

# *Opciones estratégicas para un plan energético indicativo en España*

El cambio climático es el paradigma de los múltiples impactos adversos presentes y futuros derivados de un modelo energético mundial que actualmente es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales. La situación española es particularmente grave por el aumento del consumo, las emisiones y la dependencia energética. España dispone de opciones estratégicas para afrontar el problema, pero necesita una planificación energética indicativa con criterios explícitos de sostenibilidad. Los mercados *per se* no proporcionan soluciones adecuadas. Como los modelos clásicos de optimización y prospectiva presentan limitaciones significativas, al menos en una primera fase debieran además utilizarse herramientas de planificación más simples, que representen los componentes esenciales de las principales estrategias a seguir y que permitan al usuario examinar con flexibilidad y sencillez escenarios alternativos de largo plazo.

*Ekonomiaren, gizartearen eta ingurumenaren ikuspegitik gaur egun iraunkorra ez den mundu mailako eredu energetikoaren ondorioz, hainbat kalte eragin dira dagoeneko, eta baita etorkizunari begira, eta horien ondorioa da aldaketa klimatikoa. Espainiako egoera era berezian da larria, kontsumoak, gas-isurketek eta menpetasun energetikoak gora egin dutelako. Espainiak baditu aukera estrategikoak arazoari aurre egiteko, baina plangintza energetiko adierazgarria behar du, iraunkortasunaren inguruko berariazko irizpideak izango dituen. Merkatuek, beren kabuz, ez dituzte irtenbide egokiak eskaintzen. Kontua da optimizazioa eta prospektiba oinarri dituzten eredu klasikoek muga nabarmenak dituztela, eta horren ondorioz, lehen fase batean behintzat, plangintza egiteko tresna sinpleagoak erabili beharko lirake, estrategia nagusien funtsezko osagaiak zein diren erakutsi eta luzera begira ordezkio egoerak zeintzuk izan daitezkeen malgutasunez eta erraztasunez aztertze modua eduki dezan erabiltzaileak*

Climate change is the paradigm of the many adverse impacts derived from a current world energy model that is unsustainable in economic, social and environmental terms. The Spanish situation is particularly serious because of the evolution of energy consumption, the increment in greenhouse gas emissions and energy dependence. Spain has a series of strategic options available to address this problem, but an indicative energy planning with explicit criteria for sustainability is needed. Markets by themselves do not provide adequate solutions. Since classic optimization and prospective models have serious drawbacks, initially at least, simpler planning tools should be used to represent essential components of the main strategies to be addressed with ease and flexibility, and to consider alternative scenarios for the long term.

## ÍNDICE

1. Introducción
  2. Energía y cambio climático en España
  3. Opciones estratégicas de actuación
  4. El papel de la planificación energética indicativa
  5. Modelos para una planificación energética indicativa en España
  6. Conclusiones
- Referencias bibliográficas

Palabras clave: planificación energética indicativa, política energética, sostenibilidad, modelos de prospectiva energética.

Keywords: indicative energy planning, energy policy, sustainability, prospective models.

N.º de clasificación JEL: Q48, Q42, Q58.

### 1. INTRODUCCIÓN

Este artículo presenta a grandes rasgos la actual situación energética española y sus principales razones y causas de insostenibilidad, en particular en lo relacionado con las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y el cambio climático. Dada la actual situación energética nacional, el artículo expresa la necesidad de contar con una planificación energética indicativa (PEI) similar a la que se lleva a cabo en diferentes sectores económicos, incluso en otros de menor importancia estratégica que el energético. El artículo defiende que las opciones clásicas de modelado de la PEI debieran contar en una primera fase como un buen complemento con modelos simplificados, que permitan establecer de forma sencilla las líneas

maestras de lo que sería una política energética sostenible, relegando los modelos clásicos más sofisticados a etapas subsiguientes.

#### 1.1. España ante el cambio climático

El cambio climático es un fenómeno global consecuencia del incremento de las emisiones de GEI antropogénicas durante los dos últimos siglos, (véase IPCC, 2007). Este carácter global, requiere que cada uno de los países contribuya a la solución del problema —responsabilidad compartida—, aunque estableciendo criterios de reparto de las cargas en función del nivel de vida, las emisiones actuales y pasadas, etc. —responsabilidad diferenciada, ver Pérez Arriaga (2007)—.

En particular, España es el país de la UE-15 que porcentualmente más ha incrementado el volumen total de emisiones de GEI entre 1990 y 2005, (véase MMA, 2008). Esta preocupante evolución se ha producido fundamentalmente a consecuencia del aumento del consumo de energía primaria, que en más de las tres cuartas partes se abastece de combustibles fósiles, (véase MITYC, 2007).

### **1.2. El papel del sector energético español en las emisiones nacionales de GEI**

El sector energético es con mucho el más relevante por volumen de emisiones de GEI. Éste incluye no sólo el sector transformador de la energía (refinerías, centrales eléctricas, etc.), sino también el transporte o los consumos energéticos del sector industrial, residencial o terciario. El sector energético en el sentido amplio indicado, supone el 80% del total de las emisiones de GEI que se producen en España, (véase MMA, 2008).

### **1.3. La necesidad de una PEI en España**

En los países del entorno más cercano, las autoridades públicas fijan sus intereses y objetivos en conseguir un abastecimiento energético razonablemente fiable y a buen precio. Esto es, que durante largo tiempo esté garantizado el suministro de toda la energía que se demande, a un precio asequible y con una calidad aceptable del servicio. Todo ello con un impacto medioambiental admisible. Estos intereses y objetivos se alinean muy probablemente con los de los ciudadanos. En la práctica, se suelen primar, en la normativa y en la atención de los reguladores, los aspectos de seguridad y eficiencia del sistema energético en el corto plazo.

Este artículo sostiene que, aunque la fiabilidad del suministro y el precio del abastecimiento inmediato de energía sean preocupaciones legítimas, un enfoque en profundidad del problema de la energía no debe limitarse a una perspectiva excesivamente a corto plazo —ahora y el futuro más inmediato— y local —mirar exclusivamente el correspondiente sistema energético nacional, español en este caso—. Un planteamiento realista y serio de la cuestión energética tiene que contemplar también la seguridad de abastecimiento para las generaciones futuras, tiene que ser consciente de las consecuencias del impacto medioambiental que el consumo y la consiguiente producción de energía están ocasionando en el planeta que legaremos a nuestros descendientes, y tiene que tomar en consideración el hecho de que un tercio de la humanidad carece hoy de suministro eléctrico y de cualquier otra forma avanzada de energía. Aunque el mercado sea un instrumento adecuado para conseguir una asignación eficiente de recursos y para promover la iniciativa privada, no puede confiarse a las fuerzas del mercado la resolución de las graves cuestiones que se acaban de exponer. En respuesta a este tipo de desafíos, se requieren otros instrumentos adicionales, entre los que se encuentra la PEI.

La Planificación Indicativa, tal y como se define en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE) y en la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos (LSH), es una herramienta de ayuda a la hora de definir un planteamiento estratégico de la política energética. Esta Planificación Indicativa que contemplan la LSE y la LSH, extendida al conjunto de los sectores energéticos (PEI), ha de proporcionar la visión integral que se necesita para dar respuesta conjunta a las directrices de sostenibilidad que se adopten.

Es claro que esta PEI debe llegar más lejos que lo que contempla la vigente Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2005-2011 aprobada en marzo de 2006. Esta planificación es estrictamente un Plan de Infraestructuras de Redes y recibe como datos externos las estimaciones del crecimiento de la demanda y las previsiones de incorporación de nuevas instalaciones de generación.

Por el contrario, la PEI debe establecer las condiciones de contorno que han de ser conocidas por todos aquellos agentes económicos a quienes les pueden afectar y debe también fijar objetivos concretos para todo aquello que es regulado: objetivos de penetración de energías renovables y los correspondientes mecanismos de ayudas; objetivos de ahorro y eficiencia energética y medios para conseguirlos; margen requerido de cobertura de la demanda eléctrica; desarrollo de infraestructuras de gas y electricidad; plan de la minería del carbón; futuro de la energía nuclear; asignación de los derechos de CO<sub>2</sub>; etc. Esta PEI de ninguna forma sustituye o interfiere con la libertad de las empresas, que realizarán libremente sus inversiones en el sector energético (ver Pérez Arriaga, 2005).

A la vista de las opciones estratégicas disponibles y de su potencial, esta PEI ha de erigirse en elemento integrador de políticas —energéticas y multisectoriales—, que permita poder tomar las decisiones a largo plazo que sean más adecuadas para conseguir los objetivos de sostenibilidad fijados. Esta PEI debe apoyarse en un modelo que permita conocer las implicaciones que la adopción de unas u otras opciones tiene en relación con algunas magnitudes energéticas clave como el consumo, las emisiones de GEI o la dependencia. Los modelos clásicos de optimización, con el complemento de otro tipo de enfoques más sim-

ples, son herramientas adecuadas para el planteamiento de una PEI.

## 2. ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA

### 2.1. Un modelo energético no sostenible

Múltiples estudios, utilizando distintos enfoques y desde diferentes perspectivas, realizados por instituciones de indiscutible solvencia y desde muy diversas posiciones políticas, coinciden en afirmar que el actual modelo energético mundial, y especialmente el de los países más desarrollados, como España, es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales, [véase por ejemplo IEA, (2007), IPCC, (2007), PNUD, (2004)] o [Fundación Encuentro, (2005)]. Existe un acuerdo amplio sobre los desafíos mayores que conlleva el modelo energético actual, que son los siguientes: el acceso de forma continua y a precios asequibles a los servicios que proporcionan las formas modernas de energía, el excesivo vínculo entre progreso económico y demanda de energía, la utilización masiva de combustibles fósiles para el abastecimiento energético, las emisiones de GEI, la creciente dependencia de las importaciones de recursos y la incertidumbre sobre su disponibilidad a un precio asequible. Es imposible realizar un análisis serio del sector energético en España a largo plazo sin contemplar estos aspectos.

