vehículo eléctrico, que podría representar ya el 4% del parque en 2020 y el 15% en 2030.

A nivel global, en ambos escenarios el transporte es el sector que más crece en el periodo 2010-2030 frente al sector terciario e industrial. Asimismo, a 2020 y 2030 la distribución del consumo por sectores se mantiene en ambos escenarios prácticamente igual a la obtenida en 2010, siendo el transporte, con un 42%, el sector de mayor peso.

5.4. Conclusiones y recomendaciones

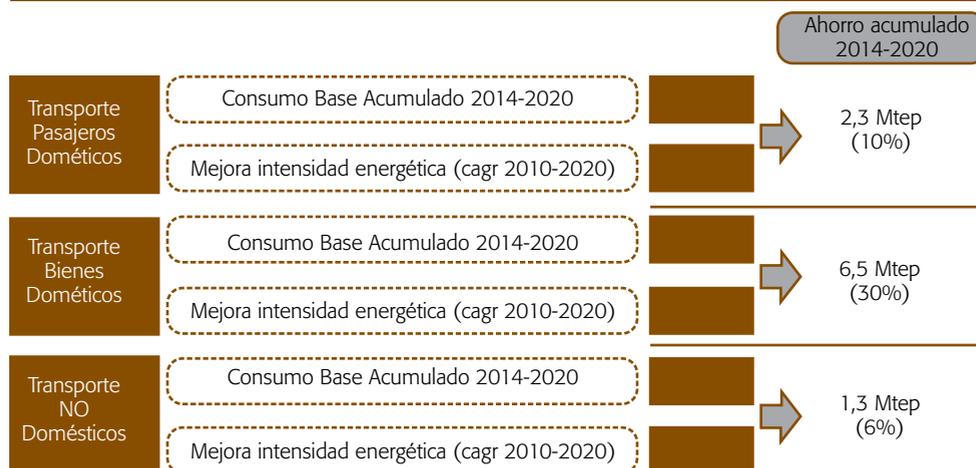
a) Contribución del transporte a la Directiva de Eficiencia Energética

Si analizamos el periodo 2014-2020 para ser coherentes con la Directiva de Eficiencia Energética, el sector transporte en el escenario Eficiente ahorraría 10,27 Mtep frente a su consumo en el escenario tendencial. Este ahorro representaría el 47% del ahorro total que conseguiríamos con el escenario Eficiente, que sería de 22 Mtep.

Para un mejor análisis del potencial de ahorro energético, se ha clasificado el consumo de la siguiente manera:

- Consumo en transporte doméstico (dentro de España) de pasajeros
- Consumo en transporte doméstico (dentro de España) de bienes
- Consumo no doméstico (internacional) (incluye la totalidad del transporte aéreo)

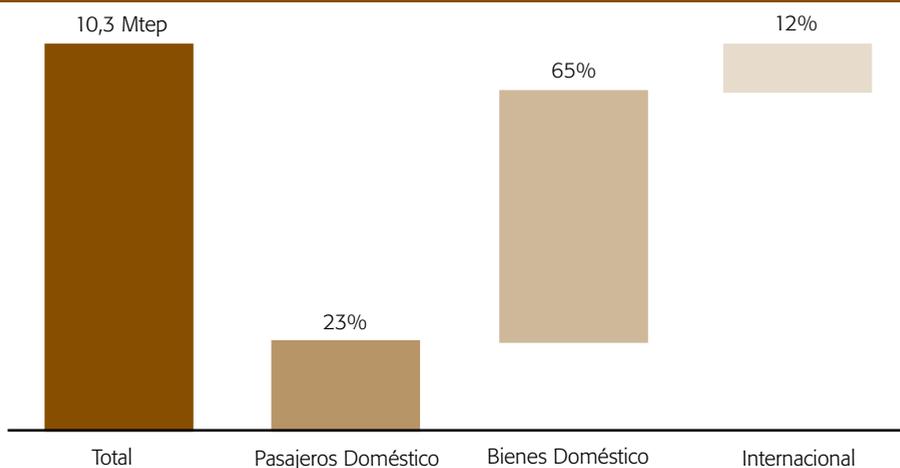
Tabla 5.13. Ahorro acumulado, periodo 2014-2020 por tipo de desplazamiento, escenario Eficiente (*)



(*) El transporte no doméstico, incluye la totalidad del transporte aéreo

El mayor porcentaje de ahorro (30%) se da en el transporte doméstico de bienes. La contribución total del sector y la participación en éste de cada uno de los modos de transporte se representan en la Figura 5.13, correspondiendo el 65% del potencial de ahorro a los desplazamientos de bienes en el interior del país.

Figura 5.13. % ahorro energético escenario Eficiente, periodo 2014-2020 por tipo de desplazamientos



b) Conclusiones escenario Eficiente 2010-2020

Consumo de energía en el sector transporte

- A lo largo de todo el periodo considerado, no se esperan grandes cambios en la estructura sectorial de la demanda de energía final, la cual seguirá dominada significativamente por el sector transporte. Por tanto, el transporte se configura como un sector fundamental para lograr los objetivos de ahorro y eficiencia energética.
- Los dos escenarios analizados en este documento, prevén un crecimiento de la movilidad de personas (+0,9% anual) y mercancías (+2,3% anual) en el periodo 2010-2020, lo que viene a remarcar la imprescindible necesidad de puesta en marcha de las medidas de fomento del ahorro y la eficiencia energética en el transporte.
- El consumo del transporte de bienes representa el 65% del potencial de ahorro en el sector transporte. El escenario Eficiente contempla, en el periodo 2010-2020, un importante crecimiento del transporte de mercancías en ferrocarril (+10% anual) y una contención del transporte de bienes por carretera (-0,9% anual) en este periodo.

- En cuanto a transporte terrestre de pasajeros, el transporte colectivo será un 15% del tráfico total en 2020, lo que supone que debe alcanzarse unas tasas de crecimiento de 1,8% anual. Por ello, las medidas destinadas a fomentar este tipo de transporte de pasajeros serán también un aspecto importante. En este ámbito, se espera un mayor crecimiento de los modos ferroviarios que del autobús.
- El ferrocarril presenta un incremento en consumo energético del 55% vs. un crecimiento del transporte por carretera del 8% en el periodo 2010-2020.
- En este periodo se espera un crecimiento limitado del parque de vehículos de carretera, con crecimientos de 0.3% anual. Se espera una reducción del consumo (-1,2 l/km) gracias a mejoras tecnológicas en los vehículos de combustión.
- En el caso del sector aéreo se prevé un aumento progresivo de viajeros en este modo, aunque con cifras de crecimiento muy inferiores a las de periodos anteriores.

Medidas de eficiencia energética en el transporte para alcanzar el escenario Eficiente

Para alcanzar los resultados planteados en el escenario Eficiente, existen principalmente tres campos de actuación críticos, de los que dependerá la consecución de los objetivos de ahorro planteados:

1. Potenciación del modo ferrocarril, especialmente para el transporte por mercancías

Lograr estos resultados para el sector ferroviario requerirá de una estrategia de mejora de las infraestructuras ferroviarias y la puesta en marcha urgente del plan estratégico para el fomento de mercancías en ferrocarril definido en España en 2010. En este ámbito, es necesario implementar mejoras en la gestión del sistema ferroviario y de la calidad del servicio, con especial atención al incremento de la intermodalidad, tanto del ferrocarril con la carretera como del ferrocarril con las zonas portuarias, lo cual requerirá de mejoras sustanciales en las conexiones y accesos ferroviarios, así como de la implantación de una adecuada logística que facilite la accesibilidad y las operaciones de recogida y distribución de mercancías.

En el plano de la eficiencia energética, se deberá potenciar la electrificación del parque móvil, puesto que la sustitución de la tracción diesel por la eléctrica reduce el consumo específico (en el año 2009, Renfe tenía un mix eléctrico/diesel del 73% / 27%). A ello contribuirá la progresiva introducción de criterios de eficiencia y de mejora medioambiental en la compra del material móvil ferroviario (de forma análoga a lo que ya se espera que ocurra en el transporte por carretera en base al artículo 106 de la Ley de Economía Sostenible).

2. Mejoras tecnológicas que permitan la reducción del consumo de vehículos en el transporte por carretera y progresiva introducción del vehículo eléctrico

Dado que el transporte por carretera es el medio predominante, tanto de pasajeros como de bienes, las mejoras de eficiencia en este modo de transporte son fundamentales para mejorar la intensidad energética del sector. En este sentido, es especialmente relevante la normativa que introduce la obligación de reducir los niveles de emisiones de CO₂ de las flotas totales de vehículos turismos vendidas en Europa y la introducción del vehículo eléctrico.

De especial relevancia es también la información sobre las reservas mundiales de petróleo, aunque la cifra difiere según las fuentes consultadas. Si se analizan las previsiones de demanda realizadas por las agencias internacionales, se observa un incremento del consumo de los productos petrolíferos por parte de las economías emergentes (según el WEO 2012 en su escenario tendencial-CPS el crecimiento medio anual 2010-2035 en China será del 2,4% y del 3,6% en la India), lo que implicaría un incremento de su producción, pudiendo ocasionar a su vez cambios en las políticas públicas para frenar este incremento de la dependencia de los combustibles fósiles y sus consecuencias en el cambio climático y en la seguridad de suministro.

3. Reducción del consumo energético en el sector aviación

Respecto a la cuota de combustibles hipocarbónicos en el sector aéreo, la única alternativa tecnológicamente viable actualmente sería el hidrógeno. La introducción de este tipo de combustible supondría cambios en todos los motores y realizar modificaciones sustanciales en los aviones. Teniendo en cuenta que la vida útil de los aviones es de 20-30 años, no se esperan mejoras sustanciales en el periodo analizado.

En resumen, los cambios en el sector transporte serán lentos y no se estima que realmente se produzca un decrecimiento del consumo hasta el periodo 2020-2030. Si comparamos el escenario Eficiente frente al escenario Base, el crecimiento en el periodo 2010-2020 estimado será de un 0,7% frente al 1,2% del caso Base.

En el periodo 2020-2030, el consumo en el escenario Eficiente decrecerá un -0,3% frente al crecimiento positivo del 0,3% del caso Base. Para que se materialicen estas tendencias serán necesarios cambios modales tanto en el transporte de pasajeros, a favor de transporte colectivo, como en transporte de bienes a favor del ferrocarril.

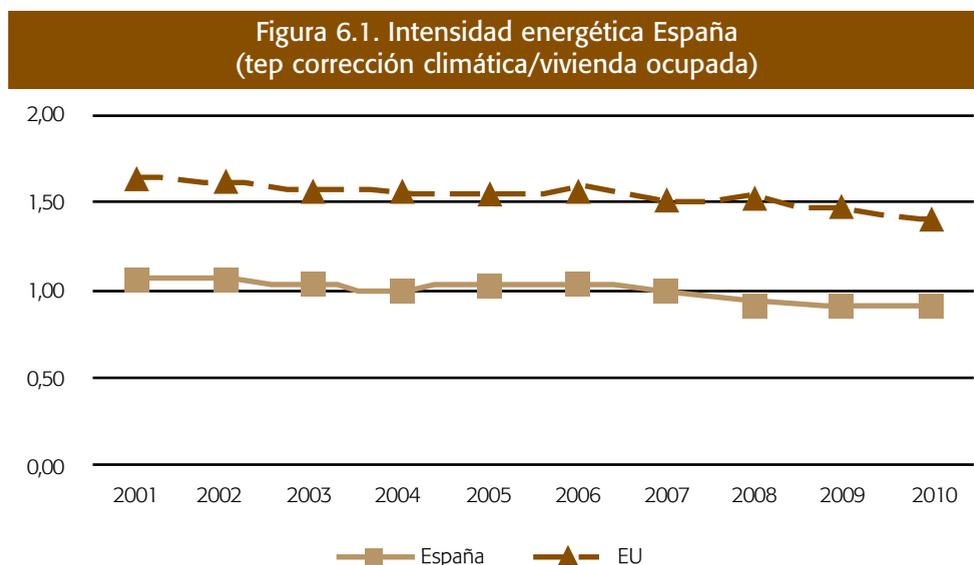
CAPÍTULO 6. EL SECTOR RESIDENCIAL

Inmaculada Fiteni Campos (Coordinadora), José F. Barceló Llauger, José Manuel Domínguez Cerdeira, Juan Carlos de Pablo Olaiz y Blanca Perea Solano

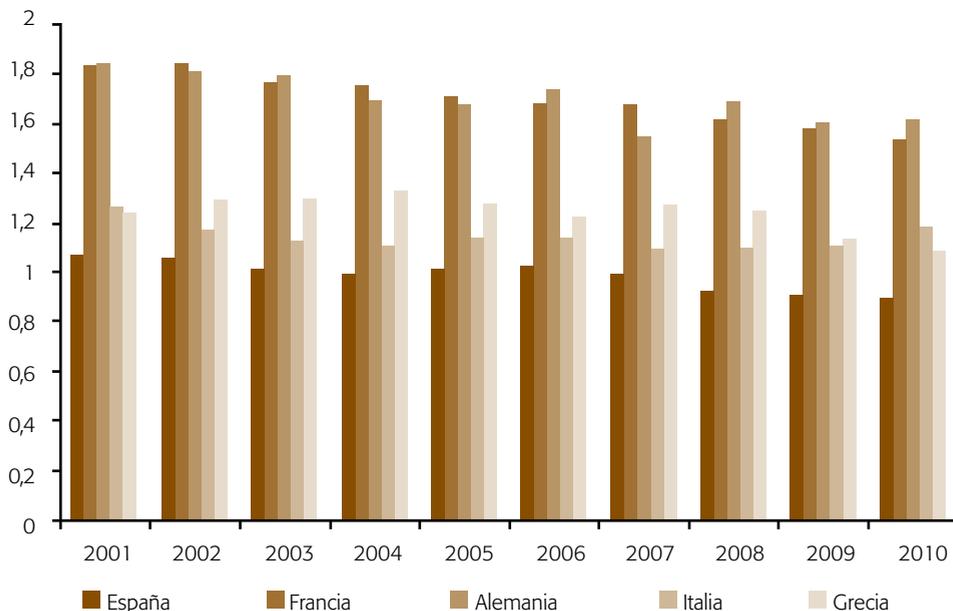
6.1. Evolución del sector residencial 2001-2010

En la década 2001-2010, el sector residencial representó en España un 17% del consumo total en términos de energía final y un 25% del consumo eléctrico, con un crecimiento anualizado del 1,7% (de 14,2 Mtep en 2001 a 16,6 Mtep en 2010). Es un porcentaje menor a la media de los países de la UE27 (26,6% en 2010), probablemente debido a una mejor climatología y, por tanto, a un menor uso de la calefacción.

Esto último nos convierte en uno de los países de Europa con las menores cifras de intensidad por vivienda ocupada⁵⁹, con 1 tep anual de consumo promedio al año y de 3.600 kWh/año de consumo eléctrico en los hogares.



⁵⁹ La intensidad en el sector residencial se mide normalmente sobre el consumo en tep con corrección climática para homogeneizar el consumo interno de un país con los datos climatológicos medios de dicho país.

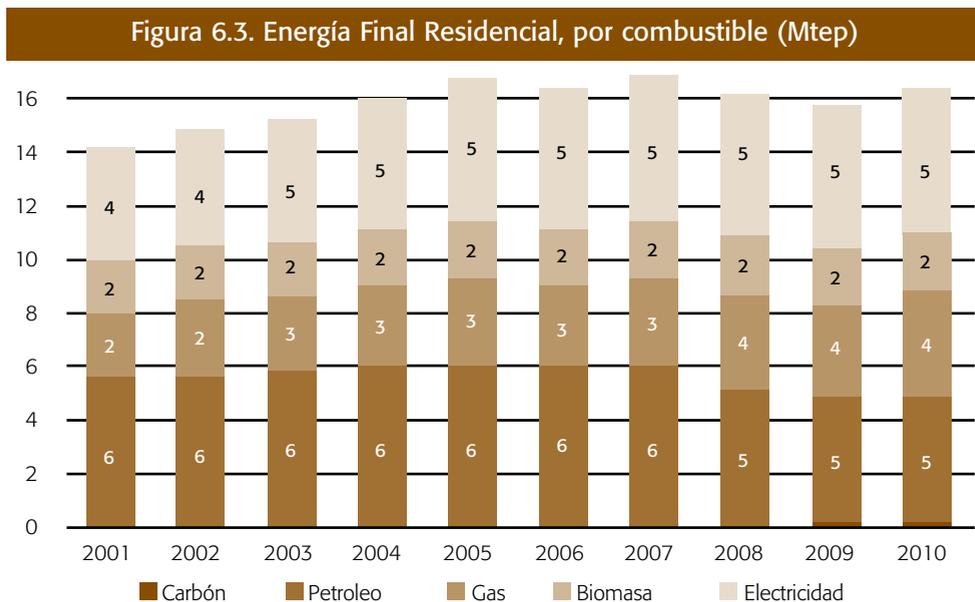
Figura 6.2. Intensidad energética (tep con corrección climática/vivienda ocupada)

La evolución del consumo energético en el sector residencial viene íntimamente ligada al crecimiento de la población y a los parámetros de confort en la vivienda.

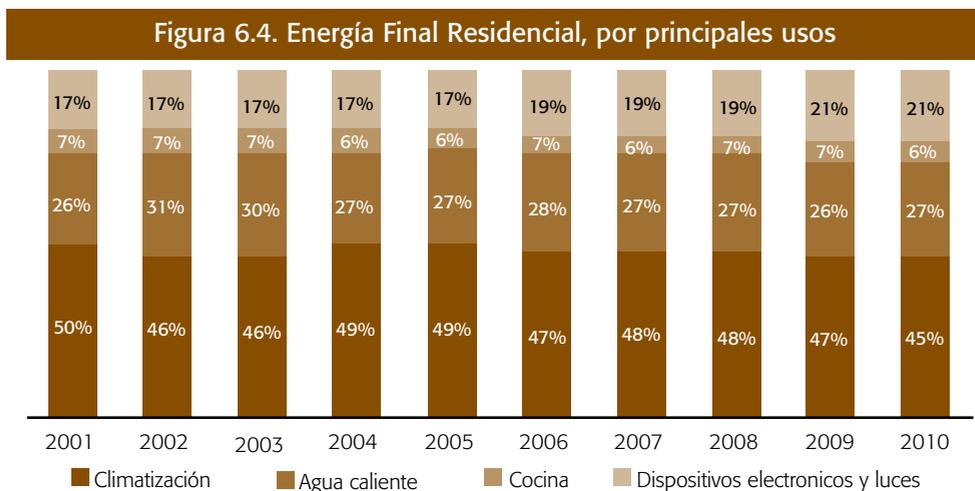
El crecimiento poblacional en España se situó muy por encima de la media europea, con un 1,5% en el período 2001-2010, frente al 0,4% de la UE27, el 0,7% de Francia e Italia, o el 0,1% de Alemania. Por otra parte, el grado de equipamiento de los hogares, derivado del nivel de renta per cápita de referencia, viene a marcar la estructura energética de consumo dentro de un hogar. España, aun tendiendo una renta per cápita inferior a la media europea, alcanzó durante esta década el 100% de grado de equipamiento básico, similar al resto de Europa.

a) Estructura de consumo: por combustibles y por usos

En términos de energía final, el petróleo fue el combustible más usado en España dentro del segmento residencial, con un 35% del consumo total de promedio en el período 2001-2010, seguido de la electricidad y el gas. Los combustibles de origen renovable representaron el 13% y el carbón fue prácticamente insignificante en este sector. Sin embargo, hay una tendencia decreciente de uso del petróleo en este período (-1,9%), y creciente de gas (+6,7%) y electricidad (+2,7%).



En cuanto a la estructura por usos en el consumo residencial, la climatización representó casi la mitad, seguido del agua caliente sanitaria (ACS) con 27%, los dispositivos electrónicos (21%) y la cocina (6%). La distribución de usos no varió significativamente a lo largo del periodo.



Atendiendo a las estimaciones del IDAE⁶⁰, los ahorros de energía final en el periodo 2005-2010 atribuibles a las medidas de eficiencia energética acometidas en el sector

60 http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11905_PAEE_2011_2020_Anexo_A2011_A_9c717362.pdf

residencial en envolvente, equipamientos térmicos e iluminación, fue de 355 ktep en 2010 tomando como base el año 2004. La incorporación de determinados equipos más eficientes pero con mayores funcionalidades ha producido un ahorro negativo. Tal es el caso de los electrodomésticos de gama marrón (electrodomésticos de audio y video) y equipos ofimáticos.

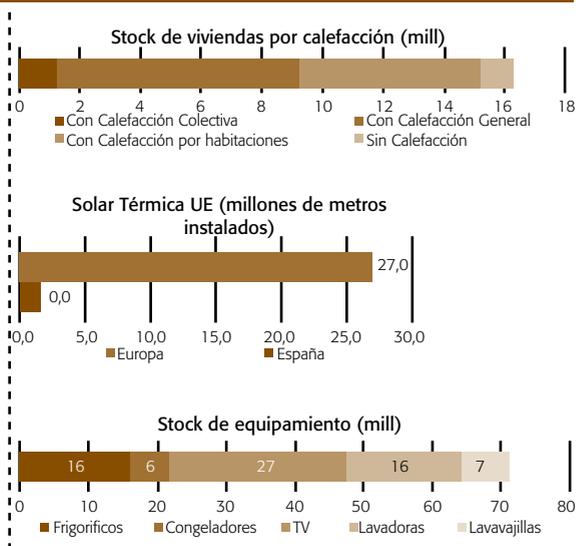
Figura 6.5

Calefacción:

Consumo de 0,5 tep/año equivalente al 45% del consumo por vivienda.

Agua Caliente Sanitaria: Consumo de 0,3 tep/año representa el 27% del consumo de una vivienda.

Dispositivos y luces: Consumo de 0,2 tep/año equivalente al 20% del consumo por vivienda.



En otros países de Europa, la estructura de consumo es significativamente diferente, con un peso de consumo en la climatización mucho mayor, en torno al 70%, frente al de dispositivos, que se sitúa en torno a 10-15%, aunque con evolución creciente debido al mayor grado de equipamiento de los hogares.

6.2. Análisis de tecnologías existentes

A continuación, se realiza un análisis de tecnologías de eficiencia energética en edificios del sector residencial en función de los servicios cubiertos: demandas térmicas, iluminación y otros servicios (dispositivos línea blanca, línea marrón, etc.).

a) Cobertura de las demandas térmicas

En el caso de edificaciones, es muy importante para la eficiencia energética el diseño bio-climático. Considerando una adecuada orientación, el porcentaje de superficie acristala-

da en fachadas, el nivel de aislamiento y un mejor tratamiento en la rotura de puentes térmicos, se pueden alcanzar resultados de mejora muy significativos.

En el caso de edificios ya existentes⁶¹ hay una menor flexibilidad en las soluciones disponibles ya que su capacidad de modificación es más limitada. En estos casos, para aumentar el aislamiento de los paramentos opacos se dispone de sistemas de aislamiento térmico por el exterior (SATE), mediante una capa adicional de aislamiento y otra adicional de acabado, la inyección de aislamientos en cámaras de aire existentes y sistemas de aislamiento por el interior. Por otra parte, la mejora en el aislamiento de ventanas, mediante la instalación de sistemas de doble ventana o de ventanas con doble cristal y vacío intermedio y cerrajería con rotura de puentes térmicos, también produce una gran reducción de demandas.

Respecto a las tecnologías que cubren la demanda térmica final de los edificios residenciales, en función del nivel de centralización de la generación térmica, pueden diseñarse bajo tres tipologías diferentes:

- **Sistemas de barrio o distrito (*District heating & cooling*):** Estos sistemas, que abastecen a un conjunto de edificios en una misma área geográfica, tienen como ventaja la reducción de los costes de operación y mantenimiento, al mismo tiempo que obtienen mejores precios de energía, por economía de escalas y el uso de energías residuales (vapor de cogeneración o de plantas de quemado de RSU).
- **Instalaciones centralizadas por edificio:** Estos sistemas, que abastecen al conjunto de viviendas de un mismo bloque en altura, se caracterizan por disponer de un único sistema de generación evitando instalar equipos térmicos en cada vivienda.
- **Instalaciones centralizadas por vivienda:** Son los sistemas que parecen más adecuados para este sector, ya que se adaptan a la utilización de baja intensidad y difusa a lo largo de las 24 horas del día, sin producir pérdidas de energía por distribución. Sólo debe asegurarse que los equipos instalados, tanto para calefacción como refrigeración y agua caliente sanitaria, tengan una eficiencia estacional mínima para garantizar la eficiencia global esperada. Además son soluciones menos intensivas en inversión, en especial si las aplicamos en la rehabilitación energética del parque de viviendas existentes.

Una vez analizados los diferentes sistemas según el nivel de centralización, pasamos a describir las distintas tecnologías de que se dispone:

⁶¹ Según INE, el 70% de las viviendas españolas se construyeron en la década de los 70.

— Cobertura del servicio de calefacción

- Calderas convencionales: Mediante la combustión de combustibles convencionales tanto líquidos (gasóleo-C) como gaseosos (propano, gas natural) calientan circuitos de agua con temperaturas de funcionamiento hasta 90°C, que pueden realizar el calentamiento de espacios mediante radiadores clásicos, radiadores funcionando a baja temperatura ($T_{media} = 60^{\circ}\text{C}$), fancoils o suelo radiante, con rendimientos estacionales de hasta un 85% (rendimiento nominal del 92%). Su tendencia es ser sustituidas por calderas de condensación a gas y/o bombas de calor eléctricas. La rentabilidad de una y otra dependerá de la evolución del binomio eficiencia/precio (tanto del equipamiento como de la fuente energética).
- Calderas de condensación: La diferencia con el anterior es que si la temperatura del agua de retorno disminuye por debajo de los 53°C, se produce la condensación del vapor de agua contenida en los gases quemados aumentando el rendimiento estacional incluso hasta un 106% (sobre PCI).
- Calderas de biomasa: Mediante la combustión de combustibles sólidos renovables (hueso de aceituna, pellets, briquetas, leña, etc.) se calientan circuitos de agua con temperaturas de funcionamiento hasta 90°C, que pueden realizar el calentamiento de espacios mediante radiadores clásicos, radiadores funcionando a baja temperatura ($T_{media} = 60^{\circ}\text{C}$), fancoils o suelo radiante, con rendimientos estacionales de hasta un 80% (rendimiento nominal hasta del 90%). Reduce la emisión neta de gases de efecto invernadero, pero como desventaja precisan de almacenamiento del combustible, un mantenimiento mayor que los sistemas convencionales y precisan una inversión inicial mayor. Representan una opción muy eficiente en zonas con recursos locales disponibles y de baja densidad de población (rural), pero su implantación en áreas urbanas puede impactar en las emisiones de contaminantes locales (cenizas, inquemados, SOx) producen.
- Sistemas eléctricos por acumulación. Sistemas de calentamiento por resistencias eléctricas (efecto Joule) que funcionan durante el período nocturno, acumulan el calor en elementos cerámicos y realizan el calentamiento de espacios durante el día con rendimientos estacionales menores del 45% sobre energía primaria (98% sobre energía final). La conveniencia al usuario de este tipo de equipos depende fundamentalmente de la existencia o no de una tarifa con discriminación nocturna que la pueda hacer rentable.
- Bombas de calor eléctricas (EHP – BCE): Mediante el ciclo de bomba de calor movido por un motor eléctrico, calientan circuitos de agua con temperaturas de funcio-

namiento normalmente hasta 55°C, aunque pueden llegar a los 80°C en nueva instalación. Pueden realizar el calentamiento de espacios mediante fancoils, suelo radiante y radiadores. Actualmente presenta un COP estacional entre 3 y 4 en nuevas instalaciones y en torno a 2 en existentes. Para la obtención de los mejores rendimientos energéticos, los motores eléctricos deben estar dotados de un control de velocidad (tecnología denominada "inverter"). En la normativa europea se considera la aerotermia como fuente de carácter renovable y en estos momentos se está discutiendo en Bruselas en qué porcentaje. Precisamente por su eficiencia y su carácter renovable se potencia en la Directiva 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos, y también se incluye entre las actuaciones financiadas en el nuevo Plan de Vivienda y Suelo, aprobado en Consejo de Ministros del pasado 5 de abril.

- Bombas de calor geotérmicas: La diferencia con el anterior es que el intercambio de calor externo se realiza bajo tierra y, por tanto, el gradiente de temperatura con el exterior es muy inferior de modo que el COP mejora significativamente, aunque presenta un coste de inversión elevado, en especial el correspondiente al intercambiador geotérmico que conlleva perforaciones del terreno muy importantes.
- Bombas de calor con motor a gas (GEHP – BCMG): Equipos similares a la BCE con un motor endotérmico de gas en lugar del motor eléctrico. Su COP estacional se encuentra por debajo de los dos anteriores (entre 1,4 a -15°C de temperatura exterior y 1,6 a +10°C), aunque presentan igual comportamiento en calefacción con temperaturas de 20°C bajo cero, por aporte del calor de refrigeración del motor al circuito de bomba de calor y si las temperaturas son más benignas, ese calor puede aprovecharse (energía residual) para la producción gratuita de agua caliente sanitaria (ACS).
- Equipos híbridos caldera condensación a gas – bomba de calor eléctrica: Combinan las dos tecnologías, para seleccionar, de acuerdo con la temperatura exterior, qué equipo debe funcionar por ser más eficiente. Tecnología que cubre también la refrigeración mediante la BCE y la producción de ACS mediante la caldera mixta de condensación a gas. Se obtienen rendimientos estacionales de hasta un 115% sobre energía primaria. Son sistemas adecuados a cualquier climatología (atlántica, continental o mediterránea), pero su coste de inversión es elevado.
- Sistemas de mini y micro-cogeneración: Sistemas que producen simultáneamente energía eléctrica (que puede ser auto-consumida o exportada a la red de distribución eléctrica) y calor residual (que cubre las demandas térmicas). Se obtienen rendimien-

tos estacionales de hasta un 126% sobre energía primaria pero por las potencias disponibles (mínimo 3,7 kWe) solo son aplicables en instalaciones centralizadas por edificio. No obstante, por su alta eficiencia, son sistemas promovidos desde las distintas directivas y reglamentaciones europeas, como es el caso de la Directiva 2012/27 sobre Eficiencia Energética.

– Cobertura del servicio de refrigeración

Predominan los sistemas de bomba de calor eléctrica o de gas, siendo los mismos equipos descritos para la cobertura del servicio de calefacción. Además de los sistemas de absorción a gas, o bombas de calor térmicas.

– Cobertura del servicio agua caliente sanitaria (ACS)

De acuerdo con el método genérico de producción se pueden clasificar en:

- De acumulación, en la cual, con una menor potencia de generación, se produce agua caliente y se acumula en depósitos para su posterior distribución hacia los puntos finales de uso.
- De producción instantánea, en la cual el calentamiento del agua se hace en el mismo momento que se demanda, vehiculándose directamente hacia los puntos finales de uso.

En cuanto a las tecnologías disponibles para la producción con acumulación, para el calentamiento del agua se emplean, principalmente: calderas con las distintas energías que las pueden alimentar y bombas de calor, tanto aerotérmicas como geotérmicas, con las características ya indicadas en el apartado de demandas de calefacción. También se dispone de los acumuladores eléctricos por efecto Joule, para su aplicación en viviendas de tipo medio, en las cuales hay que distinguir si disponen de programador horario que evite que el uso de la energía eléctrica se realice en horarios llano o punta de suministro, ya que si no es así, a la muy baja eficiencia del efecto Joule (rendimiento del 45%) se une el penalizar las demandas punta de potencia al sistema eléctrico.

En todas estas tecnologías son aplicables los sistemas de energía solar térmica, que mediante la captación de la energía radiante solar, produce el calentamiento del agua sanitaria, evitando así el consumo de energías convencionales. El Código Técnico de Edificación establece la obligación, para todo edificio y vivienda de nueva construcción, de que al menos un 50% de todo el servicio de agua caliente sanitaria provenga de energía solar; este es un ejemplo claro de la necesidad de activar herramientas de inspección para asegurar que se cumple dicha normativa.

b) Cobertura de demandas de iluminación

El consumo energético en iluminación puede representar un 4% del total consumido en el sector residencial, por lo que el recorrido de ahorro energético disponible es limitado, pero por la reducción de potencia que conllevan las nuevas tecnologías disponibles, es un tipo de cobertura muy a tener en cuenta. Las principales consideraciones son:

- Progresiva implantación de lámparas de mayor eficiencia lumínica, como las fluorescentes compactas y la tecnología LED, que para un mismo nivel lumínico pueden obtener ahorros de hasta el 80% respecto a las clásicas lámpara de incandescencia.
- La concienciación del usuario y las buenas prácticas representan el otro gran factor de eficiencia.

c) Cobertura de las demandas en otros usos

El resto de demandas en este sector, los denominados “otros usos”, como ya se ha indicado, representan aproximadamente el 22% del consumo total en viviendas. Sobre ellos y los escenarios que pueden mejorar su eficiencia energética se pueden hacer las siguientes consideraciones:

- Los principales aparatos en este consumo (frigorífico, lavadora, lavavajillas) ya disponen para su comercialización de etiquetas de eficiencia energética, exigiéndose unos niveles mínimos para poder sacarlos a mercado, por lo que la promoción de equipos con eficiencia creciente en la reposición del parque actual existente conlleva automáticamente una reducción de sus consumos.
- El consumo de aparatos en *stand-by*, a veces denominado “consumo fantasma”, puede representar, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), entre un 5% y un 10% del total del consumo eléctrico en viviendas, por lo que con buenas prácticas por parte de los usuarios y con la progresiva implantación de la recomendación de la AIE por la que la potencia máxima consumida en cualquier aparato en *stand-by* sea de 1 watio, también conllevará una reducción de consumos.
- Finalmente, en electrodomésticos con consumos térmicos (lavadora, lavavajillas), la utilización para el calentamiento de agua de los sistemas térmicos de alta eficiencia existentes para el ACS representa un porcentaje de ahorro muy importante de energía primaria respecto al calentamiento mediante resistencias eléctricas (efecto Joule).

d) Autoconsumo eléctrico

Entre las actuaciones de eficiencia energética en el sector residencial, se contempla la opción de generar energía eléctrica mediante sistemas que utilizan energías renovables, principalmente solar y, en algunos casos, también eólica, además de otras de origen no renovable como la cogeneración. Ésta se emplea en la cobertura de los propios consumos, el denominado autoconsumo, bien de un modo directo, o bien mediante un mecanismo de “balance neto”, por el que se compensan exportaciones puntuales de electricidad a la red de suministro, con las importaciones del mismo, proceso que forma parte del concepto de generación eléctrica distribuida. Existe un borrador de Real Decreto que establece el régimen de funcionamiento de la generación en consumo según Balance Neto, aún pendiente de aprobar.⁶²

En escenarios de alta penetración de generación en consumo, debe valorarse la incidencia de estas producciones de electricidad, bajas en potencia pero con un gran número de generadores, en la gestionabilidad del sistema eléctrico ya que la curva de demanda de energía eléctrica en las viviendas no coincide con la curva de producción distribuida, lo que puede producir inestabilidades en la red, que serán precisas de gestionar con tecnología de respaldo. Es por tanto necesario, que el proyecto de Ley que está pendiente de publicarse contemple tanto los aspectos económicos como técnicos que suponen la integración de generación distribuida para el sistema eléctrico en su conjunto.⁶³

Como principales tecnologías disponibles para esa generación individual de energía eléctrica, podemos destacar:

Origen renovable:

- Sistemas fotovoltaicos, que precisan de una superficie por vivienda en torno a 7 m² por cada kW de potencia pico instalado (que baja a 5 m² en tecnologías de alta eficiencia). La importante caída en el coste de estas tecnologías hace que ya se estén realizando, sobre todo en el sector terciario, proyectos de microgeneración con solar fotovoltaica sólo para autoconsumo (sin mecanismo de balance neto ni tampoco primas).
- Sistemas micro-eólicos o minieólicos, todavía en situación pre-comercial, cuyo principal hándicap, además del económico, es la generación de ruido inherente a su funcionamiento.

⁶² y ⁶³ Tras la redacción de este documento, se ha presentado una propuesta de real decreto aún en trámite de aprobación que modificará sustancialmente el autoconsumo y balance neto.

Origen fósil

- Sistemas de micro-cogeneración de baja potencia, como los sistemas Stirling alimentados con gas natural, que generan electricidad con 1 kW de potencia al mismo tiempo que cubren las demandas térmicas de la vivienda.

6.3. Contexto regulatorio

En los últimos años se han abordado medidas para el fomento de la eficiencia energética en el segmento residencial, de carácter normativo (atendiendo a las directrices europeas) y también económico, con subvenciones o ayudas a la financiación de determinadas actuaciones de eficiencia (que se han canalizado a través del IDAE). A destacar:

- Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006): supuso un impulso a la mejora de la eficiencia en el ámbito de la envolvente y sistemas térmicos.
- Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificación (RD 1027/2007): que obliga a la revisión periódica de la eficiencia energética de estas instalaciones.
- Certificación energética de edificios (RD 47/2007): con el procedimiento básico para la certificación energética en nuevos edificios.
- Programa de subvenciones: Programa RENOVE de electrodomésticos, Programa 2x1 de bombillas de bajo consumo, Programa de ayudas IDAE a Proyectos Estratégicos.
- Programas de comunicación y difusión: que han contribuido sustancialmente a lograr ahorros en el sector residencial.

Recientemente, el 5 de abril de 2013, el Consejo de Ministros aprobó el Plan Integral de Vivienda y Suelo que en su apartado energético plantea un doble objetivo. Por un lado, fomentar la rehabilitación de edificios, la regeneración y renovación urbana, y por otro, implantar un sistema de certificación energética de edificios en venta o alquiler para medir y mejorar la eficiencia de los mismos. Contiene:

- Real Decreto 233/2013, de 5 de abril, por el que se regula el Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas, la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbanas, 2013-2016.
- Real Decreto 235/2013, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios. Transpone la Directiva 2010/31/UE

relativo a la certificación de eficiencia energética de edificios nuevos y existentes. Establece la obligación de disponer de un certificado de eficiencia energética, con carácter informativo, a todo propietario que vaya a vender o a alquilar su vivienda a partir de junio de 2013.

- Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.
- Proyecto de Ley de Medidas de Flexibilización y Fomento del Mercado del Alquiler de Viviendas (en trámite parlamentario).

Así mismo, el Plan dispone de unas ayudas económicas para incentivar las actuaciones de eficiencia energética en edificios con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y otras fuentes adicionales de hasta 1.100 millones de euros provenientes del ICO y del IDAE en forma de subvenciones directas o préstamos reembolsables en condiciones preferentes. Con él se pretende mejorar la calidad de la edificación y, en particular, de su eficiencia energética, y de su accesibilidad universal, contribuyendo de esta forma a la reactivación del sector inmobiliario desde los dos elementos motores señalados: el fomento del alquiler y el apoyo a la rehabilitación de edificios y a la regeneración urbana.

La nueva Directiva de Eficiencia Energética

Como se profundizará en el anexo del documento, la Directiva 2012/27/UE, aprobada en octubre de 2012, establece un objetivo global de consumo de energía primaria inferior a 1.474 Mtep y/o de 1.078 Mtep de energía final a nivel europeo en el horizonte 2020, que se mantiene con carácter orientativo a nivel de Estado miembro. No obstante, incorpora medidas y objetivos vinculantes en aquellos segmentos con mayor potencial de ahorro y eficiencia, y establece un régimen de sanción en caso de incumplimiento.

Esta Directiva establece una serie de medidas que afectan de manera directa al ámbito residencial. Fundamentalmente:

- Artículo 7: Establece que a lo largo de este año 2013 los Estados miembros deberán definir un sistema de obligaciones de eficiencia energética, con un objetivo de ahorro anual del 1,5% de las ventas a clientes (adicional cada año). Esta medida entrará en vigor el 1 de enero de 2014 y aplicará hasta el año 2020. Queda abierto a criterio de los Estados miembros si este sistema se llevará a cabo vía obligaciones a suministradores o bien se optará por un enfoque alternativo equivalente.

- Artículos 9 a 12: Establece también medidas para que a través de la implementación de contadores de gas, electricidad y calor los consumidores finales tengan información sobre sus consumos reales, así como el acceso a información histórica de detalle de forma gratuita. Finalmente, esto se complementa con un estímulo a la participación activa de la demanda en los mercados minoristas y mayoristas.
- Con carácter más general, en el ámbito de eficiencia en el suministro de energía, la Directiva propone hacer una evaluación de las posibilidades de desarrollo de redes de calor y frío urbanos y de cogeneración de alta eficiencia (producción simultánea de calor y frío) incluyendo un análisis coste/beneficio (artículo 14 y 24). Esto va acompañado de una prioridad de acceso a la red de las plantas de cogeneración de alta eficiencia (particularmente la micro-cogeneración y las de pequeña escala) al igual que sucede con las energías renovables. Esto puede facilitar el desarrollo de este tipo de instalaciones en el sector residencial.

6.4. Experiencias internacionales de referencia en el sector residencial

Reino Unido

Reino Unido se encuentra entre los países de referencia a nivel mundial en el ámbito de la eficiencia energética, con políticas muy focalizadas en la edificación y programas de ayuda dirigidos a los segmentos más desfavorecidos. Para los edificios nuevos residenciales se ha fijado un umbral mínimo de eficiencia obligatoria, que va decreciendo (en el año 2013 se realizará una nueva revisión) hasta alcanzar el estándar de zero-carbon en 2016. Para los existentes, hay una obligación a los suministradores de gas y electricidad de implementar medidas de eficiencia energética en clientes, que hasta este año 2012 se ha instrumentado fundamentalmente vía certificados CERT (*Carbon Emissions Reduction Target*) y CESP (*Community Energy Saving Programme*). A finales de 2011, ya se habían beneficiado de esta medida 7,5 millones de hogares y se calcula una inversión anual canalizada a través de estos programas de 1.000M€.

A partir del 1 de octubre de 2012, el *Green Deal* establece un marco para que el sector privado ofrezca medidas de eficiencia energética al sector doméstico y a las PYMEs bajo un esquema de recuperación de los costes de la inversión mediante recargos en la factura energética respetando siempre la "regla de oro" (los ahorros generados deben de ser iguales o superiores al coste anual de la medida imputado en la factura). Aparece como novedad el ECO (*Energy Company Obligation*), que sustituye a los CERT y CESP, y que obliga a los suministradores a acometer medidas de eficiencia energética a hogares de bajos ingresos y consumidores vulnerables que se encuentren por debajo del límite de pobreza energética. En los próximos cuatro años se calcula que las eléctricas invertirán 1.100 millones de GBP en este tipo de hogares. Entre abril de 2008 y diciem-

bre de 2012, han destinado 5.500 millones de GBP a medidas de eficiencia energética, y una parte significativa de este dinero se ha dirigido a la reducción de la factura energética de los clientes más vulnerables de baja renta.

Por último, existen incentivos fiscales a propietarios de casas en alquiler para acometer mejoras de eficiencia energética. Se establece también la obligación de conseguir Certificados del Perfil Energético (*Energy Performance Certificates*) a todas las viviendas que se encuentren en mercado, tanto para venta como para alquiler. También se está impulsando la instalación de contadores inteligentes a domésticos y se establece el año 2019 para su completa implementación.

Estados Unidos

Estados Unidos ocupa la posición 22 en la clasificación de eficiencia energética mundial, por detrás de China, Francia o Australia. Desde 1973, su demanda de energía se ha triplicado. El DOE (*Department of Energy*) prevé un incremento anual de la demanda del 1,1% para las próximas décadas, aunque los objetivos del Plan Obama persiguen una reducción del 15% sobre estos niveles para 2020 y un 25% de la electricidad con fuentes renovables en 2025 (vs. 4% en 2009). En el ámbito residencial existen varios programas a nivel federal y estatal, siendo estos últimos de desarrollo e implantación diversa.

Programas Federales

El ARRA (*American Recovery and Reinvestment Act*), aprobado en febrero de 2009, recogía la mayor inversión en eficiencia energética en la historia del país. Estima 17.000 millones de USD para la mejora de la eficiencia energética del país, y una parte importante (11.600 millones USD, el 68%) va de manera directa a gestión de los estados y gobiernos locales, cuyo reparto es como sigue:

1. Programa de asistencia de climatización (43%): *WAP, Weatherization Assistance Program*, destinado a que familias de bajos ingresos puedan reducir sus facturas eléctricas por la vía de la eficiencia energética. Dicho programa lleva más de 33 años implementándose, dando servicio a 6,4 millones de hogares, con una reducción media de la factura anual de 437 USD, dependiendo de los precios de los combustibles.
2. Programa de energía estatal (27%): *SEP, State Energy Program*, que presta asistencia financiera y técnica a los estados a través de subvenciones competitivas. Los estados utilizan estos fondos para desarrollar estrategias y metas estatales para atender sus prioridades energéticas. El SEP ahorra \$7.23 por cada dólar de inversión federal gracias a menores facturas.

3. Programa de eficiencia energética y conservación de subsidios (28%): EECGP, *Energy Efficiency and Conservation Block Grant Program*, los fondos pueden ser utilizados para programas de eficiencia y conservación, así como instalación de energías renovables en edificios gubernamentales: auditorías energéticas de edificios y rehabilitación, incentivos financieros vinculados a ahorros energéticos, programas de infraestructura de combustibles renovables, desarrollo de códigos de edificación, implementación e inspección, instalación de tecnologías de generación distribuida incluyendo CHP y sistemas de *district heating and cooling*, programas de reciclaje, reducción y captura de emisiones generadas por vertederos, entre otras.
4. Programa de reembolso de aparatos (2%): El programa federal "*cash for appliances*", gestionado por los estados, ofrece reembolso sobre compras de un amplio rango de aparatos para el hogar certificados como eficientes por el programa *Energy Star*.

Programas Estatales

La mayoría de los programas destinados a incrementar la eficiencia energética que han sido implementados en algunos estados corresponden a medidas de mejora de la información y posibilidades de los consumidores, y a otras como auditorías y programas de gestión de demanda. Entre las más comunes se destacan:

- Campañas de concienciación e información para consumidores residenciales, comerciales e industriales.
- Préstamos y subvenciones para el reemplazo de equipamiento ineficiente (lámparas, climatización, refrigeradores, motores, etc.).
- Auditorías energéticas en viviendas, comercios y fábricas.
- Préstamos y subvenciones para mejorar el aislamiento de las viviendas.
- Administración eficiente de la carga o programas de gestión activa de la demanda (*demand side management*).

Japón

Japón dispone de un Plan Estratégico de Energía creado en 2003 que se revisa cada 3 años.

La última revisión de junio de 2010 (anterior al accidente de Fukushima) plantea, por el lado de la demanda, una serie de objetivos y medidas centrados en la reducción de emisiones y la mejora de eficiencia, que concretamente en el sector residencial se plasman en:

- Estandarización de las casas cero o casi-cero “energía neta” a 2020, para su implementación generalizada en 2030.
- Normas obligatorias de ahorro de energía y compilación de estándares existentes.
- Calentadores de agua de alta eficiencia, con el objetivo de alcanzar el 80-90% de los hogares a 2030.
- 100% iluminación eficiente (LED e iluminación EL orgánica), con el objetivo de alcanzar el 100% de las luces sustituidas en 2020 y 100% del stock de luces instaladas a 2030 (a día de hoy solo 1% del stock).

Desde el accidente de Fukushima producido el 11 de marzo de 2011, se contempla una clara marcha atrás, explícita y oficial, de la opción nuclear defendida hasta entonces, lo que implica un impacto relevante en las medidas de eficiencia energética en el sector residencial. En concreto, una apuesta por el rápido desarrollo de las energías renovables (pudiendo ser el gas natural el combustible de transición) y el fomento del ahorro y la conservación de energía (especialmente en los hogares, comercio y lugares de trabajo, y no tanto en la industria, donde el margen de mejora es ya muy escaso). Las empresas energéticas japonesas están desarrollando ya programas de ámbito residencial en la siguiente línea:

- Impulso de los “hogares 100% eléctricos” a través de la promoción y venta de soluciones eléctricas de ACS, climatización y cocinas de alta eficiencia (superior a sus equivalentes de gas) como la bomba de calor y las cocinas de inducción.
- Importantes campañas de concienciación, pilotos demostrativos sobre nuevos equipamientos eficientes e incluso talleres de cocina o visitas a domicilio a los clientes.

6.5. Escenarios 2010-2030: caso Base y Eficiente

Las mejoras de eficiencia planteadas sobre el escenario Base, bajo las hipótesis consideradas en ambos escenarios, hacen que el escenario Eficiente presente un ahorro acumulado en el periodo 2010-2030 de 23 Mtep frente al escenario tendencial. El caso Eficiente a 2020 representa un consumo de 1,1 Mtep menor que el Base, esta diferencia será de 2,4 Mtep a 2030.

En las figuras 6.6 a 6.9, se observa la evolución de ambos escenarios para el sector residencial así como su distribución por usos:

Figura 6.6. Escenario BASE Energía Final Total en residencial ESP 2001-2030

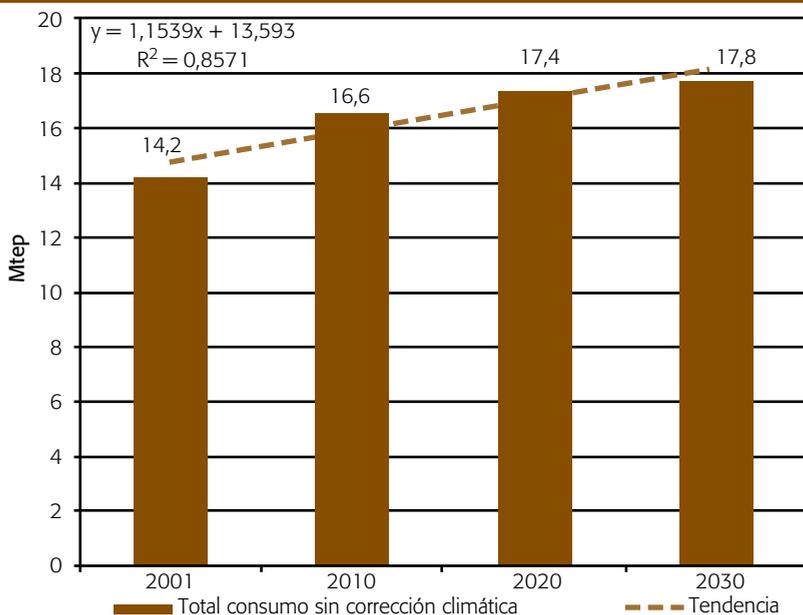


Figura 6.7. Escenario Eficiente Energía Final Total en residencial ESP 2001-2030

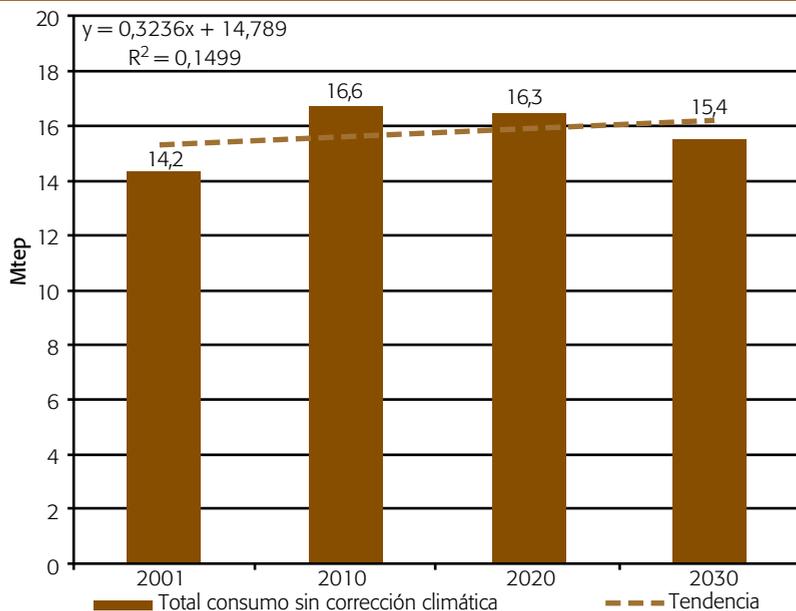


Figura 6.8. Escenario BASE Energía Final Residencial por usos ESP 2001-2030

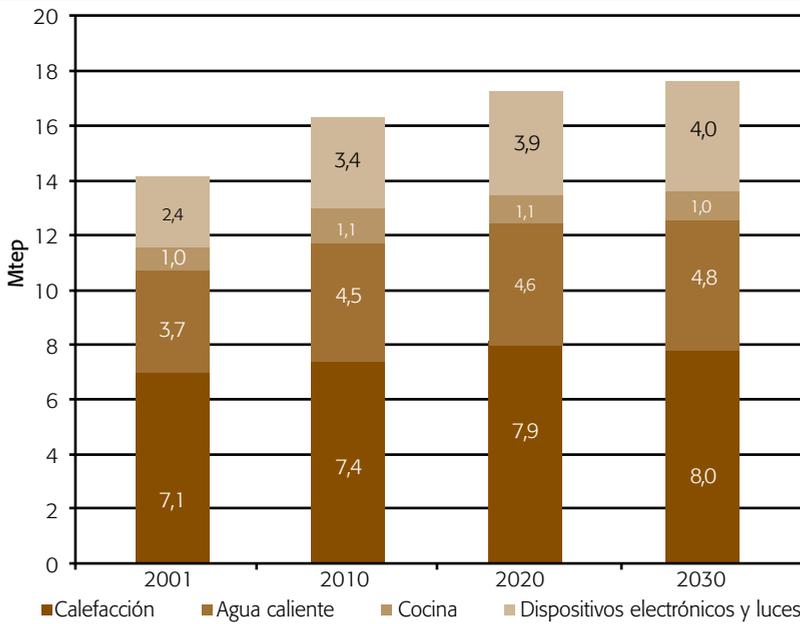
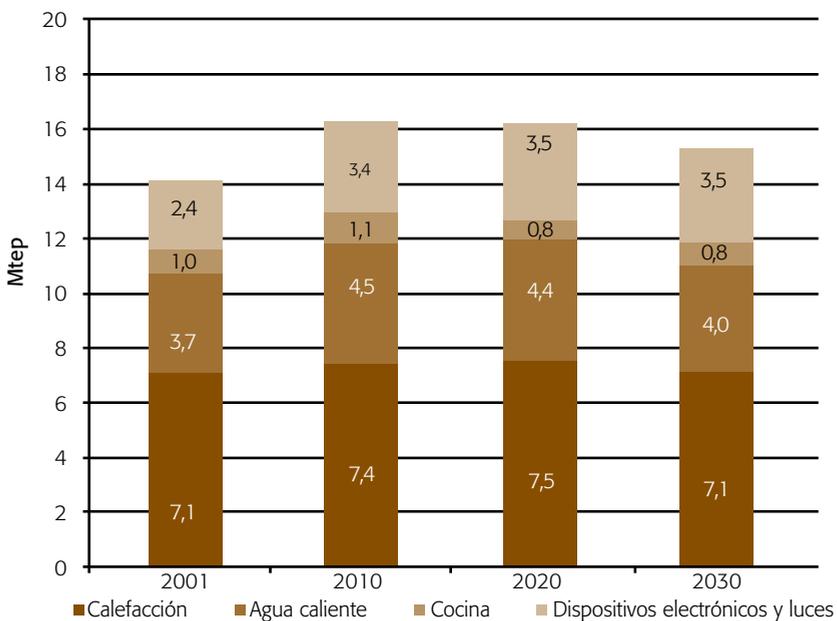


Figura 6.9. Escenario EFICIENTE Energía Final Residencial por usos ESP 2001-2030



El escenario Base presenta un crecimiento anual del 0,5% de 2010-2020 y de un 0,2% de 2020-2030. El menor crecimiento poblacional, las mejoras de eficiencia ya aportadas por las tecnologías existentes y la renovación de equipos en la segunda década hacen que el crecimiento de este escenario Base sea menor que el producido en la década 2001-2010 (1,75%). En el caso del escenario Eficiente, este crecimiento será casi nulo en la primera década (-0,2%) y su reducción será más evidente en la década 2020-2030, con un decrecimiento anual del -0,6%.

En la siguiente tabla se presenta la comparativa de consumos energéticos finales de cada uno de los escenarios por usos:

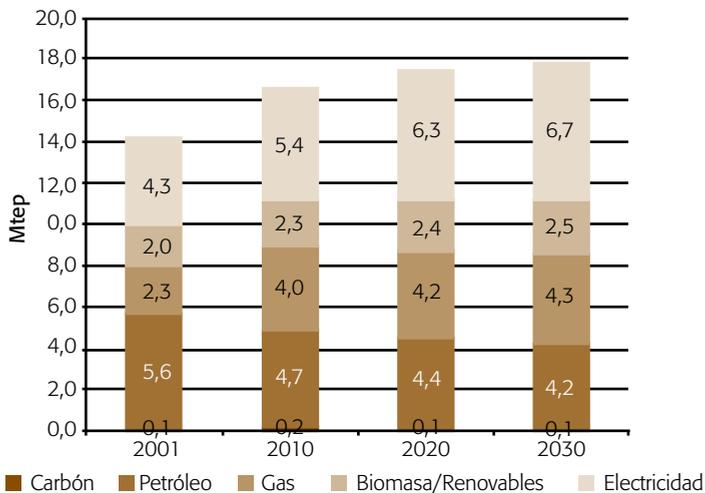
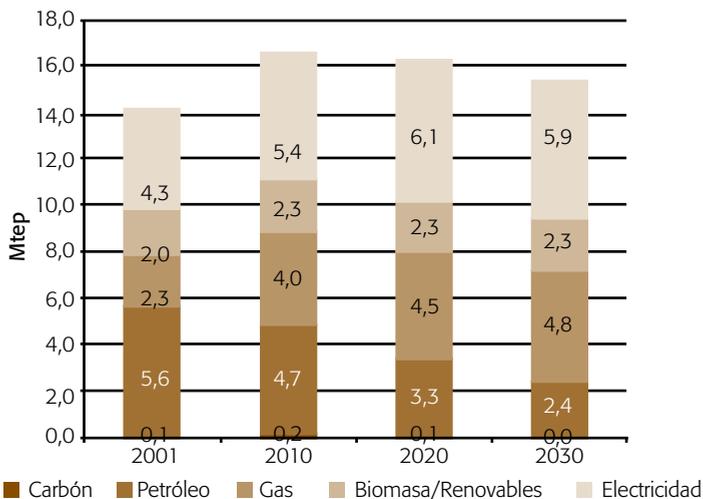
Tabla 6.1

Usos	2010	CASO BASE				CASO EFICIENTE			
		2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30	2020	2030	CAGR 10-20	CAGR 20-30
Calefacción	7,4	7,9	8	0,6%	0,1%	7,5	7,1	0,2%	-0,6%
ACS	4,5	4,6	4,8	0,1%	0,3%	4,4	4	-0,3%	-0,9%
Cocina	1,1	1,1	1	-0,1%	-0,5%	0,8	0,8	-3%	0,2%
Dispositivos y luces	3,6	3,9	4	1,3%	0,3%	3,5	3,5	0,3%	-0,2%
TOTAL Mtep	16,6	17,1	17,8	0,5%	0,2%	16,3	15,4	-0,2%	-0,6%

El parámetro común para la estimación de ambos escenarios ha sido el número de viviendas ocupadas. Para calcular la evolución de este parámetro, se ha tenido en cuenta el crecimiento poblacional (un 0,3% anual en el periodo 2010-2030) y se ha estimado el número de personas por vivienda ocupada. Teniendo en cuenta que el promedio de número de personas por vivienda ocupada en el periodo 2001-2010, fue de 2,9 personas por vivienda, y considerando que la población va a crecer a un menor ritmo, se ha estimado que este valor será de 2,7 personas/vivienda ocupada tanto en 2020 como en 2030. Con esas hipótesis, se ha calculado que el número de viviendas ocupadas pasará de 17,2 millones de 2010, a 17,7 millones en 2020 y 18,2 millones en 2030.

Junto con el número de viviendas, la intensidad energética por usos es el otro parámetro clave para el cálculo del consumo de este sector. Para el escenario tendencial se ha estimado que la intensidad energética por vivienda seguirá la senda de la última década, mientras que para el caso Eficiente la intensidad mejorará más allá de la producida en el periodo 2001-2010.

En base a las intensidades estimadas y al número de viviendas por tipo de combustible usado para la climatización, se han obtenido los consumos del sector residencial en ambos escenarios por tipo de combustible (Figuras 6.10 y 6.11)

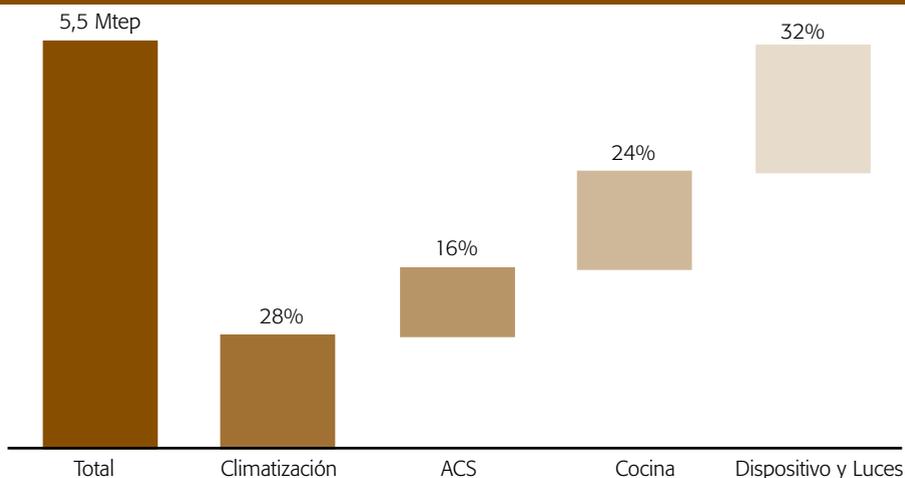
Figura 6.10. Escenario Base Energía Final Residencial por Combustibles ESP 2001-2030

Figura 6.11. Escenario EFICIENTE Energía Final Residencial por Combustibles ESP 2001-2030


La Directiva sobre Eficiencia determina el periodo 2014-2020 para conseguir el 1,5% de ahorro de energía final, a través de los mecanismos comentados en el capítulo introductorio. Si aplicamos este periodo de cálculo sobre el total de los sectores en nuestros escenarios, la energía que ahorraría el escenario Eficiente sobre el Base sería

de 22 Mtep⁶². Si analizamos en nuestros escenarios el sector residencial, el ahorro obtenido por este sector representaría el 25%, es decir, el sector residencial en el escenario Eficiente consumiría 5,5 Mtep menos en 2014-2020 que en el escenario tendencial.

La contribución total del sector y la participación en éste de cada uno de los usos se describen en la Figura 6.12.

Figura 6.12. Contribución del sector residencial y participación de cada uno de los usos



Los ahorros descritos anteriormente han supuesto establecer una hipótesis base, común en ambos escenarios (Tabla 6.2), principalmente población y ratio personas por vivienda ocupada, que hacen que estos ahorros lógicamente dependan de la evolución final de estas variables en el horizonte 2010-2030.

Tabla 6.2. Hipótesis base

Intensidad Energética	Unidad	2020	2010-2020 CAGR
Población	Millones	48,3	0,3%
Ratio personas viviendas ocupadas		2,7	0%

De manera adicional, para cada uno de los escenarios se han definido variables que implican o una mejor eficiencia o un cambio en el uso de combustibles. Estas nuevas consideraciones se describen en la Tabla 6.3

21 Los 22 Mtep es el ahorro que representa el escenario eficiente sobre la base considerando solo el periodo 2014-2020 de todos los sectores.

Tabla 6.3. Variables independientes por escenario

Intensidad Energética	BASE			EFICIENTE	
	Unidad	2020	2010-2020 CAGR	2020	2010-2020 CAGR
Consumo Doméstico Climatización	tep/hogar	0,47	0,4%	0,45	-0,1%
Consumo Doméstico ACS	tep/hogar	0,26	-0,2%	0,25	-0,5%
Consumo Doméstico Cocina	tep/hogar	0,06	-0,4%	0,05	-3,2%
Consumo Doméstico					
Dispositivos electrónico y luces	tep/hogar	0,22	1%	0,20	0,1%

6.6. Conclusiones y recomendaciones

En el segmento residencial existe un enorme potencial de reducción de consumo bajo los actuales parámetros de confort, y así es reconocido por todas las agencias nacionales e internacionales. Sin embargo, y pese a significativos avances tecnológicos, la eficiencia energética no acaba de despegar en este segmento a la velocidad que debería teniendo en cuenta sus beneficios económicos y medioambientales, así como sus posibilidades tecnológicas, que cada día son mayores. La situación actual de crisis económica y restricción crediticia a familias y PYMEs en estos momentos constituye una de sus principales barreras, aunque no es la única. En esta situación, de poco sirven las llamadas a la concienciación o incluso los incentivos públicos.

Pero sí es posible avanzar en la eficiencia energética residencial, a través de una combinación de varios elementos: tecnologías que evolucionan, la concienciación y el compromiso ciudadano, unas señales de precio adecuadas y unas herramientas regulatorias favorables con mecanismos que aseguren su cumplimiento. Cuando este conjunto de elementos operan de una manera coherente y coordinada, se entra en un círculo de mejora.

Se están haciendo avances en la regulación española, en gran parte por la transposición de la normativa europea, pero deberían existir medidas de seguimiento y control que aseguren, vía inspecciones, el cumplimiento de la normativa existente. Será en los próximos años, cuando se realice la transposición de la Directiva Europea 2012/27/UE de Eficiencia Energética, cuando se desarrollen las medidas más relevantes asociadas a la eficiencia energética. En este sector, pensamos que irán principalmente por la vía del sistema de obligaciones a distribuidores y comercializadores de energía para alcanzar un objetivo anual equivalente al 1,5% de las ventas anuales de energía a clientes finales y por el fomento del mercado de servicios energéticos, como instrumento para la implementación de medidas de ahorro y eficiencia. Además, se espera que los consumidores

puedan gestionar mejor su consumo, porque recibirán una mejor información a través de sus contadores y facturas. En 2018, todos los contadores eléctricos deberán ser ya digitales.

La Directiva europea 2006/32/UE de usos energéticos ofrece un listado de medidas y actuaciones relevantes a medio plazo para la consecución de un consumidor más eficiente en este segmento. Destacan:

- Calefacción/Refrigeración: bomba de calor, calderas eficientes y *district heating*
- Aislamiento y ventilación: relleno en paredes, doble acristalamiento en ventana, calefacción pasiva.
- Agua caliente: instalación de nuevos dispositivos más eficientes.
- Iluminación: bombillas LEDS, sistemas de control digital, detectores de presencia.
- Cocina y refrigeración: nuevos dispositivos más eficientes, sistemas de recuperación de calor.
- Otros equipos y electrodomésticos: co-generación, electrodomésticos eficientes, sistemas de control por tiempo, reductores de *stand-by*, instalación de condensadores para deducir la energía reactiva, transformadores de alta eficiencia.
- Generación en consumo a través de renovables.

Que deberían ir acompañadas de medidas transversales, tales como:

- Normas y estándares que apunten a la mejora de la eficiencia de productos y servicios, incluyendo edificios.
- Esquemas de etiquetado.
- Sistemas de medida inteligente tales como contadores gestionados en control remoto y facturación informativa.
- Formación y educación, que cree en los usuarios la cultura para la aplicación de tecnología y/o técnicas eficientes.

Y medidas horizontales:

- Regulación, impuestos, etc., que tengan como objetivo la reducción del consumo final.
- Campañas de información que promuevan la mejora de la eficiencia energética.

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

Rafael Sánchez Durán (Coordinador) y Carmen Berro Quirós

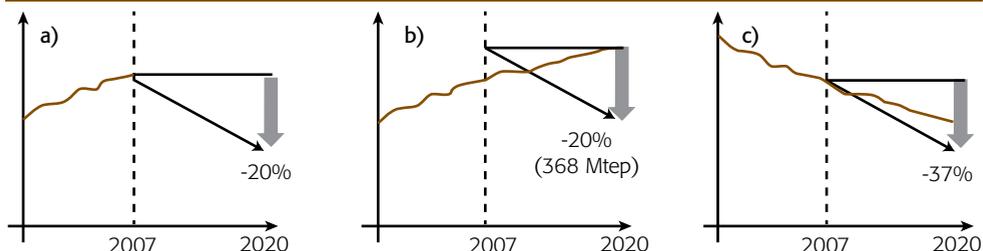
7.1. Consideraciones iniciales

Respecto a la metodología de establecimiento de objetivos

Cuando la Comisión Europea definió el objetivo de reducción de energía primaria al año 2020, pudo efectuarlo bajo, al menos, tres opciones diferentes:

- Consumo de energía primaria como objetivo absoluto (Tipo Kyoto): Se trata de una reducción para 2020 del 20% en el consumo de energía primaria a partir de una referencia base (consumo real del 2007).
- Consumo de energía primaria como objetivo absoluto y considerando el crecimiento económico: Esta fue la opción utilizada por la Comisión Europea, consistente en la reducción a 2020 del 20% del consumo de energía primaria previsto a ese año (esta previsión se realizó con el modelo PRIMES considerando un crecimiento 2007-2020)
- Intensidad energética (energía primaria/PIB) como objetivo relativo: Consistente en la fijación de un estándar (Mtep/€), para sectores o procesos. Esta opción excluye el crecimiento económico al relacionar consumo energético con un indicador de actividad.

Figuras 7.1-7.3

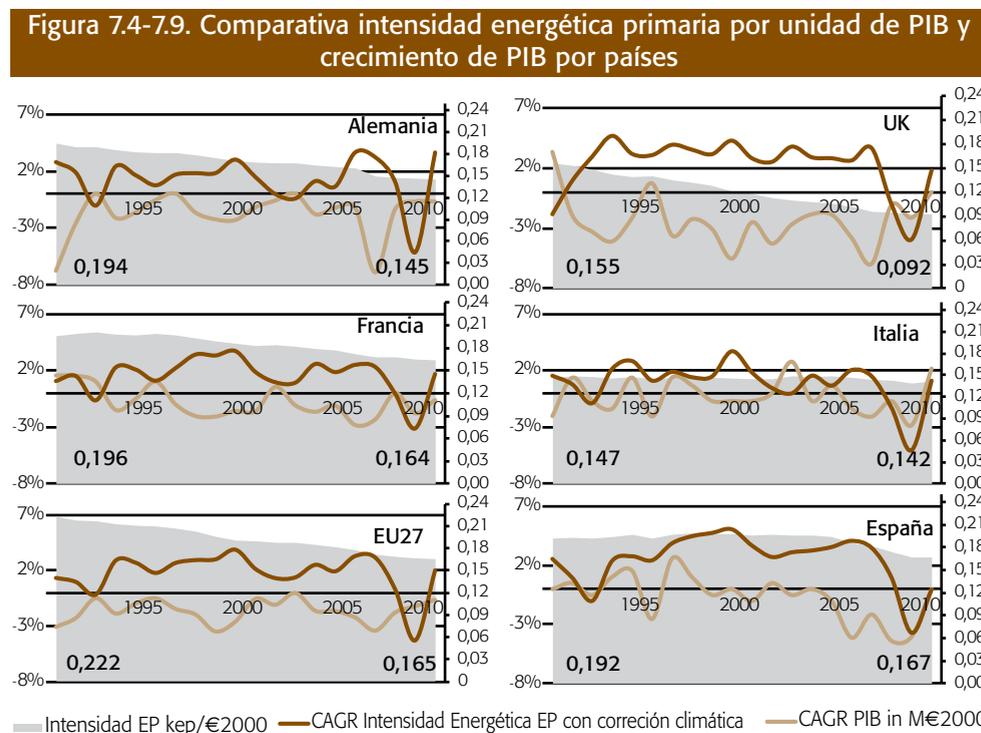


Cada uno de estos métodos tienen sus defensores y detractores, dependiendo de diferentes factores: la etapa de crisis económica vs. crecimiento en la que se fija; la situación

de partida respecto al recorrido en eficiencia ya realizado; y, por último, si el objetivo está más relacionado con el ahorro de un valor absoluto de energía o con la mejora de la eficiencia energética (utilizando la intensidad energética como variable de control).

Relaciones entre la intensidad energética y la evolución económica de un país

La intensidad energética de España (energía primaria por PIB), en el periodo analizado 1990-2010, siempre se situó por encima de la media europea. La evolución de la intensidad energética en los países de la EU27 fue descendente desde 1998, pero en España no empezó este descenso hasta el año 2004. Realizando una homogeneización en euros constantes (base año 2000) y con corrección climática interanual, podemos comparar lo siguiente:



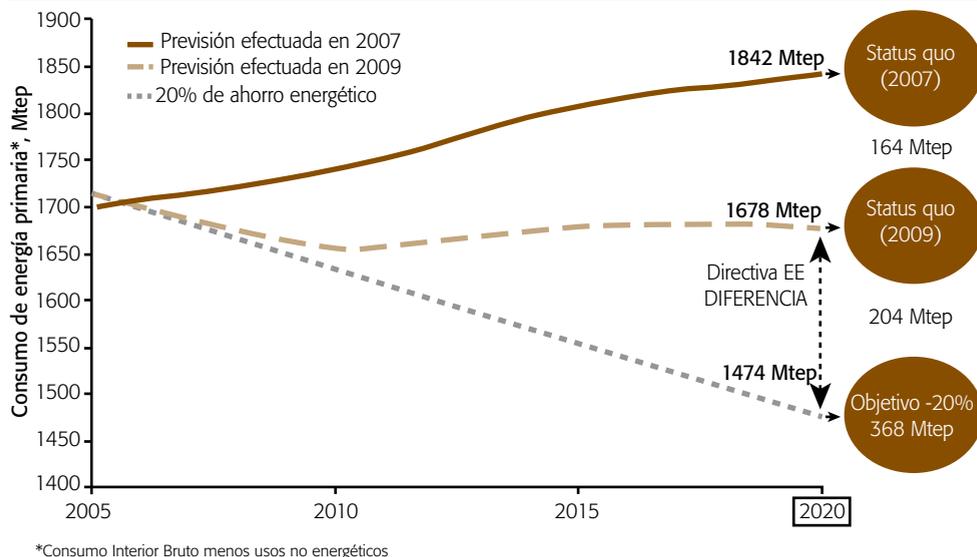
Como había defendido el Instituto Fraunhofer y se puede comprobar en las gráficas anteriores, la intensidad energética se comporta en su variación de forma simétrica a la economía medida en términos de PIB; lo que quiere decir que cuando empeora la economía mejora la intensidad energética (se hace menor) y a la inversa. Por ello, no debemos confundirnos en momentos de crisis pensando que se han producido las mejoras de eficiencia deseadas, al ver una reducción de la intensidad energética. Ésta

podiera ser la causa por la que la Directiva de Eficiencia Energética, que en el momento de redacción coincidía con un estadio de crisis económica, optase por un modelo basado en ahorros en valor absoluto justificados con medidas de eficiencia energética, olvidando el método inicial que fijaba un consumo en valor absoluto para 2020 a partir de la referencia base de 2007, cuando la crisis actual ya ha conseguido que difícilmente se alcancen los crecimientos económicos y energéticos a 2020 que se proveyeron en un entorno muy distinto al actual (lo veremos a continuación).

