

EL PETRÓLEO Y LA ENERGÍA EN LA ECONOMÍA

Los efectos económicos
del encarecimiento del petróleo
en la economía vasca

EL PETRÓLEO Y LA ENERGÍA EN LA ECONOMÍA

Los efectos económicos del encarecimiento
del petróleo en la economía vasca



OGASUN ETA HERRI
ADMINISTRAZIO SAILA
DEPARTAMENTO DE HACIENDA
Y ADMINISTRACIÓN PÚBLICA



EVE

Ente Vasco
de la Energía

Eusko Jaurlaritzaren Argitalpen Zerbitzu Nagusia

Servicio Central de Publicaciones del Gobierno Vasco

Vitoria-Gasteiz, 2008

Un registro bibliográfico de esta obra puede consultarse en el catálogo de la Biblioteca General del Gobierno Vasco:
<http://www.euskadi.net/ejgvbiblioteca>

Equipo de trabajo:

EVE: Jose Ignacio Hormaèche Azumendi
Álvaro Pérez de Laborda Delclaux
Txetxu Sáenz de Ormijana Fulgencio

**Dirección de Economía
y Planificación:** Francisco Javier Antón Murillo
Iñaki Beristain Etxabe
Jose Ignacio Jaca Mitxelena
Arantza Olalde Maguregui

IKEI Research & Consultancy
Centro de Estudios Económicos Tomillo, CEET

Edición: 1.ª, noviembre 2008

Tirada: 1.000 ejemplares

© Administración de la Comunidad Autónoma del País Vasco
Departamento de Hacienda y Administración Pública

Internet: www.euskadi.net

Edita: Eusko Jauriaritzaren Argitalpen Zerbitzu Nagusia
Servicio Central de Publicaciones del Gobierno Vasco
Donostia-San Sebastián, 1 - 01010 Vitoria-Gasteiz

Diseño gráfico: Miren Unzurrunzaga Schmitz

Fotocomposición: IPAR, S.Coop. Zurbaran, 2-4 bajo, 48007 Bilbao

Impresión: GRAFO, S.A. Avd. Cervantes, 51 Edif. 21-3.ª planta, 48970

ISBN: 978-84-457-2704-1

Depósito legal: BI - 700-08

ÍNDICE

SIGNIFICADO DE SIGLAS, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS	9
INTRODUCCIÓN	11
Capítulo 1.º LA SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL	21
1.1. La situación energética a escala internacional	23
1.1.1. Producción de energía	23
1.1.2. Consumo de energía	35
1.1.3. Geopolítica del petróleo	41
1.1.4. Las energías alternativas	44
1.2. La situación energética en la Unión Europea	52
1.2.1. Producción de energía	52
1.2.2. Consumo de energía	53
1.2.3. Política energética en la Unión Europea	57
1.3. La situación energética en España	59
1.3.1. Producción de energía	60
1.3.2. Consumo de energía	61
1.3.3. España en el contexto geoenergético mundial	66
1.3.4. Política energética en España	68
Capítulo 2.º LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL PAÍS VASCO	75
2.1. Introducción	77
2.1.1. Importancia del sector energético sobre el PIB y el empleo	77
2.1.2. Importancia del sector energético sobre el resto de los sectores	80
2.2. Producción de energía	84
2.2.1. Producción interior de energía primaria y su caracterización	84
2.3. Consumo de energía	86
2.3.1. Consumo interior de energía primaria y su caracterización	86
2.3.2. Intensidad energética	87
2.3.3. Consumo interior de energía final y su caracterización	88
2.4. La política energética	90
2.4.1. Infraestructuras de productos petrolíferos	93
2.4.2. Infraestructuras de gas natural	93

2.4.3. Infraestructuras del sector eléctrico	94
2.4.4. Infraestructuras de energías renovables	94
2.5. Vulnerabilidad energética de la economía vasca	96
2.5.1. Seguridad energética, dependencia y vulnerabilidad	96
2.5.2. Factura energética de la CAPV	101
Capítulo 3.º LA FORMACIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DE OTROS PRODUCTOS ENER- GÉTICOS	103
3.1. Formación del precio del petróleo	105
3.1.1. Los crudos de referencia	105
3.1.2. El mercado del petróleo: factores que intervienen en la cotización del crudo	107
3.2. La formación del precio de otros productos finales energéticos	109
3.2.1. Introducción	109
3.2.2. Formación del precio de los carburantes	111
3.2.3. Comparación de precios de algunos productos petrolíferos en la Unión Europea, España y la CAPV	117
3.2.4. Formación del precio del gas natural	121
3.2.5. Formación del precio de la electricidad	125
3.3. El trilema del euro, el dólar y el precio del crudo. Sus efectos cruzados	129
Capítulo 4.º TECHO DE EXTRACCIÓN, RESERVAS Y TENDENCIAS DE LA OFERTA Y LA DE- MANDA DE PETRÓLEO	137
4.1. El techo de extracción del petróleo	139
4.1.1. Previsiones de producción y nuevos yacimientos	139
4.2. El debate entre optimistas y pesimistas sobre las reservas mundiales de petróleo ..	160
4.2.1. Reservas de petróleo «demostrado» y del «estimado no descubierto»	160
4.2.2. Expectativas pesimistas	162
4.2.3. Expectativas optimistas	164
4.2.4. Las reservas de petróleo «convencional» y el «no convencional»	169
4.3. Tendencia de la oferta	173
4.3.1. Previsiones de oferta de la OPEP	174
4.3.2. Previsiones de oferta de los países No-OPEP	175
4.3.3. Disminución de la capacidad de producción excedentaria y de refinado mundial	177
4.4. Tendencia de la demanda	179
4.4.1. Crecimiento de la economía mundial y consumo de petróleo	179
4.4.2. Tendencias de la demanda por área geográfica	181
4.4.3. Previsión de consumo de energía hasta el año 2030	185
4.5. Perspectivas del precio del petróleo	187
4.5.1. Evolución histórica reciente	187
4.5.2. Los precios considerados para los próximos años	190

Capítulo 5.º	EFFECTOS ECONÓMICOS DEL ENCARECIMIENTO DEL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA DEL PAÍS VASCO	193
5.1.	Efectos económicos globales.	195
5.1.1.	Efectos generales previsibles	195
5.1.2.	Las diferencias entre la crisis del petróleo de los años setenta en España y la situación actual	198
5.2.	Método de análisis.	200
5.3.	La economía vasca. Una breve introducción	203
5.4.	Escenarios de simulación.	205
5.4.1.	Definición de los escenarios de simulación.	205
5.4.2.	La cadena de reacciones económicas según los escenarios.	206
5.5.	Efectos macroeconómicos y sectoriales según los escenarios simulados	209
5.5.1.	Síntesis de resultados	209
5.5.2.	Resultados del escenario estacionario	220
5.5.3.	Resultados del escenario tendencial	225
5.5.4.	Resultados del escenario pesimista	229
5.5.5.	Resultados del escenario de gasto público	234
5.5.6.	Resultados del escenario de reducción de subsidios	240
Capítulo 6.º	CONCLUSIONES	245
ANEXO	DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL MODELO MIDE	257
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	287
	Referencias bibliográficas esenciales.	289
	Referencias bibliográficas.	290

SIGNIFICADO DE SIGLAS, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

AIE:	Agencia Internacional de la Energía
AOP:	Asociación española de operadores de productos petrolíferos
ASPO:	Association for the Study of Peak Oil and Gas
BGR:	Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania
BP:	British Petroleum
CEET:	Centro de Estudios Económicos Tomillo
CERA:	Cambridge Energy Research Associates
CIBC:	Canadian Imperial Bank of Commerce
CLH:	Compañía Logística de Hidrocarburos
CME:	Consejo Mundial de la Energía
CNE:	Comisión Nacional de la Energía
EIA:	Energy Information Administration (perteneciente a la Oficina de Estadísticas del Gobierno estadounidense)
EUROSTAT:	Statistical Office of the European Communities, Oficina Europea de Estadística
EUSTAT:	Instituto Vasco de Estadística
EVE:	Ente Vasco de la Energía
EWEA:	European Wind Energy Association
EWG:	Energy Watch Group
NIMEX:	New York Mercantile Exchange
ODAC:	Oil Depletion Analysis Center
OMEL:	Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
SIMEX:	Singapore International Monetary Exchange
USGS:	United States Geological Survey (Servicio Geológico de Estados Unidos)
WEG:	World Energy Group
WEO:	World Energy Outlook

INTRODUCCIÓN

Es 1712; probablemente marzo, en Staffordshire, el mayor yacimiento de carbón de Inglaterra, Thomas Newcomen, presenta su «máquina de vapor». Hasta entonces el carbón, la leña y otros combustibles no eran más que fuentes de calor: su energía química se convertía, a través de la combustión, en energía calorífica empleada sobre todo para cocinar o calentar. Pero la máquina de Newcomen llevó el proceso un paso más lejos, la de convertir la energía calorífica de la combustión en energía física, o extracción mecánica; conseguía con carbón aquello que hombres, caballos y bueyes hacían de forma natural con calorías, pero de un modo mucho más eficiente y sin limitaciones aparentes.

Durante el siglo que siguió a la demostración de Newcomen, el mundo se configuró por medio de la energía que proporcionaba un suministro cada vez mayor de carbón; durante el siglo XIX, el carbón y la fuerza que suministraba transformaron la actividad económica y la sociedad occidental al aumentar la productividad y la riqueza y acelerar el paso de la agricultura a la industria¹. Las posibilidades de la máquina de vapor alimentada con carbón parecían ilimitadas. Liberado de las tradicionales limitaciones del músculo animal, el viento y el agua, el hombre se aproximaba al borde de una riqueza y un progreso material sin límites... siempre y cuando pudiera seguir extrayendo carbón. Desde el momento en que los humanos trataron de controlar su entorno, el éxito y el progreso material han estado estrechamente vinculados a la capacidad de encontrar y explotar fuentes de energía más grandes, concentradas, accesibles y eficientes. Energía, crecimiento económico y desarrollo mantienen, pues, una estrecha simbiosis; prueba de ello es que desde el comienzo del siglo XIX la producción y la demanda energética han experimentado un crecimiento muy rápido, sin precedentes en la historia de la humanidad. Se estima que el consumo alcanzado en 1975 era 30 veces superior al de 1875. Sin embargo, en el último cuarto de siglo XX el crecimiento de la demanda se ha frenado bastante, debido en gran medida al efecto ahorrador e innovador que tuvieron la crisis energética y económica de los años setenta y ochenta, y el incremento ha sido sólo de un 50%.

¹ Primero en la minería, luego en la industria textil y finalmente en los transportes, los rápidos avances en el dominio de la energía permitieron a la gente producir más artículos de un modo más rápido y eficiente y transportarlos a clientes más alejados y a un coste inferior de lo que jamás se había concebido.

En los albores del siglo XX, el carbón dio lugar a un nuevo tipo de orden económico y se convirtió en algo imprescindible para cualquier persona, negocio o país. Este nuevo orden había engendrado un poderoso sistema de actividades productivas y redes de distribución, en el marco de una febril dinámica de oferta y demanda. Incluía un modelo de negocio empresarial adaptado a economías de gran escala, una estructura financiera para gestionar las necesidades de grandes capitales y relaciones políticas de alto nivel para proteger esas inversiones. En torno al nuevo orden energético basado en el carbón había surgido una cultura de consumo de energía y una conciencia social y política del papel crucial que la energía jugaba en la mejora de las condiciones de vida, el aumento de la riqueza, el éxito y el poder internacional de una nación. Así pues, el carbón ocupó a lo largo del siglo XIX y primer tercio del XX una posición preeminente en el mundo industrializado, sólo de lejos amenazada por el petróleo, cuyo uso ya había progresado bastante en los Estados Unidos en los decenios anteriores a la Primera Guerra Mundial.

Sin embargo, la llegada del motor de combustión interna alimentado con gasolina selló finalmente la supremacía del petróleo sobre el carbón. En 1913, más de un millón de coches y camiones circulaban por Estados Unidos y Europa, y la mayoría de ellos funcionaban con gasolina o gasoil. Con la llegada de los automóviles, el petróleo adquirió un verdadero monopolio. Mientras que las generaciones precedentes habían podido elegir entre carbón, petróleo e incluso leña como combustible para el transporte, en la era del automóvil la decisión ya había sido tomada: el motor de combustión interna funcionaba con combustibles basados en el petróleo. El motor impulsado por petróleo transformó por completo la vida moderna. La popularidad del automóvil hizo posible multitud de nuevos estilos de vida y formas sociales, entre ellos los viajes cotidianos, la vida en las afueras, las familias geográficamente dispersas, las vacaciones en coche, y hasta la vida sedentaria en coches adaptados («moving-homes» norteamericanas).

Una transformación más profunda tenía lugar en el ámbito comercial. El sector de los transportes no sólo se llevaba ahora una buena parte de la economía nacional en Estados Unidos y Europa (la industria automovilística estadounidense llegaría a representar una séptima parte del Producto Nacional Bruto), sino que además, de forma más significativa, los nuevos medios de transporte alimentados con petróleo —los barcos, los trenes, los aviones y sobre todo coches, camiones y autobuses— eran esenciales para la nueva economía global. Con transportes más baratos y fiables, las empresas podían trasladarse cada vez más lejos y más rápido, llegando a más clientes, repartiendo más productos, explotando más mercados y respondiendo a la competencia, localizándose y deslocalizándose mucho más deprisa que antes; dicho de otro modo, con el petróleo las empresas podían triunfar en una

economía que favorecía la velocidad, la flexibilidad y por encima de todo un desarrollo incesante.

Bastará con los siguientes ejemplos para entender por qué el petróleo domina los mercados:

- El 80-95% de todo el transporte funciona con productos petrolíferos
- El 50-75% de todo el petróleo se usa para el transporte
- Todos los productos petroquímicos se hacen con petróleo
- El 99% de todos los lubricantes se hacen con productos petrolíferos
- El 95% de todos los bienes en las tiendas llegan allí utilizando petróleo
- El 99% de nuestra comida está relacionada con el petróleo o el gas para los fertilizantes, química, labrado y cultivo de la tierra y distribución
- El petróleo es la fuente más importante de energía primaria del planeta y representa el 36,4% de toda la energía

Nuestro planeta consume actualmente 1.000 millones de barriles cada 12 días, y eso suma 30.000 millones de barriles al año, el equivalente a un yacimiento gigante. Una conversión en litros resulta aún más impresionante. Un barril de petróleo equivale a 159 litros y consumimos cada día 84 millones de barriles; o lo que es igual, 12.000 millones de litros diarios. Hace menos de 50 años, las 3/4 partes de la energía del mundo procedían aún del carbón; a partir de entonces el petróleo toma un fuerte impulso para superar al carbón como fuente de energía, exactamente, en 1967. Actualmente, representa él solo el 35% de todo el presupuesto energético mundial.

En los últimos años hemos vivido una escalada en los precios del petróleo que no se recordaba desde las crisis de los setenta. La opinión más extendida entre los analistas es que esta escalada es, a diferencia de las de las crisis anteriores, de carácter estructural, debida a un desajuste pronunciado y tendencial entre oferta y demanda, y, que de persistir, augura una crisis petrolera de larga duración.

Tanto la guerra de Irak —la guerra de los tres billones de dólares, según el premio Nobel Stiglitz— (justo antes de la invasión, el precio era aproximadamente de 30 dólares el barril; durante los tres años sucesivos, subió a más del doble); como la fuerte demanda de China, India y otras economías emergentes; o las escasas inversiones en la exploración y extracción de reservas de crudo e instalaciones de refino durante los dos decenios últimos; o las interrupciones del suministro en países productores políticamente inestables, como Nigeria o Irán o distribuidores como Ucrania y Georgia; o el miedo a atentados terroristas en gasoductos, oleoductos y otras infraestructuras (sobre todo en Arabia Saudí), o la fuerte depreciación del dólar con respecto al euro concomitante con una especulación sin precedentes en los mercados de derivados financieros del petróleo (el llamado «petróleo de papel») son razones y

causas indudablemente ciertas, pero también insuficientes para explicar por sí mismas la fuerte escalada de precios y su tendencia al alza.

En efecto, en junio de 2006, una investigación del Senado norteamericano² revelaba que la especulación resultaba ser el principal factor del incremento disparatado de los precios del crudo: en unos momentos en que este precio estaba en torno a los 70 dólares cerca de un 30% del incremento era imputable a la especulación.

Una parte importante proviene de la especulación con futuros en los mercados no regulados (OTC, *over the counter*) por parte de los fondos de inversión de alto riesgo y elevado apalancamiento (*hedge funds*), los bancos de inversión y los grupos financieros que utilizan operaciones con futuros sin control o en OTC para evitar la supervisión en el ICE Futures de Londres y el NYMEX de Nueva York.

Sin perder de vista este fenómeno especulativo reciente, una de las hipótesis que parece contar con cada vez más fundamentos y apoyo para explicar la actual situación, es la conocida como la del techo o cenit del petróleo (*oil peak* en inglés). Para los defensores de esta hipótesis nos estamos aproximando, si no lo estamos ya, a un techo en la capacidad de oferta mundial de petróleo para satisfacer una demanda de consumo que crece vertiginosamente. El problema es que tras la cima que se alcance en la producción global de petróleo, vendrá de manera irreversible la caída de la producción.

Los adversarios de la teoría del «techo», aun sin descartar su verosimilitud, arguyen que las razones no se encuentran tanto en la «geología» sino en la «geografía». La oferta mundial de petróleo podría incrementarse notablemente si Exxon Mobil o Royal Dutch Shell tuvieran libre acceso a la explotación y la inversión en los yacimientos de Rusia, el Cáucaso, Irán o Venezuela.

En las épocas de crisis, la conciencia sobre el carácter limitado de los recursos naturales y el temor a su agotamiento suele extenderse en oleadas crecientes hasta alcanzar el último rincón de la Tierra. En todas las crisis energéticas, las de 1873, 1900, 1919, etcétera, pero sobre todo, en la de 1973 y las siguientes de los setenta y ochenta, el debate malthusiano sobre la inminente escasez de los recursos energéticos ha estado en el primer plano de las preocupaciones sociales, desatando una corriente mundial de pánico repetidas veces en la historia reciente. En 1865 el economista Jevons predijo que una escasez de carbón paralizaría el crecimiento económico antes de que trascurriera un siglo, porque no habría ninguna fuente de energía que lo sustituyera. Jevons no sabía cuántas reservas de carbón se descubrirían ni que el petróleo sería un buen sustituto. De hecho, los científicos, geólogos e ingenieros, suelen descubrir nuevos recursos naturales y energéticos cuando suben los precios

² Informe técnico del Subcomité presidido por el senador Carl Levin.

y el progreso tecnológico se ha apuntado bastantes éxitos en la búsqueda de recursos y productos sustitutivos, al menos, hasta ahora. En vista de la experiencia pasada es legítimo preguntarse si no estaremos asistiendo a la enésima edición del recurrente y acalorado debate.

En el pasado, las economías nacionales y la industria energética se han mostrado tan capaces de superar obstáculos para adaptarse a la escasez de recursos naturales, tan innovadores y rápidos en reaccionar, que no hay duda de que las propias empresas, el mundo empresarial en general, serán capaces de hacer frente a los problemas venideros...siempre y cuando reciban las advertencias y las señales (incentivos) apropiados desde los gobiernos.

Es evidente que cualquier yacimiento de hidrocarburos fósiles, por grande que sea, no tiene una capacidad de extracción infinita, y esta limitación de sus depósitos e ineluctable agotamiento afecta no sólo a grandes yacimientos sino a países productores en su conjunto. Por ejemplo, Estados Unidos producía en su momento culminante 9,6 Mb/d³. Hoy en día las cifras son inferiores a 3 millones.

También, claro está, se siguen descubriendo nuevos yacimientos y hay países que están aumentando su producción. El resultado de estas fuerzas contradictorias es que la producción mundial cae cuando la pérdida de producción de los países en declive supera a las ganancias de producción de los que están en expansión y lo que caracteriza a la situación actual es que la producción global parece que ha alcanzado una meseta y empieza a dar los primeros síntomas de declive.

El estallido de una demanda mundial a tasas desconocidas en los últimos decenios es el factor fundamental que está haciendo que disminuya aceleradamente el nivel de reservas internacionales de crudo: numerosos expertos opinan que la tasa de agotamiento neto de reservas es del 2-3% o hasta 2,6 Mb/d al año.

Las distintas fuentes de energía actualmente disponibles no han cambiado esencialmente en los últimos 60 años, aunque sí lo ha hecho su distribución porcentual en el consumo total, así como las tecnologías utilizadas para su producción. El carbón, el petróleo, el gas natural, la energía hidroeléctrica, son conocidos y utilizados desde hace muchos años. Si añadimos la energía nuclear implantada en los años sesenta (para la producción de electricidad) y las energías renovables (biomasa, eólica, hidrógeno, fotovoltaica, etc.) tenemos *grosso modo* el 100% de las fuentes de energía actuales.

Los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) suponen en la actualidad un 81% del uso energético a escala mundial. En el consumo energético

³ Mb/d: millones de barriles diarios.

mundial, el 35% corresponde al petróleo. Es el combustible más concentrado geográficamente. El carbón es el 25%; el gas natural 21%; la biomasa un 10%, la energía nuclear un 6% y las otras energías renovables son el 3% restante. Actualmente los hidrocarburos (petróleo y gas natural) suponen de manera conjunta casi los 2/3 del consumo energético mundial. Desde su incorporación como fuente primaria al *mix* energético actual, la energía nuclear ha experimentado, primero, un espectacular crecimiento, después, una desaceleración, sin dejar de crecer, que la sitúa en el momento actual como la cuarta energía primaria, aunque bastante alejada de la importancia que tienen los combustibles fósiles.

Es indudable que se está dando una progresiva sustitución del petróleo, un recurso natural e inevitablemente extinguido, por otras fuentes energéticas alternativas, pero el ritmo está siendo muy lento. Si se consiguiera esta diversificación, la dependencia del mundo respecto del petróleo se atenuaría, contribuyendo, de esta manera, a rebajar la tensión geopolítica actual; además, la demanda de petróleo se reduciría y, consiguientemente, los precios. Paradójicamente, el elevado precio del petróleo y sus expectativas de agotamiento constituyen uno de los principales estimulantes para el ahorro y la eficiencia energética, el desarrollo de otras fuentes energéticas y las grandes inversiones de prospección y explotación en el propio sector petrolero⁴. En cuanto a las energías renovables o la nuclear lo cierto es que se están desarrollando débilmente, y mientras que en los países industrializados el uso del petróleo para la generación de electricidad está disminuyendo a favor del gas natural, en los países en vías de desarrollo la tendencia es prácticamente la contraria. Las proyecciones de consumo mundial de la energía para 2030, según la AIE, continúan atribuyendo el papel preeminente al petróleo y la relación de fuerzas entre las distintas fuentes energéticas apenas varía: petróleo, 33%; carbón 27%; gas natural 26%; energías renovables 9%; energía nuclear 5%.

Una característica singular del precio del petróleo es su volatilidad. El precio del petróleo se rige a corto plazo más por factores extra muros del mercado (la evolución de la cotización de las monedas con respecto al dólar, la variación de los niveles de inventarios, los conflictos políticos en las zonas productoras o cualquier fenómeno social o natural), que por factores estructurales del mercado, como la (elevada/reducida) demanda existente y la capacidad de la oferta para satisfacerla.

⁴ El Libro Verde de la Comisión hace suya la máxima de «hacer más con menos». Una idea que ya había recogido el WEO del año 2000, cuando indicaba que se malgasta el 30% de la energía por el uso ineficiente en casas, edificios, empresas y vehículos, señalando directamente la existencia de graves problemas de eficiencia en la utilización final de un recurso básico escaso. El citado informe estimaba que la cantidad de energía primaria requerida para un servicio dado podría reducirse, de forma rentable, entre un 25% y un 35% en los países industrializados, calculándose que el ahorro energético podría llegar al 45% en los países menos desarrollados.

En este escenario, el proceso continuado de crecimiento de los precios del petróleo constituye uno de los fenómenos económicos recientes de mayor trascendencia fundamentalmente por la fuerte influencia que tiene sobre la actividad económica mundial. A lo largo del año 2006 el precio del barril superó los 70 dólares, y en el 2007 la horquilla de precios ha sido de 55-100 dólares. Durante el primer semestre del 2008 se han confirmado los peores pronósticos: los precios, lejos de acomodarse en la horquilla de precios anterior, han superado la barrera de los 100 dólares y se han acercado a los 150 dólares el barril.

Si echamos la vista atrás, recordaremos que en 1969, el barril costaba 1 dólar y el consumo mundial alcanzaba los 45 Mb/d. Entre 1969 y 1978, la demanda global pasó de 45 a 65 Mb/d, es decir un aumento del 44% en casi 10 años, a pesar de que el precio del petróleo había aumentado 14 veces (un incremento del 1.500%). En contra de la «sabiduría convencional», el estallido del precio del petróleo no frenó el consumo ni supuso un colapso de las economías occidentales. Quizás, el efecto más importante fue que Occidente, que consideraba que tanto el petróleo como el agua baratos eran fenómenos naturales, empezó a tener una idea más precisa del valor real del petróleo que compraba y consumía vorazmente.

Es cierto que en las economías desarrolladas se ha dado un crecimiento continuado del PIB a pesar de las subidas esporádicas o tendencial del precio del petróleo, pero hay que señalar que esta tendencia estable del crecimiento se ha producido en una horquilla de precios del barril de *brent* (crudo de referencia europea) que siempre ha oscilado entre los 25 dólares y los 60 dólares y donde la OPEP siempre ha sido la que indirectamente tenía un poder considerable para establecer esa horquilla de precios en función de sus intereses. El problema que ha surgido ahora es la irrupción de nuevos factores (incremento constante de demanda a fuertes tasas y una capacidad limitada de extracción y producción) que añadidos a las fuertes tensiones políticas en países productores clave da como resultado que la nueva previsión de horquilla de precios quede establecida con unos precios mínimos de 100 dólares y con unos precios máximos que nadie se atreve a predecir.

Por todo ello, los previsibles efectos que en principio deberían ser más bien moderados y fácilmente absorbibles desde la perspectiva macroeconómica (productividad, salarios, inflación, empleo, balanza de pagos)⁵, deberían ser revisados, porque puede que estemos adentrándonos en un cambio estructural

⁵ Es evidente que el incremento del precio del petróleo tiene efectos perniciosos, uno de los más directos es el inflacionista, ya que los productos petrolíferos, los carburantes y combustibles constituyen, conjuntamente, el 16,2% en la cesta total ponderada de bienes y servicios que se ha utilizado para el cálculo del IPC. A la espiral inflacionista le suele acompañar una política monetaria correctora de subidas en los tipos de interés, lo que desencadena una contracción de la demanda a través de la reducción del consumo y la inversión, y por lo tanto una reducción del PIB.

de escenario de precios, esto es, ante un nuevo paradigma del mercado del petróleo y, por ende, del modelo energético en el que se sustenta la economía.

Hoy en día el contexto económico-energético es pues radicalmente diferente y las consecuencias de este aumento de precios son preocupantes. A partir de un determinado umbral, un aumento del precio del crudo supone una seria amenaza a las posibilidades de crecimiento de las economías desarrolladas.

Hay múltiples razones que explican por qué, hasta el momento, la fuerte subida del precio de los dos últimos años no ha tenido los efectos desastrosos que la teoría y la experiencia histórica preveían. La eficiencia energética de las economías desarrolladas, la llamada «gasificación» de algunas de ellas, la depreciación del dólar con respecto al euro o el amplio margen de los impuestos del petróleo son algunas de ellas.

Sin embargo, parece haber unanimidad en que la época del «petróleo barato» es cosa ya del pasado. Ya sea por unas expectativas políticas crecientemente sombrías, bien por el coste marginal creciente de extracción de yacimientos marinos profundos de difícil acceso o limpieza y refinado de crudos de mala calidad (el llamado petróleo no convencional) o bien por la inexistencia de descubrimientos reales de grandes yacimientos, el panorama energético que se abre está repleto de riesgos e incertidumbres.

En el contexto de fuentes de energía alternativas, la mayor parte de las centrales nucleares del mundo entraron en funcionamiento en los años setenta y ochenta. La vida útil de una central nuclear es de unos 40 años que, en algunos casos, se puede prolongar hasta 60. Esto hace que entre 2020-30 habrá que cerrar la mayor parte de las actuales centrales del mundo occidental lo que, unido al fin del petróleo barato, agudizará la escasez de recursos energéticos para esa década.

Un efecto negativo que podría producirse es una vuelta al uso del carbón, que podría dar al traste con los objetivos y buenas intenciones sobre limitación y reducción de la emisión de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, fijados en el Protocolo de Kioto y demás tratados internacionales que se están negociando. Y no es solamente China, que tiene previsto construir y poner en funcionamiento más de 500 centrales eléctricas alimentadas con carbón en el periodo 2006-2011, sino también EE.UU. El Departamento de Energía chino estima que la demanda de electricidad aumentará un 45% en dicho país antes del año 2030. Al mismo tiempo, se espera que el consumo de carbón crezca entre un 51% y un 57%, debido a su disponibilidad y precio. Actualmente el consumo de carbón alcanza más del 60% del *mix* energético chino (el llamado «carbón limpio» tendría un uso marginal).

A lo largo del siglo XXI se va a producir un momento clave en la historia de la humanidad. Al modelo de crecimiento económico actual no le va a quedar más remedio que enfrentarse a su lado oscuro: su insostenibilidad, pues los

recursos energéticos de origen fósil, sobre todo del petróleo, que son su base, parecen iniciar su declive.

La llegada del cénit de producción de petróleo en EE.UU. es una versión en miniatura del cénit a escala mundial. El petróleo fue descubierto en Pennsylvania justo antes de la Guerra Civil y más tarde se comenzó a extraer en cantidades significativas en ese y en otra docena de estados. Fue a partir del descubrimiento de yacimiento en Oklahoma, en California y especialmente en el este de Texas, cuando EE.UU. se convirtió en una superpotencia petrolífera. El petróleo descubierto alcanzó su punto más alto en 1930 y, para sorpresa de todos los expertos, la producción llegó a su cénit al final de la década de los setenta en los 48 estados continentales, excluyendo Alaska y Hawai. La historia de la producción de petróleo en el país al completo (los 50 estados) cambió con el descubrimiento del enorme yacimiento de Prudhoe Bay, en Alaska, que provocaría una subida de la curva producción del país. Pero, a pesar de la magnitud de ese yacimiento (que ya está en pleno declive), la producción nunca alcanzó el nivel de la década de los setenta. Y a pesar de la fuerte subida del precio del petróleo el mecanismo de precios relativos en el que tanto confía la ciencia económica tampoco ha llevado a cambios tecnológicos radicalmente nuevos.⁶

¿Qué sucedió pues con la tecnología de vanguardia que, como predijeron los optimistas tecnológicos, habría de venir al rescate? A pesar de que ningún otro país en la historia de la humanidad ha tenido un acceso al conocimiento científico y técnico como el que se disfruta en EE.UU, todos los intentos de revertir la lenta caída de producción del petróleo, tanto en tierra como en el mar, han sido vanos.

El estudio que se presenta adquiere una relevancia notoria, porque ofrece al lector las claves para entender la compleja y apasionante situación energética mundial: todos los aspectos esenciales sobre su precio, consumo, producción, distribución, seguridad de los abastecimientos y perspectivas de oferta y demanda mundiales. En una segunda parte, la aportación más original del estudio, se realiza un ejercicio de cuantificación y medición de los previsible efectos económicos en la economía vasca a partir de la fijación de unos determinados «escenarios» de precios del petróleo.

El estudio está dividido en los siguientes capítulos:

El **capítulo 1** nos ofrece un amplio panorama de la situación energética mundial, concretada en los apartados de producción, consumo y política energética, relativos al petróleo y al resto de fuentes de energía, a escala internacio-

⁶ Como es bien sabido el tirón de la demanda, esto es, precios en alza, sólo produce perfeccionamiento en las tecnologías existentes. Ahora bien, las invenciones radicalmente nuevas, ya sean en la tecnología o en la ciencia en última instancia están motivadas por la curiosidad, la pasión por resolver problemas y el regocijo de arreglar cosas. Lejos de ser hijas del mercado las invenciones radicales son las que generan nuevos mercados (Bunge, 1998).

nal, europea y estatal. No se descuida la perspectiva global estratégica y la geopolítica del petróleo de la que se ofrecen unas líneas maestras para entender la compleja situación mundial. Asimismo se dedica un apartado específico al desarrollo de las energías renovables.

En el **capítulo 2** se describen los mismos apartados del capítulo anterior para el País Vasco y se añade un sucinto análisis del grado de vulnerabilidad energética de la economía vasca.

En el **capítulo 3** se explican los mecanismos de formación del precio final del petróleo así como la evidencia empírica de la cadena de traslación (indexación) de las variaciones de su precio hacia los productos finales energéticos: carburantes, gas natural y electricidad. Posteriormente se describen detalladamente las variables y los procesos que intervienen en la formación del precio de estos últimos.

En el **capítulo 4** se ofrecen los últimos datos y previsiones sobre factores claves en el devenir del panorama energético como son el techo de extracción del petróleo de los yacimientos y países productores más importantes del mundo y el volumen de las reservas probadas y declaradas. Se estudian igualmente las estimaciones más recientes de las tendencias de la demanda y la oferta de crudo, que sirven de fundamento para describir con más precisión la forma y duración del cenit de producción y las estimaciones de precios futuros que los expertos vaticinan.

El **capítulo 5** empieza con una breve introducción de los efectos económicos generales previsibles ante un encarecimiento de los precios del petróleo, que enlaza con el repaso a la evolución histórica del precio del petróleo examinada en el último apartado del capítulo anterior.

A continuación se explican los fundamentos teóricos y las ecuaciones básicas del modelo MIDE, que es el método de análisis que se ha utilizado para cuantificar los efectos económicos en la economía vasca (desde la vertiente de la oferta y la demanda) de las diferentes hipótesis de comportamiento de los precios del petróleo en un horizonte al 2015. Se explican las razones de los tres escenarios de precios elegidos para hacer las simulaciones: estacionario, tendencial y pesimista. También se presentan otros dos escenarios en los que se han implementado políticas económicas destinadas a contrarrestar los efectos del incremento del precio del petróleo: un aumento del gasto público y una reducción de los subsidios a los productos energéticos a fin de disminuir su consumo. Los resultados obtenidos de estas simulaciones se analizan exhaustivamente y se obtienen conclusiones tanto a escala macroeconómica como sectorial.

El estudio finaliza con el **capítulo 6** de conclusiones y recomendaciones, que sintetiza toda la información aportada e invita a reflexionar a la hora de diseñar políticas futuras, especialmente las energéticas.

Capítulo 1.º

LA SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

1.1. LA SITUACIÓN ENERGÉTICA A ESCALA INTERNACIONAL

1.1.1. Producción de energía

A finales de 2006 las reservas probadas de petróleo ascendían a 1.239,5 de Gb⁷. Seis de cada 10 de estos barriles se ubicaban en Oriente Medio (el 21,3% en Arabia Saudí y el 11,2% en Irán). El 11,6% de estas reservas se encuentran en el bloque formado por Europa (1,3%) y los países de la ex Unión Soviética (10,3%). La OPEP aglutina el 75,5% de las reservas probadas de petróleo mundiales y el 50% de las reservas de gas.

Cuadro n.º 1.1 Países con las mayores reservas de petróleo probadas. 2006 (en Gb)		
		% s/mundial
Arabia Saudí*	264,3	21,3
Irán*	138,4	11,2
Irak*	115,0	9,3
Kuwait*	101,5	8,2
Emiratos Árabes Unidos (EAU)*	97,8	7,9
Venezuela*	87,0	7,0
Rusia	79,3	6,4
Libia*	41,5	3,3
Kazakhstan	39,8	3,2
Nigeria*	36,2	2,9
Qatar*	27,9	2,3
Canadá	27,7	2,2
China	15,6	1,3
México	12,8	1,0
Total principales países	1.084,8	87,5
Total mundial	1.239,5	100,0

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2007*. Elaboración propia.

Nota: * Miembro de la OPEP.

⁷ Gigabarril (Gb): mil millones de barriles.

Cuadro n.º 1.2
**Países con las mayores reservas de gas natural probadas
 2006**
 (en billones de m³)

		% s/mundial
Rusia	44,6	25,3
Irán	27,6	15,7
Qatar	25,6	14,5
Arabia Saudí	7,1	4,0
EAU	6,1	3,5
EE.UU.	6,0	3,4
Nigeria	5,2	3,0
Argelia	4,5	2,6
Venezuela	5,1	2,9
Irak	3,2	1,8
Kazakhstan	1,9	1,1
Turkmenistán	2,7	1,5
Indonesia	2,6	1,5
Australia	2,5	1,4
Total principales países	144,7	82,1
Total mundial	176,2	100,0

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2007*. Elaboración propia.

Respecto a las reservas probadas de gas natural, a finales de 2006 se cuantificaban en 176,2 billones de m³, concentrándose más de la mitad en tres países: Rusia (25,3%), Irán (15,7%) y Qatar (14,5%).

Hay dos aspectos muy importantes que pasan desapercibidos en una presentación sumaria de la concentración geográfica de las reservas mundiales de gas y petróleo. El primero de ellos es que más del 80% de las reservas se encuentran en manos de compañías nacionales y, por tanto, su explotación por parte de las empresas petroleras occidentales se ve muy constreñida por las propias compañías nacionales con las que deben establecerse acuerdos o por los gobiernos de los países productores. Para explotar los recursos energéticos se requiere pujar por una concesión, alcanzar un acuerdo de producción compartido o hacerse socio de una *joint venture* con una empresa nacional. La otra faceta relevante es la irrupción de las principales compañías de los países emergentes que controlan buena parte de las reservas de petróleo y gas.⁸

La producción mundial de energía primaria alcanzó las 11.435 Mtep⁹ en el año 2005, lo que supone un incremento del 87% desde el año 1973, con una tasa

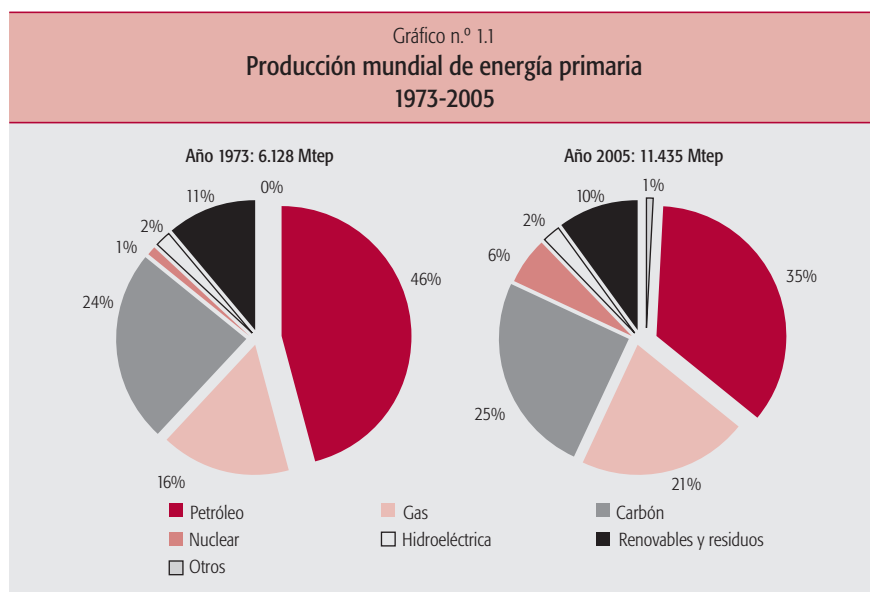
⁸ El nuevo grupo de «Siete Hermanas» lo forman: la saudí ARAMCO, la rusa GAZPROM, la china CNPC, la iraní NIOC, la venezolana PDVSA, la brasileña PETROBRAS y la malaya PETRONAS.

⁹ Mtep: millones de toneladas equivalentes de petróleo.

tasa media de crecimiento anual cercana al 2%. El 86,2% de esta producción se concentra en los denominados combustibles fósiles, lo que revela un aumento del 53,3% en los últimos 25 años.

El petróleo se presenta como la fuente energética por excelencia de estos combustibles fósiles (35% del total de producción en 2005), aunque su importancia relativa ha ido disminuyendo a favor de otras energías como la energía nuclear o el gas natural que han sido protagonistas de mayor crecimiento.

Asia y Oceanía constituyen la principal zona de producción de combustibles fósiles (26% del total en 2006), seguida de Europa y la ex Unión Soviética (24%)



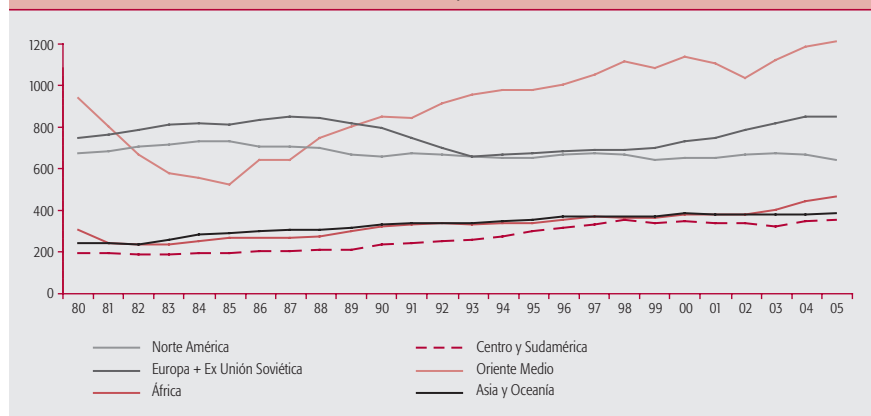
Fuente: *Key World Energy Statistics 2007*. AIE.

Cuadro n.º 1.3
**Producción mundial de petróleo, gas natural y carbón
1980-2006
(Mtep)**

	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006	Crecimiento 2006/1980
Petróleo	3.087,9	2.792,1	3.170,6	3.280,9	3.613,8	3.572,0	3.705,8	3.865,3	3.895,0	3.914,8	26,1
Gas natural	1.310,8	1.508,6	1.800,6	1.928,1	2.189,0	2.279,3	2.361,0	2.433,4	2.486,7	2.586,4	97,2
Carbón	1.848,5	2.087,9	2.254,1	2.253,6	2.267,4	2.380,0	2.543,6	2.751,0	2.887,2	3.079,7	66,6
Total	6.247,2	6.388,6	7.225,3	7.462,6	8.070,2	8.231,3	8.610,4	9.049,7	9.268,9	9.580,9	53,3

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*. Elaboración propia.

Gráfico n.º 1.2
**Producción mundial de petróleo por área geográfica
 1980-2005**
 (Mtep)



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*. Elaboración propia.

Cuadro n.º 1.4
**Producción mundial de petróleo
 1995-2006**
 (Miles de barriles diarios)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Oriente Medio	20.222	20.628	21.758	23.001	22.306	23.501	22.871	21.471	23.296	24.589	25.119	25.589
Europa y Eurasia	13.822	14.003	14.229	14.190	14.472	14.942	15.443	16.281	16.965	17.572	17.534	17.563
Norte América	13.789	14.052	14.267	14.182	13.678	13.904	13.906	14.069	14.193	14.137	13.636	13.700
Sudamérica y Centroamérica	5.782	6.159	6.493	6.908	6.699	6.813	6.721	6.640	6.367	6.745	6.964	6.881
África	7.112	7.441	7.768	7.644	7.606	7.844	7.918	8.022	8.438	9.266	9.835	9.990
Asia y Pacífico	7.375	7.607	7.727	7.684	7.613	7.936	7.877	7.900	7.832	7.890	8.000	7.941
Total	68.102	69.889	72.241	73.608	72.373	74.941	74.736	74.382	77.091	80.198	81.088	81.663
Variación anual %	11,1	2,62	3,37	1,89	-1,68	3,55	-0,27	-0,47	3,64	4,03	1,11	0,71

Fuente: <http://www.bp.com>.

Nota: Producción diaria a diciembre de cada año.

y Norteamérica (21%); fundamentalmente debido a Estados Unidos (segundo país productor con el 14% de la producción total, por detrás de China, 15%, y seguido de Rusia, 12%).

Si nos centramos en el petróleo, Oriente Medio es el mayor productor mundial de petróleo, con el 31% del total. Le sigue en importancia la zona de Europa y la ex Unión Soviética con la quinta parte de la producción mundial.

Cuadro n.º 1.5
Principales países productores de petróleo
2006

Países productores	Miles de barriles diarios	% s/total mundial
Arabia Saudí	10.859	13,1
Rusia	9.769	12,3
Estados Unidos	6.871	8,0
Irán	4.343	5,4
China	3.684	4,7
México	3.683	4,7
Canadá	3.147	3,9
EAU	2.969	3,6
Venezuela	2.824	3,5
Noruega	2.778	3,4
Kuwait	2.704	3,3
Nigeria	2.460	3,0
Argelia	2.005	2,4
Irak	1.999	2,4
Brasil	1.809	2,2
Total principales países	61.904	76,0
Total mundial	81.663	100,0

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2007*. Elaboración propia.

En el Norte de América se extrae cerca del 17% del petróleo mundial (Estados Unidos el 8%, México el 5% y Canadá el 4%). África ocupa el cuarto lugar en extracción de petróleo (12%), si bien en los últimos años ha visto incrementado notablemente su nivel de extracción. En realidad, es la única zona del mundo de la que se espera un incremento de la producción.

La mayor parte de la extracción mundial de petróleo (cerca de un 42%) procede del conjunto de países que forman la OPEP, siendo uno de sus miembros, Arabia Saudí, el principal productor mundial de petróleo (13,1%). Se trata, además, del país con mayor número de reservas. En 2006 su producción fue de 10,8 Mb/d y desde entonces ha mostrado una tendencia media a la baja. ARAMCO (la compañía nacional saudí) declara en su informe de 2006 que, aunque sus extracciones están bajando, lo hacen a un ritmo menor del que la realidad muestra.

Por su parte, Irán y Kuwait mantienen su porcentaje de participación mundial, un 5,4% y un 3,3% respectivamente. Irak alcanzó en 2005 su máximo nivel de producción y no está claro que debido a la situación del país pueda alcanzar su nivel potencial (que muchos analistas lo sitúan en 4 Mb/d).

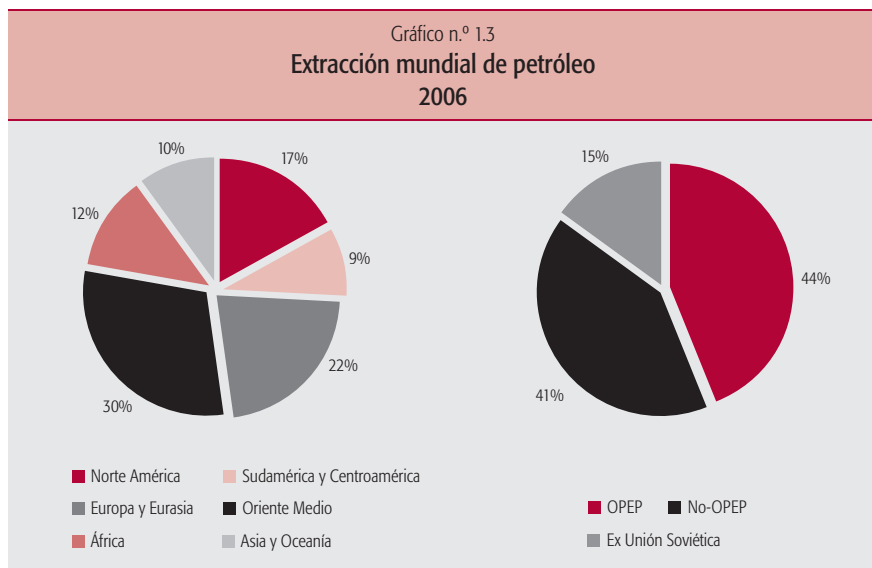
Canadá ha superado a Venezuela como tercer productor de petróleo de América, ya que la huelga que afectó a la industria petrolera venezolana entre 2000 y 2003 redujo su importancia relativa en el conjunto mundial.

El resto de los países miembros de la OPEP tiene una clara tendencia a la baja, como está ocurriendo en Venezuela, Nigeria e Indonesia (que ya se ha convertido en país importador). Nigeria ha perdido unos 0,12 Mb/d (de los 2,5 Mb/d que bombeaba en situación normal) en 2006 debido a la guerra civil, aunque es el país de la OPEP que tiene más potencial de incremento. La única excepción es Angola que ha incrementado su producción un 14% en el 2006.

La AIE calcula que los yacimientos mundiales tradicionales (5 gigantes) ¹⁰ pierden anualmente una capacidad de extracción 0,6 Mb/d.

Entre los países que no pertenecen a la OPEP, Rusia tiene un papel fundamental por ser el principal proveedor de petróleo de Europa con una capacidad de producción solo superada por Arabia Saudí. Rusia también se autoabastece de petróleo y, además, es un gran exportador (produce el 12,3% y consume el 3,3%). Entre 2000 y 2006 aportó el 40% del incremento de las exportaciones. Según la AIE, en 2007 se convirtió en el primer país extractor (9,85Mb/d), pero no desbancó del primer puesto en exportaciones a Arabia Saudí, debido a su fuerte consumo interior.

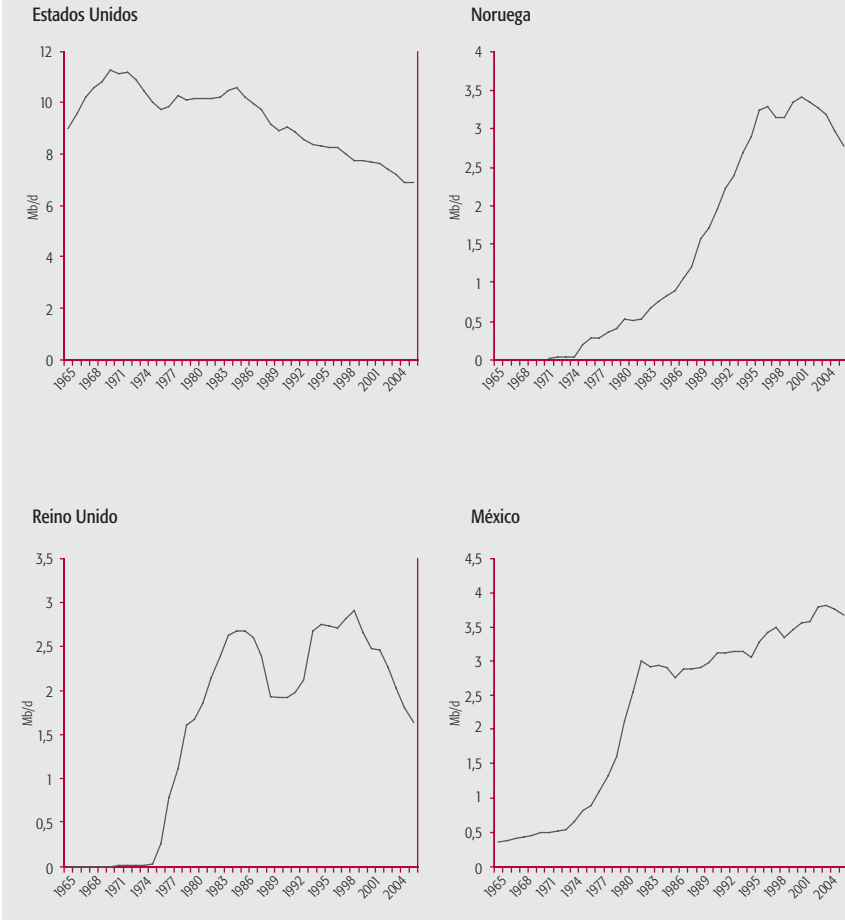
El resto de los países No-OPEP muestra en general una realidad dual: mientras los yacimientos tradicionales siguen perdiendo capacidad, se ha venido incrementando la aportación del llamado petróleo no convencional, especialmente el procedente de aguas profundas y, en menor medida, el de arenas bituminosas, el de arenas de alquitrán y el petróleo pesado de Venezuela.



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

¹⁰ Ghawar (Arabia Saudí), Burgan (Kuwait), Cantarell (México), Santos (Brasil) y Costa de Bolívar (Venezuela).

Gráfico n.º 1.4
Extracción de petróleo



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007.

Existen opiniones discordantes sobre la importancia de este petróleo no convencional como posible sustituyente o complementario al convencional, pero todavía no se ha demostrado que sea una alternativa realista.

Estados Unidos es el tercer país del mundo que más petróleo extrae (8% del total). Alcanzó su techo de extracciones en 1970 y a pesar de haber utilizado las tecnologías más avanzadas no ha sido capaz de evitar que su nivel de extracciones haya caído casi un 40% desde entonces.

La producción del mar del Norte sigue cayendo a un ritmo mayor del esperado. La de Noruega viene reduciéndose desde 2001 y la del Reino Unido

desde el año 2000. A pesar de que se están incrementando las inversiones en la zona, en ambos casos el ritmo de decrecimiento es alarmante: en 2006 alcanzó el 7% en Noruega y el 9,6% en Reino Unido. Noruega ha pasado del tercer puesto al quinto en la clasificación de países exportadores, al ser superado por Irán (3,86 Mb/d) y por los EAU (2,56 Mb/d).

Asimismo, el bombeo del yacimiento Cantarell (el segundo del mundo: techo de 2,2 Mb/d), que proveía unos dos tercios del petróleo mejicano, está disminuyendo fuertemente.

Por el contrario, en los últimos años Canadá ha acelerado su ritmo de extracción de arenas bituminosas hasta alcanzar en el año 2006 un nivel de 1,2 Mb/d (un 38% sobre el total extraído), lo cual le permite mantener creciente su nivel de producción total.

En la situación global podemos ver cómo en los últimos 35 años la producción de petróleo ha crecido a un ritmo cercano al 1,5%. Sin embargo, en los últimos años se observa un cierto estancamiento, consecuencia directa de las tendencias apuntadas anteriormente, esto es, los grandes yacimientos que la han sostenido hasta ahora están envejeciendo y los nuevos son cada vez más incapaces de sustituirlos¹¹. Además, la capacidad de extracción ociosa parece haber desaparecido casi por completo.

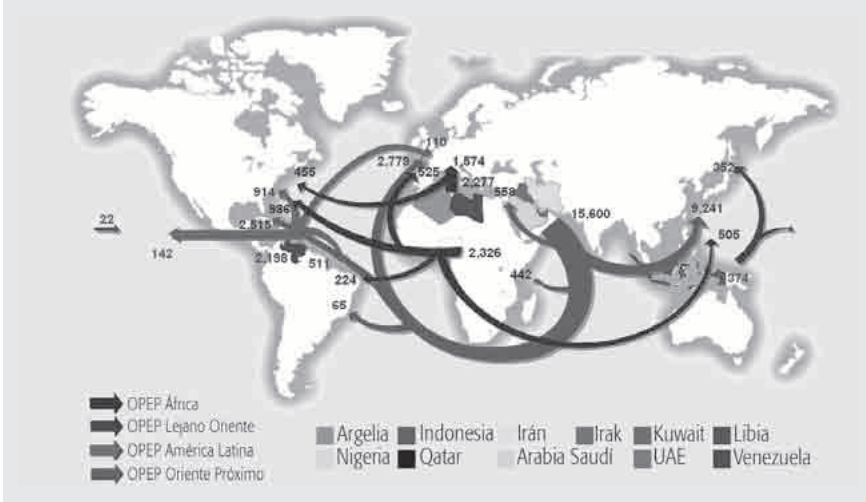
Para ver gráficamente este grado de dependencia energética mundial con los países de la OPEP podemos observar el gráfico n.º 1.5 que muestra los flujos de crudo y de petróleo refinado de los países de la OPEP al resto del mundo. Estar en posesión de casi la mitad de la producción mundial de petróleo (41,7%) y cerca del 45-50% de las exportaciones de crudo en 2005, constata estas conclusiones. El gráfico también muestra la relación origen-destino del comercio internacional de crudo de los once países integrantes de la OPEP (organizados en cuatro bloques: OPEP África, OPEP América Latina y OPEP Oriente Próximo y en menor medida OPEP Lejano Oriente), lo que pone de relieve la dependencia y, por ende, las vulnerabilidades de una determinada zona con respecto al resto de regiones mundiales.

Descripción de la cadena de valor de la industria petrolífera

Las actividades de la cadena de valor de la industria petrolera se suelen dividir en cuatro escalones productivos: exploración y producción, transporte de

¹¹ El 70% del petróleo proviene de yacimientos de más de 30 años. Unos 120 yacimientos con una capacidad de bombeo superior a 100.000 b/d cada uno suministran el 50% del petróleo. 14 de ellos bombean cada uno por encima de 0,5 Mb/d, satisfacen el 20% de la demanda y tienen una edad media de 55 años. De los 18 yacimientos mayores, 12 están perdiendo capacidad de bombeo (www.simmonsco-intl.com; Skrewosky, 2006).

Gráfico n.º 1.5
Flujos de crudo y de petróleo refinado de los países integrantes de la OPEP.
2005
 (miles de barriles diarios)



Fuente: OPEP.

crudos, refinado y distribución de productos derivados. El primer escalón es, con diferencia, el más complejo y costoso; comprende, a su vez, varias actividades encadenadas:

- La búsqueda o prospección de hidrocarburos en el subsuelo terrestre o marino.
- La perforación, para confirmar la existencia de crudo en las estructuras geológicas susceptibles de contenerlo.
- La evaluación de los yacimientos encontrados, si se confirma tal existencia.
- La extracción del crudo, si esta operación resulta rentable por la calidad, cantidad y precio del crudo encontrado.

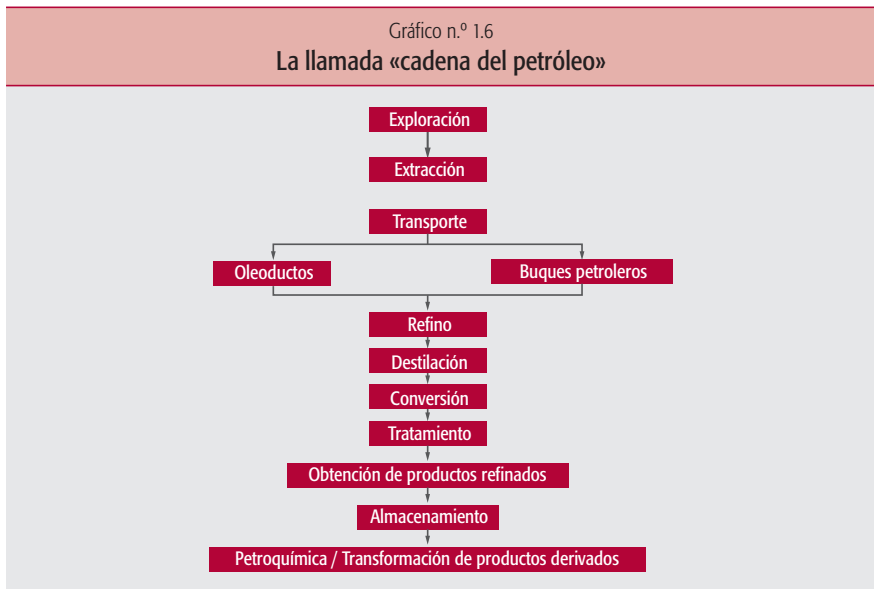
Este primer escalón productivo es el de mayor relevancia económica, y está sólo al alcance de un número reducido de compañías o de países. Esto se debe, por un lado, a que requiere técnicas de vanguardia en detección sísmica, perforación, materiales, etcétera; por otro, al hecho de tratarse de una actividad con riesgo de fracaso muy elevado; y finalmente, porque como resultado de lo anterior exige inversiones altísimas. En este sentido, se considera que, aproximadamente, los 2/3 de la inversión dirigida a este sector son absorbidos por este escalón productivo.

Aunque las prospecciones marinas —*off shore*— tienen sus precedentes en las realizadas hace unos 85 años en el lago de Maracaibo (Venezuela) y en la

costa norteamericana del golfo de México, ha sido a partir de finales de la década de los cincuenta del siglo pasado cuando han adquirido una importancia creciente. Esto se debe, por un lado, a la aptitud geológica de las plataformas occidentales para albergar hidrocarburos en su subsuelo; por otro, a los avances técnicos, que han permitido y abaratado la realización de sondeos bajo lámina de agua no muy profunda (de un máximo de profundidad de 400 metros); y finalmente, a la propia evolución de los precios de los crudos que ha hecho rentables inversiones que antes no lo eran.

La prospección *off shore* es, lógicamente, más cara que la realizada en tierra firme, pero los buenos resultados obtenidos en las investigaciones realizadas en las plataformas marítimas continentales africana, americana y europea, junto al progresivo agotamiento de las cuencas sedimentarias vírgenes situadas en tierra firme, han volcado los esfuerzos de exploración hacia aguas no profundas de la plataforma continental. Como resultado de todo ello, actualmente se considera que casi la mitad de las reservas localizadas están en la plataforma continental, mientras que la producción en esa zona supone ya un tercio del total mundial.

Los siguientes escalones no tienen la relevancia del anterior: el transporte, el proceso de refinación donde el crudo se transforma en productos refinados (gasolina, gasoil, butano, propano y lubricantes entre otros) a través de su destilación, conversión y tratamiento y finalmente el almacenamiento y distribución al cliente final.



Fuente: AOP. Elaboración propia.

El almacenamiento de estos productos es imprescindible para evitar cortes o problemas en el suministro de petróleo y para asegurar el abastecimiento a las industrias y consumidores finales. Son cuatro los tipos de almacenamiento habituales: a) en el puerto de carga o descarga con almacenes para su descarga y tuberías de conducción de gran capacidad, b) en la refinería, c) de distribución, que suele estar ubicado cerca de los grandes centros de consumo, y d) de reserva, convertido en obligación para las compañías petroleras de algunos países para garantizar el consumo del mercado interno durante un tiempo mínimo determinado.

Por último, los compuestos obtenidos del petróleo sirven de materia prima para la producción de los denominados productos petroquímicos que, posteriormente, se utilizan en las cadenas productivas de otras industrias, como, por ejemplo, la del plástico, la alimenticia, la química, farmacéutica, etc.

Capacidad de refino de petróleo: nivel de actividad, evolución y distribución geográfica

La capacidad instalada de refino de petróleo a escala mundial se ha visto incrementada en los últimos 25 años en un 8,3%, existiendo en la actualidad una capacidad máxima de refino de más de 87,5 Mb/d. Estados Unidos dispone del 20% de esta capacidad, seguido de la UE-25 con más del 17%.

Además de aumentar la capacidad instalada en el periodo analizado, el número de barriles refinados se ha visto incrementado gracias a un mayor aprovechamiento de las infraestructuras existentes, con un nivel de utilización de la capacidad en 2005 del 86,3%.

China es el país que más ha incrementado la capacidad de refino en los últimos años, ha pasado de ser el 2,3% de la capacidad mundial instalada en 1980 al 7,7% en 2005, esto es, el segundo país del mundo después de EE.UU. en refino mundial de petróleo.

Aunque Oriente Medio es la mayor área productora de petróleo, su capacidad instalada es pequeña relativamente, pese a que ha duplicado el número de barriles refinados.

El bloque de países de la ex Unión Soviética ha reducido su capacidad de refino en casi un 20% desde 1980. Aún así, en el año 2005 han mantenido una capacidad ociosa de más del 30%, ocasionado por un descenso de casi el 40% del número de barriles refinados.

Principales estrategias en el mercado del petróleo

Dada la trascendencia política, económica y social del sector energético en el mundo, organismos como el CME, la OPEP o la AIE, entre otros, intervienen

Cuadro n.º 1.6
**Capacidad instalada y rendimiento de refino de petróleo por área geográfica
 1980-2005**
 (Miles de barriles diarios)

Bloques/países	1980			2005			Crecimiento 2005-1980	
	Capacidad	Refino	Nivel utilización %	Capacidad	Refino	Nivel utilización %	Capacidad %	Refino %
Norte América	21.982	16.503	75,1	20.725	18.519	89,4	-5,7	12,2
EE.UU.	18.620	13.481	72,4	17.335	15.204	87,7	-6,9	12,8
Canadá	2.155	1.893	87,8	1.927	1.901	98,7	-10,6	0,4
México	1.207	1.129	93,5	1.463	1.414	96,7	21,2	25,2
Centroamérica y Sudamérica	7.252	5.249	72,4	6.763	5.502	81,4	-6,7	4,8
Europa y Eurasia	31.972	24.369	76,2	25.030	20.821	83,2	-21,7	-14,6
UE-25	19.612	13.379	68,2	14.901	13.770	92,4	-24,0	2,9
Ex Unión Soviética	10.170	9.389	92,3	8.204	5.711	69,6	-19,3	-39,2
Otros	2.190	1.601	73,1	1.925	1.340	69,6	-12,1	-16,3
Oriente Medio	3.505	2.427	69,2	7.179	5.958	83,0	104,8	145,5
África	2.090	1.439	68,9	3.311	2.424	73,2	58,4	68,5
Asia y Oceanía	12.364	9.239	74,7	22.694	20.775	91,5	83,5	124,9
China	1.805	1.510	83,7	6.587	5.748	87,3	264,9	280,7
Japón	5.643	4.015	71,2	4.531	4.136	91,3	-19,7	3,0
Otros	4.916	3.714	75,5	11.576	10.891	94,1	135,5	193,2
Total mundial	79.165	59.226	74,8	85.702	73.999	86,3	8,3	24,9

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*. Elaboración propia.

en el mercado velando por la seguridad en el abastecimiento energético, por la estabilidad de los precios o por un consumo energético sostenible. Todas estas actuaciones están encaminadas al cumplimiento de las estrategias adoptadas por los principales bloques/países en materia energética, concebidas bajo el objetivo global de «asegurar un suministro de energía suficiente, seguro y medioambiental responsable, a precios de mercado».

Como vemos, a pesar del objetivo global, no todas las estrategias contemplan una intervención para regular el precio del petróleo. De hecho, es la OPEP la que estabilizaba hasta hace poco el precio en el mercado mundial del petróleo a través del control de la oferta de barriles de petróleo en cada momento.

En este sentido, los objetivos de la estrategia a largo plazo de la OPEP, acordada en Viena en marzo de 2006, son mantener la estabilidad del mercado mundial del crudo con precios razonables, asegurar ingresos petrolíferos a largo

plazo para los países miembros de la OPEP y asegurar el suministro a consumidores además de proporcionar seguridad a la demanda mundial de crudo.

El principal obstáculo señalado por la OPEP para la consecución de estos objetivos es la incertidumbre sobre la futura demanda de crudo, que estará ligada a la intensidad del crecimiento económico, a la política de los países consumidores (p.ej.: unos mayores impuestos sobre el consumo de crudo incentivan el uso de otras energías), al desarrollo tecnológico (p.ej.: fuentes energéticas alternativas para el funcionamiento de vehículos) y al nivel de producción de los países no pertenecientes a la OPEP.

1.1.2. Consumo de energía

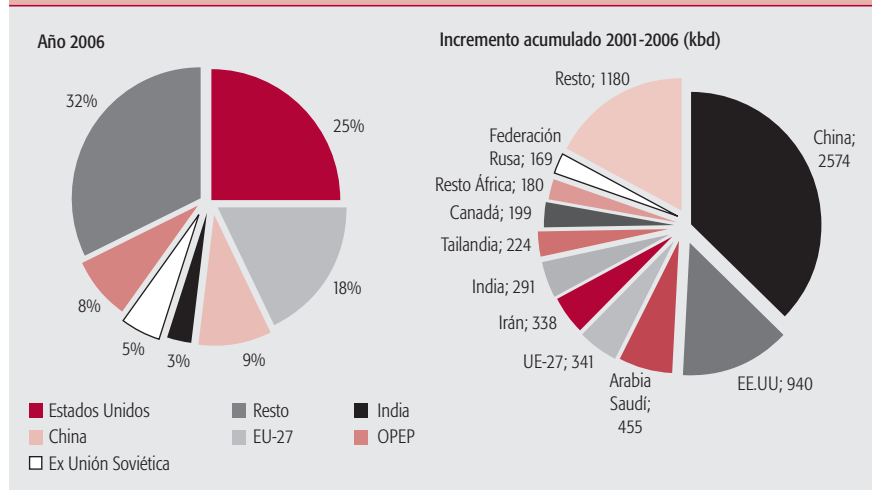
En los últimos 25 años se ha asistido a un importante aumento de la producción y del consumo energético mundial, presentando un perfil acelerado debido al fuerte dinamismo de las principales economías emergentes asiáticas, producto de su pujante actividad económica. Tal ha sido el repunte de actividad de esta zona que los países de Asia y Oceanía en conjunto han llegado a consumir una tercera parte de los combustibles fósiles, seguidos muy de cerca por Rusia y los países de la ex Unión Soviética. A pesar de ello, el consumo per cápita de energía primaria de Asia y Oceanía se sitúa en la actualidad muy por debajo de la media mundial (media que sigue estando desequilibrada por las cifras norteamericanas, cuyo consumo per cápita triplica la media mundial).

El consumo mundial de las distintas energías, así como su distribución por grandes zonas geográficas, va acorde y en paralelo a su producción. La región de Asia y Oceanía es la zona donde más energía primaria se consume en el mundo (32,5%), además de ser la que más produce. Le siguen en orden de importancia, el bloque de Europa y los países de la ex Unión Soviética (28,3%) y Norteamérica (26,6%).

La comparación entre el consumo y la producción revela la dependencia energética y el perfil productor o consumidor de las distintas áreas o países. Así, Europa Occidental destaca por su fuerte dependencia energética. Asia y Oceanía y Norteamérica presentan también desequilibrios a favor del consumo, aunque de forma más moderada. En el caso de Oriente Medio, los países de la ex Unión Soviética y África la producción supera holgadamente el consumo.

Analizando por países, Estados Unidos, a pesar de ser el tercer productor mundial, es el país que más petróleo consume (24,1% del total) en términos globales y en consumo por habitante. Su debilidad estratégica es la elevada dependencia petrolífera ya que solo produce la tercera parte de lo que necesita. Además esta dependencia ha ido aumentando al mismo tiempo que su producción de petróleo se estancaba (*peak-oil* se alcanzó en 1970). Su consumo

Gráfico n.º 1.7
Consumo mundial de petróleo

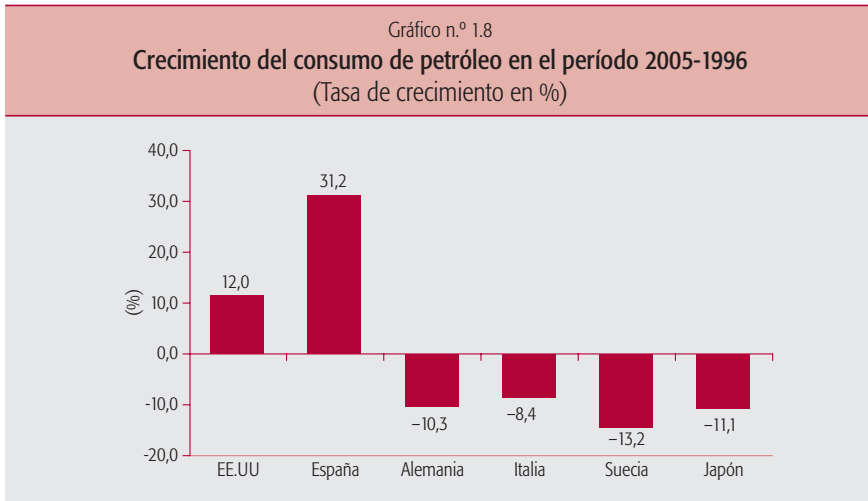


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007.

Cuadro n.º 1.7
Principales países consumidores de petróleo
2006
(miles de barriles diarios)

Países consumidores		% s/mundial
Estados Unidos	20.589	24,6
China	7.445	8,9
Japón	5.164	6,2
Rusia	2.735	3,3
Alemania	2.622	3,1
India	2.575	3,1
Corea del Sur	2.312	2,8
Canadá	2.222	2,6
Brasil	2.097	2,4
Arabia Saudí	2.005	2,4
México	1.972	2,4
Francia	1.952	2,3
Italia	1.793	2,2
Reino Unido	1.781	2,1
Irán	1.669	2,0
España	1.602	1,9
Total principales países	60.535	72,3
Total mundial	83.719	100,0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2007. Elaboración propia.