### 2.2. Caracterización del consumo energético en España

El caso español es paradigmático en lo que respecta a la encrucijada energética y a

la que también se enfrentan actualmente otros muchos países desarrollados. España presenta una dependencia energética muy alta (más del 90% en términos de energía primaria, mientras que el valor medio en la UE es del 50%), a pesar de lo cual los logros en eficiencia han sido muy escasos. El crecimiento del consumo de electricidad es claramente superior a la media europea y también el de energía primaria, aunque partiendo de valores inferiores a los medios en Europa, mientras que la intensidad energética sigue una tendencia creciente, contraria a la observada en la UE-15. España está muy lejos de cumplir los compromisos de Kioto sobre reducción de las emisiones de GEI. El potencial para nuevas instalaciones hidroeléctricas grandes está prácticamente agotado; la utilización de carbón nacional se ha venido reduciendo, a causa de un conjunto de factores económicos, sociales y medioambientales; la energía nuclear, con la que se produce aproximadamente una quinta parte de la electricidad en España, cuenta con una considerable oposición pública; y existen unos abundantes recursos renovables en biomasa, solar y eólica que se están desarrollando intensamente, aunque de forma desigual, con el apoyo de un sistema de primas. El esfuerzo en I+D a largo plazo en el sector energético ha sido escaso y decreciente hasta hace muy poco, en este caso en sintonía con la tendencia de las dos últimas décadas en la UE. No ha tenido lugar aún un verdadero debate social sobre el modelo energético más adecuado para el país, pero finalmente el gobierno y diversas instituciones han comenzado a realizar estudios de prospectiva con el fin de ilustrar las opciones que se abren, típicamente con horizonte de 2030 ó 2050. El gráfico n.º 1 muestra los flujos energéticos que tienen lugar en el sistema español en un diagrama simplificado en el que se explicita la co-

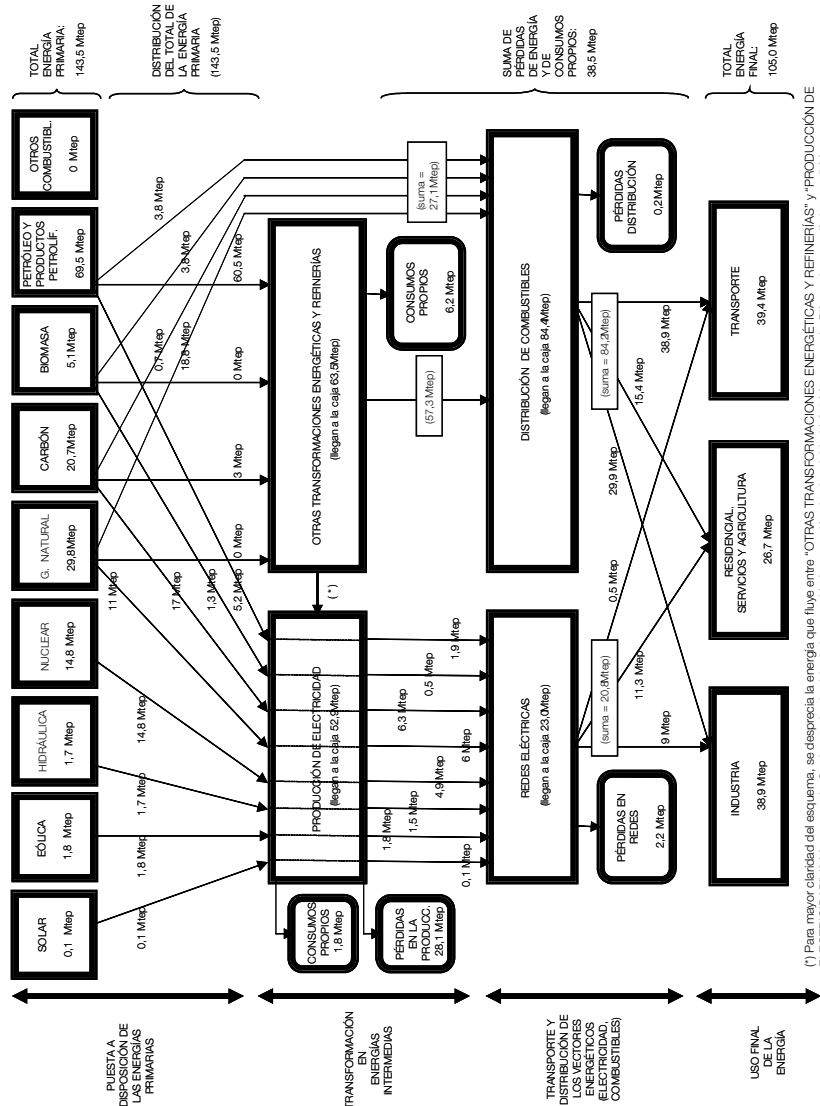
nexión entre los usos finales de la energía y las fuentes energéticas y procesos intermedios que se necesitan para su suministro.

En España, en el año 2005, se consumieron un total de 143,5 Mtep de energía primaria (69,5 Mtep de petróleo, 29,8 Mtep de gas natural, 20,7 Mtep de carbón, 14,8 Mtep de energía nuclear y los restantes 8,7 Mtep se repartieron entre las renovables y otros combustibles). El consumo de energía primaria en España es aproximadamente el 8% del total consumido en la UE-25, y éste supone cerca del 15% del consumo total mundial. El crecimiento de la demanda de energía primaria nacional en el periodo 1990-2005 fue del 59%, lo que supone un incremento medio anual del 3,1%, mientras que en la UE-15 en el mismo periodo fue del 1,1%. Entre 1990 y 2005 el consumo de energía primaria mundial ha aumentado un 31% acumulado, destacando el crecimiento que han experimentado China e India (99% y 68%, respectivamente). El consumo de energía primaria per capita en 2005 en España, 3,2 tep/hab y año, se encuentra aún por debajo de la media de los países de la OCDE (4,7 tep/hab. y año) y de la media de los países de la UE-25 (3,8 tep/hab. y año). El promedio mundial es de 1,8 tep/hab y año.

Las principales transformaciones energéticas que se hacen en España son las que se producen en las refinerías (63,5 Mtep de energía primaria llegan a las refinerías) y en las centrales de producción de electricidad (reciben 52,9 Mtep de energía primaria). En el gráfico n.º 1 se han despreciado los vectores energéticos que fluyen desde las refinerías a las centrales eléctricas para una mayor claridad del esquema —aproximadamente 2 Mtep—. En el proceso de transformación que se produce en las centrales eléctricas se pierden 28,1 Mtep en forma de calor y otras energías residuales por el rendimiento de los

Gráfico n.º 1.

**Flujos básicos de energía en el sector energético. 2005**



(\*) Para mayor claridad del esquema, se despreja la energía que fluye entre "OTRAS TRANSFORMACIONES ENERGÉTICAS Y REFINERÍAS" y "PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD" (2 Mtep aprox.). Se despreja el saldo de importación/exportación de electricidad (-0,1 Mtep aprox.). Diferencias estadísticas: +5 Mtep.

Fuente: Elaboración propia.

procesos, mientras que 1,8 Mtep son gastados en los consumos propios de las centrales. En el proceso de refinado, los consumos propios ascienden a 6,2 Mtep. Por tanto, tras pasar por las diferentes transformaciones en las centrales eléctricas, llegan a las redes de distribución 23 Mtep, mientras que a las redes de distribución de combustibles fósiles llegan 57,3 Mtep de productos petrolíferos, carbón y gas natural, así como 27,1 Mtep procedentes directamente desde las diferentes energías primarias. Las pérdidas en las redes de distribución de electricidad ascienden a 2,2 Mtep, mientras que en las redes de distribución de combustibles esta pérdida se sitúa en 0,2 Mtep.

Los consumos finales de electricidad se reparten entre los diferentes sectores de consumo final de la siguiente forma: 9,0 Mtep al sector industrial, 11,3 Mtep al sector residencial, de servicios y agrícola y los 0,5 Mtep restantes corresponden al sector del trans-

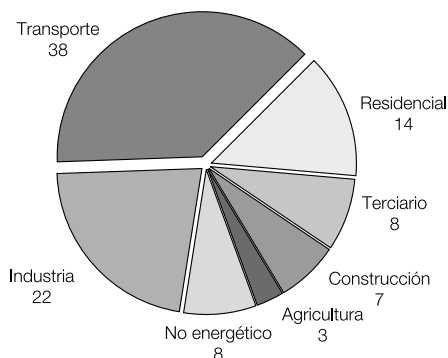
porte. Y los consumos finales de combustibles entre los diferentes sectores de consumo final se reparten de la siguiente manera: 29,9 Mtep al sector industrial, 15,4 Mtep al sector residencial, de servicios y agrícola y 38,9 Mtep se destinan al sector del transporte. Por tanto, el total del consumo de energía final en España en 2005 (105 Mtep) se divide en 38,9 Mtep al sector industrial, 26,7 Mtep al sector residencial, de servicios y agrícola y 39,4 Mtep al sector del transporte.

Los sectores de actividad con mayor crecimiento del consumo energético y, por otro lado, los más difíciles de controlar por su carácter difuso, son la edificación y el transporte. En 2004, el sector del transporte en España supuso aproximadamente el 38% del consumo de energía final. Entre los subsectores que comprende el transporte (aéreo, marítimo, ferrocarril y carretera) destaca especialmente el transporte por carretera, con aproximadamente el 80% del consumo

Gráfico n.º 2

### Desglose del consumo final energético en España en 2004

(en %)



Fuente: Elaboración propia. Desglose del consumo final energético en España en 2004. Energy Balances, (IEA, 2006).



de energía del sector. El sector de la edificación en España en el año 2004 suponía el 22% del consumo de energía final, considerando que comprende los subsectores residencial (14%) y de servicios (8%), con sus consumos energéticos para calefacción, climatización, producción de agua caliente sanitaria, iluminación, equipamiento residencial y de ofimática. Esta cifra se acerca al 29% si se incluye la construcción (7%)<sup>1</sup> dentro del sector de edificación. El sector industrial representa el 22%<sup>2</sup>, la agricultura el 3% y los usos no energéticos el 8%.