Usar el indicador de intensidad energética (Energía primaria/PIB) puede inducir a algún error también, pues economías con un factor de competitividad y productividad alto, como pueda ser Reino Unido, presentan mejor intensidad energética que otros países que basan su economía en sectores muy intensivos energéticamente pero con poca aportación al PIB. Las gráficas presentadas sirven para comparar países entre sí mismos en la historia, pero pudieran ser erráticas si se utilizan para la comparativa entre países (riqueza del país o el grado de terciarización de la economía). Se distinguen claramente tres momentos importantes en la fijación de los objetivos en materia de eficiencia energética en Europa:

- a) Momento de establecimiento del objetivo inicial europeo de reducción en un 20% a 2020 del consumo de energía primaria sobre la evolución tendencial. Este objetivo calculado en el año 2007, suponía reducir el consumo de energía primaria desde 1842 Mtep a 1474 Mtep en el año 2020, es decir, un consumo de 368 Mtep menos a 2020.
- b) Momento de revisión del cumplimiento del objetivo antes mencionado. En el año 2009, y sirviendo como argumento principal para lanzar el *Energy Efficiency Plan* 2011, se constata que siguiendo las políticas implementadas hasta ese momento tan sólo se cumpliría el objetivo de ahorro en un 8,9% (frente al 20%), y de los 368 Mtep sólo estarían garantizados 164 Mtep, estando por tanto sin alcanzar el objetivo en 204 Mtep, diferencial que daría paso a un objetivo obligatorio fijado en la Directiva de Ahorro y Eficiencia Energética 2012/27/EU y descrito en el anexo de este documento.

Figura 7.10. Objetivos fijados por la CE previos a la Directiva de Eficiencia



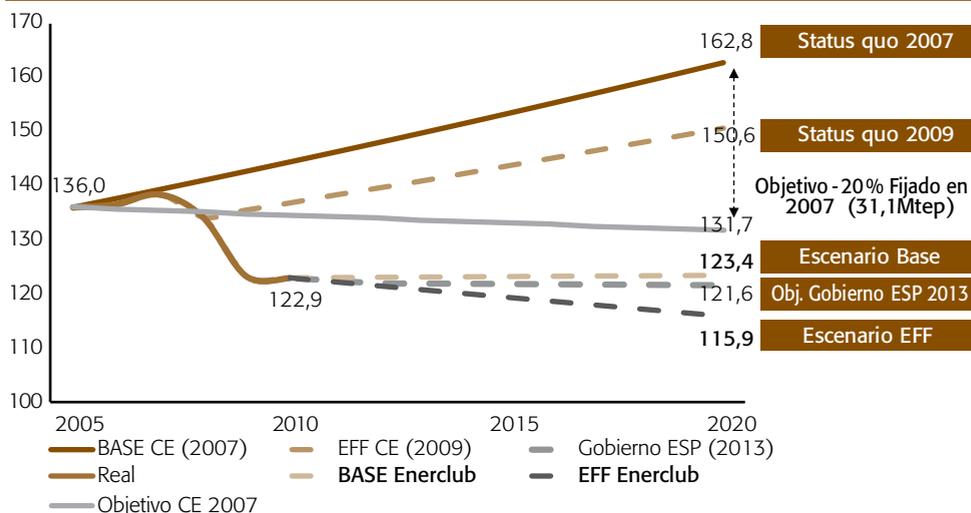
c) Momento actual y previo a la transposición de la Directiva de Eficiencia por cada Estado, dentro de las opciones que permite la propia directiva y las prioridades en función de la situación energética de cada país. Si en estos momentos, antes de iniciar el periodo de cumplimiento marcado por la directiva 2014-2020, se volvieran a realizar proyecciones energéticas post crisis financiera ¿cuál sería el resultado?

La situación de partida de España derivada de la crisis financiera

Con el objetivo de entender la situación para el establecimiento de los objetivos para España, y siguiendo una lógica idéntica a la del punto anterior, en la gráfica siguiente se representan las cantidades relativas a nuestro país como parte de la estimación del modelo PRIMES para Europa⁶², los datos estimados por el Gobierno de España en mayo de 2013 y los valores de los escenarios Base y Eficiente elaborados para la publicación de este libro:

62 Los resultados del modelo PRIMES en 2007 obtuvieron unos valores de consumo de energía primaria para España de 162,8 Mtep sobre el que inicialmente se marcó el objetivo de consumo de energía primaria siguiendo la regla del -20% dando como resultado 131,7 Mtep a 2020. En 2009, se vuelve a ejecutar el modelo POLES para España obteniéndose un consumo de energía primaria previsto a 2020 de 150,6 Mtep lejos del objetivo marcado inicialmente. Es en este momento cuando la Comisión Europea lanza la propuesta de Directiva de Eficiencia para conseguir que a 2020 se alcance el objetivo marcado de consumo de energía primaria. Estos valores se observan en la gráfica 6.10 como Status Quo 2007 y 2009.

Figura 7.11. España Consumo Energía Primaria (Mtep) (1)



(1) Consumo energía primaria menos usos no energéticos

En cumplimiento de la Directiva de Eficiencia Energética, en mayo de 2013 el Gobierno comunica a Bruselas el objetivo de ahorro para España a 2020, en términos de energía final, fijado en 15,3 Mtep para el periodo 2014-2020 y el de consumo de energía primaria (excluyendo los usos no energéticos) de 121,6 Mtep y 82,9 en energía final.

En el histórico se observa ya una reducción de consumo de energía primaria derivada de la crisis, del orden del 10%⁶⁴ en el periodo 2005-2011. La Comisión Europea estimaba en 2009 para España, en la década 2010-2020, un crecimiento anual del consumo de energía primaria del 1%, del PIB de 3,1% y un crecimiento poblacional del 0,9%. A día de hoy, dichas previsiones de crecimiento económico y poblacional están alejadas de la realidad, lo que nos ha llevado a proyectar para nuestros escenarios un crecimiento anual de PIB del 1,1% y de 0,3% para la población, aplanando el consumo de energía primaria en el periodo 2010-2020 y esperando un mayor crecimiento en la década 2020-2030. En el escenario Base, el crecimiento del consumo de energía primaria (sin considerar los usos no energéticos) crecería anualmente un 0,5% en 2020-2030, alcanzando el crecimiento de la década 2001-2010. Este mismo ejercicio ha sido realizado por el Gobierno de España, lo que le ha hecho fijar como objetivo orientativo de consumo de energía primaria el valor de comentado anteriormente de 121,6 Mtep, en base a sus propias proyecciones.

64 El impacto de la crisis en la bajada de consumo de Energía Primaria podemos estimarlos por diferencias entre el valor al principio de la crisis, 136,6 Mtep en el año 2006 y el valor de 122,9 Mtep año 2010, 13,7 Mtep y un 10%.

Con nuestras hipótesis de crecimiento, el caso Base que se plantea en el documento pasaría a alcanzar un valor final de 123,4 Mtep a 2020, cifra que no cumpliría con el objetivo a 2020 establecido por el Gobierno, al contrario del caso eficiente con el que se estima un ahorro por encima del umbral de cumplimiento. No obstante, el esfuerzo de este documento no se ha centrado en mostrar un valor absoluto de consumo de energía primaria a 2020, sino en cómo se han elaborado los escenarios. Tanto el escenario Base como el Eficiente, están sujetos a las mismas hipótesis macroeconómicas, de forma que el ahorro que representa el escenario Eficiente vs el Base, está basado en mejoras de eficiencia aplicadas en cada sector. Las variables analizadas para obtener un menor consumo en el escenario eficiente (mejoras de intensidades por VAB, mayor número de vehículos eléctricos, cambios modales en el transporte, etc.) se han descrito en los capítulos dedicados a cada sector así como un conjunto de medidas de eficiencia a aplicar en cada uno de ellos. La combinación en la aplicación de estas medidas serán las que nos permitirán alcanzar el ahorro necesario y la mejora global de nuestra eficiencia energética.

Nuestro objetivo como país debería ser alcanzar nuestro máximo potencial en eficiencia en cada uno de los sectores, para mejorar nuestra competitividad e independencia energética y conseguir que a la salida de la actual crisis estemos preparados para producir más consumiendo menos y desvinculando el consumo energético del crecimiento económico. La intensidad energética muestra que España está mejorando, pero no ha alcanzado los niveles de la Unión Europea.

Relación entre la eficiencia energética y las emisiones de CO₂

Hubo una propuesta inicial, descartada por el veto de Polonia y otros países, que proponía incorporar en la Directiva de Eficiencia Energética una retirada de volumen de EUAs de las subastas de derechos de emisión a partir de 2013. ¿Acaso están vinculadas eficiencia y emisiones?

De la reducción necesaria de emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050, como sabemos, la eficiencia energética es el elemento que más podría contribuir. Esto hace, incluso, que sirva de base para los que argumentan que debieran ser un mismo objetivo: menor consumo de energía equivalente a menores emisiones de CO₂. Estudios como la identidad de Yoichi Kaya expresan la relación entre ambos:



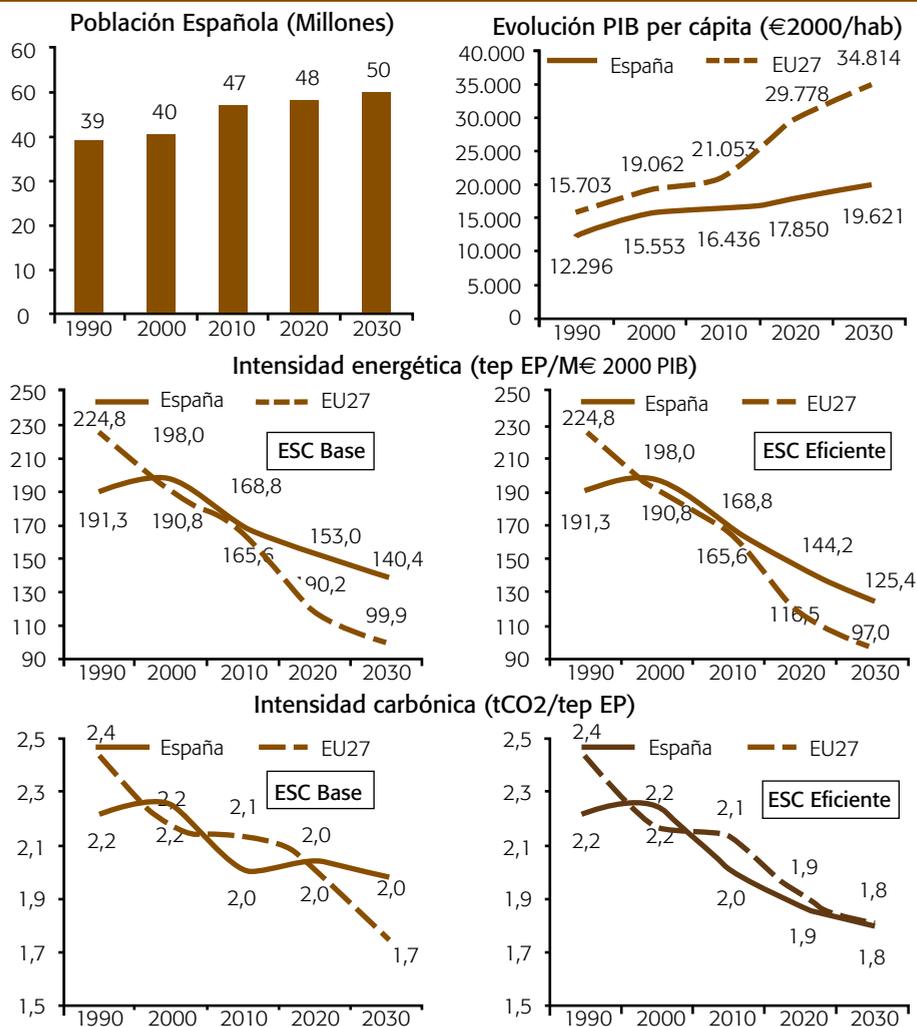
En dicha ecuación podemos ver la relación entre diferentes factores: población, PIB per cápita, intensidad energética e intensidad carbónica, para de manera multiplicada obtener las emisiones de CO₂.

De manera sencilla tenemos la descomposición de la fórmula en:

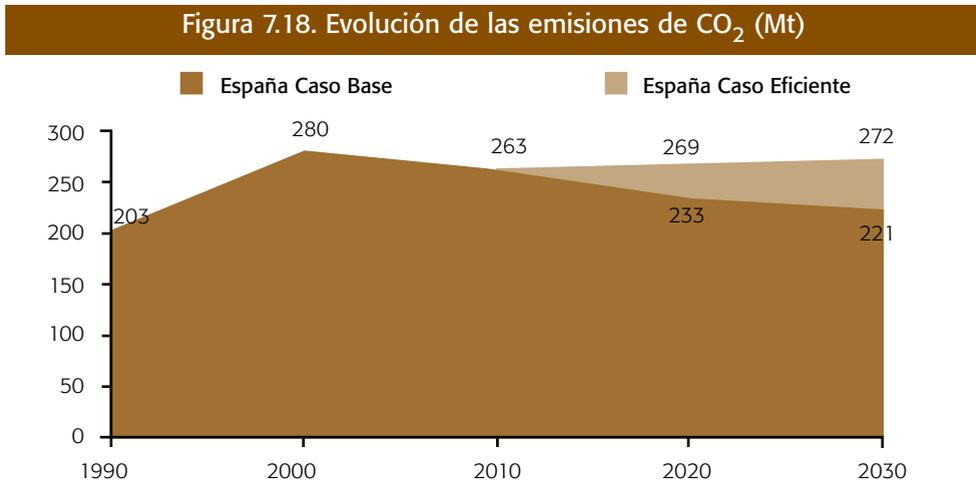
$$\text{Emisiones CO}_2 = \text{Población} \times \frac{\text{PIB}}{\text{Cápita}} \times \frac{\text{Energía}}{\text{PIB}} \times \frac{\text{CO}_2}{\text{Energía}}$$

Y estudiando la evolución por componentes en base a nuestros escenarios:

Figura 7.12-7-17. Evolución por componentes en base a los escenarios



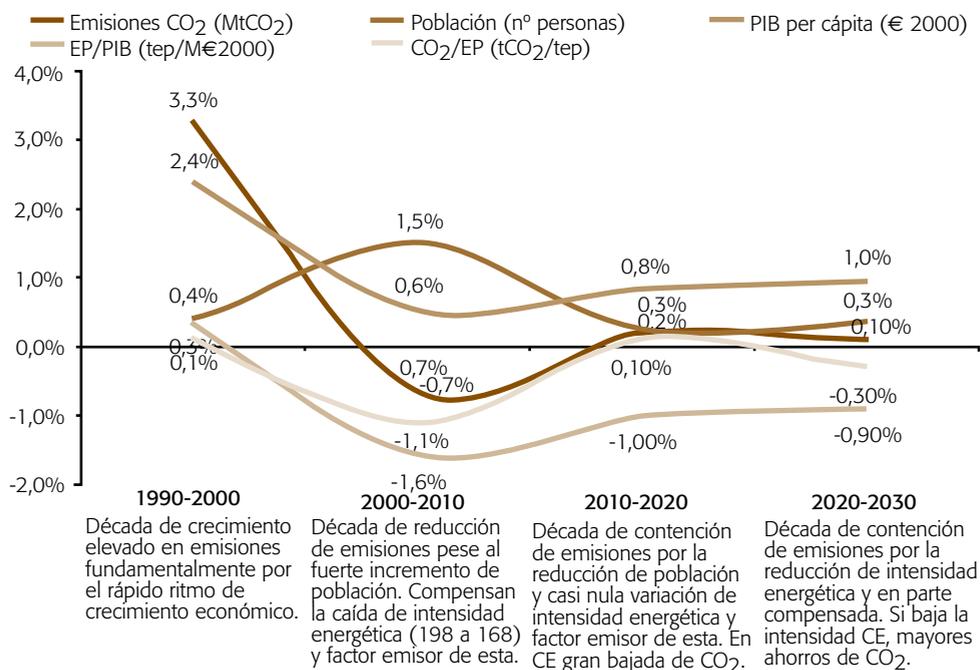
Se puede obtener la evolución de las emisiones de CO₂ en el tiempo:



Con ello, diríamos que se podrían llegar a cruzar ambos objetivos. Además, con dicha formulación, podemos entender la evolución conjunta de ambos, en base a los crecimientos promedio de sus factores en cada década.

Véanse como cada uno de estos factores de la fórmula se han comportado a ritmos diferentes:

Figura 7.19. Evolución de componentes de identidad de Kaya



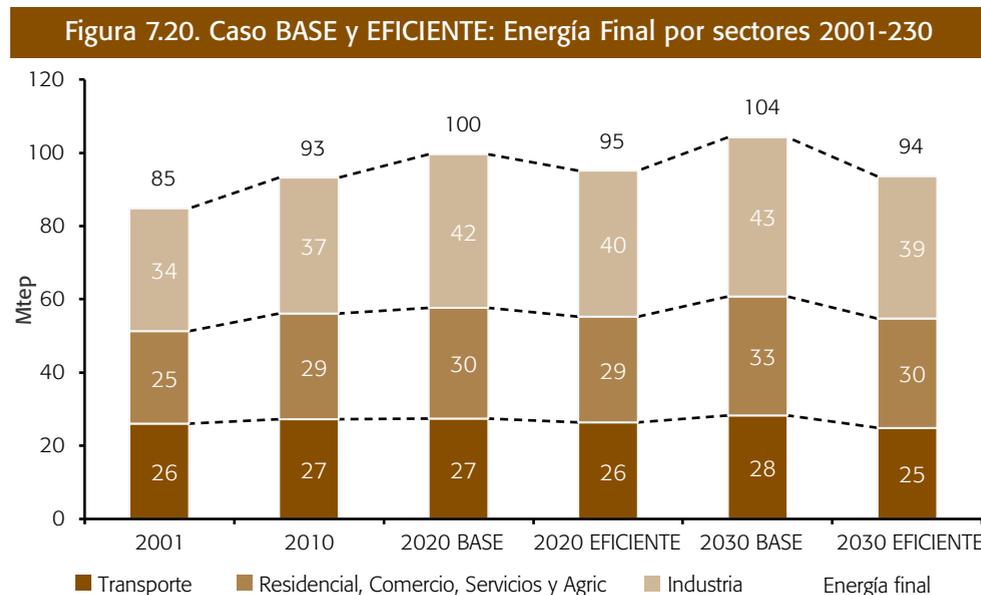
La pregunta que quedaría sobre la mesa es si es posible obtener un indicador único que contemple eficiencia energética, emisiones de CO₂ e incluso cómo apuntan las últimas tendencias la riqueza generada dentro de nuestras fronteras. Cuando la Directiva ha dejado a los Estados miembros la posibilidad de incluir o no el sector transporte, se ha basado en el solar que entre objetivos pudiera provenir del Libro Blanco del Transporte y la Directiva de Eficiencia Energética. Como hemos podido comprobar, ambos objetivos podrían estar ligados no sólo para este uso final sino para todos los usos.

7.2. Conclusiones por cada sector

Midiendo los impactos de la eficiencia energética en cada sector

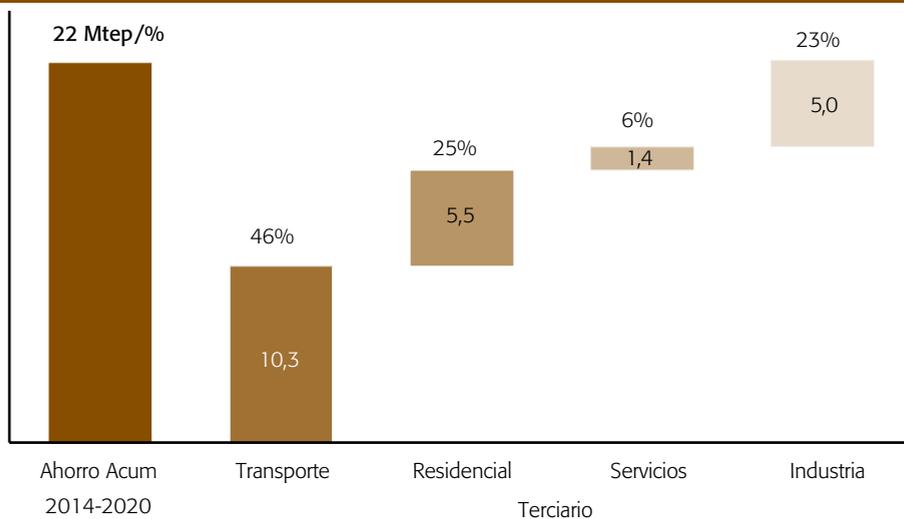
Con este informe se ha pretendido repasar la evolución de los principales parámetros relacionados con la eficiencia energética en la última década, con el objetivo de entender nuestra realidad energética y describir y evaluar un posible escenario eficiente que nos sitúe en una posición sostenible.

Las conclusiones que se presentan se basan en las recogidas en cada capítulo, pero conviene hacer un primer ejercicio de síntesis que permita ver la cuantificación de nuestros escenarios:



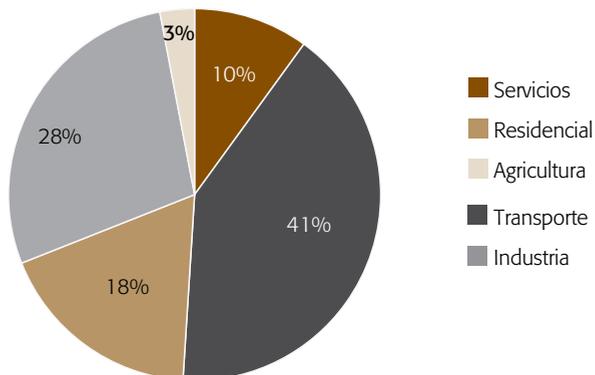
Si realizamos un análisis para el periodo 2010-2030 en cuanto a consumo de energía final, el escenario Eficiente representa un ahorro acumulado, frente al escenario tendencial, de 104,7 Mtep, de las cuales el 24% se conseguirán en la década 2010-2020 y el 76% en la década 2020-2030. Si se realiza este análisis en el periodo 2014-2020, que es el periodo fijado por la Directiva de Eficiencia, este ahorro acumulado sería de 22 Mtep. En la gráfica 7.21 puede observarse la contribución de cada uno de los sectores en la consecución de este ahorro.

Figura 7.21



Si comparamos este reparto de esfuerzo con la estructura de energía final, el ahorro aparece distribuido de manera proporcional, aproximadamente, a los volúmenes de energía final, por lo que podemos afirmar que el esfuerzo de pasar del escenario Base al Eficiente se efectúa de manera proporcional al peso de cada sector en el total de energía final. Se trata de un principio razonable de cumplimiento.

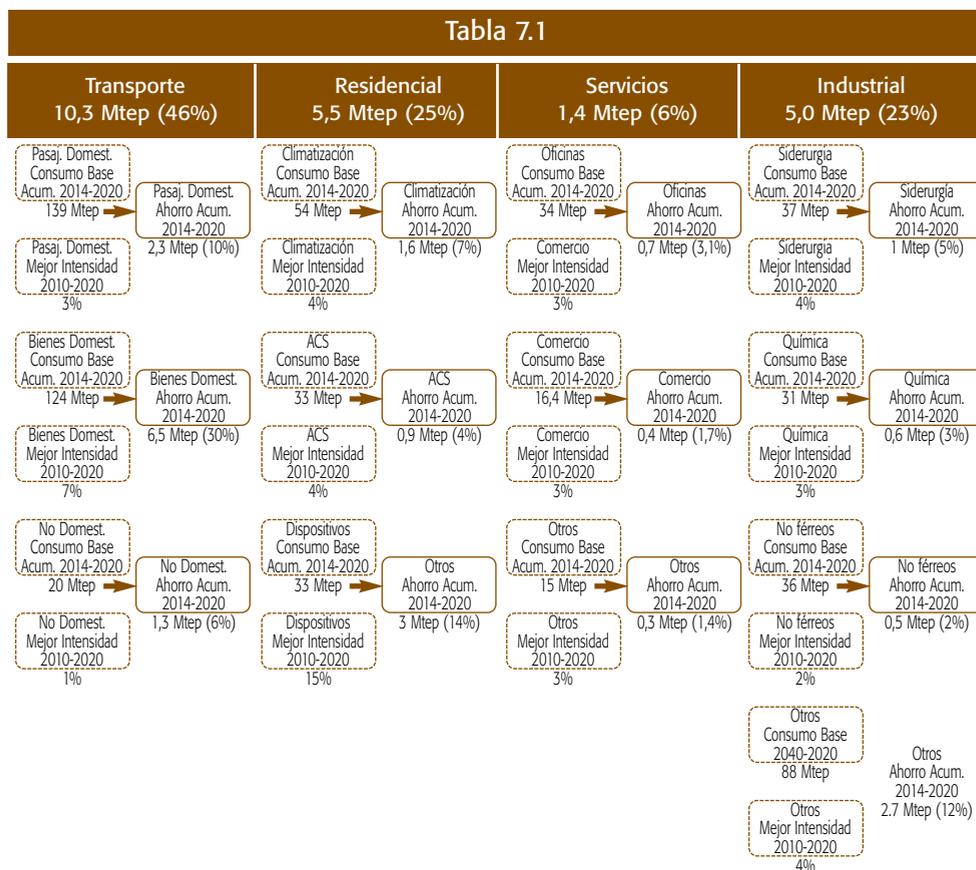
Figura 7.22. Peso de cada sector en el consumo de Energía Final en 2020



Detalle de los ahorros

Estos 22 Mtep representarían el 81% del ahorro que se obtendría si se aplicase el artículo 7 de la Directiva sobre el total de los sectores y aplicando, sobre el apartado 1 de dicho artículo, el límite de reducción del 75% (27,3 Mtep).

A lo largo del documento, se han ido analizando cada uno de los sectores y viendo las principales variables que diferencian el escenario Base y Eficiente, pero, a modo de resumen, se muestra en la gráfica, para cada uno de los sectores, su consumo acumulado en el periodo 2014-2020 y la mejora en intensidad que se produciría comparando su valor en 2020 en ambos escenarios, de forma que se consigan los 22 Mtep ahorrados.



Así mismo, en los capítulos dedicados a cada uno de los sectores se muestran las medidas que entendemos son clave para alcanzar estos ahorros y que deberían tenerse presentes para conseguir realmente una mejora de la eficiencia que nos permita ser más

competitivos, menos dependientes energéticamente y contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂.

A modo resumen, también, se enumeran las medidas más relevantes de cada uno de los sectores, así como aquellas que podrían llevarse a cabo de forma trasversal para la eliminación de las barreras comunes que encuentra la eficiencia energética en todos los sectores. Básicamente, los gobiernos jugarán un papel fundamental para poner en marcha estas acciones transversales que apoyen, a través de un marco regulatorio claro, el impulso a la eficiencia energética. La Administración pública deberá jugar un papel ejemplarizante y el peso de los criterios de eficiencia energética en la contratación pública debería ser la palanca para su transformación.

Mensajes finales sobre la eficiencia energética

La eficiencia energética es un elemento clave para cumplir simultáneamente los objetivos de: seguridad de suministro energético, cambio climático, competitividad, balanza comercial, y protección al medio ambiente.

Una vez revisadas las tendencias de las principales magnitudes energéticas de nuestro país y realizado el análisis por sectores, con el conocimiento y experiencia de sus autores, los mensajes finales de este libro pretenden ayudar a los responsables del Gobierno, las empresas, los analistas y los ciudadanos, a seleccionar las medidas apropiadas aplicables a cada sector.

El consumo de energía está creciendo más lentamente que la actividad económica, señal de mejora en la competitividad de un país siempre y cuando no haya cambios en la estructura sectorial productiva. A nivel agregado, lo podemos ver sobre el indicador de intensidad energética. Además, dicho indicador muestra el ahorro de energía y emisiones sin alterar el confort y la competitividad de estos.

Aún nos queda bastante recorrido en materia de eficiencia energética en nuestro país, y no podemos relajar la tensión por los efectos derivados de la crisis económica y financiera. El potencial de ahorro y de mejora es significativo, permitiendo ganancias de productividad importantes en todos los segmentos.

Medidas transversales:

- Recopilación y publicación de estadísticas sobre consumos e indicadores de eficiencia desglosados por sectores, usos e indicadores físicos que permitan conocer en detalle los patrones de consumo de cada sector.

- Actualización de los planes de acción asegurando que son claros, concretos y que evalúan las oportunidades de mejora de eficiencia energética, priorizando las acciones en los sectores y usos finales en los que las políticas de gobiernos tengan más probabilidades de obtener mejoras y mayor rentabilidad; garantizando la coherencia entre el medio ambiente y los planes económicos; y debiéndose convertir la Administración en modelo ejemplarizante para divulgar los ahorros económicos conseguidos a través de las medidas de eficiencia.
- Impulso al desarrollo del potencial y las capacidades de las TICs para informar a los ciudadanos.
- Lograr fondos adicionales con otros esquemas de garantías y organizar el acceso a financiación mediante el establecimiento de planes por zonas con financiación asegurada a los bloques a desplegar.
- Potenciación de la inversión privada a través de campañas de divulgación, definición de estándares que aseguren la eficiencia (etiquetados, tipos de contratos EPC, auditorías energéticas, etc.) y protocolos de medida y verificación que ayuden a comprobar los ahorros conseguidos.
- Incentivos y tasas que consigan eliminar la barrera de una mayor inversión inicial en los equipos más eficientes.
- Implantación del concepto de eficiencia energética en todos los niveles de la política, de forma que cuando se desarrollen nuevas infraestructuras de transporte o se realicen los planes de crecimiento urbanístico de una ciudad se hagan teniendo en cuenta la mejor solución también desde el punto de vista energético.

Sector industrial:

- La obligatoriedad de la implantación de sistemas de gestión energética que asegure la realización de auditorías energéticas deberá ir acompañada por incentivos que apoyen la implantación de las medidas de eficiencias que se deriven de éstas.
- Definir estándares mínimos de eficiencia para los principales equipos consumidores: motores eléctricos, transformadores, compresores, bombas, etc.
- Políticas integrales para la optimización de la eficiencia energética en el diseño y operación de los procesos industriales, tales como agua caliente y calor, motores eléctricos y sistemas de cogeneración.

Sector servicios:

- Incentivar a las PYMEs para la realización de auditorías energéticas y el impulso de las empresas de servicios energéticos, claves para la implantación de mejoras de eficiencia en este sector.

Sector transporte:

- El cambio modal y las mejoras de logística serán claves para conseguir los ahorros necesarios en el transporte de mercancías.
- La legislación existente que limita las emisiones de CO₂ impulsará las tecnologías de menor consumo y menor emisión, así como la mejora de la eficiencia en las tecnologías existentes.
- Campañas de concienciación, medidas que limiten el tráfico rodado en el centro de las ciudades y mecanismos de impuestos o excepciones en base a las emisiones potenciarían el transporte colectivo frente al individual y los vehículos más eficientes y menos emisores frente a los más contaminantes.

Edificación (Sector residencial y servicios):

- Disminución de la demanda energética del parque ya edificado, mejorando los niveles de aislamiento de los edificios y los equipos de climatización y ACS. (La obligatoriedad de construir nuevos edificios de consumo nulo a 2020 podría ser insuficiente, ya que la tasa de crecimiento del parque de edificios es muy lenta, por lo que reemplazar los edificios menos eficientes por unos nuevos llevaría demasiado tiempo).
- Asegurar el cumplimiento de la normativa vigente a través de medidas de inspección.
- Etiquetado de edificios y promoción de sistemas de gestión energética.
- Implantación de sistemas de medida y gestión inteligente de la demanda tales como contadores gestionados en control remoto y facturación informativas.

Medidas de impulso identificadas

Para desarrollar programas y estrategias adecuadas para impulsar las medidas antes descritas, el presente informe propone:

1. Establecimiento de los precios de la energía reales y adecuados. Los precios ajustados en base a costes marginales, dan las señales adecuadas a los consumidores, proporcionando incentivos para el cambio de comportamiento o inversión en equipos de eficiencia energética.
2. Apoyo institucional mantenido en el tiempo, estableciendo un marco normativo claro y estable de cara al futuro y mostrando su papel ejemplarizante en todos los ámbitos de su responsabilidad de consumo energético propio. El mismo debe establecer objetivos alcanzables y, en todo caso, incentivados positivamente.
3. Esquemas innovadores de financiación de proyectos de eficiencia energética, apoyando el desarrollo de medidas a gran escala, buscando la industrialización de soluciones de mayor escala (ejemplo rehabilitación energética de un distrito en vez de un edificio).
4. Sistemas de etiquetado de cara a promover la selección del consumidor en edificios, vehículos, equipos y servicios basados en la energía.
5. Cada país, y el nuestro en concreto, debería tratar su compromiso en eficiencia energética de cara al futuro, basándose en su composición de consumo de energía final, su grado de terciarización y potencial de las distintas fuentes y tecnologías.
6. La monitorización de consumos, tanto a nivel local como nacional, deben ser una prioridad para contrastar la evolución de parámetros en el tiempo.
7. La estructura política española necesita de una estrecha cooperación nacional, autonómica y local.

ANEXO I: INTERPRETACIÓN DEL ARTÍCULO 7 DE LA DIRECTIVA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA 2012/27/EU

• El artículo 7 de la Directiva de eficiencia energética

El Consejo Europeo adoptó la Directiva sobre eficiencia energética⁶⁵, con la abstención de la delegación finlandesa y el voto en contra de las delegaciones española y portuguesa. La adopción ha tenido lugar tras un acuerdo en primera lectura con el Parlamento Europeo.

La Directiva establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión, alguna de ellas vinculantes, a fin de lograr el objetivo principal del 20% en 2020 en materia de eficiencia energética y preparar el camino a posteriores mejoras de la eficiencia después de esa fecha.

Como articulación para conseguir el objetivo del 20% a 2020, la Directiva incluye un artículo específico de sistemas de obligaciones de eficiencia energética. Dicho artículo permite a cada Estado miembro fijar el modelo por el que *los distribuidores de energía obligados y/o las empresas minoristas de venta de energía alcancen un objetivo de ahorro de energía acumulado, a nivel de usuario final, antes del 31 de diciembre de 2020. Dicho objetivo será al menos equivalente a la consecución de un nuevo ahorro cada año, desde el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020, del 1,5 % de las ventas anuales de energía a clientes finales, en volumen, como promedio de los últimos tres años previos al 1 de enero de 2013. Se podrán excluir total o parcialmente de este cálculo las ventas de energía, en volumen, empleada para el transporte.*

Este artículo obligará a cada Estado miembro a presentar el cálculo de la energía que representa la aplicación de dicho artículo y las medidas de eficiencia que se pondrán en marcha para su consecución. Actualmente España, como se ha indicado anteriormente en este documento, ya ha presentado el objetivo de ahorro para el cumplimiento del calendario marcado por esta directiva y lo ha fijado en 15,3⁶⁶ Mtep, pero hemos querido explicar en este apartado en detalle cómo se realiza el cálculo de este objetivo y las posibilidades que abre la directiva para las diferentes trasposiciones.

Este punto del documento pretende estudiar el impacto y magnitud en volumen de los ahorros (Mtep) que representaría para España la trasposición de este artículo en cada

65 <http://register.consilium.europa.eu/pdf/es/12/pe00/pe00035.es12.pdf> PE-CONS 35/12, 13197/12 ADD1 REV3

66 Cifra presentada en el informe "Informe sobre el Objetivo nacional de Eficiencia Energética 2020- España" en Mayo de 2013.

una de las diferentes alternativas que se proponen en la Directiva a través de dos apartados en el mismo artículo 7.

• Aplicación del apartado 1

Este primer apartado, además de ser una opción de trasposición en sí mismo, marca cuál es el ahorro mínimo al que estaría obligado cada Estado, definiéndolo como el 25% del ahorro que tendría al aplicar el 1,5% acumulado de ahorro de 2014 hasta 2020, en base al consumo total en energía final (excluyendo uso no energético) del país, excluyendo total o parcialmente el demandado por el sector transporte.

El primer ejercicio es determinar cuál sería el ahorro mínimo y clarificar la diferencia de escenarios ante la decisión de excluir totalmente o no el transporte, las posibilidades no son sólo éstas, sino que cada Estado miembro podrá decidir en qué % incluye o no el consumo de este sector.

Para ello, según la Directiva, se tomará como base de cálculo la media del consumo de los 3 últimos años, es decir el periodo de referencia es 2010-2012. La fuente de información para este dato será Eurostat⁶⁷. En este momento no está publicado el dato para 2012, por lo que este valor se calculará en base a las estimaciones del MINETUR de octubre de 2012. La Directiva contempla que los países, una vez estén publicados todos los años en Eurostat, podrán recalcular los ahorros si el valor real difiriese de los valores estimados, pudiéndose volver a presentar a la Comisión los nuevos resultados.

El concepto analizado es el indicador de Eurostat *"Final Energy Consumption"*, es decir, el consumo total en energía final considerando solo el uso energético. Pero es necesario tener en cuenta el desglose de dicho indicador por sectores, ya que el artículo 7 en su apartado 1 permite excluir total o parcialmente el consumo del sector transporte y, en su apartado 2, permite también excluir parte del consumo de aquellos subsectores de la industria sujetos a la Directiva de emisiones.

⁶⁷ La Comisión permite que cada Estado miembro use sus organismos oficiales estadísticos para ofrecer esta información, para España sería el MINETUR, pero en este documento se ha tomado el dato para España de Eurostat.

Pondremos un ejemplo, mostrado en la tabla A.1, con los valores obtenidos para 2010:

Tabla A.1	
Indicador	2010
Final Energy Consumption	89,09 Mtep
Final Energy Consumption- Industry	21,44 Mtep
Final Energy Consumption- Transport	37,24 Mtep
Final Energy Consumption- Other	30,41Mtep

En este primer ejemplo consideramos que España excluirá el total del consumo del sector transporte⁶⁸, por lo que el valor para el primer año del periodo de referencia, 2010, sería 51,85 Mtep (Final Energy Consumption – Final Energy Consumption Transport 89,09Mtep – 37,24 Mtep).

Este mismo ejercicio se realizaría para el año 2011, se estimaría para el 2012 teniendo los siguiente resultados y en base a los valores de 2010-2012 se calcularía el valor promedio. Los resultados se muestran en la tabla A.2.