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

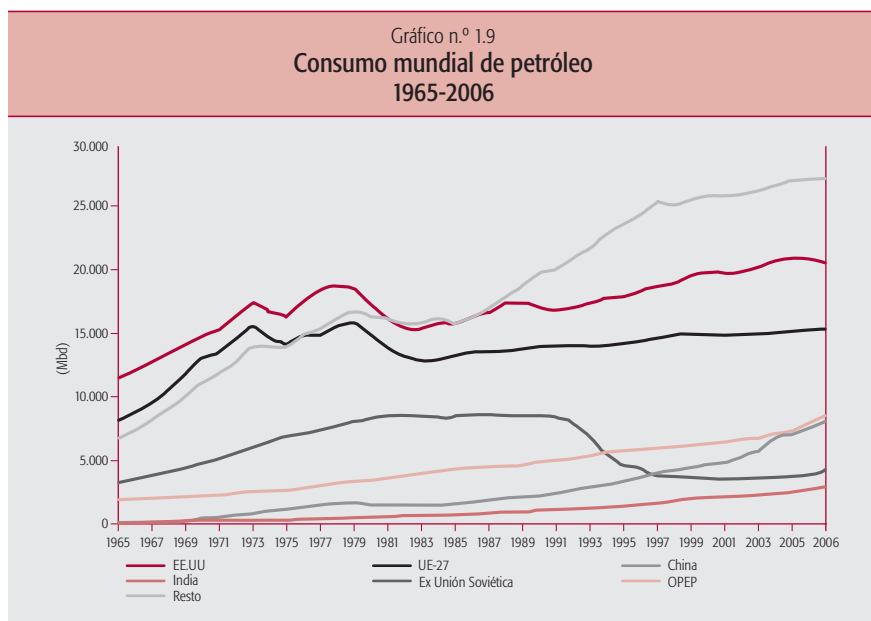
desde 1980 (al menos) se ha incrementado vigorosamente; lo que contrasta con el comportamiento de la mayoría de los países industrializados que han mantenido su consumo de petróleo o lo han reducido. China también presenta una elevada dependencia (produce el 4,7% y consume el 9,0%) con un impresionante ritmo de crecimiento (11,9% anual en el período 2002-2004, frente al 2,2% del conjunto mundial) en consonancia con su fuerte dinamismo económico.

Otros países con fuertes desequilibrios a favor del consumo son Japón, que consume el 6,0% del petróleo mundial (tercer país consumidor), así como India, Corea del Sur, Brasil y países europeos como Francia, Italia, Alemania (el mayor consumidor europeo) y España. El conjunto de la UE consume un 18% del total mundial.

La demanda media en las últimas décadas creció un 1,7% al año. Sin embargo, en 2003 y, sobre todo, en 2004 ésta tendencia se agudizó. En 2003 fue un 1,8% (1,4 Mb/d) y en 2004 un 3,5% (2,50 Mb/d), el mayor de los últimos 25 años. Ello se debió principalmente al incremento en EE.UU. (un 3,5% en 2004) y, sobre todo, en los países emergentes asiáticos (Asia supone cerca de la mitad del incremento de la demanda).

De todas formas en 2006 este incremento del consumo mundial se ha suavizado notablemente (0,7%).

Históricamente se ha dado una clara correlación entre los incrementos del PIB y del consumo de petróleo, y especialmente a partir de la segunda mitad de los 80, tal como muestra el gráfico n.º 1.10. Esta pauta de comportamiento ha sido universal, pero empiezan a divergir nítidamente las tendencias de consumo de



Cuadro n.º 1.8
**Consumo mundial de petróleo
1995-2006
(Miles barriles diarios)**

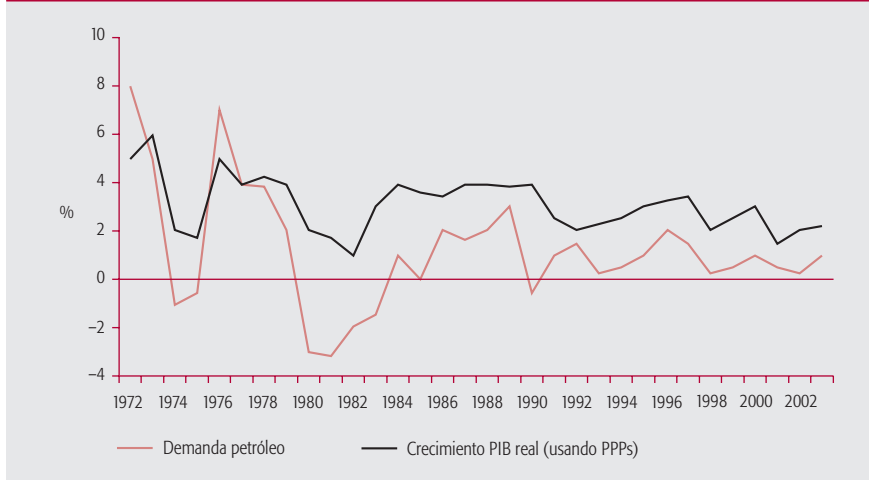
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Oriente Medio	4.240	4.370	4.457	4.522	4.599	4.735	4.854	5.047	5.238	5.492	5.739	5.923	
Europa Eurasia	19.703	19.555	19.738	19.826	19.742	19.564	19.743	19.726	19.903	20.195	20.350	20.482	
Norteamérica	21.150	21.793	22.275	22.674	23.286	23.522	23.571	23.665	24.050	24.877	24.875	24.783	
Centroamérica y Sudamérica	4.133	4.297	4.535	4.680	4.704	4.661	4.739	4.688	4.537	4.647	4.776	5.152	
África	2.198	2.239	2.308	2.389	2.449	2.458	2.475	2.511	2.568	2.646	2.763	2.790	
Asia Pacífico	18.081	18.872	19.929	19.503	20.307	20.839	20.998	21.644	22.359	23.586	23.957	24.589	
Total	69.506	71.126	73.244	73.594	75.087	75.779	76.379	77.280	78.655	81.444	82.459	83.719	
Variación anual		2,3	2,3	3,0	0,5	2,0	0,9	0,8	1,2	1,8	3,5	1,2	1,5

Fuente: *BP*.

los países OCDE y No-OCDE. A lo largo de la primera mitad de la actual década se ha producido una ralentización del aumento de consumo en los países OCDE, al contrario que en los países No-OCDE.

Los comportamientos de dos tipos de países explican el aumento de la demanda mundial: el crecimiento económico muy fuerte de los principales países emergentes (China, India); y las altas tasas de crecimiento del consumo in-

Gráfico n.º 1.10
Evolución del PIB y de la demanda de petróleo
 (en %)



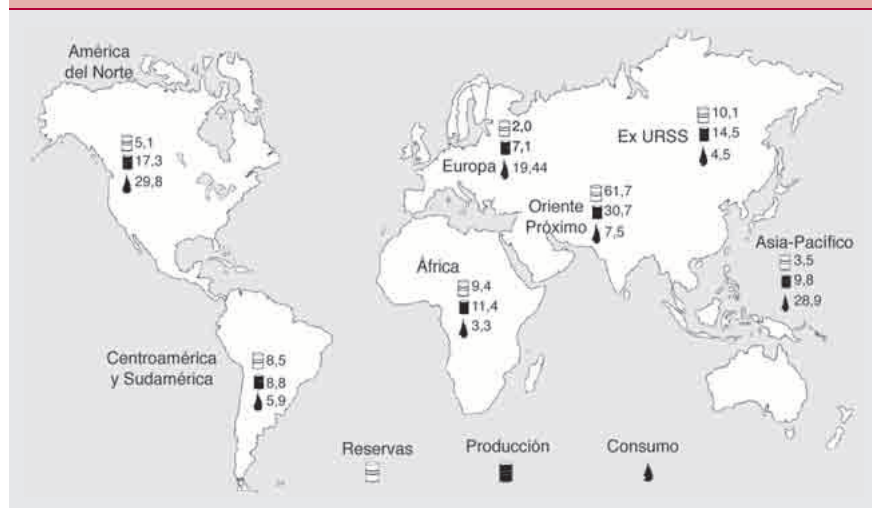
Fuente: *Faesta*, 2007: 23.

terno de petróleo en los principales países exportadores (Arabia Saudí, Irán), debido a un crecimiento económico elevado y a sus precios subvencionados (en la mayor parte de los casos el precio del litro de gasolina se sitúa en 20-60 céntimos de dólar).

En un contexto de oferta casi estancada, satisfacer este incremento de la demanda ha sido posible gracias a la práctica desaparición de la capacidad ociosa. Esta casi desaparición en todas las fases de la cadena del sistema energético mundial: producción, transporte y refinación es, desde el punto de vista de funcionamiento del mercado, tan importante como puedan serlo la fuerte demanda de China e India o el riesgo geopolítico de algunos países productores y de tránsito. En décadas pasadas los países exportadores mantenían ociosa (por motivos de seguridad) una capacidad de 4-6 Mb/d. Pero desde mediados de ésta década ha venido disminuyendo a fuerte ritmo. Esta tendencia ha continuado, de forma que a principios de 2007 era casi inexistente en opinión de la mayor parte de los analistas. El Oil Market Report estima que la capacidad ociosa mundial es de 2,85 Mb/d (la gran mayoría atribuida a Arabia Saudí), pero reconoce que el 88% de ella es de mala calidad (petróleo pesado, con escasa demanda porque hay pocas refinarias capaces de tratarlo), lo cual se traduce en que sólo quedaban 0,35 Mb/d de petróleo comercializable (AIE; 2007)¹².

¹² El presidente de los EE.UU. ha pedido a Arabia Saudí, por dos veces en el primer semestre de 2008, que aumente la producción de petróleo para rebajar los precios. Los saudíes han acordado aumentar la producción para junio en 300.000 barriles diarios, muy por debajo del millón pedido por Bush.

Gráfico n.º 1.11
Petróleo en el mundo
 (en % del total mundial)



Fuente: Real Instituto Elcano a partir de datos de BP Statistical Review of World Energy, 2005 y elaboración de Paul Isbell.

Cuadro n.º 1.9
Desequilibrios mundiales en reservas, producción y consumo de petróleo 2006

	Reservas (probadas)		Producción		Consumo	
	Miles de millones de barriles	% s/total	Miles de barriles diarios	% s/total	Miles de barriles diarios	% s/total
Total mundial	1.239,5	100,0	81.663	100,0	83.662	100,0
OCDE	89,5	7,2	19.398	23,8	49.041	58,6
OPEP	935,3	75,5	34.202	41,9	7.562	9,0
No OPEP*	176,2	14,2	35.162	43,1	72.103	86,2
Rusia (Ex Unión Soviética)	128,0	10,3	12.299	15,0	3.997	4,8

Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

Nota:*Excluida la ex Unión Soviética.

Distribución geográfica mundial de reservas, producción y consumo

En los siguientes gráficos se plasma la distribución geográfica mundial existente de reservas, capacidades de producción y consumo de petróleo y gas. Se observa claramente el desequilibrio geográfico. Por un lado Oriente Medio y la ex Unión Soviética son los principales depositarios de las reservas; por otro, América del Norte, Oriente Medio y ex Unión Soviética son los grandes productores



Fuente: Real Instituto Elcano a partir de datos de BP Statistical Review of World Energy, 2005 y elaboración de Paul Isbell.

Cuadro n.º 1.10
Desequilibrios mundiales en reservas, producción y consumo de gas
2006

	Reservas		Producción		Consumo	
	Trillones m ³	% s/total	Billones m ³	% s/total	Billones m ³	% s/total
Total mundial	181,46	100,0	2.865,3	100,0	2.850,8	100,0
UE 25	2,90	1,3	190	6,6	467,4	16,3
OCDE	15,90	8,8	1.078,5	37,8	1.419,8	50,0
Rusia (Ex Unión Soviética)	58,11	32,0	779,3	27,1	621,1	21,7
Resto	107,45	59,2	1.007,5	35,1	809,9	28,3

Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

Nota: Las reservas (reservas probadas) se miden en trillones de m³ y la producción y el consumo en billones de m³.

de petróleo y gas y, por último, Europa, América del Norte y Asia son los grandes consumidores.

1.1.3. Geopolítica del petróleo

El mundo de las relaciones energéticas internacionales es mucho más complejo que el definido por la tradicional dicotomía «países productores frente a países consumidores». La idea que subyace en esta dicotomía es que los países productores son los únicos que tienen poder en la escena energética internacional y que

los países consumidores están a merced de la voluntad de aquellos. Esta forma de entender las relaciones energéticas, como relaciones antagónicas entre dos tipos de actores energéticos, países productores y consumidores está ya superada. Los países consumidores afrontan un riesgo de oferta: la inseguridad de abastecimiento a precios asumibles en tanto que dependen de los suministros de los productos petrolíferos. Mientras que los productores se enfrentan a un riesgo de demanda, al depender de la demanda de los consumidores; más aún, no podrían sobrevivir si no fuera por los ingresos obtenidos por las rentas de petróleo y gas en el mercado mundial (véase Mañé Estrada, 2008). Además, existe una tercera categoría de países, categoría puente entre la de productores y consumidores, los países de tránsito. Son aquellos por los que transitan los oleoductos y gasoductos y, para el caso del gas, los que regasifican y reexportan el gas licuado.

Dos rasgos esenciales de las relaciones energéticas internacionales

El primero es el papel determinante de EE.UU. Desde el comienzo de la moderna era del petróleo, este país ha sido el agente dominante, primero como el mayor productor mundial de petróleo y productos energéticos y ahora como su principal consumidor y regulador. En la actualidad, uno de cada cuatro barriles que se producen en el mundo se consumen en EE.UU., aproximadamente 20 de los 86 Mb/d que se consumen en el mundo. La dimensión enorme de su demanda, unida a la importante producción propia (EE.UU. sigue siendo el tercer productor mundial), le da un grado de influencia sobre los mercados y la política del petróleo que va mucho más allá de lo que podría obtener por otros medios. EE.UU. no es sólo el mayor mercado del mundo, sino también el de crecimiento más rápido: en la década de 1990, las importaciones americanas diarias aumentaron en tres millones y medio de barriles, más que el consumo total de petróleo de cualquier otro país exceptuando China y Japón, y esa tendencia se ha mantenido en los primeros años del presente siglo.

La geopolítica del petróleo está igualmente condicionada por las reservas de la OPEP y principalmente por las que yacen bajo las arenas de Arabia Saudí. Las llamadas reservas probadas del reino saudí, las que posee «oficialmente», ascienden a unos 265.000 millones de barriles de petróleo, más de un cuarto de las reservas conocidas. El petróleo saudí se conoce como *Arab Light*, un crudo poco espeso y azulado que se refina fácilmente por la mayoría de refinerías de todo el mundo¹³, y puede ser utilizado para producir casi cualquier derivado.

¹³ El llamado petróleo «fácil» de Arabia Saudí resulta sumamente barato de producir. Mientras que el coste industrial del crudo del golfo de México o Siberia es de quince o más dólares por barril, los costes de extracción saudíes oscilan en torno al dólar y medio (sólo el petróleo iraquí es más barato). Como los precios mundiales se han mantenido alrededor de veinte dólares por barril durante las dos últimas décadas del pasado siglo, este petróleo de bajo coste ha significado un aflujo extraordinario de riqueza. Los bajos costes, emparejados con unas reservas aparentemente ilimitadas, han permitido a Arabia Saudí convertirse, con un ritmo constante, en el mayor productor y exportador del mundo, extrayendo entre ocho y diez Mb/d, lo que equivale a la séptima parte de la demanda global y con gran capacidad para modificar el comportamiento del mercado.

Las dos estrategias básicas: la «neoliberal» frente a la «neorrealista»

A diferencia de otras materias primas (oro, cobre, titanio,...), las manufacturas, los capitales o los servicios; la energía, bien como existencias o como flujo, forma parte de la alta política, esto es, es un elemento esencial de las estrategias nacionales de los gobiernos de los países importadores, exportadores y de los de tránsito (por cuyo territorio atraviesan las redes de distribución y almacenamiento).

Un enfoque para estudiar la dimensión internacional de las relaciones energéticas lo ofrecen Marín Quemada *et al.* (2007). Distinguen entre un modelo denominado «Mercados e Instituciones» y otro alternativo llamado «Imperios y Regiones»¹⁴, que no consiste sino en una aplicación de los paradigmas neoliberales y neorrealistas a las cuestiones energéticas internacionales. Según el paradigma neoliberal, la seguridad energética se alcanza mediante el desarrollo de los mercados y la gestión de los conflictos multilaterales mediante instituciones supranacionales. El paradigma neorrealista de la seguridad energética, por el contrario, implica el desarrollo de las relaciones bilaterales y la subordinación de los mercados a la política exterior. El enfoque neoliberal supone avanzar en la integración de los mercados y en la estabilización de las zonas productoras y de tránsito mediante la cooperación internacional en materia económica y el impulso hacia la sujeción de estos países a reglas de juego claras en materia política, económica y de seguridad jurídica. Supone la extensión de la democracia liberal y la economía de mercado hacia los países productores y de tránsito, una tarea a largo plazo y para la que no hay estrategias teóricas claras. Tal vez el modelo más elaborado de este enfoque sea la experiencia europea, consistente en estabilizar sus fronteras mediante una ampliación continua de las mismas. En todo caso, la geopolítica neoliberal apunta a la necesidad de crear espacios de cooperación y de prosperidad compartida mediante el comercio, la cooperación y la promoción de valores liberales. En suma, toda la panoplia de instrumentos en que se basa el poder blando o poder civil que caracteriza a la UE, aunque proyectado a escala regional, más que multilateral.

Desde la óptica neorrealista, la defensa de los intereses nacionales energéticos se defiende mediante la proyección de poder hacia las regiones productoras y de tránsito. Los instrumentos utilizados no descartan la movilización de los resortes del poder blando o la baja política, pero subrayan que la

¹⁴ La Economía Política Internacional distingue entre un mundo neoliberal, gestionado mediante los mercados y las instituciones internacionales, y un mundo neorrealista impulsado por las relaciones de poder. Es el viejo debate entre dos visiones alternativas del orden mundial: un mundo integrado por los mercados donde los conflictos se resuelven por la cooperación y competencia pacífica, o un mundo fragmentado concebido como una mesa de bolas de billar donde los conflictos se resuelven mediante el ejercicio de las alianzas cambiantes y la hegemonía política, económica y militar.

Cuadro n.º 1.11
Actores y objetivos energéticos

Actores	Actores estratégicos	Estrategias	Objetivos estratégico	Objetivo intermedio
Países productores	Arabia Saudí EE.UU. Rusia	Alianza con EE.UU. Neorrealismo (diplomacia y política «fuerte»)	Renta nacional Control y regulación del mercado mundial	Exportación de energía (a precio máximo compatible con estabilidad mercado mundial)
Países de tránsito	Rusia Unión Europea	Mixtas	Renta nacional	Transporte
Regiones consumidoras	Unión Europea Asia	Neoliberalismo (mercados)	Seguridad de suministro – Consumidores – Empresas – Estados	«Factura energética» mínima Atracción de «fondos soberanos»
Empresas petroleras		Competencia Alianzas estratégicas Cárteles	Beneficios	Producción de energía

Fuente: *Mañé Estrada (2008, op. cit.)*. Elaboración propia.

proyección de poder puede requerir el recurso al poder duro y la alta política. La estrategia estadounidense es el modelo neorrealista por antonomasia. EE.UU. basa su seguridad energética en la construcción de alianzas estratégicas con los países clave del sistema energético mundial (por ejemplo, con los países del Consejo de Cooperación del Golfo, especialmente Arabia Saudí, y las repúblicas ex-soviéticas del Cáucaso y Asia Central) o, cuando esto no es posible, opta por la contención.

El cuadro n.º 1.11 es un modelo teórico del complejo mundo energético actual. No incluye exhaustivamente todos los agentes, sus objetivos prioritarios e intermedios ni sus estrategias geopolíticas. Intenta simplemente captar lo fundamental de la estructura y dinámica de la situación energética mundial.

1.1.4. Las energías alternativas

Nuestra civilización está empezando a perder su base energética, el petróleo, y a medida que este panorama va adquiriendo perfiles más nítidos, se intensifican los esfuerzos a favor de diferentes alternativas que pueden paliar el problema de la escasez de este combustible.

En sectores como el doméstico o el industrial, el petróleo y sus derivados han venido perdiendo mercado progresivamente, sobre todo desde la generalización del acceso al gas natural. Sin embargo, todavía sigue siendo impres-

cindible en ciertos nichos de consumo: lugares a los que no accede la red de gas natural, centrales termoeléctricas de tecnología antigua y, especialmente, para el sector del transporte y para el sector primario. En calderas de calefacción o industriales, el gas natural sustituye al fuelóleo, gasóleo o a los GLP con diversas ventajas. En generación eléctrica, las centrales clásicas de fuelóleo tienen una importancia cada vez más testimonial en el mercado eléctrico, y acabarán cerrando o quedando como centrales de reserva para puntas de consumo ante la presión de otras tecnologías más avanzadas como los ciclos combinados de gas natural o la energía eólica.

Sin embargo, en los sectores del transporte y el primario, estamos lejos de encontrar una energía que permita sustituir a los derivados del petróleo (gasóleo, gasolina y queroseno) en las condiciones en las que los hemos estado empleando hasta el momento: combustibles baratos, de gran calidad para su empleo en motores y fácilmente almacenables debido su condición de líquido a temperatura y presión atmosféricas.

Los candidatos a sustituir a los derivados del petróleo en el transporte en un futuro de escasez son los biocarburantes, el gas natural, los carburantes sintéticos, el hidrógeno y la electricidad. Y, por supuesto, la reducción del consumo a través de la limitación de la demanda de transporte, de un sistema de transporte más eficiente y de la mejora tecnológica de los vehículos.

Los biocarburantes

El uso de biocarburantes, es decir, combustibles de automoción derivados de la biomasa¹⁵, están siendo promocionados en los últimos años como alternativa a los combustibles fósiles. Existen dos tipos principales: el bioetanol, sustituto de la gasolina, y el biodiesel, sustituto del gasóleo.

Estados Unidos y la Unión Europea están apostando fuertemente por este combustible. En este sentido, la UE aprobó en 2003 una Directiva que obliga a los Estados miembros a que en 2010 se comercialice una proporción mínima del 5,75% de biocarburantes sobre el total de gasóleo y gasolina empleados en el transporte. Esta Directiva ha servido de marco para dar un gran impulso al empleo de este combustible en los automóviles europeos. En 2008, la Comisión Europea ha publicado una propuesta de Directiva con la que se pretende subir este porcentaje al 10% en el año 2020, a la vez que se regulan los criterios de sostenibilidad con los que deben estar producidos estos biocarburantes.

¹⁵ La bioenergía es una fuente energética renovable producida por cuatro fuentes de combustibles —biocarburantes (bioetanol, biodiésel y otros aceites vegetales), biogás, biomasa sólida y residuos sólidos urbanos— y es la única apta para las tres posibles aplicaciones de las energías renovables: generación eléctrica, uso térmico y transporte.

A la vista de esta propuesta y coincidiendo con un aumento generalizado de los precios de ciertos alimentos y materias primas, se ha abierto un debate sobre la influencia que los cultivos energéticos pueden llegar a tener sobre dichos precios. El tema es tan relevante que la UE está analizando tales efectos; los resultados se tendrán muy en cuenta antes de tomar ninguna decisión sobre el establecimiento de nuevos objetivos de consumo de biocarburantes para el 2020.

A la hora de promocionar los biocarburantes se debe tener en cuenta la capacidad de reducir emisiones de CO₂ según los cultivos y las tecnologías empleadas. Hay un cierto acuerdo en que los biocarburantes de segunda generación, fabricados a partir de madera y de otra biomasa lignocelulósica, son significativamente más sostenibles que los que se fabrican a partir de cultivos como el trigo, el girasol, la colza o el maíz. Sin embargo, el proceso industrial necesario para su fabricación es caro y está poco desarrollado, por lo que no se prevé su comercialización a corto plazo.

Los biocarburantes tienen, por lo tanto, un cierto potencial de sustitución de los combustibles empleados en el transporte, pero este potencial está limitado por factores como la disponibilidad de terrenos agrícolas, la influencia en los precios de los alimentos y el desarrollo tecnológico.

El gas natural

Desde que se comenzaron a desarrollar las redes de gas natural, este combustible ha ido desplazando a los derivados del petróleo de los nichos anteriormente ocupados por estos en la industria, el sector terciario y en generación eléctrica. Las ventajas del gas natural son múltiples: el menor coste de combustible, de los equipos y del mantenimiento de las instalaciones, la mayor eficiencia y las menores emisiones.

En el sector del transporte, el gas natural puede ser empleado en motores de combustión interna de ciclo *Otto* (de gasolina) con pocas modificaciones. El gas se almacena comprimido a alta presión (GNC) en depósitos especialmente diseñados y se recarga en estaciones de servicio específicas. En diversas ciudades europeas se han puesto en marcha flotas de autobuses de gas natural debido a las menores emisiones de partículas que conlleva. Respecto a las emisiones netas de gases de efecto invernadero, los vehículos GNC no ofrecen ventajas claras sobre los diesel ya que las menores emisiones de la combustión del gas natural se compensan en parte con las potenciales fugas de metano.

El almacenamiento es el principal problema técnico para la utilización del gas natural en el transporte debido a su baja densidad y a la necesidad, por lo tanto, de emplear altas presiones (mayores de 200 bar) en los tanques de los

vehículos. El almacenamiento a temperaturas criogénicas¹⁶ y presión atmosférica es una opción igualmente complicada técnicamente.

El potencial del gas natural como sustituto de los derivados del petróleo en la automoción dependerá de su capacidad de desligar sus precios de los del petróleo, además del necesario desarrollo tecnológico. En efecto, mientras los precios del gas natural sigan ligados a los del petróleo, no se alcanzará el punto en el que la utilización del gas natural sea rentable en el transporte.

Los gases licuados del petróleo (GLP)

Los gases licuados del petróleo o GLP (butano y propano) se usan también como carburantes de automoción en vehículos con motores de gasolina, que requieren pocas modificaciones. El origen de los GLP es doble: por un lado es un producto del refinado del petróleo, de donde viene su denominación, y por otra parte, y cada vez en mayor medida, su producción está asociada a la extracción del gas natural en la que se obtiene, además de metano, otros tipos de hidrocarburos que son separados del gas natural y que son comercializables.

La capacidad de los GLP de sustituir en el futuro a otros derivados del petróleo en el transporte está limitada por su disponibilidad: al ser el petróleo la principal materia prima para su producción, el futuro y el precio de los GLP están en gran parte ligados al del gasóleo y la gasolina.

Los carburantes sintéticos

Actualmente están en pleno desarrollo los denominados combustibles líquidos sintéticos, obtenidos tras licuar el gas procedente del gas natural (plantas *gas-to-liquid* o GTL), del carbón (*coal-to-liquid*, CTL) o de la biomasa (aunque en este caso los denominaríamos biocarburantes) de aplicación, fundamentalmente, en el sector del transporte. Técnicamente, esto se logra mediante un proceso químico denominado *Fischer-Tropsch*, desarrollado hace más de 80 años, que precisa de un gran consumo energético. El uso de estos carburantes no requiere ninguna modificación en los motores actuales y su distribución puede realizarse a través de las estaciones de servicio existentes.

Las plantas GTL convierten el gas natural en líquidos combustibles de alta calidad cuyo transporte es mucho más barato que el del gas natural. Argelia, Nigeria y Qatar son algunos países que han puesto ya en marcha plantas GTL. Aunque es una tecnología muy intensiva en capital, se espera que los nuevos desarrollos y las economías de escala hagan que en el futuro los combustibles producidos puedan ser competitivos, por lo que diversas empresas

¹⁶ La criogenia es el conjunto de técnicas utilizadas para enfriar un material a la temperatura de ebullición del nitrógeno a temperaturas aún más bajas.

petroleras han anunciado ya la construcción en los próximos años de plantas de mayor tamaño alrededor de los yacimientos de gas.

Dadas las amplias reservas mundiales de carbón y la distribución de estas en todo el mundo, las plantas CTL tienen un gran potencial de desarrollo en escenarios de precios altos del petróleo. La tecnología está desarrollada, y hay nuevos proyectos en Estados Unidos y Australia para construir las primeras plantas comerciales en los años próximos.

Respecto a la situación actual, la aplicación a gran escala de las tecnologías CTL haría que aumentasen las emisiones de gases de efecto invernadero debido a su relativa ineficiencia energética y a que usan carbón como materia prima. Para que esto no sea así, es necesario que la tecnología CTL vaya unida a la captura y almacenamiento de CO₂. Para lograr que el sistema de transporte evolucione hacia una situación más sostenible es necesario, por lo tanto, que las tecnologías CTL se desarrollen conjuntamente con las de captura y almacenamiento de CO₂.

El vehículo eléctrico

Los vehículos eléctricos emplean motores que toman la energía de elementos tales como baterías, pilas de combustible o de la red eléctrica. El empleo de la electricidad en el transporte se remonta al siglo XIX, y gracias a su eficiencia, bajo coste y nulas emisiones está generalizado hoy en día en el transporte por ferrocarril y se va extendiendo la puesta en marcha de tranvías en muchas ciudades.

Cuando no es posible la conexión permanente de los vehículos a la red eléctrica se pueden emplear baterías. La electricidad consumida en vehículos con baterías puede ser generada a partir de diversas fuentes, transportada a través de la red eléctrica y cargada a través de un enchufe para ser empleada con un buen rendimiento energético global del ciclo y un coste de la energía inferior al del gasóleo o la gasolina.

Sin embargo, aunque el vehículo eléctrico con baterías tiene ya una larga historia, su desarrollo ha estado siempre por detrás de lo esperado. La principal razón es que, a pesar de los grandes esfuerzos que se han realizado en I+D en este campo en todo el mundo, la capacidad de almacenamiento de las baterías eléctricas, su tamaño y peso limitan su aplicación en vehículos comerciales. Los grandes fabricantes han utilizado California como banco de pruebas para la venta de vehículos eléctricos comerciales debido a su restrictiva legislación ambiental, con unos resultados limitados.

Los vehículos eléctricos con baterías son silenciosos y poco contaminantes, por lo que encuentran sus nichos de mercado en aplicaciones en las que se valoran estas características, como por ejemplo las carretillas elevadoras den-

tro de almacenes, vehículos «de barrio» o pequeños vehículos en edificios comerciales o aeropuertos.

A pesar del elevado coste inicial y de las reducidas prestaciones de los automóviles eléctricos de baterías, su eficiencia hace que pueda llegar a constituir una alternativa futura en un sistema de transporte más sostenible, empezando por aquellos vehículos que no requieran de largos desplazamientos.

Una alternativa al uso de baterías en vehículos eléctricos autónomos son las pilas de combustible que generan electricidad normalmente a partir de hidrógeno, que están en plena fase de desarrollo en la actualidad.

El hidrógeno

Una conjetura que se escucha de manera recurrente es la de que el hidrógeno constituirá la «energía» del futuro. Hay que decir que el hidrógeno no se encuentra de manera libre en la naturaleza y no es por lo tanto una fuente de energía sino un «vector energético», es decir, un medio para conducir la energía desde una fuente hasta un punto de consumo. El hidrógeno que existe en la Tierra se encuentra básicamente en la molécula del agua (H_2O) y si hay que gastar más energía que la que se obtiene al quemarlo (balance energético deficitario), ya no compensaría el uso del hidrógeno como combustible. Su gran competidor como «vector energético» es la energía eléctrica y, al igual que éste, debe ser producido a partir de fuentes de energía como las renovables, la nuclear o las fósiles.

El empleo del hidrógeno tiene ventajas respecto a las energías fósiles en el punto de consumo: no emite gases de efecto invernadero ni otros contaminantes y puede ser empleado con un alto grado de eficiencia mediante pilas de combustible. Sin embargo, todavía se necesita madurar la trayectoria tecnológica, aunque ya existen nichos de mercado tempranos (electricidad para vehículos de recreo e industriales, aplicaciones militares, etc.). También está prevista la comercialización de las primeras pilas para hogares y aparatos electrónicos portátiles.

Desde un punto de vista global, sin embargo, el hidrógeno contamina tanto como la energía que se emplee en su producción: reformado catalítico de hidrocarburos, gasificación a alta temperatura de combustibles fósiles o biomasa, electrólisis del agua... La fabricación de hidrógeno a partir de electricidad renovable (por ejemplo eólica) es hoy en día muy ineficiente en comparación con la utilización directa de la energía eléctrica, por lo que estamos todavía lejos de que el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables llegue a constituir una alternativa real a la electricidad como vector energético.

En vehículos, el hidrógeno tiene la ventaja ya mencionada del alto rendimiento de las pilas de combustible y la baja contaminación que se genera. Sin embargo, las pilas de combustible requieren todavía fases de desarrollo

para reducir su coste, alargar su vida útil y permitir su empleo a gran escala en vehículos. Por otro lado, la densidad de almacenamiento del hidrógeno es baja, es necesario comprimirlo a una gran presión o emplear temperaturas criogénicas para almacenarlo, lo cual exige considerables requisitos en los equipos y materiales empleados. Aún así existen ya vehículos movidos por hidrógeno circulando por ciudades europeas, asociados todavía a programas de I+D, y su número irá creciendo paulatinamente.

La utilización de vehículos de hidrógeno puede lograr reducir la contaminación de nuestras ciudades, pero el alto coste y el bajo rendimiento global hace que, hoy por hoy, el empleo de hidrógeno no contribuya a la sostenibilidad energética de nuestra sociedad.

La eficiencia energética en los vehículos

La Unión Europea ha firmado acuerdos con fabricantes de automóviles para lograr un objetivo de reducción de emisiones de CO₂ de 140 gCO₂/km en los vehículos nuevos en el año 2008 y de 120 gCO₂/km en 2012. Aunque es difícil que se cumplan los compromisos, estos acuerdos están sirviendo para impulsar el desarrollo de vehículos más eficientes.

Los fabricantes han logrado ya mejoras significativas en el rendimiento de los vehículos, tanto en los de motor diesel como en los de gasolina. Para seguir avanzando, un camino muy prometedor es la utilización de vehículos «híbridos», de los que la compañía Toyota ha comercializado ya más de 1 millón de unidades en el mundo. Los automóviles híbridos emplean un motor de explosión unido a un motor eléctrico que optimizan la utilización de la energía en el vehículo, y recuperan energía en la frenada. Cuando el uso del vehículo es urbano se logran los mayores ahorros de energía y de emisiones de contaminantes y de gases de efecto invernadero, por lo que hay ciudades que están apostando ya por los autobuses híbridos. Esta línea tecnológica tiene un gran potencial de desarrollo a través del híbrido diesel-eléctrico (hoy en día suelen ser de gasolina) y los híbridos enchufables, que recargarán sus baterías por la noche cuando no están siendo utilizados, logrando mejoras significativas en eficiencia energética y emisiones de CO₂.

La producción eléctrica renovable

Un sistema de transporte plenamente sostenible debería basarse finalmente en el uso de energías renovables como los biocarburantes, la energía eólica o la fotovoltaica. Las energías renovables aportan ya una parte significativa del consumo en el transporte conectado a la red eléctrica, es decir, en el ferrocarril. En 2007, las renovables supusieron el 20% de la generación neta en el sistema eléctrico peninsular, superando la producción eólica a la hidroeléctrica.

Sin embargo, para que la energía eólica o la fotovoltaica puedan realizar una aportación efectiva al transporte por carretera, es necesario que exista un excedente de estas energías que pueda emplearse en los vehículos a través del uso de vectores energéticos como la electricidad o el hidrógeno, con las limitaciones técnicas y económicas explicadas anteriormente. Para que exista el mencionado excedente es necesario, además, un desarrollo de las energías renovables muy por encima del actual.

Hasta hace poco, el desarrollo de la energía eólica se concentraba en Alemania, España y Dinamarca. La tendencia actual tiene dos componentes: la pérdida relativa de peso europeo debido, sobre todo, a la pujanza de Estados Unidos (ya está en la segunda posición mundial en potencia instalada por detrás de Alemania y por delante de España) y de Asia, y la extensión de la energía eólica a muchos otros países europeos. En 2007 la potencia mundial instalada sobrepasa ya los 93.000 MW, con incrementos anuales por encima del 25%. La EWEA calcula que la energía eólica alcanzará en 2010 una cuota de mercado del 5,5% de la producción eléctrica en Europa, y del 23% en 2030.

La tecnología fotovoltaica por su parte tiene la propiedad de producir electricidad desde unos pocos milivatios hasta muchos megavatios. En 2005 se instalaron cerca de 1.800 MW en el mundo (un 44,5% de incremento anual) y más de 600 MW en Alemania. Frente al objetivo de la UE de llegar a los 3.000 MW en 2010, los analistas creen posible que se alcancen los 6.000 MW. En España se instalaron 20,2 MW, lo que supuso un incremento del 91% con respecto al año anterior, y esta tendencia se mantiene. A pesar del rápido desarrollo, la potencia fotovoltaica instalada es aún marginal, porque necesita una revolución tecnológica para bajar mucho los precios. Las placas de silicio cristalino copan el 90% del mercado, pero tienen costes altos, porque la fabricación de las obleas de silicio resulta muy cara y su rendimiento es bajo: 15%-16%. Hasta hace poco se suponía que la segunda generación tecnológica (la de placas con láminas ultrafinas de composiciones diversas) se produciría hacia 2010. Sin embargo, a lo largo de 2006 muchas empresas están anunciando la construcción de plantas de producción anual de 30-40 MW para 2007, porque han mejorado mucho su tecnología. Hay unanimidad entre los analistas en que estas placas «están en el umbral de la explosión que las empresas del sector han estado esperando durante más de una década» (L. Gasman según R. Bermejo).

El tercer sistema tecnológico se basa en las centrales termosolares para generación eléctrica que aunque cuentan con una dilatada historia, su comercialización ha sido intermitente. Se basan en la captación de calor solar para producir electricidad mediante diferentes tipos de tecnologías. A estas tecnologías se les augura el mayor potencial de desarrollo de las energías renovables y ahora asistimos a su relanzamiento mediante notables mejoras tecnológicas. Numerosas empresas tienen proyectos de construcción de centrales

de este tipo. España lidera el desarrollo de estas tecnologías. Otros países han empezado a construirlas, pero a un ritmo más lento.

Por lo tanto, la energía solar parece ser una alternativa real, porque es abundante y tiene un notable desarrollo tecnológico. Sin embargo, a pesar de su potente proceso emergente, no es posible una transición tranquila y ordenada desde el sistema energético actual (incluso en el caso de una apuesta fuerte y exclusiva por ella), porque no queda tiempo. La potencia instalada es aún muy baja, y hay que mejorar algunas tecnologías y desarrollar otras nuevas, por lo que se estima que la transición puede requerir, como mínimo, dos o tres décadas.

1.2. LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA

1.2.1. Producción de energía

La producción de energía en la Unión Europea (UE), comparativamente, es reducida. Solamente teniendo en cuenta la energía nuclear puede tener un peso significativo.

La producción de petróleo en la UE25 apenas supone un 3% de la producción mundial. Además, su tendencia es decreciente ya que las reservas del Mar del Norte, que es la base de la producción europea de petróleo, están casi en desaparición.

La estrategia europea prevé posibles alianzas con Rusia y las exrepúblicas soviéticas caucásicas al amparo de posibles ampliaciones futuras de la UE ya que Noruega y Reino Unido cada vez serán menos importantes como proveedores.

Cuadro n.º 1.12 Producción de petróleo por bloques políticos en 2006 (en miles de barriles diarios)			
	Producción	Variación anual (%)	Participación (% s/total)
UE 25	2.306	-9,0	2,8
OCDE	19.398	-2,2	23,3
OPEP	34.202	0,2	41,7
No OPEP*	35.162	-0,5	43,0
Ex Unión Soviética (Rusia y repúblicas euroasiáticas)	12.299	3,9	15,3
Total mundial	81.663	0,4	100,0

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*.

* Excluida la ex Unión Soviética.

1.2.2. Consumo de energía

Según datos de Eurostat, el consumo final de energía en la Europa de los 25 se incrementó un 8% en el periodo 1990-2002. Su estructura ha sufrido cambios importantes en los últimos años. El transporte fue el sector que creció más rápidamente en ese período, habiendo incrementado el consumo de energía final un 24,3%, mientras el consumo de energía final en el sector industrial cayó un 7% en el mismo periodo. Por su parte, el sector hogares creció un 6,5% y el resto, servicios y agricultura, aumentó un 10,2%.

Existen diferencias significativas entre el consumo de energía de la EU15 y la EU25. Con la incorporación de los nuevos Estados miembros se produjo una caída del consumo de energía como resultado de la reestructuración económica que siguió a los cambios políticos de principios de los años 90. Sin embargo, con la recuperación económica de estos países, el consumo de energía ha crecido ligeramente.

El consumo de petróleo en Europa supone una cuarta parte del consumo mundial, un 18,3% en el caso de la UE. Estos porcentajes disminuirán, no debido a la propia demanda europea que seguirá creciendo en los próximos años sino por el fuerte incremento de la demanda en China, India y Oriente Medio.

El 43% del gas que consume Europa procede de Rusia, seguida de Argelia, que suministra el 30%. El progresivo dominio de Gazprom, el gigante gaseístico ruso que abastece a Europa occidental a través de cuatro gasoductos en servicio (Transbalkan 1 y 2; Yarnell y Blue Stream 1). Según la Comisión Europea, la UE aumentará su dependencia de gas natural desde el 57% actual hasta el 84% en 2030¹⁷.

Cuadro n.º 1.13			
Consumo de petróleo por bloques políticos en 2006 (en miles de barriles diarios)			
	Consumo	Variación anual (%)	Participación (% s/total)
UE25	14.865	0,3	18,2
OCDE	49.041	-0,9	58,1
Ex Unión Soviética (Rusia y repúblicas euroasiáticas)	3.997	4,7	4,8
Resto	30.682	2,9	37,1
Total mundial	83.719	0,7	100,0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

¹⁷ Nabucco, Europa y el gas del mar Caspio (Carlos Echevarría Jesús), Política Exterior, n.º 123, mayo/junio 2008.

Los desequilibrios existentes en Europa se observan en el cuadro n.º 1.10 en el que la UE consumiendo el 16,3% mundial solamente produce un 6,6% y apenas el 1,3% de reservas; datos que contrastan con la situación de los países de la ex Unión Soviética que con un consumo del 28,3% mundial detentan un 35,1% de producción y lo que es más importante, un 59,2% de las reservas totales mundiales, lo cual añadido al similar problema con el petróleo da un fiel reflejo de los graves problemas de aseguramiento energético en los países de la UE.

Intensidad y eficiencia energética

La reducción de la intensidad energética es un objetivo prioritario para cualquier economía, siempre que su consecución no afecte negativamente al volumen de actividad. Así, un escenario de escasez de energía, especialmente de petróleo, con precios altos y en ascenso y dificultad de suministro real y potencial, es el mejor acicate para una política de ahorro energético y de mejora de la eficiencia.

Las menores necesidades energéticas así obtenidas no sólo contribuyen a la reducción de la presión de la demanda sino que tienen positivos efectos medioambientales al reducir las emisiones de CO₂ por unidad de PIB. Por otro lado, el ahorro y la eficiencia energética y medioambiental es un efecto y, al mismo tiempo, causa del progreso tecnológico y de la modernización de los procesos productivos y los hábitos sociales.

Es por ello que la Comisión Europea formulara en 2007 una ambiciosa política energética (*An Energy Policy for Europe-The need for action*) que, entre otros objetivos, incluye aumentar el 20% la eficiencia energética hasta el año 2020, como parte del compromiso que se ha dado en llamar de los «Tres Veintes».

La intensidad energética nos muestra cuánta energía se requiere para generar una unidad del PIB; por ejemplo, cuánta se consume para mover un vehículo, para calentar o enfriar una vivienda, cantidad consumida por habitante, cantidad por tipo de servicio o de industria, etc. La intensidad energética es un indicador que mide la productividad energética del proceso económico. En general, las intensidades energéticas bajas o decrecientes en el tiempo se asocian con una mayor eficiencia energética que las elevadas o crecientes. El desarrollo económico de un país se basa en el consumo de energía, que juega un papel predominante para el desarrollo económico sostenible. La evolución de la intensidad energética indica a su vez cómo evolucionarán las emisiones de CO₂ de cualquier país una vez que se aplican los factores de emisión a los diferentes tipos de energía consumidos. El crecimiento económico está, al menos en las primeras etapas, estrechamente correlacionado con el consumo de energía. La estructura productiva de una economía resulta clave para su intensidad energética agregada, ya que las distintas ramas de actividad presentan necesidades energéticas muy diferentes. Por ejemplo, las economías

Cuadro n.º 1.14
Intensidad energética por países
 (en Ktep¹⁷ por miles euros PIB)¹⁸

	1995	2000	2004	2005
Alemania	175,2	159,7	159,6	157,0
Austria	145,8	134,4	147,1	149,3
Bélgica	238,6	236,1	207,4	205,7
Bulgaria	2.326,0	1.931,1	1.595,3	1.582,4
Croacia	680,4	459,3	431,0	416,6
Chipre	281,0	282,3	254,3	246,9
Dinamarca	146,9	125,0	121,1	114,1
Eslovaquia	1.155,4	955,9	910,2	868,6
Eslovenia	397,3	341,7	324,7	320,5
España	228,7	227,0	222,2	219,2
Estonia	1.835,2	1.214,8	1.096,2	966,9
Finlandia	290,6	260,1	268,9	241,5
Francia	199,7	186,6	186,9	185,5
Grecia	268,5	263,6	240,6	236,5
Holanda	231,2	198,5	202,0	195,5
Hungría	740,6	600,5	533,6	543,6
Irlanda	217,0	175,1	158,8	143,9
Italia	192,4	186,9	188,8	190,7
Islandia	411,8	483,8	450,0	433,8
Letonia	994,4	756,0	692,3	644,8
Lituania	1.691,7	1.208,4	1.086,2	949,1
Luxemburgo	241,2	186,6	193,5	189,9
Malta	320,2	303,2	260,9	269,9
Noruega	209,3	193,1	190,6	211,6
Polonia	962,8	680,2	596,4	584,7
Portugal	237,3	241,5	238,0	241,4
Reino Unido	251,5	227,3	206,0	202,6
R.Checa	965,8	888,4	874,4	823,4
Rumanía	1.738,2	1.457,2	1.226,9	1.164,9
Suecia	265,5	215,0	214,7	204,3
Turquía	478,8	492,0	452,4	438,3
UE-15	205,4	190,5	187,6	184,9
UE-25	230,4	208,8	204,9	—
UE-27	236,3	213,1	211	208
EE.UU.	369,1	334,2	309,7	302,0
Japón	122,2	120,7	120,7	118,1

Fuente: Eurostat.

más desarrolladas tienden a presentar un mayor peso del sector servicios, en general menos intensivo en energía que la industria. Para finalizar, no hay que olvidar que existen factores exteriores a la economía que condicionan el

¹⁸ Ktep: 1.000 toneladas equivalentes de petróleo.

¹⁹ La intensidad energética es un coeficiente cuyo numerador es el consumo de energía, en tep y el denominador es el PIB en paridad de poder de compra, es decir, corregido por el poder adquisitivo.

uso de la energía en los países como son su extensión, la densidad demográfica, la distribución espacial de la población y el clima.

Para el cálculo de las intensidades energéticas sectoriales se requiere disponer de un balance de energía que nos indique el uso final de la misma, a qué sectores de la economía se dirige y cuáles son los patrones de consumo.

Como observamos en el cuadro n.º 1.14 la UE se sitúa en un nivel intermedio entre Estados Unidos y Japón. Dinamarca lidera el ranking europeo con Austria, Alemania e Irlanda a bastante distancia. El modelo danés es el modelo a seguir ya que el resto de países, sobre todo los del arco mediterráneo, tienen unas cifras muy alejadas del modelo de eficiencia que se persigue. En el otro extremo están los países recientemente incorporados a la UE (Estonia, Lituania, Letonia, República Checa, Hungría) que presentan unas cifras de alta intensidad energética, debido a sus instalaciones productivas ineficaces y muy obsoletas.

Autoabastecimiento energético

Aproximadamente algo más del 50% de la energía que se consume en la UE es importada. La UE es altamente dependiente en petróleo (82%) y gas natural (58%) y las perspectivas muestran similares ratios para los próximos decenios. Además hay una acelerada disminución en los recursos de energía fósiles (petróleo y gas) que se concentran en algunos países productores (Noruega y Reino Unido).

En la última década (1995-2005) el ratio de dependencia energético ha aumentado un 20,7% en la UE-27. En cuanto al petróleo el problema es aún mayor, la dependencia llega al 82,2% y el porcentaje de aumento en la última década ha sido del 10,1%.

Cuadro n.º 1.15				
Grado de dependencia energética				
	1995	2000	2005	Variación 2005-1995 (%)
UE-27	43,3	46,7	52,3	+20,7
UE-25	43,5	47,2	52,9	+21,6

Fuente: Eurostat.

Cuadro n.º 1.16				
Grado de dependencia del petróleo				
	1995	2000	2005	Variación 2005-1995 (%)
UE-27	74,4	75,8	82,2	+10,1
UE-25	74,7	76,3	82,7	+10,7

Fuente: Eurostat.

En estos dos últimos años, la UE ha intensificado las relaciones de cooperación energética con las exrepúblicas soviéticas del Cáucaso y Caspio para mejorar la seguridad de suministro energético.

1.2.3. Política energética en la Unión Europea

La UE se enfrenta a una dependencia cada vez mayor de las importaciones energéticas así como a una mayor vulnerabilidad debido a la subida de los precios de la energía.

En un principio, la política energética de la UE se orientó hacia los objetivos a largo plazo establecidos en el Libro Blanco «Una política energética para la Unión Europea». De conformidad con el Libro Blanco la política energética debe integrarse en los objetivos generales de la política económica de la UE, es decir, la integración de mercados, la desregulación, la limitación de la intervención pública a lo estrictamente necesario para la salvaguardia del interés y el bienestar públicos, el desarrollo sostenible, la protección del consumidor y la cohesión económica y social.

Aparte de los objetivos generales, la política energética debe perseguir objetivos específicos plurales. Dentro del sector de la energía deben integrarse armónicamente la competitividad, la seguridad del suministro y la protección del medio ambiente.

En la última revisión del Tratado de la Unión Europea no se ha logrado crear un capítulo propio para la energía, aunque en el Tratado de la Unión Europea se mencionan expresamente a las redes de energía transeuropeas, que se rigen mediante Directivas y reglamentos europeos que afectan a los mercados interiores de la energía. En estas redes se incluyen las infraestructuras energéticas.

De todas formas hay que señalar que algunos Estados miembros todavía no están dispuestos a transferir a la Comunidad europea importantes competencias en materia de política energética. De acuerdo con el principio de subsidiariedad establecido en el Tratado, la política energética debe considerarse en lo esencial una competencia de los Estados miembros.

Por ello, todavía existen grandes diferencias entre los Estados miembros en lo que se refiere a la producción y al consumo, a la dependencia energética y, sobre todo, a la realización de los objetivos de ahorro energético y la sustitución del petróleo por otras fuentes de energía. También varía mucho entre los distintos países la parte correspondiente a cada fuente energética en el consumo total, lo que se debe no sólo a las diferencias estructurales entre los países, sino también a sus diferencias en cuanto a los objetivos energéticos nacionales (por ejemplo, en el ámbito de la energía nuclear).

Teniendo todos estos condicionantes que impiden tener una política común real de energía, la estrategia que sigue la UE es la de conseguir una seguridad

energética operativa compatible con sus propios valores fundadores y sometida a las limitaciones del proceso de integración europeo.

Dicha estrategia se recoge en el Libro Verde de 2006 (Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura) en el que plasma la necesidad de llevar adelante una política energética común cuyas metas principales son:

1. Implantar plenamente los mercados interiores del gas y de la electricidad; propiciar la mejora de las interconexiones y el establecimiento de un organismo europeo y de un centro de redes de energía.
2. Determinar las prioridades europeas de construcción de la nueva infraestructura necesaria para la seguridad del suministro energético de la UE: conducciones de gas desde el Caspio, el norte de África y Oriente Medio.
3. Establecer un tratado de la Comunidad Paneuropea de la energía.
4. Crear una nueva asociación con Rusia, el más importante suministrador de energía de la UE, que implique una verdadera asociación y garantice comportamientos estables.
5. Dotarse de un mecanismo comunitario que permita reaccionar de manera rápida y coordinada ante las crisis del suministro energético exterior que afecten a los suministros de la UE. Es decir, mecanismos de reacción efectiva ante situaciones de crisis externa.
6. Profundizar las relaciones en materia de energía con los principales productores, países de tránsito y otros actores internacionales.
7. La integración de la energía en otras políticas con dimensión exterior. Como la energía no es independiente de otras facetas de la acción exterior, las actuaciones en materias como el cambio climático, la eficiencia energética, las energías renovables, el acceso a los mercados o la regulación de las inversiones energéticas han de estar integradas en un esquema amplio y coherente.

Dado que el Tratado de la CEE no proporciona a la UE ninguna competencia general en el ámbito de la política energética, las materias energéticas siguen siendo competencias no transferidas de los Estados miembros. Cada Estado continúa desarrollando su propia política energética en función de las necesidades y recursos nacionales, de los factores geoestratégicos que les afectan y de las relaciones diplomáticas con países que influyen en el sector energético, exportadores de recursos energéticos y países de tránsito. En la actualidad no existe ni una política exterior y de seguridad común, coherente y operativa, ni mucho menos una política energética exterior común, para lo cual, además, se carece de base legislativa en el acervo comunitario (véase Marín Quemada y Escribano Francés (2008) y Marín, Velasco *et al.* (2007))

Estas directrices del Libro Verde de 2006 se han concretado en una política energética europea²⁰ que se fundamenta en tres pilares básicos: lucha con-

²⁰ Plan Estratégico Tecnológico sobre la Energía, noviembre de 2007.

tra el cambio climático, fomento del empleo y el crecimiento, y reducción de la dependencia exterior de la UE frente a las importaciones de gas y petróleo.

Los objetivos concretos son:

1. Reducción al menos de un 20% la emisión de gases de efecto invernadero para el 2020, consiguiendo de esta forma, por un lado, poner medidas para enfrentarse al cambio climático y por otra, mejorar la eficiencia energética y aumentar el uso de las energías renovables.
2. Aumentar un 20% la eficiencia energética
3. Aumentar hasta el 20% la participación de las energías renovables en el total de la energía consumida.
4. Que el porcentaje de biocombustible suponga un 10% del total de la energía utilizada en transportes.

Los tres pilares de la política energética europea podrían representarse gráficamente en un triángulo equilátero cuyos vértices serían tales fundamentos: seguridad, competitividad y sostenibilidad. El ideal estaría en el centro geográfico, una combinación equilibrada de competitividad y eficiencia, preservación del medio ambiente y seguridad energética. Para el mundo real lo importante es lograr la relación de intercambio óptima entre los tres vértices del triángulo: el énfasis en la seguridad puede suponer costes en competitividad y sostenibilidad; hacer hincapié en la sostenibilidad puede implicar enormes costes en competitividad, etc. Por ejemplo, integrar energía (seguridad) y política exterior (sostenibilidad, derechos humanos) puede generar fuertes tensiones en los mercados y crear problemas de inseguridad económica y vulnerabilidad energética (véase el caso de los embargos a Irán, Irak, Libia).

1.3. LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

España es un país importador de energía primaria, principalmente de gas natural y petróleo (71% del consumo de energía primaria). El abastecimiento energético estatal es, por lo tanto, especialmente vulnerable a los acontecimientos externos de los países exportadores (fundamentalmente México, Rusia, Nigeria, Arabia Saudí y Libia en el caso del petróleo, y sobre todo Argelia en el caso del gas natural).

Por otro lado, España se autoabastece plenamente de energía hidráulica, nuclear y de otras energías como las renovables que han asistido a una vigorosa expansión productiva en los últimos años.

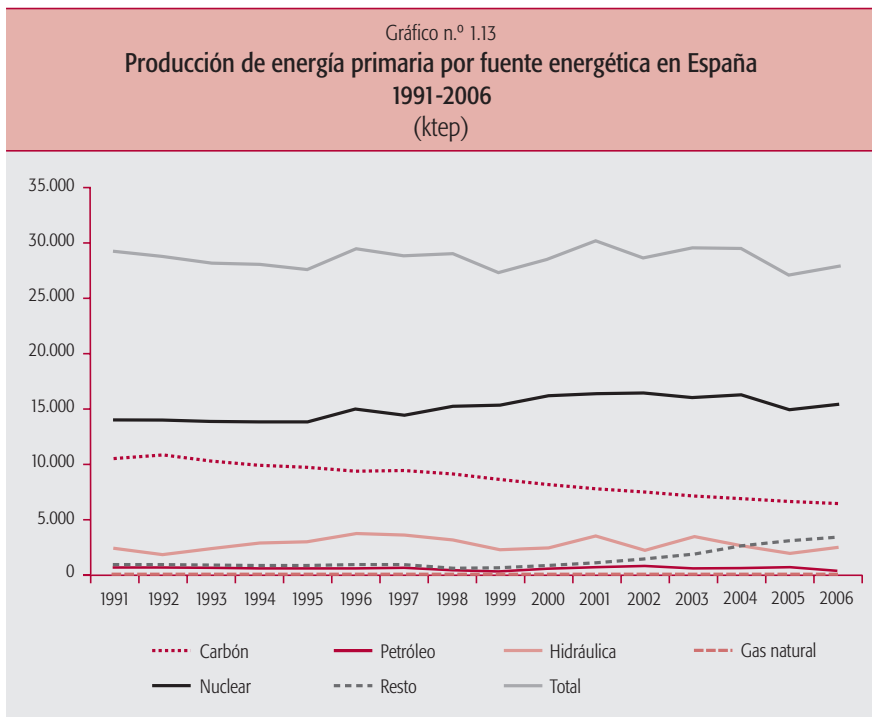
De acuerdo con la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2001-2012, uno de los retos a los que se enfrenta el sector energético estatal

es mejorar los niveles de eficiencia energética, dada su alta intensidad energética frente a la de la UE.

El proceso de liberalización del sector de la energía en España iniciado en la década de los noventa ha supuesto un aumento de la eficiencia y la competitividad: para las empresas representa la oportunidad de expansión y acceso a nuevos mercados y para los consumidores, redonda en una mejor calidad del servicio prestado y en una bajada tarifaria.

1.3.1. Producción de energía

En 2006 la producción estatal de energía primaria ha ascendido a 27.822 ktep, concentrándose fundamentalmente en dos tipos de energía: la nuclear (56,3% del total) y el carbón (22,4%). La producción del resto de energías tiene un papel testimonial: hidráulica (7,9%), petróleo (0,5%) y gas natural (0,2%). Destaca el peso ganado en los últimos años por el resto de energías (entre las que se encuentran las energías renovables), que ha pasado de representar el 0,9% de la producción energética, en 1991, al 12,6%, en 2006.



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría General de Energía. Boletín Trimestral de Coyuntura Energética. Elaboración propia.*

1.3.2. Consumo de energía

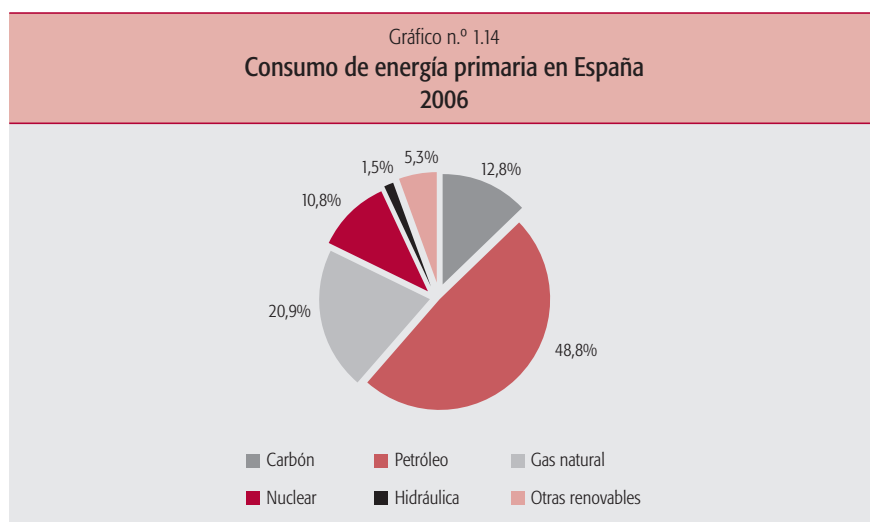
En 2006 el consumo estatal de energía primaria ha ascendido a 140.743 ktep, lo que revela el tremendo aumento del consumo de energía primaria en España en los últimos años (55% entre 1991 y 2006). El repunte de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte explica en gran medida esta evolución.

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 prevé para 2010 un consumo de 167.100 ktep (lo que supondría un incremento medio anual del 3,5%).

El petróleo es la fuente de energía más demandada en España (la mitad de la energía primaria consumida) y una de las que más ha crecido en los últimos 25 años, alcanzando un peso relativo superior a la media mundial.

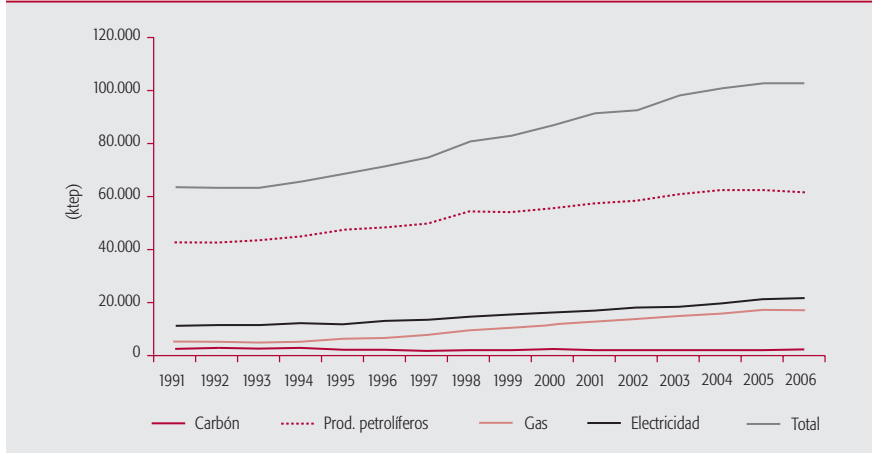
El gas natural representa la quinta parte de la energía consumida, fruto del intenso crecimiento registrado en los últimos años, y se perfila como el principal combustible a medio plazo, produciéndose así una progresiva aproximación al patrón de consumo europeo con gran peso del gas natural. Ante la previsión de un fuerte impulso de la demanda de gas natural se han puesto en marcha numerosos proyectos que permitan un abastecimiento seguro (planta de regasificación de Sagunto, conexión Irún-frontera francesa...).

A pesar de la leve subida en el consumo del carbón entre 1991 y 2006, su importancia relativa se ha reducido notablemente (ha pasado de un 21,0% a un 12,8%). Por su parte, la energía nuclear se ha mantenido en los mismos niveles, por lo que su peso ha descendido sustancialmente (del 16% al 10,8%).



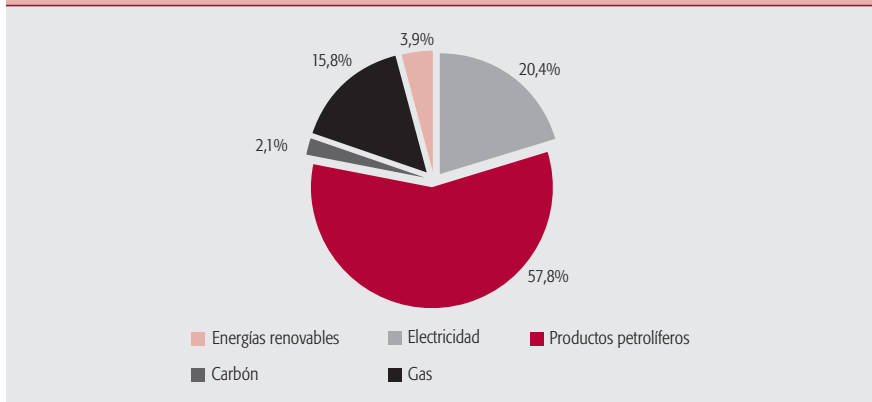
Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría General de Energía. Boletín Trimestral de Coyuntura Energética. Elaboración propia.

Gráfico n.º 1.15
**Consumo de energía final por fuente energética en España
 1991-2006**
 (ktep)



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría General de Energía. Boletín Trimestral de Coyuntura Energética. Elaboración propia.*

Gráfico n.º 1.16
**Consumo de energía final en España por fuente energética
 2006**

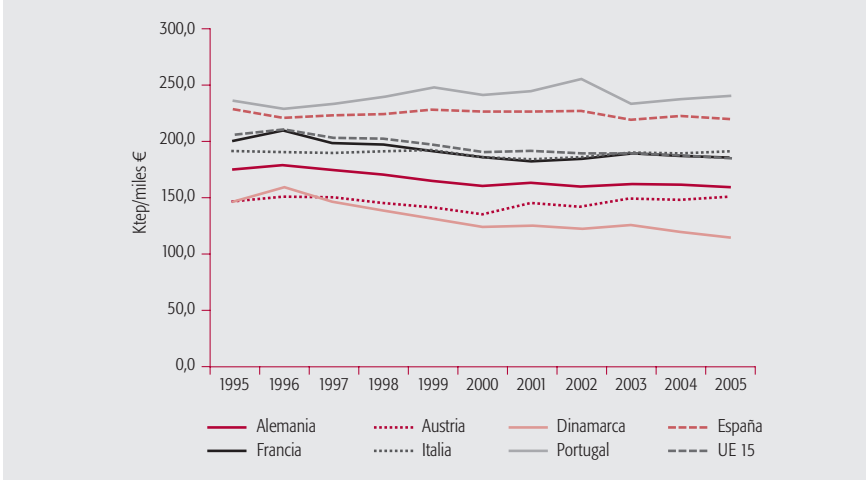


Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría General de Energía. Boletín Trimestral de Coyuntura Energética. Elaboración propia.*

Por el contrario, las energías renovables han incrementado su consumo de una manera importante alcanzando el 6,8% de la demanda energética estatal en 2006.

Por su parte, el consumo interior de energía final ha alcanzado un valor de 101.680 ktep en 2006. Los productos petrolíferos suponen el 57,8% de este con-

Gráfico n.º 1.17
La intensidad energética en España comparada con Europa
 (ktep/ miles euros 95)



Fuente: EUROSTAT. Elaboración propia.

sumo (destacando el gasóleo, la gasolina), seguidos por la electricidad (20,4%), el gas (15,8%) y el carbón (2,1%).

En los últimos 25 años ha aumentado, sobre todo, la utilización del gas natural en España. Los productos petrolíferos, por su parte, han reducido su peso relativo (en 1991 representaba el 67,3% del total), a pesar del aumento en su consumo, y el carbón ha seguido una pauta firme de descenso en su consumo (el 71,5% del consumo final de carbón se debe a la actividad siderúrgica).

Por su parte, las energías renovables han alcanzado en 2006 el 3,9% del consumo de energía final.

Intensidad energética

Desde mediados de los años 70 la intensidad energética ha experimentado una reducción, en términos generales, en los países desarrollados. Por el contrario, en España la intensidad energética se redujo ligeramente en los años 80 y no ha parado de crecer desde entonces²¹. Además, el alto grado de

²¹ Este aumento ha llevado aparejado un incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, concretamente desde 1990 hasta 2007 las emisiones han crecido un 53%, mientras que el objetivo asignado para la media del período 2008-2012 es del 15%. Por tanto España tendría que reducir las emisiones de CO₂ en tan solo cuatro años para cumplir el Protocolo de Kyoto. El año pasado (2007), las empresas españolas gastaron 1.000 millones de euros en compensar sus emisiones, pero no redujeron la emisión de gases de efecto invernadero, sino todo lo contrario

Cuadro n.º 1.17
Intensidad energética primaria
1995-2006
(ktep/miles euros)

	UE-25	UE-15	Zona euro	España	CAPV
1995	230,4	205,4	199,0	228,7	198,7
1996	235,0	209,4	202,7	220,3	177,9
1997	227,6	202,7	198,3	222,7	172,1
1998	224,2	201,0	196,6	223,6	179,4
1999	214,9	195,7	192,0	227,0	184,9
2000	208,8	190,5	188,6	227,0	184,7
2001	209,7	191,4	190,0	225,4	176,9
2002	206,5	188,4	184,9	226,3	180,7
2003	207,6	189,5	186,3	219,7	180
2004	204,9	187,5	184,7	222,5	177,6
2005	—	—	—	—	182,7
2006	—	—	—	—	161,0
Variación 2004-1995	-11,1	-8,7	-7,2	-2,7	-18,9*

Fuente: Eurostat, Eustat, EVE. Elaboración propia.

Nota: * Variación 2006-1995.

dependencia energética de la economía española y los altos precios del petróleo son cuestiones preocupantes que se ven acentuadas por el hecho de que cada año el país necesita más energía por unidad de valor añadido. En definitiva, la economía española podría estar perdiendo competitividad con respecto a los países de su entorno, ya que tiene una intensidad energética más alta y creciente, lo que la convierte en más vulnerable a cambios en los precios energéticos y supone un impacto y una factura medioambiental proporcionalmente mayor (por la compra de derechos de emisión de CO₂).

Así se observa que el consumo final de energía por unidad del PIB es superior en el Estado que en el ámbito europeo. No solo se aprecia un incremento de la intensidad energética en los últimos años, sino que además este hecho contrasta fuertemente con los descensos registrados en los tres ámbitos europeos considerados (222,5 frente a 204,9, 187,5 y 184,7 en la UE-25, UE-15 y zona euro respectivamente).

En definitiva, la elevación en la intensidad energética que ha experimentado la economía española en los últimos años contrasta con la evolución seguida por los países europeos de la UE-15, que ha sido justamente la contraria.

La razón general de la evolución negativa de la eficiencia energética de la economía española no es otra que el modelo de crecimiento económico, que se ha basado en el consumo interno y en la construcción de infraestructuras y ejecución de obra civil con un elevado consumo de cemento, aluminio, acero

y energía. El acelerado equipamiento en los hogares y en el sector terciario, el modelo de transporte adoptado y el desarrollo de las infraestructuras explican en un nivel macroeconómico buena parte del incremento de la intensidad energética experimentado por la economía española en los últimos años.

La desagregación de la intensidad energética y el análisis del comportamiento sectorial permiten concluir que España tiene un comportamiento estructural similar al de la UE15, en el que el sector terciario y el transporte incrementan su peso sobre la economía a costa de la agricultura. La principal razón que explica la evolución desigual del indicador de intensidad energética en España con respecto a los principales países europeos es que todos los sectores empeoran su eficiencia energética. Incluso el sector industrial que ha conseguido reducir la intensidad energética total en el período, lo hace en menor medida que otros países. El factor que más contribuye al empeoramiento del indicador en España y en la UE15 es el efecto estructural del transporte, pero en Europa se logra compensar este efecto con mejoras de eficiencia, que en el caso español son insuficientes para compensar el aumento de la actividad. Por otro lado, en España el sector de servicios y residencial incrementan la intensidad energética total, frente a descensos generalizados en otros países.

Un análisis de la movilidad en España muestra que tanto el transporte de mercancías como el de viajeros son poco eficientes en términos energéticos, principalmente por el predominio del transporte por carretera y la escasa penetración de combustibles alternativos a los derivados del petróleo. En el caso de las mercancías, el transporte de productos de bajo valor añadido, la localización geográfica, la globalización y su especialización productiva de la economía española, así como la demanda de suministros rápidos a distancias cortas contribuyen a empeorar la intensidad energética. En cuanto al transporte privado, su crecimiento se debe a un aumento de la población y la renta disponible, a la preferencia actual por modelos de urbanización dispersa, a la mejora de las infraestructuras y al tratamiento fiscal favorable para los vehículos diesel. La fiscalidad del transporte puede influir en el comportamiento de los consumidores y promover una mayor eficiencia en este sector. Como es bien sabido, España tiene la menor tasa europea en utilización del transporte colectivo (utilización intensa del automóvil y escasa del ferrocarril). La utilización del ferrocarril para el transporte de mercancías es minoritaria. Además, España es uno de los países donde más se utiliza el vehículo privado para trayectos inferiores a 3 kilómetros.²²

Por lo que se refiere a la industria, aunque ésta ha jugado un papel clave en la contención de la intensidad energética, no lo ha hecho de forma tan acentuada como en la UE, porque en Europa se ha evolucionado hacia actividades

²² Eguiagaray Ucelay, J.M. (2008)

industriales que generan un mayor valor añadido y porque no se ha aprovechado todavía el potencial de mejora de la eficiencia energética.

Finalmente, el sector servicios y los hogares tienen unos consumos energéticos menores por las condiciones climáticas más favorables, pero que convergen hacia niveles europeos, debido al mayor equipamiento, la penetración de las tecnologías de la información, las necesidades de climatización y unas tarifas eléctricas artificialmente bajas que incorporan un escaso incentivo para la moderación del consumo (el gasto medio en electricidad de una vivienda en España aún se sitúa en torno a la mitad de la media europea).

Para poder invertir la tendencia de la intensidad energética se debería emprender acciones en los sectores más intensivos en energía, como son el sector eléctrico y el transporte, que son proveedores de servicios energéticos. Un sistema de precios en el que se reflejen todos los costes incurridos para el suministro de ese servicio, podría provocar que los sectores demandantes consuman energía de forma eficiente.