### 2.3. Caracterización de las emisiones de GEI en el sector energético español

El gráfico n.º 3 resume en grandes cifras las contribuciones a las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético español. El objetivo es determinar los porcentajes aproximados que permiten atribuir la totalidad de las emisiones de CO<sub>2</sub> a los diversos consumos finales. No se representa, por tanto, el lugar donde se producen las emisiones<sup>3</sup>. Se trata de mostrar una imagen cuantitativa aproximada, por lo que se suponen nulas las emisiones asociadas a las tecnologías hidro-

eléctrica, eólica, biomasa, solar o nuclear, aunque en el ciclo completo de vida de estas tecnologías se producen también emisiones de CO<sub>2</sub>, ciertamente menores que con las tecnologías basadas en la quema de combustibles fósiles.

En 2005 cada una de las energías primarias consumidas en España fue responsable de una parte de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>: el petróleo del 54%, el carbón del 24% y el gas natural del 21%, acaparando estos tres combustibles fósiles el 99% de las emisiones totales. En términos de energía final, el sector industrial es responsable del 36% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, el del transporte del 33% y los sectores residencial, de servicios y agrícola abarcan el 31% restante.

En el reparto acordado de responsabilidades en el seno de la UE para cumplir el Protocolo de Kioto, a España le corresponde no aumentar más del 15% sus emisiones de GEI respecto a las de 1990 como media en el intervalo 2008-2012. Sin embargo, las emisiones españolas de GEI han aumentado en más del 50% desde 1990 hasta la actualidad. Es cierto que la economía y la población españolas han crecido en los últimos años por encima del valor promedio en la UE, pero debe también señalarse el insuficiente esfuerzo realizado desde 1990 en ahorro y eficiencia energética. En España el 78% de las emisiones de GEI tienen origen energético. Las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub> fueron 9,6 tCO<sub>2</sub>eq/hab en 2005, mientras la media en la UE era de 10,6 tCO<sub>2</sub>eq/hab.

## 3. OPCIONES ESTRATÉGICAS DE ACTUACIÓN

Las líneas maestras de la estrategia a seguir a largo plazo deberían basarse en al menos el reconocimiento de la falta de sostenibili-

<sup>1</sup> Para conocer el total de energía final imputable al sector de la edificación en sentido amplio (energía consumida en la construcción de los edificios y en su utilización), se ha extraído la parte correspondiente a construcción (7% del consumo de energía final) del total del sector industrial que se reflejaba en el gráfico n.º 1 (37% del consumo de energía final).

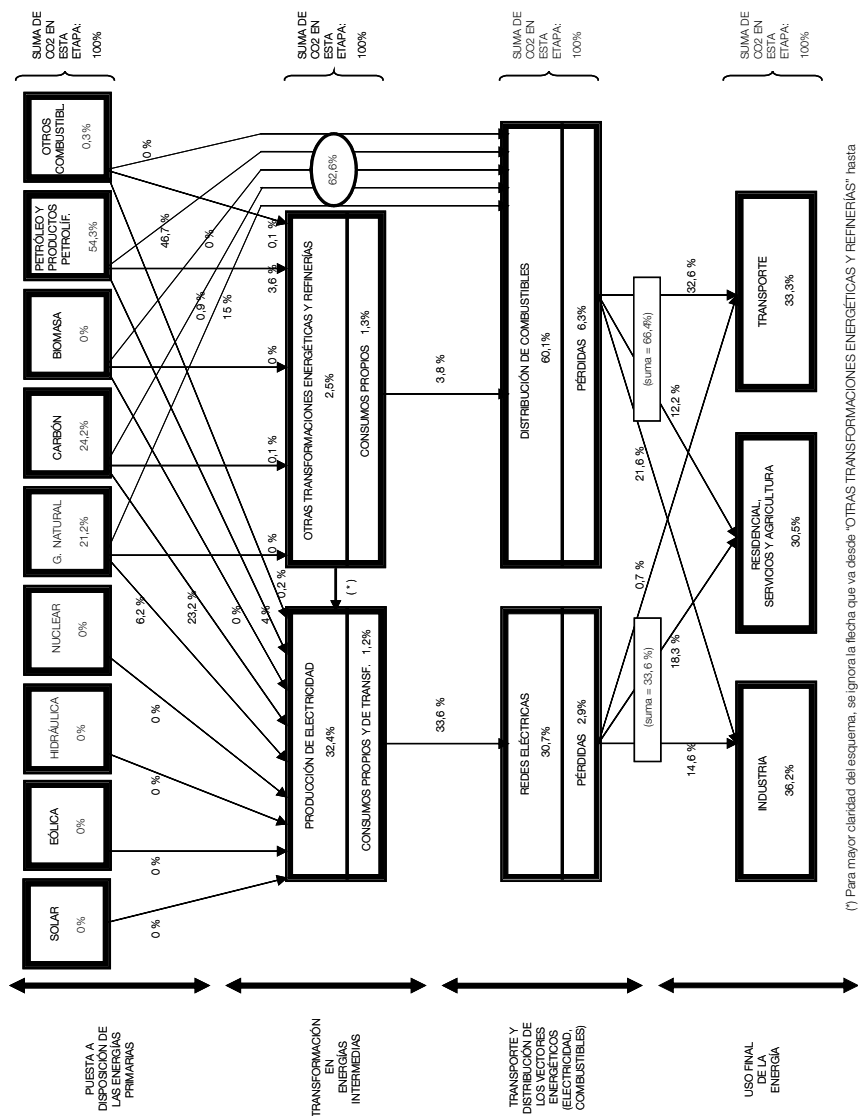
<sup>2</sup> Este 22% se refiere al consumo de energía final para fines energéticos de la industria en España, sin incluir el sector de la construcción (7% del consumo de energía final) y los usos no energéticos (8%) con respecto al sector industrial en sentido amplio reflejado en el gráfico n.º 1 (37% del consumo de energía final).

<sup>3</sup> Este balance, obtenido a partir de datos oficiales, no corresponde exactamente a los criterios habituales utilizados en el inventario nacional de GEI del Ministerio de Medio Ambiente.



Gráfico n.º 3.

### Emissiones de CO<sub>2</sub> en el sector energético. 2005



(\*) Para mayor claridad del esquema, se ignora la flecha que va desde "OTRAS TRANSFORMACIONES ENERGÉTICAS Y REFINERÍAS" hasta "PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD".

Fuente: Elaboración propia con la colaboración del IDAE.

lidad de la senda actual de desarrollo energético y en la urgencia en la toma de medidas. Debería incluir los elementos siguientes.

### 3.1. Desde el punto de vista de la oferta de energía

- Un destacado papel de las energías renovables en la futura cobertura de la demanda de energía, muy por encima del papel todavía menor que han desempeñado hasta la fecha, ver IIT (2007).
- La utilización de los mercados eléctrico y del gas para obtener señales adecuadas del precio de la energía, como punto de partida para la internalización de los costes totales de la producción y consumo energéticos en el precio de la energía.
- Una intervención positiva de las instituciones reguladoras para garantizar permanentemente un margen mínimo de cobertura de la demanda de electricidad.
- El apoyo a la I+D en tecnologías energéticas avanzadas que conduzcan a procesos más limpios y eficientes, especialmente aquéllas de mayor impacto en España.
- La prudencia en la transición hacia un modelo más sostenible, pues las decisiones administrativas y regulatorias condicionan el futuro de las tecnologías existentes.
- El cumplimiento de los compromisos internacionales, muy en particular los relacionados con el cambio climático.
- Promover la incorporación de las poblaciones que todavía carecen de acceso a formas modernas de energía a esta estrategia energética global.

- El traslado de los anteriores objetivos a las correspondientes medidas económicas, sociales y regulatorias.

### 3.2. Desde el punto de vista de la demanda de energía

- Una verdadera cultura de ahorro y de mejora de la eficiencia energética, con medidas mucho más enérgicas que las adoptadas hasta ahora.
- Un esfuerzo especial para conseguir educar y concienciar a la población española en estos temas, comenzando por proporcionar información adecuada.

### 3.3. Efectos combinados entre diferentes opciones estratégicas

No deben despreciarse las interacciones que se producen entre unas y otras medidas, que limitan el potencial conjunto de las mismas. Así, por ejemplo, medidas de ahorro y eficiencia energética en las demandas de energía final podrían producir disminuciones en el consumo, que provocasen que la utilización de determinadas plantas de producción de electricidad más contaminantes se redujera, entrando esta medida en conflicto con otra posible —desde el punto de vista de la oferta—, consistente en el reemplazo de este tipo de centrales más contaminantes por otras que lo sean en menor medida. Este tipo de efectos combinados entre medidas ha de tenerse en cuenta a la hora de plantear una PEI.

## 4. EL PAPEL DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA INDICATIVA

Es esencial disponer de una visión de un futuro modelo energético sostenible para utilizarlo como referencia para evaluar la situa-

ción presente, estudiar las tendencias previsibles y determinar las directrices de acción más recomendables. La estrategia de suministro energético en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en el contexto más amplio, así como en el ámbito europeo y mundial. La Ley del Sector Eléctrico (LSE) y la Ley de Hidrocarburos proporcionan al Estado, con la participación de las comunidades autónomas, un instrumento, la PEI, para establecer una estrategia energética. Esta PEI debe llegar más lejos de lo que contempla la Planificación de las infraestructuras de la red de transporte para el período 2002-2011 en los sectores de electricidad y del gas natural, aprobada por el gobierno en septiembre de 2002, y sus sucesivas actualizaciones, que es estrictamente un Plan de Infraestructuras de Redes que recibe datos externos de las estimaciones de crecimiento de la demanda y de las previsiones de incorporación de nuevas instalaciones de producción y transformación.