Tabla A.2	
Año	Valor Energético
2010	51,85 Mtep
2011	50,49 Mtep
2012	49,23 Mtep
Valor promedio	50,52 Mtep

Aplicando el 1,5% de ahorro acumulativo sobre el valor promedio en el periodo 2014-2020, obtendremos el ahorro acumulado, que se muestra en el tabla A.3.

Tabla A.3		
2014	1,50%	0,76%
2015	3%	1,52
2016	4,50%	2,27
2017	6,00%	3,03
2018	7,50%	3,79
2019	9,00%	4,55
2020	10,50%	5,31
Total de Ahorro		21,22

68 Las obligaciones y objetivos a 2020 provendrán de otra norma basada en el Libro blanco del Transporte, el no considerarlo en esta metodología no supone la falta de objetivo, supone un 51% de los ahorros establecidos en los objetivos del Plan de Acción 2011-2020. Se trata simplemente de no duplicar el conteo de ahorros esperados.

Es decir, si España aplicase el apartado 1 excluyendo el 100% del consumo del sector transporte, las medidas de ahorro y eficiencia que se presenten a la Comisión deberían justificar un ahorro acumulado en el periodo 2014-2020 de 21,22 Mtep⁶⁹. Si España decidiese incluir en este cálculo la totalidad de energía final consumida por el sector transporte, el ahorro acumulado 2014-2020 sería de 36,40 Mtep.

El último párrafo del apartado 1 de este artículo dice que *“Los Estados miembros decidirán cómo repartir a lo largo del periodo la cantidad calculada”*, es decir, las medidas presentadas a la Comisión deberían justificar un ahorro de 21,22 Mtep o 36,40 Mtep, pero la distribución en el tiempo no tendrá que ser lineal como se ha calculado en este ejemplo, sino que se ajustará a la implantación de cada una de las medidas, por simplicidad en la proyección mantendremos una evolución lineal.

• Aplicación del apartado 2

El apartado 2 abre diferentes consideraciones que permitirán reducir el objetivo de ahorro a cada Estado miembro, siempre que éstas no den lugar a una reducción mayor del 25% en la cantidad de ahorro de energía que se obtiene aplicando el apartado 1 (una vez el Estado miembro haya decidido el % de inclusión del sector transporte para dicho cálculo). Cada país podrá decidir qué consideraciones aplicará o si no aplicará ninguna de ellas, comunicadas en plazo a la Comisión.

Si se considera que España aplica el apartado 1 excluyendo el 100% del consumo del sector transporte, las consideraciones a aplicar según el apartado 2 nunca podrían suponer una reducción del ahorro mayor al 25% de 21,22 Mtep, es decir, de 5,30 Mtep, y por lo tanto los ahorros acumulados que se presenten a la Comisión no podrán ser menores a 15,91⁷⁰ Mtep o de 27,30 Mtep si no se excluyese el transporte.

• Consideración 1 del apartado 2

Ésta consiste en modificar el objetivo del 1,5% acumulado anual, aplicando nuevos % de ahorro para cada uno de los años del periodo 2014-2020, siendo éste de: 1% en 2014 y 2015, del 1,25% en 2016 y 2017, y del 1,5% en 2018-2020.

69 Esta cantidad es el resultado de sumar el ahorro conseguido cada año, siendo este en el 2014 de 0,76 Mtep resultante de aplicar el 1,5% al valor promedio del periodo base 50,52 Mtep. Para 2015 habría que aplicar el 1,5% sobre el valor promedio x 2 años, es decir, 3% al valor promedio, y se obtendría el valor de 152 Mtep, y así sucesivamente hasta 2020 donde se calcularía como 1,5% por 7 años por el valor promedio 50,52 Mtep, obteniéndose para este año el ahorro acumulado de 5,31 Mtep.

70 Este es el valor objetivo presentado por el gobierno de 15,3 Mtep, que no coincide con el presentado por este documento de 15,9 Mtep porque los valores de consumo de energía final para los años de referencia 2010 2011 y 2012 no coinciden entre los usados en este ejercicio explicativo y los usados por el gobierno.

A continuación, en la tabla A.4, se detallan los valores que se obtendrían a partir de estos nuevos porcentajes de ahorro, que aplicarían sobre el mismo valor promedio que el calculado en el apartado 1 (50,52 Mtep si se realiza el ejercicio excluyendo el 100% del transporte):

Tabla A.4		
Año	% Acumulado	Ahorro Mtep
2014	1,00%	0,51
2015	2%	1,01
2016	3,25%	1,64
2017	4,50%	2,27
2018	6,00%	3,03
2019	7,50%	3,79
2020	9,00%	4,55
Total de Ahorro		16,80

Como el ahorro conseguido aplicando esta consideración es de 16,80 Mtep mayor que 15,91 Mtep (límite que especifica el artículo 7 sobre el 25% de los ahorros aplicando el apartado 1); España podría aplicar estos nuevos porcentajes.

La aplicación de esta consideración supone ahorrar 4,42 Mtep menos que lo calculado aplicando el apartado 1 (16,80 Mtep versus los 21,22 Mtep). En términos relativos equivale al consumo de gasolina para transporte individual de pasajeros en España en 2010 (4,48 Mtep).

Si, por ejemplo, en el cálculo del apartado 1 no se excluye el 100% del transporte al aplicar este nuevo porcentaje, las medidas que se presentarían deberían justificar un ahorro de 28,81 Mtep versus los 36,40 Mtep obtenidos aplicando el apartado 1. Estos 7,60 Mtep de diferencia representarían casi el total del gasoil consumido en 2010 por todo el transporte individual de pasajeros, que fue de 7,99 Mtep.

• Consideración 2 del apartado 2

Consiste en permitir excluir del cálculo una parte o la totalidad de las ventas de energía, en volumen, empleada para las actividades industriales enumeradas en el Anexo I de la Directiva 2003/87/CE.

Tabla A.5. Categories of Activities referred to in articles 2(1), 3, 4, 14(1), 28 and 30

1. Installations or parts of installations used for research, development and festiny of new products and proceses are not covered by this Directive.
2. The threshold values given below generally refer to production capacities or outputs. Where one operator carries out several activities falling under the same subheading in the same installation or on the same site, the capacities of such activities are added together.

Activities	Greenhouse gases
<i>Energy activities</i>	
Combustion installations with a rated thermal input exceeding 20 MW (except hazardous or municipal vaste installations)	Carbon dioxide
Mineral oil refineries	Carbon dioxide
Coke ovents	Carbon dioxide
<i>Production and processing of ferrous metals</i>	
Metal ore (including suplhide ore) roasting or sinfering installations	Carbon dioxide
Installations for the production of pig iron or steel (primary or secondary fusion) including continuous casting, with a capacity exceeding 2,5 tonnes per hour	Carbon dioxide
<i>Mineral industry</i>	
Installations for the production of cement clinker in rotary kilns with a production capacity exceeding 500 tonnes per day or lime in rotary kilns with a production capacity exceeding 50 tonnes per day or in other furnaces with a production capacity exceeding 50 tonnes per day	Carbon dioxide
Installations for the manufacture of glass including glass fibre with a melting capacity exceeding 20 tonnes per day	Carbon dioxide
Installations for the manufacture of ceramic products by firing, in particular roofing tiles, bricks, refractory bricks, tiles, stoneware or porcelain, with a production capacity exceeding 75 tonnes per day, and or with a kiln capacity exceeding 4 m ³ and with a setting density per kiln exceeding 300 kg/m ³ .	Carbon dioxide
<i>Other activities</i>	
Industrial plants for the production of	Carbon dioxide
a) Pulp from timber or other fibrous materials	
b) Paper and board with a production capacity exceeding 20 tonnes per day	Carbon dioxide

Al ser el ahorro conseguido aplicando la consideración 1, con la exclusión del 100% del transporte, tan cercano al límite del 25%, parece que España no podrá excluir determinadas actividades de la industria de forma simultánea a excluir el consumo del sector transporte.

En el momento de la publicación de este libro, el Gobierno de España ya ha realizado estos cálculos y el valor presentado a la Comisión ha sido de 15,3 Mtep como resultado de excluir en el cálculo la totalidad del consumo del transporte y aplicando las dos mecanismos explicados en este Anexo y facilitados por la Directiva para reducir el ahorro del periodo 2014-2020 del 1,5% acumulado hasta alcanzar el límite máximo de una reducción del 25% de estos. Así mismo y en base a la propia directiva, el Gobierno de España ha optado por un sistema de no obligaciones a las distribuidoras de energía para conseguir estos ahorros sino a través de la activación de un Plan de acción de Eficiencia Energética 2014-2020 que incluya las medidas necesarias para alcanzar este ahorro.

ANEXO II: LISTADO DE ACRÓNIMOS

ARRA	<i>American Recovery and Reinvestment Act</i>
BAU	<i>Business as Usual</i>
BECP	<i>Building Energy Codes Program</i>
CAGR	Tasa de Crecimiento Medio Anual Compuesto
CC.AA	Comunidades Autónomas
CTE	Código Técnico de la Edificación
E4	Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética
EECGP	<i>Energy Efficiency and Conservation Block Grant Program</i>
ELENA	<i>European Local Energy Assistance</i>
EPC	<i>Energy Performance Contract</i>
ESE o ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
EUA	<i>Emission Units Allocations</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INE	Instituto Nacional de Estadística
GEI	Gases de Efecto Invernadero
ICO	Instituto de Crédito Oficial
IPTS	<i>Institute for Prospective Technological Studies</i>
IDAE	Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético
LEED	<i>Leadership in Energy and Environmental Design</i>
MITyC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
MINETUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
MURE	<i>Mesures d'Utilisation Rationnelle de l'Energie</i>
NEEAP	Plan Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ODEX	<i>ODDISSEY Energy Efficiency Index</i>
PAEE	Plan de Ahorro y Eficiencia Energética

PDU	<i>Programme Delivery Unit</i>
PIB	Producto Interior Bruto
PEIT	Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte 2005-2020
PYME	Pequeña y Mediana Empresa
PPA	Paridad de Poder Adquisitivo
PPC	Paridad de Poder de Compra
RITE	Reglamento de Instalaciones Térmicas Eficientes
SATE	Sistema de Aislamiento Térmico de Exterior
SEP	<i>State Energy Program</i>
TIC	Tecnologías de la Información y la Comunicación
ETS	<i>Energy Trade System</i>
UE	Unión Europea
VAB	Valor Añadido Bruto
WAP	<i>Weatherization Assistance Program</i>
WEC	<i>World Energy Council</i>
WEO	<i>World Energy Outlook</i>

III.3. LA PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA*

Fernando Lasheras Merino y Sergio Arteta Arnaiz (Coordinadores)

CAPÍTULO 1. RESUMEN EJECUTIVO

Introducción

La liberalización de los mercados de electricidad y de gas que la Unión Europea (UE) viene impulsando desde finales de los 90, tiene como objetivo final lograr una mejora en la eficiencia y competitividad de estos sectores que pueda traducirse en ventajas para la economía productiva y para los ciudadanos en general. Este proceso ha posibilitado que el usuario pueda elegir libremente a su comercializador, así como las condiciones en que desea hacerlo. La protección del consumidor deberá por tanto adecuarse al nuevo entorno competitivo.

El funcionamiento del sistema eléctrico y del gas, y sus principales actores

En el funcionamiento del mercado, aspecto relevante para comprender el papel del consumidor y su protección, intervienen diferentes actores con distintas funciones, como son, entre otros: el productor de electricidad/gas natural; los gestores de las redes de electricidad/gas natural (redes de transporte y distribución); el comercializador o suministrador de electricidad/gas natural; los reguladores que supervisan el funcionamiento del mercado; y las asociaciones de consumidores.

Los actores con los que los consumidores tienen una mayor relación son los comercializadores, los cuales “venden al consumidor final” la electricidad o gas natural que han comprado a los productores o a otros comercializadores.

Los consumidores, como parte activa en el funcionamiento de los mercados, deben informarse de las distintas opciones de que disponen. Los medios disponibles para ello son cada vez más proactivos, destacando, entre otros, la web de la Comisión Nacional de Energía, así como la información proporcionada tanto por los propios comercializadores, como por las asociaciones de consumidores.

* Dicho estudio fue finalizado en el mes de abril de 2013.

La protección del consumidor de energía: antecedentes y definiciones

En septiembre de 2009, entró en vigor el Tercer Paquete de medidas legislativas sobre el Mercado Interior de la electricidad y del gas. Para que los consumidores sean capaces de beneficiarse del Mercado Interior de la Energía en lo referente a precios, innovación y servicios, es esencial que la apertura del mercado coincida con la introducción de medidas de protección y ayuda al consumidor que le faciliten la toma de decisiones y le garanticen el suministro en circunstancias muy específicas.

En este sentido, las medidas introducidas por el Tercer Paquete se refieren a:

- Favorecer la provisión de servicios transfronterizos y, por tanto, el derecho de los consumidores a ser suministrados por proveedores registrados en otro Estado miembro.
- Definir el concepto de consumidor vulnerable en cada uno de los Estados miembro, así como la adopción de medidas para su adecuada protección “con el fin de atajar la pobreza energética”.
- Acceder a información clara y fácilmente manejable para el consumidor, en particular la recogida en los contratos y las facturas.
- La existencia de puntos de información al consumidor.
- Fortalecer el papel activo del consumidor a través de la implantación masiva de contadores inteligentes.
- Contar con un amplio abanico de modalidades de pago, que no sean discriminatorias entre consumidores.
- Posibilitar a los consumidores a cambiar de proveedor en un período máximo de tres semanas.
- Adecuar la gestión de las reclamaciones que debe ser transparente, efectiva y no-discriminatoria.

Para analizar algunas consideraciones de la puesta en práctica en nuestro país de los nuevos enfoques comunitarios en materia de protección de consumidores de energía, es relevante tener en cuenta los derechos básicos del consumidor contemplados en el con-

texto de implantación del Mercado Interior de la Energía, y que hacen referencia, entre otros aspectos: al derecho a conocer la posibilidad de elegir; a ser suministrado en condiciones competitivas; a reclamar; a la compensación por carencias de suministro; y al derecho a la protección especial en el caso de ser consumidor vulnerable.

Resulta fundamental que en España se complete la trasposición de las Directivas, en particular que el cliente vulnerable sea claramente definido, y que, como señala la Comisión Nacional de Energía, desaparezcan gradualmente los precios regulados de acuerdo con la legislación europea, ya que son una de las principales barreras para el cambio de suministrador.

Los contratos y tarifas de suministro de energía

Actualmente la gran mayoría de los consumidores domésticos puede elegir sus respectivos suministros de electricidad y gas natural, bien accediendo a un Comercializador de Último Recurso (CUR) o en el mercado libre yendo al resto de comercializadores, a un precio libremente pactado. Esto es así desde el 1 de julio de 2009 para los consumidores de gas natural suministrados a baja presión ($P < 4$ bar) con consumos anuales inferiores a 50.000 kWh y se extiende este derecho a los consumidores eléctricos conectados en baja tensión ($T < 1000$ V) con potencias contratadas iguales o inferiores a 10 kW.

Los contratos de Suministro de Último Recurso son realizados a través de una Comercializadora de Último Recurso (autorizada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo) y su precio viene determinado por la Tarifa de Último Recurso (TUR), establecida periódicamente por el mencionado Ministerio. El precio de la TUR incluye la propia energía comprada (cuyo precio es establecido mediante un mecanismo de mercado supervisado por la CNE) y el uso de las infraestructuras con sus peajes y cánones, así como la gestión comercial del contrato (donde se incluye el margen) retribuyendo a los actores desde precios regulados por el Ministerio.

Por el contrario, los consumidores de gas natural y de electricidad que no cumplan los requisitos anteriores, deben contratar sus suministros de energía a precio libre. En este caso, el precio del suministro se compone de dos partes: un precio regulado o tarifa de acceso que se refiere al uso de las infraestructuras y pago de otros conceptos exigibles a todo suministro, y un precio libre que se refiere al valor de la energía consumida. En esta modalidad de consumo, se contratan dos tipos de servicios: el acceso a las redes del distribuidor y la energía (el gas natural o la electricidad, según correspondan).

La diversidad a la hora de ofertar y la propia competencia entre los agentes son la mejor garantía de que el consumidor va a ser capaz de encontrar ofertas ajustadas a sus necesidades y en precio. Los tipos de ofertas son muy variados y dependen en gran medida del segmento de clientes al que vayan dirigidos.

Para el caso del sector doméstico o “gran público” se trata de ofertas muy sencillas, con un precio fijo. Adicionalmente, se pueden introducir diversas complejidades, como ofertas duales para gas y electricidad, y servicios adicionales al mero suministro como pueden ser el mantenimiento de calderas de gas, asistencia a domicilio 24 horas, seguros, etc. Las modalidades de contrato se dividen en opciones de precio y opciones de duración. Además, aunque el usuario no puede distinguir el origen de la energía que consume, la empresa suministradora sí puede gestionar el origen de la electricidad que adquiere de los productores.

Cambio de suministrador

El proceso mediante el cual el consumidor cambia de una empresa a otra es lo que se denomina “cambio de suministrador” y es realmente la piedra angular que permite al consumidor disponer de unos servicios más acordes a sus necesidades, contratar con una empresa que le atienda mejor o simplemente beneficiarse de unos mejores precios.

Un cambio de comercializador o suministrador se produce cuando un cliente, suministrado hasta ese momento por un comercializador, acepta una oferta de otro distinto y contrata con éste un nuevo suministro.

Una amplia gama de suministradores y una gran diversidad de ofertas es, sin duda, síntoma de un mercado competitivo que avanza hacia su madurez. Sin embargo, también es cierto que esta gran diversidad a veces genera en el consumidor cierta confusión, a la que contribuye sin duda la intrínseca complejidad de los mercados energéticos.

Una de las medidas básicas y quizá la más importante, para proteger al consumidor es la información. Un consumidor bien informado es un consumidor que ejercerá con pleno conocimiento su capacidad y derecho de elección.

El control sobre los procesos de cambio de suministrador, entre otras funciones, es lo que realiza la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM).

Información sobre facturación: barreras y recomendaciones

Es a raíz de la creación de las Comercializadoras de Último Recurso, cuando se empiezan a producir de forma general cambios importantes en la facturación que se realiza al cliente final, sobre todo al cliente doméstico. Estos cambios, en ocasiones, han generado un impacto en los sistemas informáticos de distribuidoras y comercializadoras por los cambios de programas utilizados a tal fin.

Además, han ido surgiendo una serie de dificultades, debidas, entre otras causas, al desconocimiento del funcionamiento del sistema por parte del consumidor, a que los cambios de comercializadoras no acaban de gestionarse adecuadamente o en tiempo, o a la dificultad de interpretación de las facturas eléctricas o de gas natural. Para superarlas, existen medidas orientadas a la implantación de los contadores telegestionados; al diseño de un proceso de reclamación ágil y adecuado; así como al avance en la homogenización de los procesos, lecturas, *switching*, intercambio de datos, facturas de peaje, etc.

Tratamiento de reclamaciones

Como puntos esenciales de las Directivas referidas al tratamiento de reclamaciones, hay que destacar la obligación de los Estados miembro de establecer “puntos de contacto únicos”, y de determinar un “mecanismo independiente” para la tramitación eficaz de reclamaciones y solución extrajudicial de conflictos. Si bien las Directivas se han traspuesto al ordenamiento español, tanto la determinación de los llamados puntos de contacto únicos, cómo los mecanismos y órganos independientes de tramitación de reclamaciones y resolución de conflictos, en las fechas de elaboración de este documento, están pendientes de su efectivo establecimiento mediante desarrollo reglamentario.

La falta de información sobre los nuevos mecanismos del mercado está provocando en muchos consumidores una sensación de inseguridad que deriva en un significativo aumento de las reclamaciones, constituyendo su mejora, uno de los objetivos principales del sistema de resolución.

Participación más activa del consumidor de energía eléctrica

Contadores y redes inteligentes

La red inteligente que se está empezando a construir, aunque está en gran parte soportada por las mismas instalaciones de distribución, incluirá nuevos equipos electrónicos de control y monitorización que, junto a los contadores inteligentes de electricidad y los nue-

vos sistemas de comunicación bidireccional, permitirán ofrecer a consumidores y generadores nuevas funcionalidades, servicios y una mejora de la calidad de suministro.

Construir esta red no es tarea fácil. El objetivo y principal reto es conseguir que los beneficios para consumidores, generadores y distribuidores sean mayores que el coste de las inversiones que se deben realizar, y el volumen de las inversiones, dependerá a su vez, de los beneficios esperados.

Autoconsumo y balance neto

El consumidor puede incrementar su participación en el sistema eléctrico a través del autoconsumo, que se produce cuando un consumidor instala una fuente de generación eléctrica en su domicilio (solar fotovoltaica, mini eólica, etc.) pudiendo generar parte o toda la electricidad consumida. Para ello, necesita seguir conectado a la red para poder ser suministrado cuando no pueda producir en cantidad suficiente para autoabastecerse. Cuando el consumidor tiene la posibilidad de verter el exceso de electricidad generado a la red, además hablamos de balance neto.

Gestión de la demanda eléctrica

Se prevé que el desarrollo tecnológico de las redes inteligentes, el vehículo eléctrico y la generación distribuida posibilite la mejora en la gestión de la demanda de electricidad, tanto para el propio consumidor como para el sistema. Los comercializadores o las empresas de servicios energéticos, por su parte, podrán ofrecer a los consumidores paquetes sofisticados de energía y servicios energéticos que se ajusten a sus características y que les permitirán consumir de manera más flexible y acorde con la producción disponible en cada momento.

Para que el consumidor pueda obtener las ventajas derivadas de los nuevos sistemas y aplicaciones, es fundamental que esté adecuadamente informado, para lo que juegan un papel fundamental las campañas divulgativas. También es necesario que el consumidor desempeñe un papel más activo, ya que con sencillos cambios en sus hábitos de consumo y una mejor utilización de las posibilidades que proporciona el mercado, podrá conseguir ahorros económicos y energéticos con sus correspondientes beneficios medioambientales.

CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN

Fernando Lasheras García y Sergio Arteta Arnaiz

El proceso de liberalización de los mercados de electricidad y de gas natural que la Unión Europea (UE) viene impulsando desde finales de los 90, y que comenzó a implantarse en España hace más de una década, obedece a un esfuerzo para modernizar uno de los sectores más relevantes para la economía europea, como es el energético.

El objetivo final de este proceso es lograr una mejora en la eficiencia y competitividad que pueda traducirse en ventajas para la economía productiva y para los ciudadanos en general, asegurando que la energía suministrada es la más adecuada en términos de precio y calidad.

Las empresas distribuidoras, que en su momento eran responsables tanto del desarrollo y operación de las redes como del suministro de la energía, a partir de julio de 2008 han dejado de comercializar energía y desarrollan exclusivamente actividades de redes (en el sector eléctrico ocurrió 12 meses después). En el mercado de gas natural existe por otra parte, un gran potencial de crecimiento (la penetración es del 29%, muy por debajo de las de otros países europeos). Los distribuidores son los responsables de extender la red de gas natural, y para hacer estas inversiones viables, precisan incorporar nuevos puntos de suministro.

Por otra parte, se han desarrollado nuevas modalidades de suministro, que han modificado sustancialmente las relaciones de las empresas con los consumidores.

La liberalización ha posibilitado que existan distintos comercializadores de energía en el mercado, de forma que el usuario puede elegir libremente entre ellos, independientemente de dónde se encuentre y a qué red esté conectado, así como las condiciones en que desea hacerlo.

Esta nueva situación permite a los consumidores jugar un papel más activo, para lo que requieren estar mejor informados sobre el funcionamiento del mercado y sobre sus derechos. Pero el hecho de que se les permita actuar en el mercado, no significa que se les deje desprotegidos. La protección del consumidor debe adecuarse al nuevo entorno

competitivo y, de hecho, ha estado presente en las sucesivas Directivas comunitarias de liberalización de los mercados energéticos. El Tercer y último Paquete Legislativo sobre Normas Comunes del Mercado Interior de la Energía, insiste a este respecto en: "*...la protección del consumidor como prioridad del nuevo enfoque comunitario...*", indicando aquellos derechos clave que son objeto de una mayor protección en el proceso de liberalización energética.

Con estas premisas como telón de fondo, el Club Español de la Energía ha considerado necesario elaborar un estudio al objeto de proporcionar información objetiva sobre el estado actual de la protección al consumidor, centrándose en el pequeño consumidor de energía, tanto en el sector de la electricidad como del gas natural, sobre la forma en que la relación comercializador-consumidor se está viendo afectada, el estado actual de la regulación europea y española pertinente y, en su caso, hacer una contribución sobre cómo se podrían solventar las barreras y carencias, y cuál debería ser el esquema de protección al consumidor compatible con la creciente liberalización del suministro de energía.

CAPÍTULO 3. EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DEL GAS, Y SUS PRINCIPALES ACTORES

Luis Bertrán Rafecas

3.1. Información del mercado de energía y sus actores

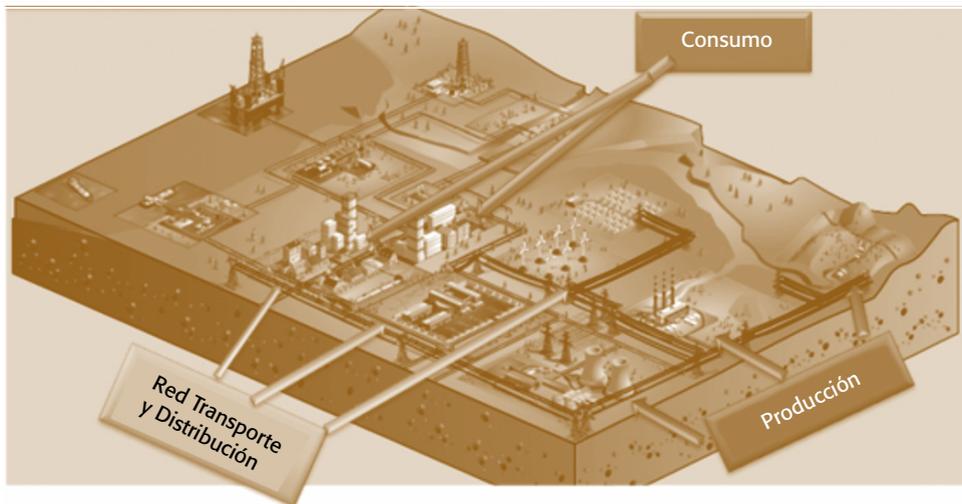
Como es bien sabido, los principios generales de la UE sobre el Mercado Interior se han trasladado asimismo a los sectores energéticos, de suerte que se ha decidido que la compra y venta de energía se realice bajo la organización de un Mercado Único que abarque todo su ámbito geográfico, donde exista libre competencia entre empresas suministradoras y donde el consumidor pueda elegir libremente su comercializador de energía.

Las reglas relativas a la creación del Mercado Único de la energía se han establecido en tres paquetes normativos publicados en 1996-1998, 2003 y 2009¹ respectivamente, que los Estados miembros han ido incorporando a sus legislaciones nacionales para aplicar en sus mercados, los principios de funcionamiento establecidos en la normativa comunitaria. En los próximos capítulos se entrará más en detalle sobre estos aspectos para una mayor comprensión del protagonismo del consumidor en el sector energético.

Es importante, con el fin de comprender esta materia, entender que los mercados de electricidad y gas, para aprovisionar de energía a los consumidores, funcionan bajo los siguientes esquemas de flujos:

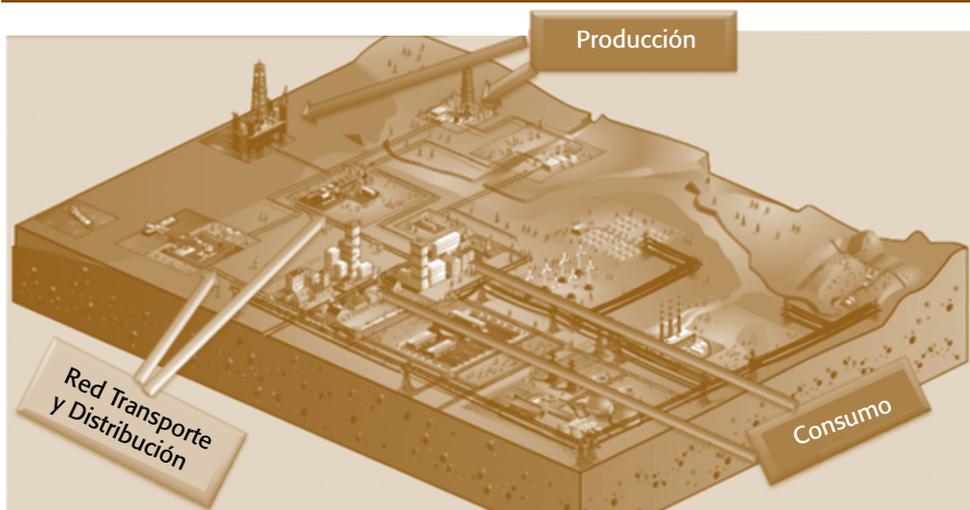
¹ En 1996 se publicó la primera Directiva de normas comunes para la electricidad, En 1998 la relativa al Gas. En 2003 se publicó un paquete de normativa que contenía las actualizaciones de las primeras Directivas y un Reglamento de acceso a las interconexiones para el transporte transfronterizo de electricidad. Finalmente en 2009 se publicó el tercer paquete que contiene una nueva actualización de las Directivas y tres Reglamentos sobre, respectivamente, acceso a las redes de Gas, a las interconexiones de electricidad y de creación de la Agencia para la cooperación de los reguladores de energía europeos.

Figura 3.1. Esquema gráfico del flujo de electricidad de producción-consumo



Fuente: Elaboración propia

Figura 3.2. Esquema gráfico del flujo de gas natural de producción-consumo



Fuente: Elaboración propia

En el funcionamiento del mercado intervienen diferentes actores con distintas funciones, siendo los principales:

- **Productor de electricidad/gas:** en electricidad, el productor o generador de energía es aquel que explota las centrales eléctricas. En gas, explota yacimientos subterráneos

de donde éste es extraído. En España, menos del 1% del gas natural consumido proviene del territorio nacional.²

- **Comercializador de electricidad/gas natural:** los comercializadores de energía “venden al consumidor final o a otros comercializadores” la electricidad o gas natural que han comprado a los productores o a otros comercializadores. El comercializador es la sociedad o compañía con la cual el consumidor puede firmar un contrato de suministro de electricidad o gas natural. Además, es el que envía la factura de electricidad o gas natural correspondiente al consumo de cada contratante y al que el consumidor debe dirigirse para los asuntos relacionados con el suministro, el precio y el pago de sus facturas.³



Fuente: Elaboración propia.

- **Gestor de las redes de electricidad/gas natural:** entre los centros de producción (central de producción de electricidad, yacimiento o planta de regasificación de gas natural) y el consumidor, las redes de transporte y de distribución transportan la energía por redes eléctricas (para la electricidad), y por barcos metaneros, conductos y gasoductos subterráneos⁴ (para el gas natural).
- **Redes de transporte:** son las grandes infraestructuras que transportan la energía hacia las grandes regiones del país cruzando todo el territorio (autopistas de energía).
- **Redes de distribución:** son las redes que reparten la energía entre varias ciudades y, dentro de ellas, entre los diversos edificios (redes locales de energía). Los 9.100 muni-

² Cerca del 15% del gas que se usa en España proviene del norte de Europa, y el resto es importado de otros países, entre ellos, Argelia, Nigeria, Catar, Egipto, Perú y Trinidad Tobago como los más importantes, bien por gasoducto o a través de buques metaneros que transportan Gas Natural Licuado (GNL, en un 61%)-Fuente: Balance Energético 2012 y perspectivas 2013-Sedigas

³ Listado de comercializadores de energía eléctrica y gas: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=363&&keyword

⁴ En el caso de España, también se produce el traslado del gas desde los centros de gasificación de aquel proveniente de metaneros en GNL.

cipios que existen en España disponen de redes locales de distribución de electricidad y, de ellos, 5.000 disponen de redes locales de distribución de gas natural.

Las principales funciones de los gestores de redes son:

- Transportar, distribuir y entregar la electricidad o gas a los clientes finales, por cuenta de los comercializadores.
- Explotar, mantener y desarrollar las redes, manteniendo el nivel adecuado de calidad y seguridad.

Más específicamente, **los gestores de las redes de distribución (o distribuidores)**^{5,6,7,8} garantizan la calidad y continuidad de la energía que se entrega a los consumidores finales, aseguran los servicios de averías en electricidad y en gas natural para todos los clientes y realizan otras prestaciones técnicas, como el mantenimiento, la atención de las urgencias e incidencias de la red, la inspección periódica de gas y la toma de lecturas de los contadores. Los gestores de redes operan bajo un régimen de autorización administrativa en monopolio natural en una zona geográfica dada. Sus funciones no entran en el campo de la competencia (de electricidad o gas), lo que permite garantizar que sea la misma, independientemente de la zona geográfica dada, debiendo garantizar un trato igualitario para todos los comercializadores.

5 Gestor de la red de transporte de electricidad: Red Eléctrica de España - REE www.ree.es

6 Gestores de la red de distribución: <https://oficinavirtual.mityc.es/eee/indiceCalidad/distribuidores.aspx>

7 Gestor de la red de transporte de gas: ENAGAS - www.enagas.es

8 Gestores de las redes de distribución de gas : <http://www.sedigas.es/distribuidores.php>

Otras entidades o agentes que tienen distintas funciones en relación a los mercados de electricidad y gas son los reguladores que supervisan el funcionamiento del mercado, así como la Oficina de Cambios de Suministrador y las asociaciones de consumidores:

- La **Comisión Nacional de la Energía** (CNE)⁹, que es el organismo encargado de, entre otras funciones, velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los agentes que operan en dichos sistemas y de los consumidores.
- El **Ministerio de Industria, Energía y Turismo**,¹⁰ y en concreto la Secretaria de Estado de Energía, que tiene, entre otras funciones, el desarrollo de la política energética y minera, incluyendo la propuesta de iniciativas legislativas y normativas y, en particular, las relativas a la planificación en materia de energía. También se ocupa de la aprobación de tarifas y peajes, y participa en la elaboración de la normativa derivada de la Unión Europea, es decir, la trasposición de las Directivas Europeas a la legislación nacional.
- La **Oficina de Cambios de Suministrador** tiene la responsabilidad de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia; puede solicitar a las empresas distribuidoras y comercializadoras la información relativa a los cambios de suministrador que obra en sus bases de datos, la que no obra en ellas, y cuanta información considere necesaria para el cumplimiento de sus funciones, siempre relativa a los cambios de suministrador.
- Las **Asociaciones de consumidores** que ayudan a la información y defensa de los derechos de los consumidores, y tienen como organismo de representación y consulta de ámbito nacional al Consejo de Consumidores y Usuarios, cuyas funciones y actividades pueden consultarse en su portal web.¹¹

3.2. Acceso a la información del mercado

De los agentes citados, aquel con el que el consumidor tiene una mayor relación, es el comercializador o suministrador de energía. Los comercializadores son los encargados de ofrecer sus servicios de suministro a los consumidores, siendo una de sus principales actuaciones la comunicación e información de los servicios que ofrecen. Los medios que utilizan para ello son los habituales, abarcando desde los grandes medios de TV, radio y prensa, a los más locales y personales, poniendo a disposición teléfonos de información comercial, fax, tiendas o centros de servicio y espacios web.

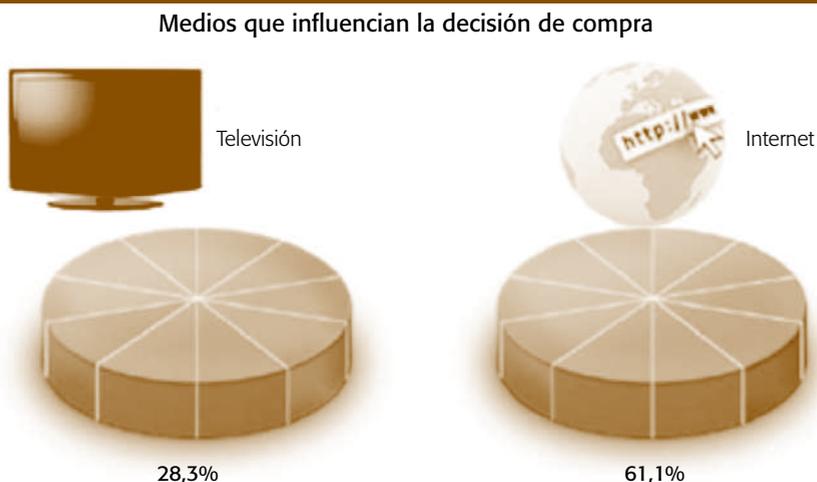
⁹ Posteriormente a la redacción del Documento comenzó a funcionar el nuevo regulador energético: La Comisión Nacional del Mercado y la Competencia. www.cnmec.es

¹⁰ www.minetur.gob.es

¹¹ www.consumo-ccu.es

Los consumidores son también parte activa en el funcionamiento de los mercados, para lo que deben informarse de las distintas opciones a su alcance. Los medios por los que el consumidor se puede informar son cada vez más proactivos. La tendencia actual muestra el aumento de búsqueda de información a través de Internet y de las informaciones que proporcionan los conocidos y amigos en las redes sociales digitales, tal y como se demuestra en los siguientes gráficos:

Figura 3.5. Medios de acceso a la información por parte del Consumidor



Una vez que el usuario ha decidido comprar, va a internet a buscar información y recomendaciones acerca de marcas o ciertos artículos.