Autoabastecimiento e importaciones energéticas

En 2007 el grado de autoabastecimiento de España se situaba en el 18,6%, lejos del registrado en Europa (59,1%). Pero este autoabastecimiento no sólo es reducido, sino que además sigue una tendencia decreciente sobre todo en el caso del carbón y del gas natural (en este caso influido por la puesta en marcha del gasoducto Magreb-Europa Gas (MEG)). El sector energético español se ha hecho, por tanto, cada vez más dependiente de las importaciones.

La dependencia energética de España es particularmente acusada en el caso del petróleo y del gas natural. Así, en 2007, España importaba el 99,8% del petróleo y el 100% del gas natural consumido. La producción interna de petróleo se debe principalmente (97%) a los yacimientos marinos descubiertos en la costa de Tarragona (Casablanca, Rodaballo) y una mínima parte (3%) en La Lora (Burgos).

En la última década las importaciones de gas han crecido fuertemente, situando el volumen de gas natural importado en 2007 en 408.948 GWh, mientras que las importaciones de petróleo han presentado crecimientos mucho más moderados hasta alcanzar las 59.009 miles de toneladas de 2007.

1.3.3. España en el contexto geoenergético mundial

España, al igual que la Unión Europea se enfrenta a un nuevo escenario energético mundial. Es necesario garantizar al mismo tiempo la diversidad geográfico-política de suministro de petróleo y gas, la pluralidad de las rutas de

transporte y redes de distribución, junto a una mayor diversidad en la combinación (mix) energética donde las energías alternativas (especialmente las renovables) vayan teniendo más peso específico. La situación de España en el contexto geopolítico tiene los siguientes rasgos:

- La enorme dependencia energética española del exterior. Lo es en sí misma y comparativamente con la media europea. Su mayor dependencia en términos de los hidrocarburos tradicionales (petróleo y gas) que la mayoría de los principales países europeos y aliados transatlánticos (Isbell, 2006), es conocida. Sin embargo, también la dependencia exterior de la UE va a pasar en los próximos decenios del 50% al 70%. En el llamado mix energético, se ha incrementado la participación de los hidrocarburos, debido al gas natural, al mismo tiempo que se reduce la participación de fuentes más seguras (desde el punto de vista del abastecimiento externo), como el carbón (nacional e importado) y la energía nuclear.
- En cuanto a las energías en red, la electricidad y el gas natural, el problema grave es la interconexión con Francia. Las interconexiones de electricidad son las mismas de hace 25 años. Al estar la península prácticamente desconectada físicamente no existe casi posibilidad material de que ante un fallo en los suministros se pueda recibir ayuda del mercado interior europeo, uno de cuyos fines es precisamente la mejora de la seguridad colectiva.
- La estructura geográfica de las importaciones de petróleo es sensiblemente diferente a la del conjunto de la Unión Europea, como puede observarse en el cuadro n.º 1.18.
 - 1) un peso relativo mucho mayor de las importaciones de América Latina, sobre todo de México (12,5% frente a un 1,5% de la UE);
 - 2) un peso relativo mayor de las importaciones del África Occidental (Nigeria, especialmente);
 - 3) un peso relativo bajo de las importaciones procedentes de las ex repúblicas soviéticas (fundamentalmente de Rusia), un 19,5% frente al 35,6% de la UE.
- En el caso del gas natural, se ha logrado una diversificación efectiva de los aprovisionamientos entre seis proveedores significativos, de manera que Argelia representa el 32,5% (24,5% gas canalizado y 8% GNL); Nigeria, 20,3%; Qatar, 14,2%; Egipto, 13,6%; Trinidad Tobago; 8,5%, Noruega, 6%, y Omán, 2,3%.

Adviértase la radical diferencia con Europa en la composición de proveedores de gas. Actualmente, los suministros de gas a Europa de terceros países proceden principalmente de Rusia, un 46%; de Noruega, un 27% y de Argelia, un 20%; en cambio, España, tiene proveedores más diversificados sobre todo en GNL.

Cuadro n.º 1.18
**Procedencia geográfica de las importaciones de petróleo
 2006**
 (en %)

	España	UE
OPEP	52,2	35,0
(Nigeria)	(9,2)	(3,0)
Argelia	–	3,0
Noruega	3,0	14,0
Resto de Europa	2,3	–
Ex-Rep. Soviéticas	19,5	35,6
(Rusia)	(19,5)	(30,9)
México	12,6	1,5
Otros	10,4	10,9
	100,0	100,0

Fuente: Eurostat. Elaboración propia.

- El programa de redes transeuropeas, RTE-E, ha contribuido eficazmente, por medio de los fondos estructurales, al mallado de las redes españolas y al desarrollo de las plantas de gas y del gasoducto del Magreb. Para hacer frente a su relativa vulnerabilidad geopolítica frente a Argelia y Marruecos, cuando se habla del gas natural, frente a una nula vulnerabilidad ante Rusia y Asia Central (Escribano, 2006), se está desarrollando una política de alianzas en las que:
 - a) Empresas españolas participan en el *upstream* norteafricano (extracción y exportación de crudo y gas) y, por ello, deberían ser calificadas de productoras.
 - b) Las alianzas o acuerdos entre las empresas españolas y norteafricanas ya no se limitan sólo a una fase de la cadena, sino que empiezan a ser integrados (proyectos que van desde la extracción, transporte, producción y comercialización de bienes energéticos).

La mayoría de esos acuerdos sitúan a las empresas españolas en una posición privilegiada como transportistas-comercializadoras del gas norteafricano de cara a un futuro espacio geoenergético paneuropeo. Y de aquí se deriva una de las prioridades energéticas de España, la ampliación de las interconexiones con Francia (éstas se limitan hoy por hoy a Portugal y al sur de Francia), de forma que España se convierta en un país de tránsito hacia el resto de Francia y Europa, tanto del gas natural canalizado en origen, desde el sur y desde el norte, como a través de sus plantas de GNL.

1.3.4. Política energética en España

De entre sus múltiples facetas para analizar nos centraremos en dos. Por un lado, el proceso de liberalización del sector energético emprendido, derivado

de las diferentes Directivas comunitarias que se han ido plasmando y transponiendo en normas regulatorias estatales. Por otro lado, se hace referencia a las políticas energéticas que el Gobierno español ha puesto en marcha en cuanto a intensidad energética, eficiencia y ahorro energético.

Liberalización del sector energético en España

Tradicionalmente el mercado energético se ha catalogado como un monopolio natural de interés general y estratégico por las autoridades públicas competentes y, en consecuencia, se ha otorgado en régimen de concesión en exclusiva. Ello ha exigido de las autoridades públicas el establecimiento de una rigurosa reglamentación que controle tanto las condiciones de suministro como la evolución de los precios que puedan aplicar los concesionarios a los clientes finales.

A partir de los años setenta surgen profundas críticas sobre los efectos perversos y los fallos de los sistemas de reglamentación en el mercado energético y otros servicios concedidos en régimen de monopolio. El cambio de filosofía que propugnan, y que se podría englobar en el término de nueva regulación para la libre competencia, se basa fundamentalmente en la liberalización del sector y la introducción de mayor competencia y transparencia en las actividades reguladas y la creación de entes reguladores independientes del Estado y de las compañías.

Asimismo, en un contexto de globalización de la economía y de necesidad de competir en los mercados internacionales, la liberalización de los sectores energéticos no es un objetivo en sí mismo, sino que constituye una herramienta importante para mejorar la eficiencia y la competitividad de la economía en general. La regulación debe cobrar un papel de árbitro que asiste al juego libremente practicado por los agentes, observando el cumplimiento de reglas de libre competencia e incentivando aquellos mecanismos que propicien el ahorro, la eficiencia y el respeto medioambiental, para los que el mercado por sí solo no es capaz de enviar señales suficientes.

La liberalización supone el aumento de la eficiencia y la competitividad del sector: para las empresas representa la oportunidad de expansión y acceso a nuevos mercados, y para los consumidores, la mayor competencia empresarial redundando en una mejor calidad del servicio prestado y en unas tarifas más baratas. Sin embargo, se debe protegerse la calidad y la seguridad de suministro energético para todos los ciudadanos.

Sector petrolero

En el proceso de liberalización del sector petrolero en el ámbito estatal aparecen tres hitos legislativos como elementos articuladores del mismo.

1. Ley 34/92, conocida como la de «desmonopolización»

La Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petrolero, supone la extinción del monopolio de petróleo y abre paso a la liberalización del sector con la adopción de las siguientes medidas:

- Se reconoce el principio de la libre actividad empresarial y las actividades del sector petrolero se declaran de interés económico general, reservándose la Administración capacidad de intervención por razón de la seguridad de las instalaciones, la defensa del medio ambiente, defensa de los derechos de consumidores y usuarios, así como la garantía de suministro.
- Se suprime la exigencia de que el Estado ostente una participación mínima en CAMPSA del 50% y se exige a los operadores mantener un nivel mínimo de reservas de productos petrolíferos.
- Se eliminan las distinciones entre red concesional y red paralela. Las estaciones de servicio tienen libertad para elegir suministrador (hasta ese momento la red concesional debía suministrarse obligatoriamente a través de CAMPSA, mientras que la red paralela se suministraba de importaciones).

Las principales consecuencias de dicha norma han sido la consolidación de dos grandes empresas petroleras españolas (Repsol y Cepsa) y el asentamiento en España de las principales petroleras internacionales.

2. Ley 34/98, que dio paso a la liberalización

El objetivo de la Ley de Hidrocarburos 34/98 es renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos, dando además el último paso para la liberalización definitiva del sector, consagrando la libertad de empresa en la fase minorista del mercado petrolero y la libertad de precios. Sus principales reformas fueron:

- Creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE) como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos en España.
- Simple autorización administrativa previa para la mayoría de actividades, manteniéndose el régimen concesional para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en España.
- Libertad de acceso de terceros a la red logística de productos petrolíferos y precios de productos petrolíferos libres, excepto el gas licuado de petróleo envasado de 12,5 kg.

3. Real Decreto Ley 6/2000 de aceleración del proceso liberalizador e intensificación de la competencia

El Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios perseguía el objetivo de aumentar el grado de competencia en los mercados energéticos,

así como aumentar la transparencia de los mismos. En lo que respecta al sector petrolero, las principales medidas son:

- Apertura del capital de la CLH e información de las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos.
- Limitaciones a los mayores operadores, estableciendo restricciones para la capacidad de apertura de nuevas estaciones de servicio.

Electricidad y gas natural

El proceso de liberalización de los mercados de la energía en España arranca a raíz de las primeras directivas comunitarias: la Directiva CE/92/96 para el mercado de electricidad y la Directiva CE/30/98 para el mercado del gas. La transposición de estas directivas al ordenamiento jurídico español sentó las bases para el desarrollo de un nuevo modelo energético, que pasó de un sistema regulado y que consideraba los suministros energéticos como una actividad de servicio público a un sistema mixto, en el que la generación de energía y su comercialización son consideradas actividades libres no reguladas, y el transporte y la distribución de gas y electricidad, que se sustentan en la iniciativa de las propias empresas, son actividades reguladas.

Respecto al sector eléctrico, la Ley 54/1997 (modificada posteriormente por la Ley 17/2007) liberaliza este sector con el objetivo de garantizar el suministro eléctrico, la calidad del mismo y al menor coste posible, sin olvidar la protección al medio ambiente. De esta forma, establece la competencia de las distintas Administraciones Públicas en la materia, prevé separación de las actividades eléctricas y crea el mercado de electricidad cuyo gestor económico es la OMEL, mientras que la condición de gestor técnico del sistema viene atribuida a Red Eléctrica de España que es, a su vez, el principal propietario de las redes de transporte, lo que garantiza la seguridad del suministro eléctrico. Asimismo, de cara a garantizar el funcionamiento de las actividades energéticas en un marco liberalizado, evitando abusos de posiciones dominantes, la ley del sector eléctrico dota a la CNE de amplias facultades en materia de defensa de la libre competencia.

Por último la ley 17/2007, de 4 de julio, del Sector Eléctrico es consecuencia, en gran medida, de la obligación de transponer a España la Directiva 2003/54, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el establecimiento del mercado interior de la electricidad, que deroga la anterior Directiva 96/92 de la Comunidad Europea.

Esta ley incorpora otras reformas en distintos apartados de las actividades eléctricas, acerca del funcionamiento del mercado mayorista y minorista, y

sobre la configuración institucional de los actores que intervienen en el sector eléctrico. Las más significativas son: a) las modificaciones introducidas en el marco de distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas; b) el nuevo régimen económico del sector eléctrico, orientado al fortalecimiento de la figura de los peajes de acceso y a la progresiva desaparición de la tarifa, si bien estableciendo una tarifa refugio, o de «último recurso», para los clientes más vulnerables; c) el funcionamiento del mercado mayorista o *pool* y las distintas adaptaciones normativas que se han operado en los últimos tiempos, así como el encaje de la reforma en el ámbito de aplicación del mercado ibérico; d) las competencias y funciones del organismo regulador independiente, así como la forma en que el legislador español ha procedido a designar a la autoridad regulatoria en el sector, de conformidad con las posibilidades ofrecidas por la Directiva comunitaria; e) el nuevo cuadro de sujetos del sector eléctrico, del que se suprimen, en razón del proceso de liberalización, distintas figuras, y se configura una nueva ordenación del suministro en favor de la figura del comercializador, quedando el distribuidor concentrado en el papel de gestor de las redes.

En cuanto al gas natural, las actuaciones recogidas, tanto en la Ley 34/1998 como en el Real-Decreto Ley 6/2000, van encaminadas a facilitar la entrada de nuevos agentes comercializadores, a mejorar la gestión técnica del sistema, abriendo el accionariado de la principal compañía de transporte de gas, Enagás, a la que se le encomienda la función de gestor técnico del sistema. A su vez, el Real-Decreto 949/2001 introduce importantes novedades sobre la regulación para el acceso de terceros a la red, fijando la estructura de tarifas de venta de gas natural y de peajes de acceso a las instalaciones gasistas, y estableciendo el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas de los sujetos que operan en el sistema.

En España el proceso de liberalización promovido por la UE con las Directivas 96/92/CE y 98/30/CE, que establecen las normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el gas natural respectivamente conlleva la total apertura de los mercados de electricidad y gas natural desde el 1 de enero de 2003.

Así desde esta fecha todos los consumidores de electricidad y gas natural pueden elegir el modo de contratar; es decir, continuar a tarifa (precio fijado por el gobierno) o contratar la electricidad y el gas natural con la empresa suministradora o comercializadora que deseen a un precio libremente pactado entre ellos.

Finalmente, la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, intenta eliminar la competencia entre distribuidores y comercializadores en la venta final de gas

natural a los consumidores finales. Así desde el 1 de enero de 2008 ha suprimido la posibilidad de que los consumidores finales puedan abastecerse de gas natural de su distribuidor local y tenga que acudir a un comercializador local para poder comprar el gas natural a las tarifas máximas fijadas por el Gobierno.

La política energética española

Las políticas energéticas siguen las directrices marcadas por la UE. Una estrategia energética intensiva en ahorro y eficiencia es muy relevante ya que la dependencia energética es superior a la media europea.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha puesto en marcha la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 de la que se desprenden planes de acción trianuales. En estos planes de acción se concretan las actuaciones que deben ponerse en marcha a corto y medio plazo en cada sector, detallando para ello objetivos, plazos, recursos y responsabilidades, y evaluando, finalmente, los impactos globales derivados de estas actuaciones.

Los objetivos generales de la Estrategia son:

- Reducir la elevada dependencia energética exterior del petróleo y gas y densificar las redes de distribución.
- Mejorar la competitividad y convergencia real mediante una disminución de la intensidad energética, especialmente del transporte.
- Mejorar la protección medioambiental, con una política energética que contribuya al desarrollo sostenible y reduzca los impactos medioambientales derivados de la obtención, transformación y consumo de la energía.

Los objetivos de consumo interior de energía final fijados para 2012 no parece que puedan cumplirse al actual ritmo de consumo energético. A la pujanza del gas natural y al mayor consumo eléctrico se une la escasa disminución del consumo de productos petrolíferos en España en los últimos años, dado el aumento del nivel de vida y del intenso repunte del parque de vehículos en España, con el consiguiente aumento del consumo de gasolina y gasoil.

España es uno de los países de la UE que mayor esfuerzo está realizando en el fomento de energías renovables y ha desarrollado los esquemas más potentes de incentivación. El Plan de Energías Renovables 2005-2010 establece unos objetivos por tecnologías que posibilitarán lograr un porcentaje de participación del 12,1% en la contribución de las energías renovables en la cobertura de la demanda total de energía primaria.

De alcanzarse los objetivos, estas fuentes podrán atender en 2011 el 30,3% del consumo bruto de electricidad. Para entonces el consumo de biocarbu-

rantes representará el 5,83% de la demanda total de gasolina y gasóleo prevista para el transporte.

Actualmente, en el balance de energía eléctrica, las energías renovables representan el 19%, y se distribuye de la siguiente manera: 9,9% hidroeléctrica, 7,6% eólica, 0,8% biomasa, 0,5% R.S.U., 0,3% biogás y 0,3% solar fotovoltaica.

Por otra parte hay que hacer referencia por su importancia al Plan Estatal de Infraestructuras de Gas y Electricidad para el periodo 2008-2016 aprobado el 30 de mayo de 2008 en el que se incluyen inversiones de 19.441 millones de euros. En concreto, se destinarán 9.220 millones de euros al sector eléctrico, y otros 10.221 millones al gasista. Este plan perfila las líneas estratégicas del sector y servirá para mejorar la calidad del suministro, la seguridad, la competitividad y las conexiones internacionales de las redes.

Además, recoge los proyectos de mayor importancia para los sectores de la electricidad y del gas en los próximos años, entre ellos el abastecimiento eléctrico a las desaladoras y al AVE, la construcción del gasoducto Medgaz y el desarrollo de las interconexiones con Francia y Portugal.

La inversión anual media en infraestructuras eléctricas será de 1.024 millones, un 38% más que los 740 millones anuales del periodo 2004-2007. El 68% de esta partida irá destinado al mallado de la red de transporte, incluidas las interconexiones y el apoyo a la distribución. El 25% se destinará a la evacuación de nueva generación y el 7% al tren de alta velocidad.

Capítulo 2.º

LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL PAÍS VASCO

2.1. INTRODUCCIÓN

2.1.1. Importancia del sector energético sobre el PIB y el empleo

A lo largo de los últimos veinticinco años, la economía vasca se ha transformado de manera sustancial y se han fortalecido algunos de los rasgos que definen a las economías más avanzadas: una mayor participación de los sectores terciarios, manteniendo al mismo tiempo una fuerte especialización industrial.

Se ha asistido a un proceso en el cual el protagonismo sectorial en la economía vasca, desde la perspectiva de su aportación al PIB, ha pasado de la industria pesada al sector de servicios a empresas (fruto de los fuertes procesos de *outsourcing*), al sector de comercio y al sector de metalurgia y artículos metálicos, que suponen en conjunto más de una tercera parte del PIB de la CAPV.

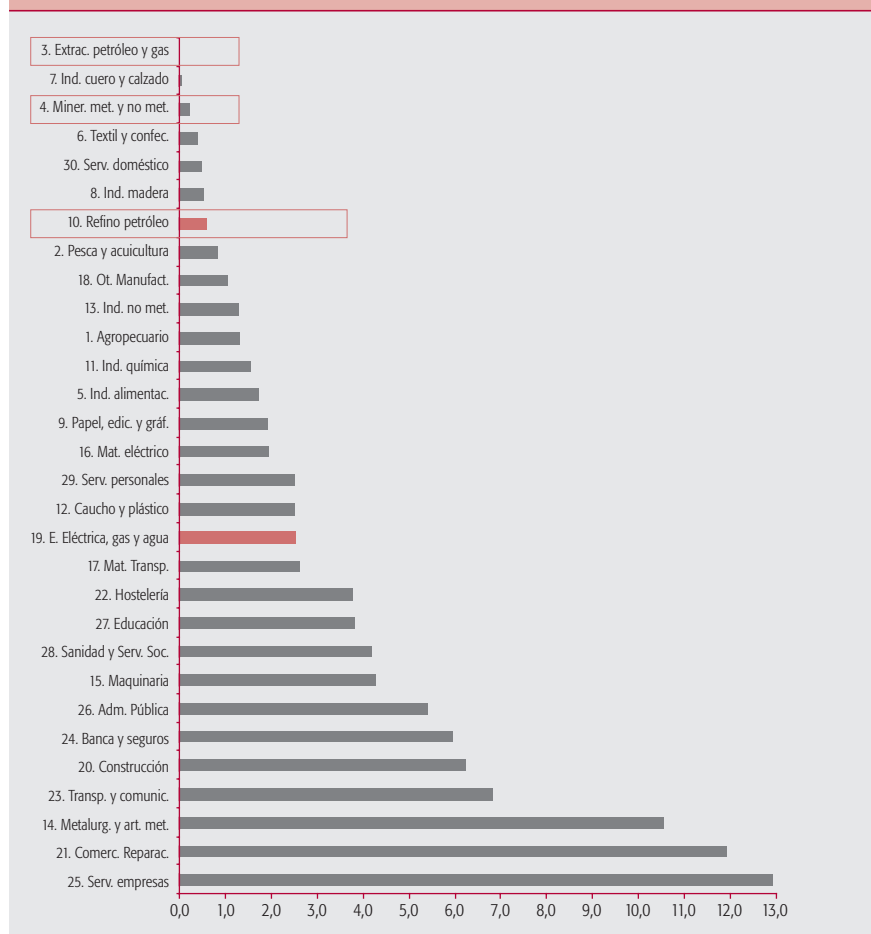
A pesar de esto, en el año 2006, la industria y la construcción siguen contribuyendo a la generación del 38,7% del valor añadido bruto total de la economía vasca. Esto sitúa a la economía vasca a la cabeza de la UE-27, por delante de la República Checa 38,1% y Lituania 37%.

Una de las principales características del sector industrial vasco es la relevancia que en él tienen los sectores altamente intensivos en materiales y energía como las ramas metálica, construcción, mecánica, energética, transporte, entre otros.

Centrándonos en la energía, y más específicamente en los subsectores energéticos, cabe señalar que el peso relativo del sector de refino del petróleo en la economía vasca, desde el punto de vista de su aportación al PIB, es muy reducido; además se observa una continuada pérdida de dinamismo del mismo desde el año 2000, pasando a representar del 0,92% del conjunto del PIB en 1985 al 0,62% en 2006. Esta pobre participación en el PIB hace que el sector del refino se sitúe de media en el período en el puesto 23 (sobre un total de 31 sectores) en importancia en términos absolutos.

Respecto al sector de energía eléctrica, gas y agua, se ha incrementado su peso relativo desde el año 1980, pasando de 1,02% al 2,72% en 2005, con una participación media en el período de 2,53%, lo que le sitúa en el puesto número 13 en el orden de importancia de los sectores productivos de la CAPV.

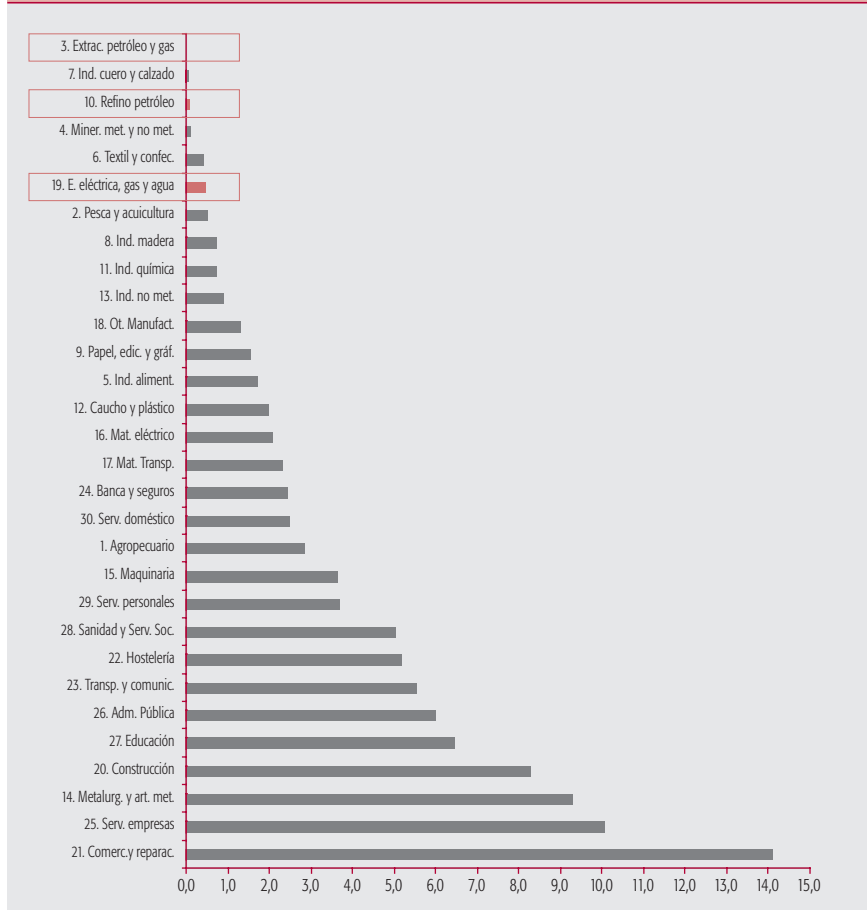
Gráfico n.º 2.1
Distribución sectorial del PIB en la CAPV
Media 1980-2005



Fuente: Eustat.

El sector siderometalúrgico ha sido tradicionalmente el más representativo de la industria vasca. Si bien es cierto que este sector ha experimentado una importante metamorfosis en las últimas décadas, no es menos cierto que su preponderancia dentro de la industria vasca apenas se ha visto afectada: en 2005 suponía casi el 23% del VAB industrial y desde 1990 ha aumentado su VAB en un 69%. En la actualidad, y a diferencia de décadas anteriores, el sector se caracteriza por la capacidad de producción de productos básicos de hierro y acero y la incorporación de nuevos subproductos en su tratamiento y presentación, principalmente, lo que supone un movimiento hacia productos de mayor valor añadido (IKEI, 2002). Para comprender la verdadera

Gráfico n.º 2.2
Distribución sectorial del empleo en la CAPV
Media 1996-2005



Fuente: Eustat.

dimensión del sector metálico baste mencionar que la producción de acero en bruto del País Vasco se situó en 2006 en torno a las 2,9 t/cap, mientras que la media de la UE-27 se encuentra ligeramente por encima de las 0,4 t/cap.

Por último es importante señalar que la economía vasca se caracteriza por su elevado grado de apertura al exterior. En este sentido la industria vasca se muestra especialmente vulnerable a *shocks* de demanda exteriores. Analizando las tablas *input-output* de la CAPV del año 2000 podemos observar cómo el 81% de la producción total del sector industrial depende directa o indirectamente de las exportaciones a España y extranjero. Esta cifra se reduce al 47% si analizamos la producción total de la economía.

Una constatación de la escasa relevancia de los sectores energéticos en la economía vasca puede obtenerse de la observación del mercado de trabajo vasco. Si se tiene en cuenta que la crisis industrial supuso una sustancial destrucción de puestos de trabajo, el crecimiento de la ocupación en los últimos años señala la clara recuperación de la actividad, al tiempo que muestra la preponderancia que el sector terciario ha alcanzado como generador de empleo.

De esta forma, la población ocupada en la CAPV asciende a 941.200 personas 2005 cifra un 29,32% superior a la registrada en 1996 y que supone un nuevo máximo histórico, fruto del intenso proceso de generación de empleo registrado desde 1994.

Respecto a los sectores energéticos, cabe señalar que, el porcentaje de ocupados en dichos sectores apenas alcanza el 0,57% del total de ocupados en la CAPV, 0,47% en el sector de energía eléctrica, gas y agua y tan sólo el 0,10% en actividades enmarcadas dentro del sector del refino de petróleo, lo que les sitúa en los puestos 25 y 28 respectivamente en el orden de ocupación sectorial en término medio en el período 1996-2005.

2.1.2. Importancia del sector energético sobre el resto de los sectores

Lógicamente la relevancia de los sectores energéticos en el conjunto de la economía no se puede circunscribir exclusivamente a su aportación en términos absolutos al total del PIB y del empleo de la CAPV, ya que la importancia de estos sectores viene determinada por sus interrelaciones con el resto de sectores productivos.

En este sentido, el objetivo de este apartado es analizar la evolución de la articulación interna de los sectores energéticos vascos con el resto de sectores en la economía vasca durante las dos últimas décadas, para lo que se utilizará como fuente de información las tablas *input-output* correspondientes a los años 1980 y 2000.

Al respecto, es preciso señalar que en la elaboración de las tablas *input-output* entre ambos períodos se han producido cambios de método importantes en la clasificación sectorial, pasando de la clasificación a 73 sectores (R-73) utilizada en el año 1980 a la clasificación a 84 sectores (A-84) utilizada a partir del año 1995. Este hecho dificulta las comparaciones sectoriales entre ambos períodos.

Para este estudio se introducen dos tipos de ligazones sectoriales directas muy utilizadas en el campo del análisis de la metodología *input-output* (ver gráfico n.º 2.3):

- Ligazón hacia atrás (LAT): mide la capacidad que tiene un sector de arrastrar directamente a otros ligados a él a través de sus consumos intermedios

Gráfico n.º 2.3
**Evolución del arrastre interior de los sectores energéticos vascos
 1980-2000**

1980	LAT	LAD
7. Petróleo y gas natural	0,059	0,421
8. Energía eléctrica	0,499	0,883
Arrastre medio interior (CAPV)	0,246	0,276

2000	LAT	LAD
23. Refino del petróleo	0,092	0,363
52. Energía eléctrica	0,247	0,864
53. Gas y vapor de agua	0,288	0,575
Arrastre medio interior (CAPV)	0,304	0,326

Fuente: Eustat. Tablas Input-Output.

(compras a otros sectores), estimulando así la actividad de otros sectores de la economía. Esta ligazón se mide por el porcentaje de sus compras interindustriales (matriz intermedia interior) sobre su producción efectiva y coincide con la suma de las columnas de la matriz de coeficientes técnicos.

- Ligazón hacia delante (LAD): mide la capacidad que tiene un sector de estimular a otros sectores a través de su oferta (ventas a otros sectores). Esta ligazón se mide por el porcentaje que representan sus ventas interindustriales sobre el total del *output* de dicho sector, y pretende medir la incidencia de un sector sobre otros ligados a él, a través de sus ventas, y coincide con la suma de las filas de la matriz de coeficientes horizontales.

Un primer análisis a los resultados de este análisis puede llevarse a cabo mediante la comparación de los valores de arrastre medios, tanto hacia delante como hacia atrás en la economía vasca para el periodo objeto de análisis 1980-2000. Los resultados observados son los siguientes:

- El primer resultado a nivel global es que la economía vasca refleja una mejora desde el punto de vista estructural, ya que se registra un incremento

Cuadro n.º 2.1
**Distribución sectorial de las ventas del sector petróleo
 y gas natural a partir de las tablas input-output
 1980**
 en (%)

Petróleo y gas natural	LAD
Energía eléctrica	21,94
Petróleo y gas natural	11,86
Transporte mercancías carretera	10,88
Transporte marítimo y aéreo	10,13
Siderurgia	5,46
Papel	5,43
Química industrial	5,31
Pesca	4,72
Cementos, cales y yeso	2,05
Construcción metálica	1,61
Otras no metálicas	1,48
Artículos metálicos	1,38
Caucho y neumáticos	1,36
Química de base	1,19
Construcción	1,03

Fuente: *Eustat*, Tablas IO 1980.

de las relaciones intersectoriales en la economía entre los años 1980-2000, tanto de la ligazón hacia atrás como de la ligazón hacia delante.

- Respecto a los sectores energéticos, en 1980, el sector de petróleo y gas natural mostraba un arrastre hacia atrás muy por debajo del conjunto de la economía vasca, es decir, sus consumos intermedios (compras a otros sectores) provenían del exterior de la CAPV. Por su parte, el arrastre hacia atrás de la energía eléctrica duplica la media, aunque con una marcada concentración en sectores energéticos, ya que el 80% de las compras se realizaban al sector petróleo y gas natural. Atendiendo a las ligazones hacia atrás en el año 2000, tanto el refino de petróleo como la energía eléctrica y el gas y vapor de agua muestran menor relación intersectorial que el conjunto de la economía, destacando el descenso experimentado por la energía eléctrica, que ha reducido su coeficiente de arrastre en un 100%, comprando además las tres cuartas partes de los *inputs* intermedios provenientes de la CAPV dentro del mismo sector eléctrico.
- En cuanto a las ventas intersectoriales (efecto hacia delante), en el año 1980 se observa que los sectores del petróleo y gas natural y sobre todo el de la energía eléctrica muestran mayores efectos hacia delante que la media. Atendiendo a los sectores de destino, las ventas del sector del petróleo y gas natural se dirigen principalmente a los sectores energéticos (energía eléctrica y petróleo y gas natural), seguido de sectores de transporte (transporte

Cuadro n.º 2.2
**Distribución sectorial de las ventas del sector petróleo
 y gas natural a partir de las tablas input-output
 2000**
 (en %)

Refino de petróleo	LAD	Gas y vapor de agua	LAD
T. mercancías carretera	15,73	Gas y vapor de agua	15,96
Construcción	9,03	Siderurgia	10,95
Caucho y neumáticos	8,86	Construcción	5,97
Refino de petróleo	5,92	Industria del papel	4,27
Gas y vapor de agua	5,37	Administración Pública	4,18
Otro transporte terrestre	4,92	Industria del vidrio	4,08
Comercio al por mayor	4,91	Caucho y neumáticos	3,68
Química industrial	4,31	Hostelería	3,27
Administración Pública	2,85	Química industrial	3,20
Transporte aéreo	2,48	Automóviles y sus piezas	2,75
Transporte marítimo	2,37	Fundición	2,42
Sanidad	1,91	Química básica	2,35
Hostelería	1,82	Artículos metálicos	2,34
Educación	1,49	Ingeniería mecánica	1,99
Química básica	1,25	Otra maquinaria	1,86

Fuente: Eustat. Tablas IO 2000.

de mercancías por carretera y transporte marítimo y aéreo), y los sectores tradicionales de la industria pesada vasca a comienzos de los ochenta, industria particularmente intensiva en recursos energéticos (siderurgia, papel, química industrial, cementos,...).

- Es preciso matizar que es en 1980 cuando empieza el proceso de gasificación del País Vasco, con la llegada del gas procedente de Argelia a través del gasoducto de Enagás. Por tanto, la participación del gas natural en el sector petróleo y gas puede considerarse como residual en ese primer año 1980.
- Atendiendo a las ventas intersectoriales del año 2000, los sectores energéticos muestran una mayor incidencia sobre otros sectores que el conjunto de la economía. Entre ellos, el refino del petróleo es el que presenta un coeficiente de arrastre hacia delante más bajo (0,363), mientras que la energía eléctrica muestra el coeficiente mayor, similar al año 1980, consecuencia lógica del carácter de *input* necesario de la electricidad para todos los sectores económicos.
- Por su parte, destaca el alto coeficiente que presenta el sector de gas y vapor de agua (0,575), fruto de la tendencia creciente a la gasificación de la economía vasca, particularmente de los sectores industriales, como refleja la alta participación de sectores como la siderurgia, industria del papel, del vidrio, química industrial etc., en las ventas sectoriales del gas.

Cuadro n.º 2.3
**Producción de energía primaria por fuente energética en la CAPV
 1991-2006**

	Petróleo		Gas Natural		Energías Renovables		Energías Derivadas		Total
	Ktep	%	Ktep	%	Ktep	%	Ktep	%	Ktep
1991	78	5,4	1.118	77,9	168	11,7	72	5,0	1.436
1992	59	4,6	986	76,6	165	12,8	77	6,0	1.287
1993	25	3,4	455	62,2	192	26,3	59	8,1	731
1994	5	1,4	93	26,8	202	58,2	47	13,5	347
1995	1	0,2	282	50,2	233	41,5	46	8,2	562
1996	5	0,8	367	57,2	209	32,6	61	9,5	642
1997	9	3,0	4	1,3	239	78,6	52	17,1	304
1998	13	4,1	0	0,0	237	75,5	64	20,4	314
1999	21	6,6	0	0,0	235	73,7	63	19,7	319
2000	13	3,8	9	2,6	264	77,0	57	16,6	343
2001	13	3,9	2	0,6	264	78,8	56	16,7	335
2002	14	4,0	2	0,6	279	79,9	54	15,5	349
2003	12	3,5	0	0,0	290	83,6	45	13,0	347
2004	9	2,2	0	0,0	352	87,8	40	10,0	401
2005	8	2,0	0	0,0	350	87,9	40	10,1	398
2006	4	1,0	0	0,0	345	91,3	29	7,6	378

Fuente: EVE. Datos Energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

- En cuanto a los sectores de destino del refino del petróleo, se observa una clara terciarización, como demuestra el hecho de que tan sólo dos sectores, aparte de los energéticos, se encuentren entre los catorce que más participación tienen en las ventas del refino. Los sectores del transporte suponen más de la cuarta parte de las ventas intersectoriales del sector.

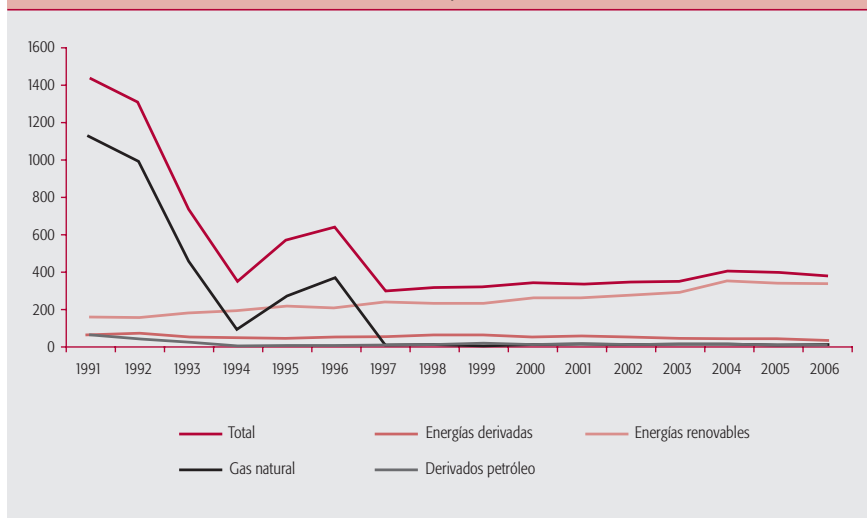
En las relaciones intersectoriales, y sobre todo en las ventas a otros sectores (efecto hacia adelante, LAD), se observa que los sectores energéticos sí son cruciales en el conjunto de la economía vasca. En este sentido presentan mayores efectos que el conjunto de la media, destacando sobre todo los efectos de arrastre que tienen el sector eléctrico y el sector de gas, ya que en el caso del petróleo muestra una tendencia descendente.

2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

2.2.1. Producción interior de energía primaria y su caracterización

La producción de hidrocarburos líquidos se limita hoy en día a unos pocos miles de toneladas obtenidos como subproducto en el almacenamiento de gas

Gráfico n.º 2.4
Producción vasca de energía primaria por fuente energética
1991-2006
 (ktep)



Fuente: EVE. Datos Energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

Gaviota. La producción de energía primaria en el País Vasco viene marcada por la extinción del yacimiento de gas natural de la Gaviota en 1996. Desde entonces, la actividad productiva se concentra en energías renovables.

En 2006 la producción vasca de energía primaria ha registrado una cifra de 378 ktep, cifra similar a la de los últimos diez años, momento en el que cesó la producción de gas natural en la CAPV.

Desde inicios de la década de los 90, la tendencia general del sector ha sido a la baja, lo que ha supuesto un descenso acumulado entre 1991-2006 del 73,7%.

Por ello existe una acusada concentración de la actividad productiva sectorial en energías renovables. De hecho, éste es el único tipo de energía que ha incrementado su producción en los últimos años, pasando de significar un 11,7% de la energía producida en 1991 a un 91,3% en 2006. Así, la producción primaria de energías renovables en la CAPV ha alcanzado en el año 2006 la cifra de 345 ktep, de los que el 82% corresponde al uso de la biomasa residual, el 9% a la hidroeléctrica, el 8,6% a energía eólica y por primera vez hay un 0,3% a energía solar.

Por su parte, la producción del resto de energías ha registrado continuados descensos desde inicios de los 90 que, en el caso de las energías derivadas es de un 59,7% desde el año 1991, en el caso de los derivados del petróleo del

94,9% hasta alcanzar una producción testimonial que apenas supone el 1% del total y, por último, en el caso del gas natural, del 100%, siendo nula la actual producción de este tipo de energía.

En cuanto a la producción de energía primaria por territorios históricos, Bizkaia concentra el 59,5% del total de energía producida en el año 2006, seguido por Gipuzkoa con un 24,5% y Álava con un 15,9%. En cuanto a la producción per cápita, Álava tiene el ratio más favorable, produciendo 0,21 Tep/hab., mientras que Bizkaia presenta un 0,20 y Gipuzkoa tan sólo un 0,14. Además Álava es la provincia que ha presentado un mayor crecimiento en la producción energética desde el año 2000, registrando un crecimiento acumulado de más del 50%.

2.3. CONSUMO DE ENERGÍA

2.3.1. Consumo interior de energía primaria y su caracterización

En cuanto al consumo energético, en los últimos años se observa un cambio en la estructura del mismo, con una progresiva aproximación a un modelo donde, sobre todo el gas natural y, en menor medida, las energías renovables van ganando protagonismo en detrimento de otras fuentes energéticas. Así, en el año 2005 y por primera vez, el gas natural constituye la fuente energética más demandada en la CAPV (42,8% de la energía primaria consumida), relegando al petróleo a un segundo lugar. A pesar del aumento del consumo de las energías renovables, su participación en el suministro energético todavía se encuentra alejada del objetivo que al respecto establece la política energética vasca que se recoge en el apartado 2.4.

En 2006 el consumo de la economía vasca de energía primaria ha sido de 7.716 Ktep, lo que supone un incremento del consumo de energía primaria en la CAPV del 42,7% en el periodo 1991-2006. El repunte de la demanda de gas natural (41,3%) explica en gran medida esta evolución.

Al gas natural le sigue el petróleo, con un peso que ha descendido hasta el 41%, a pesar de haberse incrementando su consumo debido sobre todo al transporte. Por su parte, las energías renovables han aumentado su peso relativo en el periodo analizado, que ha pasado del 2,7% al 4,4%.

Destaca, a su vez, el descenso en torno al 50% del consumo de los combustibles sólidos y energía eléctrica (en 1991 representaban cerca del 40% del consumo energético vasco y en 2006 apenas suponen un 13%).

Respecto al consumo primario de energía eléctrica, la sucesiva implantación de centrales termoeléctricas de ciclo combinado en el País Vasco ha permitido

Cuadro n.º 2.4
Consumo vasco de energía primaria por fuente energética
1991-2006
 (%)

	Combustibles sólidos	Petróleo	Gas natural	Energía eléctrica	Energías renovables	Energías derivadas	Total ktep
1991	20,1	46,3	11,7	18,0	2,7	1,3	5.404,7
1992	20,0	48,5	12,2	15,4	2,4	1,4	5.539,3
1993	20,1	46,7	12,5	16,4	3,1	1,1	5.430,5
1994	18,1	46,3	14,1	17,4	3,2	0,9	5.446,4
1995	13,9	49,5	15,4	16,6	3,7	0,8	5.733,0
1996	7,7	52,0	16,6	18,9	3,6	1,2	5.291,1
1997	3,6	52,9	18,3	20,1	4,0	0,9	5.363,2
1998	4,8	53,6	18,6	18,4	3,5	1,0	5.919,4
1999	8,8	52,9	19,2	14,9	3,2	1,0	6.394,3
2000	8,1	50,5	21,0	15,7	3,9	0,9	6.717,3
2001	6,6	50,0	21,8	16,9	4,0	0,8	6.638,6
2002	7,7	50,2	23,3	14,0	4,0	0,8	6.941,0
2003	6,4	45,8	28,9	14,2	4,1	0,6	7.127,7
2004	6,7	41,4	34,1	12,4	4,9	0,6	7.270,3
2005	6,6	39,5	42,8	6,2	4,4	0,5	7.789,0
2006	6,0	41,0	41,3	7,0	4,4	0,4	7.716,0

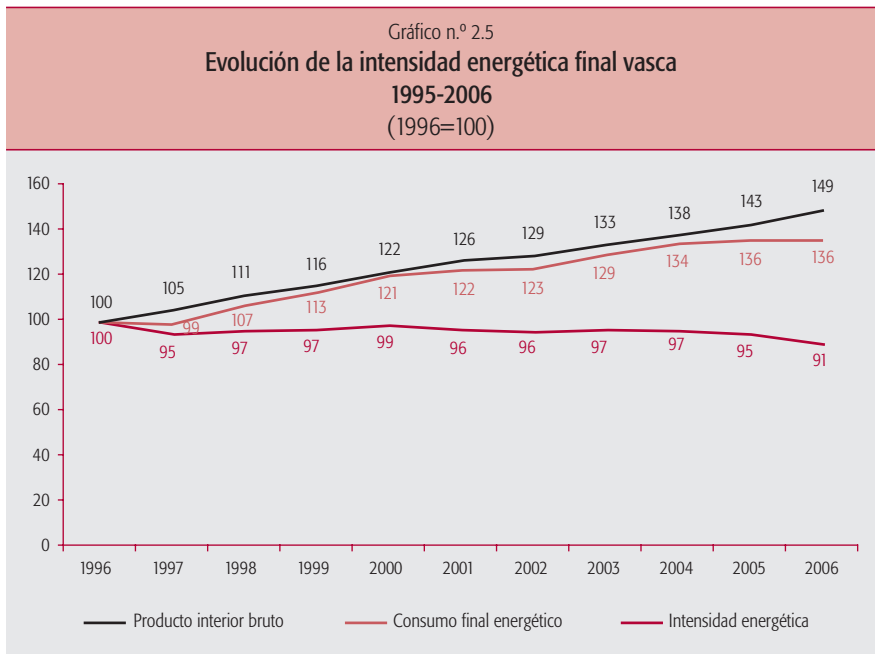
Fuente: EVE. Datos energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

sustituir importaciones de energía eléctrica. En 2006, el 65% de la demanda de combustibles sólidos se ha destinado a la generación eléctrica, mientras el resto corresponde a coque y carbón empleado en los sectores del cemento y siderurgia-fundición.

En cuanto al futuro, la perspectiva es que las energías renovables y el gas natural tendrán cada vez mayor protagonismo. Este último, debido al aumento del consumo sectorial y a su utilización en las instalaciones de generación eléctrica y cogeneración, hasta alcanzar una participación en la demanda energética total cercana al 52%.

2.3.2. Intensidad energética

Hay que señalar los positivos niveles de eficiencia energética que presenta la CAPV en comparación con el Estado y la UE25 y similares a los de los países más avanzados en materia energética. En 2006 la intensidad energética primaria de la economía vasca era de 161 tep/mil euros (a precios constantes de 1995) cifra significativamente por debajo de la correspondiente al ámbito estatal (222,5 tep/mil euros en 2004) y en la UE-25 (204,9 tep/mil), y ligeramente inferior a la que presenta la zona euro (184,7 tep/mil) (cuadro n.º 1.17).



Fuente: EVE. Datos Energéticos 2006. Elaboración propia.

En el período 1995-2006 la intensidad energética en la CAPV ha caído un 18,9%. Esta mejora de la eficiencia energética se ha debido no tanto a un descenso del consumo energético primario, sino a un mayor aumento del PIB, además de a una mejor utilización de los procesos productivos industriales que se ha reflejado en la mejora notable de la intensidad energética en la mayoría de los sectores industriales y en una contención en el consumo energético de la industria vasca.

En entornos influenciados por intercambios eléctricos importantes o con niveles de importación/exportación de energía eléctrica dispares como en la CAPV, es necesario extender el análisis de la intensidad energética sobre el consumo final de energía, ya que en los balances energéticos las importaciones/exportaciones no consideran los rendimientos de transformación correspondientes de las centrales de producción energética ni tampoco las pérdidas de transporte desde el lugar de origen. En este sentido, la intensidad energética final en la CAPV ha caído en 9% en el período 1995-2006.

2.3.3. Consumo interior de energía final y su caracterización

En 2006 el consumo interior de energía final ha alcanzado los 5.597 ktep, lo que supone un crecimiento desde inicios de la década de los noventa del 34,7%.

Cuadro n.º 2.5
Consumo de energía final por tipo de energía en la CAPV
1991-2006
(en %)

	Combustibles sólidos	Productos petrolíferos	Gas natural	Energía eléctrica	Energías renovables	Energías derivadas	Total (Ktep)
1991	13,7	36,8	14,0	24,5	3,1	7,9	4.156
1992	12,9	37,2	15,0	24,2	3,0	7,8	4.137
1993	12,8	37,8	14,7	23,6	3,8	7,4	4.119
1994	12,1	37,3	16,2	24,5	3,9	6,0	4.186
1995	9,7	38,2	16,7	25,2	4,4	5,9	4.319
1996	6,4	42,5	17,0	26,0	3,9	4,2	4.147
1997	3,7	42,6	18,1	27,9	4,7	2,9	4.122
1998	3,6	42,4	19,6	27,4	3,1	3,9	4.457
1999	3,7	42,7	20,7	26,2	3,2	3,5	4.681
2000	3,8	41,2	21,0	27,1	4,2	2,8	5.001
2001	3,5	39,5	22,6	27,9	3,9	2,6	5.043
2002	3,1	39,4	22,3	28,1	4,2	3,0	5.120
2003	3,1	38,2	24,4	27,4	4,0	2,9	5.330
2004	3,0	37,6	24,0	28,1	4,6	2,8	5.573
2005	2,7	38,4	24,7	27,4	4,0	2,7	5.648
2006	2,8	39,1	22,3	28,9	4,3	2,3	5.597

Fuente: EVE. Datos Energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

Cuadro n.º 2.6
Consumo de energía por sector consumidor final en la CAPV
1991-2006
(en %)

	Industrial	Transporte	Primario	Servicios	Residencial	Total (ktep)
1991	59,9	23,0	2,2	4,2	10,7	4.156
1992	58,7	24,0	2,3	4,2	10,8	4.137
1993	58,8	21,4	3,4	5,1	11,1	4.119
1994	57,8	22,8	3,6	5,1	10,8	4.186
1995	55,8	24,5	2,9	5,8	10,9	4.319
1996	50,0	28,1	3,2	6,3	12,3	4.147
1997	47,5	31,2	3,0	6,7	11,5	4.122
1998	47,9	30,4	2,9	6,9	11,8	4.457
1999	46,7	30,6	3,1	7,5	12,2	4.681
2000	48,0	30,7	3,1	7,0	11,4	5.001
2001	48,6	30,7	3,0	7,1	10,6	5.043
2002	48,0	31,1	3,4	7,1	10,4	5.120
2003	47,9	31,1	3,3	7,1	10,6	5.330
2004	47,7	30,7	3,2	7,4	11,0	5.573
2005	46,4	31,9	3,1	7,5	11,1	5.648
2006	45,8	33,3	3,1	7,4	10,2	5.597

Fuente: EVE. Datos Energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

Los productos petrolíferos suponen el 39,1% del consumo de energía final en 2006. Le siguen la electricidad (28,9%), el gas (22,3%) y, a considerable distancia, las energías renovables (4,0%). Entre los productos petrolíferos, el gasóleo y la gasolina son los más consumidos, debido a la fuerte demanda del sector del transporte, que representa aproximadamente el 80% del consumo final de derivados del petróleo. De esta forma, el consumo de gasóleo y gasolina supone más del 30% del consumo final de energía en la CAPV.

En 2006, el sector industrial vasco es el responsable del 45,8% del consumo energético final total, porcentaje superior a la media estatal y europea, consecuencia de la implantación de una industria energéticamente intensiva en la CAPV. Sin embargo, aunque el sector industrial sigue siendo el que mayor peso tiene en el consumo final, su participación ha disminuido de forma notable en el periodo 1991-2006, pasando del 59,9% al 46%. Destaca el alto grado de gasificación alcanzado en el sector industrial, que supone el 41% del consumo final del sector, seguido de la energía eléctrica con un 39%.

El consumo final de energía del sector industrial presenta dos etapas diferentes: desde comienzos de la década de los noventa hasta 1997, caracterizada por un continua disminución, debido a la influencia que tuvo la desaparición de la siderurgia integral vasca y, desde entonces, con un moderado incremento del consumo energético, a pesar del importante crecimiento de la actividad industrial experimentado en la CAPV, fruto del aumento de la eficiencia energética en los procesos industriales.

El sector del transporte en 2006 alcanza un consumo energético de 1.867 ktep, lo que supone el 33,3% del consumo final. En los últimos 15 años el consumo del sector de transporte se ha incrementado en un 96%, fruto, principalmente, del crecimiento del transporte por carretera tanto de personas como de mercancías.

2.4. LA POLÍTICA ENERGÉTICA

En este apartado se indican las políticas energéticas para la CAPV definidas en la Estrategia Energética de Euskadi 3E-2010 y a su vez se detallan las infraestructuras energéticas existentes y previstas para poder alcanzar esos objetivos.

La Estrategia Energética de Euskadi 3E-2010 recoge entre sus directrices de política energética, intensificar los esfuerzos tendentes a un mayor aprovechamiento de los recursos autóctonos en general y de las energías renovables en particular, lo que marcará en cierta medida la tendencia productiva del sector en la CAPV.

Cuadro n.º 2.7 Escenario de previsiones de demanda de energía (en Mtep)			
Escenario	2000	2010	2010-2000 Tasa crecimiento anual (%)
Escenario tendencial	6,7	9,4	+ 3,4
Escenario objetivo (políticas energéticas)	6,7	8,3	+ 2,1

Fuente: EVE.

Se han plasmado las directrices en tres ejes de básicos de actuación:

- Un uso eficiente de la energía
- Un desarrollo de energías limpias mediante el desarrollo tecnológico y especialmente las renovables.
- Un desarrollo de infraestructuras energéticas que aportan al sistema calidad y garantía de suministro.

Uno de los objetivos concretos derivados del primer eje de actuación es reducir el crecimiento actual de la demanda energética hasta un 2,1% anual en el período 2000-2010, esto es, conseguir ahorros en los consumos de cada año respecto a los previstos con las tendencias actuales (+3,4%), lo cual implicará reducir en un 15% el consumo total teórico si se mantienen los ratios de crecimiento tendenciales para 2010.

Un segundo objetivo relacionado con el segundo eje es modificar la estructura del suministro actual de energía siguiendo el proceso de gasificación, disminución de combustibles fósiles y mayor aporte de energías renovables.

Cuadro n.º 2.8 Escenarios matriz suministro energético (en %)		
	2000	2010
Combustibles sólidos	8	2
Derivados del petróleo	50	36
Gas natural	21	52
Energías derivadas	1	0
Energías renovables	4	12
Importación eléctrica	16	0
Exportación eléctrica	0	3

Fuente: EVE.

La dependencia energética de la CAPV es particularmente acusada en el caso del petróleo y del gas natural, ya que entre ambos suponen el 82,3% de la demanda energética total vasca y el grado de autoabastecimiento de dichas fuentes energéticas es nulo.

Un tercer objetivo relacionado también con el segundo eje es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La Estrategia Energética de Euskadi 3E-2010 aboga por una política de seguir fomentando el ahorro energético y mejorar la intensidad energética

En el cuadro n.º 2.9 se resumen los indicadores energéticos, ambientales y económicos asociados a los objetivos de la Estrategia Energética de Euskadi 2010.

El tercer eje de actuación se basa en el desarrollo de infraestructuras energéticas, eléctricas y de gas natural, principalmente, a fin de asegurar la calidad, continuidad y competitividad del suministro.

Cuadro n.º 2.9 Indicadores energéticos 2000-2010		
	2000	2010
Eficiencia energética		
Ahorro energético s/2000 (tep/año)	–	975.000
Nivel de ahorro energético s/2000 (%)	–	15
Mejora de la intensidad energética s/2000 (%)	–	16
Suministro eléctrico con cogeneración (%)	10	14
Uso de energías renovables		
Utilización de recursos renovables (tep/año)	264.000	978.000
Participación energética de renovables (%)	4	12
Suministro eléctrico por renovables (%)	2	15
Uso de energías convencionales más limpias		
Consumo de gas natural (bcm)	1,5	4,7
Participación del gas natural en la demanda (%)	21	52
Parque de generación eléctrica		
Tasa de autogeneración eléctrica	27	114
Parque de centrales térmicas (MW)	1.132	2.880
Parque de cogeneración y renovables (MW)	525	1.460
Contribución ambiental		
Índice de gases efecto invernadero energía s/1990	24	11
Impacto económico		
Inversiones en eficiencia energética y renovables (millones euros)	–	1.710
Inversiones en infraestructuras energéticas (millones euros)	–	3.190

Fuente: EVE

2.4.1. Infraestructuras de productos petrolíferos

La principal instalación de productos petrolíferos existente en la CAPV es la refinería de Petronor en Muskiz, participada en un 85,98% por Repsol YPF y en un 14,02% por BBK. La refinería cuenta con una capacidad actual de refinado de crudo de 220.000 barriles/día (11 millones de toneladas al año) y su producción representa el 17% del total en España. La refinería representa en 2005 el 98% de la transformación que se realiza en la CAPV (9.155 ktep).

Durante el periodo 2006-2009, Petronor va a invertir 900 millones de euros destinados a incrementar su capacidad de conversión, mejorar su eficiencia energética y la calidad de sus productos.

Otra importante estructura es el Puerto de Bilbao, elemento clave en el abastecimiento de derivados de petróleo en la CAPV, ya que constituye el punto de entrada y de salida para el crudo y materias procesadas en la refinería, así como para los combustibles que los operadores independientes importan mediante buques cisterna. Además, el puerto dispone de instalaciones de almacenamiento de carburantes y otros productos derivados del petróleo y de carbón, y oleoductos de conexión con la refinería.

La capacidad de almacenamiento de crudo y sus derivados en Euskadi es de 2.890.000 m³. De esta cantidad, el 31% corresponde a tanques de crudo en la refinería de Petronor, el 41% a productos derivados en la misma refinería y el 28% al resto de operadores.

CLH dispone de un oleoducto de 14 pulgadas que enlaza la refinería de Petronor con los centros de almacenamiento de CLH en Rivabellosa (Álava) y Valladolid.

Por último, diversas compañías disponen en todo el territorio de instalaciones de almacenamiento para el suministro de gasóleos y gasolinas.

2.4.2. Infraestructuras de gas natural

El yacimiento de gas natural Gaviota dejó de tener producción propia en 1996 y opera en la actualidad como depósito de almacenamiento estratégico, con una capacidad total de 2.480 millones de Nm³ y un volumen útil de 780 millones de Nm³ de gas, siendo hoy el mayor sistema de reserva estratégica de gas natural estatal. Gaviota se conecta con tierra firme en Bermeo a través de un gasoducto de 16 pulgadas, siendo la capacidad punta de extracción de 5,15 millones de m³ por día.

Asimismo, Euskadi cuenta con una red básica para el transporte y distribución de gas a lo largo y ancho de su territorio de 3.700 km. Esta red se abastece por el sur desde la red estatal, entrando a Álava desde Haro, y por el norte a través del puerto de Bilbao mediante la planta de regasificación de

Bahía de Bizkaia Gas en Zierbena, puesta en marcha en 2003. El gas que se produce se destina al consumo y a la generación de energía eléctrica en la planta de ciclo combinado (Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE)). La planta va a ser ampliada a través de un tercer tanque de almacenamiento y de regasificación que contribuirá a consolidar a Bahía de Bizkaia como una de las puertas de entrada de gas más importantes del sistema gasista español y como garantía y seguridad de suministro de energía al País Vasco.

Otro proyecto de interés desarrollado en 2005 es el gasoducto Euskadour, que constituye el primer gasoducto bidireccional entre la Península Ibérica y el resto de Europa, conectando las redes de Naturgas Energía y de Total Infraestructuras Gaz France (TIGF).

2.4.3. Infraestructuras del sector eléctrico

Existen en Euskadi dos plantas convencionales de producción termoeléctrica funcionando que emplean combustibles fósiles (Grupos I y II de Santurtzi, que consumen fuelóleo o gas natural, y Pasaia, que consume hulla de importación). Ambas instalaciones tienen más de treinta años de antigüedad, habiéndose realizado en ellas diversas modificaciones y mejoras a lo largo del tiempo.

La consecución de los objetivos de la Estrategia Energética de Euskadi 3E-2010 obliga, en parte, a sustituir las mencionadas centrales térmicas por las de ciclo combinado, proceso que comenzó en 2003, con la entrada en funcionamiento de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), cuya potencia es de 800 MW (megawatios). En 2004 se puso en marcha la planta de Iberdrola de ciclo combinado en Santurtzi, de 400 MW, y en agosto de 2005 comenzó a funcionar en Amorebieta la central de Boroa (Bizkaia Energía), de 750 MW. Estas tres centrales alcanzan en la actualidad una producción eléctrica global de 10.000 MWh, la mitad de la actual demanda vasca.

Por último, cabe mencionar que existe un proyecto para la construcción de una nueva planta de ciclo combinado en Álava, para el que se baraja la localidad de Lantarón.

2.4.4. Infraestructuras de energías renovables

Parques eólicos

En la CAPV los lugares de aprovechamiento del viento por medio de parques eólicos están identificados en el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica (PTS). Este plan identifica 29 emplazamientos con un potencial de 1.300 MW. Actualmente (2007), el País Vasco cuenta tan sólo con una potencia instalada de 153 MW, lo que le sitúa en la parte media-baja en el desarrollo de la energía eólica en el Estado español.

El primer parque eólico en entrar en funcionamiento fue el de Elgea de 27 MW en el año 2000, en la divisoria de Gipuzkoa y Álava. En el año 2003 se incorporaron Urkilla de 32 MW en Álava y el de Oiz de 26 MW en Bizkaia. En 2005 se pusieron en marcha el parque de Badaia en Álava de 49 MW y el del puerto de Bilbao de 10 MW.

Existe, además, una cantidad creciente de instalaciones minieólicas, con tamaños que van desde 400 W hasta 45 kW, repartidos por toda la geografía.

Instalaciones hidroeléctricas

En la CAPV existen en funcionamiento dos instalaciones hidráulicas, Sobrón y Barázar, que cuentan con una capacidad instalada de 113 MW entre las dos.

A su vez, a través de un programa específico de rehabilitación, se han logrado recuperar un gran número de instalaciones minihidráulicas²³, existiendo hoy en día 90 instalaciones que suman cerca de 60 MW. Además, se encuentran en funcionamiento 3 pequeñas instalaciones microhidráulicas que totalizan 1,4 kW.

Biomasa

En la actualidad existen en funcionamiento seis instalaciones de biogás de vertedero que totalizan una potencia de 5,3 MW, y dos de lodos de depuradora, una en Bizkaia mediante combustión con una potencia de 3,3 MW, y otra en Álava de valorización de purines de porcino mediante digestión anaerobia.

Cercana al vertedero de Artigas, en Bilbao, se ha puesto en marcha en 2005 la planta de valorización energética de residuos sólidos urbanos de alta eficiencia en generación eléctrica.

Además, en Berantevilla (Álava) la planta de Bionor recupera aceites de alimentación usados para fabricar carburante biodiésel para automoción (20.000 t/año). A su vez, se encuentran en fase de desarrollo 3 plantas de biocarburantes de bioetanol y biodiesel en el puerto de Bilbao.

Existen además en Euskadi diferentes plantas industriales y de cogeneración que aprovechan la biomasa residual para aportar energía a su proceso o para generar electricidad.

Energía solar

Dentro de la energía solar hay que distinguir entre la energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica. Existen en la actualidad en la CAPV cerca de 2.000 instalaciones que disponen de placas fotovoltaicas con una potencia total de 8 MWp de producción de energía eléctrica, bien para autocon-

²³ Potencia instalada inferior a 10 MW.

mo, normalmente en lugares aislados de la red, como refugios de montaña, bordas de pastores, balizas y señalizaciones, etc., o bien conectados a la red eléctrica para suministrar al sistema.

Con respecto a la energía solar térmica, existen 290 instalaciones que disponen de colectores solares térmicos con una superficie total de 7.070 m², bien para la producción de agua caliente sanitaria o para el calentamiento de piscinas, etc. en viviendas e instalaciones del sector servicios.

Energía de las olas

Se ha establecido como objetivo para el año 2010 una inversión de 15 millones de euros para promover la investigación y desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de la energía, logrando la instalación de una potencia de 5 MW. En la actualidad, se encuentra en desarrollo un proyecto en el dique de Mutriku.

Instalaciones de cogeneración

La cogeneración supone la producción simultánea de energía mecánica (normalmente para generación eléctrica) y de energía térmica, partiendo de una fuente primaria de energía. Actualmente, existen en la CAPV 90 instalaciones con una potencia total de 435 MW.

2.5. VULNERABILIDAD ENERGÉTICA DE LA ECONOMÍA VASCA

2.5.1. Seguridad energética, dependencia y vulnerabilidad

En los documentos oficiales de la UE y en declaraciones estratégicas de los Estados miembros, la seguridad energética se concreta siempre en el concepto de «seguridad de abastecimiento». La inseguridad de los abastecimientos energéticos puede tener orígenes técnicos (averías), políticos (corte de suministro), naturales (huracanes, catástrofes), económicos (excesiva intensidad energética), empresariales (inversiones insuficientes en exploración, producción, redes e instalaciones de generación, refinado) o legales (legislación internacional medioambiental, OMC). Por ello, reforzar la seguridad energética, al implicar tantos frentes, se ha convertido en una cuestión de Estado, en un asunto de seguridad nacional, y es cada vez más esencial en la estrategia de desarrollo económico. Alemania la considera uno de los tres pilares de su política energética, junto con la eficiencia energética y la sostenibilidad o respeto al medio ambiente. Francia está invirtiendo masivamente en centrales nucleares, fundamentalmente para reducir la dependencia de las importaciones. España, como se ha explicado en el capítulo 1.º está volcada entre otros pro-

yectos, en el gasoducto Magreb-Europa (Medgaz) con el fin de diversificar la cartera de proveedores, que es una manera de reducir el riesgo de desabastecimiento.

Desde un punto de vista teórico la seguridad energética afecta a la suficiencia, fiabilidad y seguridad física de los suministros externos, así como a los precios de compra y como todo fenómeno económico se manifiesta de forma diferente a corto y a largo plazo. A corto plazo el problema se suscita con las interrupciones en el suministro o el alza de precios, mientras que a largo plazo se trata de asegurar una diversidad de fuentes de energía y disponibilidad de flujos de energía que sea consecuente con un desarrollo económico sostenible.

Conviene recordar lo que se dice en el apartado dedicado a la geopolítica del petróleo en el capítulo 1: los países consumidores afrontan una inseguridad de abastecimiento en tanto que dependen de los suministros de los productores, y éstos, a su vez, se enfrentan a la inseguridad de la demanda de aquéllos. Indudablemente, dicha interdependencia es desigual, en el sentido de que el coste para un país productor de una interrupción del flujo financiero (rentas) es menor que la interrupción del flujo de crudo para un país consumidor. Pero a la larga mantener una interdependencia equitativa es un objetivo que beneficia a todos y asegura la estabilidad mundial.

La dependencia energética se viene calculando como el porcentaje de las importaciones netas sobre el total de la energía primaria producida o consumida, al que suele agregarse el de dependencia económica, normalmente medido por el peso de las importaciones energéticas en el PIB, aunque por sí solo este indicador no es determinante. Hay países que importan masivamente hidrocarburos no como fuente de energía sino como insumo para su posterior transformación. Por ejemplo, EE.UU. es el primer país en el refinado del petróleo mundial (20%), y China, el tercero (8%). Reducir la dependencia física y económica según este indicador, implicaría reducir el volumen de las importaciones de energía, algo que ni es factible ni racional a corto plazo.

Reducir la dependencia a fin de mejorar la seguridad de abastecimiento puede conseguirse a largo plazo mediante planes estratégicos. Hay más posibilidades de diversificación de la mezcla energética, de las fuentes de las importaciones y de las rutas y modos de transporte; además, a largo plazo la demanda se ajusta a la oferta y se producen cambios en la estructura del consumo energético que en conjunto reducen la dependencia.

Un concepto más importante que el de dependencia es el de vulnerabilidad, que como el de seguridad y dependencia puede desarrollarse en: vulnerabili-

dad física, vulnerabilidad económica, vulnerabilidad política, vulnerabilidad reticular (de red), etc.

La vulnerabilidad es, pues, difícil de definir, ya que además de depender del tipo de energía empleada tiene un fuerte componente político (para clasificar según el grado de riesgo-país a los países proveedores). La vulnerabilidad física desde la perspectiva de la oferta suele medirse con índices de concentración o diversificación de las importaciones. Desde la perspectiva de la demanda suele captarse mediante indicadores físicos referidos al grado de penetración energética de una sociedad, como el peso de las distintas fuentes en la producción de electricidad o el consumo de energía por habitante.

En cuanto a la vulnerabilidad económica se suele aproximar por la intensidad energética, es decir, la energía necesaria para generar cada euro de PIB. En consecuencia, para reducir la vulnerabilidad económica hay que tomar medidas para reducir la incidencia del precio de las energías importadas en determinadas variables micro y macroeconómicas, como la tecnología empresarial, la distribución sectorial de la industria, el transporte de viajeros y mercancías, el consumo de los hogares, el precio de la electricidad, los impuestos públicos, etc.

En «*Seguridad energética en la Unión Europea Implicaciones para España*» (Marín Quemada J.M.; Escribano Francés, G., 2008) se expone un exhaustivo análisis de la seguridad y vulnerabilidad energética de la economía europea. Los autores proponen en este trabajo un nuevo concepto, la dependencia externa de la intensidad energética o «índice de vulnerabilidad geo-económica», entendiendo por tal «la parte de energía procedente del exterior que se requiere para generar una unidad de PIB».

En síntesis, los criterios para determinar el grado de vulnerabilidad de las sociedades son:

- El grado de penetración energética de la sociedad, medido por el peso de las distintas fuentes energéticas en la producción de electricidad o el consumo de energía por habitante.
- La magnitud absoluta y relativa de las importaciones energéticas.
- El grado de concentración o diversificación de las importaciones.
- La especialización productiva en sectores fuertemente consumidores de hidrocarburos.
- El grado de apertura económica, flexibilidad y resistencia de la economía.
- La dependencia energética, especialmente del petróleo y del gas.
- La conectividad del sistema energético. El valor de una red, es decir, su utilidad, depende de su alcance y número de conexiones. Por ejemplo, los proyectos de interconexión eléctrica son fundamentales.

- La intensidad energética o cantidad de energía necesaria para generar una unidad de PIB (vulnerabilidad económica).
- La dotación de infraestructuras de transporte para realizar el trasvase de pasajeros y mercancías hacia los modos más eficientes.
- Los planes de infraestructuras internas, incluyendo las portuarias y de almacenamiento.

Un análisis de seguridad y vulnerabilidad energético de la economía vasca supondría dar respuesta a los criterios anteriores y juzgar con arreglo a los mismos el complejo sistema de recursos, capacidades, debilidades y carencias con las que se enfrenta la CAPV a los riesgos futuros. Nos limitaremos a señalar un par de facetas relevantes.

Al igual que ocurre con muchas economías desarrolladas (incluyendo algunas asiáticas como Japón y Corea del Sur), la CAPV presenta una serie de características típicas: carencia de recursos energéticos propios y fuerte dependencia de los productos petrolíferos, en especial en el sector del transporte, y del gas natural.

Cuadro n.º 2.10
**Autoabastecimiento de energía primaria por fuente energética en la CAPV
1991-2006**
(en % s/consumo)

	Petróleo	Gas natural	Total
1991	3,1	177,0	26,6
1992	2,2	145,6	23,2
1993	1,0	66,8	13,5
1994	0,2	12,2	6,4
1995	0,0	31,9	9,8
1996	0,2	41,8	12,1
1997	0,3	0,4	5,7
1998	0,4	0,0	5,3
1999	0,6	0,0	5,0
2000	0,4	0,6	5,1
2001	0,4	0,1	5,0
2002	0,4	0,1	5,0
2003	0,4	0,0	4,9
2004	0,3	0,0	5,5
2005	0,3	0,0	5,1
2006	0,2	0,0	4,9

Fuente: EVE. Datos Energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

El grado de autoabastecimiento energético de la CAPV en 2006 era del 4,9%, cifra que se encuentra muy alejada de la registrada en el ámbito estatal (19%) y mucho más todavía de la tasa de Europa Occidental (59,1%). El grado de autoabastecimiento de petróleo y gas natural ha ido disminuyendo progresivamente desde inicios de los noventa. En el caso del gas natural se ha pasado de una situación de autoabastecimiento a una de dependencia total de las importaciones después del cese de producción de los yacimientos Gaviota y Albatros. El autoabastecimiento del petróleo ha pasado del 3,1% en 1991 al 0,15% de 2006.