#### **4.1. Una visión integral de la PEI**

La LSE española de 1997 y la Ley de Hidrocarburos de 1998 son anteriores a la promulgación de la mayor parte de las medidas europeas y mundiales en pro del desarrollo sostenible, de forma que plantean actuaciones dentro de un marco más tradicional de «protección medioambiental» y sin introducir aún explícitamente el concepto de sostenibilidad o una visión integral de la planificación energética. El articulado de estas leyes no insiste en una visión conjunta de los aspectos integrantes de un modelo energético sostenible, y plantea por separado aspectos tales como el fomento de las energías renovables o la gestión de la demanda. Los desarrollos regulatorios y las actividades que se han derivado de los an-

teriores mandatos legales para el sector energético español son muy abundantes, aunque no han estado necesariamente bien coordinados ni han sido planteados algunos de ellos con la necesaria intensidad.

Es en la actividad de planificación eléctrica donde la LSE proporciona a la Administración General del Estado la oportunidad de plantear de forma más integral los aspectos de la sostenibilidad del modelo energético. De acuerdo con el artículo 4 de la LSE, la planificación eléctrica será realizada por el Estado, con la participación de las comunidades autónomas, será sometida al Congreso de los Diputados y tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a las instalaciones de transporte. Según la LSE, entre los aspectos a los que esta planificación debe referirse, además de las citadas instalaciones de transporte, se encuentran los siguientes: la previsión de la demanda de electricidad, la estimación de la potencia instalada mínima necesaria para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, la diversificación energética, la mejora de la eficiencia y la protección del medio ambiente, la evolución de las condiciones de mercado para la consecución de las garantías de suministro, las actuaciones sobre la demanda que fomenten la eficiencia y el ahorro energéticos, y los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica. Análogamente, el artículo 4 de la Ley 34/1998 de Hidrocarburos establece que la planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica, a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y a la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor.

## 4.2. Situación actual de la PEI en España

En general, se considera que se ha comenzado a dar cumplimiento al artículo 4 de la LSE y la Ley de Hidrocarburos con la aprobación por el gobierno en septiembre de 2002, casi cinco años después de aprobada la LSE, de la «Planificación de las infraestructuras de red de transporte para el período 2002-2011 en los sectores de electricidad y del gas natural» y después con sus actualizaciones posteriores. Sin embargo, este plan solamente consiste en un proceso de planificación de infraestructuras de redes, que elabora los escenarios a los que ha de enfrentarse mediante un proceso de integración de datos provenientes de distintas fuentes, como el crecimiento de la demanda, etc., sin plantearse una visión de conjunto del panorama energético a medio y largo plazo, con los retos y oportunidades anteriormente comentados. Hasta muy recientemente también ha faltado esta visión integradora en las diversas actuaciones sobre las distintas facetas que comprende la sostenibilidad energética, como el ahorro y la eficiencia energética, la estrategia respecto al cambio climático, etc.

El Plan al que se refieren las leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos difiere claramente de la planificación energética tradicional, que daba lugar a un programa de obligado cumplimiento en donde se definían todas las inversiones, de producción y transporte, que habían de acometerse en un plazo determinado, estableciéndose asimismo la retribución económica del inversor según algún procedimiento basado en el coste de proporcionar el servicio. En el nuevo marco regulatorio, este modelo ha dado paso a una planificación que se define como indicativa, ya que deja de vincular a los agentes en las actividades liberalizadas, producción y co-

mercialización, respetándose el principio de libre iniciativa empresarial. Las decisiones de planificación obligatoria se refieren explícitamente solo a las grandes infraestructuras de transporte de electricidad o gasoductos de la red básica que permiten vertebrar el sistema energético nacional. Lo cual no excluye que, de la denominada PEI, no puedan derivarse líneas de intervención regulatoria en determinados aspectos que no deban dejarse, parcialmente o por completo, a la libre iniciativa empresarial. Falta un desarrollo normativo y una ejecución práctica de los citados artículos 4 de las Leyes indicadas.

## 4.3. Papel que debería representar la PEI en el futuro

La PEI que contemplan las leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos ha de proporcionar la visión integral que se necesita para dar respuesta conjunta a las directrices que se han enunciado en el apartado 4.1. Esta PEI de ninguna forma sustituye o interfiere con la libertad de instalación de las empresas de producción de electricidad y de gas, que realizarán libremente sus inversiones para participar en los mercados energéticos. Pero de esta PEI han de surgir criterios, limitaciones e incentivos que en buena parte van a delimitar el ámbito de actuación de los mercados.

La PEI debe proporcionar las condiciones de contorno, hacerse públicas para que sean conocidos por todos aquellos agentes económicos a quienes les pueden afectar, y establecer objetivos y recursos concretos para todo aquello que es regulado:

- la penetración, en su caso, de las distintas tecnologías del régimen especial y los correspondientes mecanismos de ayudas;

- la capacidad real de integración en el sistema eléctrico de fuentes intermitentes de generación, para un nivel prefijado de seguridad de suministro, también por especificar, posiblemente en forma dinámica, según se vayan encontrando mecanismos más flexibles de respuesta de la generación y de la demanda;
  - los objetivos de ahorro y eficiencia energética en el consumo de energía y los instrumentos y recursos para su consecución, incluyendo prioritariamente un plan de formación y concienciación de los ciudadanos;
  - el margen de cobertura de la demanda que ha de garantizarse a través del mecanismo de garantía de potencia u otros;
  - el desarrollo previsto de la capacidad de interconexión eléctrica con los países vecinos, y análogamente con respecto a las infraestructuras necesarias para el aprovisionamiento y el almacenamiento de gas natural;
  - el plan de la minería del carbón nacional y los instrumentos regulatorios para cumplir con el mismo;
  - la decisión política, en su caso, sobre el futuro de la tecnología de generación nuclear, sobre el mecanismo retributivo más adecuado y sobre el tratamiento técnico y económico de los residuos radioactivos;
  - los criterios de asignación de los permisos de emisión de CO<sub>2</sub> a la generación de electricidad;
  - la estrategia para cumplir con los objetivos ya comprometidos, como la reducción de GEI o el nivel de penetración de fuentes de energía renovables;
  - los esfuerzos a realizar en I+D en el sector energético;
  - el volumen económico y el planteamiento tecnológico de la cooperación internacional española en el campo de la energía;
  - la coordinación de todos estos instrumentos para que se consigan realmente los objetivos previstos y al menor coste posible;
  - y, finalmente, la estimación del coste adicional que todo ello supondrá en el precio de la energía, así como las implicaciones sobre el comportamiento de la demanda y la competitividad empresarial.
- Este plan indicativo, por tanto, debe proporcionar las líneas de actuación que permitan cubrir de forma coordinada los objetivos planteados, y plantear la justificación global de las decisiones adoptadas para cada aspecto de los que se acaban de enunciar.
- Es preciso definir una política energética coherente, que sirva de marco de referencia para los distintos procesos de toma de decisiones sectoriales y que contenga qué tipo de modelo energético se quiere para España y cómo conseguirlo. Los mercados energéticos pueden ser un instrumento adecuado para una asignación eficiente de recursos, y hay que conseguir que funcionen correctamente, pero los mercados por sí mismos no van a conducir a un modelo energético sostenible y con unos atributos deseables. No se puede confiar en que los mercados vayan a resolver los problemas de dependencia energética, ni que vayan a promover la suficiente innovación como para desarrollar tecnologías energéticas limpias, ni a indicar cuánto carbón nacional se va a utilizar, ni cuál será la penetración de cada una de las

tecnologías renovables, ni que vayan a forzar el cumplimiento con los compromisos de Kioto, ni a indicar el papel que va a desempeñar a futuro la energía nuclear. Sin intervención externa es posible que los mercados tampoco proporcionen una seguridad de suministro energética adecuada, ni que consigan que los consumidores modifiquen significativamente sus patrones de consumo, o lo que sería necesario para cumplir con los objetivos prefijados.

## 5. MODELOS PARA UNA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA INDICATIVA EN ESPAÑA

Para comenzar el proceso de PEI en España, es preciso hacer unas cuentas claras. En primer lugar hay que examinar a fondo la contribución potencial de cada tecnología a la seguridad de suministro y combinar los puntos de vista a corto y a largo plazo, e integrar lo anterior en un análisis cuantitativo que permita exponer con claridad las opciones disponibles para conseguir un modelo sostenible, para poder presentarlas a la opinión pública y a las instituciones a las que corresponda decidir.

Para realizar este análisis hay que plantearse una perspectiva a largo plazo, a 2030 o incluso a 2050, con el fin de explorar cómo podría ser este futuro y de qué opciones se dispone. Más que estimar lo que «podría ocurrir», hay que diseñar lo que «debería ocurrir». Es necesario saber para tomar una decisión fundamentada qué nivel de esfuerzo se estima que hay que realizar para invertir en renovables, en ahorro y eficiencia energética y en I+D en energía, así como si es necesario o posible: posponer, reducir, evitar o incrementar la energía nuclear, o hasta dónde es posible llegar con el gas natural y el carbón, mientras se cumplen los compromisos espa-

ñoles de mitigar el cambio climático. El objetivo no es tanto un análisis de prospectiva, «qué va a pasar», sino un análisis normativo, «qué hay que hacer para que pase algo que se quiere que ocurra». Este artículo sostiene que la PEI debe de apoyarse en un modelo que permita estimar las implicaciones que la adopción de unas u otras opciones estratégicas tiene en relación con magnitudes energéticas clave como el consumo, las emisiones de GEI o la dependencia. Un primer enfoque de modelado lo constituyen los modelos clásicos que, por diversos motivos, en una fase preliminar no parecen ser los más adecuados para este tipo de planteamiento.