Fuente: eMarketer, Agosto 2012

Figura 3.6. Acceso en España a internet de las personas y los hogares



Fuente: Telefónica, Agosto 2012

Todos los actores del mercado publican información de sus actividades y de los distintos servicios que ofrecen en sus respectivas páginas web. Entre todas, destaca la de la CNE con amplia documentación de las diversas opciones disponibles para los consumidores, así como un comparador de ofertas.¹² Igualmente, destacan las informaciones que ofrecen las asociaciones de consumidores, en particular las que cuentan con representación en el Consejo de Consumidores y Usuarios, órgano de representación y consulta a nivel nacional.¹³

El conjunto de los actores proporcionan finalmente un volumen muy elevado de información fácilmente accesible. Los reguladores, por su parte, promueven la mejora de acceso a la misma con el objetivo de que el consumidor pueda tomar con facilidad la opción económica y comercial que más le interese. En este sentido, se hacen esfuerzos para que la información sea comprensible y transparente, que sea accesible desde un punto único o pocos sitios, que existan herramientas de comparación simples, que los precios estimulen la respuesta de la demanda y que se ofrezca información para mejorar los hábitos de consumo estimulando la eficiencia y el ahorro energético.

3.3. Información relativa a la conexión de una nueva edificación a la red de distribución

En el caso de que se proceda a construir una nueva casa, local o comercio, o se acceda a una de nueva construcción que no esté conectada a la red, antes de contratar el suministro de electricidad o gas, debe conectarse a la correspondiente red de distribución eléctrica o de gas. Para ello, el propietario debe dirigir una solicitud al distribuidor local de electricidad o de gas.

Como se ha comentado, los distribuidores ejercen su actividad en régimen regulado y son supervisados por las autoridades públicas con el objetivo de que se utilicen de forma eficiente las inversiones e infraestructuras en su ciudad o comunidad.

El distribuidor, por su parte, debe informar al cliente de los procedimientos a seguir para la conexión, que incluirán la firma de un contrato. Deberá, asimismo, disponer de los correspondientes certificados que demuestran que la instalación eléctrica o de gas cumple la normativa vigente, que le tendrá que haber facilitado el constructor. El proceso de conexión culminará con la colocación de un contador para la medida de su consumo.

¹² www.cne.es; www.comparador.cne.es

¹³ www.consumo-ccu.es/representacion/organizaciones.asp

El caso del gas natural presenta una peculiaridad al no ser un servicio universal. Hay muchas viviendas habitadas que no disponen del suministro del gas natural, por lo que en estos casos es habitual que el distribuidor realice actuaciones para su conexión a la red de distribución y extender así la red.

Una vez el propietario haya superado todos los trámites, su instalación estará lista, pero aún no podrá consumir energía. Para iniciar el consumo, precisará un contrato de compra y suministro de energía con un comercializador. Después de haberlo suscrito, será el comercializador quien informe al distribuidor de su zona para que proceda a activar su instalación y quede en disposición de funcionamiento, momento a partir del cual podrá disfrutar de los suministros contratados. A fin de que se puedan sincronizar la conexión y el inicio del suministro, el cliente podrá iniciar los trámites de contrato del suministro con un comercializador aunque no tenga su conexión terminada. El comercializador elegido y el distribuidor se coordinarán entre sí para agilizar las actuaciones que sean necesarias.

3.4. Rol más activo del consumidor en el mercado de energía

Existen, a nivel comunitario, y por tanto de aplicación a nivel nacional, otros objetivos además de la apertura de los mercados, el acceso a las redes para la competencia entre actores y la libre elección de comercializador para todos los consumidores. En efecto, hay objetivos para que el 20% de la energía final que se consume en los sectores del transporte, la electricidad y el calor y frío provenga, en el año 2020, de fuentes de energía renovables y que se reduzcan en conjunto las emisiones de CO₂ respecto a las de 1990¹⁴ en otro 20%. La mayor participación de los consumidores en los mercados va a permitir asimismo que éstos puedan convertirse también en productores de electricidad y realizar autoconsumo en sus hogares o locales. Además, con la adecuada evolución de la legislación, podrán verter a las redes de distribución de electricidad que generan en los momentos en que no la consuman.

Para ello, las redes de distribución de electricidad deberán convertirse en lo que se denomina como redes inteligentes (o *smart grids*, en su terminología en inglés); disponer de contadores telegestionados en cada punto de consumo; ser capaces de gestionar el balance de energía que haya circulado en ambos sentidos, así como los distintos valores de precios aplicables a consumos o producción según franjas horarias que establecerán los mercados de energía, incentivando los comportamientos de consumo más eficiente. Algunos de estos aspectos serán analizados más adelante.

¹⁴ Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo 'Una Política Energética para Europa' (COM(2007) 1 final SEC (2007) 12) Bruselas 10.1.2007

3.5. Buenas prácticas de aproximación comercial a los clientes

Podemos considerar que el consumidor medio tiene fácil acceso a distintas fuentes que le permiten estar adecuadamente informado, y está generalmente atento a todas las informaciones a las que puede acceder o le son comunicadas.

En España, la Ley 29/2009 del 30 diciembre traspone la Directiva 2005/29/CE sobre buenas prácticas comerciales, contribuyendo a garantizar que se alcance un alto nivel de protección de los consumidores europeos, e introduce cambios que actualizan nuestro régimen de garantías y protección del consumidor, armonizándolo con el europeo en materia de prácticas comerciales desleales de las empresas en sus relaciones con los consumidores en el Mercado Único de la Energía y en materia de publicidad engañosa y publicidad comparativa, como se explicará a lo largo del presente documento.

La prohibición de la competencia desleal protege a los consumidores y, al mismo tiempo, al funcionamiento del mercado y los intereses de los operadores económicos que actúan en el mismo.

Los estudios que sobre estos aspectos se han realizado indican las tendencias que deben seguir las mejoras prácticas comerciales en el funcionamiento del mercado. A este fin, se resumen las siguientes informaciones publicadas en 2012 respecto a la percepción de los consumidores sobre el funcionamiento, en este caso del mercado eléctrico, y protección del consumidor a nivel europeo:

Tabla 3.1. Opinión de los consumidores sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad

Mercado residencial de electricidad

- Poco conocimiento general del mercado y sus ventajas en relación a:
 - Tarifas, sus características y formación del precio.
 - Alternativas de cambio de tarifas y de cambio de comercializador.
 - Origen de la energía contratada.
 - Los términos y condiciones en los contratos.
 - Otros agentes que pueden ayudarles o aconsejarles.
- Aunque se informen, se requiere involucración para actuar.
- Muchos consumidores encuentran dificultades para comprender las facturas.
- Uno de cada 10 consumidores ha tenido problemas con su comercializador.
- Uno de cada 3 consumidores que ha tenido problemas con su comercializador no ha realizado una reclamación.
- Comparando comercialización y tarifas
 - Los consumidores quieren escoger tarifa, pero encuentran dificultades a elegir la mejor si la información ofrecida es demasiado compleja.
 - Mas de 2 de cada 5 no saben si están en la mejor tarifa o no.
 - Menos de 1 de cada 3 consumidores de EU ha comparado ofertas de diferentes comercializadores.
 - Solo 2 de cada 5 ha comparado diferentes ofertas de su propio comercializador actual.
 - 45% de los consumidores encuentran dificultades para comparar ofertas de diferentes comercializadores
 - 29% de los consumidores encuentran dificultades para comparar diferentes ofertas de su actual comercializador.
 - El potencial de los comparadores de ofertas web no ha sido suficientemente explotado.
- Cambios de suministrador
 - Bajo ratio de cambios.
 - 7% en promedio de la EU en cambio de comercializador.
 - 9% en promedio de la EU en cambio de ofertas dentro el mismo proveedor.
 - El proceso de cambio de comercializador es percibido como difícil.
 - 1 de cada 3 en EU encontraron difícil cambiar de suministrador.
 - 1 de cada 5 en EU encontraron difícil cambiar de oferta.
 - Razones para el cambio: mejor oferta, aconsejado por otro, pobre servicio cliente, comercializador respetuoso con el medio ambiente.

Fuente: Comisión Europea –Dirección General de Salud y Consumidores– *Vulnerable Consumer Working Group, Bruselas 4 Julio 2012.*

De estas observaciones se pueden desprender las siguientes conclusiones que constituyen los objetivos de trabajo de todos los actores del mercado para los próximos años:

- Mejorar los procesos de información a los consumidores
- Mejorar los procesos de atención de quejas y reclamaciones
- Mejorar y simplificar los procesos de comparación de ofertas
- Continuar mejorando los procesos de cambio de comercializador y de tarifa
- Mejorar la definición y protección de los consumidores vulnerables

CAPÍTULO 4. LA PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR DE ENERGÍA: ANTECEDENTES Y DEFINICIONES

Rafael Durbán Romero, Juan Antonio Pérez Cuevas y Carmen Vindel Sánchez

4.1. Iniciativas europeas de protección al consumidor

El Mercado Interior de la Energía

Como se ha comentado, la creación de un auténtico Mercado Interior de la Energía es, desde hace años, uno de los objetivos prioritarios de la UE. De acuerdo con la visión comunitaria, la existencia de un mercado de energía en competencia es clave para favorecer el acceso de los suministradores, nuevos entrantes y pequeños comercializadores pero, sobre todo, es clave para proporcionar a los ciudadanos europeos la posibilidad de elegir entre diferentes comercializadores de gas y electricidad, así como acceder a suministros de energía a precios más competitivos y en condiciones económicas más favorables.

Con este fin, en la UE se han aprobado diferentes normas encaminadas a promover la competencia en el sector energético. En 1996, se aprobó la primera Directiva sobre normas comunes del Mercado Interior de electricidad y, en 1998, la equivalente para el gas natural, estableciendo, entre otros conceptos clave, la separación de actividades reguladas de las liberalizadas y los consumidores cualificados (los que pueden elegir suministrador).

En 2003, un segundo paquete legislativo, además de los nuevos requisitos que reforzaban el objetivo de la separación de actividades y una nueva normativa referente al acceso a las infraestructuras, estableció la obligatoriedad de que todos los clientes pasasen a ser cualificados a partir del 1 de julio de 2007. Es decir, la potestad de poder elegir suministrador se extendió a todos los clientes.

En enero de 2007, se publicaron tanto la Comunicación de la Comisión Europea "Una política energética para Europa"¹⁵ como los resultados definitivos de un estudio,¹⁶ iniciado en 2005 sobre los sectores de la electricidad y el gas natural en la UE. En el primer caso, se

¹⁵ Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo 'Una Política Energética para Europa' (COM(2007) 1 final SEC (2007) 12) Bruselas 10.1.2007

¹⁶ DG Competition report on energy sector inquiry (SEC(2006)1724, 10 January 2007)

fijó un objetivo estratégico de reducción de emisiones en 2020 y un plan de acción para cumplirlo, que incluía, como primer punto, completar los mercados de electricidad y gas en la UE. El estudio confirmó a su vez que, en el Mercado Interior Europeo de la energía, persistían todavía disfunciones que impedían que los consumidores pudiesen beneficiarse plenamente de las ventajas de la apertura de los mercados nacionales de gas y electricidad. Por todo ello, la Comisión Europea decidió, en septiembre de dicho año, proponer un nuevo Paquete de medidas legislativas para completar dichos mercados.

El Tercer Paquete de Medidas Legislativas

En septiembre de 2009, entró en vigor el Tercer Paquete de medidas legislativas en el que se refuerza la figura del consumidor de gas y electricidad, además de incluir nuevas medidas para su protección. Para que los consumidores sean capaces de beneficiarse del Mercado Interior de la Energía en lo referente a precios, innovación y servicios, es esencial que la apertura del mercado coincida con la introducción de medidas de protección y ayuda al consumidor que le faciliten la toma de decisiones.

En este sentido, las medidas introducidas por el Tercer Paquete relacionadas con el consumidor se refieren a:

- Favorecer la provisión de servicios transfronterizos y, por tanto, el derecho de los consumidores a ser suministrados por comercializadores registrados en otros Estados miembros.
- La obligatoriedad de definir el concepto de consumidor vulnerable en cada uno de los Estados miembros, así como la adopción de medidas para su adecuada protección “con el fin de atajar la pobreza energética”. Este objetivo debe compatibilizarse con un mercado minorista abierto y que funcione adecuadamente.
- El acceso a información clara y fácilmente manejable para el consumidor, en particular la recogida en los contratos y las facturas. De esta manera, se facilita que los clientes entiendan su propio consumo y puedan comparar el servicio que reciben con las ofertas de otros comercializadores o para permitir a otros comercializadores el acceso a sus datos con el fin de que puedan proporcionarles nuevas ofertas.
- La existencia de puntos de información al consumidor (en materia de legislación energética, derechos y resolución de conflictos)
- El fortalecimiento del papel activo del consumidor a través de la implantación masiva de contadores inteligentes (también llamados telegestionados) de electricidad y gas.

- La posibilidad de contar con un amplio abanico de modalidades de pago, que no sean discriminatorias entre consumidores.
- El derecho de los consumidores a cambiar de proveedor en un período máximo de tres semanas
y
- La adecuada gestión de las reclamaciones que debe ser transparente, efectiva y no-discriminatoria.

Estos son, por tanto, algunos de los aspectos principales del marco general que la vigente regulación europea contempla al considerar “la protección del consumidor como prioridad del nuevo enfoque comunitario”, y los derechos que deberán extenderse a todos los consumidores españoles mediante la adecuada transposición de las Directivas.

Cabe mencionar también que, la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/UE, aprobada el pasado 25 de octubre de 2012, refuerza los mecanismos de protección al consumidor, relativos a información sobre la facturación, coste de acceso a la información sobre medición y facturación, así como a programas de información y habilitación de los consumidores.

Foro de Londres

En 2007, la Comisión Europea lanzó el Foro de los Ciudadanos y la Energía –más conocido como Foro de Londres por su lugar de celebración-. Este Foro reúne a organizaciones nacionales de consumidores, el sector industrial, reguladores nacionales y autoridades gubernamentales, y tiene como fin avanzar en la consecución de un mercado minorista más competitivo, justo y eficiente para los consumidores de energía de la UE. Durante el Foro, se ofrece información clara y directa sobre las opciones y derechos de los consumidores de energía, y de él emanan recomendaciones destinadas a mejorar el ejercicio y defensa de sus derechos, así como a la mejora en el funcionamiento de los mercados minoristas de gas y electricidad.

En su cita anual, el Foro analiza diversos temas relativos a los mercados minoristas de energía, en particular en lo referente a los derechos de los consumidores, analizando las mejores prácticas aplicadas. El Consejo de Reguladores de Energía Europeos (CEER, de acuerdo a sus siglas en inglés) ha querido reflejar la creciente importancia de este Foro incluyendo en su programa anual de trabajo de 2013¹⁷ una serie de actividades relacio-

17 CEER work programme 2013, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/C12-WPDC-22-06_WP2013-Public_3-Sep-2012_v2.pdf

nadas con los consumidores, con el objetivo de destacar la trascendencia que para este Consejo representa la regulación energética relacionada con el consumidor.

Este organismo europeo ha implantado recientemente en su página web una sección dedicada a los consumidores en la que se facilita, de forma simple e interactiva, diversa información sobre las actividades de CEER en relación al consumidor de energía, explicaciones básicas del funcionamiento de los mercados energéticos, derechos de los consumidores y datos de contacto de entidades de los diferentes países donde encontrar información y ayuda.¹⁸

4.2. La regulación y el suministro de energía a los consumidores españoles. Consideración en la práctica del nuevo enfoque comunitario

Para facilitar este análisis, se hace referencia a los derechos básicos del consumidor contemplados en el contexto de implantación del Mercado Interior de la Energía:

a. Sobre el “Derecho a conocer la posibilidad de elegir, mediante sistemas y plataformas de información, accesibles, gratuitos, e inteligibles”.

Una premisa fundamental para la implantación de cualquier medida regulatoria que afecte al consumidor es dotarle de la información necesaria.

En este contexto, en España el proceso de liberalización del suministro energético ha tenido dos hitos importantes en lo que se refiere a cambios sustanciales en las modalidades de suministro al consumidor:

En enero de 2003, se extiende el derecho de elección de suministrador (Comercializador en el mercado liberalizado) a todos los consumidores domésticos. No obstante, el consumidor mantenía su derecho a ser suministrado por el distribuidor en condiciones reguladas. A final de 2003, desde la Administración Pública, el Ministerio de Industria y Energía auspició una campaña de comunicación audiovisual asegurando que a todos los consumidores se les informaba de los aspectos básicos del proceso de liberalización y las modalidades de suministro.

En julio 2008 para el gas, y al año siguiente para electricidad, se implantó el Suministro de Último Recurso que afectaba a la casi totalidad de los consumidores domésticos. El consumidor dejaba de ser suministrado por el distribuidor tradicional, pasando a serlo por una Comercializadora de Último Recurso (persona jurídica distinta) elegida entre un grupo de

¹⁸ <http://bit.ly/EnergyCustomers>

comercializadores autorizados. Además, un colectivo importante de consumidores domésticos, pasaba a tener que contratar el suministro en el mercado liberalizado como única opción.¹⁹

b. Sobre el "Derecho a ser suministrado en condiciones competitivas, bajo un comportamiento no abusivo del comercializador".

En la actualidad, el grado de liberalización del mercado minorista es notable, siendo, el nivel alcanzado en el suministro de gas más significativo que en el de la electricidad. Para el consumidor, la participación activa y la comprensión de los efectos que sobre el suministro de energía se derivan del proceso de liberalización llevado a cabo en el mercado minorista, no han estado exentas de dificultades. A la complejidad a la hora de identificar las alternativas de suministro que mejor se adecuan a sus necesidades, se añade la dificultad para conocer sus derechos y obligaciones ante una mayor diversidad de agentes, distribuidores, comercializadores, reguladores, etc.

c. Sobre el "Derecho a reclamar, y a disponer de los mecanismos de reclamación eficiente y, en su caso, de la asistencia para hacerlo".

En relación con el suministro de energía, y más concretamente en el ámbito que nos atañe relacionado con la protección del consumidor en la UE, dado su modelo de liberalización del suministro, el sistema de reclamaciones y su ejercicio se considera como un factor clave para equilibrar la asimetría existente entre la capacidad e información disponible para la industria energética y la que ostentan los consumidores, básicamente los pequeños y residenciales. Este apartado se desarrolla más en detalle en el capítulo 8 de este estudio.

d. Sobre el "Derecho a la compensación justa por carencias del suministro, con carácter de oficio".

La calidad del servicio, en concreto para la electricidad, contempla obligaciones para el distribuidor: tanto desde un punto de vista técnico (continuidad y calidad del producto, de la onda de tensión) como comercial en términos de plazos y precisión de la respuesta que debe proporcionar a sus clientes ante distintos hitos; como la petición de nuevo suministro; presupuesto de la acometida; modificaciones de la potencia contratada; problemas con la medida y facturación; información sobre la calidad del servicio; así como la respuesta y trazabilidad ante las reclamaciones.

El incumplimiento de los niveles de calidad relativa a la continuidad del suministro da lugar a compensaciones económicas, en forma de reducción de la facturación al consumidor afectado.

¹⁹ En el apartado 4 del siguiente capítulo se recogen las principales características de este tipo de suministros

En lo que se refiere a la calidad comercial, está regulado el derecho de los consumidores a ser compensados por las inadecuadas respuestas del distribuidor a sus demandas de información o actuación, si bien el nivel de reclamaciones es relativamente bajo, si no inexistente, quizá debido al desconocimiento, al contrario de lo que ocurre con las reclamaciones sobre temas de calidad técnica.

En general, se puede asumir que la calidad global del suministro de electricidad y de gas tiene un nivel homologable al de otros países de nuestro entorno europeo, mostrando una mejora sostenida en los tiempos más recientes.²⁰ A estos efectos, en el caso de la energía eléctrica, la evolución de uno de los indicadores que miden la continuidad del suministro eléctrico como es el TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada), muestra una mejora general y un estrechamiento de la dispersión tanto entre valores extremos del indicador para las distintas Comunidades Autónomas como a nivel provincial.²¹

e. Sobre el "Derecho a disponer de protección especial, en el caso del consumidor vulnerable".

Como se comentaba anteriormente, con las Directivas del Segundo Paquete de medidas publicadas en 2003²² se establecía el derecho para todos los consumidores europeos, a partir del 1 de julio de 2007, de comprar gas o electricidad al suministrador de su elección y, por tanto, de acceder al mercado libre. La importancia del acceso al consumo de energía y de la continuidad de su suministro, ha hecho que el Tercer Paquete dé un impulso a estos principios aumentando la protección de un determinado colectivo de clientes ante la posibilidad de desconexión o interrupción del suministro.

En concreto, las terceras Directivas²³ establecen que "los Estados miembro adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales y, en particular, garantizarán una protección adecuada de los clientes vulnerables".

Para ello, cada Estado miembro debe definir al "cliente vulnerable", si bien aclaran que esta calificación podrá referirse a la pobreza energética o a la prohibición de desconexión en períodos críticos, como es el caso de las épocas de frío.

La Comisión Europea desarrolla el concepto de vulnerabilidad en uno de sus documentos explicativos (*interpreting notes*) destinados a orientar a los Estados miembro en la transpo-

20 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply -2011 . April 2012.

21 Ver información sobre la calidad del servicio (Continuidad del suministro) <https://oficinavirtual.mityc.es/eee/indiceCalidad/provinciasAgregados.aspx>

22 Directivas del Mercado Interior 2003/54 y 2003/55

23 Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la electricidad (13/07/2009)

sición de la normativa a la legislación nacional.²⁴ Así, las medidas de protección podrán referirse a la prohibición de desconectar en períodos críticos (temperaturas extremas) a determinados segmentos de consumidores cuyas circunstancias justifiquen esta protección. Como ejemplo, la Comisión menciona que aquellos clientes de avanzada edad y de ingresos extremadamente bajos pueden ser considerados clientes vulnerables a los que se les debería aplicar la prohibición de corte de suministro en periodos de frío extremo. Si bien también aclara que no todo el colectivo de personas de avanzada edad debería tener la consideración de vulnerables, como sería el caso de aquéllos con ingresos elevados.

En la práctica, en España, parece existir una cierta confusión entre la figura del cliente vulnerable, y el suministro de último recurso que se hace mediante tarifas reguladas que establece el Gobierno.

En el caso de la electricidad, el cliente vulnerable se identifica transitoriamente con los clientes que pueden acogerse al bono social.²⁵ Sin embargo, el suministro de último recurso, no tiene ninguna relación con este tema ya que pueden acceder a ellas todos los clientes con una potencia contratada igual o inferior a 10kW, independientemente de su situación económica.

En el caso del gas, no se define lo que debe entenderse por cliente vulnerable (a pesar de que la Directiva obliga a hacerlo). Se permite por otra parte que todos los clientes con consumo hasta 50.000kWh/año puedan acogerse al suministro de último recurso a precios regulados.

Si bien no existe una definición única a nivel de la UE del concepto, se entiende que éste debería referirse a aquellos consumidores que perteneciendo a determinados colectivos y para los que concurren determinadas circunstancias, requerirán medidas de protección especial. Por tanto, se debería referir en un sentido amplio a aquellos colectivos de consumidores residenciales que por diversos factores requieran un tratamiento especial para poder adquirir la energía que precisan.

Así, se podría contemplar en esta casuística:

- Las condiciones especiales exigibles a la continuidad del suministro (conexión o disposición de equipos médicos) para colectivos con especiales necesidades asistenciales de salud.
- Una renta económica insuficiente que, ante fluctuaciones de los precios y aumento de la factura energética, derivara en una excesiva dedicación de sus ingresos al pago de

²⁴ Commission Staff Working Paper. Interpretative Note on Directives 2009/72/EC for the Internal Market on Electricity and 2009/73/EC for the Internal Market on Natural Gas. Retail Markets. Bruselas 22 de Enero de 2010.

²⁵ El RD-Ley 13/2012 indica en su preámbulo que transitoriamente, hasta la definición de los consumidores vulnerables, se considerará como tales a aquellos que se encuentren dentro del ámbito de aplicación del artículo 2 y de la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, es decir, los consumidores que tienen derecho a acogerse al bono social.

la misma, o cuyo impago de la factura y la exposición a interrupciones del servicio o reducción del mismo hasta niveles precarios, pudiese comprometer significativamente su calidad de vida.

Por último, se considera que la aplicación de medidas de protección a los clientes vulnerables no debería ser un objetivo de política energética, sino incluirse en los objetivos propios de las políticas sociales, y en ningún caso con efectos distorsionadores sobre el funcionamiento del mercado minorista de la energía.

4.3. Referencias a otros Estados miembro

Considerando las conclusiones del Foro de los Ciudadanos y la Energía (Foro de Londres) de 2011, la Dirección General de Energía de la Comisión Europea ha establecido un grupo de trabajo con los reguladores, las asociaciones de empresas y de consumidores, en aras de evaluar el diverso grado de cumplimiento de los Estados miembro en materia de protección del consumidor vulnerable.

Se realizan a continuación unas referencias a la situación en algunos países de la UE:

En Francia son los servicios socio-sanitarios franceses (equivalentes a la Seguridad Social española) quienes se ocupan de identificar a los potenciales beneficiarios de las tarifas especiales de gas y electricidad como producto de primera necesidad. A dichos beneficiarios se les suministra energía a tarifa concediéndoles un descuento. A su vez, el coste de estos descuentos se socializa a través del pago de sendos componentes en los precios de gas y electricidad (CSPE eléctrica y CTSS de gas). Los beneficiarios de las tarifas especiales son aquellas personas físicas titulares de un contrato de suministro en su residencia habitual, cuyos recursos económicos anuales de todos los miembros del hogar, son igual o inferiores a una cantidad definida. El monto total se define también en función del número de habitantes del hogar y tiene un límite de consumo de energía mensual, a partir del cual se aplica la tarificación normal.

En el Reino Unido, desde abril del 2011, las empresas tienen la obligación de realizar descuentos en los precios de la energía de los clientes calificados como vulnerables. Son las empresas suministradoras quienes definen los criterios para seleccionarlos en base a su pobreza energética, si bien dichos criterios han de ser luego aprobados por el regulador británico (Ofgem). Se estima que un total de 2 millones de clientes podrán beneficiarse de estos descuentos.

En Italia, desde enero de 2009, se aplica la nueva disciplina de protección de los consumidores vulnerables de gas y electricidad basada en la concesión de un bono social.

Pueden percibir esta ayuda aquellos clientes domésticos con dificultades económicas o con graves problemas de salud. Para poder solicitar la aplicación de estos bonos se requiere acreditación previa de la "Azienda Sanitaria Locale". En 2011, había 2 millones de compensaciones eléctricas solicitadas y 700.000 solicitudes del bono de gas. El coste de esta tarificación se repercute al resto de consumidores a través de una componente tarifaria.

4.4. Percepción del consumidor respecto del suministro energético

La publicación del Segundo *Consumer Markets Scoreboard* de 2009,²⁶ basado en la opinión de los consumidores europeos, señaló al mercado eléctrico como uno de los mercados con aparentemente peor funcionamiento. A raíz de dichos resultados, la Comisión Europea realizó un estudio sobre las condiciones de los consumidores en el mercado de electricidad minorista. Este estudio parece haber servido como base para que las empresas tomen acciones orientadas a mejorar la percepción que, del sector energético, tienen sus clientes. En la octava edición del *Consumer Markets Scoreboard* de diciembre de 2012,²⁷ se pudo comprobar una mejora de 4,2 puntos en la puntuación de los servicios de electricidad.

En la misma línea, la Comunicación sobre el Mercado Interior de la Energía de 15 noviembre de 2012 (Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía)²⁸ indica que en España ha habido un aumento notable de la tasa de cambio de suministrador o *switching*. En el sector eléctrico, éste ha evolucionado de un 5,2% en 2009 y un 7,4% en 2010 a un 10,6% en 2011. En el sector del gas, esta tasa es aún mayor y ha evolucionado de un 11,6% en 2010 a un 19,5% en 2011.

En dicha Comunicación, la Comisión Europea anuncia su intención de publicar guías de asesoramiento sobre los derechos de los consumidores de energía y sobre las fuentes de información y protección de los mismos en los mercados de la UE. Solicitan, además, que los suministradores especifiquen los distintos elementos que componen el coste final de las facturas energéticas de sus clientes a fin de fomentar en ellos la toma apropiada de decisiones.

En el caso español, dichas guías pueden efectivamente contribuir a que el cliente final conozca mejor sus derechos, comprenda mejor sus facturas energéticas, pueda comparar las ofertas de los suministradores y tome la decisión más conveniente para él en cuanto a su suministro energético. En todo caso, es necesario que en España se complete la trasposición de las Directivas, en particular que el cliente vulnerable sea claramente definido y que desaparezcan los precios regulados, que constituyen la principal barrera para el cambio de suministrador.

26 http://ec.europa.eu/consumers/consumer_research/editions/cms2_en.htm

27 http://ec.europa.eu/consumers/consumer_research/editions/docs/8th_edition_scoreboard_en.pdf

28 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0663:FIN:ES:PDF>

CAPÍTULO 5. LOS CONTRATOS Y TARIFAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

Luis Bertrán Rafecas

5.1. Regulación española aplicable a los contratos de suministro de energía

Como se ha analizado, el derecho español y su ordenamiento jurídico en materia de energía se derivan básicamente de lo establecido a nivel comunitario en Directivas, Reglamentos y otro tipo de normas. El marco legal aplicable a los contratos de suministro de energía en España se compone de las siguientes normas:

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- La Ley de Defensa de Consumidores y Usuarios mediante el Real Decreto Ley 1/2007 del 16 noviembre 2007.
- El Reglamento de condiciones generales que se incluyan en los contratos con consumidores, y que desarrolla y complementa la anterior Ley.
- El Real Decreto Ley 13/2012 que traspone a la legislación nacional el Tercer Paquete de medidas del sector energético europeo.

5.1.1. Organización de las tarifas en el mercado energético en electricidad y gas natural

Actualmente, la gran mayoría de los consumidores domésticos puede elegir sus respectivos suministros de electricidad y gas natural bien accediendo a un comercializador de Último Recurso o bien en el mercado libre a través de un comercializador alternativo, a un precio libremente pactado. Esto es así desde el 1 de julio de 2009 para los consumidores de gas natural suministrados a baja presión ($P < 4$ bar) con consumos anuales inferior-

res a 50.000 kWh y se extiende este derecho a los consumidores eléctricos conectados en baja tensión ($T < 1000$ V) con potencias contratadas iguales o inferiores a 10 kW.

Por el contrario, los consumidores de electricidad en alta tensión, aquellos de baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW y los de gas natural suministrados a más de 4 bar, o los suministrados a menos de 4 bar con un consumo anual de más de 50.000 kWh, deben contratar sus suministros de energía en el mercado libre, sin posibilidad de acogerse a la Tarifa de Último Recurso.

Tabla 5.1. Opciones de contratación de electricidad y gas

Electricidad		Gas	
Potencia	Opción	Consumo	Opción
≤ 10KW	a) Tarifa Libre Mercado b) Tarifa TUR	≤ 50.000 KWh	a) Tarifa Libre Mercado b) Tarifa TUR
> 10 KW	a) Tarifa Libre Mercado	> 50.000 KWh	a) Tarifa Libre Mercado
< 3 KW	Opción Bono Social		

Fuente: Elaboración propia.

Al analizar las diferentes modalidades tarifarias de aquellos contratos con derecho a la Tarifa de Último Recurso, tanto en el caso del gas natural como en la electricidad, podemos diferenciar entre:

a. Contrato de Suministro de Último Recurso a TUR a través de una Comercializadora de Último Recurso (autorizada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo) y cuyo precio viene determinado por la Tarifa de Último Recurso (TUR), establecida periódicamente por el mencionado Ministerio.

La principal característica de la TUR con respecto a los precios regulados al consumidor final en otros Estados miembros es que establece una total separación de los precios de la energía y de los peajes. El término de energía se establece trimestralmente a partir de una subasta supervisada por la Comisión Nacional de Energía y, por tanto, el precio de la energía queda establecido acorde con un mecanismo competitivo de mercado.

Por otra parte, el componente de peajes o tarifas de acceso a las redes es un término regulado y que los consumidores pagarán tanto si son suministrados en la TUR como en el caso de que opten por contratar en mercado libre.

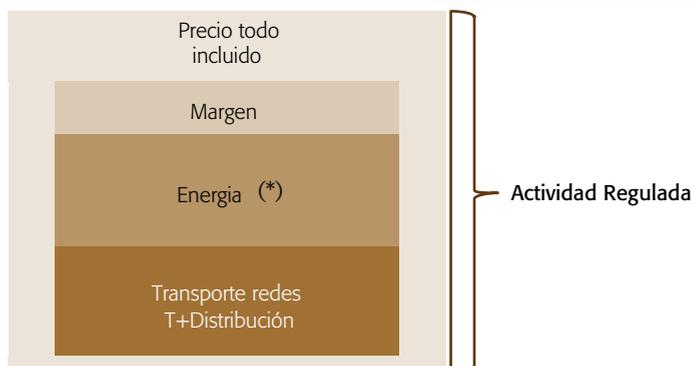
En este caso, el consumidor contrata con la Comercializadora de Último Recurso con quien se establece la relación comercial que incluye la facturación, consultas, reclamaciones y asume la función de gestionar la energía del contrato, y la entrega al consumidor final, pasando por las redes de la empresa distribuidora a la que el consumidor está físicamente conectado.

La empresa distribuidora realiza la operación y el mantenimiento de la red de distribu-

ción y es responsable de la medida del consumo a través de la lectura del contador. Como hemos comentado en el capítulo 3 también es responsable de los aspectos técnicos del suministro, entre ellos la calidad del mismo.

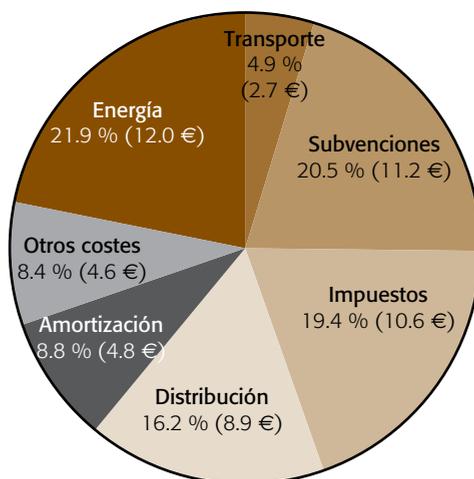
Como se muestra en la figura 6, el precio de la TUR incluye la propia energía comprada (Energía a precio de mercado) y el uso de las infraestructuras con su peaje regulado (Transporte + Distribución), así como la gestión comercial del contrato (margen regulado) retribuyendo a los actores desde precios regulados o controlados por el Ministerio, como se observa en el siguiente gráfico.

Figura 5.1. Composición de la TUR



Fuente: elaboración propia (*) resultado de una subasta competitiva

Figura 5.2. Desglose de costes de la factura eléctrica



Fuente: UNESA: consumidor TUR medio de 4,4 kW y 3.000 kWh anuales²⁹

²⁹ Este gráfico es aplicable tanto a la Tur como al mercado libre

b. Contrato de suministro en el mercado libre

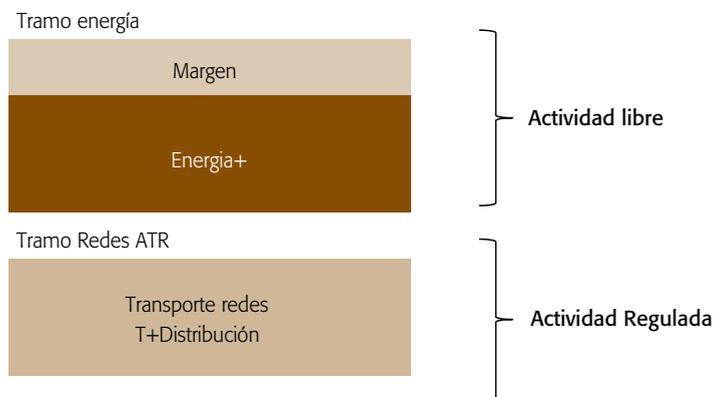
En este caso, el precio del suministro se compone de dos partes: un precio regulado o conjunto de cánones y tarifas de acceso que se refiere al uso de la red y pago de otros conceptos exigibles a todo suministro, y un precio libre que se refiere al valor de la energía que se consume.

En esta modalidad de consumo, se contratan dos tipos de servicios:

1. El uso de las redes del distribuidor al que está conectado el punto de suministro y del resto del sistema en su conjunto, por el que se pagan las tarifas de acceso, a unos precios regulados establecidos periódicamente por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el cual establece los costes que se incluyen en dicha tarifa y que comprende, entre otros, los costes de las redes o, en el caso de la electricidad, los costes asociados a las primas al régimen especial de producción.
2. La energía que se adquiere al comercializador de acuerdo con el precio libremente pactado.

No obstante, el comercializador, cargará a éste, en la factura, la totalidad del precio de suministro y abonará la parte correspondiente al acceso a la red (tarifa de acceso) del distribuidor, y en su caso, a la de los transportistas correspondientes.

Figura 5.3. Composición del Precio en el Mercado Libre



Fuente: Elaboración propia

c. Consideraciones sobre los diferentes tipos de tarifa

En un mercado con competencia efectiva, la mayoría de los clientes no debería tener problemas para poder contratar con un suministrador de energía a un precio libremente pactado.

En este sentido, cabe clarificar que la práctica de utilización de la figura del Suministrador de Último Recurso es para garantizar el suministro a los consumidores domésticos de electricidad (incluso pymes) en los casos en que pueda quedar temporalmente sin suministrador, y que dicho suministro se haga a unos precios razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios. El suministro de último recurso no tiene por qué hacerse a precio regulado.

Como ha señalado la Comisión Nacional de Energía, el objetivo principal debe ser la desaparición de los precios finales regulados en los mercados minoristas de gas y electricidad, manteniendo tan sólo, en su caso, un sistema de protección para los definidos como consumidores vulnerables.