Mientras que las importaciones de combustibles sólidos, energía eléctrica y, en menor medida, de productos petrolíferos han disminuido en los últimos 15 años, las importaciones de gas han mantenido una marcada tendencia alcista, que ha situado el volumen de gas natural importado en 2006 en 4.035 ktep. En este periodo se ha pasado de un escenario de autoabastecimiento a uno de dependencia total. Es interesante señalar que en Japón, la 2.^a economía mundial, las importaciones netas de energía representaron el 81,2% del consumo de energía primaria en 2005, una ratio que figura entre las más altas del mundo (Corea del Sur, 82,1%; España, 77,1%; Alemania, 60,9%; Francia, 50,1%; EE.UU., 29,4%).

Cuadro n.º 2.11
**Importación de energía por tipo de energía
1991-2006**
(en % s/total)

	Combustibles sólidos	Productos petrolíferos	Gas natural	Energía eléctrica	Total (ktep)
1991	8,9	83,3	0,0	7,8	12.138
1992	9,4	83,7	0,0	6,9	11.841
1993	9,4	81,3	1,9	7,5	11.664
1994	8,3	78,3	5,7	7,7	11.882
1995	6,4	81,2	4,9	7,5	12.411
1996	4,1	80,8	5,2	9,9	9.931
1997	1,7	78,4	10,9	9,0	11.796
1998	2,4	79,9	9,8	7,9	13.405
1999	4,8	78,2	9,7	7,3	12.620
2000	4,0	78,7	9,8	7,4	14.212
2001	3,2	77,6	10,7	8,4	13.417
2002	4,3	75,3	12,8	7,7	12.664
2003	3,4	74,3	15,0	7,3	13.765
2004	3,7	71,8	17,9	6,5	13.806
2005	3,7	63,9	29,0	3,4	14.441
2006	3,7	65,5	27,7	3,1	14.570

Fuente: EVE. Datos Energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

2.5.2. Factura energética de la CAPV

El coste para el consumidor final de la energía demandada alcanzó en el año 2006 los 4.412 millones de euros (ver cuadro n.º 2.12), cifra que duplica el coste de la factura energética del año 1995, debido tanto al aumento del consumo como al de los precios de los derivados del petróleo y del gas natural.

El petróleo y sus derivados constituyen el 50,9% de la factura energética total, seguido de la energía eléctrica que supone el 35,3% del coste total y el gas natural (12,9%). Es destacable la evolución de la factura de los productos petrolíferos: mientras su consumo total se ha incrementado en tan sólo un 8,2% desde el año 1995, el coste de los mismos casi se ha triplicado en ese periodo.

En el análisis de la factura energética sectorial (cuadro n.º 2.13) de la CAPV²⁴ destaca el transporte, que es el sector que mayor peso tiene en el coste energético vasco (46,3%), seguido de la industria con el 27,4%, el sector residencial (12,6%), servicios (10,7%) y el sector primario (3,1%).

Cuadro n.º 2.12 Factura energética de la CAPV por tipo de energía 1995-2006 (% s/total)					
	Combustibles sólidos	Petróleo	Gas natural	Energía eléctrica	Total (millones de euros corrientes)
1995	2,6	39,6	7,6	50,2	1.974,0
1996	1,5	42,4	7,9	48,2	2.126,3
1997	0,6	43,3	9,4	46,8	2.119,0
1998	0,3	43,8	9,7	46,2	2.156,6
1999	0,3	43,4	12,2	44,1	2.266,5
2000	0,3	50,9	11,3	37,5	3.043,7
2001	0,4	48,7	12,7	38,2	3.065,7
2002	0,4	48,4	11,7	39,5	3.105,0
2003	0,3	47,7	12,9	39,1	3.228,2
2004	0,4	48,3	12,0	39,3	3.521,8
2005	0,3	51,0	13,1	35,6	3.877,3
2006	0,9	50,9	12,9	35,3	4.412,0
Crecimiento de la factura por tipo de energía 2006-1995 (%)	-22,5	187,3	279,4	57,1	123,5

Fuente: EVE Datos Energéticos 2000-2006. Elaboración propia.

²⁴ En el 2006 las cifras de la factura energética sectorial varían ligeramente respecto a las presentadas en la factura energética vasca por tipo de energía (cuadro n.º 2.12).

En 2006, en el sector industrial el 65,5% del coste energético se ha producido en electricidad, seguido del gas natural con un 30,9%. Cabe destacar que el gas natural supone el 37,5% del consumo final de energía del total de la industria, por lo que queda patente que se trata de una fuente energética económica en términos relativos, hecho que contribuye al constante proceso de gasificación en la industria vasca.

Respecto al sector del transporte, la práctica totalidad del coste (91,1%) se produce en derivados del petróleo, provocado por el fuerte incremento de la movilidad por carretera experimentado en los últimos años. El transporte por carretera por sí sólo justifica el 94,4% del consumo total del sector transporte.

En el sector residencial la electricidad es la energía más demandada y supone el 63,1% de la factura, seguido del gas natural con el 26%. En los últimos años se ha producido un incremento del consumo del gas natural en los hogares vascos, lo que ha provocado que 1 de cada 4 euros que se gastan en gas natural en la CAPV procedan del sector residencial.

Por su parte, en el sector servicios el 83,7% del coste energético se destina a electricidad, seguido del gas natural con el 11,7%. Por último, la práctica totalidad de la factura energética del sector primario se debe a derivados del petróleo, más concretamente gasóleo B.

Cuadro n.º 2.13					
Factura energética sectorial de la CAPV					
2006					
(Miles de euros)					
	Derivados petrolíferos	Gas natural	Energía eléctrica	Total	% s/total
Industria (sin cogeneración)	43	373	791	1.207	27,4
Transporte	1860	0	181	2.041	46,3
Agricultura y pesca	133	0	4	137	3,1
Servicios	22	55	395	472	10,7
Residencial	61	144	350	555	12,6
Total	2.119	572	1.721	4.412	100,0

Fuente: EVE. Datos Energéticos 2006. Elaboración propia.

Capítulo 3.º

LA FORMACIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DE OTROS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

LA FORMACIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DE OTROS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

El precio del crudo se caracteriza por una serie de singularidades y las circunstancias sociopolíticas además de las específicamente económicas marcan su evolución; algunas de ellas lo condicionan de forma coyuntural y otras de forma estructural. En el proceso de su formación intervienen múltiples variables tanto objetivas como subjetivas, unas y otras tienen una influencia diaria en la cotización internacional; y además cualquier suceso imprevisto puede provocar su alteración en los mercados que lo determinan.

Iniciamos este capítulo con una descripción de los principales crudos de referencia mundiales y con la explicación de los factores fundamentales que determinan objetivamente el precio final del crudo. Posteriormente se analiza el proceso de la llamada indexación de precios de productos energéticos; se trata de la relación existente entre los precios de las distintas energías. Es un apartado importante porque se explica cómo cualquier variación de precios del crudo incide en los precios finales al consumidor de las distintas energías consumidas: los precios de los distintos carburantes para el transporte, los precios del gas y asimismo, aunque en menor medida, los de la electricidad. A continuación detallaremos cómo se produce ese proceso de indexación para cada producto energético, mostrando además la desagregación de costes de cada uno de ellos.

Para finalizar haremos una reflexión sobre los efectos cruzados entre el euro, el dólar y el precio del crudo al estar estrechamente interrelacionados: cualquier variación de la cotización en sus respectivos mercados afecta a los otros. El trilema consiste en que es imposible lograr ventajas netas simultáneamente en los tres frentes.

3.1. FORMACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

El precio del barril de crudo constituye una referencia clara en el sistema energético mundial y las oscilaciones en su cotización afectan a la economía en su totalidad y a los mercados financieros internacionales, con una intensidad mayor que cualquier otra variable.

3.1.1. Los crudos de referencia

Básicamente son seis los crudos que se toman como referencia en los mercados internacionales para establecer sus precios; sin embargo, la paradoja

es que los crudos de referencia que se negocian (WTI y *brent*) son variedades minoritarias (y decrecientes) en el comercio real de petróleo a escala internacional, pese a lo cual los precios de estos en las bolsas de Nueva York y Londres son los que marcan la pauta de los precios de los intercambios físicos de crudos.

- 1) *brent*: es el tipo de petróleo de referencia en Europa y también para el 65% de las diferentes variedades de crudo mundial, que lo toman como referente para el establecimiento de sus precios.

Está compuesto de 15 crudos procedentes de campos de extracción del Mar del Norte y se almacena y carga en la terminal de las Islas Shetland. Es un petróleo de alta calidad (y paradójicamente en vías de agotamiento).

Se cotiza en dólares en el Intercontinental Exchange (ICE) de Londres mediante los instrumentos financieros de los mercados de futuros denominados opciones y futuros del *brent*. Cada contrato de *brent* (denominado lote) está compuesto por mil barriles de crudo y aunque al vencimiento del contrato puede exigirse la entrega física de los barriles lo habitual es el pago en metálico de las diferencias entre el precio de ejecución (del contrato de futuro) y el precio de mercado en el momento del vencimiento del contrato.

La variación de su precio es de al menos un centavo de dólar, al alza o a la baja, y no hay límites de fluctuación diaria.

- 2) *dated brent*: es el contrato de petróleo del mercado físico, donde se intercambian barriles reales de crudo, a diferencia del ICE donde cotiza el contrato de futuros de *brent*.
- 3) *west texas intermediate (WTI)*: constituye el petróleo de referencia para el mercado de Estados Unidos. Sus contratos de futuros se cotizan en la New York Mercantile Exchange (Nymex) en Nueva York. Al igual que en el caso del *brent*, al vencimiento del contrato se puede exigir la entrega física de los barriles o la compensación en metálico.
- 4) *dubai*: es un crudo que sirve de referencia en Asia. Se cotiza tanto en la Singapore International Monetary Exchange (Simex) como en el Nymex. A partir de éste se referencian, mediante una prima o descuento, otros crudos de la zona que no cotizan en el mercado. La relevancia de este crudo en los últimos años ha crecido paralelamente a las importaciones de crudo de las economías emergentes asiáticas, entre las que destaca China.
- 5) *arab light*: el yacimiento de este crudo, Ghawar, es el mayor del mundo. Hasta el año 1981 constituyó la referencia mundial para el precio del petróleo, que se fijaba como una prima o descuento sobre esta variedad saudí.

6) *Cesta OPEP*: la OPEP fija sus decisiones de política petrolera partiendo de la denominada cesta OPEP, una media aritmética de siete variedades de crudo²⁵, por lo que su precio se publica con un día de retraso.

3.1.2. El mercado del petróleo: factores que intervienen en la cotización del crudo

Los agentes intervinientes en los grandes mercados de petróleo se clasifican en dos grupos:

- Los comerciales: son los que están en contacto con el propio producto, es decir, las propias compañías de petróleo y las grandes empresas consumidoras (refinerías, compañías aéreas).
- Los no comerciales: son oferentes de instrumentos derivados o intermediarios que hacen negocio con operaciones financieras vinculadas con las cotizaciones.

La actuación diaria, simultánea y con grandes volúmenes de estos dos grupos ocasiona un volumen de contratos (petróleo de papel o petróleo financiero) que multiplica por cuatro la demanda real de crudos a lo largo del año, aunque la mayor parte de esos contratos no llega a materializarse en entregas físicas de petróleo (igual que sucede con la entrega del subyacente en los mercados de futuros), sino que sirven para protegerse de los riesgos de otros contratos y para que otros agentes apuesten para obtener ganancias aprovechando esos riesgos.

En este sentido el Banco de Pagos Internacional ha venido alertando del fuerte aumento del volumen de negocio y de las operaciones «largas» (en descubierto) con instrumentos derivados a cargo de inversores que apostaban claramente por el alza de los precios. Asimismo se observa tanto una mayor presencia de *hedge funds* (fondos de reconocida vocación especulativa en operaciones de alto riesgo, gran endeudamiento, y sede social en paraísos fiscales) como una creciente toma de posiciones de grandes bancos de inversión que almacenan para *stock* e intervienen en importantes operaciones con instrumentos financieros.

Todo este enorme mercado financiero provoca la creación de un enorme bucle donde las tensiones y dudas existentes sobre la evolución de la oferta y demanda de crudos se trasladan de manera automática y amplificada a los mercados financieros fomentando la sensación de inestabilidad y los signos de incertidumbre. Por ello, cuando aparecen inversores importantes que apuestan por fuertes alzas de los precios pueden orientar al mercado en la dirección que finalmente se alcanza.

²⁵ Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudí), Dubai (Emiratos Árabes Unidos), Tía Juana Light (Venezuela) e Isthmus (México)

Para hacernos una idea de los importes negociados, alrededor de 260 billones de dólares (americanos) se invierten actualmente en los mercados de *commodities* (materias primas, minerales, alimentos básicos, etc.), ¡20 veces más que el nivel de 2003, hace tan solo cinco años! (The Economist, mayo 2008).

En síntesis, el sistema actual de formación del precio del petróleo funciona de la siguiente manera:

1. Los precios de referencia se fijan en los dos mercados de futuros mencionados: el Nymex y el ICE.
2. Los países exportadores de petróleo venden el petróleo según la fórmula:

Precio del crudo = Precio de referencia +/- factor de ajuste.

El precio de referencia suele ser el WTI, *brent* o *dubai* según el destino.

El factor de ajuste es la valoración de diferencia de calidad entre el crudo del país y el de referencia.

3. La OPEP intenta influir en la formación del precio de dos maneras. La más importante es indicando las preferencias con respecto al precio existente y fijado por el mercado, alterando el nivel del techo de producción fijado por sus políticas (y las cuotas de producción de sus socios). En tanto en cuanto haya una percepción mundial de que las decisiones de la OPEP son unánimes entre sus socios más podrá influir en ese precio final.

La evolución de las cotizaciones en estos mercados supone una información relevante de la expectativa de evolución de precios (Figuroa, 2006). Así, cotizaciones de futuro más altas que las de los mercados físicos adelantan precios que serán al alza (mercado en *contango*²⁶ en el argot sectorial) y al contrario, precios de futuro más bajos que la cotización al contado predicen bajadas de los mercados (situación en *backguardation*). Por esto no es extraño que muchas publicaciones se refieran más a estas cotizaciones (que reflejan lo que el mercado piensa del futuro) que a las reales del mercado físico.

Los productos derivados del petróleo también se negocian en los mercados internacionales y pese a que, lógicamente, su precio se forma a partir del precio de su materia prima, esto es, del crudo, existen otros factores que determinan la cotización internacional de los mismos y que impiden que las cotizaciones del crudo y los productos sean totalmente «paralelas» (cotización del crudo de referencia más un diferencial). Los productos tienen su propia curva de oferta y demanda y factores como la estacionalidad (verano/invierno), la situación de déficit o superávit para un producto en una zona concreta o la evolución del precio de los productos sustitutivos son determinantes en sus oscilaciones.

²⁶ Diferencia de precios entre el cambio al contado de un activo y el precio a plazo o a futuro.

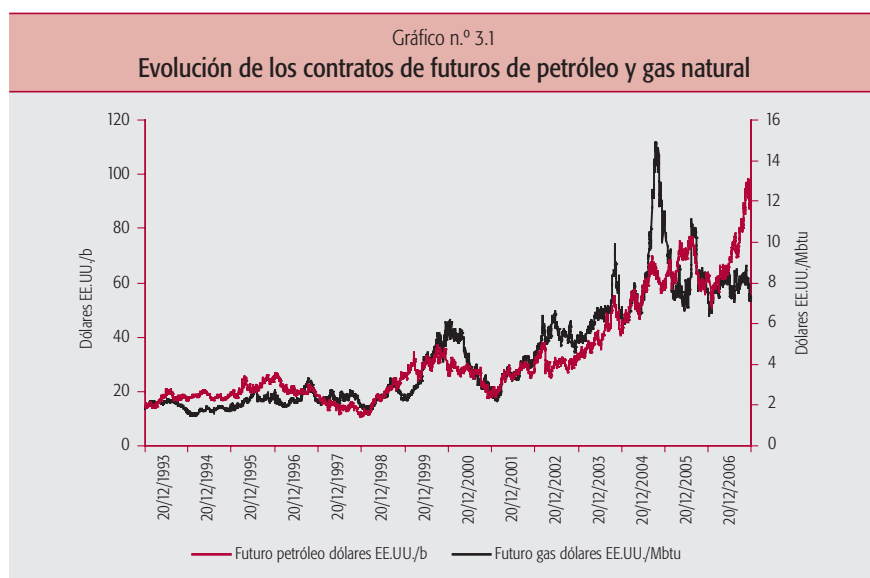
3.2. LA FORMACIÓN DEL PRECIO DE OTROS PRODUCTOS FINALES ENERGÉTICOS

3.2.1. Introducción

Cuando se trata de estudiar relaciones entre precios, el precio del bien en un mercado puede expresarse como función del precio en el otro mercado y de los costes de transacción o transporte entre uno y otro. En este caso los precios energéticos finales se establecen en su mayor parte en función de los precios del crudo.

Es lo que se llama la indexación de los precios energéticos y ello supone que cualquier variación en los precios del petróleo que se establezcan en los mercados de futuros incide en mayor o menor medida en la formación del resto de los precios energéticos: carburantes (gasolina y gasóleos principalmente), gas y electricidad.

En el caso del gas el coste de la materia prima supone aproximadamente el 90% de la tarifa del gas natural y se calcula en función de una ponderación del precio del *brent-spot* y de otros componentes del petróleo como gasóleos y fuelóleos, a través de una serie de multiplicadores. En el mercado liberalizado, las comercializadoras y distribuidoras de gas negocian sus contratos de compra-venta a largo plazo con los productores-extractores de gas en los países de origen, utilizando cada cual sus propias fórmulas de compra, pero todas ellas se basan en precios referenciados bien al *brent*, bien a productos petrolíferos como fuelóleos y gasóleos.



Fuente: *Futuresource.com* a partir de ICE.

Por lo tanto, la relación entre el precio del *brent* y el precio del gas es casi absoluta, y por lo tanto, el precio del gas varía en la medida en que varíe el precio del petróleo y sus componentes, aunque de una forma no lineal debido al efecto de los multiplicadores.

Asimismo el sector eléctrico y el gasista, que históricamente habían estado poco vinculados, han ido convergiendo progresivamente en las dos últimas décadas hasta alcanzar la situación actual en que existen fuertes relaciones cruzadas. Según diferentes estudios empíricos los posibles cambios en la demanda de electricidad y en los precios relativos entre combustibles pueden llevar a complejos efectos de retroalimentación entre los precios de cada fuente de energía debido a su vinculación a través de la generación eléctrica. El petróleo contribuye mínimamente a la generación eléctrica y no constituye un uso último de productos petrolíferos. Sin embargo en muchos países y regiones, influye fuertemente en los precios del gas de modo que tiene efectos indirectos importantes sobre los sistemas eléctricos.

Como ejemplo y según un estudio realizado de los datos del Boletín Estadístico de Hidrocarburos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (ver cuadro n.º 3.1) se han hecho regresiones entre el precio del petróleo y distintos precios energéticos. Los resultados reflejan una correlación muy elevada en el caso de los carburantes (con un R^2 de 0,95) y algo menor en el caso del gas natural para uso industrial (con un R^2 cercano a 0,60). Por su parte, la relación con el precio de la electricidad no resulta significativa.

Así, un incremento del precio del petróleo provocaría sin lugar a dudas una subida no sólo de los carburantes sino del precio del gas.

Según el cuadro n.º 3.1 parece demostrarse que la relación entre el precio de la electricidad y el precio del petróleo (a través del precio del gas), no ha venido siendo tan fuerte ni tan determinante como la existente entre el precio del gas y el precio del petróleo.

Por otro lado la convergencia en los precios de los sectores eléctrico y gasístico en España va a ser cada vez más importante en el futuro, tal y como se está dando en otros países, a medida que se aumente la capacidad instalada de ciclos combinados y se eliminen las distorsiones tarifarias que frenan el avance de esta convergencia y de la propia liberalización del negocio de comercialización.

La convergencia de los sectores del gas y eléctrico avanza de la mano de la liberalización en ambos mercados. En general, los países donde la desregulación o liberalización ha ido más lejos (en general anglosajones) son aquellos donde la convergencia ha sido mayor.

Cuadro n.º 3.1
**Regresiones entre el precio del petróleo y el precio de distintos
 productos energéticos**

	Constante	Coefficiente	R ²
Gasolina sin plomo	0,036	0,952	0,945
Gasóleo automoción	-0,013	1,126	0,949
Gas natural (tarifa 2.4.)	-0,036	0,509	0,580
Gas natural (tarifa 4.1.)	-0,041	0,603	0,603
Electricidad (tarifa 1.1.) (baja tensión)	0,013	-0,005	-0,178
Electricidad (tarifa 3.1.) (alta tensión)	0,014	0,000	-0,200
Electricidad (tarifa 2.0.) (sector doméstico)	-0,003	-0,003	-0,121

Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Boletín Estadístico de Hidrocarburos y EVE. Elaboración propia.*

La generación de electricidad interacciona con el resto de sistemas energéticos, cada uno de los cuales tiene su propia dinámica e idiosincrasia y varían de forma importantes en diferentes regiones del mundo.

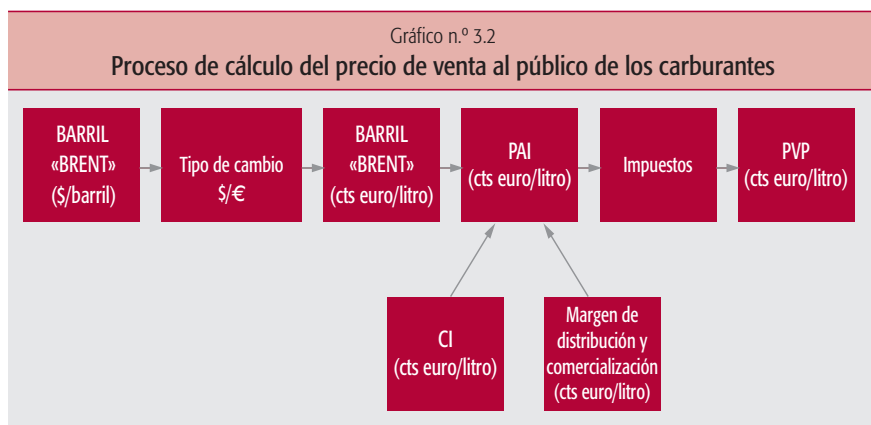
3.2.2. Formación del precio de los carburantes

En los países con precios libres, los precios de los carburantes se determinan a partir de las siguientes variables:

- la cotización internacional de crudos
- la cotización internacional de productos
- el margen de distribución y comercialización
- los impuestos vigentes

Los dos primeros los fija el mercado. El indicador de referencia de las empresas petroleras en sus políticas de precios no es el precio del petróleo, sino la cotización internacional de los productos petrolíferos refinados. Estas tasas están influidas inevitablemente por la cotización del crudo, que marca la tendencia, pero también por una serie de variables específicas de este mercado, como es el coste del proceso de refino.

El margen de distribución y comercialización responde al concepto tradicional de «margen bruto de comercialización» y es el resultado de sumar todos los costes asociados a la actividad de comercialización y el beneficio total de dicha actividad, tanto el obtenido por el operador al por mayor como por el minorista. Concretamente, los principales costes asociados a la actividad de comercialización son los siguientes: los costes de descarga en puerto, el



Fuente: Elaboración propia.

transporte a centros de almacenamiento y a las estaciones de servicio, los costes financieros de mantenimiento de existencias, los costes de almacenamiento y otros costes relativos a la gestión y mantenimiento de estaciones de servicio.

El margen de distribución y comercialización varía en función de factores tales como: localización geográfica, relaciones existentes entre compañías petroleras y estaciones de servicio, existencia de promociones locales, políticas de marketing empresarial, etc.

Al igual que en el caso del crudo, los productos también se negocian tomando como base las cotizaciones de referencia en cada uno de ellos en los mercados internacionales. Los principales productos petrolíferos que se negocian son los de mayor demanda: gasolinas, gasóleos y fuelóleos. Sin embargo, el valor final del precio que cada producto alcanza en cada mercado nacional no sólo depende de la cotización internacional de referencia sino de otro grupo de factores: los condicionantes estructurales del área geográfica local y del esquema impositivo. Cuando en la industria petrolera se habla de precios de los productos, normalmente se está haciendo referencia a precios antes de impuestos (PAI). Obviamente los impuestos, que suponen una parte muy importante del precio final de los hidrocarburos, son consecuencia de las políticas fiscales de los gobiernos.

El PAI de un producto incluye desde el coste de fabricación hasta los costes necesarios para poner ese producto a disposición del cliente final en punto de venta, junto con los márgenes correspondientes a las actividades de refinación, logística y distribución. Así, los componentes del PAI son los siguientes:

- Cotización internacional (Ci):
Referencia cotizada en el mercado correspondiente trasladada al mercado local. Recoge la realidad de las transacciones en un mercado internacional de referencia en posición mercado local (es decir CIF) y es, por lo tanto, común a cualquier operador que desee colocar el producto en ese mercado.
- Logística primaria:
Comprenden todos los costes de paso por el terminal logístico del producto una vez ingresado en el país. En concreto la descarga en un tanque de un puerto de un cargamento o el transporte por oleoducto de un cargamento desde la costa hasta el interior del país.
- Logística capilar:
Incluye el transporte desde el terminal hasta la entrega a cliente final.
- Costes fijos y variables:
Correspondiente al conjunto de costes de operación no incluidos en el conjunto anterior. Incluye mantenimiento de instalaciones y *stocks*, suministros, personal, gastos de estructura, seguros y amortizaciones y costes de inversión.
- Remuneración al canal:
Comisiones que reciben los gestores de puntos de venta en el caso de estaciones de servicio.
- Margen de operadoras:
Diferencia entre el precio final de venta en un mercado local y el conjunto de costes anteriores.

En definitiva, el precio final se forma a partir de la cotización internacional en el mercado de referencia (el mercado geográficamente más cercano), si bien la situación propia del mercado local hará que el precio varíe más o menos sobre la referencia internacional según sea el esquema de componentes del PAI local. El valor teórico del PAI local es común y conocido para todos los operadores de acuerdo con la alternativa del suministro.

La alternativa de suministro en un mercado local depende de la situación de exceso o déficit de un producto concreto. Si existe un exceso de oferta, la alternativa que tiene un productor local (una refinería) es vender en el mercado propio o exportar. De ahí que el precio de venta estará muy próximo a la alternativa real que, en este caso, es la exportación (o que no venda su producto en el mercado local). En el caso contrario, en un entorno local en el que la demanda sea superior a la oferta, la alternativa es la importación del volumen del déficit. Por tanto, el precio se acercará a la paridad de importación que es la referencia para las últimas toneladas vendidas. Es decir, la alternativa que tiene el comprador es realizar

una importación; por tanto, el precio que estará dispuesto a pagar, oscilará alrededor de lo que le cueste «traer el producto» desde el mercado internacional de referencia más próximo. Así, de forma resumida se puede decir que, si bien los precios tienen su base en los mercados internacionales de referencia más próximos, varían reflejando las características propias de cada área (superávit o déficit de un determinado producto) y los esquemas de costes de cada mercado.

En cuanto a los impuestos, son el componente final del precio de venta al público y dependen de cada región. Los impuestos constituyen un poderoso sistema de recaudación fiscal utilizado en casi todos los países del mundo. También son utilizados como instrumentos de planificación energética, al permitir incentivar el consumo de unos productos en lugar de otros. Actualmente en España hay tres tipos de impuestos incluidos en el precio final que se corresponden (salvo en el caso del IVM) con los del resto de países del entorno.

- Impuestos especiales (IIEE). Cantidad fija por unidad de volumen. En el año 2006, el impuesto especial de un litro de gasolina 95 en España era de 39,569 céntimos y de 29,386 céntimos para el gasóleo de automoción, lo cual supone más de un 38% del precio final en el caso de la gasolina y un 30% para el caso del gasóleo.
- Impuesto de Venta Minorista (IVM). De aplicación sólo sobre determinados hidrocarburos. Consta de un tramo estatal (2,4 céntimo euro/l) y un tramo autonómico, con límite máximo de 2,4 céntimo euro/l.
- Impuesto sobre el valor añadido (IVA) que, como en el resto de productos de consumo, es un porcentaje (16%) sobre el total (PAI + IIEE + IVM).

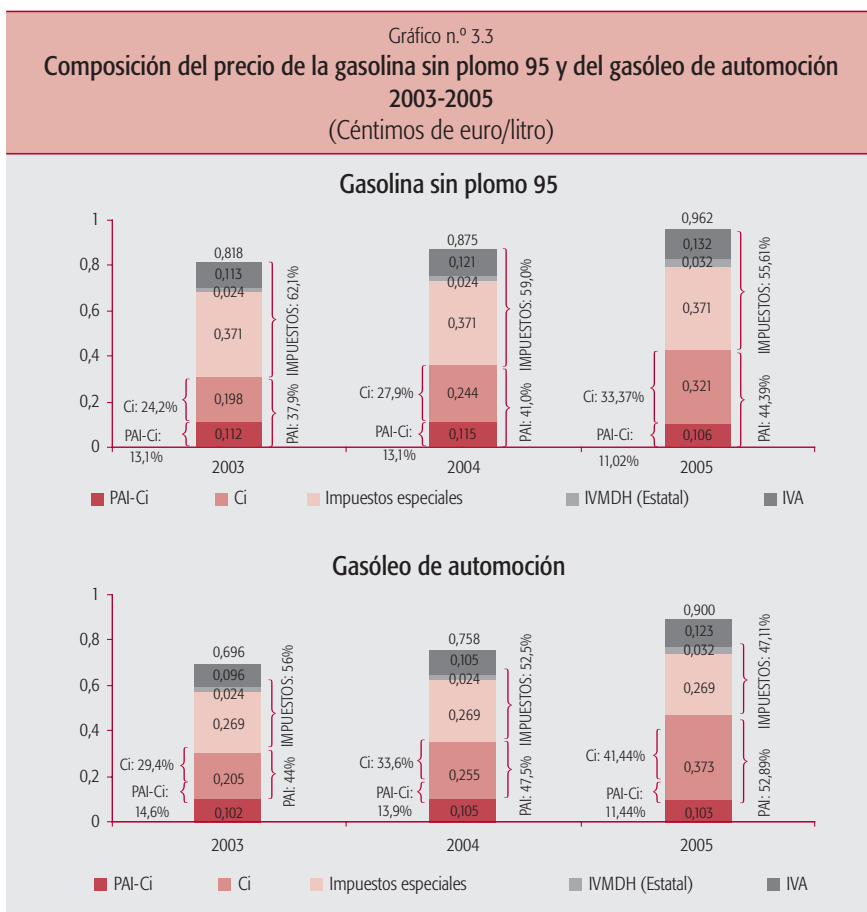
Por último, es preciso indicar que los mercados locales están referenciados a las monedas propias del territorio concreto (en España la venta se realiza en euros por litro), mientras que las cotizaciones internacionales en los mercados petrolíferos se realizan en dólares americanos (US dólar). Es por ello que la paridad moneda local frente al dólar también influye de forma directa en la generación final de los precios.

A partir de todo lo anterior, el precio final de venta al público de un producto petrolífero (PVP) obedece a la siguiente relación (CNE, 2007):

$$PVP_{(\text{€/l})} = [(Ci_{(\text{\$/l})} / TC_{(\text{\$/€})} + \text{Margen}_{(\text{€/l})} + IE_{(\text{€/l})} + IVM_{(\text{€/l})}] \times (1 + IVA)$$

Siendo:

- PVP (euro/l): precio venta público expresado en euro/litro.
- Ci (dólar/l): cotización internacional expresada en dólar/litro. Este valor utilizará en cada caso los mercados de referencia que conformen la alternativa (de importación o exportación) del mercado local. En caso español se compone mediante una combinación del 70% mercado mediterráneo (MED) y 30% mercado del norte de Europa (NWE).



Fuente: AOP. Elaboración propia.

Notas:

Ci = cotización internacional = coste de producto.

PAI = precio antes de impuestos.

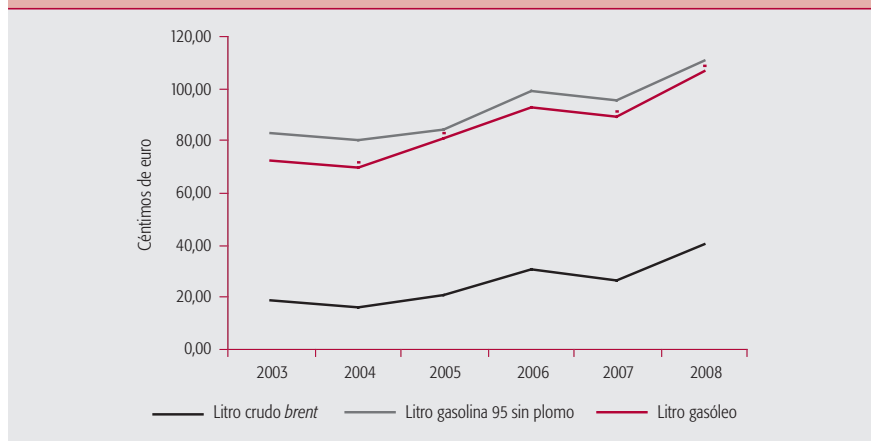
PAI-Ci = margen de distribución y comercialización = costes fijos de logística y comercialización + amortización + márgenes minoristas y mayoristas.

IVMDH = impuesto sobre las ventas minoristas de determinados hidrocarburos. Dato estatal y en 2005 promedio del tramo autonómico.

- TC (dólar/euro): tipo de cambio expresado en dólar/euro.
- Margen (euro/l): margen bruto expresado en euro/litro. Agrega todos los componentes de costes que caracterizan al mercado local, junto al margen obtenido por cada uno de los tramos de distribución del producto. Es preciso aclarar que el margen bruto de comercialización no incluye los márgenes relativos a las restantes actividades de la cadena petrolera (refino, exploración y producción), que se encuentran subsumidos en la cotización internacional de referencia.

La suma de la cotización internacional de referencia (Ci(dólar/l)/TC(dólar/euro)) y el margen (margen (euro/l)) forman el precio antes de impuestos (PAI (euro/l)).

Gráfico n.º 3.4
Precio del litro de crudo *brent*, gasolina 95 y gasóleo²⁶
 (Céntimos de euro)



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Elaboración propia.*

Las compañías españolas tienen como referencias los precios de los derivados del petróleo de los puertos de Róterdam y Génova, y lo que los diferencia son los impuestos vigentes nacionales (que corresponden a los fijados por el gobierno de cada país).

En el gráfico n.º 3.3 se recoge la composición del precio tanto de la gasolina sin plomo 95 como del gasóleo de automoción durante el período 2003-2005. Destaca el gran peso de la carga impositiva en la composición y formación del precio de venta al público de ambos carburantes, aunque mayor en el caso de la gasolina sin plomo 95 que en el del gasóleo de automoción.

En 2005 para la gasolina sin plomo 95 el coste del producto ha supuesto una tercera parte del precio final, el margen de distribución y comercialización un 11,02% y el restante 55,61% lo componen los diferentes impuestos.

Respecto al gasóleo de automoción en 2005, el coste de producto representaba el 41,44% del precio final, el margen de distribución y comercialización el 11,44% y los impuestos pesaban un 47,11% en el precio final.

También hay que tener en cuenta la propia temporalidad asociada al consumo de estos productos (en verano el consumo de la gasolina sube más, mientras que en invierno lo hace el gasóleo), que constituye otro elemento de gran influencia.

²⁷ Se ha optado por poner el precio de litro de *brent* en vez del habitual del barril de *brent* (159 litros) para que se aprecie más fácilmente la diferencia respecto al litro de gasolina y al de gasóleo. Igualmente se ha traducido el precio del litro de *brent* de dólares a euros (según la paridad de cada año) para homogeneizarlo con los datos en euros de los carburantes.

En el gráfico n.º 3.4 se expone la evolución del precio del crudo *brent*, el de la gasolina 95 y el de gasóleo en el periodo de enero de 2003 a enero de 2008.

En este periodo el precio del litro de la gasolina sin plomo ha subido de 0,83 a 1,11 euros, o sea una diferencia de 0,28 euros, lo que supone un 34% de incremento en el periodo. El precio del gasóleo ha subido de 0,73 a 1,07, es decir, una diferencia de 0,34 euros, que en porcentaje es un 47%.

A raíz de los datos anteriores podemos decir que el encarecimiento de 1 euro del barril *brent* (recordamos que contiene 159 litros) ha supuesto:

- Un incremento medio de 0,81 céntimos de euro en el PVP del litro de gasolina sin plomo 95.
- Un incremento medio de 0,99 céntimos de euros en el PVP del litro de gasóleo de automoción.

3.2.3. Comparación de precios de algunos productos petrolíferos en la Unión Europea, España y la CAPV

Dado el peso del petróleo en el consumo final de energía (el 57,8% y el 39,1% del total en España y en la CAPV, respectivamente), resulta interesante analizar la composición, evolución en el tiempo y comparación geográfica de los precios de los principales productos petrolíferos

Gasolina sin plomo 95

Precio antes de impuestos (PAI)

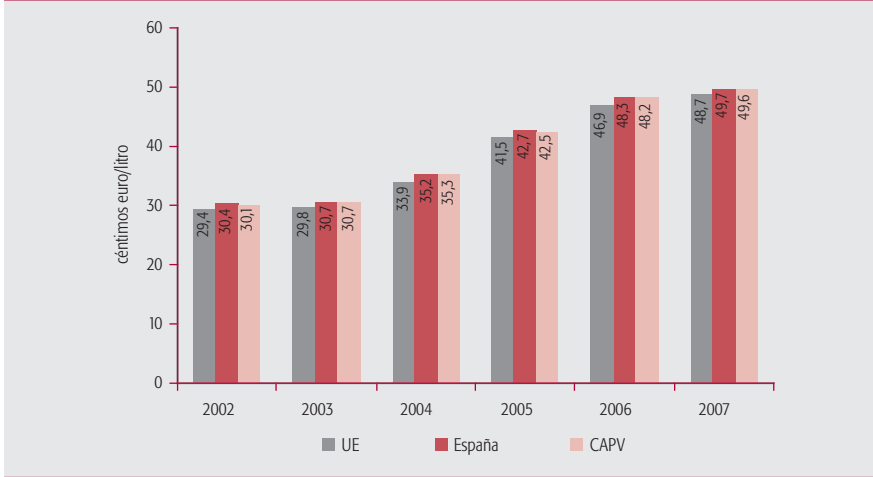
El PAI medio de la gasolina sin plomo 95 en España (49,7 céntimos de euro/litro en 2007) es ligeramente superior al de la UE (48,7). El PAI de la CAPV es prácticamente igual al del Estado. Desde 2002 la diferencia con respecto al Estado ha sido de -3/+1 céntimos de euro/litro.

Entre los países de la UE, Holanda es el país donde el PAI de la gasolina sin plomo 95 es más alto (56,1 céntimos de euro/litro), seguido de Italia y Grecia. Por su parte, Francia, Reino Unido y Alemania son los países en los que el PAI es más bajo (46,2, 45,8 y 46,6 céntimos de euro/litro, respectivamente).

Precio después de impuestos (PVP)

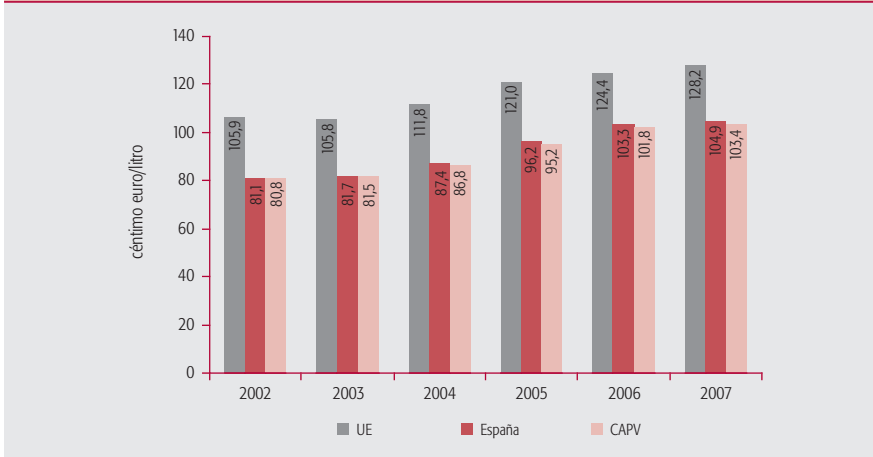
A pesar de que el PAI de la gasolina sin plomo 95 en España es superior a la de la UE, el precio final medio es muy inferior (104,9 céntimos de euro/litro de media en España en 2007 y de 128,2 en la UE), debido a la elevada carga impositiva asociada a este carburante en el ámbito europeo. En 2005 el peso de los impuestos en el precio final representaba el 62% del precio venta al público en la UE, frente al 53% que suponía en España.

Gráfico n.º 3.5
PAI de la gasolina sin plomo 95 en la UE, en España y en la CAPV
2002-2007
 (Céntimos de euro por litro)



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Elaboración propia.

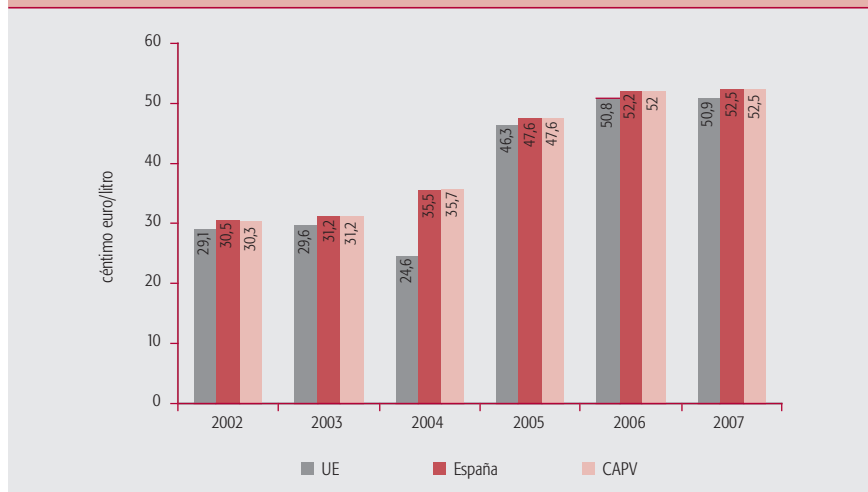
Gráfico n.º 3.6
PVP de la gasolina sin plomo 95 en la UE, en España y en la CAPV
2002-2007
 (Céntimos de euro por litro)



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Elaboración propia.

En el período 2002-2007 el precio después de impuestos de la gasolina sin plomo 95 en la CAPV se ha mantenido por debajo del estatal. En 2007 era dos céntimos de euro/litro inferior al promedio estatal.

Gráfico n.º 3.7
PAI del gasóleo de automoción en la UE, en España y en la CAPV
2002-2007
 (Céntimos de euro por litro)



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Elaboración propia.*

Holanda es el país donde el precio final de la gasolina sin plomo 95 es más alto (146 céntimos de euro/litro), seguido a cierta distancia de Reino Unido y Alemania y Bélgica. Por el contrario, Grecia es, con diferencia, el país de la UE que más barata vende la gasolina sin plomo 95 (89,1 y 101 céntimos de euro/litro, respectivamente).

Existen grandes diferencias impositivas entre los países miembros de la UE. Reino Unido, Holanda y Alemania destacan por su elevada carga fiscal (con una carga a través de impuestos especiales en torno a 90 céntimos de euro/litro). Por su parte, Grecia y España son los países de la UE que menores impuestos especiales presentan (alrededor de 50 céntimos de euro/litro), aunque todavía por encima de EE.UU., cuyo tipo impositivo medio es de un 25%

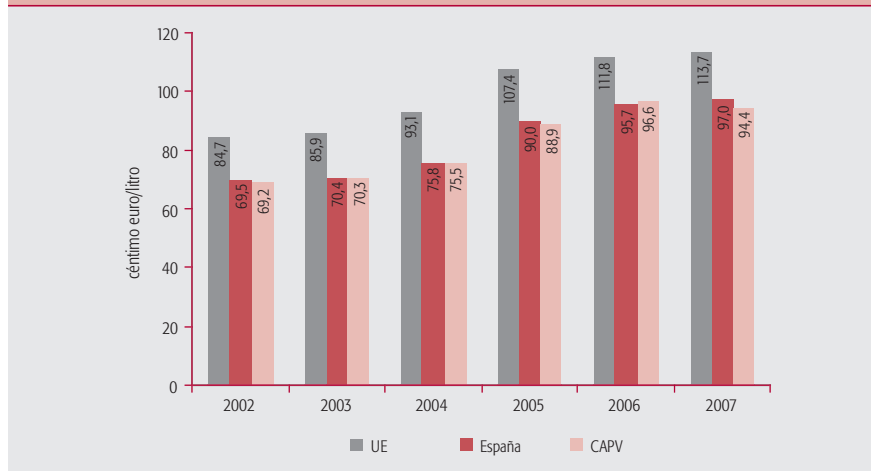
Gasóleo de automoción

Precio antes de impuestos (PAI)

En 2007 el PAI medio del gasóleo de automoción en el Estado (52,5 céntimos de euro/litro) es superior al de la UE (50,9 céntimos de euro/litro).

Grecia es el país con el mayor PAI del gasóleo de automoción (54,8), seguido de Italia y Holanda. En el lado opuesto, Francia (48,5 céntimos de euro/litro) y Reino Unido disponen del PAI del gasóleo de automoción más bajos.

Gráfico n.º 3.8
PVP del gasóleo de automoción en la UE, en España y en la CAPV
2002-2007
 (Céntimos de euro por litro)



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Elaboración propia.*

En la CAPV, el PAI del gasóleo de automoción ha sido similar al del Estado. Entre 2002 y 2007 la diferencia entre ambos territorios ha sido de $-2/+2$ céntimos de euro/litro.

Precio después de impuestos (PVP)

Al igual que ocurre con la gasolina sin plomo 95, mientras el PAI del gasóleo de automoción en España es superior a la media comunitaria el precio final es más caro en la UE que en España (16,7 céntimos de euro/litro). Los impuestos ligados al gasóleo de automoción en la UE suponen el 55% del precio venta al público frente al 46% en España.

En la CAPV, el precio final del gasóleo de automoción ha sido en 2007 inferior al promedio estatal (2,6 céntimos de euro/litro menos), situación que lleva manteniéndose desde 2002²⁸.

En 2007 el Reino Unido es el país de la UE con un mayor precio final (141,7 céntimos de euro/litro), donde los ingresos vía impuestos obtenidos por el gobierno británico superan el coste real del carburante. Le siguen, a

²⁸ Los menores precios de venta al público de la CAPV, tanto de la gasolina sin plomo 95 como del gasóleo de automoción, en comparación con la media estatal se deben a que seis comunidades autónomas españolas aplican adicionalmente al impuesto sobre ventas minoristas de determinados hidrocarburos estatal el tramo autonómico de este mismo impuesto en un rango entre los 1,2 céntimos de euro de Galicia y los 2,4 céntimos de euro de Cataluña, lo que eleva el precio medio estatal.

considerable distancia, Italia, Alemania y Suecia. En el lado opuesto, España, Eslovenia, y Grecia son los países que más barato venden el gasóleo de automoción (97,0, 97,2 y 98,1 céntimos de euro/litro, respectivamente).

3.2.4. Formación del precio de gas natural

Así como en el caso del petróleo existe un mercado único global en el que el precio del barril *brent* es la referencia mundial, el mercado internacional de gas natural así como el eléctrico están compuestos por diferentes mercados regionales por lo que no es posible hablar de un mercado mundial para este producto. Ni en la UE se puede hablar de un mercado único del gas. Aunque exista una tendencia hacia una cierta liberalización del mercado en todo el mundo, éste sigue estando muy regulado en muchas regiones.

Los distintos grados de liberalización explican una parte de las diferencias de precio que existen entre los diferentes países. En América de Norte, por ejemplo, donde el mercado está fuertemente liberalizado, los precios son muy competitivos y fluctúan en función de la oferta y la demanda. Tras la apertura del mercado a la competencia, los precios disminuyeron significativamente. Por el contrario, en el seno de la Federación de Rusia, donde existe una situación de monopolio, los precios internos se han mantenido artificialmente bajos mientras que el gas es vendido en los mercados extranjeros a precios más elevados, lo que permite compensar las pérdidas. En Europa, el precio del gas natural está más a menudo influenciado por la competencia con combustibles alternativos.

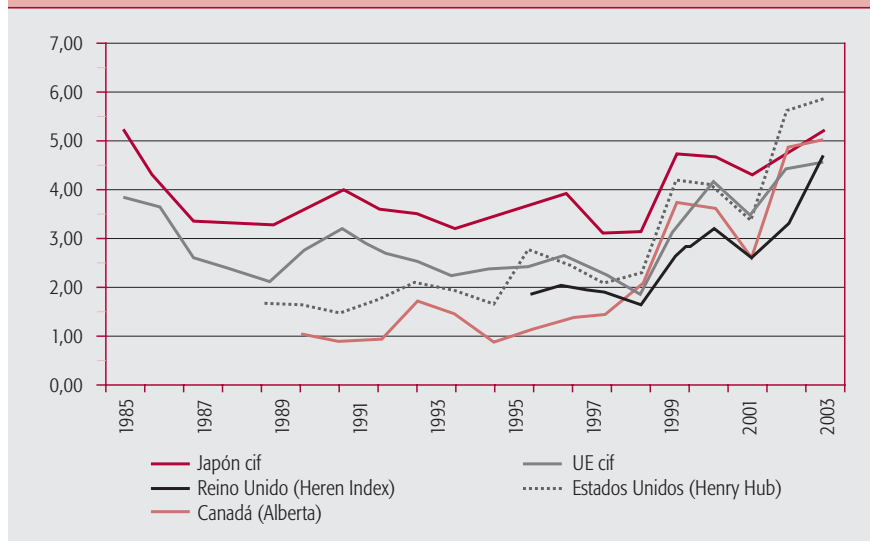
Se pueden evaluar los precios en diferentes etapas de la cadena. Al principio, el precio que se considera es el precio en «la boca del pozo». Los precios pueden también ser medidos por tipo de usuarios. Se distinguen entonces los precios para los consumidores domésticos, comerciales, industriales o para las compañías de electricidad. Los precios en la boca del pozo muestran una volatilidad elevada en función de las condiciones meteorológicas y de otros diversos factores del mercado. La eficacia creciente del transporte, del almacenamiento y de la distribución permite a los consumidores reducir el impacto de esta volatilidad de precios.

Generalmente los principales componentes del precio del gas natural son:

- el precio en la boca del pozo (el costo del gas natural mismo),
- el coste de transporte a largas distancias
- el coste de la distribución local

En América del Norte, los precios en la boca del pozo fueron los primeros en ser liberalizados. Los costos de transporte siguen siendo administrados por oficinas gubernamentales, mientras que los órganos locales, los llamados *local regulatory boards* regulan los precios locales de distribución.

Gráfico n.º 3.9
Precios internacionales del gas natural.
1985-2004
 (dólares EE.UU./millones British Thermal Unit)



Fuente: *Secretariado de la UNCTAD según los datos de BP Amoco, Statistical Review of World Energy 2005.*

Nota: el precio cif Japón es el precio del GNL.

El gas natural compite con otras formas de energía tales como el petróleo, la electricidad o el carbón. Siendo el gas y el petróleo productos muy cercanos y sustituibles, sus ofertas están muy relacionadas y sus precios fuertemente correlacionados, tal y como ya hemos indicado.

Como la mayoría de los productos de base, los precios del gas natural son cíclicos. Sus movimientos al alza son consecuencia de una fuerte demanda, que alientan la exploración y la perforación (como ocurrió en el 2000). El tiempo de reacción de la industria al efecto inducido por el precio puede ser más o menos largo y cuando la producción comienza a crecer, los precios tienden a bajar. Los fundamentos del mercado parecen indicar que en el futuro los precios del gas natural no alcanzarán los bajos niveles de precio alcanzados durante estos últimos años.

Las principales referencias internacionales son:

- En Norte América: Henry Hub (New York Mercantile Exchange) en los Estados Unidos y AECO (Natural Gas Exchange) en Canadá.
- En Europa: el índice Heren (British National Balancing Point) y el Zeebrugge Hub (Bélgica). Se espera que debido al desarrollo de mercados de gas más

competitivos en Europa, el precio de los futuros del gas natural del ICE se convertirá en un precio de referencia.

El panorama internacional futuro puede dar un vuelco ya que, en 2007, se reunió el grupo de países exportadores de gas, a semejanza de la OPEP, denominado GECF (*Gas Exporting Countries Forum*) creado en 2001. En total, los miembros poseen más del 70% de las reservas y superan el 40% de la producción mundial de gas natural. Lo componen: Argelia, Bolivia, Brunei, Egipto, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irán, Libia, Malasia, Noruega (observador), Omán, Qatar, Rusia, Venezuela y Trinidad y Tobago.

En esta reunión se debatió una propuesta de varios países de este grupo (en concreto Irán, Rusia, Venezuela, Argelia y Qatar) de imponer límites a los niveles de producción para controlar los precios, como hace la OPEP en el mercado petrolero.

Algunos analistas lo ven con escepticismo porque el enfoque de la OPEP es más difícil de adoptar con el gas por varios motivos:

- En primer lugar, éste generalmente se transporta a través de gasoductos regionales, por lo que no hay un mercado global que un cartel podría controlar de la misma forma que el del petróleo, que se transporta más por mar.
- Además, se suele vender mediante contratos de suministro a largo plazo —hasta 30 años— lo que también sería una barrera para cualquier intento de cortar la producción con el objetivo de elevar los precios.

De momento esta propuesta de crear un cartel del gas ha quedado suspendida pero la amenaza sigue latente, ya que si se formara un cartel del gas, Europa se vería obligada a reconsiderar su política energética

En España, desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores tienen el derecho a escoger su suministrador de gas natural. En función del agente que suministre el gas, se distinguen dos tipos de consumidores:

- Los consumidores que son suministrados en el mercado liberalizado: estos consumidores adquieren el gas a los comercializadores en condiciones libremente pactadas o directamente a los productores por lo que para trasladar el gas comprado hasta el punto de consumo deben pagar los peajes de acceso a las instalaciones de transporte y distribución afectadas.
- Los consumidores que son abastecidos en el mercado regulado: estos consumidores adquieren el gas a través de una empresa de distribución a precio de tarifa (precio fijado por el Gobierno) que se establece por Orden Ministerial ECO/33/2004, se fija con carácter de máximos y con ámbito de aplicación en todo el Estado. Las tarifas constan de un término fijo,

que depende del tipo de tarifa, y un término variable en función del gas consumido.

De acuerdo con lo establecido en la mencionada orden, la tarifa media se modificará cuando el coste unitario de la materia prima (calculado trimestralmente) experimente una variación superior al 2%. El resto de parámetros que constituyen la tarifa media, como los peajes de transporte, distribución o los costes de atención al cliente, son actualizados anualmente por el Ministerio de Economía y Hacienda.

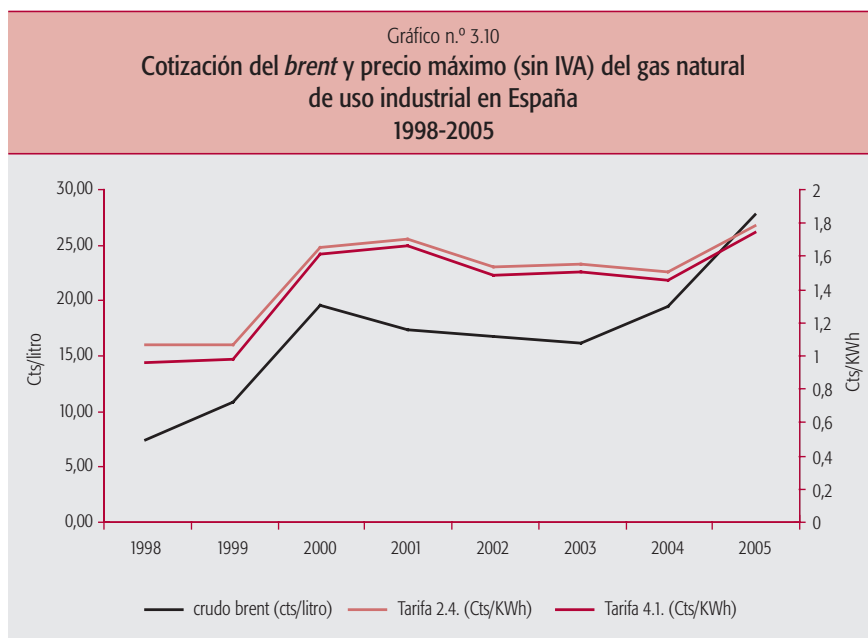
La tarifa se compone de diferentes variables: el coste de la materia prima, el coste de conducción, el coste de compra-venta del gas, el coste de actividad de los distribuidores y en el caso de que haya, desviaciones resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

El coste de la materia prima supone aproximadamente el 90% de la tarifa. Dicho coste se calcula en función de una ponderación del precio del *brent-spot* y de otros componentes del petróleo como gasóleos y fuelóleos, por lo que se puede afirmar que existe una fuerte correlación entre el precio del petróleo *brent* y el precio del gas. En el caso del gas, la tarifa regulada se encuentra por encima del coste, lo que posibilita la obtención de un margen para los agentes que operan en el mercado.

En el mercado liberalizado, las empresas comercializadoras y distribuidoras de gas negocian sus contratos de compra-venta a largo plazo con los productores-extractores de gas. Cada comercializadora tiene sus propias fórmulas de compra, pero todas ellas se basan en precios referenciados bien al *brent*, bien a productos petrolíferos como el fueloil o el gasoil, e incluso en algunos casos referenciados al *pool* de la electricidad.

No está claro el efecto del proceso de liberalización sobre la creación a medio plazo de un mercado específico de gas natural, independiente del mercado de petróleo. Al respecto, existe una relativa incertidumbre acerca de las consecuencias que sobre los precios del gas pueda tener la culminación del proceso de liberalización y, por consiguiente, la desaparición definitiva de la tarifa. Por un lado, puede ocurrir que se incurra en una guerra de márgenes de cara a conseguir cuotas de mercado, aunque tampoco se descarta un escenario de incremento de los precios como ha ocurrido en el sector eléctrico.

La evolución del sector dependerá de los movimientos geopolíticos que se produzcan en los próximos años. Así, países como Rusia han empezado a tomar posiciones para la potencial creación de un cártel de países exportadores de gas, similar al de la OPEP con el petróleo, de cara a utilizar el gas como instrumento de presión. Un ejemplo claro se produjo a principios de 2006, cuando Rusia cortó el fluido de gas a Ucrania por resistirse a aceptar



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Boletín Estadístico de Hidrocarburos. Elaboración propia.

Nota: Tarifa 2.4. (firme): consumidor de 50 MKWh/año y 175.000KWh/día de caudal, a presión entre 4 y 60 bares.
Tarifa 4.1. (interrumpible): suministros a presión entre 4 y 60 bares.

un precio casi cinco veces superior al que pagaba hasta ese momento. Rusia suministra el 26% del gas natural que se consume en la Unión Europea y a corto plazo será proveedor de países como Estados Unidos, Corea del Sur, India, Israel.

3.2.5. Formación del precio de la electricidad

Tampoco respecto a la electricidad se puede hablar de la existencia de un mercado único europeo, a pesar de los esfuerzos llevados a cabo durante la última década por la Comisión Europea y por los gobiernos nacionales. El actual funcionamiento de los mercados energéticos europeos se halla lejos de lo que constituiría un mercado único.

Resulta evidente que la reducida capacidad de las conexiones internacionales dificulta notablemente el suministro de gas o electricidad a través de las fronteras nacionales, de forma que el funcionamiento de los mercados nacionales no se ve afectado por la competencia que pudiese venir de proveedores de otros países. No podremos hablar con propiedad de un mercado eléctrico europeo mientras, por ejemplo, las conexiones entre España y Francia estén sujetas a restricciones de capacidad a las que no se enfrenta el transporte físico de mercancías en el interior de cualquiera de los dos países. Para el conjunto de la Unión es impres-

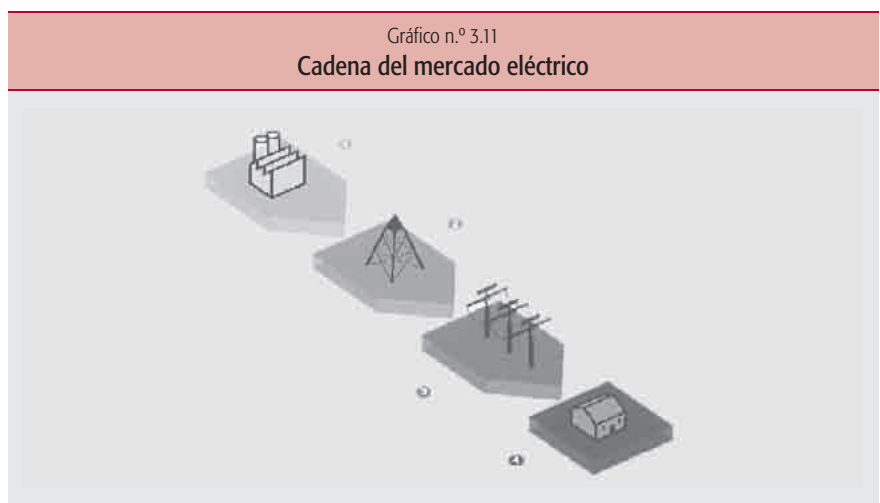
cindible disminuir la magnitud de las numerosas «islas energéticas» que todavía existen si queremos que el mercado único sea una realidad. La Península Ibérica, con unas reducidas conexiones con el resto del continente tanto en el caso del gas como de la electricidad, es un claro ejemplo de este problema.

Una cuestión cada vez más relevante es la relación existente con el mercado de gas. Esta relación se debe al desarrollo de las centrales de ciclo combinado, que permiten la generación de energía eléctrica empleando el gas como fuente de energía primaria. En este contexto, un elemento clave para el fomento de la competencia en los mercados eléctricos depende de la posibilidad de acceder a los suministros de gas de forma competitiva y eficiente.

Por ello, no podemos considerar la liberalización de ambos mercados como dos procesos independientes. Una mayor competencia en el mercado del gas tendrá dos efectos beneficiosos sobre el mercado eléctrico, ambos referidos al segmento de generación: la reducción de costes y del poder de mercado de las compañías actuantes.

Al comienzo del funcionamiento del mercado organizado de electricidad, las empresas que tradicionalmente venían operando en España y algunas pocas más actuaban como compradores y vendedores en el mercado. En la actualidad, además de los participantes iniciales, actúan como agentes un enorme número de comercializadores y productores, muchos de ellos de pequeño tamaño, de manera que el número de participantes en el mercado asciende a más de 700.

El sistema está formado por los generadores de electricidad, los distribuidores, el transportista y los comercializadores que venden directamente al consumidor final (ver gráfico n.º 3.11).



Fuente: Elaboración propia.

El proceso de liberalización en el sistema eléctrico finalizó en 2003, y a partir del 1 de enero de ese año todos los consumidores han podido elegir libremente su suministrador de electricidad. Por tanto, en la actualidad, es necesario distinguir entre:

- Los consumidores suministrados en el mercado liberalizado: estos consumidores adquieren la electricidad a un comercializador que, en principio, compra la energía, compra el servicio de acceso a los distribuidores y vende el servicio completo de acceso y electricidad a sus clientes.
- Los consumidores que optan por no ejercer su derecho de elección y adquieren la electricidad a través de una empresa de distribución a precio de tarifa regulada.

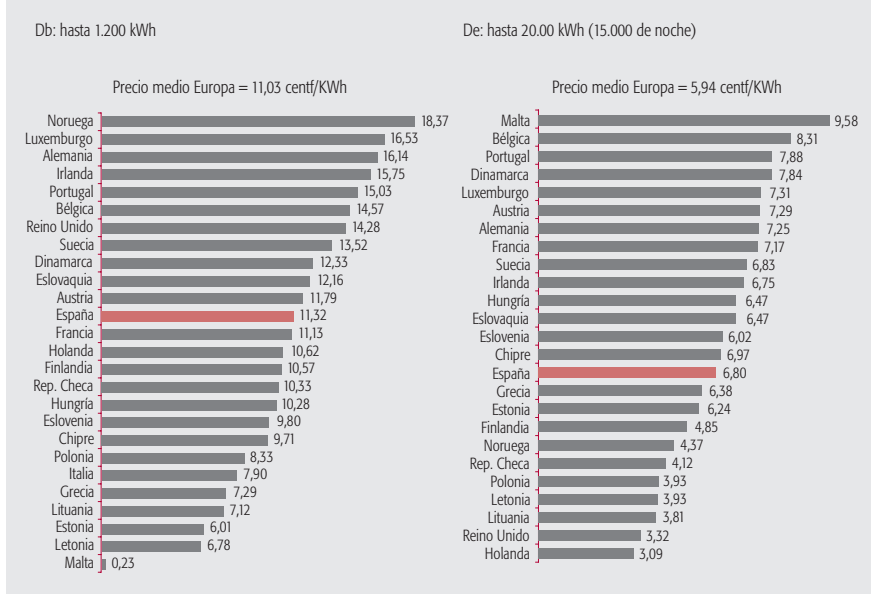
La tarifa eléctrica media o de referencia se establece como relación entre los costes previstos para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de consumo final. De esta forma, en el cálculo de la tarifa se incluyen los costes de producción (66%), los costes de transporte (4,5%), los costes de distribución y comercialización (18%), además de otros costes (11,5%) como los costes permanentes del sistema²⁹, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, los correspondientes al déficit de ingresos de las actividades reguladas y el coste de las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular.

El precio medio previsto del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa se obtiene de los siguientes precios medios. Por un lado, el precio medio de las instalaciones que estaban autorizadas a finales de 1997, pertenecientes a las sociedades con derecho a cobro de costes de transición a la competencia (CTC), a las que se les pagaba a 3,6061 céntimos de euro por kwh. Por otro lado, el precio medio para la energía producida por el resto de instalaciones (ciclos combinados) se estima en base a las mejores previsiones de los precios del gas. Como ya se ha visto, el precio del gas se encuentra indexado al precio del petróleo, por lo que a medida que el precio de la tarifa eléctrica dependa del precio del gas, la influencia del precio del petróleo en la conformación de la tarifa es determinante.

En cuanto al mercado liberalizado, el comercializador compra la energía y le añade el resto de costes regulados del sistema que configuran la tarifa de acceso. El precio de mercado de la producción de energía se configura en régimen de libre competencia. Todas las centrales, salvo las de régimen especial o las que tienen contratos bilaterales, ofertan hora a hora su producto a un precio a un mercado centralizado, gestionado por el operador del mercado

²⁹ Como el coste previsto de la CNE, el operador del mercado, el operador del sistema, los costes de transición a la competencia y las compensaciones del sobre coste extrapeninsular e insular.

Gráfico n.º 3.12
**Ordenación de precios de electricidad en Europa
 para los consumidores tipo-domésticos
 2004**
 (céntimo euro/kWh)



Fuente: Eurostat.

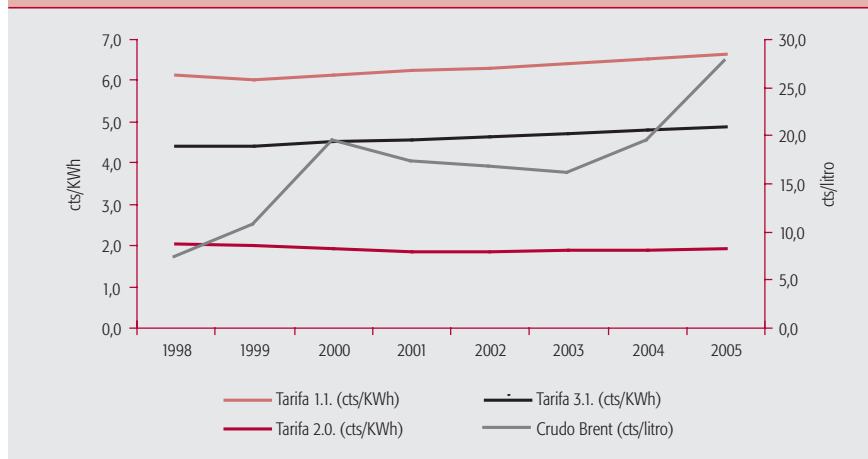
Nota: No se incluyen impuestos.

que, en función de la demanda existente, determina cuál es la central que marca el precio de corte. Todas las centrales cobran el precio correspondiente al coste marginal de casación entre la oferta y la demanda en esa hora. Los costes de producción de electricidad, sin incluir los sobrecostes de producción regulados de régimen especial y de producción insular, suponen aproximadamente dos terceras partes del precio final eléctrico.

En 2005, las centrales que marcaron precio fueron aproximadamente un tercio las de ciclo combinado, un tercio las de carbón y otro tercio las hidroeléctricas. El precio al que ofertan las centrales de ciclo combinado se encuentra totalmente determinado por el precio de la materia prima de gas natural, por lo tanto, un tercio del precio estuvo influenciado por el gas natural y, por ende, por el petróleo.

Además, por razones medioambientales y de eficiencia energética, las centrales de ciclo combinado están llamadas a desempeñar el papel de central de referencia. Cuanta más electricidad sea generada en estas centrales, mayor será la influencia del petróleo a través del gas en los precios de la electricidad.

Gráfico n.º 3.13
**Cotización del crudo *brent* y tarifa del término variable
 de la tarifa eléctrica⁽¹⁾ en España
 1998-2005**



Fuente: *EVE y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Elaboración propia.

(1): Tarifa 2.0.: Baja tensión (típica sector doméstico)
 Tarifa 1.1.: Alta tensión, baja utilización
 Tarifa 3.1.: Alta tensión, alta utilización.

Por último, cabe destacar que el precio de mercado de la electricidad es muy superior a la tarifa eléctrica, lo que ha dado lugar a un déficit eléctrico. Este déficit de carácter estructural se recupera por medio de sobrecostes en la tarifa.

Para finalizar este apartado en el gráfico n.º 3.13 se compara el precio de las distintas tarifas de electricidad con el precio *brent*. Se observa que no hay apenas relación tal y como reflejaba el análisis de regresión. Pero si analizamos en profundidad las relaciones del sistema eléctrico y el resto de los sistemas energéticos vemos que los sistemas interactúan entre ellos tal y como hemos comentado en el apartado de indexación de los precios energéticos internacionales. Por ello y a medida que la electricidad sea generada cada vez más por procesos de ciclo combinado en el que la materia prima es el gas natural, el proceso de traslación se hará cada vez más evidente. En este sentido hay cada vez más estudios que corroboran esta afirmación (Muñoz (2007), Abadie y Chamorro (2007), Barquín (2007)).

3.3. EL TRILEMA DEL EURO, EL DÓLAR Y EL PRECIO DEL CRUDO. SUS EFECTOS CRUZADOS

De los dos precios clave en la economía mundial —el del petróleo y el del dinero— el alto precio del primero ha sido, en parte, una consecuencia del bajo

precio del segundo que ha generado una mayor demanda global, una burbuja inmobiliaria en algunos países y la apreciación del tipo de cambio en otros. Y en casi todos los países, los precios más bajos de las manufacturas, debido a la globalización, han compensado el alza del precio del petróleo.

Para complicar aún más las cosas, la relación entre el precio del petróleo y su denominación en dólares en el mercado mundial ha generado una nueva paradoja para la economía mundial. Conforme se depreciaba el dólar, especialmente frente al euro, el precio del crudo ha ido subiendo y va camino de eliminar las ganancias de competitividad-precio logradas por la globalización.

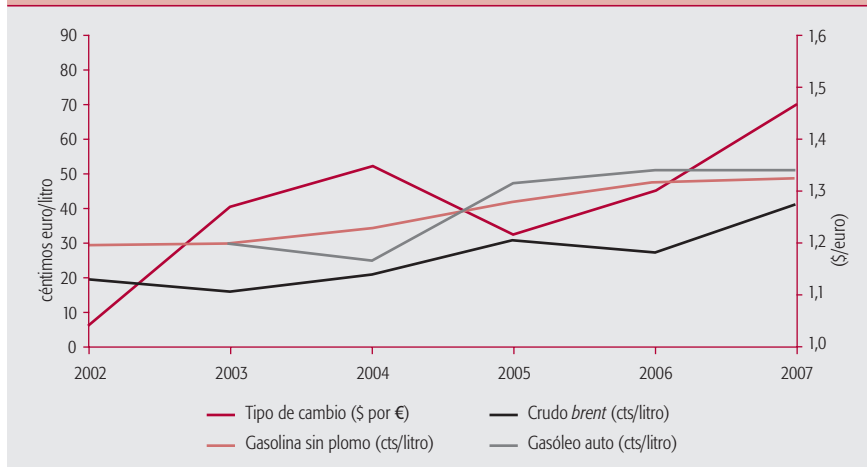
Es opinión unánime de los analistas que las principales fuerzas que causan la caída del dólar son la bajada de los tipos de interés y el permanente «déficit gemelo» (déficit fiscal y comercial) estadounidense. Estos y otros problemas ocasionados por el declive del dólar, que era la moneda en que se materializaban los recursos de los países productores y las reservas de los bancos centrales desde el final de la II.^a Guerra Mundial, se alimentan entre sí y dan lugar a nuevos planos de conflicto entre los bloques económicos. En los 37 años de flotación libre del dólar desde 1971, el dólar ha venido alternando períodos de debilidad y fortaleza con duraciones de entre cinco y ocho años.