### 5.1. Enfoque clásico del modelado de la PEI: clasificación y limitaciones

Los modelos energéticos clásicos, en función del sector o sectores, de la aproximación y definición de los datos utilizados, etc., se clasifican en:

- Modelos energéticos y económico-energéticos: se modela el sistema energético en exclusiva en los primeros, y también el sistema económico en los segundos.
- Modelos *bottom-up* y *top-down*: en los modelos *bottom-up* (abajo-arriba) se parte de datos detallados a nivel local y de los distintos consumos finales para llegar a conclusiones globales. Por el contrario, los modelos *top-down* (arriba-abajo) parten de parámetros globales y macroeconómicos, hasta llegar al detalle a nivel local o regional y de las diferentes actividades que consumen energía.
- Modelos de equilibrio parcial y demanda fija: equilibrio parcial implica que sólo se incluye en el modelo el sector energético, con sus curvas de

oferta y demanda, ésta última elástica al precio. Sin embargo en los modelos de demanda fija, ésta es un dato externo no modificable mediante el parámetro elasticidad.

- Modelos de simulación y de optimización: los primeros se utilizan para pronosticar el comportamiento futuro de los sistemas bajo unas condiciones fijadas. Se pueden plantear diferentes escenarios en la simulación, variando los parámetros de entrada al modelo. En cambio, en los modelos de optimización existe una función objetivo a maximizar o minimizar, a la vez que se cumplen unas restricciones.
- Modelos estáticos, dinámicos y cuasi-dinámicos: los modelos estáticos dan una solución para un solo instante en el tiempo sin tener en cuenta las variaciones temporales. Los modelos dinámicos y cuasi-dinámicos estudian el sistema durante un cierto periodo. En los modelos cuasi-dinámicos el sistema optimiza para un periodo de tiempo y la solución de este periodo es la base para la optimización del siguiente. En los modelos dinámicos la función objetivo cubre todos los periodos a la vez y todo el horizonte temporal se optimiza simultáneamente.
- Modelos paramétricos y econométricos: En los modelos paramétricos, la estructura y los parámetros del sistema pueden cambiar a medio y largo plazo. Los datos provienen de distintas fuentes. En los modelos econométricos, los datos se basan en análisis de series históricas suponiendo que en el pasado el sistema se mantenía sin cambios, por lo que es más adecuado para el modelado de sistemas a corto plazo.

Algunos de los modelos clásicos más relevantes se presentan brevemente a continuación: EFOM-*Energy Flow Optimisation Model*, modelo de optimización *bottom-up*, multi-periodo, desarrollado por la Comisión Europea; POLES, herramienta *bottom-up* para el estudio a largo plazo de cuestiones relacionadas con la energía, la tecnología y el cambio climático, desarrollada por el IEPE (*Institute of Energy Policy and Economics*) y el IPTS (*Institute for Prospective Technological Studies*), utilizado para la elaboración del informe *World Energy Technology Outlook 2030* de la Comisión Europea; PRIMES, modelo *bottom-up*, desarrollado por la Universidad Nacional Técnica de Atenas, que simula una solución de equilibrio de mercado para el suministro y demanda de energía en los países miembros de la Unión Europea. Otros modelos clásicos son: MARKAL, TIMES, LEAP, EPPA, GEM-E3, MERGE, RICE, etc.

Este artículo sostiene que, al menos en una primera fase de un proceso de PEI con criterios explícitos de sostenibilidad a largo plazo, este tipo de modelos no son los más apropiados por los motivos siguientes:

- Se trata de modelos complejos y voluminosos cuyo ajuste es muy difícil al manejar gran cantidad de ecuaciones y de variables.
- Al mismo tiempo, necesitan una gran cantidad de datos, con gran nivel de detalle, lo que dificulta la alimentación del modelo.
- Lo anterior provoca que sean difíciles de manejar por el usuario final al emplear gran variedad de información de parámetros y de relaciones entre ellos.
- Los resultados que proporciona este tipo de modelos son difíciles de entender, precisamente por la gran cantidad de factores que influyen en los



mismos y que dan lugar a un alto nivel de opacidad en las salidas.

- Todo esto hace que el control del modelo por el usuario sea complicado y que, además, los resultados sean difíciles de interpretar. Así, la toma de decisiones apoyándose en modelos de este tipo acarrea frecuentemente un alto nivel de desconocimiento de los procesos internos que el modelo está empleando para la optimización, con la consiguiente dificultad para su comprensión y para realizar análisis de sensibilidad sobre los resultados.

## 5.2. Enfoque complementario y simplificado del modelado de la PEI

Este artículo defiende que el empleo de modelos de simulación simples y robustos es un adecuado complemento a los modelos clásicos de optimización a la hora de llevar a cabo una PEI. Además, estos modelos suponen un buen punto de partida para la PEI al establecer a grandes rasgos los condicionantes y resultados de la misma. Este tipo de modelos resultan claros y concretos, su dificultad no es excesiva y permiten introducir hipótesis en la toma de decisiones de forma que ésta pueda ser cómoda y rápida, pudiendo barajar fácilmente diferentes alternativas de política energética. Es necesario saber que al emplear este tipo de modelos se está perdiendo parte de la información que proporcionan otras formas de modelado más complejas, y además se prescinde de los procedimientos de optimización, pero eso se compensa con una mayor claridad y comodidad en la aplicación práctica del modelo. Además, dada la urgencia de la toma de decisiones en un sector como el energético en el que las inercias son notables y

la vida útil de las instalaciones se acerca al medio siglo, es importante contar con un enfoque que permita establecer líneas maestras de actuación con relativa simplicidad, aun a costa de perder en las etapas iniciales parte de la información.

Para el planteamiento de este enfoque complementario y simplificado del modelado, se acepta que el núcleo del funcionamiento del modelo energético sea un mercado competitivo en las actividades de producción y comercialización de gas y electricidad, en el que los agentes en general han de ser capaces de optar libremente por unas tecnologías u otras al realizar sus inversiones. Ésta es la primera decisión de la política energética y condiciona el sistema regulatorio del modelo energético.

Puede afirmarse que cualquier ejercicio de planificación energética consiste en encontrar un conjunto de escenarios futuros de desarrollo del sistema energético que sean aceptables, esto es, que cumplan unos requisitos mínimos fijados por el planificador y que reúnan un conjunto de características que los hagan preferibles al resto de los posibles escenarios, aunque no sea en principio evidente elegir el mejor entre ellos, lo que puede ser el resultado de un algoritmo de optimización o quedar al criterio final del planificador.

Para poder definir con precisión qué es un escenario y cuantificar las preferencias del planificador es necesario contar con una formulación precisa. A continuación se explicará cómo se define un escenario a partir de sus atributos, de los factores externos al planificador y del conjunto de los valores de las variables de decisión que éste puede elegir<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Se ha adoptado la estructura y la terminología clásica de un problema de optimización, lo que es útil en todo caso, aunque el método de planificación que luego se utilice no haga uso de las técnicas específicas de optimización matemática.

Los *atributos* o «figuras de mérito» de un escenario. Son un conjunto de indicadores que permiten evaluarlo cuantitativa o cualitativamente bajo los diversos criterios que se han ido exponiendo anteriormente y, en particular, desde el punto de vista de la sostenibilidad, con sus tres componentes: económica, social y medioambiental. Estos indicadores han de permitir determinar si un escenario futuro es aceptable o no y si es mejor o peor que otro escenario. Un indicador típico es el coste de la energía para el consumidor. Las consideraciones de calidad del suministro y de impacto medioambiental pueden expresarse bien como restricciones, mínimos a cumplir, o bien, una vez se cumplen los mínimos, como atributos. Las consideraciones de sostenibilidad incorporan otros aspectos, algunos de los cuales se mencionan a continuación, para los que hay que definir atributos adecuados que permitan su cuantificación precisa: provisión duradera, fiable y a precio razonable de los recursos energéticos; capacidad adecuada de las infraestructuras y seguridad en el suministro; impacto medioambiental sostenible, esto es, que no exceda la capacidad de carga del medio dando lugar a consecuencias que interfieran negativamente con el desarrollo humano y la supervivencia de otras especies; compatibilidad con un adecuado desarrollo económico (que no tiene por qué ser ilimitado); y acceso universal y equitativo a formas modernas de energía.

En un contexto tan complejo como el de la PEI, es clave no reducir las múltiples dimensiones de los distintos atributos a un supuesto denominador común monetario, con la consiguiente pérdida de información. Se trata de resaltar la existencia y la relevancia de estas dimensiones a la hora de tomar decisiones, de manera que sea la sociedad, a través de sus valores, la que vaya estable-

ciendo una jerarquía que permita evaluar la importancia de las múltiples dimensiones, (véase Aguilera, 2001). En este caso, habría que plantear el problema en términos de optimización multiobjetivo, para que se tuvieran en cuenta diferentes atributos a la hora de optimizar el sistema energético desde el punto de vista de la sostenibilidad.

Los *factores externos*. Son otro componente en la definición de un escenario, pero están fuera del control del planificador español, como por ejemplo el aumento de la población y de su capacidad adquisitiva como factores coadyuvantes del crecimiento «de referencia» de la demanda de los distintos servicios que necesitan suministro de energía, esto es, antes de la adopción de medidas adicionales de ahorro y eficiencia energética, o el precio de los combustibles fósiles o del uranio, o la disponibilidad y coste de nuevas tecnologías, como la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> o la producción de biocombustibles a partir de celulosa, o la evolución a futuro del coste de producción de electricidad con tecnología solar fotovoltaica o eólica.