Adicionalmente, las nota interpretativa publicada en enero de 2010 por la Comisión Europea sobre mercados minoristas (en las Directivas del 2009) subraya la necesidad de que los Estados miembros definan claramente en sus respectivas legislaciones nacionales el concepto de consumidor vulnerable. Las Directivas sobre electricidad y gas y sus notas de interpretación (*interpreting notes*) recogen la figura del Suministrador de Último Recurso y cliente vulnerable, concluyéndose que ninguno de los dos conceptos está asociado a la existencia de tarifas reguladas. Adicionalmente, no se permite que los precios regulados se apliquen a todos los clientes domésticos con carácter indefinido. Es más, el actual diseño de la TUR existente en el mercado contraviene la liberalización a la que obligan las Directivas de gas y electricidad, y no tiene amparo en ellas (en ninguno de los conceptos de suministro de último recurso, de obligación de servicio público, ni de servicio universal, ya que no es necesario un régimen de precios regulados para su ejecución), ni en los Tratados. La TUR frustra el objetivo de apertura y liberalización de los mercados y no cumple con el requisito de proporcionalidad exigido por el art. 106 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), por lo que se espera una próxima evolución del mercado español.

Por el contrario, en los contratos de libre mercado, las partes disponen de múltiples opciones variables que se tratan a continuación.

En cualquier caso, los contratos de libre mercado incluyen la parte que debe realizar el distribuidor en cuando a calidad de entrega del suministro, realización de la medida y conducción de energía en las redes, por lo que el consumidor no distinguirá la calidad técnica del suministro sea cual sea su suministrador de energía, y la parte de libre mercado, en la que dispondrá de distintas opciones con las condiciones que ofrezca el comercializador relativas a las promociones comerciales, tipos de precios, flexibilidades, etc.

5.2. Modalidades y opciones entre las partes contrayentes de un contrato de suministro en el mercado libre

La diversidad a la hora de ofertar y la propia competencia entre los agentes son la mejor garantía de que el consumidor, en una búsqueda entre los diferentes suministradores, va a ser capaz de encontrar ofertas ajustadas a sus necesidades y en precio. Los tipos de ofertas son muy variados y dependen en gran medida del segmento de clientes al que vayan dirigidos. Si se piensa en el sector doméstico o “gran público”, estaríamos hablando de ofertas muy sencillas, con un precio fijo. Adicionalmente, se pueden introducir diversas complejidades, como ofertas duales para gas y electricidad, y servicios adicionales al mero suministro de gas o electricidad como pueden ser mantenimiento de calderas de gas, asistencia a domicilio 24 horas, seguros, etc.

A medida que el consumidor aumenta de “tamaño”, atendiendo a sus volúmenes de consumo, las ofertas se van complicando hasta llegar al punto en que las dirigidas a los grandes clientes se hacen prácticamente a medida y pueden contemplar casi cualquier aspecto y particularidad que el cliente requiera; son generalmente ofertas con precios variables, indexados al precio del *Pool* (mercado) o a otros índices energéticos o económicos; pueden incluir servicios adicionales como gestión o auditorías energéticas, descuentos o penalizaciones por variaciones en las pautas de consumo, paquetes de energía (gas o electricidad) a precios “spot”, etc.

Las principales opciones entre las partes en un contrato de suministro de energía en el mercado libre son:

- Opciones de modalidades de precio
- Opciones de duración
- Opciones de compra agregada y/o otros servicios
- Opciones de origen de la energía comprada

Se tratan a continuación estas opciones, que por su propia naturaleza pueden estar o no disponibles para todos los agentes. El propio consumidor es partícipe con sus demandas de las configuraciones de contratos más adaptadas a sus necesidades y aceptadas en cuanto a precio y condiciones, por lo que las siguientes descripciones no son exhaustivas ni están obligatoriamente disponibles en todos los casos.

5.2.1. Modalidades de contratos en opciones de precio

La estructura más habitual de los precios de los contratos consiste en una parte fija al mes más una parte variable según la energía consumida en el periodo.

$$\text{Factura final} = \text{Parte fija} + \text{Precio variable} \times \text{Volumen consumido} = P_f + P_v \times V$$

A partir de esta modalidad de referencia, se pueden encontrar en el mercado diferentes estructuras que se presentan a continuación:

Tabla 5.2. Diferentes estructuras de modalidades de contratación en opciones de precio		
Modalidad Precio	Término fijo	Término variable
Tarifa estructura de Referencia	✓	✓
Tarifa estructura Plana	✓	
Tarifa con solo Variable		✓
Precio <i>commodity</i> garantizado	✓	✓

Fuente: Elaboración propia

Los precios que existen en la parte regulada de acceso a las redes tienen, a su vez, la estructura de referencia de un término fijo más uno variable.

Los precios de la parte de energía de libre mercado proceden de precios de compra en mercados organizados, como son los *pools*, *hubs* o mercados mayoristas donde se adquieren. En estos mercados, los productos tienen una cotización por horizontes temporales y se hacen transacciones de cantidades de energía por periodos de tiempo diferenciados y/o a períodos futuros. Estos mercados ajustan los precios en continuo como punto de encuentro entre la demanda y la oferta. En el caso de la electricidad, aunque se publican varios resúmenes diarios, semanales y mensuales, no dejan de ser medias de las cotizaciones en todos los periodos del día. En los mercados mayoristas existentes actualmente, que pueden funcionar de forma organizada muy parecida a un mercado de valores, es habitual disponer de precios de energía cada hora en gas natural, y disponer de tres o cuatro precios cada hora en electricidad. Estos mercados, además, permiten comprar energía para días y periodos futuros.

Por otro lado, existen otros posibles contratos entre dos partes que, cumpliendo la misma función, no operan en los *pools* o *hubs*. Estos contratos se designan como OTC (*Over the Counter*, por su denominación en inglés).

Las variaciones continuas de los valores de energía se trasladan a los precios del término variable como una media ponderada de los mismos.

Por tanto, a cada estructura de precio le corresponde un promedio diferente de cálculo y las diferentes estructuras interiorizan un nivel de flexibilidad de la forma de consumo que se ofrece al cliente. De esta forma, la frecuencia de actualización del precio del término variable incorpora también una flexibilidad de consumo para el cliente, así como el coste de la gestión del riesgo de variación del precio durante el periodo en el que su valor no se actualiza.

Los términos variables se suelen actualizar cada mes o cada trimestre. La estructura de precios de las tarifas TUR tiene una actualización cada trimestre. Es, por tanto, habitual encontrar que las modalidades de precio en mercado libre también dispongan de actualizaciones trimestrales en los mercados de *retail*.

Las modalidades de todo término fijo, o todo término variable, trasladan en su estructura otras flexibilidades y riesgos de gestión de las variaciones de precios y volúmenes, por lo que los valores resultantes para los términos que se actualizarán cada trimestre, son en toda lógica diferentes.

Por último, existe una modalidad que solo ofrece precio fijo o garantizado de la parte de energía que gestiona el comercializador, dejando la parte del precio de la actividad regulada de transporte por las redes de transporte y distribución, cuyos valores son regulados y autorizados por el Ministerio, a los precios que se publiquen cada trimestre.

5.2.2. Modalidades de contratos en opciones de duración

La duración del contrato de suministro es un elemento importante dentro de las obligaciones que ambas partes formalizan en el momento de la firma del acuerdo, siendo la más frecuente de un año y las variantes más habituales de medio año, dos o tres años.

La duración tiene una relación estrecha con su precio, puesto que como se ha indicado en el apartado 4.2.1, los periodos que intervienen se integran en las estimaciones de gestión de precio, y tienen relación directa con el mismo. Es decir, de la misma forma que la cantidad de energía que contempla el contrato influye en el precio de la misma, la duración de la compra también interviene de forma directa. Las compras a largo plazo tienden a mejorar los precios, mientras que las compras por días, o meses, tienden a aumentarlos.

En relación a este aspecto, los contratos deben llegar a su término en el plazo previsto. Es por ello que se recomienda prestar atención especial a este elemento. La toma de un com-

promiso por dos años de contrato tiende a mejorar los precios respecto a los contratos por un año. Uno o dos meses antes de la finalización del plazo previsto, es el momento de solicitar actualizaciones de precio, manteniendo las mismas condiciones, o cambiándolas.

En caso de que alguna de las partes pueda desear una cancelación del contrato antes de su término previsto, debe verificarse lo que el contrato prevé para dicha circunstancia. Lo más habitual es que exista una penalización por cancelación anticipada si no existen motivos de causa mayor previstos. Como los mercados cambian rápidamente, es posible que los contratos firmados con bastante anterioridad queden desfasados respecto a las condiciones actuales que se negocian en los mercados, y que sea interesante plantearse la cancelación anticipada, de forma que, aunque se pague la penalización prevista, la opción de cambio resulte ventajosa para la parte solicitante.

Por otro lado, los contratos pueden incluir promociones o descuentos condicionados al mantenimiento de la duración prevista, que se podrían perder por motivo de cancelación anticipada, por lo que es importante verificar las condiciones de penalización.

El resumen de las opciones respecto a la duración se muestra a continuación.

Tabla 5.3. Opciones de duración de contratación					
Duración	Opciones				Comentario
Período	6 meses	1 año	2 años	...	Opción con renovación tácita o no
Cancelación anticipada (relacionada normalmente con promociones en la contratación)	Verificar	Penalización habitual	Penalización habitual y especial	Penalización habitual y especial	Cumplir los plazos es la mejor opción para ambas partes
Permanencia (relacionada normalmente con servicios ofrecidos y/o inversión tomados en la contratación) contrato		Poco habitual	Habitual	Habitual si se ha tomado algún servicio o inversión inicial de comercializador	Se puede igualmente romper la permanencia con la correspondiente penalización que deberá estar prevista en el

En el caso de los contratos de suministro a tarifa TUR, la duración regulada habitual es de un año, prorrogable tácitamente. Ello permite continuar con el mismo contrato al final de ese periodo sin necesidad de volver a firmar uno nuevo, que siendo a TUR no aportaría ninguna modificación respecto al anterior.

En los contratos a tarifa TUR también está prevista su cancelación anticipada para acogerse a un contrato alternativo de libre mercado en cualquier momento.

5.2.3. Modalidades de contratos en opciones de compra agregada

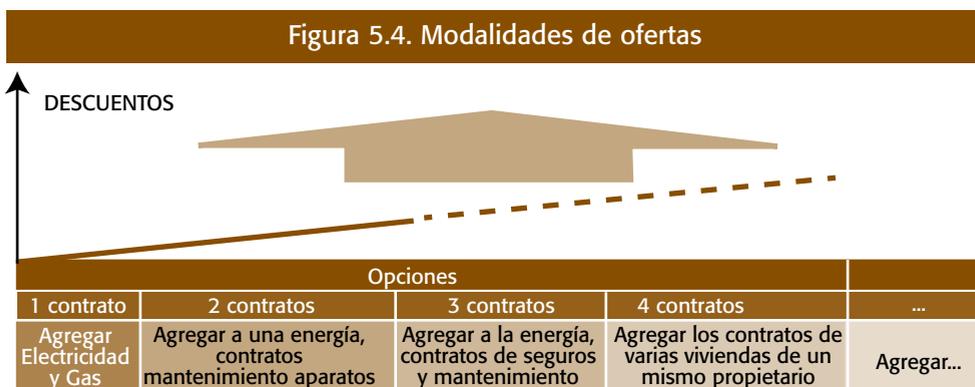
Los efectos de economía de escala se producen también en los contratos de suministro de energía. De igual forma que los factores de duración, existen también otras formas de aumentar el volumen de contratación que normalmente proporcionan mejores precios y condiciones.

Las modalidades más habituales de ofertas que se ofrecen en los contratos para acceder a mayores volúmenes de compra agregada y, en consecuencia, a mejores precios son las siguientes:

- a) Agregar los contratos de electricidad y gas
- b) Agregar a la energía contratos de servicio del hogar
- c) Agregar a la energía contratos de seguros
- d) Agregar contratos de varias viviendas o locales

Los principios en que se basan las mejoras de la compra agregada son:

- Economía de escala
- Ahorros producidos por la integración en una sola facturación



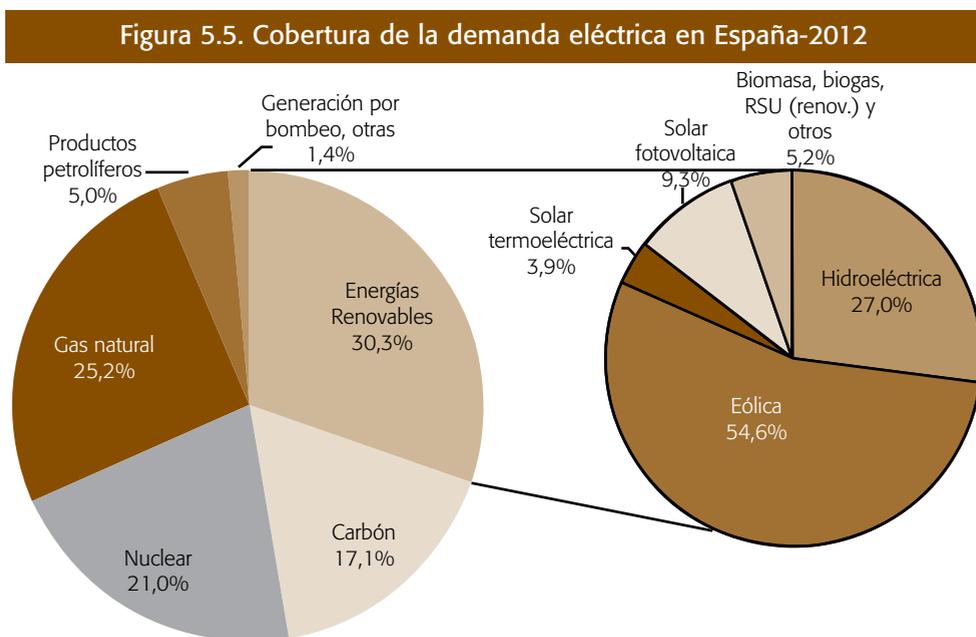
Fuente: Elaboración propia

Las ventajas de cada agregación dependen de cada agente comercializador, por lo que el consumidor, para conocerlas, deberá consultar las diferentes opciones que existan en el mercado.

5.2.4. Modalidades de contratos en opciones de origen de la energía eléctrica comprada

Si bien la energía eléctrica que llega a un determinado hogar no se distingue de la que consume su vecino, u otros consumidores conectados al mismo sistema eléctrico, ahora sí que es posible garantizar el origen de la producción eléctrica que los usuarios finales consumen. Es decir, aunque el usuario no puede distinguir ni diferenciar la energía que consume al encender una luz o un electrodoméstico, la empresa a la que le compra esa energía sí que puede gestionar el origen de la generación de la electricidad que ella adquiere a los productores.

En España, el *mix* de fuentes de producción de electricidad en el año 2012 es el detallado a continuación:



Fuente: MINETUR- Balance Energético 2012 y previsiones para 2013 (datos provisionales)

La CNE emite certificados a los productores que garantizan el origen renovable de la energía que venden. Los comercializadores, por su parte, pueden adquirir la energía que precisan de diversos productores, pudiendo elegir comprar sólo o preferentemente a aquellos con certificados de origen renovable. Así pues, los distintos comercializadores pueden ofrecer un porcentaje distinto de energía de origen renovable y el cliente puede elegir su comercializador en base a ello.

Los comercializadores que aportan un porcentaje de energía renovable a su energía no suelen requerir un mayor precio. A igualdad de precio, el consumidor puede elegir el comercializador que más le convenga según el contenido de su oferta.

Tabla 5.4. Opciones de origen de energía			
Origen energía	Opciones		
	Sin diferenciación	Mix Medio	100% Renovable
Certificados	Sin	Opcional	Con Certificados garantía de Origen
Precios	Sin afección por origen	No impacto habitual	Posible Incremento

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 6. CAMBIO DE SUMINISTRADOR

Juan José Fernández Martín

El proceso mediante el cual el cliente consumidor cambia de una empresa a otra es lo que se denomina “cambio de suministrador” y es realmente la piedra angular que permite al consumidor disponer de unos servicios más acordes a sus necesidades, contratar con un comercializador que le atienda mejor o simplemente beneficiarse de unos mejores precios.

En este sentido, como se ha analizado en el punto anterior, entre los numerosos comercializadores que ejercen su actividad se encuentran desde aquellos que realizan ofertas a todo tipo de clientes, incluyendo gas, electricidad y servicios, hasta los que se centran en un producto concreto (gas o electricidad) y un segmento del mercado determinado, que generalmente suele ir orientado a pequeñas y medianas industrias, buscando con esta especialización diferenciarse de otros competidores y lograr una cartera de clientes satisfechos.

6.1. Ofertas disponibles

La realidad del mercado es que, hoy en día, el consumidor puede tener acceso a una gran cantidad de ofertas, muy diferentes unas de otras. A la propia diversidad de los servicios, se une el buen número de comercializadores activos, lo que se traduce en unos paquetes de ofertas donde el consumidor va a poder encontrar con toda probabilidad alguna que sea de su interés.

Estas diversidades son fruto de la propia libertad del mercado y del interés de los comercializadores por diferenciar sus ofertas de las de sus competidores. Esto es normal y pasa absolutamente en todos los mercados de bienes y servicios donde existe una competencia efectiva. Aquí, si bien es cierto que el Regulador no debería intervenir o hacerlo con mucha mesura en un mercado libre en competencia, se deben establecer ciertas medidas de protección orientadas exclusivamente a los consumidores domésticos, pues las empresas e industrias generalmente ya cuentan con los medios o recursos para analizar, evaluar y contratar en las mejores condiciones.

Lejos de ir por el camino de un intervencionismo, no deseable en un mercado libre y competitivo, la tutela del Regulador sobre el mercado minorista se debería orientar a garantizar que el cliente esté correcta y adecuadamente informado de sus derechos como consumidor, velando para que la forma de informar y de contratar se realice ofreciendo información veraz y clara de lo incluido en las ofertas, de la validez y los plazos de vigencia, de las posibilidades y condiciones de revisión de precios si existieran, de los costes de los componentes ajenos al propio servicio energético, etc. Además, también debe velar por los servicios básicos que debe tener disponible el consumidor, como los teléfonos de atención, los plazos para cancelar su contratación y los canales para reclamaciones. Éste último punto se analizará en el capítulo 8.

En definitiva, la intervención del Regulador en el mercado debería ceñirse a la labor de vigilancia sobre el cumplimiento de la normativa, incluida la de protección al consumidor, y del correcto funcionamiento del propio mercado en competencia.

Esta tutela sobre la adecuada información al consumidor se debería materializar en obligaciones sobre mínimos en la información ofrecida, claridad en documentos contractuales, así como canales de información y reclamación. Más allá de estos términos, el Regulador únicamente debería realizar recomendaciones sobre buenas prácticas o conductas comerciales, pues entrar en obligaciones sobre esta materia podría suponer intervencionismo sobre un mercado libre y en competencia. En caso de producirse prácticas comerciales abusivas o conductas anticompetitivas, los reguladores disponen de eficaces mecanismos para investigar y, en su caso, sancionar aquellas conductas o prácticas que se consideren incorrectas.

6.2. Diversidad de ofertas

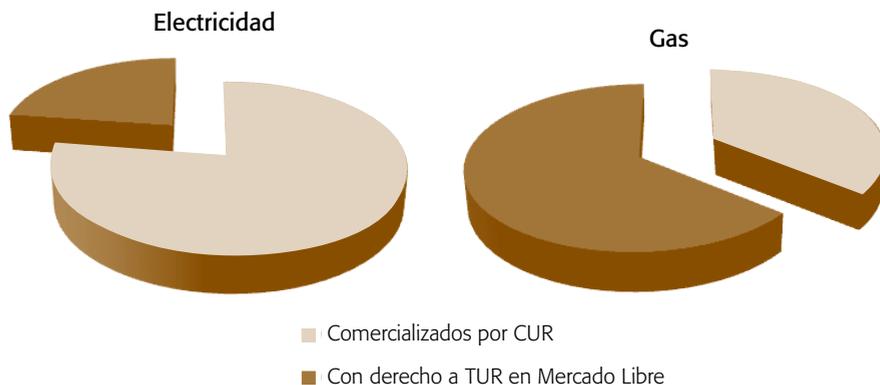
Una amplia gama de suministradores y una gran diversidad de ofertas es sin duda síntoma de un mercado competitivo que avanza hacia su madurez, sin embargo también es cierto que esta gran diversidad a veces genera en el consumidor cierta confusión, a la que contribuye sin duda la intrínseca complejidad de los mercados energéticos, y concretamente los de gas y electricidad, tal y como ya hemos comentado en el capítulo relativo a los contratos.

No hay que olvidar que el precio final que el consumidor paga es el aspecto más valorado por los clientes. Aquí la formación del precio es clave y la habilidad del comercializador radica, haciendo un ejercicio de simplificación y ejemplificando para la electricidad, en hacer casar dos curvas. Por un lado, la que resulta de la estimación del consumo, hora a hora, que va a realizar ese consumidor durante el período que

cubre la oferta realizada, normalmente por uno o dos años. Una vez obtenida esta estimación de consumo se realiza otra curva similar, hora a hora, con la estimación de los precios del mercado de electricidad para el mismo período. Al casar ambas curvas se obtendría el coste previsto hora a hora de la electricidad, y de la suma de todos esos costes horarios se obtendría el coste total del suministro a ese cliente durante el período ofertado.

Esta complejidad, junto a la diversidad comentada de productos y servicios que se pueden ofertar, hacen que para el consumidor poco interesado o poco informado en el tema le pueda resultar difícil comparar y decidir. A esto, además, hay que añadir que en mercados masivos, como el doméstico, los comercializadores trabajan con unos márgenes muy reducidos, pues a la propia competencia entre vendedores, se suman otros factores como la competencia de facto que ejerce la TUR, actualmente con un umbral de acceso muy elevado y unos precios fijados por el Gobierno y que realmente dificultan la salida al mercado, así como el creciente incremento de los costes comerciales de captación de clientes.

Figuras 6.1. y 6.2. Liberalización en clientes con derecho a TUR



Fuente: Informes CNE

La Figura 6.1 muestra el grado de liberalización del mercado de electricidad para clientes con derecho a TUR, casi 26 millones en 2011. Solamente el 23% había accedido al mercado libre y, por tanto, había contratado con un comercializador. Por el contrario, en el sector de gas natural para el mismo período (Figura 6.2), había accedido al mercado un 64% de los clientes con derecho a TUR.

Esto nos hace pensar que el sector de electricidad debe seguir avanzando en la liberalización superando las dificultades comentadas anteriormente. En este sentido, una reduc-

ción del umbral de la TUR, por ejemplo para consumidores con potencia contratada inferior a 3 kW e incluso sin una referencia de potencia (con una definición adecuada de consumidores vulnerables), sería sin duda una buena medida al dejar el colectivo de clientes con derecho a TUR en el entorno de los 4 millones de suministros.

Igualmente, la reducción en el gas natural del umbral de la TUR, por ejemplo a consumidores suministrados a menos de 4 bar de presión y con un consumo anual menor a 5.000 kWh, dejaría el colectivo de clientes con derecho a TUR en torno, a 4 millones de suministros.

6.3. Información y comparadores de precios

Como ya se ha comentado, una de las medidas básicas y quizás la más importante, para proteger al consumidor es la información. Un consumidor bien informado es un consumidor que ejercerá con pleno conocimiento su capacidad y derecho de elección, por lo que en este aspecto las medidas de protección al consumidor, dentro de una visión general de mercado liberalizado, deben orientarse a garantizar una correcta y veraz información. En este sentido, se debe asegurar que los comercializadores trasladan a sus clientes ofertas claras donde vengan explicadas todas las características de las mismas, con precios detallados y, en su caso, condiciones especiales y otros aspectos, como plazos de desistimiento y otros derechos que amparan al consumidor.

Además de una buena política informativa a la hora de ofertar, los denominados “comparadores de precios” pueden resultar unas correctas herramientas para facilitar que el consumidor haga una elección acertada.

Estas herramientas de comparación, según se ha explicado, ya existen en el mercado energético, siendo, por ejemplo, conocida la que la Comisión Nacional de Energía tiene en su página web, así como otras similares ofertadas desde Asociaciones de Consumidores e independientes. Es bueno que existan varias de estas herramientas y que, además, se encuentren tanto en Organismos Públicos como en entidades privadas. La existencia de un único comparador de precios podría resultar engañosa pues podría inducir a los comercializadores a plantear sus ofertas de tal manera que resultaran atractivas únicamente desde la perspectiva de la metodología utilizada por ese comparador en concreto.

La existencia de estas herramientas de comparación y la posible dificultad para establecer equivalencias en ofertas distintas no debe llevar, sin embargo, al error de que los Organismos Reguladores establezcan obligaciones sobre las ofertas, como por

ejemplo una obligación de oferta básica para consumidores domésticos. El mercado energético se debe mover en un ambiente de libertad. Así se ha definido, y los comercializadores deben tener plena capacidad de ofertar como estimen oportuno y a aquellos colectivos que consideren. Ese es su negocio y lo deben ejercer con responsabilidad pero con libertad.

6.4. El proceso de cambio de suministrador

Un cambio de comercializador se produce cuando un cliente, suministrado hasta ese momento por un comercializador, acepta una oferta de otro comercializador distinto y contrata con éste un nuevo suministro. Los pasos que se dan y las actuaciones que se llevan a cabo constituyen en sí mismos el proceso de cambio de suministrador.

En todo proceso de cambio de comercializador intervienen cuatro actores:

- **Cliente.** El consumidor es el elemento más importante. Es el que decide que el cambio se efectúe al aceptar la oferta del que será su nuevo suministrador. Como normalmente el cambio se produce por un mejor precio, condiciones o servicio, sus expectativas se centran en que el cambio se produzca lo antes posible para poder beneficiarse cuanto antes de sus nuevas condiciones.
- **Comercializador saliente.** Es el comercializador actual suministrador del cliente, que va a dejar de serlo. Normalmente, no conoce la pérdida de su cliente hasta que recibe una comunicación del distribuidor en ese sentido. Su papel en el proceso suele ser pasivo.
- **Comercializador entrante.** Es el comercializador al que el cliente acaba de aceptar la oferta y con quien desea contratar. Inicia el proceso con una serie de comunicaciones al distribuidor.
- **Distribuidor.** Es el agente sobre el que pivota toda la operativa de los cambios. Como agente regulado, actúa de acuerdo a la normativa y a unos procedimientos establecidos. Recibe y envía comunicaciones a ambos comercializadores, pero no interactúa con el cliente. Valida y activa el cambio, estableciendo la fecha formal de inicio del comercializador entrante y la de cese del saliente, dentro de unos plazos también establecidos, y efectúa la lectura de los equipos de medida para la determinación de los consumos anteriores y posteriores al cambio de comercializador.

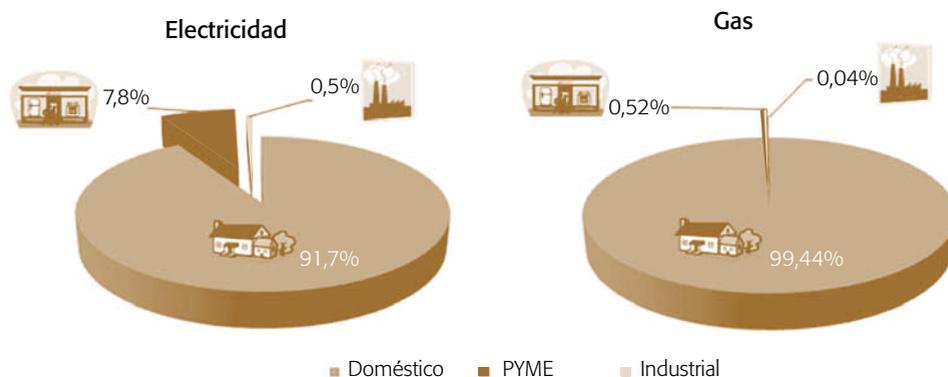
De forma bastante similar a lo que ocurre con las ofertas, muy diferentes según el tamaño del cliente, todo lo que envuelve un proceso de cambio de suministrador difiere

según el tipo de cliente de que se trate. Básicamente las diferencias se refieren a aspectos como la propia mensajería de intercambio de información y, sobre todo, los plazos.

Fundamentalmente se podría decir que hay dos tipos de tratamiento: el aplicable a los consumidores domésticos, y el de los consumidores industriales, que serían el resto.

El tratamiento de los consumidores domésticos se corresponde con operaciones donde se maneja un elevado volumen de clientes con enormes cantidades de datos e información, como se desprende del mero análisis de los volúmenes de cambios realizados, donde los movimientos en los sectores de gas y electricidad suponen, como se puede apreciar en los Figuras 6.3 y 6.4, la gran mayoría de las operaciones realizadas.

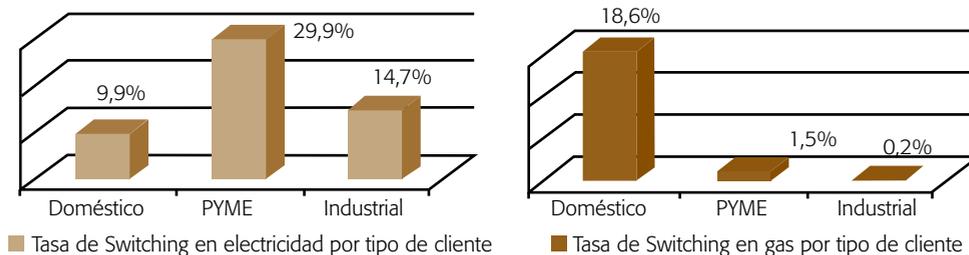
Figuras 6.3. y 6.4. Movimientos de cambio de suministrador por tipo de cliente



Fuente: Informes OCSUM 2011

Sin embargo, si se analiza la tasa de "switching", que es el volumen de cambios realizados en relación al volumen de su propio colectivo, se observa que, por ejemplo, en electricidad paradójicamente es el colectivo de Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES) el que realiza, proporcionalmente, el mayor número de movimientos, mientras que el doméstico es el que menos cambia (Figuras 6.5 y 6.6).

Figura 6.5. y 6.6. Tasas de "switching" por tipo de cliente



Fuente: Informes OCSUM 2011

Todos los procesos de comunicación, lo que se denomina "mensajería entre agentes", se realizan automática y estandarizadamente, utilizando protocolos de información y formatos de ficheros de intercambio acordados en el seno de la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM), de la que luego se hablará en detalle, y supervisados por la CNE.

6.5. El cambio de suministrador, paso a paso

Todos los procesos de cambio de suministrador entrañan una cierta complejidad, a veces difícil de entender por la elevada casuística y las notables diferencias existentes según el tipo de cliente y, sobre todo, si el cambio lleva aparejado otras modificaciones contractuales, como se ha comentado en capítulos anteriores.

Sin embargo, básicamente, podríamos decir que todo cambio de suministrador tiene cuatro fases diferentes, en atención a las interacciones y a las comunicaciones entre los agentes intervinientes. En todas estas fases tiene una presencia y una actuación importante la OCSUM, bien en labores de información, de mejora de procesos o de auditoría.

En base a ello, se podría hablar de:

Fase 1. Contratación. El inicio de todo cambio de comercializador pasa por una voluntad del cliente de contratar con un nuevo comercializador y dejar de ser suministrado por el actual. Es lo que se denomina contratación con el comercializador entrante.

Un primer aspecto importante es la información del consumidor. Un consumidor bien informado será más capaz de elegir acertadamente, estará más satisfecho con lo que ha contratado, lo que redundará en una óptima relación entre cliente y suministrador. Esta correcta información no debe quedar tan sólo en la esfera de la propia oferta del comercializador, sino en los trámites, plazos y requisitos para llevar a cabo el cambio en sí.

Un aspecto crítico de esta fase, se podría decir que lo más crítico, es que exista la inequívoca voluntad del cliente para realizar esta contratación, para lo que se requiere que exista un registro de ésta. Dicho registro puede ser mediante la firma en documento contractual o aceptación de oferta en soporte papel, grabación de voz donde quede registrada la voluntad del cliente de contratar u otros métodos de registro en contrataciones telemáticas.

La normativa exige que el comercializador, en cada cambio donde actúe como entrante, deba conservar la documentación o el registro del consentimiento otorgado por el cliente. Este es un aspecto que se verifica sistemática y aleatoriamente por la OCSUM, que luego se tratará con mayor detalle.

Fase 2. Comunicaciones comercializador – distribuidor. Si bien es una fase que no trasciende al cliente, es clave para asegurar una rapidez en la materialización del cambio de suministrador. Se refiere a todas las comunicaciones cruzadas entre estos dos agentes, el comercializador entrante y el distribuidor, sobre el que pivotan los procesos de cambio al estar el cliente conectado físicamente a sus redes.

Fundamentalmente, se habla de mensajería estandarizada y automatizada, pues no olvidemos que se están realizando más de tres millones de cambios de suministrador al año. Es vital, por tanto, que dichas comunicaciones electrónicas tengan la debida homogeneidad de formatos y contenidos, permitiendo la interacción de cualquier comercializador con cualquier distribuidor, limitando al máximo las comunicaciones extra sistemas automatizados, que se deben reservar exclusivamente para casos de clientes con particularidades (casos de grandes clientes) o situaciones singulares. Igualmente, se debe contemplar la posibilidad de que en este intercambio de información se aporte información adicional necesaria, por ejemplo, para casos donde el cambio de suministrador lleve aparejadas modificaciones contractuales que impliquen una actuación física del distribuidor en las instalaciones del cliente, como puede ser un cambio de suministrador de electricidad de un cliente doméstico con una modificación de la potencia contratada.

Fase 3. Comunicaciones distribuidor – comercializador. Si bien aquí aplica todo lo referido en la fase anterior respecto a sistemas, automatización y homogeneidad, en lo que respecta al distribuidor, entran en juego otros factores, siendo el principal de ellos la absoluta neutralidad de actuación. Esta neutralidad se basa en la aplicación del libre acceso de terceros a la red sin ninguna discriminación entre los diferentes comercializadores, clave como se veía del proceso liberalizador del mercado. El distribuidor debe actuar exactamente igual con independencia del comercializador que solicite sus actuaciones,

respetando por igual todos los plazos legales que existen para las diferentes comunicaciones entre estos agentes: rechazo o aceptación de la solicitud de cambio, mensaje claro del rechazo y de sus motivos (que también se encuentran estandarizados), así como envío de información adicional en caso de actuaciones en campo (instalaciones del cliente). Todas estas comunicaciones se deben realizar con rapidez y cumpliendo los plazos establecidos.

Fase 4. Activación del contrato. Se trata de la fase final de todo el proceso que culmina con la activación del contrato de acceso a favor del nuevo comercializador. También existe una mensajería y unas comunicaciones del distribuidor a los comercializadores: al entrante, para informarle de la fecha de activación de su contrato, a partir de la cual es responsable de la energía de ese cliente, e igualmente de la lectura desde la que procederá a facturar a su nuevo cliente; y al comercializador saliente, comunicándole la baja de su contrato de acceso y el fin de su relación comercial con el cliente.

La activación del contrato también se encuentra condicionada por una serie de plazos, si bien éstos se ven muy influenciados por las características del cliente y del equipo de medida disponible. Así, los plazos del cambio pueden realizarse en cuestión de días en clientes industriales con teled medida, cuando se puede hacer un cierre de energía real teled medida en cualquier fecha, hasta llegar a unos plazos cercanos a los dos meses en los casos de clientes domésticos cuyos cambios de comercializador se activan en función del ciclo de lectura, que se realiza bimestralmente.

Este es uno de los aspectos donde se debe avanzar, buscando fórmulas como las estimaciones de consumos que permitan acortar sensiblemente los plazos de activación para consumidores domésticos. Estas estimaciones requieren del establecimiento de procedimientos sencillos que sean fácilmente reproducibles, constituyendo una alternativa muy válida a la lectura real en campo.

Pasadas estas fases, el contrato de acceso entre el comercializador entrante y el distribuidor está activado, cobra vigencia el contrato de energía entre comercializador y cliente, empezando éste a beneficiarse de las mejores condiciones que habrá pactado con su nuevo comercializador.

6.6. La Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM)

Si como se había comentado con anterioridad, uno de los procesos clave en la liberalización del mercado es el proceso de cambio de suministrador, una adecuada puesta en práctica de estos procesos es un aspecto crucial a la hora de defender los intereses de

los consumidores. Igualmente, un control y análisis de los resultados a nivel global del conjunto de cambios de suministrador proporcionan una información de gran utilidad, pues toman realmente el pulso al mercado liberalizado, detectan posibles aspectos a mejorar y garantizan la transparencia en dichos procesos. Este control sobre los procesos de cambio de suministrador, entre otras funciones, es lo que realiza la OCSUM.

Esta sociedad se constituyó el 7 de septiembre de 2007, con la Ley 17 de 2007 por la que, a su vez, se modifica la Ley 54 de 1997. Con la publicación de la Resolución de 1 de agosto de 2008, a la Secretaría General (hoy de Estado) de Energía se le da autorización administrativa para operar.

Se define como una sociedad mercantil con objeto social exclusivo que realiza sus actividades simultáneamente en los sectores de gas y electricidad. En su capital están obligados a participar todos los agentes comercializadores y distribuidores de gas y de electricidad, de acuerdo a los siguientes porcentajes:

- Distribuidores de energía eléctrica: 15%
- Distribuidores de gas natural: 15%
- Comercializadores de energía eléctrica: 35%
- Comercializadores de gas natural: 35%

Dichas cuotas se establecen para cada agente en función de la energía distribuida o de la energía comercializada, según se trate de distribuidores o comercializadores. Para evitar posiciones dominantes se ha establecido, además, que ningún grupo empresarial pueda tener más de un 20% de participación en el capital social de la Oficina. Su financiación, tanto en accionariado como en costes de funcionamiento, se realiza a través de aportaciones de los socios según sus porcentajes de participación.

Las funciones de la Oficina se establecen en el Real Decreto 1011/2009 de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador. En este Real Decreto se especifica, fundamentalmente, su composición y sus Órganos de Gobierno, así como sus funciones y su supervisión, encargada a la CNE.