En un momento dado, un dólar a la baja tiene que llevar al resto del mundo a abandonar los valores en dólares como reservas de divisas (cualquiera que posea valores en dólares va a recibir mucho menos de lo que inicialmente invirtió en ellos), renunciar a fijar precios de comercio exterior en dólares (con el dólar a la baja los beneficios disminuyen a la par que el precio de venta de los productos disminuye), dejar de invertir en EE.UU., dado que los activos estadounidenses son baratos y continúan abaratándose, y aquellos que los compran ahora van a tener grandes pérdidas de capital. Todas estas reacciones, bien conocidas, motivan el debilitamiento de EE.UU. en su disposición y su capacidad para ser un líder mundial.

El dólar lleva depreciándose respecto al euro desde 2002, o dicho de otro modo, la revalorización del euro ha sido imparable en los últimos seis años. En noviembre de 2002, la paridad 1:1 era una realidad, que parecía equilibrada e inamovible; en 2004, el tipo de cambio euro/dólar era 1,34; en junio de 2008, se necesitan casi 1,60 dólares para comprar un euro (ver gráfico n.º 3.14).

Desde el punto de vista de los importadores europeos la apreciación del euro significa que están pagando el crudo cerca de un 60% más barato que otros países. Sin embargo, la fuerte fiscalidad que grava en la UE los productos petrolíferos hace menos visible este efecto. Pero a pesar de esto, sigue siendo cierto que sin el cinturón protector del euro, gasolinas y gasóleos habrían

Gráfico n.º 3.14
**Evolución del tipo de cambio dólar/euro y de la cotización internacional
 del crudo *brent* y precios de productos petrolíferos
 2002-2008**



Fuente: *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Elaboración propia.*

Nota: Adviértase de que el gráfico hace referencia a cts/litro.

sido más caros y que los consumidores habrían pagado mucho más. Esta evolución, si bien aparentemente es beneficiosa para la factura petrolífera europea, no deja de tener consecuencias negativas debido al encarecimiento de las exportaciones de productos y servicios con origen en Europa y destino a áreas donde rige el dólar estadounidense.

Ante el deterioro continuo de la capacidad adquisitiva de los productores, que cobran en dólares pero compran parcialmente en euros, (cerca del 40% de las compras de los países miembros de la OPEP se realiza en la zona euro), éstos han encarecido sus recursos propiciando subidas del petróleo por encima de lo que hubieran hecho de contar con una tasa de cambio euro-dólar más próxima a 1:1, incorporando a los precios del crudo la prima de riesgo por depreciación del dólar. Al mismo tiempo las continuas depreciaciones del dólar hacen que los países exportadores de petróleo vean mermar el valor de sus reservas en dólares y busquen vender petróleo en monedas más estables (especialmente en euros). Algunos países de Oriente Próximo (Irán, EAU) y otros como Venezuela, han insinuado o declarado expresamente que podrían dejar de fijar el precio de su petróleo exclusivamente en dólares.

En general, a medida que el dólar se debilita, quienes poseen dólares, y en general activos nominados en dólares en especial en el extranjero, intentan obtener mejores rendimientos de sus activos diversificando las carteras hacia otras

monedas, y haciendo que el dólar caiga aún más. Pero, es indudable que hay fuertes obstáculos políticos y económicos que impiden que el proceso de eurización del mercado del petróleo vaya más allá de las declaraciones e intenciones. Por un lado, los países productores tienen muchas reservas en dólares y una eurización hundiría el dólar devaluando automáticamente las reservas mundiales de dólares. Por otro, la economía estadounidense entraría en una profunda crisis lastrando a toda la economía mundial y reduciendo la demanda (y el precio) del petróleo (lo cual tampoco será positivo para estos países).

La discusión sobre la continuidad de la moneda norteamericana como divisa dominante en el comercio mundial y como reserva segura de valor no es, desde luego, novedosa. Responde a las transformaciones que vienen ocurriendo en la economía mundial. Si el euro hubiera estado vigente en el invierno de 1994 y la primavera de 1995, probablemente hubiera reemplazado al dólar como la moneda de reserva preferida y de denominación del comercio internacional. En el período subsiguiente a la crisis mexicana, los inversores de todo el mundo querían desprenderse de los dólares, ya que estaban sufriendo enormes pérdidas en sus inversiones y transacciones fijadas en esa moneda, pero no había ninguna divisa a la que recurrir, pues ninguna de las monedas europeas de entonces, ni mucho menos el yen, podía ofrecer un mercado profundo, líquido y transparente.

La proporción en dólares de las reservas de divisas de los bancos centrales se redujo de un 70% en 2001 a alrededor del 65% en 2007. Al mismo tiempo, el euro pasó de ocupar el 16,7% de las reservas en 2001 al 19,7% en 2003 y el 26% en 2007. El acopio de euros que vienen realizando desde hace dos años los bancos centrales mundiales para alimentar sus reservas de divisas a costa del dólar obedece a la intensa depreciación sufrida por el dólar en los últimos seis años, consecuencia directa del elevado déficit fiscal y del déficit por cuenta corriente de EE.UU, los llamados «déficit gemelos». Es esta progresiva acumulación de déficit interno y externo la que preocupa realmente a las autoridades monetarias mundiales.

Ambos déficit han alcanzado magnitudes enormes: el presupuestario alcanzó en 2007 los 205.000 millones de dólares, y la previsión es que en 2008 llegue a los 410.000 millones de dólares (no incluye el costo de la guerra de Irak); mientras que el déficit por cuenta corriente fue de 738.600 millones de dólares en el 2007 lo que supone un 5,3% del PIB (en el 2006 supuso un 6,2%). La lenta disminución del déficit comercial estadounidense que se observa a lo largo de 2008, como señalan los analistas, es simple consecuencia del descenso del dólar, que está abaratando las mercancías y servicios estadounidenses. Descontado el efecto monetario (depreciación de la moneda), no hay ganancias de competitividad de su economía. El fenómeno es equivalente a lo que se denominaba «devaluación competitiva»: exportar más con una relación de intercambio deteriorada.

Dado que los norteamericanos pagan en dólares su exceso de importaciones sobre sus exportaciones, en los mercados financieros mundiales se mueven enormes cantidades de dólares y este excedente de dólares forzosamente tiene que hacer bajar la cotización del dólar. Para financiar este déficit por cuenta corriente, se calcula que EE UU necesita atraer 2.000 millones de dólares diarios del resto del mundo. De agravarse los «déficit gemelos», el Tesoro y la Reserva Federal estadounidenses temen que los bancos centrales dejen poco a poco de financiar tales desequilibrios. Este cambio de política no sólo dificultaría la financiación de sus desequilibrios, sino que plantearía a EE.UU. un reto fundamental para preservar su liderazgo en la economía mundial: si el dólar perdiese su posición como moneda de reserva preferida, EE.UU. perdería mucha de su libertad de acción

Los riesgos que asumen los bancos centrales ante esta situación, como cualquier inversor privado, también tienen un límite. Los bancos centrales financian en la actualidad el 83% del déficit exterior de EE.UU., y la mayoría de los flujos llega de los bancos centrales de los países asiáticos exportadores. Éstos siguen comprando masivamente dólares con el objetivo de mantener la cotización del dólar, o, al menos, limitar su caída, para de esta manera bajar el valor de sus propias monedas, y poder seguir exportando. Sin embargo, ya no se sienten atraídos por la divisa estadounidense como en el pasado. China, por ejemplo, adquirió el año pasado activos en dólares por valor de 207.000 millones, el equivalente a un tercio del déficit exterior de EE.UU. Pero el banco central chino se encuentra entre el dilema del riesgo de depreciación de sus reservas o el frenazo a sus exportaciones. En el mercado ya se empieza a especular con un cambio de política ante el temor de que una fuerte depreciación del dólar le provoque una desvalorización de sus reservas.

Alan Greenspan ha alertado ya del riesgo que supone para EE.UU. la diversificación de las carteras mundiales hacia otras divisas y, en este sentido, dejó entrever que el banco central estadounidense se verá obligado a subir los tipos de interés con más vigor, para que el dólar no pierda atractivo. A medio plazo esta depreciación es insostenible pues puede desatar fuerzas inflacionistas y elevar los tipos de interés en EE.UU., lo que acentuaría la crisis del mercado inmobiliario, que es el eslabón más débil de la economía norteamericana y provocaría su desmoronamiento, arrastrando al sistema financiero. Además, lo que muchos expertos temen es que la continua bajada del dólar llegue a un umbral que, una vez superado, desate un pánico de ventas con efectos sistémicos a escala mundial.

EE.UU. se enfrenta a un trilema de imposible solución. No es posible lograr estos tres objetivos simultáneamente: seguir con su elevado consumo de petróleo (22Mb/d, la cuarta parte del mundial) de los cuales se importa el 60%,

continuar la guerra de Irak³⁰ y, al mismo tiempo, mantener el valor de cambio de su moneda.

La bajada sistemática de los tipos de interés se inició bajo la presidencia de Alan Greenspan de la Reserva Federal, quien redujo drásticamente los tipos de interés con una serie de medidas con las que pretendía evitar una profunda recesión después de que estallara la burbuja tecnológica en 2000. Para la mayoría de los estudiosos, los tipos de interés se mantuvieron bajos durante demasiado tiempo, produciendo una inundación de liquidez en el sistema, que es la que ha alimentado la actual burbuja inmobiliaria.

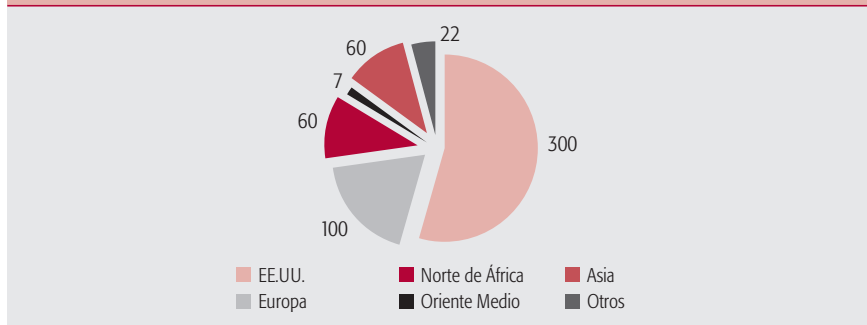
De acuerdo con Daniel Yergin, director del Cambridge Energy Research Associate, lo que está haciendo que suban los precios son los bajos tipos de interés estadounidenses, que se siguen bajando con la esperanza de evitar una recesión. Según su análisis (Yergin, CERA, 2008), aunque es indudable que la demanda mundial está subiendo vertiginosamente, esos tipos de interés bajos también han animado a los inversores a acudir a las *commodities* (materias primas), en especial a los contratos especulativos de petróleo (futuros, OTC). «En el mercado petrolífero hay un nuevo actor: la Reserva Federal estadounidense. No porque quiera subir el precio del petróleo, sino como consecuencia de sus bajadas de tipos de interés para estimular la economía estadounidense».

Finalmente, una paradoja más de la relación entre el petróleo y el dólar. Casi el 90% de las reservas probadas de crudo en el mundo está en manos de compañías estatales de los países productores, que experimentan en los últimos tiempos un resurgir nacionalista basado en las riquezas energéticas que poseen. Estos países han creado un nuevo agente económico, los fondos soberanos (*sovereign wealth funds*) de carácter estatal, que invierten las cantidades ingentes de divisas que reciben a cambio de su petróleo en empresas privadas de los países consumidores, generándose mediante este mecanismo una especie de renacionalización del sector privado de los países desarrollados, que tiene su origen, en buena parte, en el petróleo (ver gráfico n.º 3.15). De los 1.500 billones de dólares que han ganado debido a sus exportaciones, algo más de la tercera parte (542) se invierten en el exterior.

Los efectos derivados de la utilización de la masa de dólares y euros transferida a los países productores desde los consumidores, dependerán de cómo y

³⁰ El premio Nobel de Economía, Joseph Stiglitz ha publicado recientemente «La guerra de los tres billones de dólares» (Editorial Taurus, 2008) en referencia al coste estimado de la invasión de Irak por EE.UU. El presidente Bush afirmó que el coste de la guerra ascendería a 50.000 millones de dólares. Según el estudio de Stiglitz, esa cifra fue la que se gastó el gobierno estadounidense en tan sólo los tres primeros meses. Según el premio Nobel, con los tres billones que se llevan gastados, EE.UU. podría haber saneado su sistema de seguridad social (pensiones) para el próximo medio siglo.

Gráfico n.º 3.15
**Distribución geográfica de los destinos de los petrodólares
 de los países del Golfo Pérsico⁽¹⁾**
 2002-2006
 (billones de dólares)



Fuente: *The Economist*, 2007.

Notas:

(1) Están incluidos Bahrein, Kuwait, Omán, Qatar, Arabia Saudí y los Emiratos Árabes Unidos.

cuándo se movílicen esos recursos que, sin duda, afectarán, por la vía de retorno, a la tasa de cambio euro-dólar. Tanto las transferencias debidas a las transacciones de crudo físico como a los activos financieros basados en el petróleo, estas últimas a través del mercado de futuros y del creciente OTC, pueden producir efectos más que notables sobre el tipo de cambio. También el retorno al sistema financiero internacional de esos flujos de fondos está influyendo en las monedas y en los tipos de interés.

Capítulo 4.º

TECHO DE EXTRACCIÓN, RESERVAS Y TENDENCIAS DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE PETRÓLEO

TECHO DE EXTRACCIÓN, RESERVAS Y TENDENCIAS DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE PETRÓLEO

4.1. EL TECHO DE EXTRACCIÓN DEL PETRÓLEO

4.1.1. Previsiones de producción y nuevos yacimientos

Resulta desconcertante la incapacidad de muchos economistas y con amplia experiencia en compañías petrolíferas no ya para entender sino ni siquiera concebir la existencia de un techo o cenit en la producción de petróleo. Para ellos el errar en los postulados del techo petrolero radica en que se ignoran los principios básicos de la Teoría Económica; siempre se cumple que cuando se incrementa el precio de un producto, aumenta la oferta, cae la demanda o ambas cosas a la vez; de manera que las subidas de los precios del petróleo pueden hacer aflorar recursos que antes no existían en las cantidades requeridas. Pero la realidad es otra cosa, y a veces no se adapta a los postulados económicos. El agotamiento de cualquier recurso depende de dos factores: las reservas existentes y el ritmo de consumo. Pero la geología del petróleo añade un factor limitante adicional: el ritmo de extracción.

Habitualmente se suele decir que el petróleo se encuentra en bolsas, pero esta imagen popular dista mucho de expresar fielmente la realidad. Estas bolsas en la realidad no son tales. El petróleo se encuentra impregnando rocas, arenas, etc. Esto complica su extracción, especialmente al final de la vida del yacimiento. Al comenzar la extracción de petróleo éste suele ascender a la superficie empujado por la presión que ejercen el agua y el gas que se encuentran junto al petróleo. Se trata de un petróleo ligero y de gran calidad. Según va disminuyendo la presión del yacimiento, se hace necesario inyectar agua o gas para hacer que el petróleo restante, más denso que el primero, aflore a la superficie, hasta que llega un punto (normalmente cuando se ha extraído la mitad del recurso recuperable) en el que se hace imposible mantener el nivel de producción (independientemente del nivel de inversión y de la tecnología empleada) y ésta comienza a declinar. El techo sobreviene más o menos cuando se ha extraído la mitad de las reservas que había al principio. A la larga, se alcanza un punto en el que los costes mar-

ginales de obtener un barril son muy elevados y en este momento el pozo deja de ser rentable³¹.

El momento del techo a escala de un país depende pues de diversas variables: el incremento de la demanda, el ritmo de agotamiento de los yacimientos existentes y los nuevos descubrimientos. Se utilizan dos métodos para estimar el momento del techo.

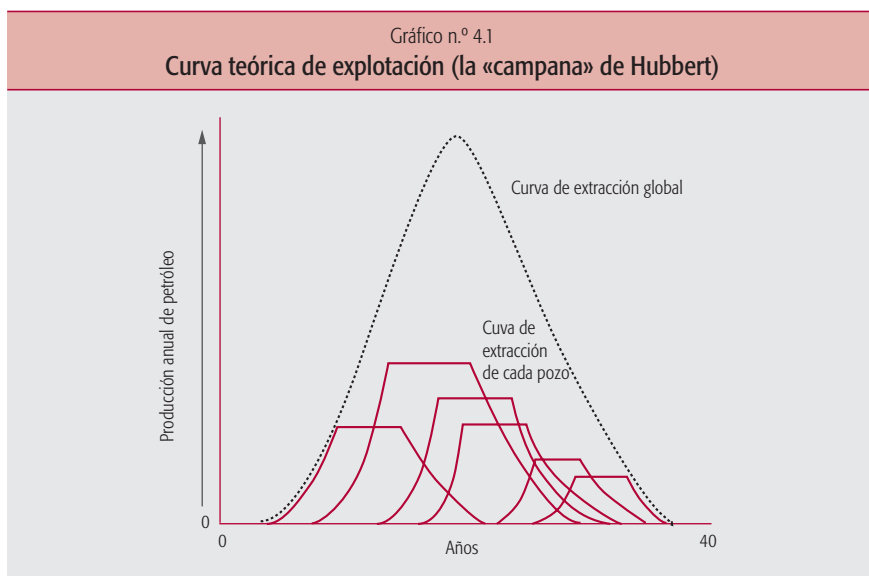
El método de Hubbert o el modelo «campana» de extracción

Consiste en calcular la curva de extracciones con el modelo de crecimiento logístico, que fue diseñado por Hubbert (geólogo experto en petróleo que trabajó para Shell a mediados del siglo xx) y refinado por ASPO, basado en la experiencia de décadas de estudio del comportamiento de los países petroleros. Este método se asienta en dos premisas: la extracción crece de forma exponencial mientras el agotamiento de las reservas está lejos; cuando el agotamiento se acerca se produce una disminución de las extracciones a un ritmo proporcional al cociente entre las reservas consumidas y las remanentes. Se estiman las reservas originarias de petróleo (en un país, región o en el mundo) y las consumidas, y los datos se introducen en la fórmula matemática del modelo logístico, basado en las premisas indicadas, lo que permite construir la curva de extracciones y, por tanto, el momento del techo.

El modelo de Hubbert también establece que tanto las curvas de descubrimientos de nuevos yacimientos como las de extracciones adoptan una forma de campana, y que unas décadas después de que la primera curva alcanza el techo lo hace, así mismo, la segunda. La causa es que un ritmo decreciente de nuevos descubrimientos y un consumo ascendente (y, por tanto, de extracción) llevan inexorablemente al punto en que el petróleo nuevo descubierto es inferior al consumido en un periodo determinado. A partir de aquí, se va incrementando el desfase entre petróleo consumido y descubierto. Las reservas tienden, por tanto, a agotarse a ritmo creciente y la experiencia muestra que, cuando se bombea aproximadamente la mitad del petróleo extraíble³², el ritmo de bombeo alcanza el cenit y después empieza a decaer hasta el agotamiento total. Hubbert acertó a predecir a mediados de la déca-

³¹ No se puede sacar el petróleo de la tierra a cualquier velocidad. Una medida popular que utilizan los gobiernos para proyectar la duración del petróleo resulta de dividir las cifras de reservas probadas por el consumo anual. Los geólogos reconocen, sin embargo, que técnicamente ésta es irrelevante dado que los perfiles de extracción suelen seguir una forma de campana.

³² Según los geólogos, la producción alcanza su nivel máximo cuando la mitad del suministro original ha sido extraída del suelo. Esto es cierto tanto si se habla de un solo pozo como si nos referimos a todos los pozos del planeta: una vez desaparecida la mitad de las existencias, simplemente resulta cada vez más difícil mantener los mismos niveles de producción —el mismo número de barriles diarios— y, con el tiempo, la producción disminuye.



Fuente: Stan Cox, 2005.

da de los 50 (y en contra de la opinión general) que el techo de extracciones de EE.UU. se produciría a principios de la década de los 70. Ocurrió en 1971. Dada la capacidad predictiva del modelo Hubbert, demostrada en múltiples países (y yacimientos) y su amplia aceptación, se ha aplicado de forma generalizada en todo el mundo y asumido como teoría establecida por la comunidad científica.

El método «abajo arriba»

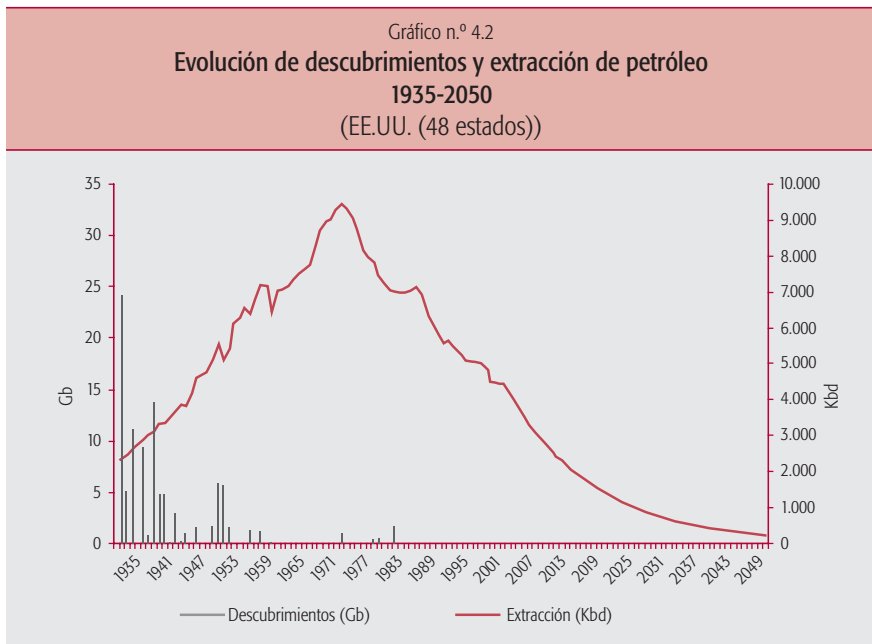
Skrebowski, editor de *Petroleum Review*, a diferencia de otros expertos en proyección petrolífera, utiliza un método de «abajo arriba», es decir, en vez de partir de las cantidades de reservas totales y de las curvas logísticas de Hubbert, simplemente agrupa los proyectos petrolíferos conocidos en un periodo de tiempo determinado y después asigna un tanto por ciento de agotamiento a los yacimientos actuales para así poder establecer una valoración de la capacidad neta de la que dispondrá el mercado petrolífero.

Por tanto, se calcula el ritmo de agotamiento de los yacimientos antiguos y con él determinan la reducción de la oferta que se produce, se realiza una previsión de las aportaciones nuevas de petróleo en cada año y restando ambas cifras se obtiene la oferta neta para cada año. Se prevé el incremento de la demanda y se estima si puede ser satisfecha con la oferta neta calculada anteriormente. Este método es utilizado (con técnicas algo diferentes) por el EWG, el CIBC, el ODAC y la AIE.

Con ambos métodos la curva representativa de la producción de los yacimientos de una región o país tiene forma de campana debido a que, a pesar de que la curva de producción de cada pozo tiene una meseta en la parte superior, tal como muestra el gráfico n.º 4.1, el desfase temporal de la explotación de los pozos determina que la suma de las curvas tenga dicha forma. Aunque el término «techo» indica una curva nítida en la que la producción asciende lentamente hasta mitad de camino y luego baja gradualmente hasta cero (hasta agotar el «pozo»), en la realidad el aterrizaje no suele ser tan suave ni probablemente lo sea en el futuro. A medida que se alcance el techo de la producción, los precios en alza animarán a las compañías y estados petroleros a buscar petróleo por todo el planeta. Durante un tiempo lo conseguirán, encontrando cantidades suficientes para mantener la producción estacionaria, prolongando el nivel máximo en una especie de altiplano y quizá mitigando temporalmente el temor a la escasez. Pero en realidad esa producción posterior al techo no hará más que agotar las reservas con mayor rapidez, provocando así que la caída ulterior sea mucho más acusada y brusca.

El agotamiento de los yacimientos mundiales

La explotación de los más importantes yacimientos mundiales ha tocado techo, así Estados Unidos, Indonesia, México, Alaska, Rusia, Gabón y el Mar del Norte (Reino Unido y Noruega) han entrado en una fase de declive rápido.



Fuente: Elaboración propia a partir de AIE, BP y USGS.

Cuadro n.º 4.1
Techo de extracción en algunos países productores
(Mb/d)

Pais	Fecha del pico/cenit	Cantidad producida en cenit/pico	Cantidad producida en 2006	Variación entre pico/cenit y 2006 (%)
EE.UU.	1972	11,3	6,9	-40
Venezuela	1998	3,5	2,8	-19
Reino Unido	1999	2,9	1,6	-44
Noruega	2001	3,4	2,8	-19
México	2004	3,8	2,7	-4

Fuente: ASPO Newsletter 2007, 2008.

El Reino Unido tuvo su techo de descubrimiento en los 70 y el de extracciones a finales de los 90.

En 1970 Estados Unidos producía 9,6 Mb/d, el equivalente aproximado al de Arabia Saudí. Hoy en día la extracción se ha reducido en 3 millones hasta la cota de 6,5 Mb/d. Texas fue el primero en alcanzarlo. Este descenso toca también a México, Noruega, Alaska, Rusia y al Mar del Norte. El importante yacimiento de Forties en el Mar del Norte producía 500.000 barriles al día hace 20 años, frente a los 50.000 de hoy. Se viene observando que el declive petrolero noruego se acentúa a un ritmo anual del 5,5%, un país que, sin embargo, ha «santificado» sus reservas manteniendo la extracción y la producción a niveles bajos.

El yacimiento gigante de Prudhoe Bay, en Alaska, descubierto en 1968, que supuestamente aloja 20.000 millones de barriles, ha suministrado diariamente 1,5 Mb/d hasta finales del año 1989, momento en el que la producción ha caído bruscamente para pasar a 350.000 barriles al día. La zona petrolera rusa de Samotlor, explotada en la misma época, ha conocido un destino y un declive parecidos, cayendo de 3,5 Mb/d a 320.000 barriles desde 1983; es decir, 10 veces menos.

BP ha vendido los campos de Forties tras las desafortunadas perforaciones de Muklut en Alaska. En lugar del petróleo esperado, la compañía británica descubrió agua. El coste de la búsqueda fue cerca de 2.000 millones de dólares.

En el año 2000 se descubrieron 13 yacimientos, que proporcionaban más de 500 Mb/d (o sea, el equivalente a una semana de consumo mundial), frente a 6 en 2001, 2 en 2002 y, por primera vez, ninguno desde 2003, a pesar del aumento del ritmo de búsquedas y de la notable sofisticación de las tecnologías usadas para la prospección y las perforaciones. A finales de los años 90,

el petróleo situado en la zona del Mar Caspio parecía constituir una nueva y verdadera alternativa al petróleo del Golfo. Azerbaijón y Kazajstán iban a emerger como nuevos Kuwait. En 2001, de los 25 pozos perforados en zonas *off-shore* y *on-shore* (en mar y en tierra), 20 resultaron improductivos. En 2002, BP y Statoil se retiran de los yacimientos de Kazajstán, seguidas un año más tarde por otras compañías. Sólo los pozos de Tengiz, explotados por Chevron, parecen responder a lo esperado.

Al mismo tiempo, 56 de los 65 mayores países petroleros ya han pasado el techo máximo de extracciones y están viendo cómo su producción de petróleo disminuye año tras año. Además, el 70% de los yacimientos tienen más de 30 años y 14 yacimientos, cuya producción excede los 0,5 Mb/d, suministran el 20% del petróleo y tienen más de 54 años, han pasado su cenit de producción y su producción cae a tasas superiores al 4%:

- Cantarell (México): techo (2005) en 2,2 Mb/d y cae un 15% anual.
- Burgan (Kuwait): techo (2005) en 1,9 Mb/d.
- Ghawar (Arabia Saudí): 5 Mb/d. Ha llegado al techo.
- Mar de Norte: techo (1999) en 6 Mb/d., cae a más ritmo del esperado (7%).
- Rusia: primer techo (>11 Mb/d) en 1992 y derrumbe (6 Mb/d). Segundo techo en 2010 (8,8 Mb/d), previsto tras los últimos yacimientos descubiertos.

Diferentes estimaciones sobre el techo en el futuro

El techo de los descubrimientos lleva inexorablemente al desfase entre petróleo descubierto y consumido. Las reservas disminuyen a ritmo creciente y esta dinámica desemboca en el techo de extracciones, que se produce aproximadamente cuando se ha bombeado la mitad del recurso extraíble. La mayor parte de los países petroleros han sobrepasado este techo y esto ha ocurrido entre 30 y 40 años después del techo de los descubrimientos. Existe un consenso amplio de que el techo de petróleo convencional se alcanzó en 2005. Si no se explotara el petróleo no convencional, habría empezado ya a bajar la oferta de petróleo.

a) British Petroleum

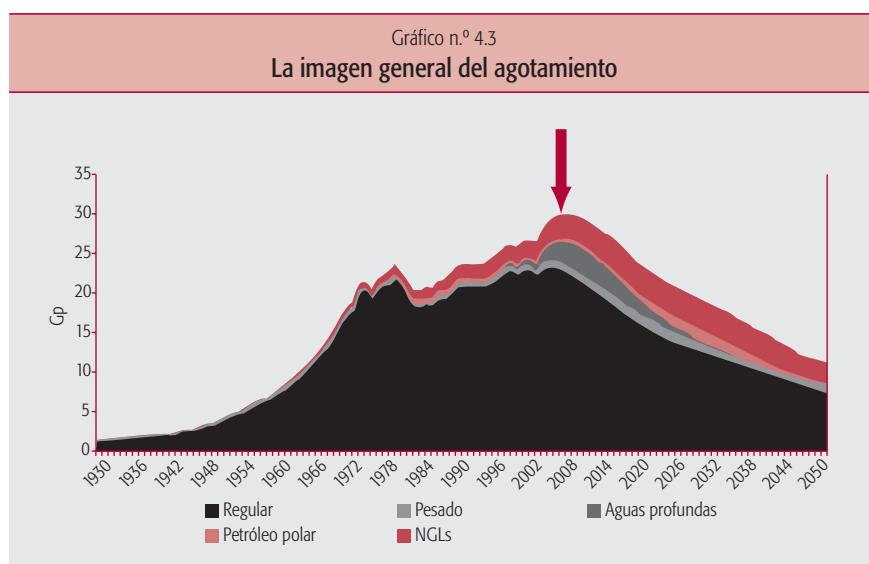
Un estudio de BP llega a la conclusión de que todas las regiones del mundo, excepto África, han sobrepasado sus techos de petróleo convencional: Norteamérica (1985), Europa y Eurasia (1987), Asia y Pacífico (2000), Oriente Medio (2000) y América Central y del Sur (2002). Excluyendo el petróleo de aguas profundas, de los 65 países petroleros más importantes, 54 ya han pasado el techo (Alekkett, 2005).

b) ASPO: estima el techo en 2010

El gráfico n.º 4.3 muestra que la previsión de ASPO sobre el techo de todos los tipos de petróleo está situada en 2010 y los aportes de cada tipo de yacimiento y su evolución temporal real y estimada. Hay que subrayar que Colin Campbell (1997), prestigioso geólogo del petróleo y fundador de ASPO, ya estimaba en 1997 que el techo se produciría un poco antes de 2010, tal como se desprende de un documentado artículo publicado en la revista *Gas & Oil* (1997 diciembre). En el gráfico se aprecia que el petróleo convencional alcanzó el techo en 2005. Así que el aporte de petróleo no convencional habría alejado el momento del techo global en 5 años.

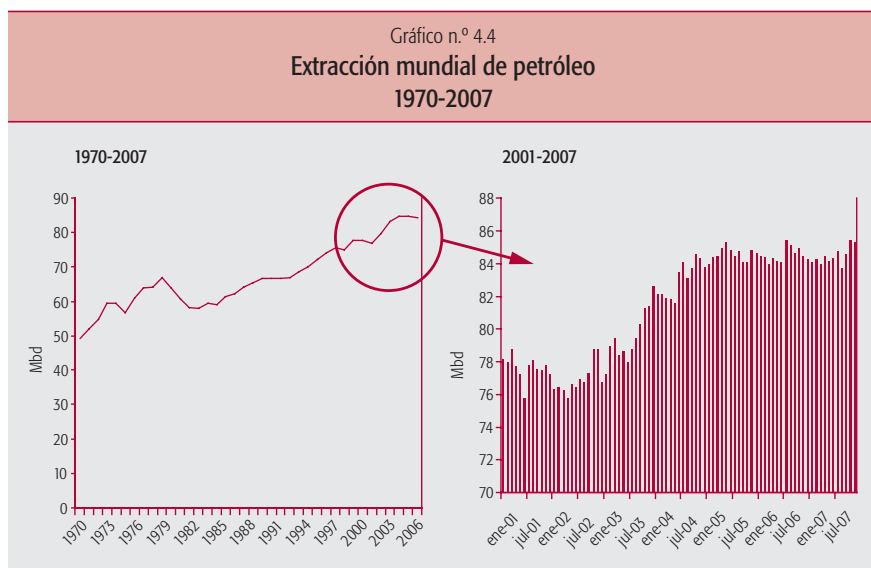
En otros términos, nos acercamos al fin de lo que podría llamarse la época del «petróleo fácil». Aun en el mejor de los casos, el petróleo que queda será más costoso de encontrar y producir y menos fiable que el crudo que utilizamos hoy. Esto implica no sólo precios más altos, sino también precios más inestables, lo que hará que sea más difícil ver lo rápido que se agotan las reservas, y todavía más difícil saber cuándo deberemos utilizar masivamente fuentes de energía alternativas.

Si se conociera el volumen total de petróleo que había al principio, además de la cantidad de crudo que ya hemos utilizado y la cantidad que consumiremos en el futuro (calculado a partir de la demanda de energía prevista), podríamos pronosticar la llegada de un «punto medio» de agotamiento y por lo tanto el nivel máximo de producción; pero, desde luego, no conocemos



Fuente: ASPO Newsletter 2008, febrero.

NGLs: Líquidos del gas natural.



Fuente: EIA.

Nota: incluye todos los líquidos.

el volumen total original. Aunque sabemos razonablemente cuánto crudo hemos usado desde los albores de la era del petróleo —aproximadamente 875.000 millones de barriles—, las estimaciones sobre la cantidad que sigue encerrada en el subsuelo son dudosas.

La meseta en la curva mundial de extracciones de petróleo que se observa a partir de 2005 (gráfico n.º 4.4) es una muestra de las dificultades de la oferta para satisfacer la demanda. Sin embargo, la meseta duró 33 meses (oscilando la producción en el entorno de 85,5 Mb/d), para después iniciar una subida en los últimos meses de 2007 y en enero de 2008, hasta superar los 87 Mb/d (www.theoil drum.com, 2008).

c) EWG: estima el techo en 2006

El EWG estudia las aportaciones de los yacimientos nuevos región por región. Llega a la conclusión de que el techo se produjo en 2006. La basan en una estimación menor que la de otros analistas del aporte del petróleo de aguas profundas, debido a los retrasos en la puesta en explotación, y también del potencial del Golfo Pérsico. Prevé un fuerte declive de las extracciones a partir aproximadamente de 2010 (EWG, 2007).

El factor más importante una vez se alcanza el máximo en los flujos de extracción o pico del petróleo, es, como se ha dicho, la tasa de declive de la

extracción. Según el estudio del EWG, en el año 2030, la extracción diaria de petróleo en todo el mundo tan solo alcanzaría los 39 Mb/d. Esta estimación contrasta con la de organismos como la AIE o la EIA, que han pronosticado una extracción diaria de petróleo para esa fecha de 120 y 117 Mb/d, respectivamente.

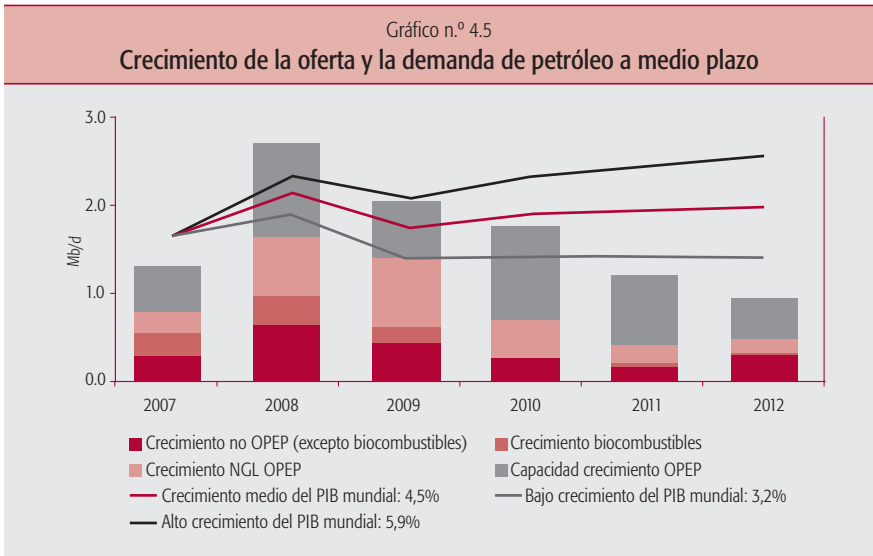
El método del EWG difiere de la de otros organismos al otorgarles mayor importancia a los patrones de descubrimientos y de producción que a los datos de reservas, que según el EWG no son lo suficientemente fiables. Así, el territorio en el que el análisis del grupo alemán se muestra más pesimista es Oriente Medio. Si según los datos de la industria (según la consultora IHS), las reservas de crudo en esta zona ascienden a un total de 667 GB, el EWG las estima en 362 GB.

En ambos casos, el reto de la oferta es aumentar las reservas probadas y aumentar la producción, esto es, no solo hay que encontrar petróleo para atender una demanda que crece de forma sostenida sino que hay que hacer frente a la reducción de la producción en los campos petroleros (en el caso de países no OPEP el declive de la producción anual es más intenso).

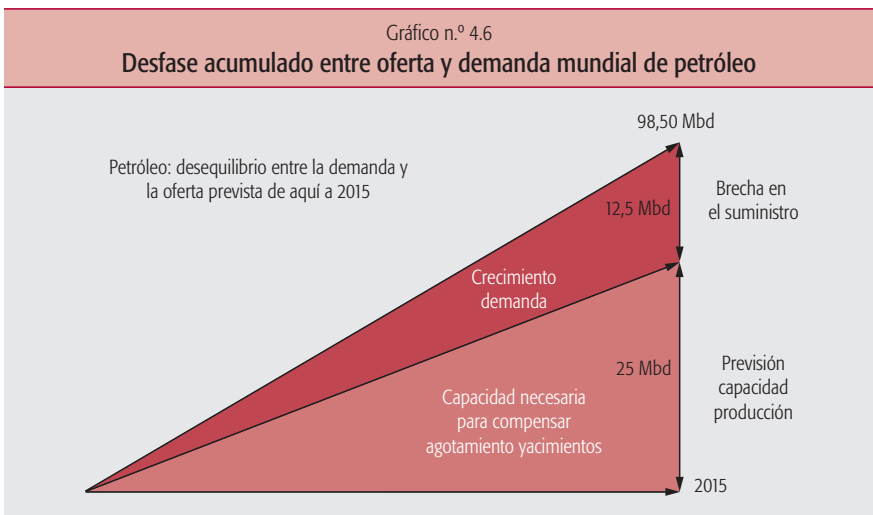
d) AIE: estima el techo en 2015

La AIE (2007) llega a estimaciones bastante pesimistas, tal como muestra el gráfico n.º 4.5. Plantea tres escenarios de aumento del consumo. El primero está basado en un crecimiento medio del PIB mundial del 5,9%, resultando que la demanda justo puede ser satisfecha hasta 2009. El escenario medio supone un crecimiento del 4,5% y la demanda no va a poder ser satisfecha en 2010. El tercer escenario prevé un crecimiento medio del PIB mundial de 3,2%. Pero el descenso de la oferta a partir de 2010 es tan fuerte que la demanda no podrá ser satisfecha en 2011. Basándose en el escenario medio, se prevé un desfase de 6 Mb/d en 2012, lo cual le lleva a afirmar que en este año se producirá una «crisis energética» (ASPO, Newsletter, octubre 2007). En el mejor de los casos, suponiendo que todos los proyectos para incrementar la producción de petróleo (incluyendo gases licuados de petróleo y biocombustibles) tuvieran éxito, a partir del año 2011 la oferta no sería capaz de satisfacer la demanda asociada a un crecimiento del PIB del 3,2% anual.

La AIE profundiza en el desfase citado en su informe anual *Outlook 2007*, editado unos 6 meses después que el anterior, ya que amplía el horizonte temporal del periodo analizado hasta 2015. Si en el estudio anterior el desfase acumulado entre oferta y demanda era del orden de 6 Mb/d, en 2015 alcanza ya los 12,5 Mb/d. Llega a esta conclusión al estimar en 25 Mb/d la destrucción



Fuente: AIE 2007.^a



Fuente: AIE Outlook 2007.

acumulada de oferta, fruto del proceso de agotamiento de los yacimientos existentes y de estimar que los yacimientos puestos en explotación en el periodo analizado sólo serán capaces de compensar tal declive. Por tanto, el desfase de 12,5 Mb/d está producido por el incremento de la demanda previsto. Además, considera que tal desfase sólo se produciría en el caso de que «todo vaya bien», y este conjunto de circunstancias es altamente improbable que se den. Así que el desfase, de continuar las tendencias de demanda, será, con toda probabili-

Cuadro n.º 4.2
Evolución de la oferta de petróleo
2008-2012
(millones de barriles diarios)

País	2008	2009	2010	2011	2012
Producción de petróleo el año anterior	85,30	86,06	86,98	87,85	88,41
Producción de nuevos yacimientos	1,49	1,15	0,80	0,54	0,96
Aumento de la producción de yacimientos existentes	2,84	3,38	3,73	3,70	2,75
Agotamiento	3,58	3,61	3,65	3,69	3,71
Producción mundial de petróleo	86,06	86,98	87,85	88,41	88,40

Fuente: Rubin y Buchanan: 2008, febrero.

dad, mayor (AIE, 2007). El informe constituye de facto la aceptación de que el techo del petróleo podría producirse en 2015, porque siguiendo la tendencia descendente del petróleo ofertado, en 2016 el petróleo nuevo será menor y no podrá ni compensar el petróleo consumido por agotamiento.

e) CIBC (Canadian Imperial Bank of Commerce): estima el techo en 2011

El CIBC realizó en febrero de 2008 una estimación de la evolución de la oferta y de la demanda en el periodo 2008-2012. Parte de las premisas siguientes: la tasa anual de agotamiento de los yacimientos existentes se inicia en el periodo considerado al ritmo de 3,5 Mb/d y seguirá subiendo hasta alcanzar 3,7 Mb/d; la oferta a principios de 2008 era de 85,30 Mb/d; cada año los yacimientos nuevos aportarán una media aproximada de 1 Mb/d (considerando que se van a producir más retrasos de los previstos en los proyectos que entrarán en fase de explotación los años próximos), lo cual supone 5 Mb/d de reducción acumulada de oferta; y los yacimientos existentes incrementarán sus extracciones en el entorno de 3 Mb/d cada año. Con estas premisas se llega a la conclusión de que la oferta va a ir creciendo anualmente por debajo de 1 Mb/d durante el periodo analizado (3,10 Mb/d acumulados), hasta llegar a 88,41 Mb/d en 2011 y la misma cantidad en 2012, tal como se muestra en el cuadro n.º 4.2. El CIBC sitúa el techo en 2011; se llega al mismo mediante una curva de oferta en suave ascenso (Rubin y Buchanan, 2008).

En el cuadro n.º 4.3 se analiza cómo se va a repartir los 3,10 Mb/d de aumento de la oferta. Prevé que se incrementará el consumo de los países exportadores en unos 4 Mb/d en el periodo considerado y que el de los países emergentes importadores de petróleo lo haga en cerca de 3 Mb/d. Así que hasta aquí se produciría un desfase ente oferta y demanda de unos 4 Mb/d. Este desfase quedará anulado con una caída de la demanda de los países OCDE de más de 4 Mb/d. Esta reducción del consumo se producirá

Cuadro n.º 4.3
La oferta satisface la demanda en un escenario de crecimiento de los precios del petróleo

Millones de barriles diarios	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda mundial de petróleo	85,7	86,1	87,0	87,9	88,4	88,4
Variación anual	1,2	0,5	1,0	1,1	0,6	0,0
OCDE ¹	47,2	46,4	46,0	45,6	44,8	43,6
Variación anual	-0,3	-1,6	-0,9	-0,9	-1,7	-2,6
OPEP+México+Rusia	12,8	13,4	14,1	14,8	15,6	16,4
Variación anual	4,9	8,0	5,0	5,1	5,1	5,1
China + Otros países desarrollados	25,8	26,3	26,9	27,5	28,0	28,4
Variación anual	2,3	2,0	2,3	2,4	1,9	1,4
Oferta mundial de petróleo	85,3	86,1	87,0	87,9	88,4	88,4
Petróleo West Texas (\$/Barril)	72	95	105	115	130	150

Fuente: *Rubin y Buchanan: 2008, febrero.*

1 Excepto México.

como consecuencia de una subida previsible del precio del petróleo del 50% en el periodo considerado. Este comportamiento asimétrico es justificado por los motivos siguientes: el aumento del consumo de los países exportadores se explica por sus precios bajos y su fuerte crecimiento económico; el de las potencias emergentes importadoras de petróleo es debido al fortísimo ritmo de aumento de rentas; y, por último, los países OCDE, cuyas rentas crecen de forma suave, están reduciendo su consumo por la combinación de la escalada de los precios y de políticas de reducción del consumo de los gobiernos. Y la elevación de precios prevista intensificará ambos comportamientos reductores de demanda (Rubin y Buchanan, 2008).

Otras estimaciones del techo de extracción del petróleo

- Bakhtiari (ex director explotación y prospección de la compañía nacional de petróleo de Irán) ya hemos pasado el techo en 2006 y actualmente estamos en una meseta.
- Al Husseini (ex director explotación y prospección de ARAMCO): 2006 (meseta)
- Campbell (ex vicepresidente de Total y fundador de ASPO): en cualquier momento
- Simmons (presidente del banco de inversiones en energía Simmons & Company International): 2007
- CNOOC (compañía estatal china de petróleo): en 2010

- Skrebowski (editor de *Petroleum Review*, ODAC): entre 2010-2012
- AIE: 2012
- China (según R. Hirsch): 2012
- Francia (Ministerio de Energía): 2013-2023
- Servicio Geológico alemán: 2017
- Shell Oil: poco después de 2025
- United States Energy Information Administration: 2030
- Departamento de Energía de EEUU: 2030
- Exxon Mobil: no detecta la llegada del cenit
- OPEP: niega la existencia del cenit
- Christopher de Margerie (director general de Total): «las previsiones optimistas sitúan la producción máxima diaria en 100 millones de barriles, lo que significa que la demanda mundial podría superar la oferta antes de 2020».
- Jeroen van der Veer, presidente de Royal Dutch Shell: «a partir de 2015, la oferta de petróleo y gas de fácil acceso ya no aumentará al mismo ritmo que la demanda»

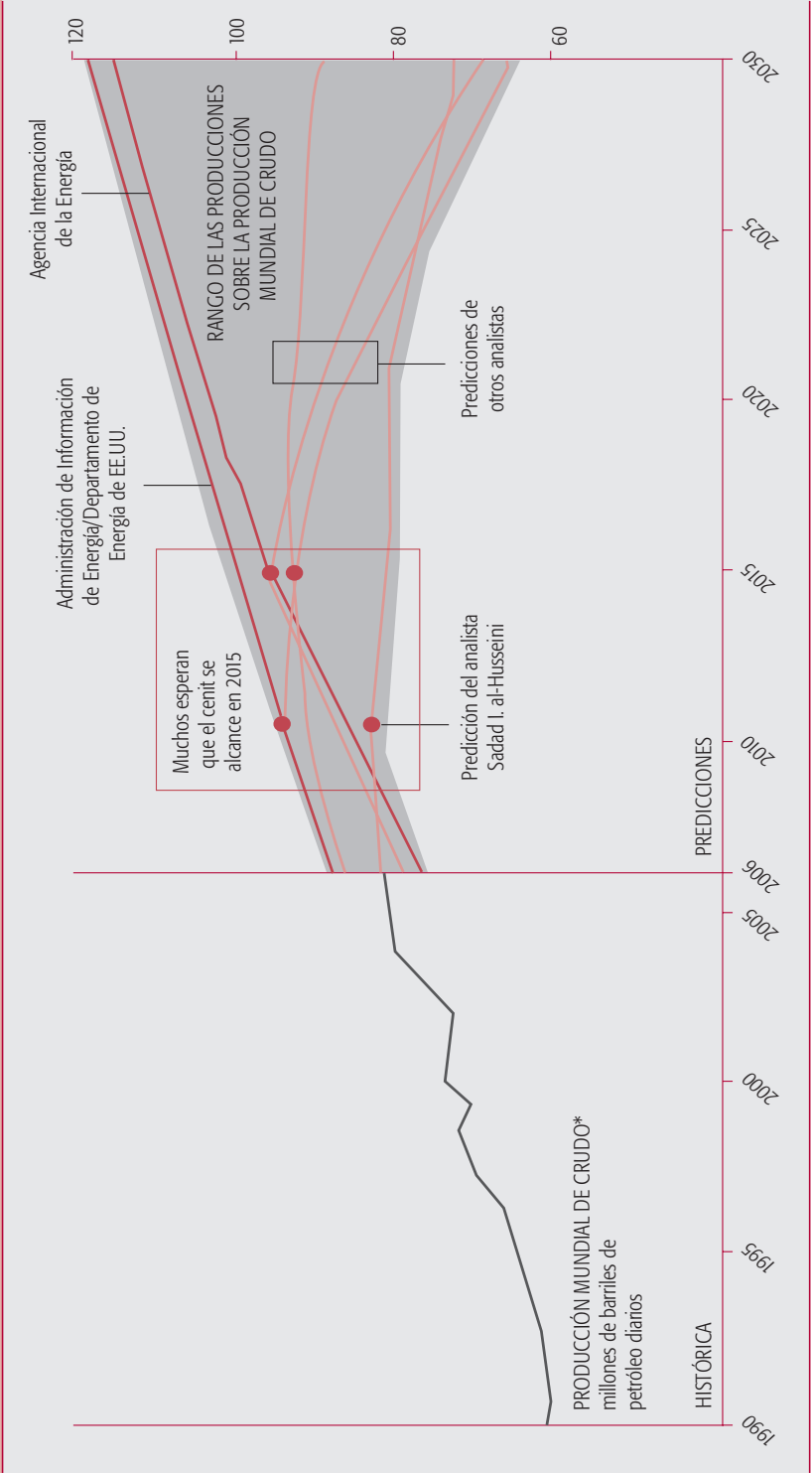
Las distintas estimaciones del techo de producción y de su forma: pico, meseta, diente de sierra.

Existe un sinnúmero de estimaciones sobre el ritmo de agotamiento de los yacimientos en explotación. Según las ponencias de la Conferencia de 2007 de ASPO-USA celebrada en Houston tenemos los ritmos siguientes: Skrebowski (4% y aumenta al ritmo anual de 0,1-0,15%); CERA (4,5%); principales compañías de petróleo (5%); Simmons (6,7%); Nacional Petroleum Council (6,8%); consultora Schlumberger (8%); etc. El ratio que consigue más consenso es el de 4,5%. A pesar de que las discrepancias son sobre un tema tan importante como este, se produce un elevado grado de coincidencia sobre el techo del petróleo.

Hemos visto que desde principios de 2005 la oferta se había mantenido estancada en una meseta oscilante alrededor de 85,5 Mb/d durante 33 meses, con un pico en junio de 2006 de 86,20 Mb/d. Pero esta tendencia se ha quebrado, al menos, entre octubre de 2007 y enero de 2008 (último dato contabilizado), primero alcanzando una cota de 86,4 Mb/d en los meses finales de 2007 y después alcanzando los 87,2 Mb/d en enero de 2008. Las estimaciones sobre la evolución de la oferta de muchos analistas (los del CIBC, ASPO, Simmons, algunos analistas del blog *The Oil Drum*, etc.) coinciden en que tal cantidad supone el techo o, como mucho, éste se situará en 88 Mb/d alrededor del año 2010. Además, están los que consideran que el techo ya se alcanzado con la cota de 86 Mb/d (al Husseini, Bakhtiari, WEG, etc.). En realidad,

Gráfico n.º 4.7

Predicciones sobre el techo del petróleo



Fuente: Paul Roberts en *National Geographic*, España, junio 2008.

las discrepancias son muy pequeñas, como mucho del orden de 2 Mb/d, y se deben a las diferentes estimaciones de los factores extra geológicos. Para los últimos analistas el citado periodo de elevación de oferta sería coyuntural y se mantendría la meseta interrumpida en octubre de 2007; como el techo de ASPO se sitúa en 87 Mb/d en 2010, se produciría una meseta de tres años; los que prevén el techo en 88 Mb/d hacia el 2010 plantean implícitamente una meseta con pequeña inclinación ascendente. De lo dicho se pueden sacar dos conclusiones: los 33 meses de meseta indican la incapacidad de elevar la oferta de forma importante. Crece el consenso acerca de la forma del techo, en el sentido que este adoptará la forma de meseta corta.

Por otro lado, hay un importante grupo de analistas (la mayoría son ejecutivos de las empresas petrolíferas) que coinciden en que el techo se encuentra en la banda 90-100 Mb/d. Sin embargo, discrepan en la fecha del techo. La *American Association of Petroleum Geologists* celebró a finales de 2006 una conferencia (sin acceso de los medios de comunicación), en la que participaron las principales empresas de hidrocarburos del mundo. Llegaron al consenso de que el techo de extracciones estaba en la banda indicada. Esta previsión es defendida, además, por el BGR, el CME y la consultora PFC Energy. Conoco Phillips y Total están de acuerdo en que es optimista la cota de 100 Mb/d. Sin embargo, en la citada conferencia las fechas de los techos oscilaban entre 2020 y 2040. Lo cual no parece lógico, porque habitualmente los analistas que estiman tales techos prevén que los 90 Mb/d se alcanzarán en 2010 (este es el año que prevé el presidente de Total) y los que prevén un techo en 100 Mb/d lo sitúan en el entorno de 2015. El BGR y el CME lo colocan en 2014 (www.odac-info.org; Crooks y Blas, 2007).

Cada vez gana más adeptos la hipótesis de que el techo tiene forma de meseta. Este asunto tiene más importancia que el de las discrepancias en torno a la fecha del mismo (que siempre son de unos pocos años), porque sus consecuencias pueden ser muy dispares. Al Husseini estima que nos encontramos ya en una meseta iniciada en 2006 y que durará 15 años. Otros autores plantean una aproximación suave al techo, que se produciría en la década próxima, para entrar en una meseta de una década y un posterior declive suave. Esta teoría es defendida por el BGR (organismo geológico del gobierno alemán), el CME y la consultora PFC Energy. En caso de una meseta prolongada el impacto podría ser menos fuerte para las sociedades industrializadas, porque sólo tendrían que reducir su consumo en 5-10 Mb/d (siguiendo las previsiones del CIBC). Si la meseta es corta y es seguida de un fuerte declive, la destrucción de consumo será mucho más intensa. Bakhtiari afirmaba (murió en octubre de 2007) que estamos desde 2006 en una meseta de 2-3 años de duración y después vendrán tres fases de declive, con intervalos semejantes. Las posiciones ASPO y por el EWG no están alejadas de Bakhtiari. Prevén

una techo corto (3-4 años), pero ligeramente redondeado (al principio hacia arriba y después del techo, hacia abajo). A continuación se pasaría a una fase de declive, con ratios anuales de 2-3%. En opinión de Bahktiari el descenso empezaría a ser importante hacia 2011 y se agudizaría 2-3 años más tarde (TOD, 12/10/07, ASPO Newsletter, octubre, 2007; EWG, 2007).

Los analistas que defienden una fuerte pendiente poco después del techo la justifican por la conjunción de múltiples factores. El declive rápido de los yacimientos gigantescos, que han venido suministrando el 40-50% del petróleo. Los yacimientos en aguas profundas tienen, como hemos visto, un techo muy agudo (que el del conjunto se produciría en 2011), así que después del ascenso rápido del ritmo de bombeo, se producirá un descenso igualmente agudo. Debido a estos factores, el ritmo medio de agotamiento anual de los yacimientos antiguos pasaría del 4-5% actual al 8%, es decir, de unos 4Mb/d a cerca de 7Mb/d (Rembrandt, 2007, TOD, 12/10/07)³³. De hecho, Paul Roberts, conocido experto mundial, afirma que «la producción de los campos petrolíferos está bajando en todo el mundo hasta un 8% anual, lo que significa que las compañías petroleras tienen que desarrollar una capacidad adicional de hasta 7 Mb/d sólo para mantener el nivel de producción, además de producir varios millones de barriles más para satisfacer la demanda, que crece alrededor de un 1,5% anual» (Roberts 2008).

Dos casos emblemáticos del techo de producción: el Mar del Norte y el Golfo de México

La producción de petróleo del Mar del Norte está cayendo en picado. El bombeo en esta región alcanzó su cenit en 1999, con una media de casi seis Mb/d —equivalente al consumo conjunto de Alemania, Francia y España—. Desde entonces hasta este año la producción ha caído un 26%, hasta 4,4 Mb/d —un descenso de más 1,5 Mb/d, justamente la cantidad que consume España—. Las últimas cifras sugieren que el descenso se está acelerando. La tasa de agotamiento de los yacimientos es mayor de lo anticipado. La producción del Mar del Norte sigue con su declive anual de más de 5%, aunque todavía emplea alrededor de 30.000 trabajadores directos. El sector petrolero británico sigue siendo el primer contribuyente a las arcas del Tesoro (15,6 billones de euros de impuestos sobre beneficios) por delante incluso del sector bancario.

³³ «El aspecto que se debe recordar sobre la producción no es que llegue a su nivel máximo, sino que después disminuye rápidamente, en una época en que la demanda mundial aumenta con rapidez». En cuanto empiece el descenso, dice Romm, «quedará muy poco tiempo para que Estados Unidos reaccione» (Joe Romm, ex subsecretario de Energía de la administración Clinton). Aun en el caso de que supongamos que ese techo será en realidad un altiplano, cuyo «precipicio» se sitúa hacia 2020, por ejemplo, no nos deja mucho tiempo, desde luego no el suficiente, para prepararnos para la clase de consecuencias que ese nivel máximo puede ocasionar.

El paradigma del ocaso en el sector británico es el yacimiento *Brent*, que da nombre a la variedad de petróleo que sirve de precio de referencia en Europa. Hoy apenas bombea 20.000 b/d, lejos de los casi 500.000 b/d de 1990. Tanto ha caído que la referencia del mercado, pese a que sigue conociéndose como *brent*, es ahora una mezcla de los crudos *brent*, Forties y Oseberg.

El otro gran problema de la industria es que los yacimientos que se descubren son cada vez más pequeños —alrededor de 20 millones de barriles en reservas— frente a los 400-500 millones de barriles en los años setenta y ochenta. El menor tamaño implica que hay que desarrollar más campos para lograr un impacto en los niveles de producción y los costes también son más altos.

El mar del Norte era una de las fuentes de suministro de petróleo más importantes para España hace una década, ayudando a mejorar la seguridad de suministro frente a las tensiones de Oriente Medio y Rusia. En 1996, Reino Unido era el sexto mayor suministrador de crudo para España, con una cuota de mercado del 7%. Rusia, en aquel momento, estaba en el octavo puesto, con una cuota del +6%. Diez años después se ha producido un giro espectacular: Reino Unido y Noruega han desaparecido de la tabla, suponen actualmente menos del 2% del crudo que compra España, y Rusia se ha encaramado al primer lugar, con una cuota de mercado del 18% y un crecimiento del 300% en una década.

Las reservas petroleras de México también se están agotando y el futuro energético del país se presenta sombrío. En pocos años podría dejar de ser uno de los grandes exportadores de crudo, lo que acarrearía consecuencias mundiales y, en particular, para EE.UU., uno de los grandes consumidores de petróleo mexicano.

Un informe elaborado por el Gobierno mejicano sobre la situación de Petróleos Mexicanos (Pemex) describe la grave situación del monopolio estatal en los siguientes términos: México tendrá en los próximos años un déficit de 500.000 barriles de petróleo diarios, equivalentes a 14.000 millones de dólares anuales menos, si no recurre a la prospección de nuevos yacimientos a grandes profundidades de hasta 3.000 metros en aguas del golfo de México. Para ello necesitaría la tecnología punta, de la que Pemex carece, que podrían proporcionar las grandes multinacionales extranjeras del sector, como Exxon Mobil, BP, Shell o Repsol-YPF.

El diagnóstico advierte de que sin el petróleo de aguas profundas, México verá reducida para el año 2021 su plataforma de producción en medio millón de barriles diarios. Según las proyecciones, al ritmo actual las reservas probadas alcanzarían sólo para poco más de nueve años, y la importación de gasolina, gas y petroquímicos iría en aumento. «Dado el



Fuente: Pemex.

tiempo de maduración de los proyectos en aguas profundas, los trabajos en esta región deben iniciarse ahora para evitar poner en riesgo la plataforma de producción del país», recomienda el informe.

En la presentación de este informe se señala que Pemex necesita el apoyo de empresas especializadas para obtener tecnología y capitalizar un programa de expansión y añade que los problemas de Pemex no son sólo financieros, sino también operativos, tecnológicos y de capacidad de ejecución.

Las estimaciones del techo de producción están basadas en condiciones ideales

Las estimaciones sobre el techo del petróleo aún pueden empeorar y lo más probable es que lo hagan, aunque no se puede prever en qué medida. La previsión de desfase entre oferta y demanda que realiza la AIE se basa en la premisa de que «todo vaya bien» y, de la misma manera, las previsiones de la industria del petróleo también parten de la premisa citada. Pero no tienen en cuenta los siguientes factores: retrasos no previstos en las fechas de puesta en explotación de yacimientos nuevos (salvo los casos del CBIC y el WEG); fenómenos políticos (guerras, políticas restrictivas de los gobiernos); escasez de personal cualificado; fenómenos climáticos, etc. La experiencia es que estos factores están influyendo y lo seguirán haciendo en el futuro (con intensidad creciente en la mayor parte de los casos).

En la gran mayoría de los proyectos de nuevos yacimientos se producen retrasos continuos en la puesta en explotación, que alcanzan en algunos casos más de 5 años. La causa más importante suele ser que los yacimientos se encuentran en zonas climáticamente adversas (cómo el Ártico) y de difícil acceso (yacimientos a gran profundidad en el mar). Los principales yacimientos que se pondrán en explotación en el próximo futuro (Thunder Horse y Atlantis en el Golfo de México, Sajalin II en Rusia, Kashagan en Kazajstán, arenas bituminosas canadienses; etc.) arrastran dilaciones de bastantes años (Whipple, 2007). De los 32 proyectos de nuevos yacimientos o de expansión de existentes que debían entrar en explotación en 2006, sólo 12 lo lograron (Rubin y Buchanan, 2006, diciembre). Entre las causas de estos retrasos están las dificultades que presentan muchos de los nuevos proyectos. El Kashagan se encuentra en una zona pantanosa y el yacimiento es muy peligroso por los gases tóxicos que contiene y su temperatura extremadamente alta. En el Golfo de México se perforan pozos a 6 millas de profundidad. En la isla de Sajalin se están perforando pozos casi horizontales de varias millas para llegar a yacimientos en un mar plagado de grandes icebergs (Mouawad, 2007).

Los retrasos también se producen por una escasez de infraestructuras y personal cualificado y una aguda escasez de plataformas de prospección y de exploración. En EE.UU. el déficit era de 400-500 meses de perforación a principios de 2006. Se considera que la situación es todavía peor en el resto del mundo. A ello hay que añadir la necesidad de reemplazar las plataformas viejas. Las existentes hasta ahora tienen más de 25 años de vida media. En realidad, la mayor parte de las infraestructuras son muy antiguas, como lo demostró en el verano de 2006 el vertido del oleoducto de BP en Alaska. Simmons (2006) estima que el 90% de las infraestructuras han sobrepasado el periodo de vida para el que fueron diseñadas, por lo que prevé frecuentes averías que limitarán cada vez más su utilización. En el caso de los oleoductos se estima una reducción de capacidad de hasta un 50%. Hay también una gran escasez de personal cualificado, lo que se traduce en una aguda competencia entre las compañías por el personal. Un estudio de CERA calcula que la edad media de los ingenieros es de 51 años y el ritmo anual de jubilación es del 6%, por lo que se jubilará el 50% para 2015. El flujo de entrada es sólo del 2%. El resultado neto será una disminución del 10-15% para 2010 (CERA, 2007). Esta situación es el resultado de muchos años de petróleo barato, lo cual llevó a las empresas a ahorrar costes.

Los factores indicados generan fuerte incrementos de costes, por la competencia sobre recursos escasos. Pero se producen también por otros motivos: la escalada del precio del petróleo encarece todas las actividades que lo utilizan; se está produciendo también un fuerte encarecimiento de la mayoría de los minerales; los yacimientos hallados son cada vez más pequeños y costosos; resulta cada vez

más caro el conseguir mediante nuevas técnicas incrementar el petróleo recuperable de los yacimientos; las compañías de ingeniería exigen pagos cada vez mayores por los crecientes riesgos que asumen; se disparan los costes del transporte; etcétera. CERA ha diseñado un índice para hacer el seguimiento de los costes y sus resultados son: en el periodo 2000-2004 se produjo una elevación suave de los costes, pero a partir de 2005 el ritmo se aceleró fuertemente en los 2,5 años posteriores, aumentando un 53%; en el último tramo de este periodo la escalada se suaviza un poco. Un estudio de Lehman Brothers calcula que el coste de prospección y puesta en explotación de yacimientos pasó de 5 dólar/barril en 2001 a 20,40 dólar/barril en 2006 (se multiplicó por cuatro). Por lo que «muchos nuevos proyectos planeados no se materializarán» (Cohen, 2007).

Muchos autores dudan de que sea posible extraer buena parte del petróleo existente en el Golfo de México. La mayor parte de este petróleo nuevo vendría de yacimientos situados en aguas profundas, en alta mar, lugar donde los huracanes alcanzan la máxima fuerza. Además, hay una estrecha correlación entre la elevación de la temperatura en las aguas del Golfo y la severidad de los huracanes (la cual se ha duplicado desde la década de los 70).

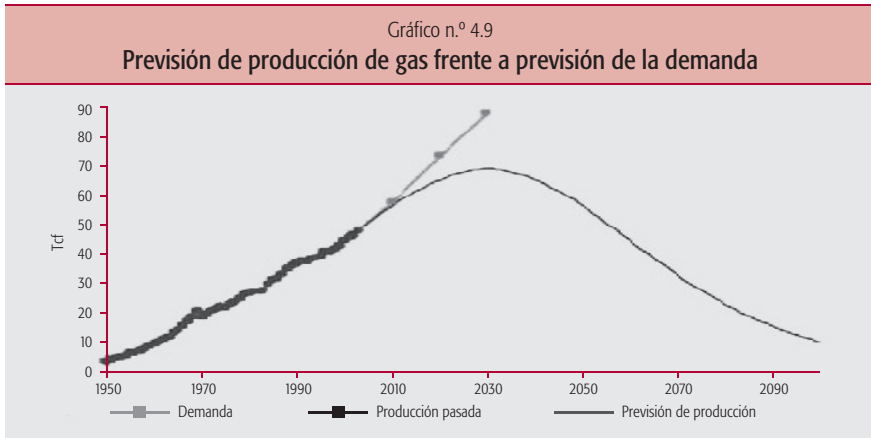
Del análisis de sus anteriores informes, Skrebowski concluye que en las circunstancias actuales, dominadas por un creciente nacionalismo energético y escasez de personal y materiales, es inevitable que los proyectos sufran retrasos. De hecho el tiempo medio entre descubrimiento y puesta en producción ha aumentado hasta 7,7 años. Esto significa que cualquier descubrimiento hecho hoy no entraría en producción hasta bien entrado el 2014. Finalmente, Skrebowski concluye que, primero, los datos sobre el funcionamiento de los proyectos y la tasa de agotamiento son poco satisfactorios, sobre todo para los productores OPEP, y segundo, que los grandes volúmenes de nueva reserva y capacidad que se añadirán entre 2007 y 2012 podrían no traducirse en los aumentos de producción necesarios para continuar soportando el crecimiento de la economía mundial.

El techo del gas

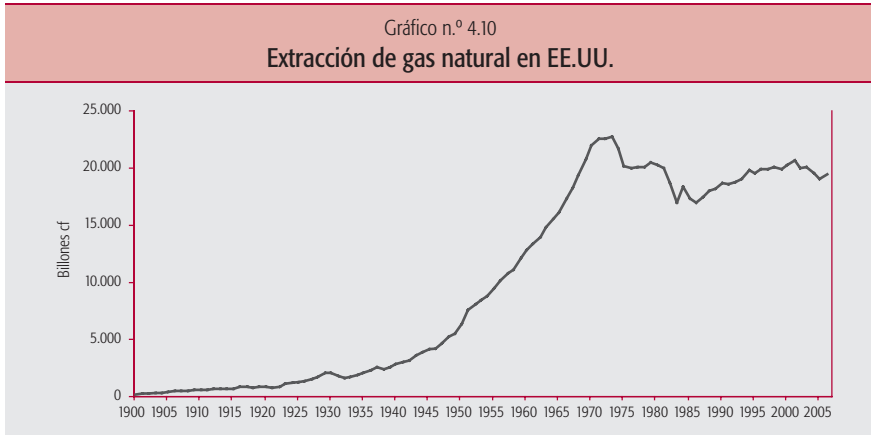
En cuanto al gas, al igual que ocurre con el petróleo, también está sujeto a un proceso de declive si bien menos acentuado, se diferencia del techo del petróleo en dos particularidades:

- El gas tendría una meseta más pronunciada
- La caída tendría una pendiente mayor

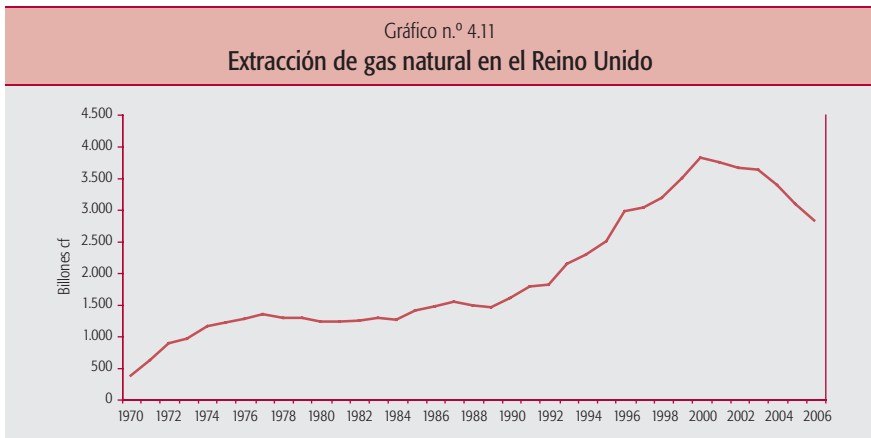
Se espera que el techo del gas natural tenga lugar en la década de los años veinte del presente siglo, si bien antes de este momento se producirán tensiones entre la oferta y la demanda que se reflejarán en importantes subidas en los precios.



Fuente: ASPO, AIE, BP.



Fuente: AIE, BP.



Fuente: BP.

4.2. EL DEBATE ENTRE OPTIMISTAS Y PESIMISTAS SOBRE LAS RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO

La estimación de las reservas petroleras se ha convertido en objeto de guerras de cifras entre «optimistas» y «pesimistas», y muchos se cuestionan sobre la fecha del pico del petróleo, el momento a partir del cual se habrá consumido el 50 % de las reservas mundiales.