*Las condiciones de contorno*. Para completar la especificación del escenario hay que explicitar las condiciones que el planificador impone al núcleo de mercado en el que los agentes actúan siguiendo sus propios intereses, con el fin de orientar el futuro modelo energético hacia una dirección determinada. Algunas de estas condiciones de contorno pueden venir en parte impuestas externamente, como un compromiso internacional de reducción de emisiones de GEI, aunque el planificador podría tratar de conseguir una reducción aún mayor o, por el contrario, compensar una reducción insuficiente con la compra de derechos de emisión o con mecanismos de desarrollo limpio en otros países. Aquí se han clasifi-

cado las condiciones de contorno (de nuevo tomando más o menos prestada la terminología clásica de la optimización) en *restricciones, incentivos y eliminación de barreras y medidas transversales*:

Las *restricciones*. Se exige como mínimo el cumplimiento de determinados objetivos, que pueden ser libremente fijados por el regulador o bien venir impuestos externamente desde otras instancias: niveles máximos aceptables de impacto ambiental, ya sea de carácter global (los GEI) o local (emisiones de NOx); cumplimiento de compromisos internacionales en materia de protección del medio ambiente, como las limitaciones en las emisiones de GEI; nivel mínimo de penetración de energías renovables; nivel mínimo de mejoras de indicadores de eficiencia; valores mínimos aceptables en los indicadores de adecuación de la generación para la seguridad de suministro, reservas mínimas de combustibles, umbrales mínimos de diversificación (por ejemplo, limitar el porcentaje de producción total de electricidad con una determinada tecnología, combustible o con el origen del mismo) y de dependencia energética; un progreso mínimo en relación a la provisión universal de fuentes avanzadas de energía, en cumplimiento de lo establecido en los Objetivos de Desarrollo del Milenio; o posibles niveles de utilización mínima de ciertos recursos energéticos autóctonos.

Los *incentivos y la eliminación de barreras*. Orientan el desarrollo del sistema eléctrico en una determinada dirección que se considera deseable, pero evitando la imposición de restricciones y minimizando la interferencia con el mercado competitivo:<sup>5</sup> Traslado al consumidor final de las señales

económicas correctas (precios de los mercados energéticos o tarifas reguladas); mecanismos para facilitar la respuesta de la demanda a los precios del mercado; otros mecanismos de mercado; impuestos energéticos; mecanismos de apoyo financiero para promover las energías renovables; eliminación de barreras para la penetración de tecnologías con necesidades específicas (altos niveles de penetración de fuentes de energía intermitentes en redes eléctricas, alto riesgo regulatorio de la energía nuclear); o procedimientos y garantías regulatorias que hagan posible la inversión en las infraestructuras de redes necesarias.

Las *medidas transversales*. Facilitan la consecución de los objetivos planteados:<sup>6</sup> I+D en energía; educación de los consumidores con el objeto de modificar sus patrones de consumo; mejor conocimiento de la demanda y sus posibilidades de respuesta en distintas escalas de tiempo; mejoras y armonización en la UE de la regulación energética y el diseño de los mercados; cooperación internacional con los países en desarrollo de forma que su progreso energético sea compatible con estrategias globales, como la lucha contra el cambio climático; u otras formas de «diplomacia energética y medioambiental» para conseguir actuaciones de carácter verdaderamente global.

Para llevar a cabo una PEI es necesario enumerar el conjunto de medidas de política energética disponible para conseguir los objetivos a largo plazo fijados y determinar el potencial de cada una de ellas con independencia de las demás<sup>7</sup>. Para ello, el concepto

<sup>5</sup> Si el proceso de planificación se formulase como una optimización, algunos de estos incentivos tomarían la forma de factores de peso en la función objetivo.

<sup>6</sup> Pueden verse como modificaciones en los datos y parámetros en una formulación del citado problema de optimización centralizada.

<sup>7</sup> En una primera aproximación se debe determinar de forma aislada el potencial de cada una de las medidas disponibles, pero en fases más avanzadas de la

de las *wedges* o cuñas, desarrolladas por el equipo de Socolow en la Universidad de Princeton, permite visualizar en forma sencilla el concepto de combinar distintas medidas para conseguir un objetivo o un conjunto de ellos, aunque su implantación concreta haya sido excesivamente simplificada (véase Pacala, 2004).

El método de las *wedges* o cuñas consiste en valorar cuantitativamente y por separado el impacto de cada una de las principales medidas consideradas sobre cada uno de los principales objetivos (restricciones) a cumplir, por ejemplo, una reducción determinada en las emisiones de GEI para una fecha concreta, y buscar combinaciones de medidas que permitan satisfacer por completo estos objetivos; para visualizar más fácilmente el esfuerzo a realizar el objetivo principal a cumplir se puede dividir en N partes iguales, diez por ejemplo, y se puede entonces calcular cuánto de cada medida se necesita aplicar para conseguir ese 10% del objetivo. Por ejemplo, supongamos que la introducción de 5.000 MW de generación eólica de electricidad permite cubrir un 10%, otro 10% la sustitución de 4.000 MW de centrales de carbón por ciclos combinados de gas, otro 10% más si se reducen las emisiones de todos los vehículos en un 15%, etc. Una vez conocido el impacto de las principales medidas sobre todos los objetivos a cumplir, se trataría de buscar la combinación de aquellas que permiten cumplir con todos los objetivos, a la vez que se consiguen valores convenientes de los atributos. El análisis simplificado de Socolow solamente incluye el estudio de la

---

planificación deben de concretarse las interacciones entre unas y otras medidas, pues éstas pueden ser notables y condicionar el potencial del conjunto de actuaciones necesarias para la consecución de los objetivos de política energética.

intensidad o volumen que habría que utilizar de cada una de las medidas, consideradas aisladamente, para alcanzar un determinado porcentaje de un objetivo prefijado de reducción de emisiones de GEI.

Una vez definida la naturaleza de los escenarios, hay que formalizar el procedimiento para generarlos y para aprender a buscar escenarios que mejoren los encontrados hasta el momento. Un posible enfoque consistiría en recurrir a las técnicas de optimización, que guían la búsqueda de nuevos escenarios a partir de la información generada al examinar los escenarios previos y de forma sistemática conducen a encontrar el escenario óptimo; otro método, el más simple, consiste en generar los escenarios manualmente, con la ayuda de expertos que detallan para cada escenario un paquete específico de factores externos y de condiciones de contorno y su desarrollo en el tiempo; y un último enfoque podría consistir en la generación aleatoria de una enorme cantidad de escenarios y el uso de técnicas avanzadas de análisis, que permitan gestionar un número tan elevado de escenarios y extraer de los mismos la información relevante para iluminar el proceso de toma de decisiones, véase (Lempert, 2003).

Sin entrar en el detalle del planteamiento de un modelo concreto, puede afirmarse que, junto a los modelos de optimización clásicos, este tipo de modelos simplificados son un buen complemento y no se debiera prescindir de ellos para un análisis de PEI con criterios explícitos de sostenibilidad a largo plazo, por los motivos siguientes:

- En una primera aproximación no se requiere mucha precisión debido a: a) las grandes decisiones son muy importantes (¿podría prescindirse de la energía nuclear y cuándo?, ¿si hay que recurrir a ella, cuántas centrales nuevas se ne-

cesitarían?, ¿cuáles serían las alternativas?, ¿hasta qué volumen es razonablemente posible llegar en la utilización de energías renovables y a qué coste?, ¿cuánta mejora es posible alcanzar con medidas de ahorro y eficiencia?); b) hay gran incertidumbre en los costes de las nuevas tecnologías o de las poco maduras, también sobre cuándo estarán disponibles, sobre el crecimiento de la población, el precio del petróleo, la aceptación pública, el marco regulatorio, etc.

- Se requiere mucha flexibilidad en el modelo para poder introducir las distintas hipótesis y medidas que se le vayan ocurriendo al planificador.
- Un modelo así puede estar disponible en plazos cortos y se puede conocer en profundidad y modificar con facilidad.

En definitiva, en el contexto de una PEI donde han de tomarse decisiones de forma urgente y con implicaciones en el muy largo plazo, es necesario plantear un enfoque complementario de cálculo que simplifique la operación en las etapas iniciales de la planificación y que permita realizar cálculos básicos con rapidez, comodidad y completo control por el usuario. La riqueza de información y modelado que los modelos clásicos pueden proporcionar es necesaria en fases más avanzadas de planificación, para refinar las líneas maestras de política energética definidas por los modelos simplificados.

### 5.3. Una primera aproximación al modelo simplificado a desarrollar

Los dos gráficos presentados (gráficos n.º 1 y n.º 2, cadena de consumo de energía y

de emisiones de GEI asociadas a ese consumo) constituyen el punto de partida para la elaboración de un modelo simplificado del sistema energético español y de las interconexiones entre los consumos primarios de energía y los usos finales de la misma, en paralelo con las emisiones de GEI asociadas a cada proceso. Partiendo del esquema general de ambos gráficos, se ha desarrollado una primera versión simplificada del modelo, (ver Ezquerro, 2008). El objetivo del mismo es el análisis de un conjunto de medidas que conduzcan hacia la sostenibilidad energética en España en el horizonte 2030, la especificación de sus características básicas y la evaluación de su potencial. Las medidas analizadas en esta primera versión del modelo son: el potencial de las energías renovables (eólica, solar y biomasa), la mejora de la eficiencia de los edificios y medios de transporte, la estrategia de retirada, mantenimiento o nuevas inversiones a seguir con las centrales nucleares en el futuro mix de generación de electricidad y la consideración de centrales de carbón con captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC) como otra alternativa.

Las medidas anteriores se han analizado —por separado y en conjunto— para conseguir cuáles serían las que habría que aplicar en el sector energético español. El modelo desarrollado es de carácter determinista, considera la hipótesis de nudo único —no modela la red de transporte ni la situación geográfica de los centros de producción y consumo— y el estudio de la incertidumbre se lleva a cabo mediante la ejecución de diferentes escenarios y por medio de un análisis de sensibilidad. Se define un escenario tendencial, de referencia o *Business as usual* (BAU) y dos escenarios alternativos, cada uno de ellos a su vez con variantes.