En lo que respecta a sus funciones y actividades, se podría diferenciar en tres grandes grupos: funciones de Información, funciones de supervisión y funciones de análisis y propuestas de mejora.

Funciones de Información. La OCSUM, en lo relativo a esta actividad, se orienta tanto a consumidores como a los agentes. Respecto a los primeros, la propia normativa prevé que la Oficina disponga de un Centro de Atención al Consumidor donde se facilite información sobre aspectos tales como el procedimiento de cambio, requisitos e información para éste, plazos y efecto del cambio y relación de comercializadores, en su caso de último recurso. Este mandato se encuentra materializado y la Oficina dispone en su página web de un área de consulta donde se dispone amplia y práctica información orientada a consumidores sobre todos los aspectos relativos al cambio de suministrador, así como un área específica de preguntas frecuentes elaboradas por expertos en el tema y actualizadas periódicamente.

Hay que mencionar, sin embargo, que la OCSUM no es una Oficina de atención al cliente para quejas y reclamaciones, siendo los organismos competentes los Departamentos o Consejerías de Industria y Energía de las Comunidades Autónomas.

Se realiza, además, permanentemente una labor informativa a nuevos agentes sobre aspectos prácticos, tanto relativos a la propia actividad de la Oficina como a la operativa del Mercado y funcionamiento de los procesos de cambio de suministrador.

Igualmente, la OCSUM atiende las solicitudes que recibe de comercializadores para acceso a las bases de datos de puntos de suministro de los distribuidores.

Funciones de Supervisión. Las funciones supervisoras de OCSUM se refieren, por un lado, a la supervisión general de todos los cambios de suministrador que se realizan y, por otro, a determinadas supervisiones o auditorías sobre aspectos más concretos.

Respecto a la supervisión general, ésta se realiza mensualmente de acuerdo a unos procedimientos de envío de información por parte de los agentes socios de la Oficina.³⁰ Con esta información, siempre hablando de datos agregados, se elabora un informe mensual, trimestral y anual muy útil donde queda reflejada la actividad de los agentes, en ambos sectores y desde ambos puntos de vista, distribuidor y comercializador. También se reflejan los cambios de suministrador realizados, los rechazos, sus motivos, plazos de respuesta, activaciones, movimientos por tipo de consumidor y entre agentes, altas directas, etc.

Estos informes se envían a la CNE y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, además de quedar, como es lógico, a disposición de todos los agentes socios de la Oficina.

³⁰ Aunque la Ley establece que todos los agentes comercializadores y distribuidores de gas y electricidad deben ser socios y formar parte de la Oficina, lo cierto es que a fecha actual aún hay un buen número de agentes que siguen sin formar parte de la Oficina. En la mayoría de los casos se trata de pequeñas empresas distribuidoras o comercializadoras, aunque también existen algunos casos aislados de agentes con una entidad significativa.

Respecto a las tareas más particulares de supervisión, destaca la auditoría que se realiza a los comercializadores de acuerdo a la función q)³¹, para verificar que éstos disponen de los oportunos consentimientos de los clientes en los cambios de comercializador realizados. Esta auditoría se realiza por una empresa externa mediante un procedimiento aprobado por la OCSUM y supervisado y conocido por la CNE y el citado Ministerio.

Adicionalmente a estas tareas supervisoras permanentes, la OCSUM colabora con la CNE ante cualquier petición de información que este Organismo le traslade.

Funciones de Análisis y Propuestas de Mejora. El análisis permanente de los procesos, la normativa y la casuística existente alrededor de los procesos de cambios de suministrador es probablemente la labor que genera mayor actividad en el seno de la Oficina. Por un lado, hay numerosos aspectos operativos y de normativa directamente relacionados con el cambio de suministrador y, por otro, de acuerdo a lo que se viene repitiendo en el sentido de que los cambios de suministrador suponen un aspecto clave en el proceso liberalizador, hay otra parte de normativa y operativa que, sin tener una relación directa con los cambios, afectan en mayor o menor medida a los mismos.

Todos estos temas se tratan en el seno de la Oficina en unos Grupos de Trabajo especializados en diversos aspectos. Para esto, la Oficina se apoya totalmente en el conocimiento y experiencia de los socios, que aportan expertos a estos Grupos, realizando la Oficina la labor de organización, coordinación, secretariado y apoyo logístico.

Existen diferentes Grupos y Subgrupos, siendo en este aspecto de análisis y propuestas el Grupo de Trabajo de Mejora de Procedimientos de Cambios de Suministrador el más notorio. Su objetivo general es el análisis del funcionamiento de los procesos de cambio de suministrador y el desarrollo de recomendaciones y propuestas de mejoras en su caso en la normativa sobre dichos procedimientos de cambio.

Esto engloba el diagnóstico inicial consensuado de los procedimientos existentes de cambio de suministrador, del estado actual de la normativa vigente en este ámbito, tanto en los sectores de gas como de electricidad, y la identificación de carencias y asimetrías, así como del estado actual de los procesos y ficheros de intercambio de información relativa a los cambios de suministrador.

Los resultados del análisis realizado se materializan en el consenso de principios generales que deben gobernar los procedimientos; la realización de propuestas de mejoras a

31 La función q) establece: "Verificar, mediante el sistema o sistemas creados o desarrollados por la Oficina, que los consumidores han otorgado su efectivo consentimiento al cambio de suministrador.

la luz del diagnóstico y de los principios consensuados; la propuesta de mejoras en la normativa sobre los procedimientos, y en los procesos y ficheros de intercambio de información relacionados con la nueva normativa; y por último, la identificación de las dificultades normativas y administrativas detectadas en las comunicaciones entre comercializadores y distribuidores ante los cambios de suministrador, en ambos sectores. Este Grupo, a su vez, se apoya en varios Subgrupos de Trabajo más especializados.

Adicionalmente a los Grupos comentados, existen otros que se encargan de temas más concretos, como las auditorías sobre consentimientos de clientes, aspectos legales o aspectos muy prácticos de intercambio de información entre agentes y Oficina.

El resultado de todas estas actividades supone ya una importante aportación a la mejora continua del funcionamiento del mercado liberalizado. Además de los informes periódicos de supervisión y auditoría, se han elaborado importantes documentos de operativas internas entre agentes para la agilización de procedimientos, así como numerosas e importantes propuestas de mejora de normativa o de implementación de operativas consensuadas en ausencia de la misma, siempre en un clima de transparencia entre todos los agentes y siempre con el conocimiento y, en su caso, aprobación de la CNE.

CAPÍTULO 7. INFORMACIÓN SOBRE FACTURACIÓN: BARRERAS Y RECOMENDACIONES

Alejandro Menéndez Cobo

7.1. Últimos cambios

Como se ha visto a lo largo de todo el estudio, se podría decir que venimos de una etapa de cambios importantes en el sistema energético de nuestro país que han afectado intensamente a los sistemas de facturación de los diferentes agentes (distribuidoras, comercializadoras, CNE,) que constituyen el conjunto del sector.

Si bien la liberalización del sector ya se había iniciado con anterioridad, es a raíz de la creación de las Comercializadoras de Último Recurso, para que se produjeran de forma general cambios en la facturación que se realiza al cliente final, pasando de ser facturados por el distribuidor a ser facturados por los comercializadores.

Hasta ese momento, la actividad comercializadora de clientes se había centrado básicamente en grandes cuentas, y se empezaba la comercialización de pequeños clientes.

La liberalización del gas natural fue un proceso más rápido, favorecido por el hecho de que tiene menos variables que afectan a la contratación o facturación. Además, la distribución se encuentra más concentrada, con lo que hay menos agentes y se consiguió un acuerdo de todo el sector a la hora de desarrollar los sistemas de información para la gestión de comunicaciones entre agentes en el mercado libre.

En julio de 2008 en el sector del gas natural, y 12 meses más tarde en el sector de la electricidad, las distribuidoras dejaron de facturar al cliente final y pasaron a facturar, exclusivamente, peajes a los diversos comercializadores. Con esos peajes, las comercializadoras pagan a las distribuidoras y, por otro lado, generan las facturas del cliente final.

A partir de esa fecha, se ofrece a los consumidores la posibilidad de escoger a la comercializadora que más convenga y, si no deciden cambiarse a ningún comercializador en concreto, se les asigna a la Comercializadora de Último Recurso que les corresponda de acuerdo a criterios geográficos. Hay pequeñas distribuidoras que ceden sus clientes a las comercializadoras que creen oportuno o se unen entre sí para crear nuevas comerciali-

zadoras. También durante estos años se han ido creando nuevas comercializadoras que van entrando en el sector.

Estos cambios, en ocasiones, han generado un impacto en los sistemas informáticos de distribuidoras y comercializadoras que han afectado de manera relevante a la facturación al cliente final, tanto en el tiempo como en la calidad de la misma. El ajuste entre los diferentes sistemas informáticos e interpretaciones de los agentes ha podido, asimismo, ocasionar retrasos en la facturación al cliente final, que se ve perjudicado, hasta que se resuelven estos problemas. Hay que pensar que los cambios regulatorios de estos años han sido excepcionales.

A esta circunstancia hay que añadir cambios regulatorios que también han influido en la facturación.

Así, se ha aumentado el IVA en dos ocasiones, en julio de 2010, que pasó del 16 al 18%, y en septiembre de 2012, que se elevó hasta el 21%, lo que ha encarecido la factura en torno al 5% sólo en lo referente al IVA.

Por otro lado, el precio de referencia de la TUR desde julio de 2009 ha pasado, para un cliente con una tarifa eléctrica doméstica normal, de 0,11473 euros/kWh a 0,145578 euros/kWh, lo que supone un incremento del 21% en un periodo de algo más de tres años.

Ya en el año 2012, los Autos del Tribunal Supremo de febrero y marzo obligaron a recalcular al alza los peajes de acceso de electricidad del último trimestre de 2011, y primer trimestre de 2012. Este mayor coste de la energía se repercutió a las comercializadoras de electricidad y éstas a su vez al cliente final abonando durante los últimos meses del 2012 ese importe en la factura.

Los costes, tanto para las distribuidoras de electricidad como para las comercializadoras, se han visto incrementados de manera muy significativa. Así, las distribuidoras han tenido que iniciar una campaña masiva de cambio de contadores, mientras su remuneración se ha visto reducida, y, por otro lado, las comercializadoras han visto incrementados sus costes para ajustarse a interpretaciones normativas, como el hecho de ofrecer teléfonos gratuitos para las consultas o reclamaciones. Y todo esto en un entorno general de incremento de la morosidad en la que el sistema se ve claramente afectado y con unos crecientes costes de captación comercial y de gestión de accesos.

7.2. Principales problemas detectados en la facturación del gas natural y electricidad

Si bien los problemas de facturación han ido disminuyendo de manera significativa hasta ser cada vez más puntuales, existen todavía pequeños problemas, cuya corrección está

llevando al sector y el resto de organismos implicados a hacer importantes esfuerzos y a aumentar la flexibilidad y la robustez de los sistemas de las compañías.

A continuación detallamos algunos de los problemas que todavía persisten.

- Si bien existe disponibilidad para que el cliente o consumidor final tengan acceso a información relativa a su suministro, no suele ocurrir que éste conozca la diferencia entre una comercializadora y una distribuidora, y puede pensar que al cambiarse de compañía todos los servicios – como toma de lecturas, averías, etc.- se los va ofrecer la nueva.
- Las técnicas de captación de clientes utilizadas por los comerciales de algunas compañías no son siempre las más adecuadas. A veces, puede ocurrir que hasta que el cliente no recibe la primera factura de consumo en su domicilio de la nueva comercializadora no se percata del cambio, empezando, a partir de ahí, un proceso de reclamaciones para volver a la situación inicial que tenía el cliente, que en muchos casos es tedioso.
- En ocasiones, los cambios de comercializadoras o *switchings* no acaban de gestionarse adecuadamente o en tiempo, y demoran la facturación de manera importante, a la espera de que todos esos datos se carguen de manera correcta en los sistemas pertinentes.
- Se pueden producir también errores de lectura. Si bien existe ya una campaña de sustitución de contadores eléctricos por contadores teleducidos, todavía se producen muchos errores humanos. Cuando al cliente se le factura una cantidad anómala de consumo, tiene la posibilidad de interponer la correspondiente reclamación como se analizará en los próximos capítulos.
- En ocasiones, el comercializador no puede facturar al cliente final por las dificultades físicas que tiene el distribuidor para acceder a las lecturas de los contadores y generar las facturas de peaje. Las comercializadoras, en este caso, optan por dos opciones: reclamar esos peajes a la espera de que la distribuidora arregle sus problemas, lo cual implica a veces una demora en el tiempo y un problema para el cliente; o estimar ese consumo, lo cual, si es muy ajustado, el problema más o menos se salva, pero si existe una gran diferencia entre lo que el consumidor ve en su contador y lo que le llega en la factura, suele provocar una reclamación.

También se puede dar el caso de que la comercializadora facture un periodo antes de que le llegue la baja del cliente, y que también a éste le facture la nueva compañía que ha recibido los peajes a su nombre. Esta doble facturación podría suponer una incomodidad para el cliente.

- Pueden existir clientes que dan de baja su suministro eléctrico y/o de gas natural con una compañía, con la que además tienen un contrato de mantenimiento o servicio, pensando que se dan de baja de toda su vinculación con esa comercializadora, y pasando a otra con la que también contrata un servicio. Durante un tiempo se ven con dos servicios de mantenimiento.
- Los cambios de un sistema informático de un distribuidor o de un comercializador, no sólo afectan a ese distribuidor en la demora o calidad de la facturación de sus peajes, o a ese comercializador en sus facturas al cliente final, sino que afectan a todo el conjunto de agentes en la comunicación que existe entre ellos y en la calidad del dato. Lo que se quiere decir es que cualquier cambio que se haga en un sistema informático de una compañía, si no es ágil, puede afectar a los demás. Los sistemas se han tenido que adecuar de manera rápida y eficaz a cambios como el IVA, Impuesto de Hidrocarburos, estimación mensual, recálculos de cuotas, etc.
- La interpretación de una factura eléctrica o de gas natural es muchas veces compleja para los clientes. Si en esa misma factura estamos recalculando o ajustando alguna factura anterior, la complicación ya es mucho mayor.

7.3. Puntos de mejora

A continuación, se enumeran algunos puntos de mejora para superar las dificultades mencionadas en el apartado anterior. Como se puede ver a continuación, hay medidas ya implementadas junto con otras que están en marcha:

- Sustitución de aquí al 2018 de todos los contadores de electricidad por contadores teledados. Este cambio de contadores viene regulado inicialmente en el Real Decreto 809/2006 de 30 de junio, en el Real Decreto 1011/2009 de 19 de junio y posteriormente en varias órdenes.
- Actualmente, desde la OCSUM, se está trabajando entre los distintos agentes para crear un proceso de reclamaciones más ágil, tal y como se detalla en el próximo capítulo.
- El R.D. 1718/2012 que permitirá a los consumidores de electricidad acogidos a la TUR una facturación real cada dos meses, o por el contrario seguir optando por una tarifa mensual estimada. Es algo que para el cliente es muy favorable, ya que en muchas ocasiones la estimación y los ajustes posteriores llevan, por un lado, a facturar de manera irregular importes y, por otro, a complicar la interpretación de la factura. En ocasiones los clientes pasaban al mercado libre de electricidad por el hecho de tener una facturación bimestral.

- Homogenización de la factura final al cliente entre las distintas Comercializadoras de Último Recurso. Propuesta remitida desde la CNE al Ministerio.
- Grupos de trabajo de la OCSUM, para analizar aquellas ventas erróneas que se produzcan, subsanarlas para que el cliente vuelva a la situación inicial anterior de la manera más rápida y, por supuesto, sin ningún coste para el cliente, asumiendo cada comercializador su error.
- Comparadores de precios con las mejores ofertas al que se hace referencia anteriormente.
- Atención gratuita de las reclamaciones interpuestas por los clientes, lo que libera al cliente de la carga del coste telefónico.
- Calculadora de consumo.³²
- La eficiencia en el consumo es algo que repercute directamente en la factura final, encareciendo o abaratando dicha factura. El hecho de utilizar un determinado tipo de bombilla, de frigorífico, o saber el tipo de potencia que se debe de contratar en función de nuestra instalación, es algo que se ha de tener en cuenta por parte del consumidor. Ya desde la Unión Europea se hace un seguimiento sobre la eficiencia en el consumo en general, habiéndose publicado además recientemente la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/EU.

Hay que destacar también las páginas web de las comercializadora y organismos que nos asesoran de cómo adecuar nuestro consumo. La manera de informar en algunas comercializadoras de mercado libre en la propia factura ayuda en este sentido, pudiendo encontrar frases como: *Configurar la temperatura en un intervalo de 3º a 7º para el frigorífico y entre -18º y -15º para el congelador. Un grado más de enfriamiento según la temperatura recomendada por el fabricante puede suponer hasta un 5% más de consumo o que el hecho de tener un frigorífico de clase A frente a uno de clase G, supone consumir un 70% menos.*

7.4. El futuro

El futuro deparará nuevos cambios como la reducción del umbral de potencia contratada o consumo anual de los clientes que se puedan acoger en la TUR, que harán de nuevo modificar los sistemas de los diferentes agentes y que los clientes cambien de una comercializadora a otra. Sin embargo, hay que destacar que el grado de madurez del sector alcanzado en los últimos años ha sido muy alto y se puede decir que está preparado para afrontar estos retos.

32 www.unesa.net/u/factura.html Esta página web permite ver al cliente cómo se reparten los costes de su factura.

CAPÍTULO 8. TRATAMIENTO DE RECLAMACIONES

Pedro Luis Barea Polo, Fernando González de Zulueta y José Santisteban Moliner

8.1. Acceso, asistencia, trazabilidad y gestión de las reclamaciones

8.1.1. Marco normativo

Como punto de partida, y desde la perspectiva de la regulación estatal, el principio general incluido en la Ley General de Consumidores y Usuarios de 2007 establece que *“los legítimos intereses económicos y sociales de los consumidores y usuarios deberán ser respetados en los términos establecidos en esta norma, aplicándose, además, lo previsto en las normas civiles, mercantiles y las demás normas comunitarias, estatales y autonómicas que resulten de aplicación.”*

En relación con el suministro de energía, y más concretamente en el ámbito relacionado con la protección del consumidor en la Unión Europea, dado su modelo de liberalización del suministro, el sistema de las reclamaciones y su ejercicio se considera como un factor clave para equilibrar la asimetría existente entre la capacidad e información de la que dispone la industria energética y la que ostentan los consumidores, básicamente los pequeños y residenciales.

De esta forma, y respecto a las reclamaciones de los consumidores relativas al suministro energético, en el seno de grupos de trabajo promovidos por la Comisión Europea y coordinados a través del CEER (*Council of European Energy Regulators*), se ha estado trabajando en este ámbito a partir de una estandarización de su casuística.

En este campo de la información y tratamiento de las reclamaciones, las nuevas Directivas Europeas sobre el Mercado Interior de la Energía asignan nuevas responsabilidades a las administraciones públicas o instituciones *ad-hoc* creadas en el ámbito nacional, si bien habrán de contemplarse las situaciones competenciales específicas en los distintos países miembros derivadas de su organización política y territorial.

Así, se establece en el Art. 37.1.n de la Directiva de Electricidad,³³ y en el Art. 41.1.o de la Directiva de Gas³⁴ que *“La autoridad reguladora tendrá las siguientes obligaciones: ... contribuir a garantizar, junto con otras autoridades pertinentes, que las medidas de protección de los consumidores, incluidas las establecidas en el anexo I, son efectivas y se cumplen...”*, lo que en todo caso obligará a una revisión de las competencias del Regulador en la materia, y a la formulación de procedimientos de cooperación formal entre las instituciones competentes. Asimismo, se establece que los consumidores han de disponer de procedimientos transparentes, sencillos y poco onerosos para tramitar sus reclamaciones. Concretamente, todos los consumidores tendrán derecho a un buen nivel de servicio y a la tramitación de las reclamaciones por parte del suministrador. Siempre que sea posible, los procedimientos en cuestión deberán ajustarse a los principios establecidos en la Recomendación 98/257/CE de la Comisión, de 30 de marzo de 1998, relativa a los principios aplicables a los órganos responsables de la solución extrajudicial de los litigios en materia de consumo.

Como puntos esenciales de las Directivas, en lo que respecta a los sistemas de protección del consumidor en materia de reclamaciones, hay que destacar:

- a) La obligación de los Estados miembro de establecer **“puntos de contacto únicos”** destinados a ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías para la resolución de conflictos y reclamaciones.
- b) Asimismo, la obligación de determinar un **“mecanismo independiente”** para la tramitación eficaz de reclamaciones y solución extrajudicial de conflictos.

Todo lo anterior tiene connotaciones especiales para el sistema energético español, dada las implicaciones de distintas Administraciones e instituciones en el ámbito del ejercicio del derecho a reclamar por parte del consumidor.

En lo que al tratamiento de reclamaciones afecta, y de conformidad con las Directivas, la futura Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá ser competente para informar de las vías de solución de conflictos de que disponen los consumidores en caso de litigios frente a las empresas distribuidoras de gas y electricidad. No obstante, deberá definirse la coordinación con las administraciones autonómicas y locales que sea de aplicación, de forma que se compatibilicen las atribuciones competenciales territoriales y el principio de punto de contacto único, objetivo esencial de las Directivas europeas.

³³ Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el Mercado Interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

³⁴ Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el Mercado Interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

Sin perjuicio de lo anterior, en aras de la eficiencia en el tratamiento de las reclamaciones de consumidores, sería deseable que el legislador fuera más allá y concretase vías de reclamación accesibles y uniformes, frente a la actual confusión de organismos con facultades en este ámbito (CNE, direcciones competentes en el ámbito autonómico, oficinas municipales, Instituto Nacional de Consumo, organizaciones de consumidores y usuarios, etc.)

El Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, transpone las Directivas de electricidad y gas y modifica la Ley del Sector Eléctrico y la Ley de Hidrocarburos estableciendo lo siguiente en materia de reclamaciones:

- a) **Sector Eléctrico:** el legislador ha pretendido plasmar de la forma más concreta posible la voluntad de la normativa comunitaria de defender la posición del consumidor ante las empresas comercializadoras de energía, resaltando, entre otros puntos, la obligación de dichas empresas de mantener informados a los consumidores sobre sus derechos en caso de producirse un conflicto que pudiera incluso derivar en un litigio.

En este sentido, queda establecido que las empresas comercializadoras para el suministro a consumidores finales deberán contar con un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones, solicitudes de información o comunicación de cualquier incidencia en relación al servicio contratado u ofertado. Para ello, las empresas comercializadoras deberán poner a disposición de los consumidores una dirección postal, un número de teléfono y un servicio de atención telefónica (ambos gratuitos), así como un número de fax o correo electrónico alternativo al que poder dirigirse directamente (artículo 45 de la Ley del Sector Eléctrico).

- b) **Sector de Hidrocarburos:** el legislador ha mantenido el espíritu armonizador desplegado en el ámbito de la normativa referida al sector eléctrico intentando también reflejar la importancia de la protección de los consumidores ante las empresas comercializadoras de este tipo de energía. Así, la Ley de Hidrocarburos incorpora un nuevo artículo 57 bis que establece los derechos de los que gozan los consumidores en relación con el suministro de energía entre los que se incluyen, entre otros, la puesta a su disposición de un servicio de atención telefónica facilitado por el distribuidor, en funcionamiento las veinticuatro horas del día y cuyo número debe aparecer claramente identificado en las facturas y deberá ser en todo caso facilitado por el comercializador. A su vez, incluye el derecho del consumidor a recibir información transparente sobre los precios, tarifas y condiciones generales aplicables al acceso y al uso de los servicios de gas. De cara a los posibles conflictos que pudieran surgir entre las partes, la Ley incluye también la puesta a disposición del consumidor de

diversos procedimientos para tramitar cualquier reclamación, facilitando el acceso a procedimientos de solución extrajudicial que permita la resolución equitativa y rápida de los posibles litigios, previendo un plazo de tres meses e incluso un sistema de reembolso y/o compensación.

8.1.2. Bases para un sistema de reclamaciones eficaz para el consumidor en un escenario de mercado liberalizado de la energía

De acuerdo con los principios comunitarios, se exponen a continuación algunos criterios a considerar a la hora de tratar y mejorar el actual sistema de reclamaciones para el consumidor español, en lo relativo al acceso, asistencia, trazabilidad y gestión:

- 1) Las vías de reclamación de los consumidores y procedimientos de resolución aparecen como un instrumento relevante para el consumidor de cara a la defensa de sus intereses. Se trata de una garantía fundamental para el restablecimiento de sus derechos cuando éstos son conculcados, desde la aplicación irregular de la normativa, anomalías del funcionamiento de los mercados energéticos o conducta de los agentes. En un contexto de liberalización energética, contribuye además a equilibrar la asimetría existente entre los consumidores y la industria respecto al desenvolvimiento y la capacidad de negociación en el ámbito del suministro energético.
- 2) Un sistema de reclamaciones necesita de una adecuada estandarización del procedimiento, vías y formatos de la reclamación, así como de la forma y tiempos de respuesta de la instancia ante la que se reclama. En este ámbito, debería clarificarse y exigirse la responsabilidad que corresponde al suministrador afectado como primera instancia ante la que ejercitar la reclamación y, en su caso, valorar el papel que pueden jugar en este campo los "defensores del cliente", figuras de reciente creación en algunas empresas suministradoras.

De forma complementaria, debería perseguirse una mayor implicación y afectación de las empresas suministradoras en vía extrajudicial, tal como el arbitraje, en la forma y con las limitaciones que fueran necesarias, pero que sistematizara la resolución de las reclamaciones del consumidor sin que, en su caso, fuesen requeridas las administraciones competentes o la instancia judicial ordinaria.

- 3) En relación a las características deseables en un sistema de reclamaciones, se exponen, entre otras, las siguientes:
 - Priorización en el planteamiento de la reclamación: empresa, Administración y tribunales, por este orden.

- Unicidad de la Instancia reclamatoria, organismo o Administración de carácter independiente.
 - Accesibilidad y comprensibilidad para el consumidor.
 - Agilidad en los plazos y decisiones en su resolución.
 - Proporcionalidad, asequibilidad en sus dictámenes y equidad entre la capacidad económica del suministrador y del consumidor.
 - Resolución en los ámbitos administrativo / mercantil y, en último caso, judicial.
 - En el ámbito extrajudicial: mediación, arbitraje y defensor del cliente.
- 4) En relación al sistema implantado para el tratamiento y resolución de reclamaciones, debe insistirse en lo escasamente publicitado (y en consecuencia poco conocido por los consumidores) y en la indefinición de los procedimientos y plazos del sistema desarrollados en las distintas instancias y administraciones ante los que se interponen las reclamaciones.

8.1.3. El sistema de reclamaciones en el caso español

En el caso del sistema energético español, y en concreto para las modalidades de suministro de electricidad y de gas natural, habría que considerar una amplia casuística de conceptos e hitos en la gestión del suministro que pueden incidir en el planteamiento de reclamaciones.

Así, **en el suministro de último recurso**, estos aspectos a tener en cuenta están relacionados con:

- La información pre-contractual.
- La acometida y derecho de enganche (nuevo suministro).
- La contratación de las características técnicas (potencial, caudal, etc) y modificaciones.
- La medida del consumo: veracidad de la medida, funcionamiento del equipo de medida.
- La facturación: claridad, exactitud, periodicidad, etc.
- La información de los peajes.

- Los efectos de una calidad del servicio deficiente: daños materiales, lucro cesante.
- Las desconexiones; impagos, fraudes.

Y en el caso de los **suministros liberalizados**, relacionados con:

- La Información sobre ofertas y precios.
- El traspaso de comercializador.
- El proceso de cambio de suministrador.
- La gestión del contrato, precios, revisión, renovación, etc.
- Las prácticas de venta del suministro o servicios.

8.1.4. Instancias, proceso y procedimientos en la gestión de las reclamaciones

Información al consumidor: reducción del número de reclamaciones

Ante el proceso de liberalización emprendido en nuestro país en los últimos años, los consumidores necesitan asimilar todos estos cambios normativos, para lo que será necesario que las entidades que los han propiciado faciliten la información necesaria para ello. El actual escaso nivel de conocimiento provoca en muchos consumidores una sensación de inseguridad, cuando no de desconfianza, que ha derivado en un significativo aumento de las reclamaciones.

La reducción de ese elevado porcentaje de reclamaciones debidas a las deficiencias de información de los consumidores sobre los nuevos mecanismos del mercado, debe constituir uno de los objetivos principales del sistema de resolución de reclamaciones.

Las instancias de reclamación disponibles para los consumidores españoles son las siguientes:

a) Primera Instancia

La primera instancia para realizar una consulta, queja o reclamación es la propia empresa suministradora. En este caso, la experiencia habida en los últimos años, nos dice:

- Que existe una multiplicidad de organismos competentes y de normativa en el ámbito de la atención al consumidor que conlleva para las empresas suministradoras problemas operativos, que tienen un fuerte impacto en el coste de la atención al consumidor en primera instancia. Aún así, a pesar de su considerable aumento, la práctica totalidad de las reclamaciones se resuelven en la propia empresa.
- Que los procedimientos existentes en las distintas empresas suministradoras, al no tener homogeneidad en sus formas, no permiten una información integrada de todas ellas.
- Que no existen parámetros, formalmente definidos, respecto a los criterios y plazos para dar respuesta a las reclamaciones, más allá de lo que contempla el procedimiento administrativo para la compensación por incumplimiento de los niveles exigibles para la calidad del servicio (formulación de oficio por la empresa suministradora, en el caso de la continuidad del suministro, o a instancia probada del consumidor en el caso de la calidad comercial –lo que en la práctica será ineficaz para el consumidor).
- Que la información existente sobre la gestión de reclamaciones es difícilmente auditable por su heterogeneidad entre empresas, salvo en el caso de incidentes generalizados y de gran impacto mediático.

b) Segunda Instancia

Los consumidores tienen como segunda instancia, ante una respuesta insatisfactoria de la empresa suministradora, acudir a los organismos competentes y a los servicios habilitados al respecto por las administraciones autonómicas.

La Administración autonómica es la competente para tratar y resolver las reclamaciones. La normativa del sector establece que para el suministro regulado (y todo lo relativo a la gestión de los contratos y tarifas de acceso a las redes eléctricas) contratado con el distribuidor (ahora por asimilación, el comercializador de último recurso), las reclamaciones deben dirigirse a la Administración de industria y energía, mientras que para las reclamaciones formuladas por un consumidor suministrado por un comercializador en el mercado liberalizado, aunque sea doméstico, le correspondería actuar a la Administración de consumo. Este criterio, además de no ser generalizado, se produce a interpretación de las Comunidades Autónomas, que por su falta de unicidad infringe claramente lo establecido respecto el punto de contacto único (independiente) para la tramitación de quejas y reclamaciones de los consumidores de energía al que se refieren las Directivas europeas.

Mediación y Arbitraje

El sistema de arbitraje de consumo forma parte de los mecanismos de resolución de conflictos en segunda instancia.

El actual procedimiento contempla una fase de mediación previa al arbitraje, pero no se trata de una mediación en estricto sentido ya que en la mayoría de los casos no se realiza a través de mediadores especializados que, con un objetivo conciliatorio, realicen una propuesta de mediación a las partes, sino de un mero trámite, sin valor añadido, por si alguna de las partes modifica su posición inicial.

La mediación debe ser la fase fundamental del proceso de resolución de conflictos en segunda instancia, y conseguir que la mayoría de los conflictos se resuelvan sin necesidad de llegar a la fase de arbitraje, minimizando así los costes de resolución. Para ello debe ser realizada por personal especializado y operar con procedimientos muy ágiles y flexibles de información y comunicación que permitan minimizar los plazos de respuesta.

8.2. Algunas consideraciones sobre los procesos de reclamación

El Real Decreto 13/2012, como se ha comentado en los capítulos anteriores, ha pretendido plasmar de la forma más exacta posible la voluntad del legislador europeo de proteger al consumidor de energía, intentando garantizar un servicio de asistencia ante posibles incidencias en el servicio recibido, así como garantizar la posibilidad de acceso a determinadas vías judiciales y extrajudiciales de solución de conflictos surgido entre las empresas comercializadoras de energía y los propios consumidores, previendo importantes sanciones en el caso de incumplimiento de las obligaciones con los consumidores.

Para cumplir con el requisito, todavía pendiente, de creación de un punto de contacto único e independiente que sirva para recabar información o formular quejas y, en su caso, las reclamaciones de consumidores, nuestra regulación podría haber optado por una única institución especializada y con los recursos necesarios, como se ha hecho en otros países europeos. No obstante, considerando la multiplicidad de competencias existentes derivadas de la Organización Territorial, será necesario definir un marco global homogéneo y único. Para lograr una adecuada protección del consumidor, se debe procurar:

- Que se asegure a los consumidores una identificación fácil y nítida del organismo competente al que dirigir las reclamaciones.

- Que no exista discriminación en su aplicación por razones de ámbito geográfico o competencia territorial, esto es, que los procedimientos, criterios, plazos, etc., sean idénticos.
- Que en todo caso, se disponga de una base de datos centralizada en la que se vuelque la información analítica y estadística de la gestión realizada por las distintas Comunidades Autónomas.
- Que en cumplimiento con lo establecido en las Directivas respecto de la coordinación con la Comisión Europea, se establezcan los procedimientos de interlocución con la Comisión, en lo relativo a la estandarización de la casuística de la reclamaciones y la información necesaria mínima para el seguimiento de las mismas.

Además, y teniendo en cuenta que la reclamación supone siempre una expresión entre partes y ello implica comunicación, debemos resaltar que las tecnologías de la información van acelerando su ocupación de los espacios sociales al extremo de desplazar cada vez más a los medios tradicionales, lo que supone una revolución a la que no se puede estar ajenos. Por su parte, las empresas suministradoras deben aprovechar las oportunidades que brindan estos medios para facilitar, agilizar y dar respuesta rápida a las quejas/reclamaciones de sus usuarios, de ahí que las compañías, cuya voluntad de atención al cliente debe estar en primera línea de objetivos frente al mercado, deban considerar todos los circuitos posibles de comunicación de los clientes, desde las redes sociales a los *e-mails* directos, y vigilar las redes de manera que se puedan detectar precozmente posibles focos de reclamaciones e intervenir en sus inicios para evitar posteriores situaciones de conflicto.

En conclusión, en el marco de la protección del consumidor y el tratamiento de sus reclamaciones, la regulación debe considerar, entre otros, los siguientes aspectos:

- a) El sistema de reclamaciones y resolución de conflictos, además de ofrecer una eficaz respuesta al consumidor ha de ser viable en su conjunto, desde el punto de vista de los costes en sus distintas instancias, lo que implica que ha de ser eficiente en el uso de los recursos, tanto públicos como privados.
- b) Existe un importante porcentaje de reclamaciones provocado por una insuficiente información del consumidor sobre los cambios regulatorios y los nuevos mecanismos del mercado cuya reducción y minimización debe constituir uno de los objetivos principales del sistema de resolución de reclamaciones.
- c) Las vías de reclamación de los consumidores y los procedimientos de resolución de las mismas, son el instrumento más efectivo para el consumidor de cara a la defen-

sa de sus intereses. En un contexto de liberalización energética, contribuye además a equilibrar la asimetría existente entre los consumidores y la industria respecto al desenvolvimiento y la capacidad de negociación en el ámbito del suministro energético.

- d) Un sistema de reclamaciones necesita de una adecuada estandarización del procedimiento, vías y formatos de la reclamación, así como de forma y tiempos de respuesta de la instancia ante la que se reclama.
- e) Son características deseables en un sistema de reclamaciones las siguientes: la priorización en el planteamiento de la reclamación (empresa, administración y tribunales); unicidad de la instancia reclamatoria; accesibilidad y comprensibilidad de la información; agilidad en los plazos; proporcionalidad, asequibilidad en sus dictámenes y equidad; resolución a nivel administrativo/mercantil (mediación, arbitraje, defensor del cliente) y en último caso judicial
- f) Para una resolución ágil de conflictos en segunda instancia es preciso, en primer lugar, potenciar la información y el asesoramiento al consumidor en el momento de realizar su reclamación. A ello podría contribuir la actual red de las Oficinas Municipales de Información al Consumidor (OMIC) siempre que se reforzara con formación técnica específica.

En segundo lugar, es imprescindible articular una verdadera instancia de mediación, cuyo ámbito podría ser autonómico, que recoja todas las reclamaciones que se realicen a través de los distintos canales y que, desde la especialización de su personal mediador y con criterios homogéneos, realice de forma ágil propuestas de resolución amistosa a las partes, para lo cual ha de operar con procedimientos muy ágiles y flexibles de información y comunicación que permitan minimizar los plazos de respuesta.

Para una mayor eficiencia global, esta fase de mediación podría tener carácter obligatorio para toda reclamación puesta en segunda instancia a través de cualquier canal, y ser previa a la fase de arbitraje y a la solicitud de intervención de los organismos administrativos competentes. Esto contribuiría al doble objetivo de agilizar la respuesta al consumidor y minimizar los costes globales del sistema de resolución de conflictos, al maximizar el número de reclamaciones resueltas en Mediación, sin intervención de los órganos de arbitraje o de las instancias administrativas competentes.

En el contexto actual, como se comentaba anteriormente, queda pendiente la determinación de dos aspectos claves de la regulación europea relativos a los “puntos de contacto únicos” y la creación del “mecanismo independiente”. A estos efectos, considerando las peculiaridades de la organización política y territorial del Estado español, es necesario

evitar cualquier discriminación que afecte a la eficiencia en el ejercicio del derecho de reclamación del consumidor, así como cualquier obstáculo o distorsión en la disponibilidad de una información completa, estandarizada y contrastable sobre la gestión del sistema de reclamaciones a nivel nacional.