Este debate se nutre de las incertidumbres que rodean los datos disponibles: el estado de las reservas, los volúmenes de consumo, el nivel de la intensidad energética (cantidad de energía necesaria para producir un bien), el índice de recuperación (nivel de petróleo recuperado por cada pozo) o las cantidades utilizables de petróleos no convencionales. Además a las compañías nacionales de numerosos países productores a veces les interesa disminuir o incrementar artificialmente la estimación real de sus reservas. En estas condiciones, es muy difícil considerar las proyecciones actuales como completamente fiables, lo que crea grandes incertidumbres sobre la evolución de los mercados petroleros y explica los efectos «yo-yo» (volatilidad) en el precio del barril.

Si bien todavía existen enormes cantidades de petróleo encerradas en el subsuelo del planeta, la mayor parte de ellas son de lo que podría denominarse petróleo teórico; puede que exista, pero en entornos sumamente indeterminados y muy problemáticos en todos los órdenes: en lo geológico, tecnológico, político y social. Así pues, la capacidad para llegar a ese petróleo, extraerlo, refinarlo y distribuirlo, depende de un sinnúmero de variables —tecnológicas, económicas, financieras y políticas—, variables que son, hoy por hoy, difíciles de predecir y todavía más difíciles de controlar³⁴.

4.2.1. Reservas de petróleo «demostrado» y del «estimado-no descubierto»

Debemos distinguir dos tipos de petróleo: el «demostrado» y el estimado pero «no descubierto». «Demostrado» o «probado» es el término empleado para designar el crudo que se encuentra en yacimientos que ya han sido descubiertos pero aún no se han explotado. Las reservas «demostradas» son fundamentalmente los inventarios que manejan compañías como ExxonMobil y estados petroleros como Arabia Saudí o Noruega. Según el USGS, uno de los

³⁴ Por ejemplo, la cuenca de Santos alberga importantes yacimientos de hidrocarburos, que pueden convertir a Brasil en un gran productor. Sin embargo, dichos hidrocarburos se encuentran seis kilómetros por debajo del nivel del mar: dos kilómetros de lámina de agua, otros dos kilómetros de colchón de sal y otros dos kilómetros de rocas sedimentarias. Llegar a ellos y extraerlos requiere tecnología muy puntera y pueden pasar unos 10 años o más para comercializarlos. Y lo curioso es que la cantidad de petróleo extraíble de uno de estos yacimientos gigantes —entre 5.000 y 8.000 millones de barriles en el caso de Tupi— tan sólo serviría para satisfacer tres meses el ritmo de consumo actual. Tupi es 15 veces más pequeño que el legendario campo Ghawar de Arabia Saudí, que contenía unos 120.000 millones de barriles cuando fue descubierto en 1948.

organismos petroleros más respetados y citados del mundo y líder de los optimistas del petróleo, las reservas demostradas del planeta suman 1,7³⁵ billones de barriles, más de la mitad de las cuales se hallan en Oriente Próximo.

El petróleo «no descubierto», en cambio, es el que todavía no ha sido demostrado por las barrenas pero del que se presume su existencia gracias a varios marcadores geológicos. En teoría, los yacimientos de petróleo no descubierto están dispersos por todo el mundo, aunque determinadas regiones parecen favoritas, entre ellas Siberia, el oeste de África, el este de Sudamérica, el mar Caspio³⁶. Según el USGS, el volumen de petróleo no descubierto se encuentra entre 900.000 millones de barriles y 1,5 billones. Se estima que en el Ártico subyace el 25% de los recursos de petróleo y gas que quedan en el mundo. Es, por ello, objeto de disputa entre EE.UU., Canadá, Rusia, Noruega y Groenlandia (Dinamarca). Debido a las adversas condiciones logísticas y meteorológicas podrían pasar 15 años entre las primeras perforaciones y la comercialización de los hidrocarburos extraídos.

Sumando los depósitos de petróleo demostrado (1,7 billones de barriles) y del no descubierto (0,9 billones de barriles) obtenemos un total de 2,6 billones de barriles de petróleo convencional.

Añádase a esto las reservas de petróleo «no convencional» —ya sea en forma de las extensas arenas bituminosas del Norte de Alberta (Canadá), el océano de espeso «crudo pesado» de Venezuela o todas las reservas de gas natural (que puede convertirse en gasolina y gasoil sintéticos)— y, según los optimistas, el mundo no alcanzará su techo de producción en los próximos cincuenta, sesenta o cien años. Ese colchón, afirman los optimistas, nos concederá tiempo suficiente para desarrollar nuevas tecnologías energéticas y efectuar una transición ordenada a un orden económico social posterior a los hidrocarburos sin tener que adoptar medidas de emergencia precipitadas y costosas.

³⁵ Esta cifra varía porque los optimistas añaden las «nuevas reservas» que podrían obtenerse por una mayor capacidad de extracción de los yacimientos conocidos, gracias a los avances tecnológicos.

³⁶ La disolución de la Unión Soviética ha originado una nueva zona potencialmente gran productora de hidrocarburos: la región del mar Caspio, que se afirmará como un competidor importante de Rusia (e incluso de Oriente Medio) y redibujará el mapa de los abastecimientos de Europa y Asia. Los Estados situados en la orilla del Caspio—aparte de Irán y Rusia, se trata principalmente de Azerbaiyán, Kazajstán y Turkmenistán —poseen reservas todavía inciertas, pero que varían entre los 16 y los 39 gigabarriles (Gb) de petróleo, y entre 6.000 y 8.000 G de m³ de gas natural—. Estos niveles de reservas permitirían en 2010 asegurar una producción que oscila entre los 2,4 Mb/d y 5,9 Mb/d en el caso del petróleo, y de entre 200 Gm³ de gas. Debido a que la revalorización de los hidrocarburos de esta zona precisa inversiones considerables, el desarrollo de los grandes yacimientos de Chirag, Azeri, Gunashli y Shah Deniz (Azerbaiyán) y de Karachaganak, Tengiz y Kashagan (Kazajstán) se realiza bajo los auspicios de las principales compañías petroleras internacionales, mediante acuerdos de reparto de la producción.

4.2.2. Expectativas pesimistas

El problema es que tanto las cifras del petróleo demostrado como del no descubierto son dudosas. Por ejemplo, las estimaciones sobre las reservas demostradas son rutinariamente exageradas para obtener beneficios económicos y políticos. Un caso clásico se produjo a finales de la década de los ochenta, cuando los seis grandes productores de la OPEP —Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Irak, Venezuela y Arabia Saudí— añadieron colectivamente más de 300.000 millones de barriles a sus reservas declaradas. Esta estratagema casi doblaba las cifras sobre reservas que habían figurado en los libros durante años. Arabia Saudí, poseedor de las reservas de petróleo más grandes del mundo, aumentó su estimación de 167.000 millones de barriles hasta la cifra de 257.000 millones, por sorpresa.

Los países productores de petróleo deberían corregir las estimaciones de sus reservas sólo en dos situaciones: cuando se realizan descubrimientos de nuevos yacimientos o de tecnologías de extracción o cuando algún nuevo método de evaluación revela que tienen más (o menos) petróleo en las reservas existentes del que se declaró anteriormente. El problema es que físicamente sólo se extrae actualmente entre el 35%-40% del petróleo de un yacimiento. Por eso el petróleo no se acabará nunca, porque no lo podemos extraer hasta vaciar por completo un yacimiento. Una mejora del 5% en la capacidad de extracción, por ejemplo, supondría descubrir una nueva Arabia Saudí, lo que equivale a 250.000 millones de barriles, el 25% de las reservas probadas mundiales. Pero la paradoja es que ninguno de los países de la OPEP había anunciado ningún nuevo descubrimiento importante durante la década de 1980 o 1990, ni las tecnologías de extracción o de evaluación de yacimientos habían mejorado repentinamente. Los países de la OPEP afirmaron «corregir errores pasados» y argumentaron que las compañías petroleras occidentales que fundaron empresas petrolíferas en Oriente Próximo «no habían informado correctamente del volumen de sus reservas».

La falta de datos fiables sobre las reservas existentes, especialmente en el caso de los países petroleros que tienen nacionalizados los yacimientos (y son la gran mayoría), es una opinión compartida por los expertos. Los gobiernos de los países petroleros exageran su potencial para atraer inversiones hacia la prospección y explotación de yacimientos y para tranquilizar a sus poblaciones. En última instancia, el sistema de cuotas establecido por la OPEP implicaba dejar ociosa una parte importante de la capacidad de extracción de algunos de sus miembros. Con la argucia del aumento de las reservas estos países conseguían incrementar sus cuotas y poner en funcionamiento esa capacidad ociosa. Por otra parte, las reservas de petróleo tienen un importante valor político y económico: en mundo en que el petróleo empieza a escasear los principales países exportadores alcanzan un status político de primera magnitud.

También les permite atraer más inversiones en la prospección y explotación de petróleo. Ahora ya no es ésta la situación porque la mayoría de los países productores están bombeando el petróleo que pueden, no el que quieren. Además se aproxima otra limitación: la del balance energético. Cada vez se necesita el aporte de más energía en la explotación petrolífera. El balance energético general entre energía obtenida e invertida ha pasado de un ratio 100:1 en 1950 al actual de 10:1 y sigue cayendo (Staniford, 2005)³⁷.

Los pesimistas del petróleo ponen en tela de juicio las cifras que se barajan en la actualidad, porque en muchos casos, afirman, esos números no tienen contrastación empírica. Por ejemplo, los pesimistas reducen las reservas de petróleo «no descubierto» a 800.000 millones de barriles. El problema es que quedan pocos lugares en los que todo ese petróleo pueda estar depositado y en los que las compañías petroleras no hayan buscado. El petróleo no es un fenómeno geológico aleatorio, algo que pueda darse en cualquier parte, es el resultado de complejos procesos geológicos³⁸, un fenómeno relativamente raro, que se produce sólo en determinados espacios geológicos, bajo determinadas condiciones y dentro de una zona poco profunda justo por debajo de la superficie terrestre. En la Tierra existen aproximadamente seiscientos sistemas petroleros capaces de producir cantidades comerciales de petróleo y gas. De ellos, aproximadamente cuatrocientos ya han sido explorados. Los demás se hallan en lugares como el Ártico o debajo del mar, zonas remotas y de difícil acceso a las que las compañías petroleras han acudido sólo después de explotar el petróleo más accesible.

Aleklett y Campbell (2003) opinan que «el mundo ha sido exhaustivamente explorado utilizando tecnología avanzada y conocimiento científico bien probado. Además, la industria se ha dirigido a los proyectos más grandes y mejores (...) Si pudiera haberse encontrado más, se habría hecho, lo cual explica la tendencia a disminuir los descubrimientos desde la década de los 60». Este estado de cosas ayuda a explicar por qué la prospección petrolífera se ha hecho mucho más di-

³⁷ Por ejemplo, las perforaciones en agua profunda representan para las compañías petroleras grandes inversiones. De media, 50 millones de dólares. El coste de explotación de una plataforma de perforación alcanza los 250.000 dólares al día, y los 450.000 dólares si se trata de un nuevo modelo Maersk Explorer, que permite perforar hasta una profundidad de 1.500 metros de agua y 7.500 metros de profundidad de pozo.

³⁸ En primer lugar hay que tener roca fuente, los sedimentos ricos en materia orgánica profundamente enterrados. También se necesita tener un camino de migración: grietas o roca porosa a través de las cuales el petróleo recién formado pueda escapar hacia la superficie. Por último, se requiere una capa de piedra, arcilla o sal impermeable para atrapar el petróleo y formar un depósito o yacimiento. Esta triple configuración fuente-depósito-trampa —un «sistema petrolero», en la terminología de los geólogos— constituye una maquinaria subterránea de hidrocarburos que genera, transporta y almacena petróleo y gas. El sistema petrolero existe por todo el mundo y comprende desde entidades más bien pequeñas, que producen sólo unos pocos cientos de barriles diarios, hasta los cuatro gigantescos sistemas de Oriente Próximo que forman conjuntamente la mitad de las reservas del crudo conocidas.

fácil en las últimas décadas. Los sistemas «no descubiertos» que quedan no sólo son más inaccesibles, sino que además es probable que sean más pequeños: históricamente los sistemas más grandes, al resultar más fáciles de encontrar que los pequeños, se han descubierto antes. Es más, las compañías petroleras prefieren explotar los grandes descubrimientos primero y dejan la exploración de los yacimientos más pequeños y menos rentables para más tarde³⁹.

4.2.3. Expectativas optimistas

Ante la imposibilidad de acceder al petróleo «fácil» de Oriente Próximo⁴⁰, a partir de la década de los setenta, las compañías petroleras se vieron obligadas a reinventar el modo de buscar y producir crudo, y los resultados fueron espectaculares. Las barrenas actuales pueden llegar hasta dieciséis kilómetros bajo tierra, desplazarse en todas direcciones —incluso en horizontal— y detectar petróleo y gas electrónicamente. Los expertos emplean potentes superordenadores para crear sorprendentes imágenes sísmicas tridimensionales de estructuras subterráneas, que muestran con precisión dónde se encuentran las rocas que contienen petróleo y gas e identifican incluso las mejores rutas de perforación.

Esta explosión de avances tecnológicos ha tenido tres consecuencias principales. En primer lugar, ahora las compañías pueden trabajar en casi todos los climas y medios, desde la tundra permanentemente helada hasta una plataforma flotante anclada cinco kilómetros sobre el fondo marino, lugares previamente descartados por ser técnica o económicamente poco prácticos, como el mar Caspio o incluso la gélida Siberia, que muchos la consideran la «próxima» frontera petrolífera. Así, el crudo que antes se consideraba inaccesible —o «poco convencional»— deja de serlo. Por ejemplo, las nuevas tecnologías productivas permiten incluso a las compañías producir crudo anteriormente inutilizable, como el petróleo «pesado» de Venezuela, que parece melaza, y las gigantescas reservas de arenas bituminosas de Alberta (Canadá); de hecho, el gobierno de Alberta afirma ahora poseer «reservas» equivalentes a más de un billón de barriles de crudo.

En segundo lugar, las compañías han aumentado notablemente la cantidad de petróleo que obtienen de un yacimiento dado. En época tan reciente como la década de los setenta, los perforadores se contentaban con extraer

³⁹ «En cualquier región, los yacimientos grandes son los objetivos principales y por lo general se descubren antes —dice el geólogo petrolero Joseph Riva, ex analista de petróleo en el Servicio de Investigación del Congreso de Estados Unidos—. A medida que avanza la prospección, el tamaño medio de los yacimientos descubiertos disminuye, lo mismo que la cantidad de petróleo encontrado por unidad de sondeo.» En otras palabras, los yacimientos que quedan por descubrir no sólo serán más pequeños sino que además es probable que suministren cantidades cada vez más limitadas de petróleo.

⁴⁰ La facilidad con la que el petróleo árabe sale del subsuelo es un fenómeno geológico. Al igual que los inmensos extraordinarios yacimientos del este de Texas en los primeros tiempos, los enormes depósitos de caliza situados bajo el desierto árabe y sus aguas marinas están sometidos a una gran presión: un yacimiento, una vez perforado por la barrena, mana como una fuente.

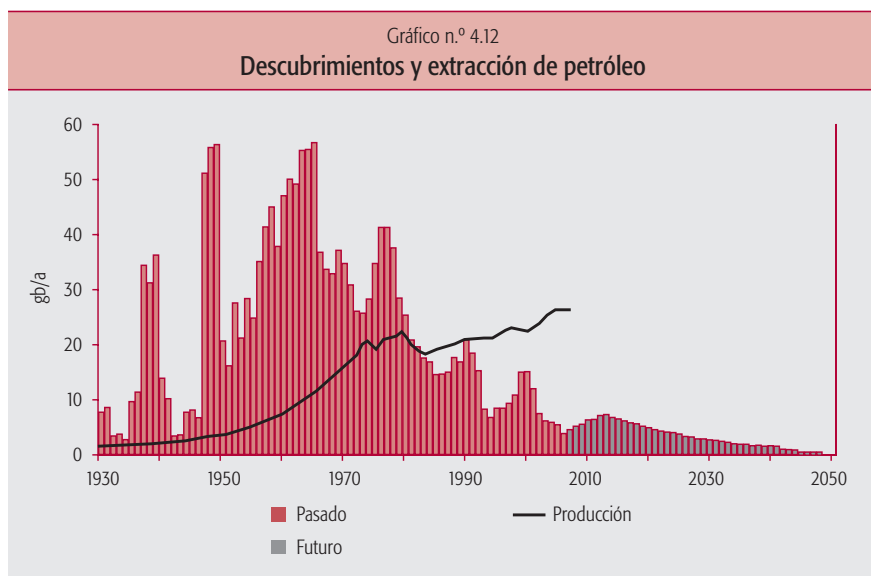
un 30% del petróleo de un yacimiento, dejando de hecho el 70% restante en el subsuelo por «irrecuperable»⁴¹. Aún hoy, en regiones petrolíferas menos desarrolladas se dice que los índices de recuperación promedian sólo un 25%. Pero gracias a la nueva tecnología de representación gráfica y perforación, los operarios pueden ver el depósito en el que se encuentra el petróleo restante, y luego excavar un pozo dirigido con precisión para llegar hasta él. Estas técnicas han aumentado los índices de recuperación hasta un nivel máximo del 80%, un éxito que no sólo ha mejorado el rendimiento de los nuevos yacimientos sino que además permite a las compañías recuperar explotaciones en decadencia e incluso abandonadas. Según el USGS, las tecnologías de recuperación mejoradas agregarán 700.000 millones de barriles a las reservas mundiales... y retrasará varios años el techo de producción.

Mientras que las previsiones del USGS sólo tienen en cuenta el petróleo que podría extraerse con la tecnología actual ya los precios vigentes, la AIE supone mejoras sustanciales en ambos, con consecuencias alentadoras. Así, por ejemplo, mientras que la mayoría de los optimistas creen que la región del Caspio podría albergar 100.000 millones de barriles, los cálculos de la AIE arrojan la impresionante cifra de 292.000 millones de «reservas recuperables a la larga» en Kazajstán, Azerbaiyán y otras repúblicas de la zona.

Los optimistas insisten en que no sólo las reservas conocidas de crudo son enormes, sino que además los científicos, ingenieros y otros especialistas del petróleo están consiguiendo encontrar yacimientos nuevos en lugares inesperados; tal y como sucedió en el mar del Norte (en la década de 1960), por ejemplo, o frente a las costas de Angola (en la década de 1990). Los nuevos conocimientos geológicos —por ejemplo, que el petróleo puede formarse en cualquier parte a decenas de kilómetros de un delta fluvial, incluso en aguas abisales— han llevado a nuevos descubrimientos en lugares inesperados, como las aguas profundas frente a las costas de África occidental⁴². El petróleo de alta mar es visto como la auténtica frontera del futuro y es el lugar donde la mayoría de compañías petroleras y muchos analistas confían encontrar el grueso del crudo sin descubrir. Hay esperanzas en las perspectivas «deltaicas» de las aguas profundas del golfo de México, frente a las costas de África y Brasil, así como en las provincias árticas de Canadá y Groenlandia, Noruega y Siberia, donde las prospecciones sísmicas revelan la

⁴¹ Se calcula que hasta la Primera Guerra Mundial no se lograba extraer más allá del 10% de las existencias evaluadas.

⁴² El caso de África es descrito por algunos como un nuevo «El Dorado». Este continente representa el 4,5% de las reservas mundiales de petróleo. Se trata de las llamadas reservas «probadas», es decir, que ya han sido descubiertas aunque no extraídas. El USGC estima en un 50% la probabilidad de descubrir 70.000 millones de barriles suplementarios. Se trata de reservas «no descubiertas» cuya existencia incluso no ha sido confirmada por las perforaciones. En cualquier caso, estos 70.000 millones de barriles no representarían más que alrededor de dos años de consumo mundial.



Fuente: ASPO Newsletter 2008.

existencia de estructuras subterráneas idénticas a las que se encuentran bajo el mar del Norte, pero mucho más extensas⁴³.

La curva de nuevos descubrimientos alcanzó su techo en 1964, tal como muestra el gráfico n.º 4.12, y ahora tiene una caída tendencial de alrededor del 5% al año. Desde finales de la década de los 70 (periodo en el que se descubrió el petróleo del Mar del Norte y los yacimientos super gigantescos (más de 2.000 millones de barriles) de la bahía de Prudoe en Alaska y el Cantarell en México) no se han descubierto yacimientos de este tipo y los gigantescos (unos 500 millones de barriles) hallados han descendido a cero. En 2000 se descubrieron 16, 8 en 2001, 3 en 2002 y ninguno en 2003 y 2004. Los descubrimientos de 2005 han sido los más pobres en muchos decenios: 5.000 millones de barriles, mientras que el consumo fue superior a 30.000 millones. Así que la ratio de consumo y descubrimientos fue superior a 6 (Zittel y Schindler, 2004; ASPO Newsletter, 2005, octubre). Este ratio se ha mantenido en 2006.

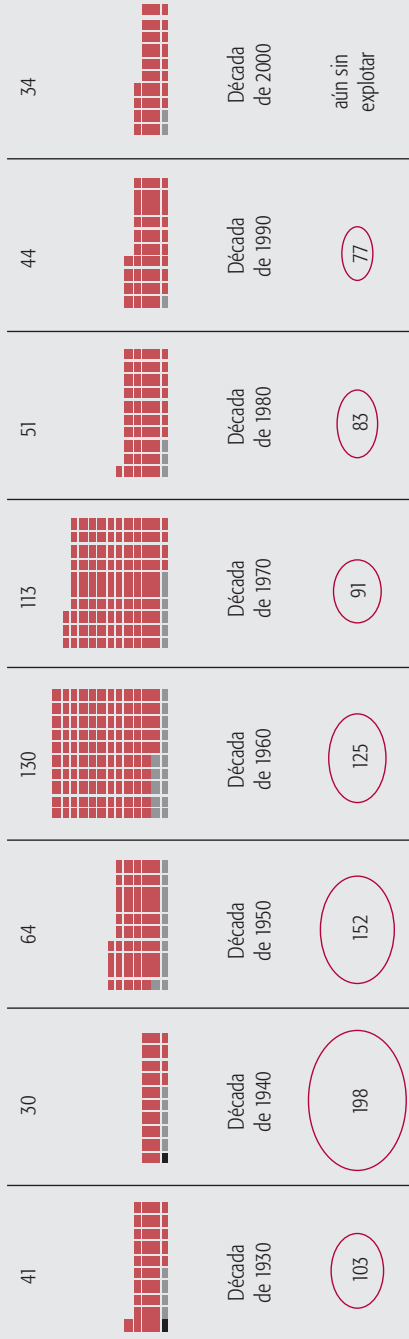
Si se representa gráficamente el volumen de petróleo que se ha descubierto cada año desde el principio del siglo XX, resulta evidente que cada vez es más difícil encontrar nuevas reservas. Año tras año, el volumen de petróleo recién

⁴³ «El Ártico será el próximo gran escenario —afirma Tom Ahlbrandt, director del proyecto de evaluación mundial del USGS y destacado optimista del petróleo—. Creemos que más de la mitad de todas las reservas sin descubrir están en las profundidades submarinas, de las que la mitad se encuentran en el Ártico. Y sólo hemos mirado en siete provincias árticas; hay veintiocho más que debemos analizar. Todavía no hemos empezado siquiera a descubrir todo el petróleo que hay allí.»

Gráfico n.º 4.13

Descubrimientos y producción media de grandes campos petrolíferos

DESCUBRIMIENTOS DE GRANDES CAMPOS PETROLÍFEROS



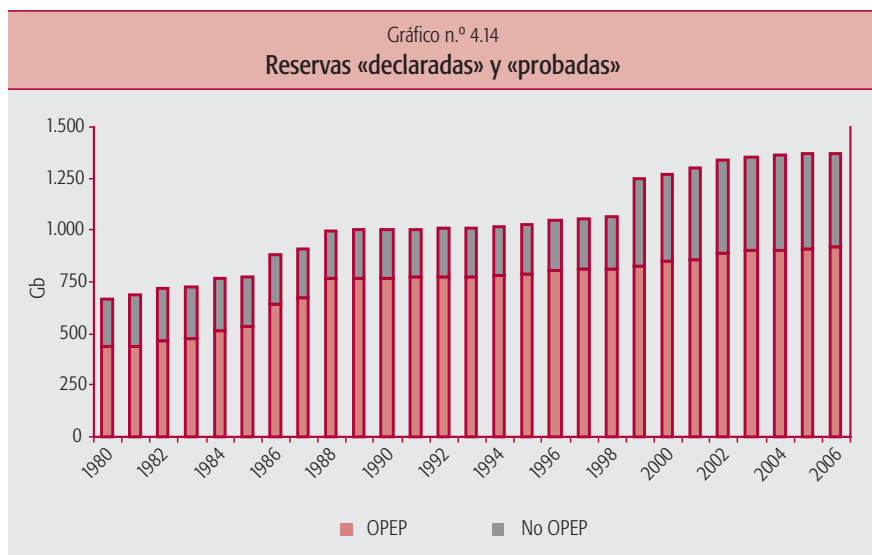
PRODUCCIÓN MEDIA ACTUAL POR CAMPO PETROLÍFERO
miles de barriles diarios

- Gigante: de 500 millones a 5.000 millones de barriles
- Supergigante: de 5.000 millones a 50.000 millones de barriles

■ Megagigante: Más de 50.000 millones de barriles

Fuente: Paul Roberts en *National Geographic*, España, junio 2008.

descubierto —es decir, el número de barriles encontrados cada año y registrados en los libros como reservas conocidas o descubiertas— aumenta uniformemente desde 1860 hasta 1965 (con 66.000 millones de barriles descubiertos), cuando alcanza su nivel máximo. Desde entonces, las compañías petroleras han encontrado, por término medio, un poco menos de crudo cada año, con la excepción de un pico momentáneo a finales de la década de 1990, cuando se anunciaron grandes hallazgos en el mar Caspio, frente a las costas de África occidental y en el golfo de México. Desde 1995, se consume una media de 24.000 millones de barriles anuales pero sólo se descubren unos 9.600 millones. Según Paul Roberts en «El fin del petróleo» remitiéndose a un informe de Wood Mackenzie Consultants, las compañías descubren menos del 40% del petróleo necesario para impedir que las reservas conocidas disminuyan⁴⁴. El planeta ha sido excavado de arriba abajo. Los conocimientos geológicos son tales que está excluido casi por completo poder descubrir nuevos yacimientos importantes. Los descubrimientos de hidrocarburos se suceden casi a diario, pero la cantidad descubierta (en número de barriles) decrece década tras década. Además, desde los 80 el consumo



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2007*. Elaboración propia.

Nota: incluye las arenas bituminosas de Canadá (reservas no convencionales).

⁴⁴ Salvo alguna alteración verdaderamente espectacular en la tendencia histórica, existen pocos motivos para esperar algo que invierta esa tendencia descendente de descubrimientos. «Hemos estado abriendo agujeros por todo el mundo desde principios de la década de 1990 —dice Les Magoon, un geólogo del USGS que ha trazado el mapa de los yacimientos petrolíferos del planeta durante tres décadas y no comparte el optimismo de la institución para la que trabaja—. Estadísticamente, es improbable que haya todas esas «reservas ocultas» aguardando a ser descubiertas; resulta difícil respaldarlo científicamente.»

de petróleo supera la reposición por nuevos descubrimientos. Hoy en día, se descubren anualmente tan solo 4.000 millones de barriles⁴⁵.

Si se analizan los datos de las reservas hechas públicas por los países de la OPEP nos encontramos que las reservas *probadas* de la OPEP son más bien reservas *declaradas* por dichos países, pues nunca han sido auditadas (probadas) ya que se consideran un secreto de Estado. Son meros registros contables, actualizaciones *ad hoc* que realizan rutinariamente los estados productores.

Al estudiar la evolución de las reservas declaradas por dichos países se aprecia cómo en el año 1983 Kuwait registra un incremento en sus reservas en casi un 50%, sin haber descubierto ningún yacimiento. Posteriormente, en el año 1988, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Irak y Venezuela, siguiendo los pasos de Kuwait, aumentaron sus reservas declaradas. Arabia Saudí haría lo propio dos años más tarde. La justificación a este aumento en las reservas no hay que buscarlo en la geología, sino en el sistema de reparto de cuotas de la OPEP. Como ya se dijo anteriormente, la OPEP asigna las cuotas de producción entre sus miembros en función de las reservas de estos, de tal forma que mayores reservas implican una mayor cuota de producción. De hecho, al año siguiente de que Kuwait incrementase sus reservas un 50%, su producción aumentó en 30%. Del mismo modo, en 1990 Arabia Saudí incrementó su producción en un 26%.

Otro aspecto a destacar sobre las reservas declaradas es que aparentemente no se agotan: p.ej. las reservas de la Emiratos Árabes Unidos llevan congeladas en 92.000 millones de barriles desde 1988, pese a que desde entonces se han extraído más de 17.000 millones. Todo ello da una idea de la poca fiabilidad de la información de los países que tienen el petróleo nacionalizado, que son la gran mayoría de los principales países exportadores⁴⁶.

4.2.4. Las reservas de petróleo «convencional» y el «no convencional»

Las reservas de petróleo se dividen en convencionales y no convencionales. Las primeras contabilizan el petróleo ligero y con escaso contenido de azufre, que se extrae de zonas fácilmente accesibles. Este es el petróleo procedente

⁴⁵ La BBC, en una investigación sobre el declive del petróleo en 2004, definía de manera apodíctica la situación actual «Hoy en día consumimos 6 barriles de petróleo por cada nuevo barril descubierto». Como teníamos la despensa llena, todavía nos quedan reservas pero estamos gastando muchas más que las que reponemos.

⁴⁶ Según Campbell, el 46% de los recursos actuales declarados por los principales países de la OPEP son dudosos o directamente falsos. Para Laherre ex alto directivo de Total y que fue durante mucho tiempo el responsable de técnicas de exploración del grupo, «Las cifras oficiales de reservas de petróleo están lejos de ser datos puramente científicos. Más bien son el reflejo de un patrimonio financiero que los estados valoran o deprecian según su interés en cada momento». Como dice el mismo Campbell «los geólogos buscan petróleo, los ingenieros lo producen y los economistas lo venden».

de los grandes yacimientos que han venido satisfaciendo el 50% del consumo. Sin embargo, cada vez es más difícil encontrar petróleo convencional, porque los grandes yacimientos tradicionales se están agotando y frecuentemente su petróleo es cada vez más pesado y con más contenido de azufre⁴⁷. El petróleo no convencional es el que tiene, al menos, algunas de las siguientes características: pesado, alto contenido de azufre o de metales pesados, el acceso es difícil. Procede de zonas marinas profundas (*off shore*) y de zonas muy alejadas de los centros de consumo, como el Ártico, de yacimientos con petróleo muy pesado, de petróleo pesado obtenido de arenas bituminosas y petróleo y otros líquidos asociados al gas natural en bruto.

El petróleo convencional

La mayoría de los estudios llegan a la conclusión de que las reservas originarias de petróleo convencional oscilan alrededor de los 2.000 Gigabarriles (Gb) o, lo que es lo mismo, 2 billones de barriles de petróleo. El informe «Global 2000», publicado en 1980 por orden del presidente Carter, el cual es considerado como el informe más exhaustivo, estima unas reservas originarias de 2.100 Gb (2,1 billones de barriles). Otro estudio denominado World Oil Supply 1929-2050 y realizado por Petroconsultants en 1995 (el cual analizaba los 10.000 yacimientos existentes) coincide totalmente con el informe anterior (ASPO Newsletter 2003, diciembre; Zittel y Schindler, 2003 y 2004).

La ASPO mantiene la estimación de que el total de petróleo convencional originario es de 1.900 Gb (1,9 billones de barriles). La estimación media de 65 consultoras, compañías de petróleo y otros entes es de algo menos de 2.000 Gb. Por el contrario, un estudio de 2000 del USGS estima en 3.300 Gb el petróleo convencional originario, lo cual, junto a estimaciones también desmedidas sobre el petróleo no convencional, le permite afirmar que no habrá problemas de abastecimiento hasta después de 2030 o más adelante. La diferencia entre ambas estimaciones es más importante de lo que se aprecia a primera vista porque, como ya hemos consumido unos mil millones de Gb (es decir un billón de barriles), la segunda estimación es más del doble de la cantidad remanente de la primera. Este estudio rompe con la tendencia realista de este organismo y ha venido siendo respaldada por la AIE y por la mayor parte de los estados, aunque esta opinión está cambiando con rapidez

⁴⁷ Debido a esta realidad y a que cada vez se utilizan más (aunque no de forma decisiva) otros combustibles (biocombustibles, gasolinas obtenidas de pizarras bituminosas, del carbón, etc.), se está introduciendo cada vez más otra clasificación, que contabiliza todos los líquidos: crudo (petróleo obtenido directamente), condensado (petróleo fruto de la condensación espontánea del gas natural bruto) y gas natural líquido de plantas (propano, butano, pentanos e hidrocarburos más pesados), que se obtiene en plantas separadoras, siendo el remanente gas natural seco. Al conjunto de todos los petróleos se le denomina «todos los líquidos».

Cuadro n.º 4.4
Brecha entre demanda y producción «convencional»

Año	Consumo global de petróleo (Mb/d)	Oferta de petróleo convencional (Mb/d)	Brecha (Mb/d)	(%)
1973	57	56	1,5	3
1995	70	62	7,7	11
2000	77	68	8,2	11
2005	83	74	9,8	12
2006	84	74	10,0	13
2007*	86	73	12,0	14

Fuente: *Tatiana Alonso Gispert. Servicio de Estudios del BBVA.*

* Estimación.

(Aleklett y Campbell, 2003). El ritmo actual de descubrimientos es la cuarta parte del previsto en el estudio norteamericano para el periodo 1995-2025; por ello, el USGS ha reducido en 2007 sus previsiones en 500 Gb y la AIE tiene previsto revisar también las suyas (Stahan, 2007, www.energybulletin.net, 31/10/07).

El resultado de las tendencias divergentes entre demanda y producción de petróleo convencional es una brecha creciente que se ha disparado de un 3% en 1973 a un 14% en 2007.

El petróleo no convencional

Las fuentes principales de petróleo no convencional son las ya mencionadas: las aguas profundas (a más de 500 m.); las arenas bituminosas⁴⁸ o arenas de alquitrán, especialmente de Canadá (en el Norte de Alberta); el Polo Ártico (hay un convenio internacional de no explotar la Antártida); el petróleo «extrapesado», principalmente de Venezuela y en concreto en la cuenca del Orinoco; y el denominado «gas natural líquido». Sin embargo, los inconvenientes tecnológicos y políticos no son desdeñables. Las restricciones más importantes son los costes crecientes, la dificultad de acceso a la inversión y tecnología, el riesgo político asociado al país, el balance energético de la extracción y el refinado, la necesidad de consumir gas natural para la producción (Canadá) y las limitaciones impuestas por los acuerdos internacionales en materia de medio ambiente. El petróleo no convencional ha adquirido en los últimos años la mayor importancia, por su volumen actual y por las perspec-

⁴⁸ El alquitrán se puede extraer de las arenas del oeste de Canadá, donde forma grandes depósitos, y convertirlo en petróleo. El proceso requiere gran cantidad de agua y energía, derivada a menudo del gas natural. Por tanto, en el caso del «petróleo no convencional» el balance energético es fundamental.

tivas de sus reservas que se estima que puedan posibilitar el mantenimiento de la capacidad de oferta en las próximas décadas. La extracción de petróleos muy pesados se parece más a la minería que a la típica extracción de petróleo: su extracción es muy lenta y después es sometido a un complejo proceso industrial. En el caso de las arenas bituminosas de Canadá el producto obtenido no es petróleo, sino un derivado del mismo producido por la acción de las bacterias una vez que entró en contacto con el aire. Sólo la mitad del producto es procesado y convertido en petróleo sintético y se pierde alrededor del 10% del producto original. Al igual que en la minería, se consume grandes cantidades de agua y energía, especialmente gas natural (Schindler et al., 2007: 7 y 8).

Hemos visto que hay un consenso muy amplio en que la dotación original de petróleo convencional está en unos 2.000 Gb y que ASPO lo sitúa en 1.900. Esta organización estima en 600 Gb la dotación originaria de petróleo no convencional. Lo desglosa de la siguiente forma: pesado (212 Gb), englobando el petróleo pesado y el de arenas bituminosas; de aguas profundas (66 Gb); polar (52 Gb); y gas licuado (261 Gb)⁴⁹. Y realiza un redondeo en 600 Gb. El petróleo no convencional está evitando que se produzca el techo total de petróleo, ya que (tal como veremos más adelante) en 2005 el petróleo convencional parece haber alcanzado su techo mundial. El aumento principal de petróleo nuevo vendrá del capítulo de aguas profundas⁵⁰. ASPO estima que su aportación pasará de 3,6 Gb en 2005 a 12 Gb en 2010. Lo cual permitirá incrementar la oferta total hasta 2010, año en el que la aportación del petróleo convencional habría bajado a 61 Gb y la de no convencional alcanzaría 29 Gb (ASPO, Newsletter, noviembre 2007).

Dado que Canadá y Venezuela son los máximos exponentes de las posibilidades de los yacimientos de arenas de alquitrán y del crudo pesado, el futuro de los recursos petroleros no convencionales puede no ser tan brillante como se cree. Según una editorial del Toronto Star de abril de 2007, las reservas de petróleo canadiense fáciles de explotar ya casi se han agotado y los derechos de explotación (regalías) del petróleo convencional sólo suponen un tercio de las obtenidas hace dos años. Aparentemente las regalías también están cayendo a causa de la menor tasa de crecimiento de producción de las arenas de alquitrán. En cuanto al crudo pesado, el último yacimiento de petróleo bajo propiedad extranjera ha sido nacionalizado nominalmente, lo que signi-

⁴⁹ Aún queda el petróleo de esquisto bituminoso, en el que EE.UU. se presenta como el líder mundial. La rareza de este frente y la complejidad del proceso de transformación no da pie a grandes expectativas.

⁵⁰ En el Golfo de México ya se está perforando a profundidades de 5.000 metros, atravesando profundas capas de agua salada y fondos marinos.

fica que se reducirá drásticamente la participación de Conoco Phillips, Chevron, Exxon Mobil, Total BP y Statoil. Por tanto, los suministros provenientes de estas dos fuentes de petróleo no convencional difícilmente van a estar disponibles en cantidades suficientes y a medio plazo como para mitigar la presión de la demanda sobre el petróleo convencional.

Las reservas totales estimadas de petróleo no convencional están en el rango 600-700 Gb:

- 160 Gb en Venezuela de petróleo extrapesado (producción en 2030 estimada en 2,5 Mb/d, 2% de la demanda mundial).
- 175 Gb en Canadá de arenas bituminosas (producción en 2030 estimada en 5 Mb/d, 4% de la demanda mundial)
- 270 GB en EE.UU. de «shale oil».
- Aguas profundas de Brasil (Tupi). Se estima que Petrobrás llegará a producir 1 Mb/d a partir de 2020.

Para concluir este apartado, hay que anotar que la mayoría de los escenarios sobre el suministro y las reservas petrolíferas apuntan a que habría reservas convencionales hasta al menos el año 2040; si se añaden las reservas de petróleo no convencional el plazo de agotamiento se retrasa hasta 2060 para el petróleo y, al menos, 2070 para el gas. Ahora bien, cabe recordar que ya hace 40 años se decía que había petróleo para 40 años más, y hoy se vuelve a repetir que habrá para los próximos 40.

4.3. TENDENCIA DE LA OFERTA

En primer lugar, no hay datos que avalen una entrada en explotación de grandes yacimientos que supusieran un cambio claro de tendencia. Antes bien, el análisis realizado de los principales países petroleros augura un descenso de la producción en el futuro próximo. Las respuestas de los analistas se pueden resumir en tres, que no son muy dispares: la cota alcanzada supone la máxima capacidad de extracción; se producirá un incremento de capacidad hasta los 88 Mb/d en el entorno de 2010, para luego declinar; se alcanzará la cota de 95 Mb/d.

Como la misma AIE reconoce, existen serias incertidumbres sobre la capacidad y disposición de los principales productores de gas y petróleo para aumentar la inversión a fin de explotar los nuevos yacimientos, mejorar la productividad decreciente de los existentes y explorar nuevos.

A continuación se recogen las previsiones futuras de producción realizadas por los principales expertos en el estudio del petróleo. En primer lugar se incluyen las de los países miembros de la OPEP y posteriormente las de los No-OPEP.

4.3.1. Previsiones de oferta de la OPEP

Alrededor de 2/3 de las reservas de petróleo convencional del mundo se encuentra en el Golfo Pérsico. Arabia Saudí es el país clave de la zona. A pesar de que presenta una tendencia a la baja de su producción, sus gobernantes vienen declarando que puede aumentar hasta 12,5 Mb/d en 2009 y 15 Mb/d en 2012. Pero un número creciente de analistas e instituciones considera que estos objetivos no son reales y, que por el contrario, ha entrado en un proceso de declive, cuyo ritmo es ampliamente debatido, pero algunos analistas lo estiman en un 2% anual.

El gobierno de Arabia Saudí está realizando grandes inversiones para alcanzar las cotas anteriormente citadas, pero es muy probable que sólo sirvan para frenar la caída. Está invirtiendo en aumentar el bombeo de yacimientos que se venían utilizando poco por la baja calidad de su petróleo y dificultad de extracción. El principal yacimiento de este tipo es el Khurais y espera incrementar para el final de la década su capacidad de 0,14 Mb/d a 1,2 Mb/d, pero se considera que esta cifra es exagerada (Skrewosky, 2006). Por último, las reservas declaradas por el gobierno saudí (250.000 Mb) son muy superiores a los resultados de los rigurosos estudios realizados en la década de los 70 del siglo pasado por los geólogos (los mejores de la época) de Exxon, Mobil, Chevron y Texaco (100.000-150.000 Mb), que controlaban ARAMCO antes de su nacionalización en 1979.

Respecto a Kuwait, los analistas debaten dos hipótesis de futuro: un bombeo constante hasta 2020 y una caída suave hasta esa fecha (pero que resultaría en la pérdida final de unos 0,8 Mb/d). Ambas hipótesis coinciden en que a partir de 2020 se iniciaría un proceso de fuerte reducción. Los Emiratos Árabes Unidos tienen una capacidad de extracción semejante a la de Kuwait, pero se les estima un ritmo de reducción un poco más elevado que el de la segunda hipótesis para Kuwait (ASPO, Newsletter, 2007, junio; www.theoil Drum.com).

Como ya se mencionó anteriormente, Irán están perdiendo anualmente una capacidad del orden 0,27 Mb/d y a duras penas la está compensando con explotaciones nuevas. De cara al futuro es difícil que pueda aumentar su nivel de extracciones debido a su situación financiera.

Se suele afirmar que Irak tiene una capacidad potencial de extracción de 6Mb/d, pero los analistas más fiables la sitúan en 4 Mb/d y, esta capacidad no se alcanzaría hasta 2015, si acabara la guerra inmediatamente y se realizaran inversiones masivas (ASPO Newsletter, 2007, agosto). Así que no parece probable que el Golfo Pérsico pueda incrementar sus extracciones en el futuro. Simmons (2006) considera que bajarán y que para 2012 lo habrán hecho en un tercio. A pesar de la situación reseñada, el peso relativo del petróleo del Golfo Pérsico está aumentado. Campbell (2006) estima que la aportación de petróleo convencional al mercado mundial de los 5 mayores exportadores

de la zona va a pasar del 29% en 2000 al 46% en 2030, porque su ritmo de agotamiento es menos rápido que el del resto del mundo.

En cuanto a Venezuela, Nigeria e Indonesia, cabe señalar que ya han alcanzado sus techos de producción de petróleo convencional. Indonesia se ha convertido en un país importador. Nigeria tiene potencial para aumentar su producción gracias al petróleo existente a gran profundidad en el mar (aunque su producción está cayendo, debido a la guerra civil que padece). También lo tiene Venezuela gracias a sus yacimientos de petróleo ultrapesado de la cuenca del Orinoco. Obtiene 0,6 Mb/a de petróleo de arenas bituminosas, lo que supone un incremento de un 20% en los dos últimos años. Sin embargo, su potencial es limitado; se espera que, como mucho, doble las extracciones en los próximos 10 años para después ir disminuyendo (Campbell, 2006). La explotación de estos yacimientos se ve limitado por los costes crecientes (hasta ahora se han explotado las zonas más accesibles), un balance energético cada vez más pobre, grandes impactos ambientales y enormes consumos de agua.

Se estima que en 2030 la concentración de la producción de la OPEP en los países del Golfo Pérsico se acentúe ligeramente. Nigeria aumentará levemente su potencial de producción, Argelia y Libia mantendrán cierta estabilidad e Indonesia recortará su producción. Irán, por el contrario, prevé expandir significativamente su capacidad productiva (de los 2 a los 6 Mb/d) una vez se estabilice su situación política.

4.3.2. Provisiones de oferta de los países No-OPEP

La AIE prevé que los países No-OPEP incrementen su oferta en un 1% anual, para que después de 2008 éste empiece a decrecer. Pero no tiene en cuenta los retrasos de los yacimientos nuevos (AIE, 2007).

Con 9,85 Mb/d Rusia es el principal productor mundial de petróleo y segundo país exportador. La AIE estima que subirá su nivel de extracciones hasta un techo de 10,65 Mb/a en 2010-12, para declinar después. Sin embargo, en 2007 se ha estancado su producción, lo cual muestra las dificultades que tiene para incrementarla.

El Cantarell, que es el yacimiento que proporciona 2/3 del petróleo de México y es el segundo más importante del mundo, se está enfrentando, como se ha explicado, a un pronunciado declive. Pemex pretende que el ritmo de caída anual sea del 14%, pero el ritmo real está siendo superior, llega a alcanzar el 18%. Se prevé que la capacidad de bombeo de México siga disminuyendo a ritmo fuerte por el declive del Cantarell y porque Pemex carece de suficiente capacidad financiera para abordar las fuertes inversiones necesarias para ralentizar la caída (sus ingresos son el principal recurso del Estado mejicano) y la constitución mejicana prohíbe la entrada de compañías extranjeras. Te-

niendo en cuenta que el consumo interno crece fuertemente, puede dejar de ser país exportador en torno a 2010.

Canadá extrajo en 2006 al ritmo de 1,2 Mb/d de petróleo procedente de sus arenas bituminosas y se suele estimar que puede llegar hasta los 5 Mb/d. Pero hay muchos expertos que no comparten tal perspectiva. Campbell (2006) prevé que las extracciones se estabilicen en torno a 2,5 Mb/d en 2020. Simmons (2006) no considera probable que incluso se llegue a los 2 Mb/d debido al enorme consumo de gas natural canadiense, que se está agotando.

Para Noruega, el mayor productor europeo, se proyecta un aumento de la producción hasta 2006 cuando comenzará a reducirse debido a la madurez de algunos de sus mayores y más antiguos yacimientos. Similar evolución está prevista para Gran Bretaña. En África no se esperan grandes cambios. En Norte América se espera que la leve caída de producción vaticinada para Estados Unidos se compense con los aumentos productivos de Canadá y México. En Sudamérica las expectativas son favorables en términos de producción, sobre todo por parte de Brasil y Argentina. En cuanto a China, las previsiones apuntan a una leve disminución.

El petróleo de aguas profundas se está convirtiendo en la principal fuente de crecimiento de oferta de petróleo no convencional, pero después de alcanzado su techo, estimado en 2011, decrecerá con rapidez. La mayor parte se encuentra en el Golfo de México y frente a las costas de Brasil, Nigeria y Angola. Los expertos difieren ampliamente en la evaluación del potencial previsible y en el calendario de puesta en explotación. ASPO estima que el petróleo bombeado de yacimientos profundos en el océano habrá pasado de 3,6 Mb/d en 2005 a 12,0 Mb/d en 2010, para después caer con rapidez (6 Mb/d en 2020). Por contrario, muchos analistas rebajan estas previsiones. Tal es el caso de Merrill Lynch, y los analistas del banco CIBC. El techo de extracciones sería de 6,2-6,4 Mb/d en 2011-2013 en las zonas citadas y, aunque se tenga en cuenta el resto del mundo que puede añadir un 20% más (1,3 Mb/d), seguimos lejos de las previsiones de ASPO. El Banco Imperial

Cuadro n.º 4.5 Predicciones del cenit del petróleo chino		
Modelo	Año del cenit	Producción en cenit (MT/a)
Hubbert	2005	172
General de Weng	2026	194
HCZ	2012	188

Fuente: ASPO, *Newsletter*, 2007.

de Comercio de Canadá (CIBC) tampoco llega a las previsiones de ASPO (Rubin, J. y Buchanan, P.: 2006).

Según un cálculo de 2005 sobre recursos de petróleo y gas, China tiene 21.200 millones de toneladas de reservas recuperables. Entre 1949 y 1957, la producción de China fue inferior a 10 millones de toneladas al año (*Tla*). Con el descubrimiento del campo petrolífero de Daqing, la producción de petróleo aumentó continuamente en los años 60, y se superaron las 20 millones de *Tla* en 1969. Los descubrimientos de la cuenca de la Bahía de Bohai y la producción adicional de Daqing en los 70 incrementó la producción en 10 millones de *Tla*, llegando a sobrepasar los 100 millones de *Tla* en 1978. Aunque el aumento de la producción se frenó después de los años 80, los campos petrolíferos del este de China son los contribuyentes principales a la producción petrolífera en China, pero con la exploración extensiva de las cuencas de Songliao y la Bahía de Bohai, la producción en la parte oriental comenzó a disminuir desde los años 80. La tendencia a la disminución de la producción de petróleo en las principales áreas de producción, después de 30 años de aumento de la producción y las reservas significa que ha comenzado una nueva etapa de desarrollo de la industria china del petróleo.

Utilizando una estimación de 21.200 millones de toneladas como las reservas recuperables de China, tres modelos ofrecen resultados diferentes de la fecha del cenit o techo de producción y de la producción máxima del pico (ver cuadro n.º 4.5).

4.3.3. Disminución de la capacidad de producción excedentaria y de refino mundial

En cualquier caso, garantizar la oferta a largo plazo implica un aumento de la inversión en capacidad de producción, que ha sido exigua desde la década de los setenta tanto en exploración como en refino, lo que ha provocado las actuales elevadas tasas de utilización de la capacidad instalada. En 2005 el nivel de utilización de la capacidad instalada de refino de petróleo era del 86,3%⁵¹. Igualmente, la extracción de petróleo se encuentra cerca de su capacidad máxima (la capacidad ociosa de la OPEP se sitúa en uno de los niveles más bajos desde principios de la década de los 90).

A pesar del incremento anual de la producción mundial de al menos 500.000 barriles diarios desde 2001, las capacidades excedentarias de producción parecen actualmente limitadas, 1,5 Mb/d- a principios de 2006, lo que representa menos del 2 por 100 de las capacidades mundiales de producción, frente a cerca del 20 por 100 en 1990). Ante la falta de capacidades ociosas o excedentarias ya no

⁵¹ Según «BP Statistical Review of World Energy»

existe margen de maniobra real en los mercados petroleros mundiales. Así, una nueva crisis económica, social o diplomática en una de las regiones productoras tendría consecuencias directas e inmediatas sobre el precio del barril.

La oferta mundial ya no puede contar, por tanto, con la función de regulador de los mercados petroleros que tradicionalmente desempeñaba la compañía saudí ARAMCO, ya no puede ejercer su función clásica de *swing producer* (el último recurso en caso de crisis), ya que produce al límite de sus capacidades. Su aptitud para introducir en el mercado capacidades inutilizadas para limitar la subida de los precios está siendo cuestionada, y ésta pérdida de capacidad reguladora y confianza está influyendo en los equilibrios de los mercados mundiales.

En realidad más que a una limitación física de la oferta, el «mundo petrolero» (los grandes actores del sector) se enfrentan a medio plazo a la inestabilidad interna de numerosos países productores y de tránsito claves (como Nigeria, Irak, Venezuela, Georgia), así como a las incertidumbres políticas que rodean a Irán e incluso a todo el conjunto del Golfo Pérsico.

Las previsiones sobre la evolución de la oferta en el futuro más inmediato se caracterizan por las crecientes dudas respecto a la existencia de un «excedente» o «capacidad ociosa» suficiente para satisfacer las necesidades de demanda ante cualquier contingencia que afectara a la producción. La incertidumbre ha surgido como consecuencia de las dificultades de respuesta de la oferta que se han manifestado a partir del año 2003 ante la fortaleza de la demanda. Según «BP Statistics Review of World Energy», durante el periodo 1999-2003, pese a que la OPEP no aumentó su producción, la oferta de petróleo disponible se incrementó en gran medida gracias a la puesta en valor de muchos yacimientos en las antiguas repúblicas soviéticas, fundamentalmente en Rusia, que además se benefició de nuevas tecnologías de detección y extracción y técnicas de gestión.

Sin embargo, a partir de ese año esa situación, caracterizada por la capacidad de la oferta para hacer frente a la demanda, se truncó. Los pozos de petróleo comenzaron a experimentar tasas de agotamiento superiores a las de años anteriores, al mismo tiempo que se empezaron a recoger las consecuencias de una etapa entre 1985-1998 de menores descubrimientos, reflejo de una baja inversión en exploración. De hecho, la última gran oleada de inversiones se ha producido en la década de los setenta, mientras que a partir de entonces la falta de inversiones ha sido un hecho contrastable, tanto en la exploración como en el refino.

Las grandes compañías, como Shell, Esso, o BP parecen ser pesimistas sobre la posibilidad, al contrario de lo acontecido en las últimas décadas, de que las reservas probadas reemplacen la producción en alza en el futuro, dada la reducción del ritmo de reemplazo de las reservas de las principales compañías,

el aumento de los costes de exploración y producción, y el ritmo de crecimiento de la demanda mundial.

4.4. TENDENCIA DE LA DEMANDA

4.4.1. Crecimiento de la economía mundial y consumo de petróleo

El primero de los factores que ha supuesto un cambio claro de tendencia en la demanda y que ha explicado en buena parte la escalada de los precios en los últimos tiempos, es la fortaleza del crecimiento mundial. Los factores que explican esta dinámica de fortaleza en un entorno de precios más altos son básicamente dos, y ambos son novedosos respecto a pasados episodios de precios altos.

- 1.º El fuerte crecimiento de los países emergentes, donde se concentra gran parte de la población mundial.
- 2.º El aumento del peso del transporte como principal sector consumidor de petróleo. En 1960 el transporte absorbía el 50% de todo el consumo de petróleo y en 2007 es del 70%. Además la previsión para 2030 es duplicar el actual número de vehículos ligeros.

El hecho de que el patrón de crecimiento futuro se apoya en buena parte en el vigoroso crecimiento de los países emergentes, fundamentalmente en China, tiene otras consecuencias de carácter estructural sobre la demanda de petróleo desligadas del efecto puro del crecimiento económico. Esas consecuencias se explican por la mayor elasticidad de la demanda del petróleo respecto al crecimiento del PIB dado que se encuentran en los primeros estadios de industrialización y de «motorización». Es en estas primeras etapas cuando el consumo de energía comienza a crecer con fuerte ritmo⁵².

Teniendo en cuenta que se espera que el transporte sea el sector que explique dos terceras partes del aumento de la demanda de petróleo está asegurada la presión de esa fuerza alcista por el lado de la demanda. Si China sigue un patrón de consumo energético similar al que siguió Corea del Sur, el incremen-

⁵² El desarrollo económico requiere, al menos en sus fases iniciales, altas tasas de incremento de la demanda de energías normalmente superiores a las de crecimiento del PIB. Sin embargo, no siempre es así pues una vez alcanzados determinados niveles de desarrollo económico, medido en niveles de PIB per cápita, el aumento del consumo de energía se atenúa, quedando por debajo del crecimiento del PIB. La Economía lo expresa diciendo que la elasticidad-renta de la demanda energética es superior a la unidad en las primeras etapas del desarrollo pero inferior a la unidad en las etapas más avanzadas. Semejante cambio de tendencia es debido a transformaciones estructurales y a los avances técnicos. Como es bien sabido, a partir de ciertos estadios de desarrollo, la industria deja de aumentar su peso relativo en el conjunto de las actividades económicas estabilizando su participación en el PIB, para luego decaer. El sector dinámico pasa a ser el terciario que acaba alcanzando un peso específico mayoritario en el PIB (generalmente más del 60% del mismo). Teniendo en cuenta que los servicios —exceptuando los transportes— tienen un débil consumo energético, la «terciarización» de las economías, una vez superado el estadio industrial tiende a reducir la tasa de crecimiento de la demanda global de energía.

Cuadro n.º 4.6
Previsiones de demanda de petróleo para 2008
(Mb/d)

	2006	2007	2008	Variación 2007/06 %	Variación 2008/07 %
Norteamérica	25,29	25,55	25,81	1,03	1,02
Oeste Europa	15,62	15,37	15,41	1,63	0,30
OCDE Pacífico	8,40	8,33	8,29	0,85	0,56
Total OCDE	49,32	49,25	49,51	0,13	0,53
Resto de Asia	8,83	9,01	9,15	2,01	1,62
América del Sur	5,26	5,40	5,50	2,74	1,86
Oriente Medio	6,19	6,48	6,75	4,62	4,24
Africa	3,00	3,11	3,16	3,50	1,82
Total países desarrollados	23,28	23,99	24,57	3,06	2,41
Ex Unión Soviética	3,89	3,97	4,03	2,23	1,38
Resto de Europa	0,91	0,94	0,96	3,28	2,90
China	7,14	7,58	7,98	6,14	5,28
Total «Otras regiones»	11,93	12,49	12,97	4,65	3,86
Total mundial	84,53	85,74	87,06	1,42	1,54
Estimación previa	84,50	85,70	87,01	1,42	1,53

Fuente: AIE.

to de consumo anual no sería del 5%⁵³, sino que se elevaría al 7-9%, una cifra muy cercana a los crecimientos de la renta per cápita.

Además, algunas particularidades asociadas a los escasos niveles de desarrollo de estos países explican un crecimiento de la demanda de petróleo mayor de lo esperado. Así, las necesidades de petróleo se han exacerbado por la existencia de una distribución de la red eléctrica obsoleta e inadecuada, que para poder hacer frente a un extraordinario ciclo inversor ha exigido inversiones muy significativas en generadores diésel.

Si situamos el punto de vista en los países importadores se puede comprobar que su abastecimiento es más problemático de lo que indica el panorama general. En el apartado del techo de producción hemos visto que ésta descende en la OCDE por una combinación de reducción de la demanda debida a la subida del precio y de políticas de ahorro de los gobiernos. Por el contrario, los países importadores asiáticos y los exportadores están aumentando su consumo rápidamente, impulsado por un fuerte crecimiento de las rentas y por la implanta-

⁵³ Según la AIE, frente al 3,7% proyectado por la EIA.

ción de industrias pesadas en los principales países del Golfo Pérsico. El CIBC calcula que en 2007 los países OPEP, Rusia y México consumieron 13 Mb/d y estima que para 2012 alcanzarán 16 Mb/d. Los 3 Mb/d de incremento superan el aumento de la oferta que estima que se va a producir en los próximos 5 años. En teoría, esto supondría que los países importadores tendrían que disminuir su consumo en 4 Mb/d. Pero el CIBC estima, por el contrario y en concordancia con lo dicho anteriormente, que la escalada de precios va a destruir más de 4 Mb/d de la demanda OCDE y se incrementará la demanda de los países importadores emergentes en más de 3 Mb/d (Rubin y Buchanan, 2008).

Otro factor que está incrementando la demanda es la tendencia a aumentar las reservas estratégicas (reservas almacenadas para amortiguar los efectos de una disminución coyuntural en el suministro), tanto por parte de algunos de los 26 países que ya las tienen, como para crearlas en otros países. En la medida que se agrava la situación del petróleo, aumenta el número de países que tienden a crear grandes reservas estratégicas (Rusia, India, etc.) y el volumen de las mismas entre los que ya las tenían (China, EE.UU., etc.).

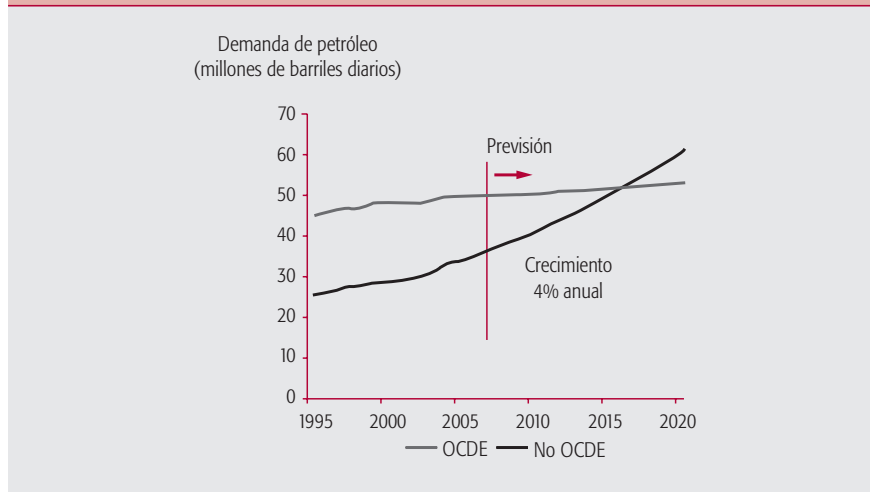
En resumen, se espera un fuerte aumento de la demanda de petróleo, desde los 86 Mb/d de ahora hasta los 117 en 2030. Dado que las mayores reservas probadas de crudo están localizadas en Oriente Próximo —Arabia Saudí, Irán, Irak, Kuwait y Emiratos Árabes Unidos concentran el 60%—, se incrementará, presumiblemente, la cuota de la OPEP en el suministro mundial desde el 42% actual hasta el 52%.

4.2.2. Tendencias de la demanda por área geográfica

Las estimaciones de consumo futuro de la AIE se basan en las previsiones de crecimiento del PIB de los organismos económicos internacionales. La AIE venía vaticinando un incremento de la demanda del 1,8% anual hasta 2030, pero en su informe *Medium-Term Oil Market Report* prevé una tasa anual de 2,2% en el periodo 2008-2012 (debido a que asume la previsión del FMI de que la economía mundial crezca al ritmo anual del 4,5%). Aunque admite que si el crecimiento económico mundial se redujera a 3,2%, el incremento del consumo de petróleo bajaría a un 1,7% (AIE, 2007). No parece que la tendencia media vaya a hacerse realidad y, no sólo por el estallido de la burbuja inmobiliaria en 2007 y las consecuentes reducciones en las previsiones de crecimiento de la economía mundial, sino también por la tendencia a disminuir el consumo en la OCDE. Más real puede ser un ratio de 1,5%, aunque el CIBC prevé que el consumo crezca hasta 2011 en el entorno del 1% (Rubin y Buchanan, 2008, febrero). Pero, tal como hemos visto en el capítulo 1, las tendencias del consumo de los países OCDE y No-OCDE divergen. Mientras los primeros han venido reduciendo su incremento de consumo,

Gráfico n.º 4.15

Evolución prevista del consumo de petróleo en la OCDE y en No-OCDE



Fuente: *International Energy Outlook 2006*.

para después empezar a disminuirlo, los países No-OCDE siguen su escalada de consumo. Los protagonistas de esta escalada son dos grupos: los gigantes asiáticos (China e India) y los países exportadores de petróleo. El gráfico n.º 4.15 muestra la dinámica dispar de ambos, aunque la ligera tendencia a aumentar el consumo de OCDE no se está confirmando.

La mayor tasa de crecimiento de la demanda energética mundial proyectada hasta el año 2030 procede de los países no pertenecientes a la OCDE, en línea con el mayor crecimiento económico esperado en estos países.

Para el período 2003-2030 se estima que la demanda energética de estos países aumente a un ritmo del 3% anual. Concretamente, los países de la región asiática serán los principales responsables de esta mayor demanda, debido, sobre todo, al dinamismo de China e India. Los países del centro y el sur de América intervendrán también de forma relevante en este mayor consumo. Brasil, los países africanos y los países de Oriente Medio aumentarán previsiblemente su consumo energético alrededor del 2,5% y Rusia un 1,6%.

Mientras tanto, el incremento esperado en los países de la OCDE es del 1%, de acuerdo al perfil típico de un mercado energético maduro, propio de la mayoría de estos países, que cuentan con una infraestructura energética bien establecida, una estructura económica con predominio de la especialización terciaria, y una tendencia a la reducción de la importancia de los sectores industriales intensivos en energía. En este grupo de países destaca el dinamismo de México (2,5% anual de media hasta 2030) y de Corea del Sur (2,2%).

Canadá, Estados Unidos, Australia y Nueva Zelanda asistirán a crecimientos medios de su demanda (en torno al 1,2%), en un contexto en el que Europa (0,7%) y Japón (0,3%) apenas verán crecer su demanda de energía.

Estas dinámicas dispares de los dos bloques determinan que el consumo de los países No-OCDE superará al de la OCDE en la década próxima, aunque los consumos per cápita seguirán siendo muy dispares, dada la enorme diferencia existente en la actualidad. Mientras Estados Unidos consume 25 barriles por persona y año (b/pa) y la Unión Europea y Japón están en la franja de los 10-12 b/pa (datos de 2006), el consumo chino apenas supera los 2,07 b/pa.

Tendencias de la demanda en los países OCDE

La tendencia a la reducción del consumo de la OCDE se mantendrá en el futuro. El CIBC estima que su reducción acumulada del consumo en el periodo 2008-2012 puede que supere los 4 Mb/d (Rubin y Buchanan, 2008). Esta tendencia se explica por dos factores que están actuando con intensidad y ritmos diversos. Hasta ahora el factor principal ha sido las políticas de muchos países tendentes a reducir las emisiones de CO₂. Estas políticas han sido reforzadas por un potente movimiento de ciudades contra el cambio climático. También han empezado a tener incidencia los comportamientos propios (no reactivos a las políticas gubernamentales) de los agentes económicos. Las empresas empiezan a cambiar el transporte de mercancías hacia modos más eficientes. También, se empiezan a mostrar tendencias a reducir el uso del coche y a utilizar coches más eficientes.⁵⁴

Tendencias de la demanda en los países No-OCDE

El Golfo Pérsico es la primera región mundial en ritmo de crecimiento del consumo, debido a los bajos precios del petróleo; al fuerte incremento de la población; y a que los principales países de la región se está industrializando basándose en industrias muy intensivas en energía. Se prevé que en el periodo 2000-2050 sus poblaciones crezcan exponencialmente y se multipliquen por un factor en el rango 2-4. Arabia Saudí aumentó el consumo en un 6,2% en 2006, alcanzando 2 Mb/d y en 2007 fue del 10%. Kuwait y EAU han ele-

⁵⁴ Según la AIE, Japón consumía en 2005 la mitad de energía por cada dólar de actividad económica que la UE o EE.UU., y una octava parte de la de China e India. Las empresas japonesas han conseguido mantener estable su consumo general de energía cada año en el equivalente de poco más de 1.000 barriles de petróleo desde principios de la década de los años setenta, según datos del Ministerio de Economía. Desde 1972 hasta 2006, la industria japonesa del acero invirtió cerca de 28.400 millones de euros en el desarrollo de tecnologías de ahorro energético según la Federación Japonesa de Hierro y Acero. Dichas innovaciones hacen posible que la fábrica de JFE Steel, el segundo fabricante de acero más importante de Japón, produzca una tonelada de acero utilizando un 35% menos de energía que hace 30 años.

vado su consumo en un 6% en 2007. En los países de la OPEP la demanda ha pasado de 5 Mb/d en 1995 a alrededor de 8 Mb/d en 2006 y previsiblemente alcanzará los 10 Mb/d en 2010. En las actuales circunstancias de crecimiento de la población y de la economía en esta área del mundo el recurso energético va a ser cada vez más valioso como *input* productivo que como bien exportable: en el futuro se necesitarán grandes cantidades de combustibles para el transporte y la petroquímica. Por ejemplo, las autoridades saudíes han declarado reiteradamente que su país utilizará su gas natural y su creciente producción de productos petroquímicos para crear conglomerados industriales, lo que implica un cambio drástico de su papel tradicional como exportador. El consumo de Rusia crece un 6% al año. En los países emergentes importadores de petróleo la tendencia es semejante (Rubin y Buchanan, 2008; Whipple, 2008)⁵⁵.

En China el consumo pasó de 6,9 Mb/d en 2005 a 7,5 Mb/d en 2007 y se prevé que alcance los 8 Mb/d en 2008. Crece al ritmo anual del 6%, pero sus importaciones crecieron en 2006 un 16,9% (y supusieron el 47% del consumo) y en 2007 un 12,5%. Esta tendencia se mantendrá, si no sube, porque la aportación del petróleo nacional crece cada vez menos (1,5% en 2007), debido a que se está acercando al techo, que se prevé para 2009.

Mientras se espera que el consumo de petróleo de la UE crezca un 0,3% al año hasta 2030 la demanda de petróleo de China lo hará en un 2,9% anual y llegará a los 15 Mb/d en ese mismo año. El consumo de petróleo de la India subirá de los 2,5 Mb/d actuales a 5,2 en el 2030.

Ambos gigantes, China e India, requieren cada vez más electricidad para sus boyantes industrias y gasolina para su creciente parque automovilístico —en 2007 en China había 20 coches por cada 1.000 habitantes y 10 en India, y la tendencia a largo plazo es que se vaya acercando a EE.UU., donde la proporción se eleva a 890⁵⁶—. Según las previsiones de la AIE, la potencia asiática superará a EE.UU. en 2010 en consumo total de energía. Sin embargo, todavía en 2030 su consumo energético per cápita apenas equivaldrá al 40% del correspondiente a un ciudadano norteamericano.

⁵⁵ Según R. Stern (2006), Irán podría dejar de exportar petróleo en una fecha tan temprana como el año 2014 —presumiblemente a causa de un gran incremento de la demanda de carburantes para el transporte en ese país y en las regiones adyacentes—.

⁵⁶ En 2006 se fabricaron 46 millones de automóviles en el mundo, 66 millones incluyendo camionetas, según la Organización de Fabricantes de Vehículos (OICA). Más de 16 millones de coches se vendieron en EE.UU. y otros tantos en Europa. Si en 2007 se vendieron en China más de 7 millones de coches, en 2025 podrían ser 50 millones. Las previsiones para la India se consideran estratosféricas. Según la consultora At Kearney 300 millones de indios podrían comprar un modelo de 3.000 dólares en 2020 y aún estarían lejos de las tasas de motorización del Primer Mundo (más de un coche por habitante)

4.4.3. Previsión de consumo de energía hasta el año 2030

En el escenario continuista descrito por la AIE, el petróleo seguirá siendo la principal fuente energética consumida en el mundo, aunque con un crecimiento previsto moderado (1,4% anual), debido a su elevado precio. Por su parte, el carbón, el gas natural y las energías renovables crecerán a un ritmo cercano al 2,5%. En el gráfico n.º 4.16 se puede apreciar el peso específico de cada fuente de energía respecto del total. Como podemos comprobar el *mix* energético esperado no varía mucho del reflejado en el 2005. Así, aunque la participación estimada del petróleo en 2030 sobre el total es menor que en 2005, continúa siendo el preponderante (con un 33%); le siguen el carbón y gas natural, con el 27% y 26% respectivamente. Ya muy de alejados de ellos se encuentran las energías renovables con el 9% y la nuclear con el 5%.

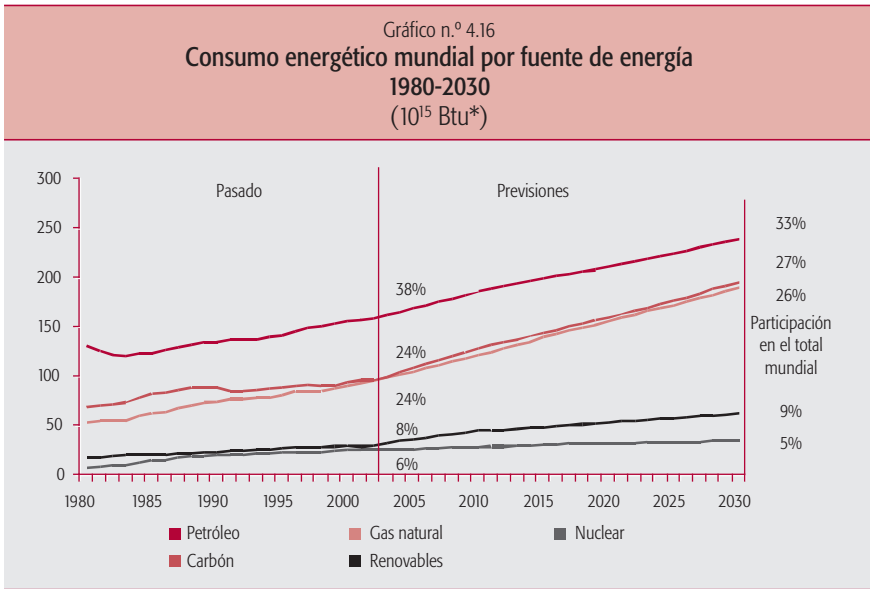
En el gráfico n.º 4.17 se resumen las estimaciones de consumo por área geográfica y en él se constata que el consumo de los países No OCDE superará al de los pertenecientes a la OCDE a partir del año 2015.