## Entradas al modelo

Se clasifican en datos e inputs. Los datos son valores de entrada que definen las características técnicas de cada tecnología, sus costes, la estructura del consumo de cada sector final, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a cada fuente de energía final, etc. Por su parte, los inputs son todas aquellas variables que definen el escenario en el año 2030, es decir: medidas en el sector del transporte, como la introducción de vehículos híbridos enchufables o la posibilidad de aplicar las medidas recomendadas en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012; medidas de ahorro y eficiencia en el sector de la edificación y en el de servicios; *District Heating and Cooling* (DHC) que aproveche la energía térmica residual del proceso de generación eléctrica para cubrir parte de la demanda térmica de los edificios; cogeneración; precios del gas natural, del carbón y del CO<sub>2</sub>; mejora de eficiencia en las centrales de carbón y de ciclo combinado; potencia instalada de las diferentes tecnologías en 2030; y centrales de carbón con CAC. Muchas de las hipótesis del modelo, en particular aquellas referentes a la parte eléctrica del mismo, se han tomado de UNESA, 2007.

## Escenario de referencia (BAU) para el año 2030

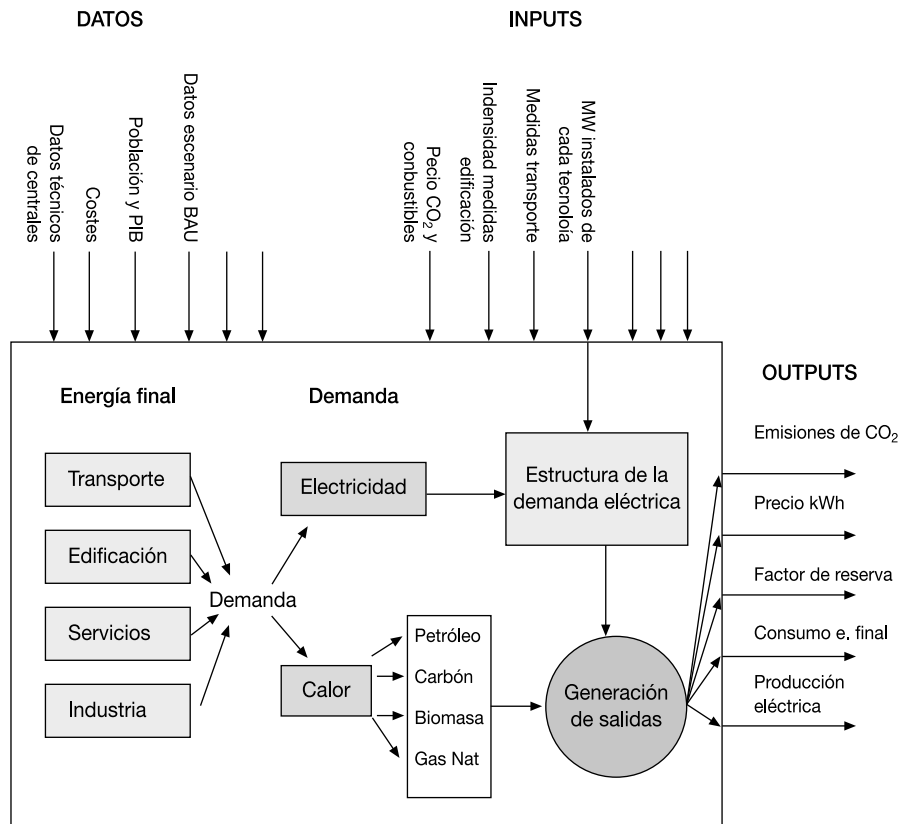
El escenario se apoya sobre las hipótesis de una evolución socioeconómica tendencial, una continuación de la política actual multisectorial de eficiencia energética, una política de introducción de energías renovables intensa, unos precios de CO<sub>2</sub> bajos y un alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares actualmente en operación, de manera que para el año 2030 continúen to-

das en funcionamiento. Las políticas que se consideran para la elaboración del escenario tendencial son: alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares, penetración del 12% de renovables para el año 2010, precios del CO<sub>2</sub> en el entorno de 20 €/t, tasa de crecimiento del PIB del 2,5% anual; y que no se toman medidas adicionales a las de los últimos años en relación con el ahorro y la eficiencia energética en los sectores de la edificación y el transporte.

Se consideran también las siguientes hipótesis de partida: crecimiento anual de la población del 0,7%, —43 millones de habitantes en 2005 y 51 millones en 2030—; crecimiento anual del parque de viviendas del 1,4% —14.400 miles de viviendas en 2005 y 20.500 en 2030—; y crecimiento anual del parque de automóviles del 1,3% —21,3 millones de turismos en 2005 y 29,1 millones de turismos en 2030—. En concordancia con las hipótesis anteriores se supone un crecimiento anual del consumo de energía primaria del 1,5%, —143,5 Mtep en 2005 y 208 Mtep en 2030—. El crecimiento anual en el consumo de energía final se sitúa en el 1,2% —145 Mtep en 2030—. El reparto del consumo de energía final por sectores en 2030 se ha supuesto semejante al actual, es decir: 33% Industria, 13% Residencial, 9% Servicios, 5% Agricultura y 40% Transporte, y se ha considerado que existe un desplazamiento del consumo de energía final hacia la electricidad y el gas natural. A partir del consumo de electricidad estimado para 2030, se obtiene que la producción eléctrica necesaria sería de 501 TWh. Según la evolución de los últimos años, para esa producción eléctrica la potencia instalada necesaria sería de unos 117 GW en 2030. Según el informe UNESA, 2007 en su escenario base para 2030, se mantendría la potencia nuclear actual y se



Gráfico n.º 4

**Esquema del modelo desarrollado**

Fuente: Ezquerro, 2008.

instalarían nuevas centrales de ciclo combinado hasta llegar a los 29.187 MW. Se considera que se mantiene la potencia hidráulica ordinaria, se incrementa la potencia eólica instalada y pierden importancia las centrales de carbón. Se ha desarrollado un sencillo modelo del sistema eléctrico español para determinar la cobertura de la demanda de energía con las distintas tecnologías de generación eléctrica en el horizonte hasta 2030.

#### 5.4. Análisis de escenarios de prospectiva y objetivos de referencia

El escenario tendencial (BAU), sustentado en las políticas decididas antes de finales de 2005, no conduce a un futuro energético sostenible, ni desde el punto de vista de la lucha contra el cambio climático, ni de reducción de la dependencia de las importaciones de energía primaria, principalmente



petróleo y gas natural. Las emisiones de CO<sub>2</sub> de este escenario ascenderían hasta casi los 600 millones de toneladas en el año 2030. Este valor prácticamente dobla las emisiones a las que se comprometió España con el protocolo de Kioto para el año 2012, 334 MtCO<sub>2</sub>. Recientemente, la Comisión Europea presentó un plan para el año 2020 de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> europeas en un 20% respecto a las de 1990, y alcanzar un 20% de energías renovables en el consumo de energía primaria en el mismo año. En este contexto, a España se le exigiría emitir en 2020 un total de 377 MtCO<sub>2</sub>, un 30% más que en 1990, objetivo que también se incumple en el escenario BAU.

Para el planteamiento de escenarios alternativos, es necesario realizar estimaciones sobre los precios del combustible a largo plazo. Siguiendo UNESA, 2007, se han definido dos escenarios de utilización del equipo de combustibles fósiles. En uno de ellos —Gas Prioritario—, se parte de la premisa de que el coste variable del equipo de gas —coste del combustible más coste del CO<sub>2</sub>— es inferior al coste del equipo de carbón. En el otro caso —Carbón Prioritario— se admite que sucede al revés y, por tanto, se despachan preferentemente con criterios de mercado las centrales de carbón. Se considera que el precio del carbón se mantiene constante en 70 \$/t. Sin embargo, el precio del CO<sub>2</sub> y el precio del gas natural variarán para cada uno de los dos casos: en el caso en el que el gas natural sea prioritario, se toma 50 €/t como precio de las emisiones de CO<sub>2</sub>, y 20 €/MWh como precio del gas natural. En el caso en el que el carbón fuese prioritario, se toma como precio del gas natural 30 €/MWh y 30 €/t como precio del CO<sub>2</sub>.

El análisis se centra en dos escenarios principales: un escenario E1 en el que se aplican medidas intensivas adicionales de

ahorro y eficiencia en el sector del transporte y de la edificación, se considera un ahorro en el sector de servicios del 30% de la energía final con respecto al escenario BAU y se estima una mejora del 10% en el rendimiento de las centrales de carbón y ciclos combinados; y un escenario E2 en el que se irán tomando progresivamente más medidas de ahorro adicionales a las del escenario E1, como son los coches híbridos eléctricos, la cogeneración y el DHC.

Tanto en el escenario E1 como en el E2, las variantes consideradas para cubrir la demanda eléctrica son las siguientes: a) se construyen 7 centrales nucleares de 1.500 MW y no se cuenta con la tecnología de CAC, pasando la energía eólica de 15.000 MW a 34.000 MW instalados en 2030, tanto terrestre como marina; b) no se construyen nucleares ni se cuenta con CAC, pero la energía eólica alcanza 51.000 MW instalados en 2030; y c) no se construyen nucleares y se cuenta con la tecnología de CAC a partir de 2020, instalándose centrales de carbón hasta llegar a 15.500 MW en 2030, de forma que el 60% de ellas cuenten con CAC en ese año. Se ha comprobado que para cada uno de estos casos de cobertura de la demanda eléctrica planteados en cada escenario, los resultados que se obtienen son muy similares, y son los que se describen a continuación.

En el escenario E1 se consigue ahorrar 25 Mtep de energía final con respecto al escenario base. El mayor ahorro se produce en el sector edificación (11,6 Mtep), seguido del sector del transporte (10,4 Mtep) y del sector de servicios (3,9 Mtep). Por tipos de energía final, el mayor ahorro se produce en los productos petrolíferos, ya que son prácticamente hegemónicos en el sector del transporte. Se produce un considerable descenso de la demanda eléctrica, de 501 TWh hasta 420 TWh en 2030.