En la fecha de redacción de este documento, está teniendo lugar un proceso de desarrollo, revisión y adaptación de la regulación energética que afectará entre otros a:

- Desarrollo de la Ley del sector eléctrico y de la Ley del sector de hidrocarburos en cuanto a la determinación de los “puntos de contacto únicos”.
- El proyecto de Ley de Servicios de Atención al Cliente que pretende responder a la demanda de soluciones frente a las deficiencias, reclamaciones y juicios ante tribunales de consumo (con el consecuente gasto) que se están generando actualmente. Iniciado el procedimiento legislativo por el Gobierno del partido socialista, actualmente su tramitación se ha suspendido.
- Modificaciones al Texto Refundido de la Ley General de Defensa de los Consumidores y los Usuarios. Esta ley de modificación, tiene como principal objetivo elevar el nivel de protección de los consumidores y usuarios mediante la incorporación de la Directiva 2011/83/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011,
- Proyecto de Real Decreto por el que se regula el Sistema Arbitral de Consumo, que trata de desarrollar la fase de mediación y el papel de los mediadores dentro del Sistema de Arbitraje de Consumo.

Todo lo anterior, el enfoque europeo de los derechos de los consumidores de energía, la experiencia y trayectoria seguida por la regulación *ad-hoc* española, la transposición de las Directivas del Mercado Interior de la Energía y los proyectos de adecuación de la normativa general de consumo, constituyen la base de partida para establecer un sistema de reclamaciones cuya regulación y práctica se adecue a las necesidades del consumidor en un entorno de suministro liberalizado de la energía.

CAPÍTULO 9. PARTICIPACIÓN MÁS ACTIVA DEL CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD

Sergio Arteta Arnaiz, Ignacio Castrillón Jorge y Juan Laorden Ferrero

9.1. Contadores y redes inteligentes

La red de transporte y distribución de electricidad está diseñada para transportar energía desde las grandes instalaciones de generación centralizada hasta unos consumidores pasivos. En la actualidad, en los niveles de muy alta tensión, el control de la red está bastante automatizado, pero en los niveles de tensión más cercanos al consumidor está gestionada con un escaso nivel de comunicaciones y de forma manual.

La red inteligente que se está empezando a construir, aunque está en gran parte soportada por las mismas instalaciones de distribución de electricidad, incluirá nuevos equipos electrónicos de control y monitorización que, junto a nuevos sistemas de comunicación bidireccional, permitirán ofrecer a consumidores y generadores nuevas funcionalidades, servicios y una mejora de la calidad de suministro.

Figura 9.1. ¿Qué es una *Smart Grid*?

“Es una red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella –generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez–, con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible.”



Construir esta red no es tarea fácil. El objetivo y principal reto es conseguir que los beneficios para consumidores, generadores y distribuidores sean mayores que el coste de las inversiones que se deben realizar.

Figura 9.2. Nuevos retos de las redes eléctricas

- Objetivos 20-20-20 Unión Europea.
- Aumento de la electrificación frente al uso de otras fuentes de energía primarias.
- Sustitución de activos veteranos.
- Incremento exponencial de fuente renovables.
- Extensión del proceso de liberalización del mercado.
- Seguridad de suministro.
- Reducción de los costes del sistema eléctrico.
- Integración de fuentes de generación de bajas emisiones.
- Soportar tecnologías que permitan la eficiencia energética y la gestión de la demanda.
- Permitir la creciente participación de los clientes en los mercados de la energía.
- Integrar nuevas tecnologías.
- Desarrollar un sistema flexible que soporte los nuevos escenarios.



Fuente: Elaboración propia

El dilema coste – beneficio

La falta de tecnologías estándares y con suficiente grado de madurez hace que los equipos sean aún muy costosos. Eliminar estas barreras es un asunto prioritario y se está trabajando para que los equipos de los distintos fabricantes sean interoperables y puedan integrarse y funcionar correctamente en la misma red, garantizando de este modo que exista un amplio mercado que ofrezca los mejores productos. Por otro lado, las empresas distribuidoras están realizando diversos proyectos piloto para probar las distintas tecnologías y equipos disponibles en el mercado, y así asegurarse que las soluciones tecnológicas que se instalen masivamente en la red estén debidamente probadas.

Las inversiones a realizar dependerán de cuáles van a ser los beneficios que se obtengan. La Comisión Europea recomienda la realización de análisis coste/beneficio que garantice que los distintos agentes obtengan beneficios, tanto a corto, como a medio y largo plazo, que superen los costes a incurrir. El problema al realizar estos necesarios estudios es triple:

1. Los beneficios de cada agente son difícilmente cuantificables, dado que aún no hay suficientes proyectos que aporten datos reales, y los estudios realizados hasta la fecha son muy teóricos.
2. Una gran parte de los beneficios no son atribuibles directamente a los agentes individuales, sino al conjunto del sistema eléctrico (mejora de la fiabilidad y de la calidad de suministro, mayor flexibilidad ante situaciones de contingencia,...). Por otro lado, hay importantes efectos que no pueden valorarse económicamente, como su contribución al cumplimiento de las políticas energéticas y medioambientales.
3. Los beneficios que podría obtener cada agente no son proporcionales a la inversión que debe realizar. Al ser el distribuidor el propietario de la red a la que se conectan los agentes, será quien deba realizar el mayor esfuerzo inversor.

Situación en España – Introducción de la telegestión y contadores inteligentes

Como primer paso hacia la red inteligente, la normativa española establece que en 2018 todos los consumidores domésticos deben disponer de contadores electrónicos inteligentes (en sustitución de los antiguos electromecánicos, que sólo cuentan “las veces que gira la rueda”, y del resto de contadores electrónicos instalados desde junio de 2007) conectados a través de un sistema de comunicaciones y telegestión. Sin embargo, no se ha regulado la obligatoriedad de la telegestión o telemedida para los sectores comercial y pequeño industrial (contadores tipo 3 y 4 según el Reglamento de Puntos de Medida), es decir, suministros entre 15kW y 450kW de potencia contratada; estos consumidores suponen un volumen de energía similar al de los domésticos (aproximadamente el 25% de la demanda nacional) en solo un 2 o 3% del parque de contadores.

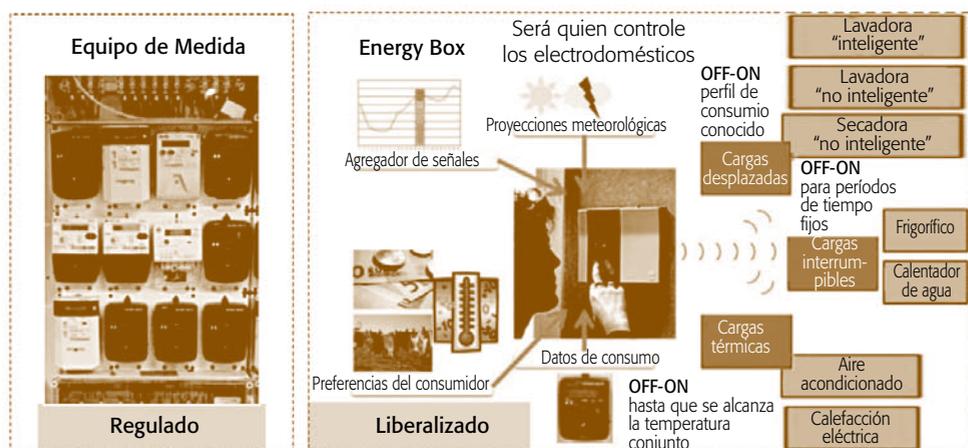
Las empresas de distribución ya han comenzado a sustituir los contadores electromecánicos por nuevos contadores electrónicos, cuyo coste de alquiler es de 0,81€/mes.³⁵ Con estos nuevos contadores, los consumidores podrán disponer de:

- Lectura remota e instantánea de energía y potencia.
- Información detallada de sus consumos (curva de carga real horaria), así como de sus parámetros de calidad.
- Programación remota e instantánea de nuevas tarifas y precios.
- Conexión y desconexión a distancia

³⁵ Precio contador monofásico. Supone un ahorro de 0,3€ respecto del alquiler del antiguo contador con discriminación horaria, o un incremento de 0,27€ respecto de los equipos básicos que no tenían dicha funcionalidad. El consumidor no tiene obligación de alquilarlo a la empresa distribuidora, puede comprar un equipo propio homologado.

Si adicionalmente se instalaran equipos domóticos en la vivienda, a través de un dispositivo de control de cargas (o Energy Box) comunicado con el contador, el consumidor podría optimizar su consumo sin notar una reducción en el confort. Por ejemplo, para una temperatura establecida, el controlador actuará solo cuando la vivienda está habitada, arrancando y parando los equipos de calefacción/aire acondicionado para que el consumo se haga de manera más eficiente y económica. Sin embargo, no se ha regulado la comunicación entre las Energy Box y el contador, lo que significa que puede haber contadores a los que no se pueda acoplar una Energy Box.

Figura 9.3. Equipo de medida vs dispositivo de control de cargas



Fuente: Elaboración propia

Las empresas de comercialización pondrán a disposición del consumidor la opción de instalación de un "Energy Box" para lo cual se requerirá su aceptación expresa.

9.2. Autoconsumo y balance neto

El consumidor puede incrementar su participación en el sistema eléctrico a través del autoconsumo, que se produce cuando un consumidor instala una fuente de generación eléctrica en su domicilio (solar fotovoltaica, mini eólica, etc.) pudiendo generar parte o toda la electricidad consumida.

Las necesidades de electricidad del consumidor pueden tener poco que ver con la capacidad de producción de la fuente instalada en su vivienda. A determinadas horas, el consumidor requerirá más electricidad que la que es capaz de producir (generalmente por las noches) mientras que en otras producirá más de la que necesita.

Por su parte, con el concepto de balance neto, el consumidor puede inyectar a la red la electricidad sobrante que produzca y tomar de la red la que le falte, compensando las diferencias tanto de cantidad como de precios del mercado mayorista. Su aplicación permite ahorrar los costes variables de producción de centrales del mercado mayorista, siendo beneficioso siempre que estos costes variables sean superiores al coste de autoproducción.

Es evidente que el consumidor necesita seguir conectado a la red para poder ser suministrado por el sistema cuando no pueda producir en cantidad suficiente para autoabastecerse, por lo que deberá pagar por la reserva de capacidad y garantía de suministro que éste le presta, esto es: los costes fijos de las redes de transporte, distribución y los de las centrales de generación.

En la práctica, tanto el término fijo como parte del variable de los peajes, sirven para retribuir los activos fijos de la red de transporte y distribución y, por tanto, si se eximiese a estos autoprodutores del pago por los servicios prestados y proliferaran muchas de estas instalaciones, podría dar lugar a una caída de los ingresos regulados destinados a retribuir los activos de distribución y transporte.

Para compensar esa caída de los ingresos y poder hacer frente a la retribución de las redes de transporte y de distribución, debería revisarse la estructura de los peajes para el nuevo entorno. Esta solución tendría como consecuencia que los clientes que no cuentan con este tipo de instalaciones, pagasen más, como consecuencia de algo que no les es atribuible. Es decir, los clientes sin balance neto deberían soportar la merma de ingresos generada por los que sí son propietarios de una instalación de generación, lo que constituiría una subvención cruzada entre consumidores que, al final, siempre produce burbujas económicas difíciles de solucionar.

Un aspecto importante del autoconsumo, y del que poco se habla, es la necesidad de una normativa que exigiese su registro y su control para evitar que pudiera afectar a la seguridad de los operarios que realicen labores de mantenimiento de las redes e instalaciones eléctricas en las proximidades de estas instalaciones, ya que estas instalaciones de autoconsumo pueden mantener en tensión una instalación que supuestamente se ha desconectado de la red principal.

Situación en España

Está previsto que en España se apruebe la nueva normativa que haga posible el autoconsumo con balance neto³⁶, que por un lado deberá asignar los costes fijos del sistema

³⁶ Posteriormente a la redacción de este Capítulo se ha presentado nueva normativa relativa al Autoconsumo que está en tramitación.

entre todos los clientes, tengan o no autoconsumo, y por otro permitir el ahorro de los costes variables de producción del sistema cuando la instalación está generando. La no corrección de la asignación de costes fijos y variables, como se ha comentado, llevaría a una caída de los ingresos regulados vía peajes (menos ingresos derivados del término variable) cuyo mayor o menor impacto económico dependerá de la penetración de este tipo de instalaciones.

Actualmente, el coste variable de producción de electricidad es aproximadamente 60 €/MWh. La diferencia respecto del coste de producción con tecnologías de generación renovable de escala doméstica (fotovoltaica, mini eólica, etc.) se ha ido reduciendo a medida que los costes de estas tecnologías han ido disminuyendo. En un futuro no muy lejano, se alcanzará la denominada paridad de red y podrá ser una alternativa totalmente competitiva.

9.3 Gestión de la demanda eléctrica

Como se ha visto, el desarrollo tecnológico de las redes inteligentes, vehículo eléctrico y generación distribuida, va a posibilitar la mejora en la gestión de la demanda de electricidad, tanto para el propio consumidor como para el sistema.

El potencial de respuesta depende de las características de los consumidores

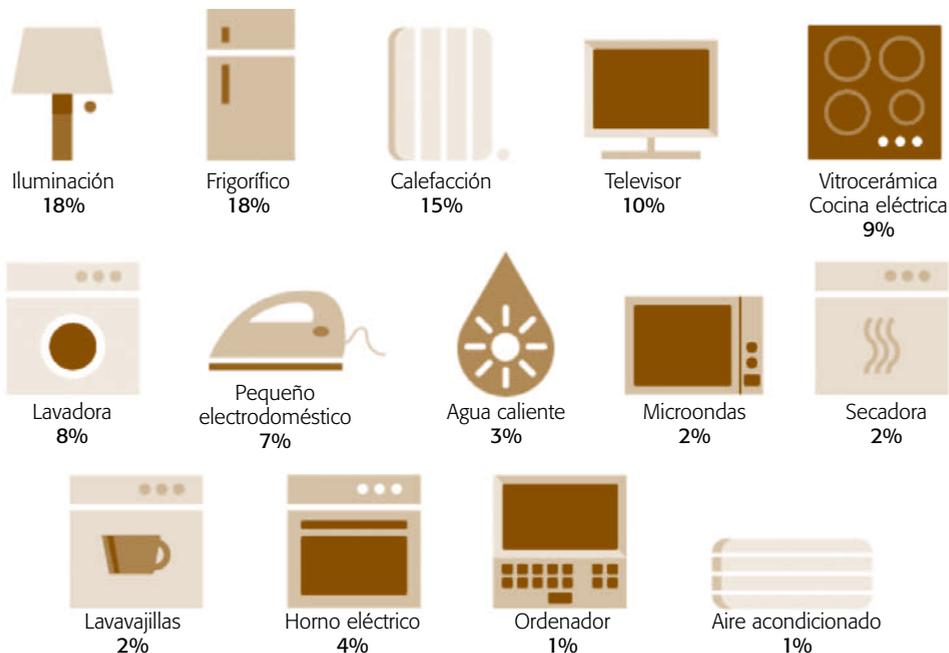
Los comercializadores o las empresas de servicios energéticos podrán ofrecer a los consumidores paquetes sofisticados de energía y servicios energéticos que se ajusten a sus características, que les permitirán consumir de manera más flexible y acorde con la producción disponible en cada momento.

Tanto los consumidores más pequeños, como las empresas comercializadoras, confían en que se desarrollen servicios de interés para ambas partes, con nuevos productos y precios que se ajusten a los del mercado mayorista, con discriminación horaria o con incentivos a no consumir en momentos de demanda muy elevada o de escasez de recursos de generación en el sistema.

El potencial de respuesta de la demanda dependerá de factores como el nivel general de consumo o la proporción del consumo eléctrico que puede desplazarse a otros combustibles. En algunos estudios recientes³⁷ se han alcanzado ahorros de energía del 4% para consumidores "activos" y bien informados.

³⁷ Fuente: BEUC- Bureau Européen des Unions de Consommateurs - Empowering consumers through smart metering 22/12/2011. Table 2.1 Methodology and results of 6 large European studies on feedback

**Figura 9.4. Algunos consumos medios en el hogar
(en % sobre un total de 4.000 kWh)**



Fuente: IDAE 2011 - Guía práctica de la Energía. Consumo eficiente y responsable

El consumidor debe estar mejor informado y asumir un papel más activo

Para que el consumidor pueda obtener las ventajas derivadas de los nuevos sistemas y aplicaciones, es fundamental que esté adecuadamente informado, por lo que deberán realizarse campañas divulgativas que incidan en los beneficios económicos que se pueden obtener. Las empresas eléctricas deberán facilitar información detallada sobre los consumos de cada cliente, en un formato que permita identificar las posibilidades de mejora. Para ello, una opción sería la creación de portales web donde, tras identificarse, cada cliente (o su comercializador autorizado) pueda ver su información actualizada, tanto a nivel de detalle horario como agregada y comparada con otros consumidores equivalentes de su misma zona.

También es necesario que el consumidor desempeñe un papel más activo, ya que con sencillos cambios en sus hábitos de consumo y una mejor utilización de las posibilidades que proporciona el mercado, podrá conseguir ahorros económicos y energéticos con sus correspondientes beneficios medioambientales.

Un marco regulatorio adecuado con reglas claras para todas las partes

Para que esto sea posible todavía quedan muchas incógnitas que deberán despejarse en un futuro próximo, entre las que se pueden destacar:

- El grado de madurez del mercado de servicios energéticos y las interrelaciones entre los posibles agentes.
- La gestión de la información obtenida de los contadores inteligentes, garantizando la confidencialidad y calidad, la seguridad en su transmisión y un acceso a la misma basado en reglas claras y no discriminatorias.
- La eliminación de las tarifas reguladas en el suministro de energía, excepto los peajes de acceso y en su caso del equipo de medida, que permita un funcionamiento de libre competencia en los nuevos servicios comerciales.
- La separación del suministro de energía de los servicios asociados, de forma que el consumidor pueda mantener la elección diferenciada de los servicios y de las empresas comercializadoras que los presten.

El consumidor podrá elegir entre las diferentes ofertas del mercado

Las expectativas de ahorro económico que se puede conseguir gracias a indicaciones de las empresas energéticas, así como la diferenciación de los precios de la energía en determinados períodos horarios, incentivarán al consumidor a tener una participación más activa en el mercado. En este sentido, no hay que olvidar que si los precios que reciben los consumidores no reflejan adecuadamente los costes reales del servicio prestado, sus decisiones de inversión y forma de consumo no coincidirán con las económicamente óptimas.

Es necesario que el usuario mantenga la libertad en la forma de consumir, y para que reciba señales económicas adecuadas será de gran utilidad el que todos dispongan de contadores inteligentes; esto además eliminará las posibles barreras que pueden aparecer si para contratar determinada tarifa fuera necesaria la sustitución del contador, como ocurre actualmente. Se puede orientar al consumidor a que haga un consumo eficiente y responsable, pero la elección final debe ser siempre suya.

Cuanta mayor sea la competencia entre las empresas de servicios y menores las barreras para que entren nuevas comercializadoras, antes se conseguirán precios más competitivos que permitirán la participación activa de los consumidores.

CAPITULO 10. CONCLUSIONES

El Mercado Interior de la Energía

- La creación de un auténtico Mercado Interior de la Energía es, desde hace años, uno de los objetivos prioritarios de la UE. De acuerdo con la visión comunitaria, la existencia de un Mercado Interior de la Energía que comprenda el conjunto de Estados que forman la UE y en el que puedan participar productores y consumidores, es clave para lograr un suministro seguro, sostenible y competitivo para la industria europea y el conjunto de los consumidores. Su materialización permitirá a las empresas y ciudadanos europeos elegir entre diferentes compañías suministradoras de gas y electricidad, al objeto de acceder a precios más competitivos y en general a condiciones de suministro más favorables.
- Para que los consumidores sean capaces de beneficiarse del Mercado Interior de la Energía en lo referente a precios y calidad de servicio, es esencial que la apertura del mercado coincida con la introducción de medidas de protección y ayuda al consumidor, especialmente para los más pequeños, que le faciliten la toma de decisiones tal como prevén las Directivas Europeas sobre el Mercado Interior de la Energía, cuya correcta transposición resulta por tanto imprescindible.

La importancia del consumidor informado

- En los últimos años, la protección del pequeño consumidor ha adquirido un especial protagonismo, siendo sus principales derechos: elegir suministrador; ser suministrado en condiciones competitivas; reclamar; ser compensado por carencias de suministro; y tener protección especial en el caso del consumidor vulnerable.
- En este sentido, una de las medidas básicas y quizá la más importante, es la relacionada con la información. Solo si el consumidor está bien informado, podrá ejercer con pleno conocimiento su capacidad y derecho de elección.
- Para poder informarse, es relevante que el usuario conozca el funcionamiento del mercado, en el que intervienen diferentes agentes o entidades con distintas funciones, entre otros: el productor de electricidad/gas; los gestores de las redes de electricidad/gas (redes de transporte y distribución); el comercializador o suministrador de electricidad/gas; los reguladores que supervisan el correcto funcionamiento del mercado; y las asociaciones de consumidores.

- En España, todos los agentes del mercado publican en sus respectivas páginas web información sobre sus actividades y los distintos servicios que ofrecen. Aún así, el desconocimiento sobre los nuevos mecanismos del mercado está provocando en muchos consumidores una sensación de inseguridad que deriva en un significativo aumento de las reclamaciones.
- Los agentes continúan haciendo esfuerzos para que la información sea comprensible y transparente, que sea accesible desde un número reducido de puntos y que existan herramientas de comparación simples, de forma que se estimule la respuesta de la demanda mejorando los hábitos de consumo y fomentando la correcta utilización de la energía y la eficiencia y el ahorro energético.

El cliente vulnerable

- Si bien no existe una definición única a nivel de la UE del cliente vulnerable, se entiende que éste debería referirse a aquellos consumidores domésticos que perteneciendo a determinados colectivos para los que concurran circunstancias específicas, por ejemplo dificultades económicas, requieran un tratamiento especial para poder adquirir la energía que precisan.
- En la práctica, en España, parece haber una cierta confusión entre la figura del cliente vulnerable y el Suministro de Último Recurso que se hace mediante tarifas reguladas que establece el Gobierno. De hecho, España no ha definido todavía formalmente el concepto de cliente vulnerable y la protección adicional asociada. En el caso de la electricidad, el cliente vulnerable se identifica transitoriamente con los clientes que pueden acogerse al bono social.

Cambio de suministrador

- El proceso mediante el cual el cliente cambia de empresa suministradora se denomina "cambio de suministrador" y es realmente la piedra angular que permite al consumidor disponer de unos servicios más acordes a sus necesidades, que puede ser una mejor atención comercial o simplemente unos mejores precios.
- Una amplia gama de suministradores y una gran diversidad de ofertas es, sin duda, síntoma de un mercado competitivo que avanza hacia su madurez. Sin embargo, también es cierto que una gran diversidad puede generar en el consumidor cierta confusión, a la que contribuye sin duda la intrínseca complejidad de los mercados energéticos.

- La Comunicación de la Comisión Europea sobre el Mercado Interior de la Energía de 15 noviembre de 2012 (*Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía*³⁸) indica que en el caso de España ha habido un aumento notable de la tasa de cambio de suministrador o *switching*. En el sector eléctrico, ésta ha evolucionado de un 5,2% en 2009 y un 7,4% en 2010 a un 10,6% en 2011. En el sector del gas, esta tasa es aún mayor y ha evolucionado de un 11,6% en 2010 a un 19,5% en 2011.
- En general, se puede asumir que la calidad global del suministro de electricidad y de gas en España tiene un nivel homologable a la de otros países de nuestro entorno, mostrando una mejora sostenida en los tiempos más recientes

La facturación

- España viene de una etapa de cambios importantes en el sistema energético que han afectado intensamente a la actividad realizada por los diferentes agentes (distribuidoras, comercializadoras, CNE) que participan en el sector.
- Si bien los problemas de facturación han ido disminuyendo de manera significativa hasta ser cada vez más puntuales, existen todavía pequeños problemas, cuya corrección está llevando al sector y al resto de organismos implicados a hacer importantes esfuerzos y a aumentar la flexibilidad y la robustez de los sistemas de facturación de las compañías. La experiencia que van adquiriendo en el nuevo entorno es cada vez mayor.

Tratamiento de reclamaciones

- El mecanismo de gestión y tratamiento de las reclamaciones es un factor clave para equilibrar la asimetría existente entre la capacidad e información de la que dispone la industria energética y la que ostentan los consumidores.
- En este campo de la información y tratamiento de las reclamaciones, las nuevas Directivas Europeas sobre el Mercado Interior de la Energía asignan nuevas responsabilidades a las administraciones públicas o instituciones *ad-hoc* creadas en el ámbito nacional.
- La obligación de los Estados miembro de establecer “puntos de contacto únicos”, y un “mecanismo independiente” para la tramitación eficaz de reclamaciones y solución extrajudicial de conflictos, es fundamental.

Una mayor participación del consumidor

- La mayor participación de los consumidores en los mercados a través de los contadores y redes inteligentes, el autoconsumo, el vehículo eléctrico y la gestión de la demanda adquieren un especial protagonismo
- Para ello, las redes deberán evolucionar a lo que se denominan como redes inteligentes (o *smart grids*, en su terminología en inglés); disponer de contadores telegestionados en cada punto de consumo; ser capaces de gestionar el balance neto de la energía que haya circulado en ambos sentidos, así como los distintos valores de precios que establecen los mercados según franjas horarias, y que incentivarán comportamientos de consumo más eficientes.
- Para la implementación de estas nuevas tecnologías y de esta manera de producir y consumir energía, resultará imprescindible contar una regulación adecuada que promueva la eficiencia en el sistema apoyada en un correcto análisis coste beneficio.

ANEXO I: ADENDA

En julio de 2013 se ha iniciado una reforma importante del sector energético, mediante la publicación del Real Decreto Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y el comienzo del trámite correspondiente de las siguientes disposiciones:

- Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico (presentado en el Congreso de los Diputados el 23/09/2013 como Proyecto de Ley)
- Proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (Ley 17/2013, de 29 de octubre, publicada en el BOE del 30 de octubre de 2013)
- Propuesta de RD por la que se regula la actividad e producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (sólo particulares).
- Propuesta de RD por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica.
- Propuesta de RD por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Propuesta de RD por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica
- Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

- Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Propuesta de Resolución por la que se establece el modelo de factura de electricidad.

Algunas de estas disposiciones inciden especialmente sobre la actividad de comercialización de la energía eléctrica, por lo que podrían hacer necesaria la actualización del documento de PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA elaborado en el Club Español de la Energía.

No obstante, la mayor parte de estas disposiciones no serán publicadas oficialmente antes de final del año 2013, por lo que la revisión del documento debería hacerse a partir del año 2014.

Según esta reforma en el ámbito de la electricidad, desaparece el actual suministro de último recurso y se sustituye por los denominados precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso (TUR), como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos. Los comercializadores de referencia serán asimismo los únicos que podrán realizar el suministro a los clientes vulnerables, y a aquellos consumidores que carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador.

Los precios voluntarios para el pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, por analogía con la actual tarifa de último recurso definida según la normativa vigente, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización. La metodología de cálculo de estos precios y de las tarifas de último recurso las establecerá el Gobierno, y es previsible que se requiera el informe previo de la nueva Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que empezó a funcionar en octubre de 2013. De forma reglamentaria se establecerá el desglose que deberá aparecer en las facturas con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios de suministro de energía eléctrica.

Se profundiza en las medidas de protección al consumidor siguiendo las directrices de la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, habiéndose previsto en la nueva Ley un artículo específico sobre los derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro de electricidad. De este modo, al derecho ya recogido actualmente de poder elegir suministrador, pudiendo contratar la energía directamente en el mercado o a través de un comercializador, se añaden

otros como el de recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen, ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios, y disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones. Entre las obligaciones, está prevista la de permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora la entrada en el local o vivienda en horas hábiles o de normal relación con el exterior.

En relación con la definición de consumidor vulnerable, se añade su consideración como obligación de servicio público según lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE y reglamentariamente se van a establecer los requisitos que deben cumplir los consumidores vulnerables, incluyendo un límite para la renta familiar, y ligando el derecho a la percepción del bono social a la obtención de la condición de consumidor vulnerable. El bono social está previsto que sea asumido por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Hay que señalar también, que en el Proyecto de Ley del Sector eléctrico está prevista una disposición transitoria que prevé que la actual oficina de cambios de suministrador (OCSUM) seguirá desempeñando las funciones que tenía atribuidas según la normativa anterior hasta el 30 de junio de 2014, fecha en la que estas funciones pasarán a ser desempeñadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Dentro de la reforma normativa que se está acometiendo en el sector de la energía eléctrica y en relación con la protección al consumidor, hay que destacar el proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, disposición que actualiza el RD 1955/2000 y que refunde buena parte de las normas existentes, que se encontraban dispersas y en alguna forma desactualizadas.

En este sentido, se revisan los criterios para determinar qué empresas comercializadoras deben prestar el suministro de referencia, en base a un número mínimo de suministros, lo que abre la posibilidad a otras comercializadoras, distintas a las actuales suministradoras de último recurso, a solicitar su designación acreditando el cumplimiento de unos requisitos relativos a un capital social mínimo y antigüedad en el ejercicio de la actividad.

También se regula con detalle el cambio de suministrador, definiendo las responsabilidades de todos los agentes en el proceso de cambio y estableciendo plazos concretos para que se garantice su realización en el plazo de tres semanas fijado por la Directiva 2009/72/CE, y por otra parte se recoge la obligación de que las Administraciones com-

petentes establezcan puntos de contacto únicos en coordinación con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para ofrecer información a los consumidores sobre sus derechos y procedimientos de solución de conflictos.

Se abordan diferentes aspectos del suministro que necesitaban una mayor definición, como son los procedimientos para llevar a cabo la suspensión del suministro por impagos, así como las actuaciones preventivas y correctivas frente al fraude detectado en el sector eléctrico. También se ha previsto la exigencia de ciertas garantías a las comercializadoras frente al riesgo de que no paguen los peajes de acceso a los distribuidores.

Finalmente, debe destacarse que en el proyecto de real decreto se profundiza en las obligaciones y requisitos que deben cumplir las comercializadoras para el ejercicio de su actividad, y se desarrollan con mayor detalle al existente actualmente, los procedimientos de extinción de su habilitación como comercializadoras y el traspaso de sus clientes a las comercializadoras de referencia en el caso de que incurran en el incumplimiento de dichas obligaciones y requisitos.

ANEXO II: GLOSARIO DE TÉRMINOS

Definiciones relativas a electricidad

- **Ciente cualificado:** el cliente que tenga derecho a comprar electricidad al suministrador de su elección a tenor del artículo 33³⁹;
- **Ciente doméstico:** el cliente que compre electricidad para su consumo doméstico, excluidas las actividades comerciales o profesionales;
- **Ciente final:** el cliente que compre electricidad para su consumo propio;
- **Ciente mayorista:** cualquier persona física o jurídica que compre electricidad con fines de reventa dentro o fuera de la red en la que estén instaladas;
- **Ciente no doméstico:** cualquier persona física o jurídica cuya compra de electricidad no esté destinada a su consumo doméstico; en esta definición se incluyen los productores y los clientes mayoristas;
- **Ciente vulnerable:** Los EE.MM. deberán definir las categorías de consumidores que califican como vulnerables. Se prevé que el número de consumidores que entren en esta categoría será bajo. Parece razonable suponer que los consumidores con alguna discapacidad o de edad avanzada podrían calificar como vulnerables, pero no todos los consumidores de los grupos anteriores deben ser considerados como vulnerables (por ejemplo, los de ingresos elevados). La protección a los clientes vulnerables puede referirse a una prohibición de desconexión durante períodos críticos, por ejemplo durante un invierno riguroso, si utilizan electricidad para calentar su casa.
- **Contrato de suministro de electricidad:** contrato para el suministro de electricidad, con exclusión de los derivados relacionados con la electricidad;

³⁹ De la Directiva 2009/72/CE del Parlamento y Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

- **Derivado relacionado con la electricidad:** instrumento financiero especificado en uno de los puntos 5, 6 ó 7 de la sección C del anexo I de la Directiva 2004/39/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, relativa a los mercados de instrumentos financieros y relacionado con la electricidad;
- **Distribución:** el transporte de electricidad por las redes de distribución de alta, media y baja tensión con el fin de suministrarla a los clientes, pero sin incluir el suministro;
- **Eficiencia energética y gestión de la demanda:** planteamiento global o integrado que tenga por objeto influir en el volumen y los períodos de consumo de electricidad a fin de reducir el consumo de energía primaria y las puntas de carga concediendo prioridad a la inversión en medidas que fomenten la eficiencia energética u otras medidas, como los contratos de suministro interrumpibles, respecto de las inversiones destinadas a aumentar la capacidad de producción, siempre que las primeras constituyan la opción más eficaz y económica, habida cuenta de la repercusión positiva en el medioambiente del menor consumo de energía y los aspectos de seguridad del suministro y costes de distribución con ella relacionados;
- **Empresa eléctrica:** cualquier persona física o jurídica que realice al menos una de las funciones siguientes: generación, transporte, distribución, suministro o compra de electricidad, o que lleve a cabo las tareas comerciales, técnicas o de mantenimiento relacionadas con estas funciones, pero sin incluir a los clientes finales;
- **Fuentes de energía renovables:** las fuentes de energía renovables no fósiles (energía eólica, solar, geotérmica, de las olas, de las mareas, hidráulica, de la biomasa, los gases de vertedero, los gases producidos en estaciones depuradoras de aguas residuales y los biogases);
- **Generación:** la producción de electricidad;
- **Generación distribuida:** las instalaciones de generación conectadas a la red de distribución;
- **Gestor de la red de distribución:** toda persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad;

- **Gestor de la red de transporte:** toda persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de transporte en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de transporte de electricidad;
- **Interconector:** el material utilizado para conectar entre sí las redes de electricidad;
- **Línea directa:** ya sea una línea de electricidad que conecte un lugar de generación aislado con un cliente aislado, o una línea de electricidad que conecte a un productor de electricidad y a una empresa de suministro de electricidad para abastecer directamente a sus propias instalaciones, filiales y clientes cualificados;
- **Operador de sistema de distribución:** una persona física o jurídica encargada del funcionamiento, mantenimiento y, en caso necesario, desarrollo del sistema de distribución de electricidad o de gas natural en una zona determinada y, en su caso, sus interconexiones con otros sistemas, así como de garantizar la capacidad a largo plazo del sistema para cumplir las exigencias razonables de la distribución de electricidad o de gas natural;
- **Red interconectada:** una red constituida por varias redes de transporte y de distribución unidas entre sí mediante una o varias interconexiones;
- **Seguridad:** tanto la seguridad de suministro y suministro de electricidad como la seguridad técnica;
- **Servicios auxiliares:** todos los servicios necesarios para la explotación de la red de transporte o de distribución;
- **Servicio energético:** el beneficio físico, la utilidad o el bien derivados de la combinación de una energía con una tecnología energética eficiente o con una acción, que puede incluir las operaciones, el mantenimiento y el control necesarios para prestar el servicio, el cual se presta con arreglo a un contrato y que, en circunstancias normales, ha demostrado conseguir una mejora de la eficiencia energética o un ahorro de energía primaria verificables y medibles o estimables;
- **Sistema de medición inteligente:** sistema electrónico capaz de medir el consumo de energía, que proporciona más información que un contador convencional, y de transmitir y recibir datos utilizando una forma de comunicación electrónica;

- **Suministro:** la venta y la reventa de electricidad a clientes;
- **Transporte:** el transporte de electricidad por la red interconectada de muy alta tensión y de alta tensión con el fin de suministrarla a clientes finales o a distribuidores, pero sin incluir el suministro;
- **Usuarios de la red:** cualesquiera personas físicas o jurídicas que suministren electricidad a una red de transporte o de distribución, o que reciban suministro de la misma;

Definiciones relativas al gas

- **Transporte:** la regasificación, el almacenamiento o el transporte de gas natural por redes constituidas principalmente por gasoductos de alta presión, distintas de las redes de gasoductos previas y de la parte de los gasoductos de alta presión utilizados fundamentalmente para la distribución local de gas natural, para su suministro a los clientes, pero sin incluir el suministro
- **Gestor de la red de transporte:** toda persona física o jurídica que realice la actividad de transporte y sea responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de transporte en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de transporte de gas
- **Distribución:** el transporte de gas natural por redes de gasoductos locales o regionales para su abastecimiento a clientes, o a otras redes de distribución pero sin incluir el suministro;
- **Suministro:** la venta y la reventa a clientes de gas natural, incluido el GNL
- **Empresa suministradora:** cualquier persona física o jurídica que realice la actividad de suministro

Referencias

- DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética y por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

- DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE
- DIRECTIVA 2009/73/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE
- COMMISSION STAFF WORKING PAPER. INTERPRETATIVE NOTE ON DIRECTIVE 2009/72/EC CONCERNING COMMON RULES FOR THE INTERNAL MARKET IN ELECTRICITY AND DIRECTIVE 2009/73/EC CONCERNING COMMON RULES FOR THE INTERNAL MARKET IN NATURAL GAS - RETAIL MARKETS

ANEXO III: LISTADO DE ACRÓNIMOS

ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*

CCU – Consejo de Consumidores y Usuarios

CEER – Consejo de Reguladores de Energía Europeos

CNE – Comisión Nacional de Energía

MINETUR – Ministerio de Industria, Energía y Turismo

OCSUM – Oficina de Cambios de Suministrador

OFGEM – Regulador del Reino Unido

OMIC – Oficina Municipal de Información al Consumidor

OTC – *Contratos Over the Counter*, que operan al margen del *pool*

TFUE – Tratado Fundacional de la Unión Europea

TIEPI – Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada

TUR – Tarifa de Último Recurso

UE – Unión Europea

Edición patrocinada por:



Asociados Ejecutivos



Edición y distribución:



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Paseo de la Castellana, 257- 1ª planta - 28046 Madrid
Tel.: 91 323 72 21 / www.enerclub.es