En el conjunto de la OCDE, las energías que más se espera que crezcan serán el gas natural y las energías renovables (1,5%), mientras que la energía nuclear será la fuente energética con un menor crecimiento de su consumo (0,3%), sobre todo por el comportamiento de Europa que descenderá su demanda de energía nuclear.

En los países no pertenecientes a la OCDE el consumo de energía nuclear será el más fuerte (3,5% anual), seguido de cerca del consumo esperado de gas natural y carbón (3,3%).

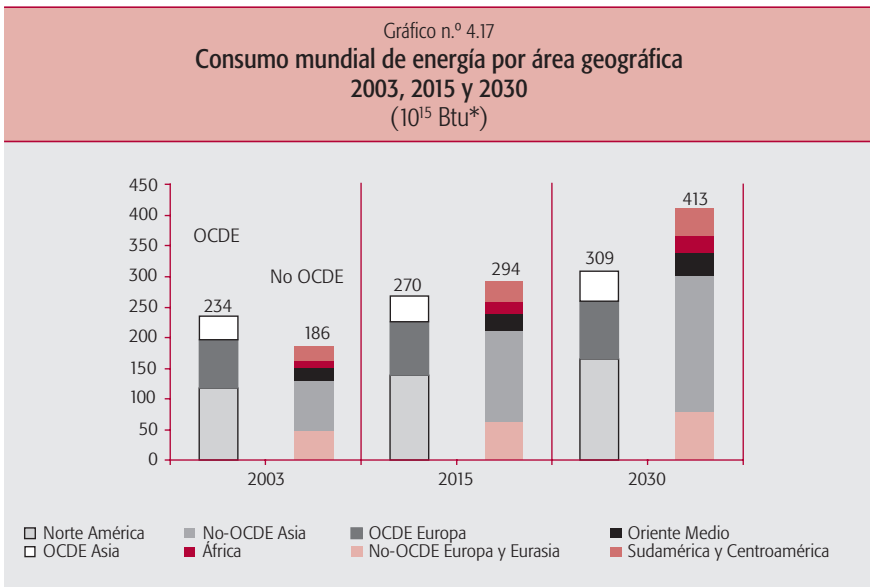
Tanto China como India van a seguir recurriendo al carbón como principal fuente de energía primaria para la generación de electricidad, aunque su fuerte demanda, tanto de gas natural como de energía nuclear, explica el fuerte crecimiento de este bloque económico.

El consumo de carbón ha aumentado en China más del doble desde 1990, y ni siquiera el propio país, primer productor mundial, puede atender su demanda interna. China construye cada semana el equivalente a dos centrales eléctricas de carbón de tamaño medio, sumando cada año una producción comparable a la de toda la red eléctrica del Reino Unido. Por ello, China acaba de superar a Estados Unidos en emisiones de CO₂ (*National Geographic*, agosto 2008). Las autoridades chinas afirman que el proyecto de centrales nucleares (40 reactores nucleares en los próximos cinco años) será la principal fuente de energía en la costa oriental. Actualmente, el carbón provee dos tercios de la energía primaria china y el plan de expansión de la energía nuclear no hace sino confirmar que en el futuro China ya no puede seguir dependiendo del carbón para sus extraordinarias necesidades de producción de electricidad.



Fuente: *AIE*.

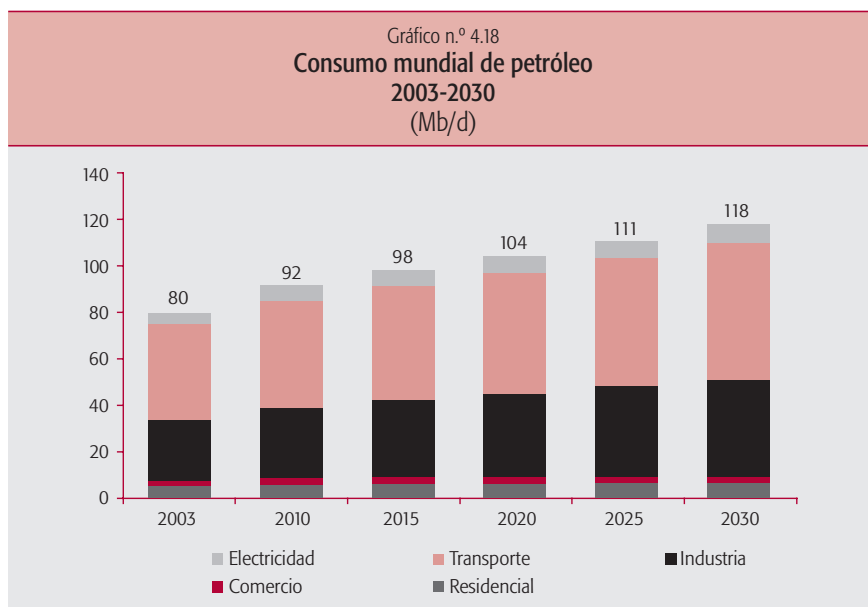
* Btu es la unidad de energía inglesa (British Thermal Unit). 1 Btu = 252,2 calorías.



Fuente: *AIE*.

* Btu es la unidad de energía inglesa (British Thermal Unit). 1 Btu = 252,2 calorías.

La demanda de energía en el sector industrial crecerá por encima del consumo del resto de sectores (2,4% anual); el sector residencial y el sector comercial lo harán moderadamente mientras que el sector transporte aumentará su consu-



Fuente: AIE.

mo en un 1,4% (aunque en términos absolutos mantiene su supremacía) pese a la carestía del crudo debido a la ausencia de fuentes alternativas que compitan directamente con ella y a la imposibilidad física y en menor medida financiera de realizar a corto plazo grandes transformaciones.

Excepto en el caso del transporte, en el que prácticamente la totalidad del consumo energético se debe actualmente a los productos petrolíferos, en el resto de sectores consumidores finales (residencial, comercial e industrial) se combina el consumo de varias energías. Este *mix* de energías varía por área geográfica, dependiendo de su nivel de desarrollo, de los recursos naturales existentes y de la infraestructura disponible.

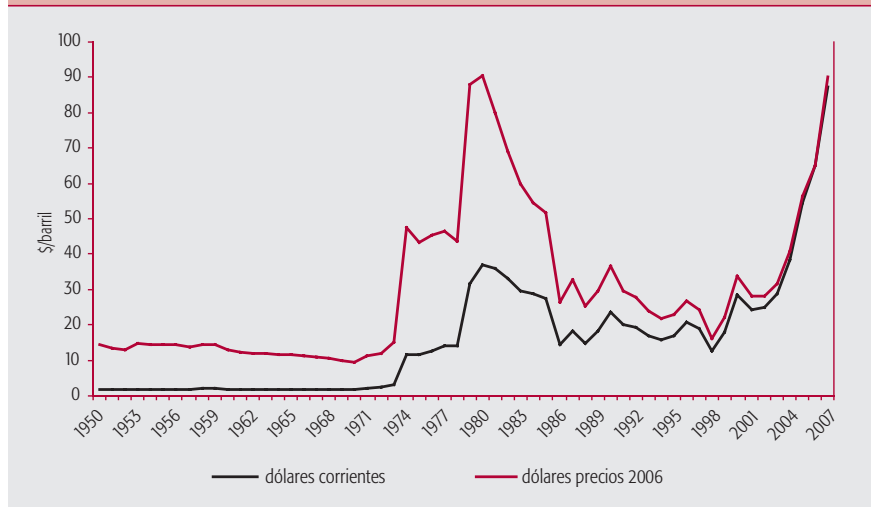
4.5. PERSPECTIVAS DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

4.5.1 Evolución histórica reciente

El análisis de los precios no puede realizarse aisladamente de la evolución de la inflación o del poder adquisitivo durante el período analizado. Se presentan dos perfiles de evolución de los precios: uno, en el que los precios del petróleo se expresan en términos corrientes, y, otro, en el que la serie de precios está expresada en valores constantes, tomando como referencia los precios del año 2006, y utilizando como deflactor el IPC.

La utilización de un índice u otro altera por completo el resultado del análisis. Así, en términos corrientes, durante la crisis de 1979 el precio del petróleo

Gráfico n.º 4.19
Evolución de los precios del petróleo



Fuente: Elaboración propia.

rondó los 40 dólares por barril. No obstante, el análisis adquiere otro cariz cuando se toman como referencia los precios en términos constantes, de lo que se desprende que los precios en el año 2005 aún no habían llegado a los registrados durante la crisis de 1979, lo que explicaría la repercusión no tan negativa de la subida del precio del petróleo en la economía mundial.

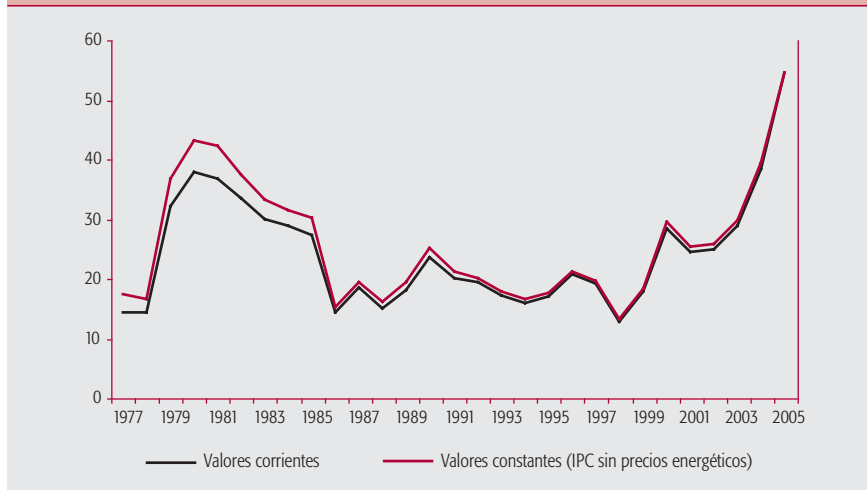
Sin embargo, si seguimos la evolución de los precios en el 2006 y especialmente en 2007, se observa que los precios en términos constantes sí igualan los de 1979. Si tuviéramos en cuenta los primeros meses del 2008 los precios sobrepasarían claramente los obtenidos en la crisis de 1979.

De todas formas hay que tener en cuenta que las causas de esta repentina subida de precios no son las mismas que en los años setenta.

En la primera crisis del crudo entre 1973 y 1974, la OPEP, sobre todo los países exportadores árabes, adoptaron una acción conjunta que incluía la prohibición de transporte, una reducción de la producción, y una subida de los precios, que causaron una crisis energética a escala mundial. La segunda crisis, 1978-1979, llegó con la Revolución Islámica de Irán, y duplicó los precios del petróleo. Más tarde, la guerra entre Irak e Irán agravó la escasez de abastecimiento en el mercado del crudo.

Respecto a las actuales subidas del precio del crudo en el mercado internacional, los analistas las atribuyen a la creciente demanda frente a la devaluación del dólar, además del efecto del techo del petróleo. Además, la preocupación

Gráfico n.º 4.20
Evolución del precio del petróleo: valores corrientes y constantes
(deflactor sin precios energéticos)
1977-2005



Fuente: CEET. Elaboración propia.

por la inestabilidad en ciertas regiones del mundo constituye otro factor de oscilación de los precios del crudo. Todo ello provoca que estemos ante un escenario de precios totalmente nuevo.

Para darse cuenta de la gran trascendencia del precio del crudo deflactado hay que señalar que el IPC se construye a partir de una cesta ponderada de bienes y servicios, entre los que se encuentran los productos petrolíferos y los carburantes y combustibles, que conjuntamente representan una participación del 16,2% en la cesta total en el Estado (14,6% en la CAPV). Así, al utilizar el IPC como deflactor, implícitamente se está utilizando un índice que incluye entre sus más importantes componentes precisamente el bien que se quiere deflactor. Por ello, resulta interesante utilizar un deflactor que no lleve aparejado el componente energético: concretamente, el IPC sin productos energéticos.

En el gráfico n.º 4.20 se incluye la serie con este nuevo deflactor, del que se desprenden tres hechos significativos. En primer lugar, el carácter altamente inflacionista del componente energético del IPC (en el período 1979-1981 el precio del barril se situaría en torno a los 45 dólares en términos constantes utilizando como deflactor el IPC sin precios energéticos, mientras que utilizando como deflactor el IPC general su valor ronda los 90 dólares); en segundo lugar, que los precios actuales realmente sí son más altos que los de 1979 (55 dólares en 2005 frente al entorno de 45 dólares de 1979); y, en tercer lugar, la diferencia de resultados obtenidos según el deflactor utilizado.

4.5.2. Los precios considerados para los próximos años

El precio medio del crudo lleva seis años de subidas ininterrumpidas. La cotización del crudo sobrepasó el listón de los 100 dólares por barril ya en los primeros días de enero de 2008, y los *traders* apuestan incluso por los 200 dólares a través de contratos de opciones. La mayoría de los expertos prevé que la cotización del *brent* se mantenga por encima de los 100 dólares por barril ante la debilidad del dólar y las reticencias (o imposibilidad) de la OPEP para elevar la producción, en línea con lo descrito en este apartado. Con esas cifras, el petróleo presiona con fuerza la inflación y dificulta las rebajas de los tipos de interés, la receta de la que suelen tirar los bancos centrales para evitar la recesión.

Tal y como hemos visto en los apartados anteriores las pautas de comportamiento de la demanda y la oferta han cambiado de manera radical. De continuar esta tendencia en el futuro, como parece previsible, podría hablarse de la inauguración de una nueva etapa caracterizada por una fortaleza secular de la demanda, y por dificultades crecientes de la oferta para satisfacer a la demanda y, en consecuencia, asistiremos a episodios de vulnerabilidad en la oferta, en paralelo a la expansión del comercio internacional. De hecho, la apertura creciente del comercio internacional⁵⁷ aumenta el riesgo de alteración o interrupción en puntos críticos para el paso del crudo. Cualquier perturbación en estos puntos críticos podría tener efectos muy graves en los mercados del petróleo.

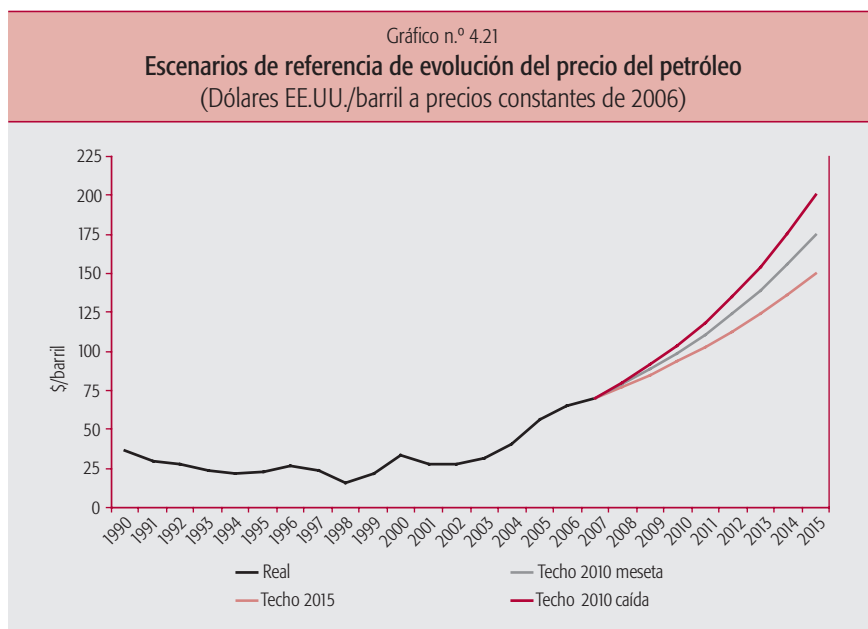
Esa vulnerabilidad se traduce, además, en una mayor volatilidad de los precios, fenómeno éste que ha empezado a manifestarse con intensidad desde la segunda mitad de la década de los ochenta⁵⁸.

Por tanto, la formación del precio del petróleo va a estar sometida en el futuro a fuertes tensiones:

- Retrasos por razones geo-tecnológicas en la puesta en explotación de nuevos yacimientos (entre 7 y 15 años).
- Infravaloración del declive de los yacimientos antiguos.
- Fenómenos climáticos cada vez más imprevisibles y agudos (olas de calor, tifones y huracanes).

⁵⁷ Se calcula que alrededor de 26 millones de barriles pasan diariamente por el Estrecho de Ormuz en el Golfo Pérsico y por el Estrecho de Malaca en Asia, con una proyección para el futuro que duplica los tráficos actuales.

⁵⁸ Si bien las fuerzas subyacentes de demanda y oferta determinan la orientación del precio del petróleo en el futuro, no hay que olvidar los factores de carácter imponderable, fundamentalmente ligados con la inestabilidad geopolítica en países productores clave. Las condiciones de demanda pueden alterarse de manera muy significativa, limitando en consecuencia la validez de las predicciones efectuadas. A modo de ejemplo, en 1997 la fuerte e inesperada crisis económica que afectó el sur de Asia coincidió con un aumento del objetivo de producción por parte de la OPEP, lo que supuso una caída sustancial de los precios que pasaron de 25 dólares el barril a 10 dólares desde principios de 1997 a principios de 1999 (Adelman, 2002).



Fuente: Elaboración propia.

- Inestabilidad política en algunos países exportadores (Nigeria, Angola, Irak...).
- Cambio de paradigma en los países exportadores, que ya no están dispuestos a incrementar a cualquier precio su producción, y apuestan por mantener un flujo estable de su producción en función de sus intereses nacionales (el llamado «nacionalismo energético»).
- Fuerte depreciación del dólar que causa un deterioro progresivo de las rentas petrolíferas de los productores y depreciación de las reservas.
- Escenario de gran tirantez entre oferta y demanda, si sigue el mismo ritmo el crecimiento de la demanda mundial que actualmente.
- Una escasez aguda, aunque transitoria, ha generado históricamente un gran impacto económico. Sin embargo, a diferencia de las crisis anteriores, la situación actual tiene un carácter de «choque» de oferta ligado a la aparición de límites estructurales en la oferta de crudo, a diferencia de las crisis anteriores que eran causadas por limitaciones «administradas» de la oferta.

A partir de las distintas fuentes de información analizadas, podemos resumir las diferentes previsiones de evolución de los precios del petróleo en dos grupos:

1. El primer grupo recoge la opinión de las principales compañías petrolíferas del mundo, que plantean que el techo se producirá en torno al año 2015, alcanzándose una producción máxima de 90-100 Mb/d. El precio del barril rondaría los 150 dólar/barril (a precios constantes de 2006).

2. El segundo grupo se forma a partir de las estimaciones de numerosos analistas y expertos del mundo del petróleo que coinciden que el techo de extracciones llegaría en torno al año 2010, con una producción de aproximadamente 88 Mb/d. Estos analistas divergen en la forma que tomará la curva de extracciones después del techo:
 - a. Unos defienden que tras el techo se produciría una meseta en la curva de extracciones que se prolongaría por un espacio de tiempo superior a 5 años. En este caso en el que la extracción se mantiene en un nivel de 88 Mb/d hasta el año 2015, estiman que el precio del barril estaría alrededor de 175 dólares.
 - b. Otros afirman que el techo de extracciones es en realidad una meseta corta (2-3 años), que lo que, poco después de ser alcanzado en el entorno de 2010, el volumen de extracciones comenzaría a disminuir a un ritmo del 2-3% anual. En este caso el precio del barril llegaría hasta los 200 dólares en 2015.

La evolución de precios de todos estos escenarios de los dos grupos es en precios constantes de 2006. En términos constantes, en el período 2003-2007 los precios subieron a una media anual de 22%. Los incrementos de precios para los escenarios propuestos son: 10% para el de 150 dólares; 12% para el de 175 dólares, y 14% para el de 200 dólares. Jeff Rubin, economista jefe del Canadian Imperial Bank of Commerce, ha declarado recientemente que, «si en medio del pánico financiero mundial y con expectativas de recesión mundial el barril anda por los 70 dólares, su precio se disparará en un contexto de recuperación económica».

Capítulo 5.º

EFFECTOS ECONÓMICOS DEL ENCARECIMIENTO DEL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA DEL PAÍS VASCO

5.1. EFECTOS ECONÓMICOS GLOBALES

5.1.1. Efectos generales previsibles

En los últimos 35 años, la principal perturbación de oferta (aumento general del coste de producción y el precio de venta de bienes y servicios) ha sido el encarecimiento en el precio del petróleo. Nueve de las diez últimas recesiones tras la Segunda Guerra Mundial han estado precedidas, espoleadas o causadas por perturbaciones en la economía originadas en los precios del petróleo.

El encarecimiento inicial del petróleo afecta a la economía a través de diversos canales. Así, un aumento en el precio del crudo, dada la importancia que como fuente energética tiene en muchos procesos productivos y como *input* en muchas empresas, supone un incremento en los costes. En primer lugar, supone una elevación de los costes de los *inputs* del sector agropecuario, las empresas petroquímicas y el transporte. Si el aumento de los costes no es absorbido por los márgenes empresariales y puede ser repercutido en los precios, otros sectores verán indirectamente aumentados sus costes de producción. De esta manera, el efecto inicial se puede transmitir por toda la economía.

El incremento de los costes empresariales se traduce en un encarecimiento de los bienes finales y en una caída de la actividad económica. La subida de los precios y la ralentización del crecimiento económico que se produce se pueden ver amplificadas en la medida en que se genere una espiral de precios y salarios. El efecto final sobre la oferta agregada dependerá del grado de sustituibilidad del petróleo en los procesos productivos, de la eficiencia en el uso del mismo y de la intensidad (incremento del precio/período) y duración o permanencia de la subida en el tiempo (número de meses). A escala macroeconómica, el encarecimiento del crudo da lugar a un deterioro de la renta final disponible de las familias de los países importadores de petróleo, lo que ocasiona finalmente una contracción en el gasto total de la economía y en la demanda agregada.

En lo que a los productores se refiere, el incremento en los costes y la disminución de los márgenes y de las ventas supone una reducción de las ren-

tabilidades empresariales. Además, la disminución de la cartera de pedidos ocasionará una reducción de la inversión planeada. Por otra parte, la percepción de crisis por parte de empresas y consumidores afectará negativamente a sus expectativas, pues el deterioro de éstas contribuirá a reducir los niveles de inversión y consumo, ahondando aún más en la crisis. En este escenario y ante subidas esperadas en los tipos de interés, a corto plazo las empresas son reacias a poner en marcha proyectos de inversión en bienes de equipo, tradicionalmente muy exigentes en el consumo de energía. Como resultado del menor nivel de actividad económica (consumo, inversión, exportaciones) se producirá un descenso en la recaudación impositiva (IVA, IRPF, impuesto de sociedades) y de cotizaciones a la Seguridad Social, además de un aumento en el volumen de prestaciones por desempleo y de jubilaciones anticipadas. Ambos movimientos contribuirán a incrementar el déficit público o a reducir el superávit público.

La pérdida de renta puede desencadenar la inflación si todos los agentes económicos intentan trasladar al resto de agentes la disminución de sus respectivos ingresos reales. Los trabajadores, que ven disminuido su poder adquisitivo, suelen intentar recuperarlo mediante una revisión periódica de los salarios (escala móvil salarial) que compense esta pérdida. De esta forma, se puede iniciar una espiral de precios y salarios con el resultado de aumento de la inflación (efectos «segunda ronda»), que contribuirán a incrementar los costes de producción y provocarán reducciones de plantilla, agravándose el problema del desempleo.

Desde la perspectiva de la economía mundial, el encarecimiento del petróleo representa una pérdida de renta real nacional a favor de los países exportadores netos de crudo, ya que la relación de intercambio se deteriora al aumentar relativamente más los precios de las importaciones que los de las exportaciones.

Como consecuencia del proceso inflacionario, cada vez será mayor la cantidad de la renta disponible que los países importadores destinan a sufragar el incremento en los precios del petróleo. En otras palabras, el poder adquisitivo de los países importadores disminuirá, contrayéndose de esta forma la demanda mundial y frenando el crecimiento económico. La disminución de la demanda mundial se verá compensada tan solo en parte por el incremento en el consumo de los países productores, dado que su propensión marginal al consumo es menor que la de los países importadores desarrollados. La renta que es transferida a los países productores, empeora el saldo de su balanza comercial y presiona a la baja su tipo de cambio. Simétricamente, los ingresos de petróleo generan un superávit en los saldos de las balanzas comerciales de los países exportadores y, con el

paso del tiempo, se produce una apreciación en el tipo de cambio de su divisa.

El aumento en el precio del petróleo está afectando ya a los sectores que utilizan este tipo de energía de forma intensiva, especialmente el transporte. Este sector consume el 57% del petróleo (70% en la UE) y el subsector transporte por carretera el 95% de la cantidad anterior (98% en la UE). Este modo de transporte es hegemónico y su posición tiende a reforzarse. En la UE las mercancías transportadas por carretera han pasado de una cuota del 31% al 44%, mientras que la del ferrocarril disminuye del 21% al 8%. Por la carretera se transporta el 79% de los viajeros, el ferrocarril transporta el 6% y el avión el 5% (Comisión Europea, 2005). Las empresas relacionadas con el sector del transporte se enfrentan pues a una fuerte escalada de costes.

Por otra parte, teniendo en cuenta el actual contexto de globalización, la elevada división internacional del trabajo, la polarización mundial de los centros de producción y consumo, y el fuerte peso de los modos de transporte propulsados por los derivados del petróleo en el comercio nacional e internacional de bienes y servicios (turismo), se prevé que este incremento en los precios del transporte cause un aumento generalizado de los costes de los distintos bienes y servicios intermedios y finalmente de los precios finales de bienes. Históricamente un fuerte y prolongado encarecimiento de los combustibles ha tenido un efecto depresivo del comercio, especialmente del internacional a larga distancia, y de recanalización del mismo hacia el comercio regional.

Rubin y Tal (2008) del banco canadiense CIBC consideran que la «globalización es reversible» debido a los crecientes precios del transporte de mercancías. Estos, en términos de costes, son comparables a las barreras tarifarias del pasado. En el 2000, según las cifras del CIBC, con el petróleo a 20 dólares por barril, el coste del transporte equivalía a un arancel del 3%. Cuando se llegue a 200 dólares el barril los costes de transporte serán equivalentes a la tasa de aranceles que existían a mediados de los años 60, antes de la Ronda del GATT (Acuerdo general sobre comercio y aranceles). Según el estudio, por primera vez en un decenio, los costes de transporte de insumos y del producto terminado han eliminado las ventajas del coste de la mano de obra china. Las importaciones estadounidenses de acero chino han bajado a un ritmo de 20% en términos anuales, y la producción de EE.UU. aumentó un 10% debido, según el estudio, al alza de los costes de transporte internacional mediante contendedores.

Martínez Zarzoso y Hoffmann (2007) concluyen en su estudio que «de acuerdo a nuestros resultados duplicar los costes de transporte lleva a una reducción del valor de las importaciones (mundiales) entre 3 y 5 veces».

5.1.2. Las diferencias entre la crisis del petróleo de los años setenta en España y la situación actual

En España ni los gobiernos con sus políticas económicas, ni las empresas, ni los trabajadores respondieron con la flexibilidad necesaria a las nuevas circunstancias económicas que siguieron a la subida del precio del petróleo y a los profundos cambios en la demanda mundial en 1973 y 1974⁵⁹.

La subida del precio del petróleo no se tradujo, por tanto, en un aumento del precio de los productos derivados ni en la adaptación de la industria a las nuevas condiciones estructurales del mercado. Los precios internos se lograron mantener mediante subsidios del Estado. Aún más, los trabajadores no aceptaron las moderaciones salariales que debían aplicarse para afrontar la caída en la producción. Además, la industria española era particularmente sensible a la nueva situación económica, dado que consumía una gran cantidad de petróleo. Las consecuencias no se hicieron esperar: un fuerte incremento del déficit público, debido al mantenimiento artificial de los precios interiores de los productos derivados del petróleo reduciendo sus correspondientes impuestos así como los subsidios a las empresas para compensar sus pérdidas; una caída en picado de los beneficios empresariales, como consecuencia del crecimiento de los salarios nominales, mucho más elevado que el crecimiento de la productividad del trabajo. La disminución de los márgenes empresariales, unido al deterioro de sus expectativas, tuvo un efecto inmediato en la inversión productiva e hipotecó las posibilidades de crecimiento económico y de creación de empleo.

A partir de ahí, como el déficit no estaba financiado de una manera ortodoxa (esto es, se «apelaba» al Banco de España, la llamada monetización de la deuda), se impulsó un fuerte proceso inflacionista. Las primeras medidas drásticas de ajuste macroeconómico se adoptaron, tardíamente, en 1977, en los Pactos de la Moncloa. Estas incluían una política de contención de salarios junto con un compromiso para iniciar reformas estructurales, la devaluación de la peseta y una política monetaria restrictiva. Los tipos de interés subieron, se ralentizó el consumo y la inversión y la industria española no pudo adaptarse a los nuevos parámetros de precios y demanda con lo que el problema persistió incluso después de la crisis de 1979.

En definitiva, de este breve análisis de lo acontecido en España durante las crisis del petróleo de los setenta se concluye que el manejo correcto de la po-

⁵⁹ Entre otras razones, la economía era proteccionista y se caracterizaba por el intervencionismo estatal, así que no estaba acostumbrada a responder a las fuerzas del mercado.

lítica económica en la gestión de un choque de oferta es fundamental, lo que justifica plenamente el ejercicio de simulación que se presenta en el apartado referido al escenario de política expansiva de gasto público en el capítulo 5.

Hasta ahora, en los principales países desarrollados no se ha puesto en marcha el mecanismo denominado de «segunda ronda». Esto se ha debido a diversas causas. Por un lado, la dependencia del petróleo (a excepción del transporte) es ahora mucho menor que en los años setenta y asimismo ha disminuido la intensidad energética, o lo que es lo mismo, mejorado la eficiencia energética pues ha aumentado la importancia del sector servicios en detrimento de la industria. Por otra parte, los mercados de factores y de bienes y servicios están más liberalizados y desregulados.

Asimismo en los últimos años han desaparecido muchos mecanismos de indiciación, aunque todavía persisten en algunos países (Bélgica, Luxemburgo y España tienen salarios indicados en muchos sectores). Lo nuevo en el entorno macroeconómico actual, que en las dos anteriores crisis del petróleo no estaba presente es el mecanismo de construcción de expectativas de inflación de empresas y consumidores. A diferencia de los decenios de los setenta y ochenta del siglo pasado, el diseño institucional de los bancos centrales (que son independientes estatutariamente) y de los procesos de fijación de salarios (con la práctica desaparición de la indiciación salarial) garantizan una estabilidad de fondo en los precios que evita que el *shock* del petróleo suponga automáticamente un aumento general del nivel de precios de la economía. Actualmente, en los países importadores no se detecta un aumento de los salarios reales más allá de los incrementos de productividad e incluso, como en España, se percibe una disminución en la participación de los salarios reales en la renta nacional.

Por otra parte, hay dos factores que están cumpliendo un papel suavizador y contribuyen a que el impacto sea menor. En primer lugar, la progresiva apertura del comercio internacional favorece que se aprovechen las ganancias de productividad en los países en que éstas se producen y su traslación en forma de bienes comercializables más baratos a la mayoría de economías del globo. Un segundo elemento ha sido la elevada liquidez que ha existido, que facilita mediante el endeudamiento mantener un nivel de gasto que compensa el efecto que sobre nuestra renta tienen las importaciones de petróleo más caras.

Por otra parte, disponer de una moneda única en la UE y su continua revalorización frente al dólar, junto a la alta participación de los impuestos en el precio final de los carburantes, ha hecho que el impacto del encarecimiento del precio del crudo en los países del área euro se haya amortiguado conside-

rablemente, tal y como se ha explicado en el capítulo 3 sobre formación de los precios.

La experiencia de las pasadas crisis energéticas es un ejemplo histórico contundente de la capacidad de las fuerzas del mercado y de su mecanismo de precios para inducir cambios tecnológicos y reducciones de la demanda a largo plazo. El incremento del precio del petróleo y el consiguiente cambio en los precios relativos de los factores productivos propició el desarrollo y la implantación de maquinaria, equipos y procesos productivos con menor intensidad energética por unidad de producto que en los años anteriores a la crisis. En resumen, el mercado por sí mismo genera incentivos potentes para cambiar la base energética del sistema económico y dirigirse hacia un modelo económico menos despilfarrador de energía.

En un estudio de la AIE (2004) se concluye, a partir de los datos de 11 países que reunían el 80% del consumo de sus miembros, que los ahorros de energía se lograron sobre todo a finales de los años ochenta. Desde esa fecha el ahorro de energía se ha ralentizado en todos los sectores de las economías consideradas. Realmente solo unos pocos países muestran un desacoplamiento claro entre las emisiones de CO₂ y el crecimiento del PIB después de 1990.

5.2. MÉTODO DE ANÁLISIS

En este apartado se expone la consistencia e idoneidad del método utilizado, que está basado en el modelo MIDE (modelo macroeconómico intersectorial dinámico) y el proceso seguido para su adaptación a las características de la estructura económica vasca.

El MIDE pertenece a la familia INFORUM de modelos macroeconómicos intersectoriales dinámicos. Estos modelos, concebidos por un equipo de investigación de la Universidad de Maryland dirigido por el profesor Clopper Almon, han sido aplicados en varios países, entre los que se encuentran Estados Unidos, Japón y las principales economías de la OCDE. Ha sido objeto de numerosas aplicaciones como la simulación de los efectos de una imposición sobre los sectores incluidos en los compromisos de Kioto (2003) o la realización de predicciones sobre la evolución futura de la economía española (2000). En Collado (1992), se presenta la primera aplicación del modelo español, consistente en la evaluación de los efectos del mercado único sobre la economía española.

Para los fines de este proyecto se ha realizado un esfuerzo adicional por adaptar y poner al día la base de datos que alimenta el modelo, y que ha su-

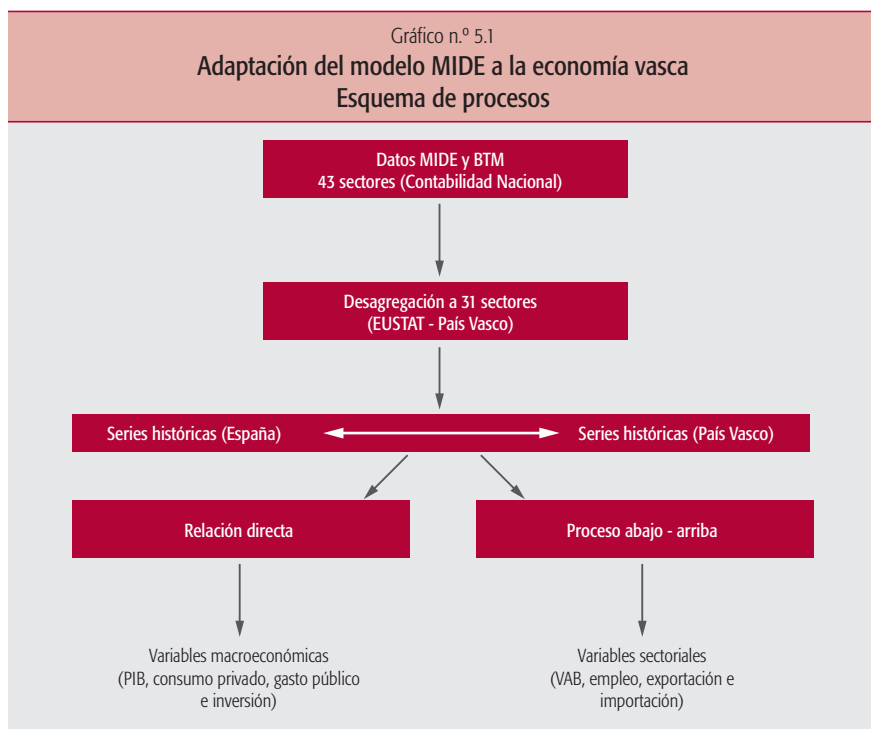
puesto actualizar al último año disponible (2004) un buen número de variables macroeconómicas a una escala de 43 sectores (que son los contemplados en el MIDE).

Ahora bien, la funcionalidad del MIDE como modelo que permite obtener una respuesta sólida a los interrogantes que aquí se plantean adquiere su máxima expresión cuando se combina con otra herramienta de modelización, el denominado Bilateral Trade Model (BTM), modelo que tiene capacidad para predecir flujos bilaterales de comercio y precios de exportación e importación para 120 sectores, y para 14 países que representan los principales referentes comerciales: Estados Unidos, Canadá, México, Japón, China, Corea, Alemania, Francia, Reino Unido, Italia, España, Países Bajos, Bélgica y Austria, y dos grandes áreas geográficas «residuales» (el resto de Europa y el resto del mundo).

La utilidad del BTM reside en que el modelo MIDE no permite obtener la influencia de un aumento de los precios del petróleo sobre los precios de las exportaciones y de las importaciones sectoriales, ya que se consideran como exógenos en el sistema y por tanto no susceptibles de ser alterados por ningún tipo de *shock*. En la medida en que los precios de exportación e importación constituyen la correa de transmisión a partir de los cuales se despliegan todos los efectos sobre las variables de interés, la disponibilidad del BTM resulta vital para la obtención de los resultados que se pretenden.

Los precios del petróleo se elevan en todo el mundo, es decir, todas las economías son afectadas por igual. No obtendríamos los mismos resultados si sólo elevásemos la factura petrolífera para España o en el País Vasco. En tal caso, los precios relativos de las economías vascas y española reaccionarían muy negativamente y por tanto, los resultados serían cuantitativamente más negativos. En el caso «correcto» en que los precios del petróleo suben en todas partes, los precios relativos prácticamente no varían y, por tanto, el impacto es mucho menos acusado y desde luego, por la vía externa no se incrementa lo negativo. Para el caso de economías abiertas como la vasca y española esto es particularmente importante. Por otra parte se debe advertir que la paridad euro/dólar de 1,4 que se establecía en el año de referencia 2005 es la que se ha incorporado en el modelo a lo largo del periodo estudiado 2006-2015, así que si tenemos en cuenta la paridad de mayo de 2008 (1,56) los impactos negativos en todos los escenarios contemplados serían menos acusados.

En cuanto a la adaptación del modelo MIDE, basado en la estructura de la economía española a la estructura de la economía vasca se siguieron los siguientes pasos.



Fuente: Elaboración propia.

En primera instancia, fue necesario agrupar los datos del MIDE y del BTM con la desagregación de 43 sectores, para adaptarla a la desagregación de 31 sectores de la economía vasca, que es la que se presenta en los siguientes apartados.

En segundo lugar, se analizaron las series históricas estatales y de economía vasca, para identificar relaciones entre ambas economías. En el caso de las variables macroeconómicas (PIB, consumo privado, gasto público e inversión), la relación se estableció directamente a nivel agregado, mientras que en el caso de la traducción de los resultados sectoriales (producción, empleo, importaciones y exportaciones), se plantearon dos alternativas. La primera de ellas consistía en utilizar un enfoque de «arriba-abajo», donde primero se calcula la correspondencia de cada variable a nivel agregado (producción total, empleo total, etc.), para después distribuir este resultado agregado entre los distintos sectores de la economía, utilizando indicadores regionales para cada una de las variables. El segundo enfoque se denomina de «abajo-arriba» y consiste en calcular la correspondencia a nivel sectorial de cada una de las variables, para después calcular el agregado como la suma de los distintos sectores de la economía. Este último enfoque fue el utilizado para calcular las correspondencias a nivel sectorial.

Se realizaron regresiones para cada una de las series, tomando los datos en logaritmos para suavizar las diferencias en valores absolutos. Cada variable se estimó de la siguiente forma:

Variables macroeconómicas	Variables sectoriales
$V(i, CAPV) = V(i, España)$ para $i = \text{PIB, consumo privado, gasto público e inversión}$	$V(i,j, CAPV) = V(i,j, España)$ para $i = \text{VAB, empleo, exportación e importación}$ $j = \text{sector}$

Cabe destacar que en el caso de las series de comercio exterior sectorial (importaciones y exportaciones), las regresiones obtenidas poseían un menor nivel de ajuste, medido a través del R_2 , debido a la gran volatilidad de los datos (en particular en el caso de la CAPV), por lo que se optó por utilizar los datos del MIDE. En el resto de los casos, es decir en la totalidad de variables a nivel agregado y en VAB y empleo sectoriales, se utilizaron los parámetros obtenidos en las regresiones.

5.3. LA ECONOMÍA VASCA. UNA BREVE INTRODUCCIÓN

En primer lugar se resumen los principales datos de la economía vasca en el año 2005, para identificar las magnitudes de partida: valor añadido, empleo, importaciones y exportaciones. En el cuadro n.º 5.1 se presentan las variables macroeconómicas, mientras que en el cuadro n.º 5.2 se recogen los datos sectoriales.

Como puede apreciarse en el cuadro n.º 5.1, la economía vasca presenta un crecimiento sostenido en la última década, con una tasa media de crecimiento de más de 7% anual (en términos nominales) en el período 1995-2005.

Cuadro n.º 5.1 Principales macromagnitudes de la economía vasca		
	2005 (miles de euros corrientes)	Crecimiento medio anual 2005-1995 (%)
PIB	57.548.541	7,2
Consumo privado	34.310.979	6,7
Consumo público	8.492.268	6,3
Inversión	16.645.107	10,5
Exportaciones	14.225.293	8,5
Importaciones	14.492.268	9,6
Empleo (n.º de personas)	953.388	2,9
VAB	51.340.749	6,9

Fuente: Eustat.

Cuadro n.º 5.2
Estructura sectorial de la economía vasca en 2005

	VAB (miles de euros)		Empleo		Import. % s/total	Export. % s/total
	2005	% s/total	2004	% s/total		
Inmobiliarias y servicios empresariales	8.301.750	16,17	104.999	11,25	0,01	0,04
Comercio y reparación	5.489.564	10,69	128.906	13,81	0,00	0,00
Metalurgia y productos metálicos	4.664.140	9,08	86.678	9,29	23,88	26,15
Construcción	4.573.582	8,91	90.774	9,73	0,00	0,00
Transporte y comunicaciones	3.719.128	7,24	50.605	5,42	0,00	0,00
Intermediación financiera	3.603.019	7,02	20.303	2,18	0,00	0,00
Administración pública	2.535.547	4,94	52.336	5,61	0,00	0,00
Sanidad y servicios sociales	2.184.063	4,25	44.647	4,78	0,00	0,00
Educación	2.029.578	3,95	57.711	6,18	0,00	0,00
Hostelería	1.888.530	3,68	47.656	5,11	0,00	0,00
Maquinaria y equipo mecánico	1.708.130	3,33	33.167	3,55	9,21	16,57
Energía eléctrica, gas y agua	1.396.898	2,72	3.863	0,41	0,06	0,22
Fabricación de material de transporte	1.268.819	2,47	21.483	2,30	9,23	25,65
Servicios personales	1.218.994	2,37	34.690	3,72	0,29	0,01
Industria del caucho y materias plásticas	1.045.340	2,04	18.441	1,98	2,14	6,23
Equipo eléctrico, electrónico y óptico	948.456	1,85	18.573	1,99	5,74	4,91
Industria de la alimentación, bebidas y tabaco	858.340	1,67	16.301	1,75	3,54	3,00
Industria del papel; edición y artes gráficas	726.534	1,42	14.606	1,56	2,28	2,98
Industria química	567.495	1,11	6.060	0,65	5,09	3,47
Otros productos minerales no metálicos	527.640	1,03	7.886	0,84	0,99	1,66
Industrias manufactureras diversas	473.805	0,92	11.945	1,28	1,15	1,23
Agricultura, ganadería, caza y selvicultura	399.354	0,78	22.505	2,41	1,53	0,06
Coquerías, refino y combustibles nucleares	346.215	0,67	870	0,09	6,77	5,43
Hogares que emplean personal doméstico	246.105	0,48	22.939	2,46	0,00	0,00
Industria de la madera y el corcho	226.473	0,44	6.459	0,69	0,90	0,32
Extracción otros minerales	174.211	0,34	907	0,10	1,00	0,13
Pesca	123.180	0,24	4.130	0,44	1,19	0,34
Industria textil y de la confección	86.054	0,17	3.557	0,38	1,67	0,61
Industria del cuero y del calzado	9.805	0,02	383	0,04	0,36	0,11
Extracción de productos energéticos	–	–	–	–	22,69	0,01
Organismos extraterritoriales	–	–	–	–	0,28	0,87
Total	51.340.749	100,00	933.380	100,00	100,00	100,00

Fuente: CEET.

A escala sectorial se observa que los dos sectores con un mayor peso dentro de la economía vasca, tanto en términos de valor añadido como en empleo son servicios de mercado: servicios a empresas (16% del VAB y 11% del empleo) y comercio (11% del VAB y 14% del empleo). En orden de importancia los siguen la metalurgia y la construcción, con valores en torno al 9% del total cada uno de ellos.

En lo que se refiere al comercio exterior, la primera posición es ocupada por el sector metalúrgico, que concentra el 24% de las importaciones y el 26% de las exportaciones de la economía vasca. Por su parte, las importaciones de productos energéticos representan el 23% de las importaciones, mientras que las exportaciones de material de transporte representan el 25,7% del total, y las de maquinaria y equipo mecánico un 17%.

5.4. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Un ejercicio de simulación parte de la hipótesis de que ciertos eventos van a tener lugar en la manera predicha y en el momento predicho y evalúa los efectos. Por ello, los resultados se presentan como desviaciones frente a un escenario base, que en este caso proyecta la economía hasta el 2015, año en el que el precio del barril de petróleo alcanza los 60 dólares⁶⁰.

Los resultados de las distintas simulaciones relativas al impacto del incremento de los precios del petróleo sobre la economía vasca se presentan como diferencias relativas con respecto al escenario base, expresadas en tanto por ciento, para cada uno de los escenarios alternativos. Se ofrecen las diferencias año a año y la media en el total del periodo considerado (2006-2015).

En las simulaciones realizadas se ha utilizado el precio del petróleo en valores corrientes, no en constantes, fundamentalmente por varias razones: en primer lugar, porque evaluar una serie a precios constantes nos abocaría a la difícil situación de tener que elegir un deflactor determinado, lo cual plantearía la duda e incertidumbre de la idoneidad del mismo. En segundo lugar, utilizar una serie a precios constantes supone utilizar una previsión de deflactor a diez años vista (que es el horizonte temporal utilizado en este estudio), lo cual añadiría un mayor margen de error a las simulaciones efectuadas. En tercer lugar, la utilización de la serie a precios corrientes facilita en gran medida la interpretación de los resultados.

5.4.1. Definición de los escenarios de simulación

En este estudio se han realizado simulaciones de tres escenarios de precios. El primer escenario tiene su fundamento en las previsiones de la Administración de Información de Energía de Estados Unidos. El segundo y el tercero son similares a los escenarios que plantean la mayoría de los analistas y expertos en el mundo del petróleo, cuyos fundamentos se han explicado ampliamente al final del capítulo anterior.

Los hemos denominado de la siguiente manera:

⁶⁰ Basado en el escenario de referencia del Internacional Energy Outlook, EIA, de 2006

- a) Estacionario, en el que en el año 2015 el precio sería de 102 dólares/barril de *brent*.
- b) Tendencial, en el que en el año 2015 el precio sería de 140 dólares/barril de *brent*.
- c) Pesimista, en el que en el año 2015 el precio sería de 205 dólares/barril de *brent*.

Un aspecto que reviste gran interés es la posibilidad de diseñar políticas económicas destinadas para contrarrestar los efectos del *shock* petrolífero. A este respecto se han realizado dos ejercicios de simulación de diferentes políticas públicas.

1. Política de aumento del gasto público. El escenario que se introduce tiene como objetivo cuantificar la magnitud del incremento de gasto público que permita anular el efecto sobre el PIB derivado del encarecimiento del petróleo. Conviene señalar que el aumento introducido en el gasto público no hace referencia exclusivamente al incremento del consumo público, sino que también incluye el aumento en la inversión pública.

2. Política de reducción de subsidios. Calcula los efectos en las variables económicas en el supuesto de que se redujeran los usos energéticos del petróleo y la electricidad de todos los sectores económicos. Para simular este efecto se ha realizado una reducción de los subsidios a los productos energéticos, lo que incrementa el precio de la energía y disminuye su consumo por parte del resto de los sectores de la economía. Esto es equivalente a un impuesto cuyo objetivo es reducir la cantidad consumida. En contraposición con el escenario anterior, es un escenario a largo plazo, puesto que a corto plazo las demandas energéticas son muy rígidas (el uso de unos *inputs* energéticos u otros en la función de producción no es fácilmente modificable).

Los dos ejercicios de simulación se calculan sobre la base de un contexto de precios del crudo iguales a los del escenario tendencial, y su objetivo es neutralizar el efecto sobre el PIB, manteniéndolo en el mismo nivel que en el escenario base.

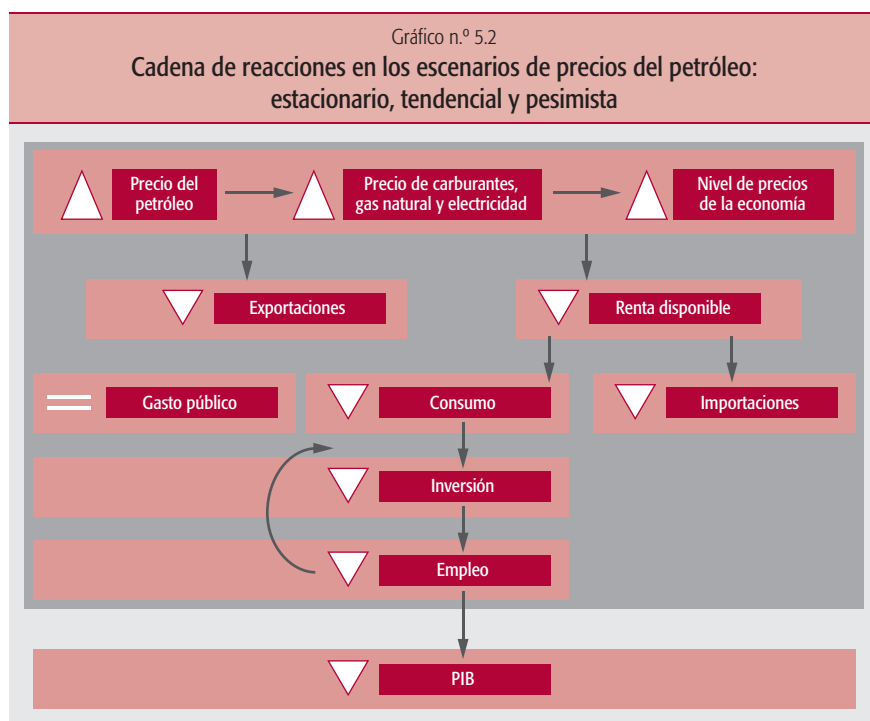
5.4.2. La cadena de reacciones económicas según los escenarios

Con el objetivo de facilitar la comprensión de los resultados obtenidos, en el presente apartado se presenta, de forma gráfica y simplificada, la cadena de reacciones que se producen en la economía como consecuencia del incremento en el precio del petróleo.

Por construcción de las simulaciones, la cadena de efectos que se produce es similar en el caso de los escenarios estacionario, tendencial y pesimista, aun-

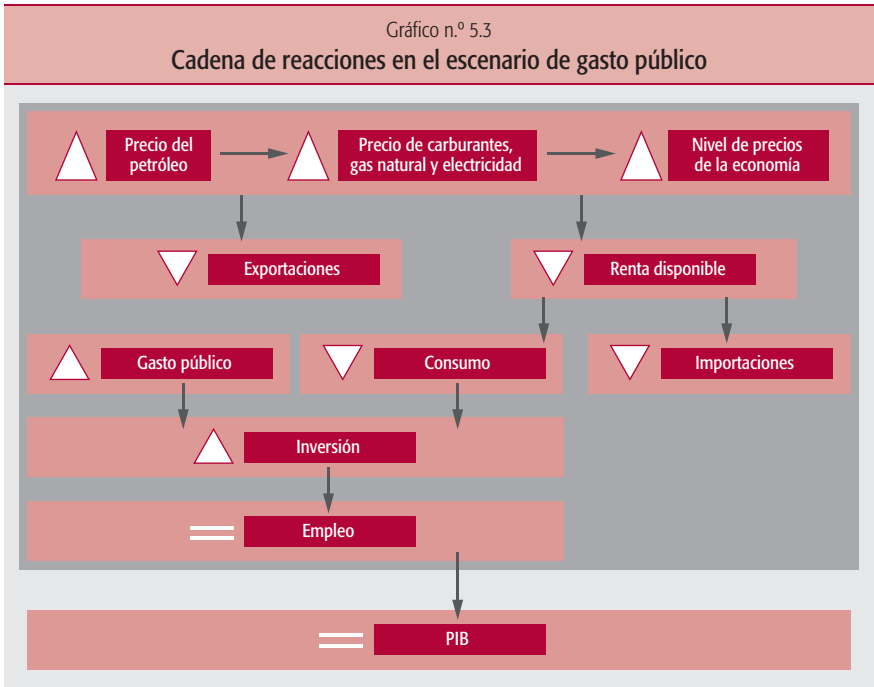
que lógicamente su impacto diferirá según el escenario. Por su parte, los escenarios de política económica (gasto público y reducción de subsidios) incorporan variantes en la cadena de reacciones y en los resultados obtenidos.

Los gráficos n.º 5.2, 5.3 y 5.4 ilustran las reacciones que se producen en la economía en los distintos escenarios.

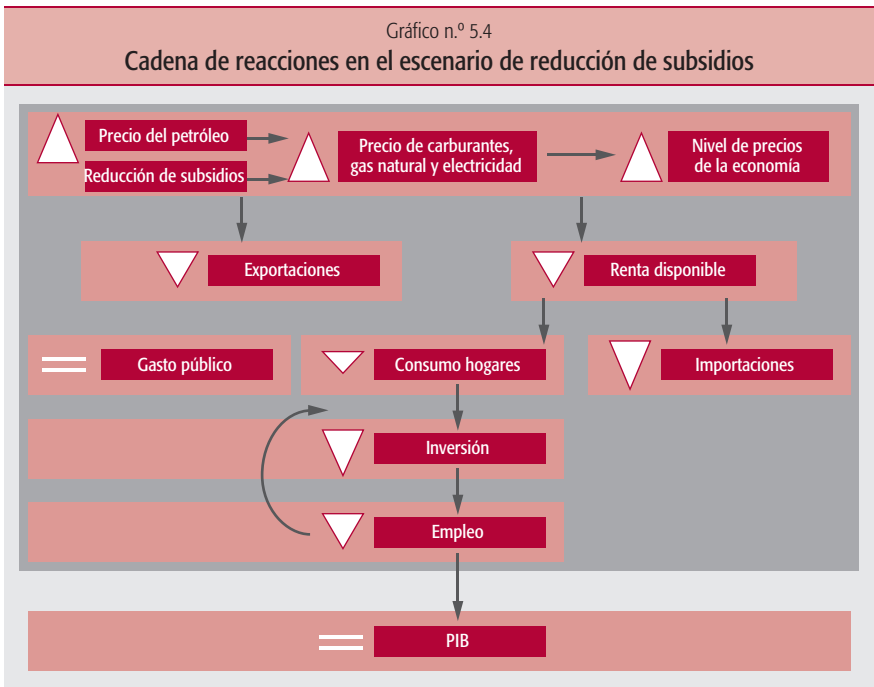


Fuente: CEET.

En los tres escenarios de incremento de precios del petróleo definidos, el incremento en el precio se traslada a una subida en el precio de los insumos energéticos, encareciendo los costes de producción y causando un aumento en el nivel de precios general de la economía. Como consecuencia de su posible encarecimiento relativo, los productos locales pierden competitividad frente a los productos extranjeros, lo que disminuye las exportaciones. Por su parte, la mayor inflación determina una pérdida de poder adquisitivo de los hogares, los cuáles reducen su consumo y sus importaciones. Esta detracción en el consumo privado deteriora las expectativas de las empresas, quienes a su vez disminuyen su inversión y sus planes de inversión y reducen la contratación de personal. Esta caída en el empleo produce disminuciones adicionales del consumo privado y las importaciones. Finalmente, la caída del consumo de los hogares,



Fuente: CEET.



Fuente: CEET.

de las exportaciones y de la inversión no resulta compensada por la reducción de las importaciones, por lo que el PIB se contrae.

En el escenario de gasto público la cadena de transmisión de efectos es igual a la anterior en lo que se refiere al aumento de precios de la economía y sus consecuencias, es decir, a la reducción de las exportaciones e importaciones y la contracción en el consumo privado. Sin embargo, el incremento del gasto público permite un aumento de la inversión, manteniendo el nivel de empleo de la economía. El resultado final es el siguiente: la caída del consumo de los hogares y de las exportaciones es compensada por una disminución en las importaciones y por el incremento de la inversión, por lo que el PIB se mantiene en los mismos niveles del escenario base. Como contrapartida se incrementan el déficit de la Administración Pública y el déficit comercial.

Finalmente, la reducción de subsidios a los insumos energéticos introduce un encarecimiento adicional de la energía, que determina un mayor nivel de inflación. Sin embargo, la traslación de este efecto al resto de variables de la economía es distinta, en la medida que bajo este escenario las importaciones registran una caída sensiblemente mayor que la observada en el caso del consumo privado. Esta fuerte reducción en las importaciones de la economía, particularmente de productos energéticos debido al encarecimiento adicional derivado de la reducción de los subsidios, permite compensar la contracción del consumo privado, de la inversión y de las exportaciones, por lo que el PIB se mantiene en niveles similares a los del escenario base. Como contrapartida, aumenta notablemente el nivel de precios de la economía.

5.5. EFECTOS MACROECONÓMICOS Y SECTORIALES SEGÚN LOS ESCENARIOS SIMULADOS

5.5.1. Síntesis de resultados

Los resultados se presentan mediante diferencias relativas con respecto al escenario base y se expresan en tanto por ciento, para cada uno de los escenarios alternativos: estacionario, tendencial, pesimista, gasto público y reducción de subsidios.

Se presenta la media de esas diferencias para el período 2006-2015, así como las diferencias puntuales en 2015, todas ellas expresadas como porcentajes del escenario base. Lógicamente, las diferencias son mayores año a año.

En una primera instancia se analizan los resultados de las principales macromagnitudes de la economía vasca (PIB, consumo privado, consumo pú-

blico, inversión, importaciones, exportaciones, deflactor del PIB, déficit comercial⁶¹, empleo y VAB) y seguidamente se comentan los impactos a nivel sectorial en lo que respecta a VAB, empleo, importaciones y exportaciones. El análisis se ha realizado para 30 sectores de la economía vasca.

Como resultado de las simulaciones efectuadas, se puede concluir que el impacto sobre la economía vasca es moderado en un escenario estacionario, significativo en el caso de un escenario tendencial de incremento de precios y bastante negativo en el caso de un escenario pesimista, como puede observarse en el cuadro n.º 5.3.

Cuadro n.º 5.3
Principales resultados macroeconómicos
Media 2006-2015
(en %)

	Estacionario	Tendencial	Pesimista	Gasto público	Reducción subsidios
PIB	-0,28	-0,53	-0,96	-0,03	-0,05
Consumo privado	-0,45	-0,85	-1,54	-0,80	-0,27
Consumo público	0,00	0,00	0,00	2,51	0,00
Inversión	-0,25	-0,47	-0,86	0,42	-1,06
Exportaciones	-0,26	-0,50	-0,91	-0,53	-0,58
Importaciones	-0,39	-0,74	-1,34	-0,43	-1,31
Deflactor del PIB	0,89	1,69	3,06	1,49	2,39
Déficit comercial	1,32	2,51	4,56	4,42	1,23
Empleo	-0,26	-0,49	-0,89	-0,01	-0,49
VAB	-0,34	-0,64	-1,15	-0,12	-0,18

Fuente: CEET.

En concreto, a nivel de PIB las diferencias en el promedio de 2006-2015 son negativas en los escenarios estacionario y tendencial (-0,3% y -0,5%, respectivamente) y bastante más elevada en el caso del escenario pesimista (-1%). En los escenarios de política económica (gasto público y reducción de subsidios) las medidas consiguen que el PIB se mantenga en el mismo nivel que en el escenario base, pero con una serie de costes. En efecto, en el caso del escenario de gasto público se incrementa el déficit público y el déficit comercial, mientras que en el escenario de reducción de subsidios se incrementa notablemente el nivel de precios.

⁶¹ A diferencia del resto de las variables monetarias, el déficit comercial se valora en términos corrientes.

El consumo privado se contrae un 0,9% en el escenario tendencial, y cae hasta el 1,5% en el escenario pesimista. Por su parte, la política de gasto público logra amortiguar algo el impacto negativo sobre el consumo de los hogares (0,8%), pero es la política de reducción de subsidios la que logra amortiguar en mayor medida el impacto negativo sobre el consumo de los hogares, dado que en dicho escenario el consumo privado disminuye un 0,3%.

En lo que se refiere al empleo, las mayores caídas, como es lógico, se registran en el escenario pesimista (-0,9%), lo que equivale, para dicho escenario, a 8.500 puestos de trabajo menos en el promedio de 2006-2015. En los escenarios tendencial y de reducción de subsidios las contracciones son más moderadas (-0,5%). Por su parte, el impacto en el escenario estacionario es más reducido (-0,3%) y en el escenario de gasto público se logra mantener el mismo nivel que en el escenario base.

En el caso de la inversión, en el escenario de reducción de subsidios la misma se reduce un 1,1% y en el pesimista cae 0,9%, mientras que en los escenarios tendencial y estacionario las contracciones alcanzan solo el 0,5% y 0,3%, respectivamente. Un escenario de política expansiva de gasto público es el único que obtiene un impacto positivo sobre la inversión, que se incrementa 0,4% respecto del escenario base en el promedio de 2006-2015.

En términos generales, los impactos sobre las exportaciones oscilan entre la caída de 0,3% del escenario estacionario y la contracción de 0,9% registrada en el escenario pesimista. Por su parte, el efecto sobre las importaciones es mayor que el registrado en las exportaciones, y su disminución varía de un 0,4% en el estacionario al 1,3% en el pesimista.

A continuación se presentan los resultados a nivel sectorial sobre el VAB, el empleo, las importaciones y las exportaciones, para todos los escenarios analizados, como diferencias respecto del escenario base en el promedio de 2006-2015. Al respecto, conviene señalar que resulta muy difícil identificar las causas por las cuáles se produce cada resultado concreto, ya que son la síntesis de una serie de impactos exógenos y de las interrelaciones endógenas entre las variables del modelo. No obstante, e independientemente del escenario analizado, se identifican dos grandes bloques dentro de los sectores más negativamente afectados: por un lado, los sectores directamente vinculados a la energía y, por otro lado, los sectores con un proceso productivo altamente intensivo en energía.

Cuadro n.º 5.4
Principales resultados sectoriales sobre el valor añadido bruto
Media 2006-2015
(en %)

	Estacionario	Tendencial	Pesimista	Gasto Público	Reducción subsidios
Agricultura, ganadería y pesca	-0,25	-0,47	-0,84	-0,40	0,24
Agricultura, ganadería, caza y selvicultura	-0,02	-0,04	-0,07	-0,03	0,02
Pesca	-0,70	-1,32	-2,39	-1,12	0,68
Energía	-0,63	-1,18	-2,09	-0,86	-5,58
Extracción de productos energéticos	—	—	—	—	—
Extracción otros minerales	-0,25	-0,47	-0,84	0,65	2,17
Coquerías, refinio y combustibles nucleares	-1,27	-2,36	-4,16	-2,31	-2,67
Energía eléctrica, gas y agua	-0,44	-0,82	-1,47	-0,52	-7,95
Industria	-0,45	-0,85	-1,53	-0,22	0,48
Industria de la alimentación, bebidas y tabaco	-0,66	-1,25	-2,26	-0,88	0,60
Industria textil y de la confección	-0,27	-0,52	-0,94	-0,47	0,57
Industria del cuero y del calzado	0,11	0,19	0,33	0,14	0,99
Industria de la madera y el corcho	-0,89	-1,67	-3,01	-0,97	1,03
Industria del papel; edición y artes gráficas	-0,28	-0,52	-0,94	-0,31	1,16
Industria química	-0,38	-0,73	-1,32	-0,61	2,08
Industria del caucho y materias plásticas	-0,16	-0,31	-0,56	-0,20	0,93
Otros productos minerales no metálicos	-0,12	-0,24	-0,43	0,37	1,19
Metalurgia y productos metálicos	-0,53	-1,01	-1,83	-0,38	0,01
Maquinaria y equipo mecánico	-0,23	-0,44	-0,79	0,30	0,53
Equipo eléctrico, electrónico y óptico	-0,71	-1,34	-2,41	-0,06	0,02
Fabricación de material de transporte	-0,48	-0,91	-1,64	0,10	0,39
Industrias manufactureras diversas	-0,69	-1,30	-2,34	-0,63	-0,03
Construcción	-0,22	-0,41	-0,74	0,41	-0,62
Construcción	-0,22	-0,41	-0,74	0,41	-0,62
Servicios de mercado	-0,29	-0,55	-1,00	-0,11	-0,04
Comercio y reparación	-0,41	-0,79	-1,42	-0,66	0,02
Hostelería	-0,26	-0,50	-0,90	-0,47	0,24
Transporte y comunicaciones	-0,39	-0,75	-1,35	-0,38	-0,15
Intermediación financiera	-0,24	-0,46	-0,84	-0,03	0,01
Inmobiliarias y servicios empresariales	-0,27	-0,52	-0,94	-0,22	-0,31
Administración pública	-0,10	-0,19	-0,34	1,52	0,42
Educación	-0,39	-0,74	-1,34	-0,62	-0,06
Sanidad y servicios sociales	-0,19	-0,36	-0,65	0,63	0,20
Servicios personales	-0,10	-0,19	-0,35	0,79	0,12
Hogares que emplean personal doméstico	-0,47	-0,88	-1,60	-0,85	-0,12
Total	-0,34	-0,64	-1,15	-0,12	-0,17

Fuente: CEET.

A nivel de grandes sectores, los más perjudicados en los escenarios estacionario, tendencial y pesimista son Energía e Industria. Por el contrario, los sectores que reciben un menor impacto negativo en dichos escenarios son la Construcción y la Agricultura, ganadería y pesca. Por su parte, en el escenario de gasto público, los sectores que disminuyen en mayor medida su valor añadido respecto del escenario base son la Energía y la Agricultura, ganadería y pesca, al tiempo que el sector más beneficiado por el mayor gasto público es el de la Construcción (que incrementa su valor añadido respecto del escenario base). Por último, en lo que se refiere al escenario de reducción de subsidios y, como es lógico, el valor añadido bruto disminuye fuertemente en el sector de Energía (en particular en Energía eléctrica, gas y agua y Coquerías y refinerías) y en menor medida en Construcción, mientras que los agregados de Agricultura e Industria aumentan.

Cuadro n.º 5.5 Sectores más afectados en su valor añadido bruto según los diferentes escenarios			
	Escenarios de precios*	Escenario de gasto público	Escenario de reducción subsidios
Más perjudicados	Coquerías y refinerías Madera y corcho Equipo eléctrico y electrónico Pesca Ind. manufactureras diversas	Coquerías y refinerías Pesca Madera y corcho Alimentación, bebidas y tabaco Hogares c/ personal doméstico	Energía eléctrica, gas y agua Coquerías y refinerías Construcción Inmobiliarias y servicios
Menos perjudicados	Cuero y calzado	Administración pública Servicios personales Extracción otros minerales Sanidad y servicios sociales Construcción	Extracción otros minerales Industria química Otros prod.minerales (no met.) Papel, edición y artes gráficas Industria de la madera y el corcho

Fuente: CEET.

* Corresponde a los escenarios estacionario, tendencial y pesimista.

Cuadro n.º 5.6
Principales resultados sectoriales sobre el empleo
Media 2006-2015
(en %)

	Estacionario	Tendencial	Pesimista	Gasto Público	Reducción subsidios
Agricultura, ganadería y pesca	-0,40	-0,75	-1,36	-0,71	0,22
Agricultura, ganadería, caza y selvicultura	-0,39	-0,74	-1,34	-0,70	0,22
Pesca	-0,43	-0,80	-1,45	-0,76	0,24
Energía	-0,36	-0,68	-1,21	-0,47	-4,50
Extracción de productos energéticos	—	—	—	—	—
Extracción otros minerales	-0,04	-0,08	-0,15	0,20	-0,01
Coquerías, refino y combustibles nucleares	-0,73	-1,36	-2,41	-1,32	-2,91
Energía eléctrica, gas y agua	-0,25	-0,47	-0,84	-0,19	-6,25
Industria	-0,27	-0,50	-0,91	-0,20	-0,57
Industria de la alimentación, bebidas y tabaco	-0,22	-0,42	-0,76	-0,39	-0,10
Industria textil y de la confección	-0,07	-0,14	-0,25	-0,12	-0,03
Industria del cuero y del calzado	0,04	0,08	0,14	0,16	0,17
Industria de la madera y el corcho	-1,10	-2,08	-3,74	-1,32	-1,27
Industria del papel; edición y artes gráficas	-0,34	-0,64	-1,16	-0,34	0,16
Industria química	-0,09	-0,17	-0,30	-0,14	0,37
Industria del caucho y materias plásticas	-0,15	-0,28	-0,50	-0,17	0,09
Otros productos minerales no metálicos	-0,06	-0,12	-0,21	0,29	-0,02
Metalurgia y productos metálicos	-0,39	-0,73	-1,33	-0,43	-0,94
Maquinaria y equipo mecánico	-0,13	-0,25	-0,45	0,03	-0,83
Equipo eléctrico, electrónico y óptico	-0,27	-0,51	-0,91	0,48	-1,05
Fabricación de material de transporte	-0,28	-0,54	-0,97	-0,16	-0,35
Industrias manufactureras diversas	0,15	0,28	0,50	0,20	0,14
Construcción	-0,23	-0,43	-0,78	0,66	-1,02
Construcción	-0,23	-0,43	-0,78	0,66	-1,02
Servicios de mercado	-0,26	-0,49	-0,90	-0,03	-0,37
Comercio y reparación	-0,30	-0,56	-1,02	-0,49	-0,21
Hostelería	-0,27	-0,52	-0,94	-0,48	-0,19
Transporte y comunicaciones	-0,31	-0,58	-1,06	-0,32	-0,46
Intermediación financiera	0,24	0,45	0,81	0,28	0,35
Inmobiliarias y servicios empresariales	-0,40	-0,76	-1,37	-0,18	-1,05
Administración pública	0,00	0,00	0,00	1,72	0,00
Educación	-0,42	-0,80	-1,44	-0,65	-0,34
Sanidad y servicios sociales	-0,08	-0,16	-0,29	0,66	-0,05
Servicios personales	-0,09	-0,18	-0,32	0,87	-0,08
Hogares que emplean personal doméstico	-0,41	-0,77	-1,38	-0,71	-0,21
Total	-0,26	-0,49	-0,89	-0,01	-0,49

Fuente: CEET.

Los sectores que experimentan las mayores contracciones de empleo en los escenarios de aumentos de precios del petróleo son Agricultura, ganadería y pesca y Energía. Los sectores menos afectados son los de Industria, Construcción y Servicios de mercado, que registran caídas en empleo similares a las del total de la economía vasca.

En lo que se refiere al escenario de gasto público, el mayor impacto negativo se registra en Agricultura, ganadería y pesca, al tiempo que el empleo en Servicios permanece en los mismos niveles que en el escenario base y en Construcción se incrementa el número de trabajadores. Finalmente, en el escenario de reducción de subsidios el empleo disminuye fuertemente en el sector de Energía (en particular en Energía eléctrica, gas y agua, y Coquerías y refinerías) y en menor medida en Construcción, Industria y Servicios, aumentando en Agricultura, ganadería y pesca.

Cuadro n.º 5.7
Sectores más afectados en el empleo según los diferentes escenarios

	Escenarios de precios*	Escenario de gasto público	Escenario de reducción subsidios
Más perjudicados	Madera y corcho Coquerías y refinerías Pesca Educación	Coquerías y refinerías Madera y corcho Pesca Hogares c/ personal doméstico Agricultura y ganadería Educación	Energía eléctrica, gas y agua Coquerías y refinerías Industria de la madera y el corcho Equipo eléctrico, electrónico y óptico Inmobiliarias y servicios Construcción
Menos perjudicados	Intermediación financiera Ind. manufactureras diversas Cuero y calzado	Administración pública Servicios personales Construcción Sanidad y servicios sociales Equipo eléctrico y electrónico	Industria química Intermediación financiero Pesca Agricultura, ganadería, caza Industria del cuero y del calzado

Fuente: CEET.