En el escenario E2 se examina el efecto de aplicar algunas medidas adicionales, como la penetración en el transporte de los vehículos híbridos enchufables, suponiendo que en el año 2030 el 30% de los turismos y camiones son híbridos enchufables, el 10% son híbridos no enchufables y el 10% son puramente eléctricos. El efecto de la penetración de estas alternativas a los vehículos de gasolina y a los vehículos diesel es el ahorro de 5,5 Mtep de energía final. Debido a este tipo de vehículos se produce un aumento de la demanda de electricidad con respecto al escenario E1, quedando ésta en 487 TWh en 2030. La demanda de electricidad es prácticamente igual a la del escenario base porque, a pesar del gran ahorro conseguido en el sector de la edificación (89,3 TWh), es necesaria prácticamente la misma cantidad de electricidad para satisfacer la demanda de los coches y camiones híbridos enchufables (75,3 TWh).

A continuación, se aplican dos medidas adicionales de ahorro, como son que el 20% de las viviendas en el año 2030 dispongan de DHC, y que un 15% adicional del calor necesario en la industria en el año 2030 proceda de la cogeneración en centrales de ciclo combinado de gas. Estas medidas reducen el consumo de energía final hasta situarse por debajo del consumo del año 2007, ligeramente por encima de 100 Mtep. El efecto que tiene el DHC en el ahorro de energía sería mayor si las medidas de ahorro en el sector de la edificación no fuesen tan intensas.

### **Resultados de los escenarios y objetivos de referencia**

La Comisión Europea presentó el 28 de enero de 2008 un ambicioso plan para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20% en 2020

respecto a las de 1990, y estableciendo para el mismo año que el 20% de la energía primaria consumida sea renovable. A España se le exigiría en este marco emitir en 2020 un total de 377 MtCO<sub>2</sub>, un 30% más que en 1990.

Los casos del escenario E1 presentan unas emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2030 de 440 MtCO<sub>2</sub>, muy lejos del objetivo para 2020. Sin embargo, los tres casos del escenario E2 cumplen con los objetivos marcados para 2020 en el supuesto del gas natural prioritario sobre el carbón. Un hecho a destacar es el papel que pueden tener en un futuro los coches híbridos eléctricos, pues la gran diferencia entre el escenario E1 y el escenario E2 es principalmente la penetración de este tipo de vehículos.

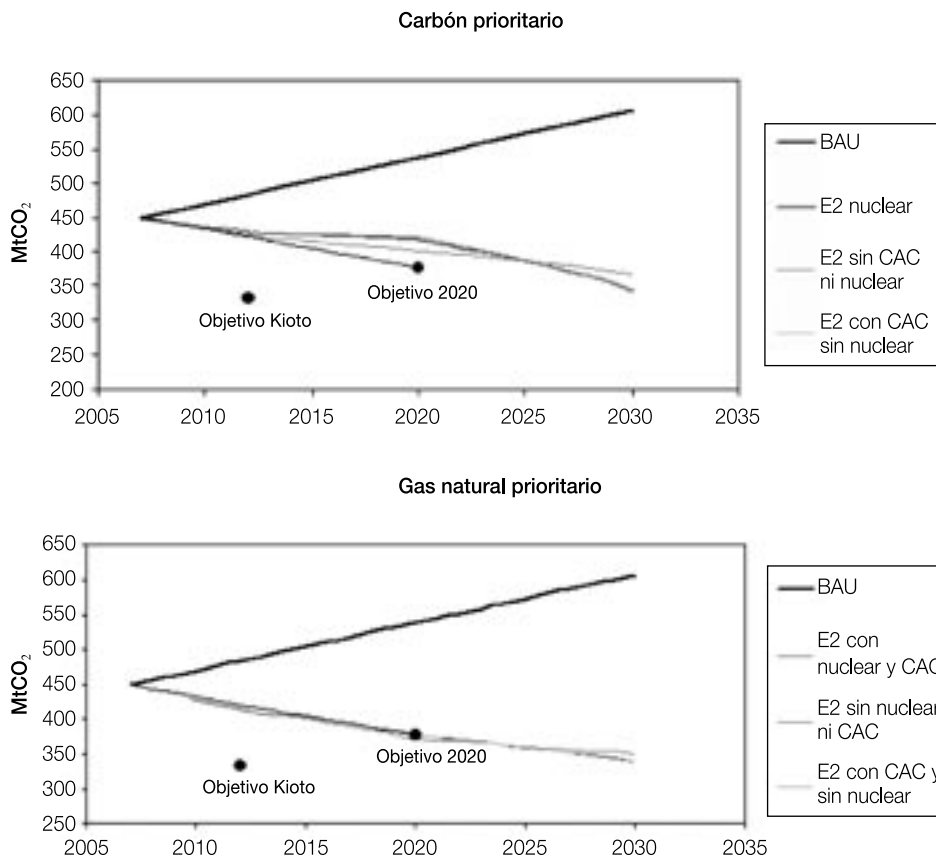
Por consiguiente, este análisis preliminar parece mostrar que es posible en los escenarios analizados cumplir con los objetivos fijados por la UE para España sin recurrir a nuevas inversiones en energía nuclear y apostando fuertemente por las energías renovables. Aun en el caso de no contar con la tecnología de CAC para el año 2020, una apuesta decidida por las renovables permitiría cumplir con estos objetivos.

## **6. CONCLUSIONES**

La estrategia de suministro energético en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en el contexto multisectorial que implica la sostenibilidad nacional; en los ámbitos social, ambiental y económico; y en el marco europeo y mundial. La PEI que contemplan las leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos es el instrumento que debe proporcionar la visión integral que se necesita para atender adecuadamente a las anteriores consideraciones. La PEI, como instrumento de apoyo para dis-

Gráfico n.º 5

**Objetivos y resultados del escenario E2**



Fuente: Ezquerro, 2008.

poner de una estrategia energética propia, debe proporcionar las líneas de actuación que permitan cubrir, coordinadamente y de la mejor forma posible, el conjunto de objetivos planteados, el marco regulatorio y el ámbito de actuación en el que han de desenvolverse los mercados y la justificación de las decisiones adoptadas al respecto. En el contexto de una PEI, donde han de tomarse decisiones de forma ur-

gente y con implicaciones a muy largo plazo, los modelos matemáticos de cálculo son imprescindibles. Un enfoque de cálculo complementario a los modelos clásicos de optimización que simplifique la comprensión del modelo y la recogida de datos y que permita realizar cálculos básicos con rapidez, comodidad y control sobre los resultados, puede ser de gran ayuda en este proceso. A este fin, se ha desarro-

lado una primera versión de un modelo simplificado que ha permitido analizar una serie de escenarios y las tendencias a las que conducirían en el horizonte del año 2030. Las medidas analizadas son las siguientes: ahorro y eficiencia en el sector de la edificación y del transporte, penetración de coches híbridos enchufables, mejora de la eficiencia de las centrales de carbón y ciclo combinado, aumento de la cogeneración y el DHC, mayor penetración de energías renovables en la producción

de electricidad, una estrategia sobre la energía nuclear y desarrollo de la CAC.

Con estas medidas, los resultados del escenario analizado como alternativa al escenario BAU, y para el caso en el que el gas natural es prioritario al carbón, muestran que se pueden cumplir los objetivos que inicialmente se marcan para España en el nuevo plan de la UE, en el que se persigue que las emisiones en el año 2020 no superen las 377 MtCO<sub>2</sub>, es decir, un 30% más que en 1990.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUILERA KLINK, F.(2001): «Una introducción a la economía ecológica», capítulo en el libro *Ecológica, una perspectiva actual*, Real Sociedad Económica de Amigos del País de Gran Canaria.
- DE MIGUEL C., LINARES P., MENÉNDEZ E, PARDO M. PÉREZ ARRIAGA J.I. Y SÁNCHEZ DE TEMBLEQUE L.J. (2005): Capítulo «El desarrollo energético insostenible» en *La situación de España en 2005. Fundación Encuentro*.
- DE MIGUEL C., LINARES P., MENÉNDEZ E, PARDO M. PÉREZ ARRIAGA J.I. Y SÁNCHEZ DE TEMBLEQUE L.J.(2005): Capítulo «El desarrollo energético insostenible» en *La situación de España en 2005. Fundación Encuentro*.
- EZQUERRA, C.(2008): «Análisis de medidas para la sostenibilidad del modelo energético nacional en el horizonte 2030», *Proyecto fin de carrera*, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas, .
- IEA (2006): *Energy Balances of OECD countries*.
- (2007): *World Energy Outlook 2007*. Agencia Internacional de la Energía.
- IIT(2007): *Renovables 100%: Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica*. Preparado para Greenpeace, abril.
- IPCC (2007): «Intergovernmental Panel on Climate Change», *Fourth Assessment Report*, <http://www.ipcc.ch/>.
- LEMPERT, R.J., POPPER, S.W.Y BANKES, S.C.(2003): *Shaping the next one hundred years*, Rand.
- MITYC (2007): *La energía en España, 2006*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- MMA (2007): *España ante el cambio climático*. Ministerio de Medio Ambiente.
- MMA (2008): *Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de España. Años 1996-2006. Comunicación a la Comisión Europea*. Ministerio de Medio Ambiente.
- PACALA, S., Y SOCOLOW, R.(2004): *Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies*. *Science* 13, August, vol. 305. no. 5686, pp. 968 – 972.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I. (2005): *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Para el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Julio. Ver <http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/5FB9B792-1D76-4FB3-B11E-B4B3E49A63C7/0/LibroBlanco.pdf>
- (2007): «Cambio climático y energía». *Revista de Economía Industrial*, no. 364, número especial dedicado a la Economía de la energía, 2007.
- PNUD (2000): «World Energy Assessment: Overview» - *2004 Update*, informe del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), United Nations Department of Economic and Social Affairs (UNDESA) y el Consejo Mundial de la Energía (World Energy Council, WEC).
- UNESA, (2007): *Prospectiva de generación eléctrica*. Asociación Española de la Industria Eléctrica.