* Corresponde a los escenarios estacionario, tendencial y pesimista.

Cuadro n.º 5.8
Principales resultados sectoriales sobre las importaciones
Media 2006-2015
(en %)

	Estacionario	Tendencial	Pesimista	Gasto Público	Reducción subsidios
Agricultura, ganadería y pesca	-0,26	-0,50	-0,91	-0,38	-0,67
Agricultura, ganadería, caza y selvicultura	-0,26	-0,50	-0,91	-0,38	-0,67
Pesca	-0,26	-0,50	-0,91	-0,38	-0,67
Energía	-1,35	-2,56	-4,63	-2,46	-5,08
Extracción de productos energéticos	-1,43	-2,71	-4,89	-2,63	-5,32
Extracción otros minerales	-0,32	-0,62	-1,12	-0,21	-1,03
Coquerías, refinado y combustibles nucleares	-1,49	-2,81	-5,08	-2,75	-4,75
Energía eléctrica, gas y agua	-0,42	-0,80	-1,46	-0,44	-13,32
Industria	-0,24	-0,45	-0,82	-0,10	-0,73
Industria de la alimentación, bebidas y tabaco	-0,18	-0,35	-0,63	-0,25	-0,04
Industria textil y de la confección	-0,41	-0,78	-1,41	-0,68	-0,22
Industria del cuero y del calzado	0,28	0,51	0,89	0,43	0,85
Industria de la madera y el corcho	-0,29	-0,54	-0,99	-0,18	-0,38
Industria del papel; edición y artes gráficas	-0,06	-0,12	-0,23	0,10	-0,33
Industria química	-0,02	-0,04	-0,07	0,18	-1,56
Industria del caucho y materias plásticas	-0,38	-0,73	-1,32	-0,54	-0,76
Otros productos minerales no metálicos	-0,14	-0,26	-0,47	0,21	-0,63
Metalurgia y productos metálicos	-0,37	-0,70	-1,27	-0,17	-1,07
Maquinaria y equipo mecánico	-0,21	-0,40	-0,73	0,03	-1,31
Equipo eléctrico, electrónico y óptico	-0,34	-0,65	-1,18	-0,01	-0,80
Fabricación de material de transporte	-0,25	-0,47	-0,86	-0,13	-0,45
Industrias manufactureras diversas	-0,41	-0,77	-1,39	-0,49	-0,26
Construcción	-	-	-	-	-
Construcción	-	-	-	-	-
Servicios de mercado	-0,27	-0,51	-0,93	-0,22	-0,39
Comercio y reparación	-	-	-	-	-
Hostelería	-	-	-	-	-
Transporte y comunicaciones	-	-	-	-	-
Intermediación financiera	-	-	-	-	-
Inmobiliarias y servicios empresariales	-0,33	-0,62	-1,13	-0,14	-0,90
Administración pública	-	-	-	-	-
Educación	-	-	-	-	-
Sanidad y servicios sociales	-	-	-	-	-
Servicios personales	-0,25	-0,48	-0,87	-0,25	-0,23
Hogares que emplean personal doméstico	-	-	-	-	-
Otros	-0,39	-0,74	-1,34	-0,43	-1,31
Organismos Extraterritoriales	-0,39	-0,74	-1,34	-0,43	-1,31
Total	-0,39	-0,74	-1,34	-0,43	-1,31

Fuente: CEET.

En las importaciones, las mayores contracciones, independientemente del escenario considerado, se registran en el sector de Energía. Por su parte, y con independencia del escenario, las importaciones de Industria presentan la mayor estabilidad y registran variaciones más moderadas respecto de los niveles del escenario base.

Cuadro n.º 5.9 Sectores más afectados en sus importaciones según los diferentes escenarios			
	Escenarios de precios*	Escenario de gasto público	Escenario de reducción subsidios
Más perjudicados	Coquerías y refinerías Extracción prod. energéticos Energía eléctrica, gas y agua Textil y confección	Coquerías y refinerías Extracción productos energéticos Textil y confección Caucho y plástico Ind. manufactureras diversas	Energía eléctrica, gas y agua Extracción de productos energéticos Coquerías y refinerías Industria química Maquinaria y equipo mecánico Metalurgia y productos metálicos
Menos perjudicados	Cuero y calzado	Cuero y calzado Otros prod. minerales no met. Industria química Papel	Cuero y calzado

Fuente: CEET.

* Corresponde a los escenarios estacionario, tendencial y pesimista.

Cuadro n.º 5.10
Principales resultados sectoriales sobre las exportaciones
Media 2006-2015
(en %)

	Estacionario	Tendencial	Pesimista	Gasto Público	Reducción subsidios
Agricultura, ganadería y pesca	-0,29	-0,55	-1,00	-0,56	0,22
Agricultura, ganadería, caza y selvicultura	-0,29	-0,55	-1,00	-0,56	-0,22
Pesca	-0,29	-0,55	-1,00	-0,56	-0,22
Energía	-2,07	-3,91	-7,07	-3,94	-6,51
Extracción de productos energéticos	-2,21	-4,19	-7,57	-4,21	-6,48
Extracción otros minerales	0,16	0,31	0,55	0,27	-0,54
Coquerías, refino y combustibles nucleares	-2,36	-4,46	-8,05	-4,48	-6,92
Energía eléctrica, gas y agua	0,37	0,69	1,25	0,70	-13,71
Industria	-0,15	-0,29	-0,53	-0,32	-0,27
Industria de la alimentación, bebidas y tabaco	-0,04	-0,08	-0,15	-0,10	-0,06
Industria textil y de la confección	-0,03	-0,07	-0,12	-0,08	0,17
Industria del cuero y del calzado	0,73	1,31	2,32	1,38	1,41
Industria de la madera y el corcho	-0,53	-1,00	-1,80	-1,02	-0,65
Industria del papel; edición y artes gráficas	0,01	0,02	0,03	0,00	0,13
Industria química	0,11	0,21	0,37	0,18	0,39
Industria del caucho y materias plásticas	-0,24	-0,46	-0,83	-0,51	-0,36
Otros productos minerales no metálicos	0,23	0,44	0,79	0,40	0,69
Metalurgia y productos metálicos	-0,56	-1,07	-1,94	-1,14	-1,18
Maquinaria y equipo mecánico	-0,18	-0,34	-0,62	-0,39	-0,77
Equipo eléctrico, electrónico y óptico	-0,33	-0,63	-1,14	-0,66	-0,68
Fabricación de material de transporte	-0,26	-0,49	-0,90	-0,52	-0,49
Industrias manufactureras diversas	-0,44	-0,82	-1,47	-0,75	-0,33
Construcción	--	--	--	--	--
Construcción	--	--	--	--	--
Servicios de mercado	-0,24	-0,47	-0,85	-0,49	-0,57
Comercio y reparación	--	--	--	--	--
Hostelería	--	--	--	--	--
Transporte y comunicaciones	--	--	--	--	--
Intermediación financiera	--	--	--	--	--
Inmobiliarias y servicios empresariales	-0,45	-0,85	-1,54	-0,89	-1,03
Administración pública	--	--	--	--	--
Educación	--	--	--	--	--
Sanidad y servicios sociales	--	--	--	--	--
Servicios personales	-0,15	-0,28	-0,51	-0,30	-0,34
Hogares que emplean personal doméstico	--	--	--	--	--
Otros	-0,26	-0,50	-0,91	-0,53	-0,58
Organismos Extraterritoriales	-0,26	-0,50	-0,91	-0,53	-0,58
Total	-0,26	-0,50	-0,91	-0,53	-0,58

Fuente: CEET.

Al igual que sucedía con las importaciones, a nivel de las exportaciones y con independencia del escenario analizado, las mayores contracciones se producen en el sector de Energía, y también es la Industria el sector que presenta mayor estabilidad, registrando variaciones inferiores a las del total de la economía vasca en todos los escenarios. Por otra parte, los sectores más y menos afectados en el escenario de política de gasto público respecto a exportaciones son los mismos que los de escenarios de aumento de precios, estableciéndose alguna diferencia en el escenario de reducción de subsidios.

Cuadro n.º 5.11

Sectores más afectados en sus exportaciones según los diferentes escenarios

	Escenario de precios*	Escenario de gasto público	Escenario de reducción subsidios
Más perjudicados	Coquerías y refinerías Extracción prod. energéticos Metalurgia y prod. metálicos Madera y corcho Ind. manufactureras diversas	Coquerías y refinerías Extracción prod. energéticos Metalurgia y prod. metálicos Madera y corcho	Energía eléctrica, gas y agua Coquerías y refinerías Extracción prod. energéticos Metalurgia y prod. metálicos
Menos perjudicados	Cuero y calzado Energía eléctrica, gas y agua Otros prod. minerales no met. Industria química	Cuero y calzado Energía eléctrica, gas y agua	Cuero y calzado Otros prod. minerales(no met). Extracción otros minerales Industria química

Fuente: CEET.

* Corresponde a los escenarios estacionario, tendencial y pesimista.

En síntesis, los incrementos en el precio del petróleo reducen el PIB y el empleo en la economía vasca, aunque los resultados a nivel macroeconómico no son dramáticos pero sí preocupantes, sobre todo en el caso del escenario que hemos denominado pesimista.

Como es lógico, los impactos a nivel sectorial son más importantes en los sectores energéticos, especialmente en Energía, gas y agua, y en Coquerías y refinerías. Dado el peso de estos sectores en el comercio exterior de la economía vasca (representaban el 30,5% de las importaciones y el 5,8% de las exportaciones totales en 2005), el impacto es más acusado en el caso de las importaciones que en el de las exportaciones.

En lo que se refiere a los escenarios de política económica, en el de reducción de subsidios se consigue que el PIB vuelva a los valores del escenario base al

coste de una fuerte reducción en las importaciones y a un impacto negativo sobre el deflactor. Por su parte, el escenario de gasto público trae aparejado un incremento notable en el déficit comercial y en el déficit público.

5.5.2. Resultados del escenario estacionario

Los resultados obtenidos bajo el escenario de precios estacionario muestran un impacto moderado sobre la economía vasca, como puede observarse en el cuadro n.º 5.12.

El consumo privado alcanza niveles del 0,4% inferiores a los del escenario base, mientras que la inversión se reduce en 0,3 puntos porcentuales. Estas contracciones determinan una caída de 0,3% en el PIB del País Vasco, que se traduce en un menor nivel de empleo en el período 2006-2015 (-0,3%).

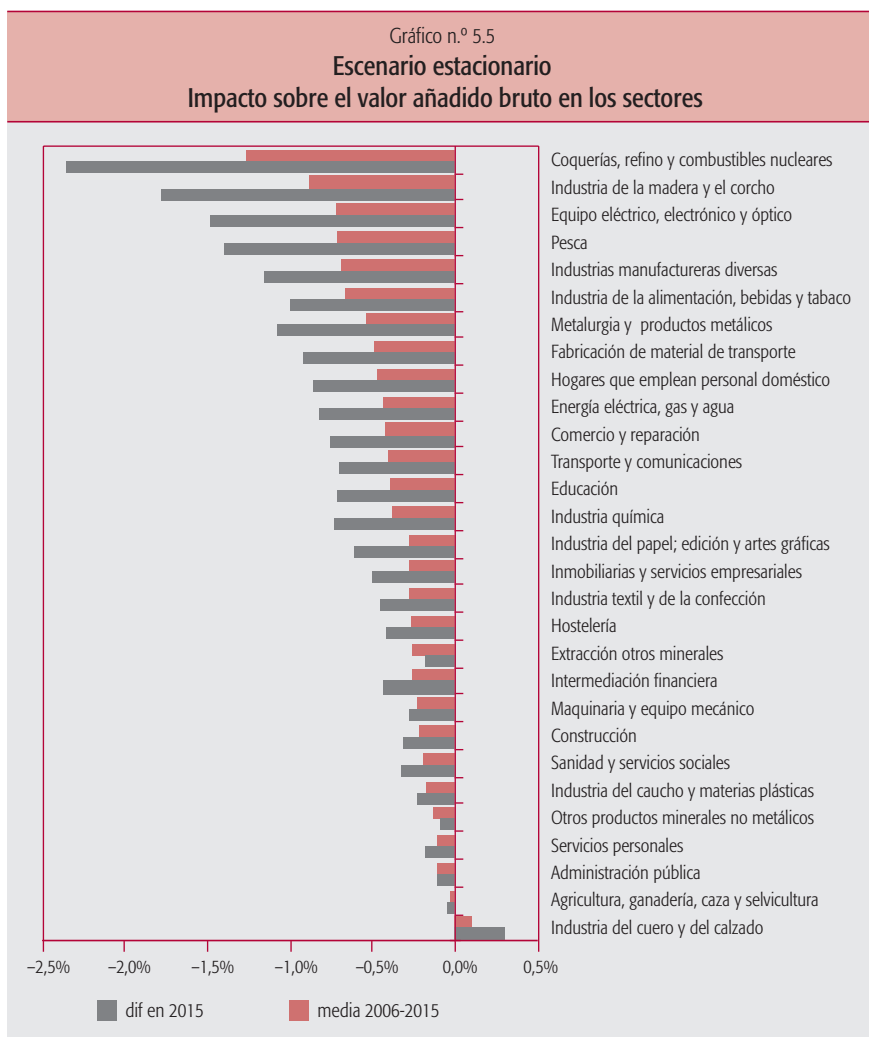
En lo que se refiere al comercio exterior, las importaciones alcanzan una diferencia de -0,4% respecto de los niveles del escenario base y las exportaciones se contraen un 0,3%.

El deflactor se incrementa el 0,9% en el promedio de 2006-2015, lo que equivale a 0,2 puntos porcentuales de inflación adicional respecto del escenario base.

Por su parte, el déficit comercial aumenta en mayor medida, con 1,3 puntos porcentuales respecto del escenario base.

Cuadro n.º 5.12 Escenario estacionario. Resultados macroeconómicos (en %)		
	Media 2006-2015	Diferencia en 2015
PIB	-0,28	-0,58
Consumo privado	-0,44	-0,86
Consumo público	0,00	0,00
Inversión	-0,25	-0,47
Exportaciones	-0,26	-0,52
Importaciones	-0,39	-0,68
Deflactor del PIB	0,88	2,05
Déficit comercial	1,32	2,05
Empleo	-0,26	-0,56
VAB	-0,33	-0,60

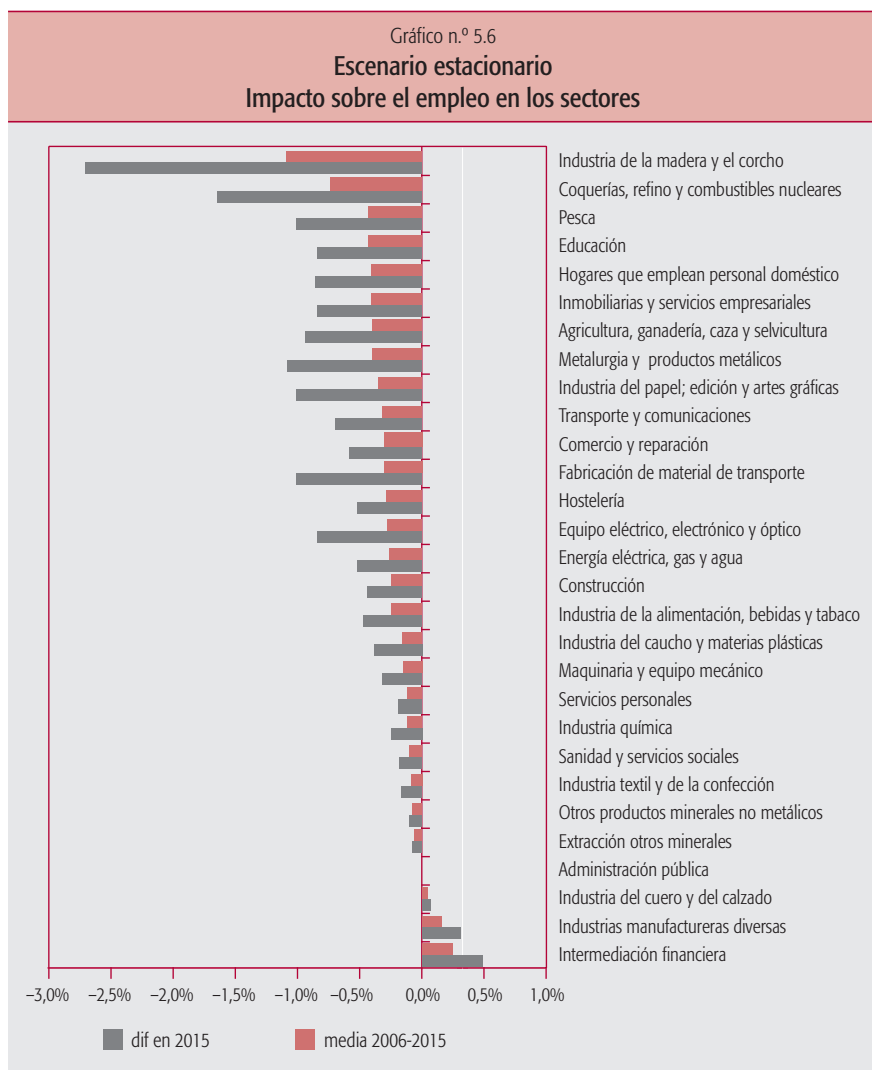
Fuente: CEET.



Fuente: CEET.

Las mayores diferencias de valor añadido entre el escenario base y el estacionario en el promedio 2006-2015, se producen en los sectores de Coquerías y refinerías (-1,3%) y Madera y corcho (-0,9%). El sector de Cuero y calzado es el único que incrementa su valor añadido.

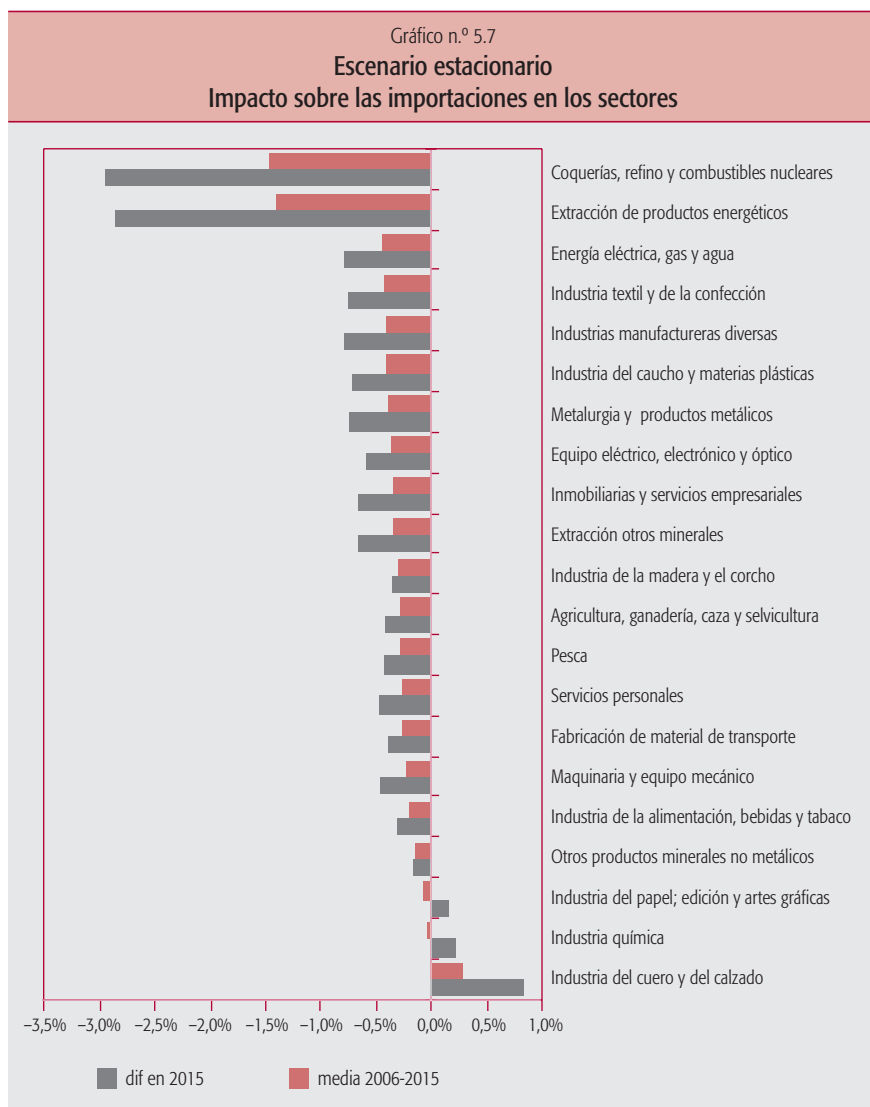
El conjunto de Energía cae 0,6 puntos porcentuales respecto del escenario base, debido a contracciones en sus tres componentes. El total de la Industria registra niveles 0,5% inferiores. Los sectores que registran menores diferencias son el de la Construcción (-0,2%) y la Agricultura, ganadería y pesca (-0,2%).



Fuente: CEET.

Respecto al empleo, el sector que experimenta la mayor contracción en el escenario estacionario es el de Madera y corcho (-1,1% en el promedio 2006-2015), que muestra una sensibilidad mayor al del resto de sectores, que en conjunto caen el 0,3%. En el otro extremo se sitúan sectores como Intermediación financiera, Industrias manufactureras diversas y Cuero y calzado, que alcanzan mayores niveles de empleo en el promedio del período 2006-2015.

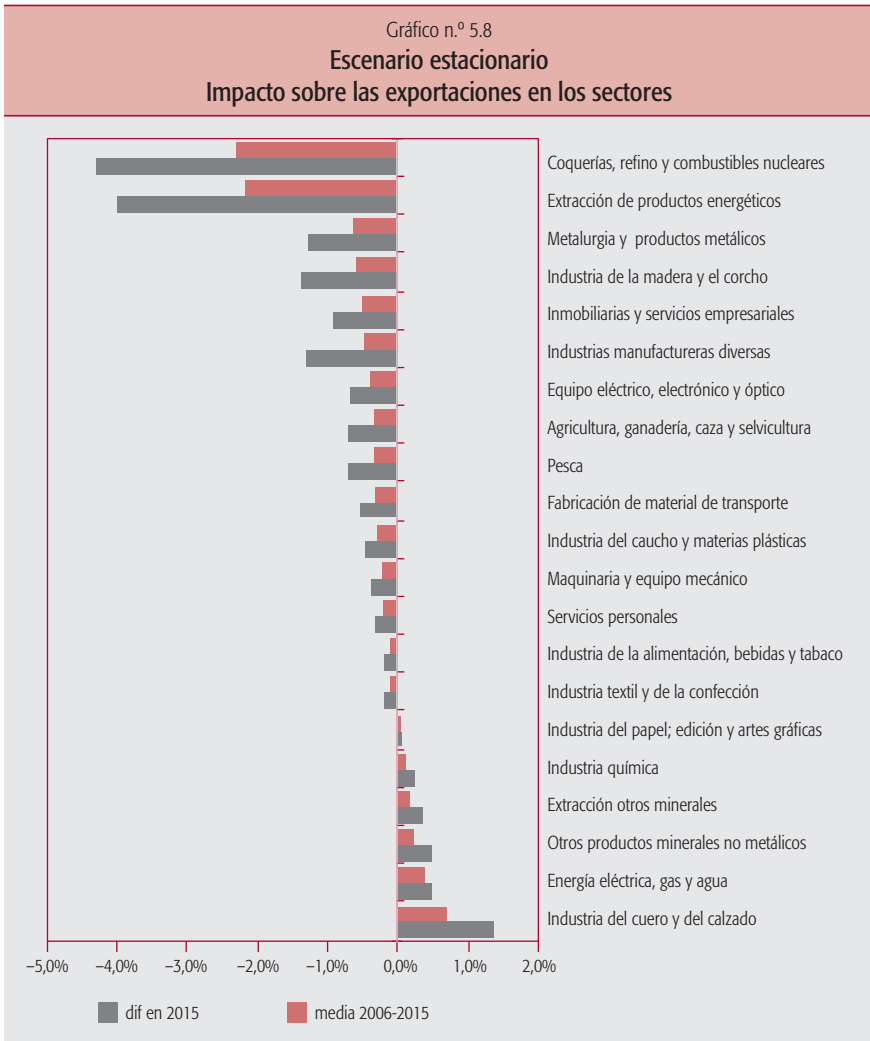
En lo que se refiere a los macrosectores, la Agricultura, ganadería y pesca y la Energía registran las mayores caídas respecto del escenario base



Fuente: CEET.

(-0,4%), al tiempo que el resto de sectores alcanzan caídas similares a las de la media.

En el escenario de precios estacionario, las importaciones de Energía registran una caída de 1,4% respecto del escenario base, contrayéndose de forma muy superior a las importaciones del total de la economía, que disminuyen 0,4 puntos porcentuales en el promedio de 2006-2015. El impacto en el resto de sectores es menor, registrando caídas de sus importaciones en torno a los 0,3 puntos porcentuales.



Fuente: CEET.

En lo que respecta a las exportaciones, las mismas registran diferencias menores a las alcanzadas en las importaciones. En efecto, frente a la reducción del 0,4% en las importaciones, las exportaciones de la economía vasca en el escenario estacionario muestran una diferencia de -0,3% respecto a los niveles del escenario base.

Si observamos los grandes sectores, la Energía es el bloque que presenta las mayores reducciones (-2,1% en el promedio 2006-2015), mientras que las exportaciones de Agricultura, ganadería y pesca se contraen 0,3% y las de Industria y Servicios caen 0,2% respecto de los niveles del escenario base.

5.5.3. Resultados del escenario tendencial

Los resultados obtenidos en el escenario de precios tendencial presentan ya un impacto más preocupante, como puede observarse en el cuadro n.º 5.13.

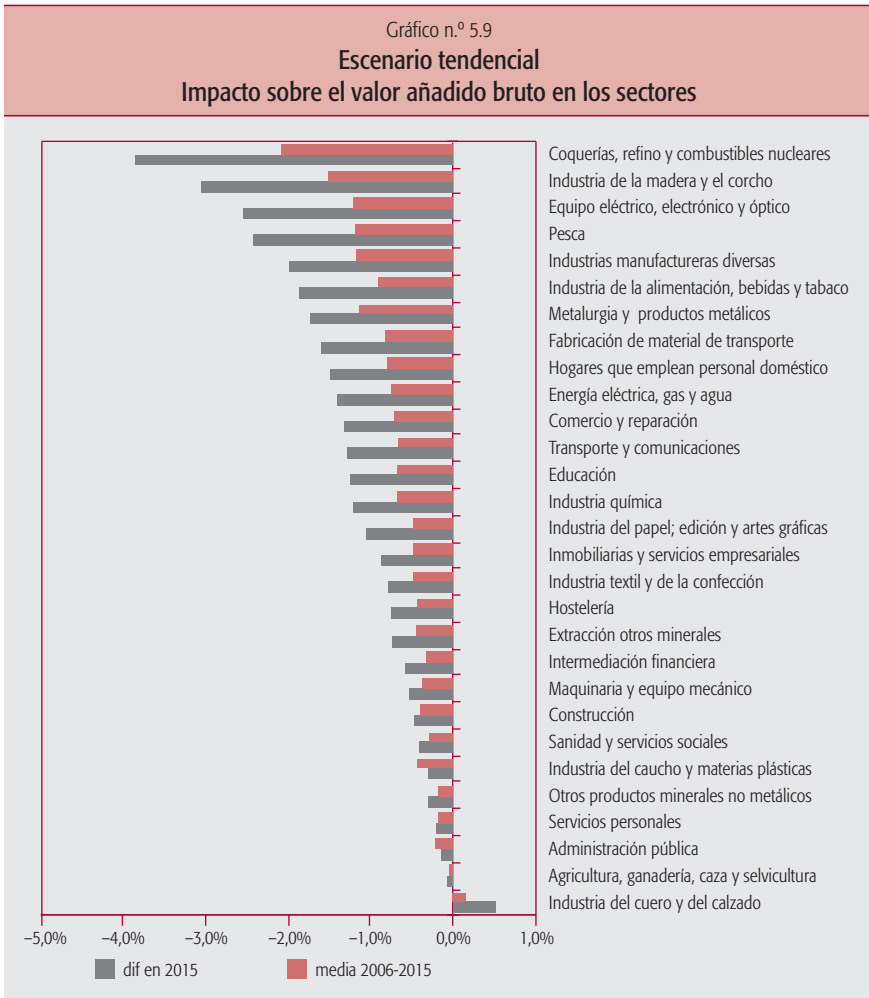
En concreto, el consumo privado se reduce un 0,9% respecto de los niveles del escenario base, mientras que la inversión se contrae 0,5 puntos porcentuales. Estas disminuciones se reflejan en una caída del 0,5% en el PIB del País Vasco, que se traduce en un menor nivel de empleo (-0,5% en el período 2006-2015, respecto del escenario base).

En lo que se refiere al comercio exterior, las importaciones se contraen un 0,7% respecto de los niveles del escenario base y las exportaciones caen 0,5 puntos porcentuales.

El impacto sobre el nivel de precios y sobre el saldo de comercio exterior es mayor, incrementándose el deflactor un 1,7%, lo que equivale a 0,4 puntos porcentuales de inflación más que en el escenario base, y empeorando el déficit comercial un 2,5%.

Cuadro n.º 5.13 Escenario tendencial Resultados macroeconómicos (en %)		
	Media 2006-2015	Diferencia en 2015
PIB	-0,53	-1,10
Consumo privado	-0,85	-1,64
Consumo público	0,00	0,00
Inversión	-0,47	-0,90
Exportaciones	-0,50	-0,99
Importaciones	-0,74	-1,29
Deflactor del PIB	1,69	3,92
Déficit comercial	2,51	3,92
Empleo	-0,49	-1,07
VAB	-0,64	-1,14

Fuente: CEET.

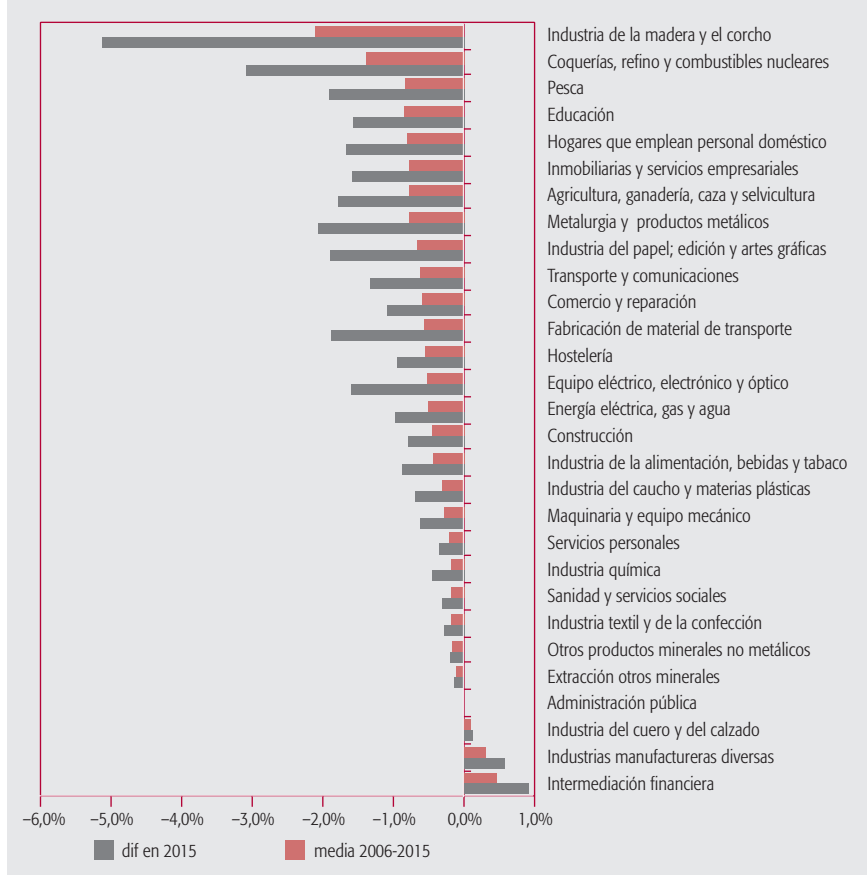


Fuente: CEET.

Al igual que en el escenario previo, las mayores diferencias de valor añadido entre el escenario base y el tendencial en el promedio 2006-2015, se producen en los sectores de Coquerías y refinerías (2,4% menos que en el escenario base) y Madera y corcho (-1,7%), mientras que el sector de Cuero y calzado incrementa su valor añadido un 0,2%.

A nivel de grandes sectores, Energía cae 1,2 puntos porcentuales respecto del escenario base en el promedio de 2006-2015, mientras que Industria registra una disminución del 0,9%. Por su parte, los Servicios de mercado se contraen un 0,6%, Agricultura, ganadería y pesca cae el 0,5% y la Construcción registra un descenso del 0,4% respecto del escenario base en el promedio 2006-2015.

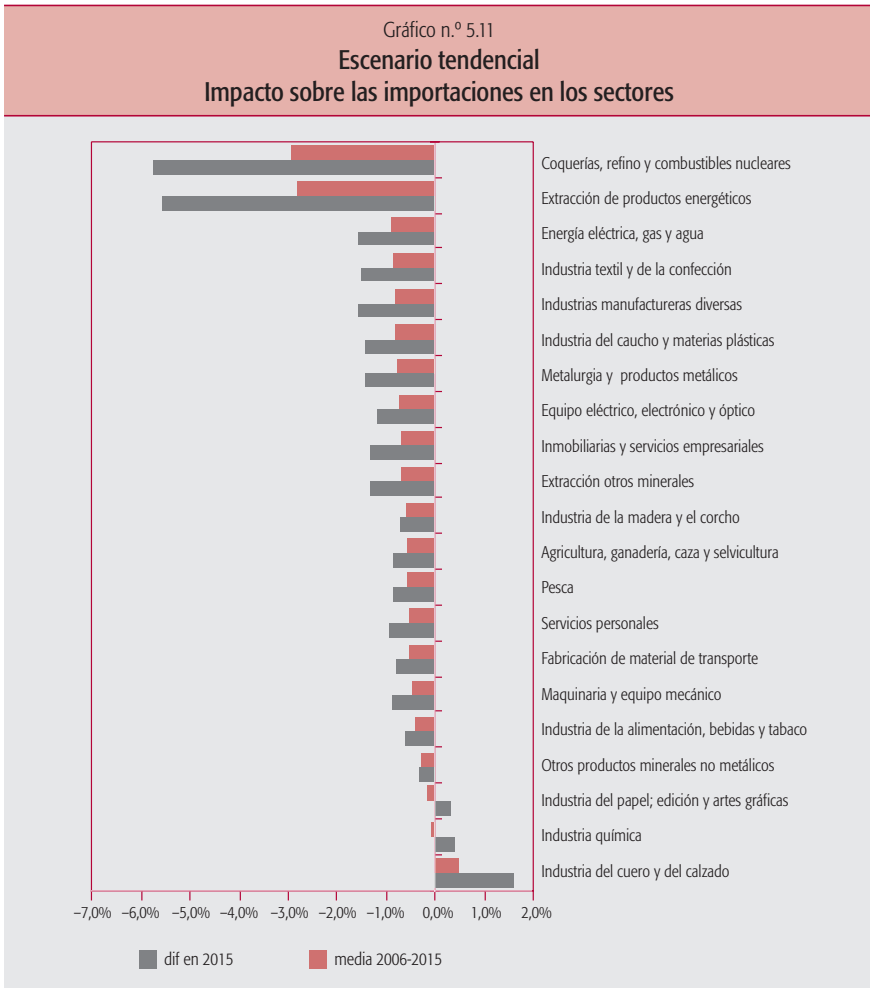
Gráfico n.º 5.10
Escenario tendencial
Impacto sobre el empleo en los sectores



Fuente: CEET.

Respecto al empleo y ante un escenario tendencial de incremento de los precios del petróleo, existen una serie de sectores que experimentan contracciones superiores a las del total de la economía vasca (que se reduce un 0,5%), entre los que cabe señalar Madera y corcho (-2,1%), Coquerías y refinerías (-1,4%), Pesca (-0,8%), Educación (-0,8%) e Inmobiliarias y servicios empresariales (-0,8%). Por el contrario, existen una serie de sectores que incrementan su empleo, en comparación con el escenario base y en el promedio del período 2006-2015, entre los que se encuentran el sector de Intermediación financiera (0,4%) y Cuero y calzado (0,1%).

En lo que se refiere a los macrosectores, la Agricultura, ganadería y pesca registra las mayores caídas respecto del escenario base (-0,8%), mientras que

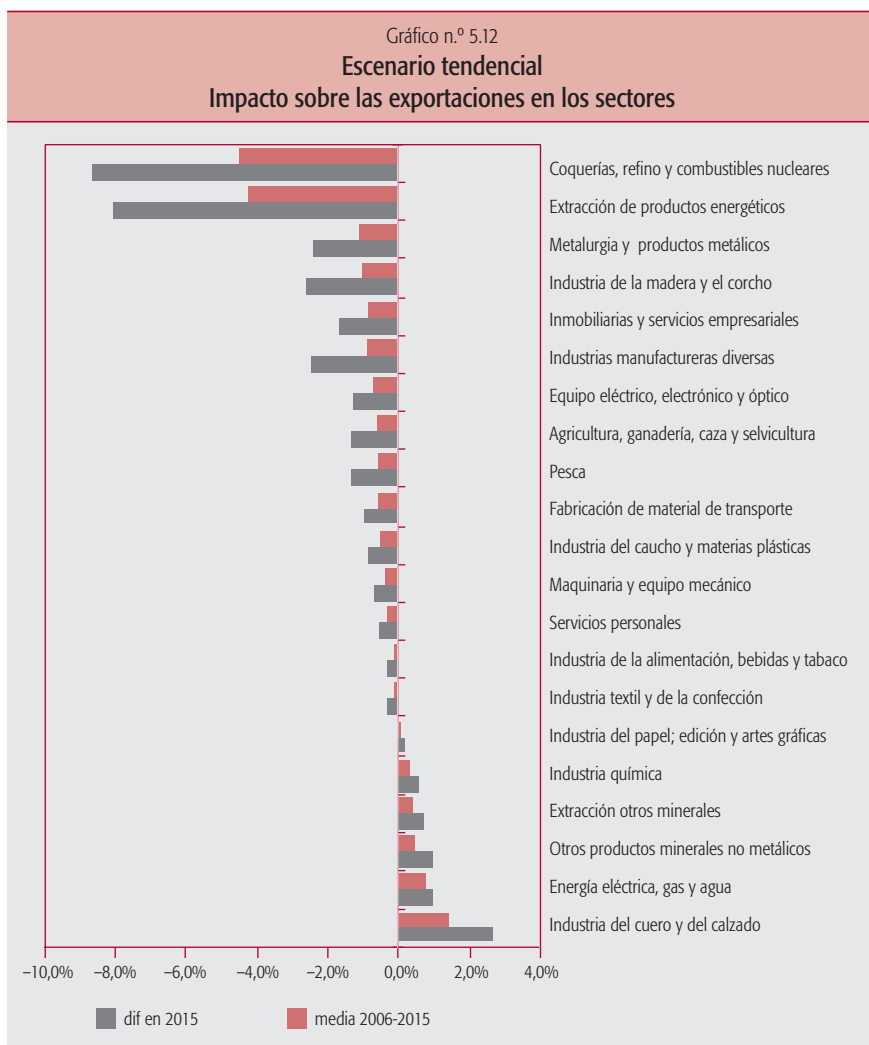


Fuente: CEET.

la Energía se contrae un 0,7% y el resto de sectores alcanzan caídas similares a las de la media de la economía vasca (-0,5%).

En el escenario de precios tendencial, las importaciones totales de la economía vasca se contraen 0,7 puntos porcentuales respecto del escenario base en el promedio de 2006-2015. Esta reducción responde, en gran medida, a una disminución de 2,6% en las importaciones de Energía. Los Servicios y la Agricultura, ganadería y pesca registran contracciones en torno a 0,5 puntos porcentuales, mientras que el impacto a nivel de la Industria es algo menor (-0,5%). En este escenario, las importaciones de Cuero y calzado suben 0,5%.

El total de exportaciones de la economía vasca se reduce un 0,5% respecto de los niveles registrados en el escenario base. En consonancia con lo que sucedía a



Fuente: CEET.

nivel de importaciones, el sector que experimenta la mayor contracción es el de Energía, que cae un 3,9%, aunque conviene recordar que en 2005 las exportaciones de energía sólo representaban el 5,8% del total de la economía vasca. Por su parte, las exportaciones de la Industria caen 0,3%, mientras que las del resto de sectores se contraen en forma similar al del total de la economía (0,5%).

5.5.4. Resultados del escenario pesimista

Los resultados obtenidos bajo el escenario de precios pesimista presentan un aspecto más grave, como puede observarse en el cuadro n.º 5.14.

Cuadro n.º 5.14
Escenario pesimista
Resultados macroeconómicos
(en %)

	Media 2006-2015	Diferencia en 2015
PIB	-0,96	-2,00
Consumo privado	-1,54	-2,98
Consumo público	0,00	0,00
Inversión	-0,86	-1,62
Exportaciones	-0,91	-1,80
Importaciones	-1,34	-2,34
Deflactor del PIB	3,06	7,10
Déficit comercial	4,56	7,10
Empleo	-0,89	-1,94
VAB	-1,15	-2,06

Fuente: CEET.

En el conjunto del período analizado, el PIB registra una caída de 1,0% respecto a los niveles del escenario base, mientras que el total del empleo experimenta una reducción del 0,9%. Por su parte, en este escenario el consumo privado se contrae un 1,5%, cayendo en mayor medida que la inversión, que se reduce un 0,9% en el promedio 2006-2015.

Por último, cabe señalar que el impacto sobre las importaciones es más acusado que el efecto que se produce a nivel de exportaciones (se reducen 1,3% y 0,9% respectivamente). Esto es lógico dado que las importaciones de petróleo caen mucho, mientras que las exportaciones (las más importantes no son energéticas) siguen en mayor medida la senda previa. En consecuencia, el déficit comercial aumenta 4,6 puntos porcentuales en el escenario pesimista.

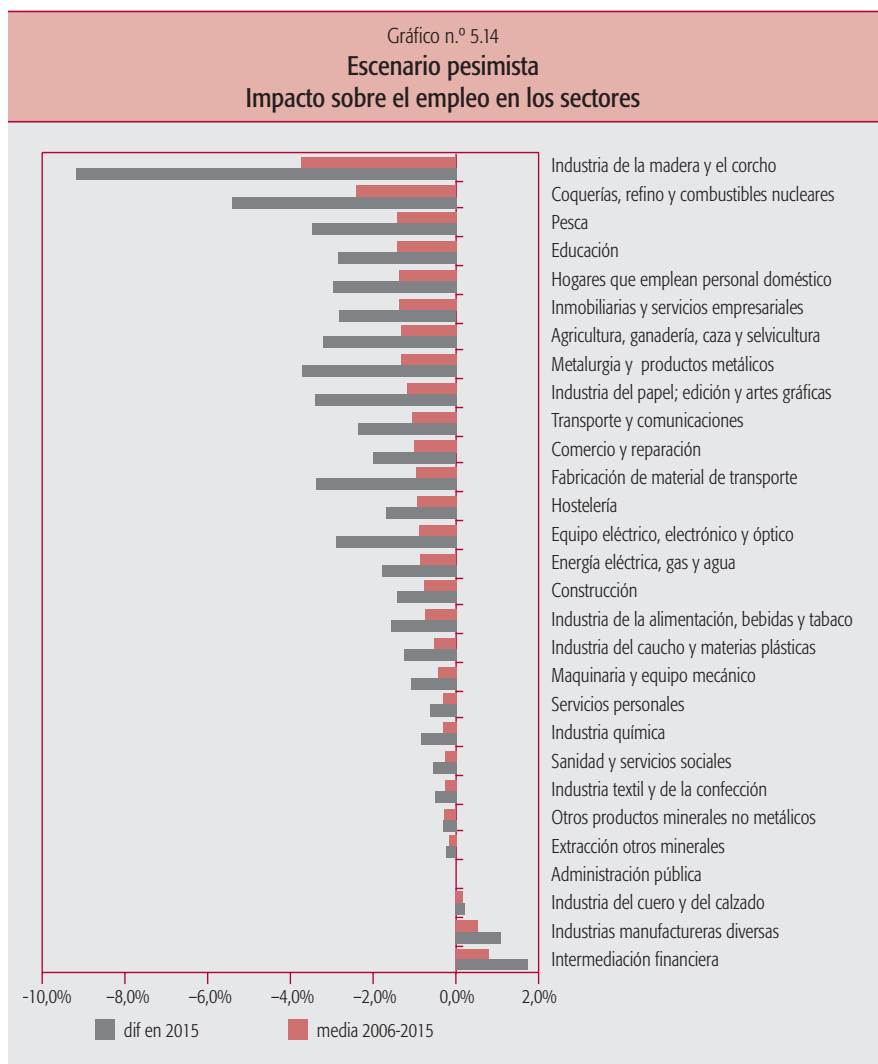
A nivel de precios, conviene destacar que el deflactor se incrementa un 3,1% en el promedio de 2006-2015.

Como se puede comprobar en el gráfico n.º 5.13 los sectores más desfavorecidos son los mismos que en los escenarios anteriores, pero aumentando las diferencias, pues por ejemplo Coquería y refinería cae hasta el 4,2% y Madera y corcho hasta el 3%. Por su parte Cuero y calzado se ve afectado positivamente aumentando un 0,3%.

Por grandes sectores Energía disminuye hasta un 2% e Industria hasta un 1,5%.

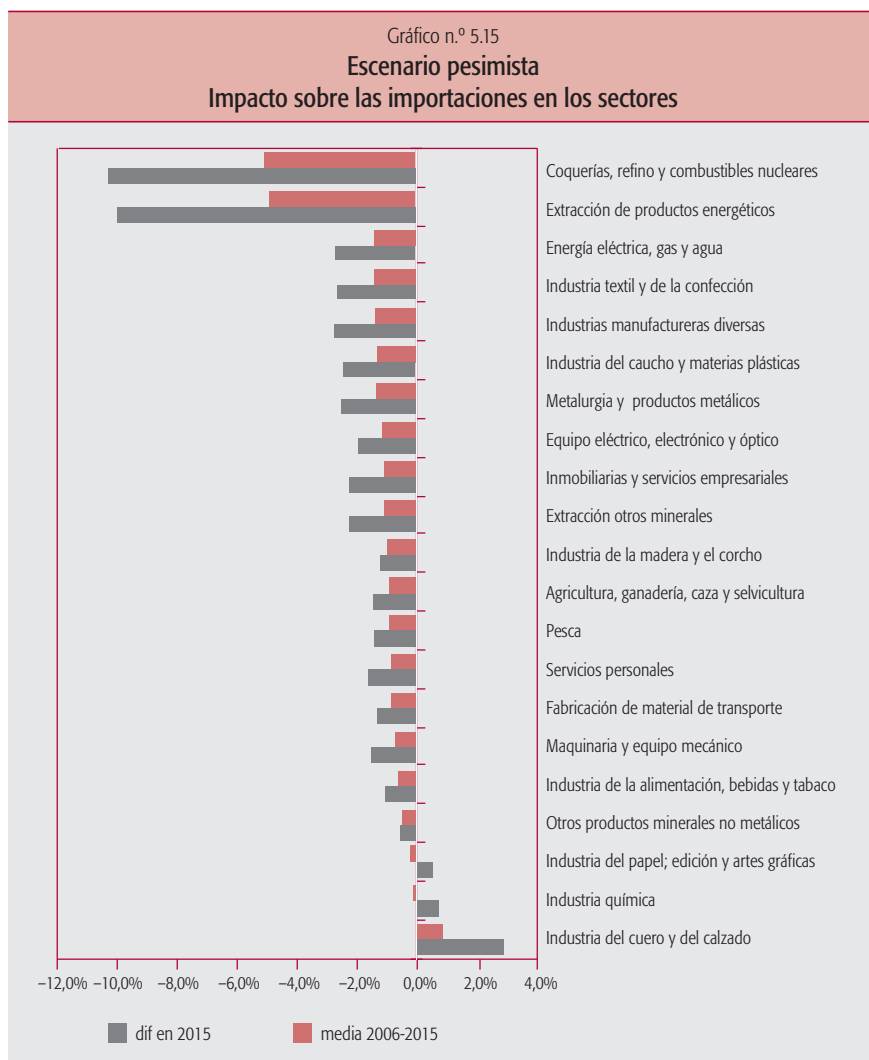


Fuente: CEET.



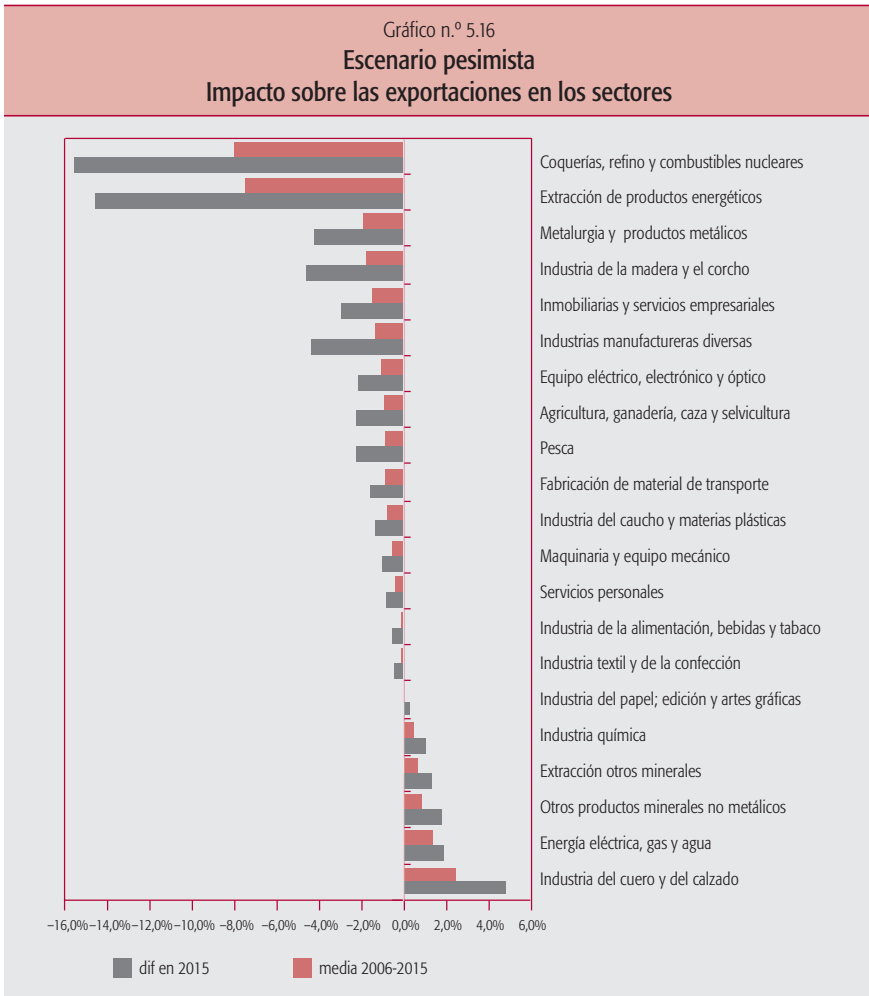
Fuente: CEET.

Respecto al empleo, los grandes sectores más perjudicados son el de Agricultura, ganadería y pesca (-1,4%) y el de Energía (-1,2%). Los sectores concretos desfavorecidos siguen siendo, tal y como describe el gráfico n.º 5.14, los mismos que para los del valor añadido, con la novedad de Educación como cuarto sector más afectado. Los sectores más favorecidos: Intermediación financiera, Industrias manufacturas diversas, y Cuero y calzado, obtienen diferencias positivas respecto al escenario base.



Fuente: CEET.

En el contexto de este escenario las importaciones se reducen en una media del 1,3%; el gran sector perjudicado es el sector de Coquerías y refineras (5,1%) y el único que obtiene resultado positivo es Cuero y Calzado (0,9%).



Fuente: CEET.

En cuanto a las exportaciones, aunque la diferencia media negativa (-0,9%) es algo más baja que la de importaciones (-1,3%), sobresalen especialmente el sector de Coquerías, refino y combustibles nucleares (-8,1%) y el sector de Extracción de productos energéticos (-7,1%).

El que más aumenta sus exportaciones es Cuero y calzado (2,3%) seguido de Energía eléctrica, gas y agua (1,3%) y Otros productos minerales no metálicos (0,8%).

5.5.5. Resultados del escenario de gasto público

En este escenario la expansión en el gasto público permite compensar la caída en el nivel de actividad derivada de un nivel de precios del petróleo simi-

lar al del escenario tendencial. De esta forma, el PIB permanece en los niveles del escenario base, gracias a un consumo público 2,5% superior en el promedio de 2006-2015 (la diferencia en 2015 es del 5,3%). Por su parte, el empleo también se mantiene en los niveles registrados en el escenario base.

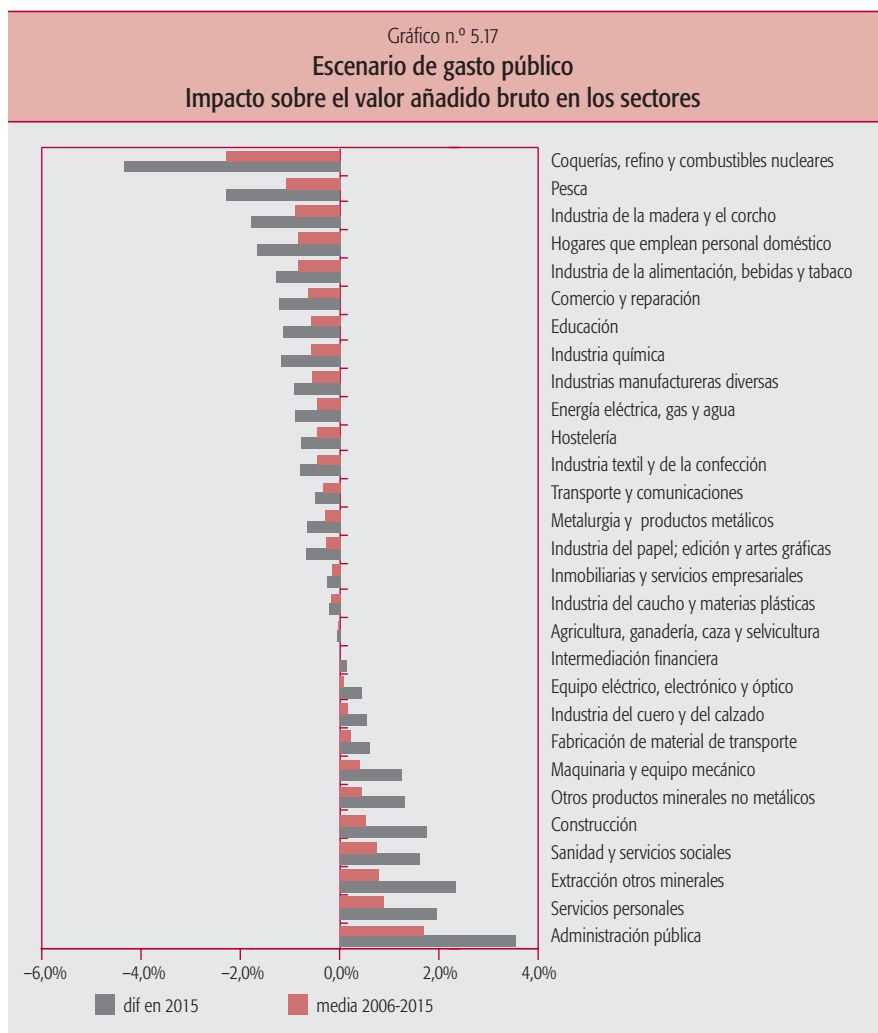
El consumo privado presenta una reducción similar a la registrada en el escenario tendencial (-0,8% respecto del escenario base), mientras que la inversión muestra una variación positiva de 0,4%.

La expansión del gasto público permite mitigar el impacto sobre las importaciones y las exportaciones, que reducen sus caídas al 0,4% y 0,5%, respectivamente.

El coste de la medida queda reflejado en un incremento en el nivel de precios de la economía (el deflactor del PIB aumenta una media de 1,5%) y en un mayor déficit comercial, que llega a un 4,4% de media en el periodo 2006-2015

Cuadro n.º 5.15 Escenario de gasto público Resultados macroeconómicos (en %)		
	Media 2006-2015	Diferencia en 2015
PIB	-0,03	-0,03
Consumo privado	-0,80	-1,59
Consumo público	2,51	5,25
Inversión	0,42	1,30
Exportaciones	-0,53	-1,04
Importaciones	-0,43	-0,65
Deflactor del PIB	1,49	3,41
Déficit comercial	4,42	8,19
Empleo	-0,01	0,00
VAB	-0,12	-0,06

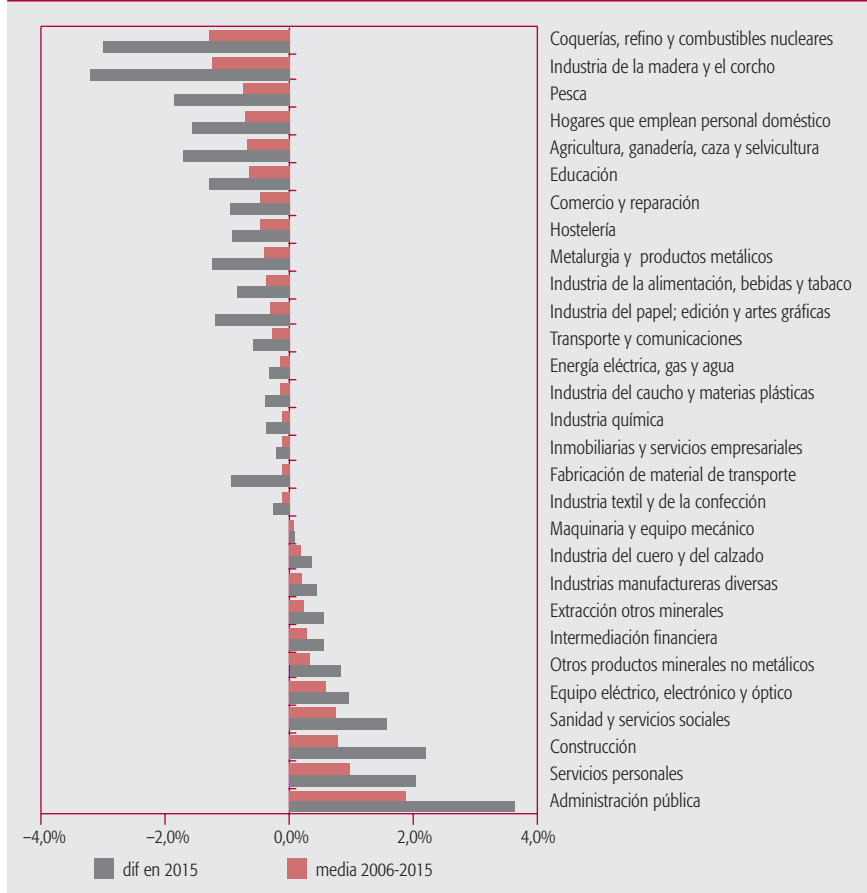
Fuente: CEET.



Fuente: CEET.

Como era de esperar, la política de expansión del gasto público tiene un efecto positivo sobre el valor añadido de la economía vasca y logra que todos los sectores mejoren su situación respecto del escenario tendencial (a excepción del sector de Cuero y calzado) e incluso que siete sectores conviertan sus resultados de negativos a positivos. Entre estos últimos, cabe destacar a la Administración pública (1,5%), los Servicios personales (0,8%), Extracción de otros minerales (0,7%) y Sanidad y servicios sociales (0,6%). Los sectores que experimentan las mayores contracciones en este escenario son Coquerías y refinerías (-2,3%), Pesca (-1,1%), y Madera y corcho (-1,0%).

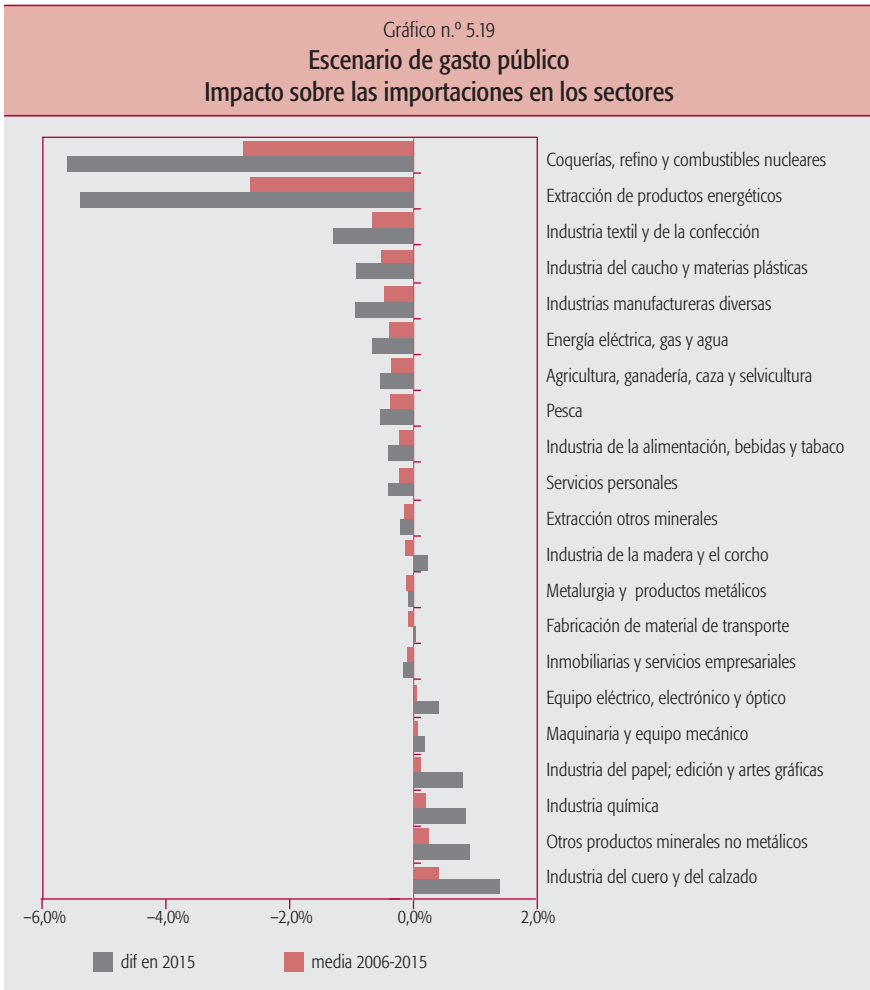
Gráfico n.º 5.18
Escenario de gasto público
Impacto sobre el empleo en los sectores



Fuente: CEET.

En cuanto a los grandes sectores, los más perjudicados son Energía (-0,9% sobre el escenario base en el promedio de 2006-2015) y Agricultura, ganadería y pesca (-0,4%), mientras que la Construcción presenta una variación positiva del 0,4%.

Respecto al empleo, también la mayoría de los sectores mejoran sus resultados y logran que el empleo total se mantenga al nivel del escenario base. Cinco sectores registran crecimiento de empleo cuando antes disminuía, entre los que conviene destacar la Administración pública (1,7%), los Servicios personales (0,9%), la Construcción (0,7%) y la Sanidad y servicios sociales (0,7%). Sin embargo, sólo dos sectores no mejoran: Intermediación



Fuente: CEET.

financiera (de 0,5% pasa a 0,3%) e Industrias manufactureras diversas (de 0,3% a 0,2%).

Por el contrario, los sectores que experimentan las mayores contracciones en el empleo, aunque menos que en el escenario tendencial son: Coquerías y refinerías (-1,3%) y la Industria de la madera y el corcho (-1,3%).

En los macrosectores, la Agricultura, ganadería y pesca registra la mayor contracción respecto del escenario base (-0,7%), mientras que la Construcción es la más beneficiada (0,7%).

En un contexto de mayor gasto público, las importaciones caen en menor medida de lo que lo hacían en el escenario tendencial, contrayéndose respecto



Fuente: CEET.

del escenario base una media del 0,4% en el periodo 2006-2015. La mayoría de los sectores mejoran levemente: algunos logran anular completamente sus decrementos como el de Maquinaria y equipo mecánico y otros como cambian su signo a positivo como el de la Industria del papel, edición y artes gráficas (+0,1%) y la Industria química (+0,2%).

El mayor descenso se registra en las importaciones de Energía, que descienden un 2,5%, principalmente debido al comportamiento de los sectores de Coquerías y refinerías (-2,8%) y de Extracción de productos energéticos (-2,6%).

En lo que se refiere al efecto de la política de aumento de gasto público sobre las exportaciones de la economía vasca, se puede concluir que el efecto

es prácticamente imperceptible, ya que el total de incremento se mantiene en un 0,5%, resultando que incluso un grupo amplio de sectores empeoran levemente, a excepción de alguno que mejora también muy moderadamente como el de Industrias manufactureras diversas.

5.5.6. Resultados del escenario de reducción de subsidios

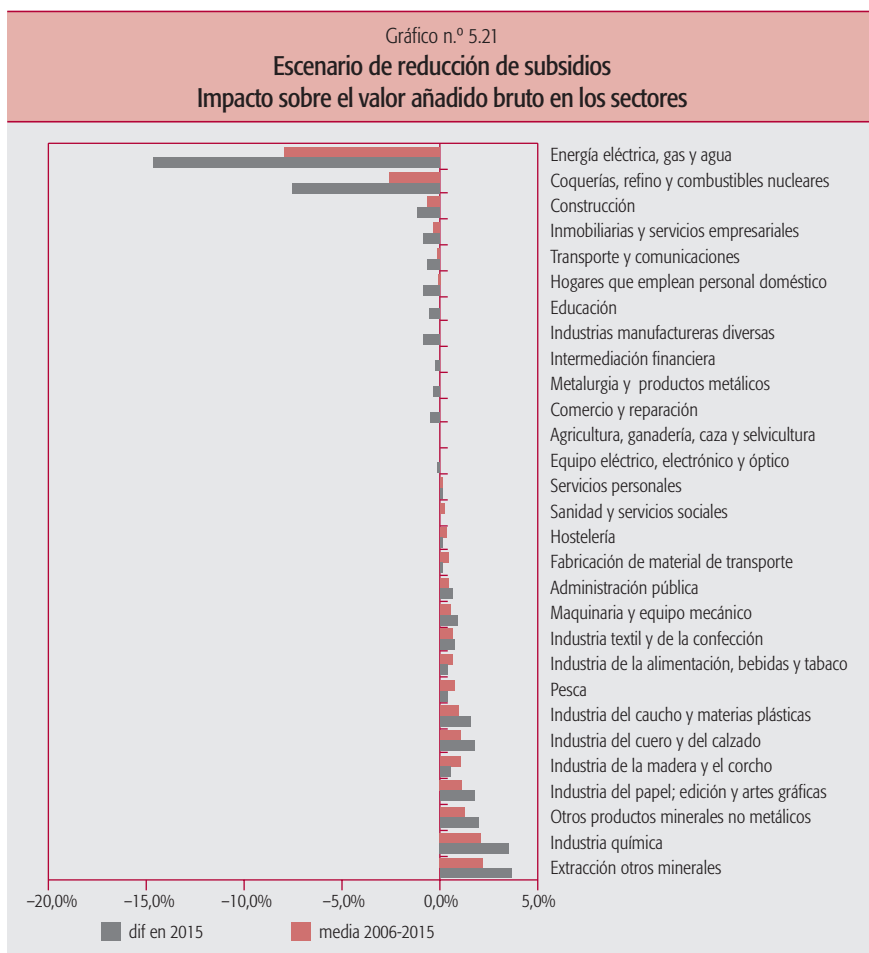
En el escenario de reducción de subsidios, el efecto negativo en el PIB se logra neutralizar con el siguiente resultado en las variables macroeconómicas. El empleo disminuye de manera moderada (-0,5%) y el consumo privado registra una contracción del 0,3% en el promedio de 2006-2015, muy inferior a la observada en los escenarios de precios pesimista (-1,5%) y tendencial (-0,9%), e incluso menos que en el escenario de gasto público (-0,8%).

Por el contrario, la reducción de la inversión (-1,1%) es superior a la del escenario pesimista (-0,9% respecto al escenario base).

En lo que se refiere al comercio internacional de la economía vasca, las exportaciones disminuyen un 0,6%, mientras que la reducción en las importaciones es más elevada, pues registra un -1,3%. Esta reducción en las importaciones (similar a la registrada en el escenario pesimista) permite que el impacto sobre el déficit comercial en este escenario sea el menor de todos los analizados (1,2% en el promedio de 2006-2015).

El coste de esta medida es un mayor impacto sobre el nivel de precios de la economía, ya que el deflactor se incrementa un 2,4%, aunque menor que el que se obtiene en el escenario pesimista (3,1%)

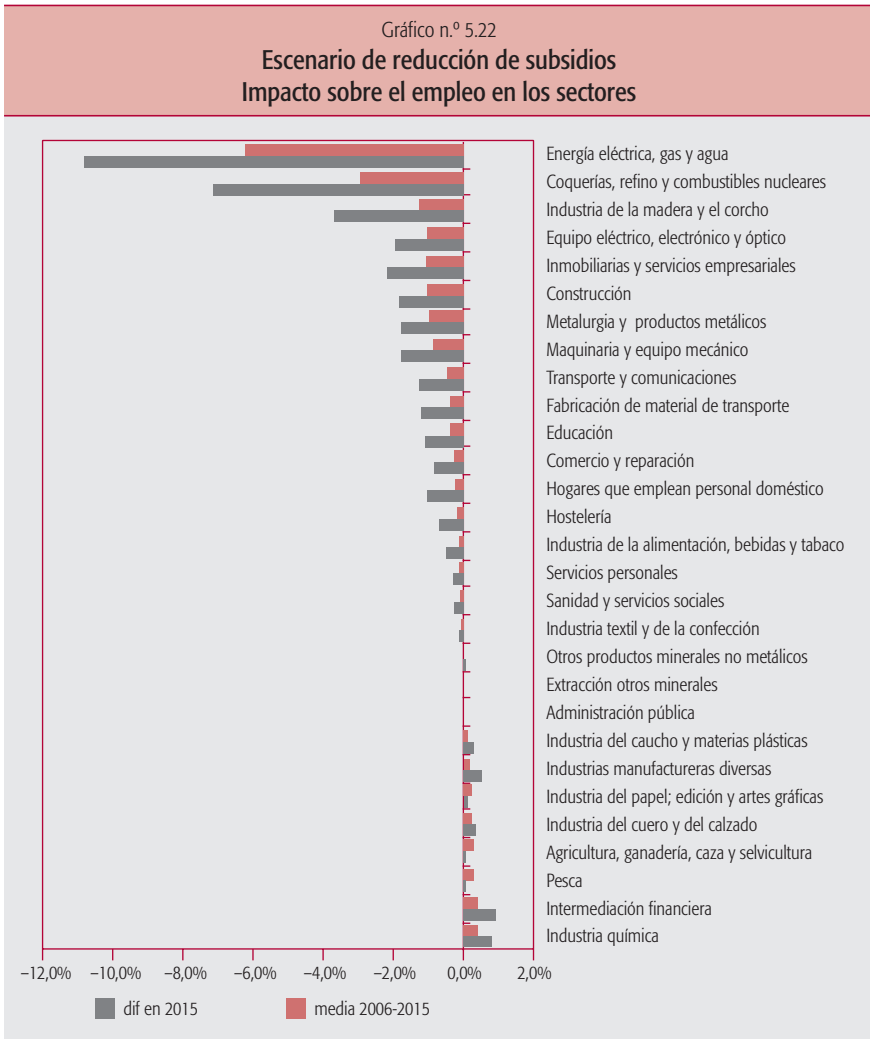
Cuadro n.º 5.16 Escenario de reducción de subsidios Resultados macroeconómicos (en %)		
	Media 2006-2015	Diferencia en 2015
PIB	-0,05	-0,37
Consumo privado	-0,27	-1,09
Consumo público	0,00	0,00
Inversión	-1,06	-2,01
Exportaciones	-0,58	-1,17
Importaciones	-1,31	-2,66
Deflactor del PIB	2,39	4,13
Déficit comercial	1,23	0,86
Empleo	-0,49	-1,13
VAB	-0,18	-0,66



Fuente: CEET.

A nivel de valor añadido, los efectos de la sustitución energética son positivos para la gran mayoría de los sectores, destacándose los que se producen sobre la Extracción de otros minerales (2,2% por encima del escenario base) e Industria química (2,1%). Como es lógico, en el otro extremo se encuentran los sectores de Energía eléctrica, gas y agua, y Coquerías y refinerías, que registran niveles de valor añadido, 8,0% y 2,7% respectivamente, inferiores a los del escenario base.

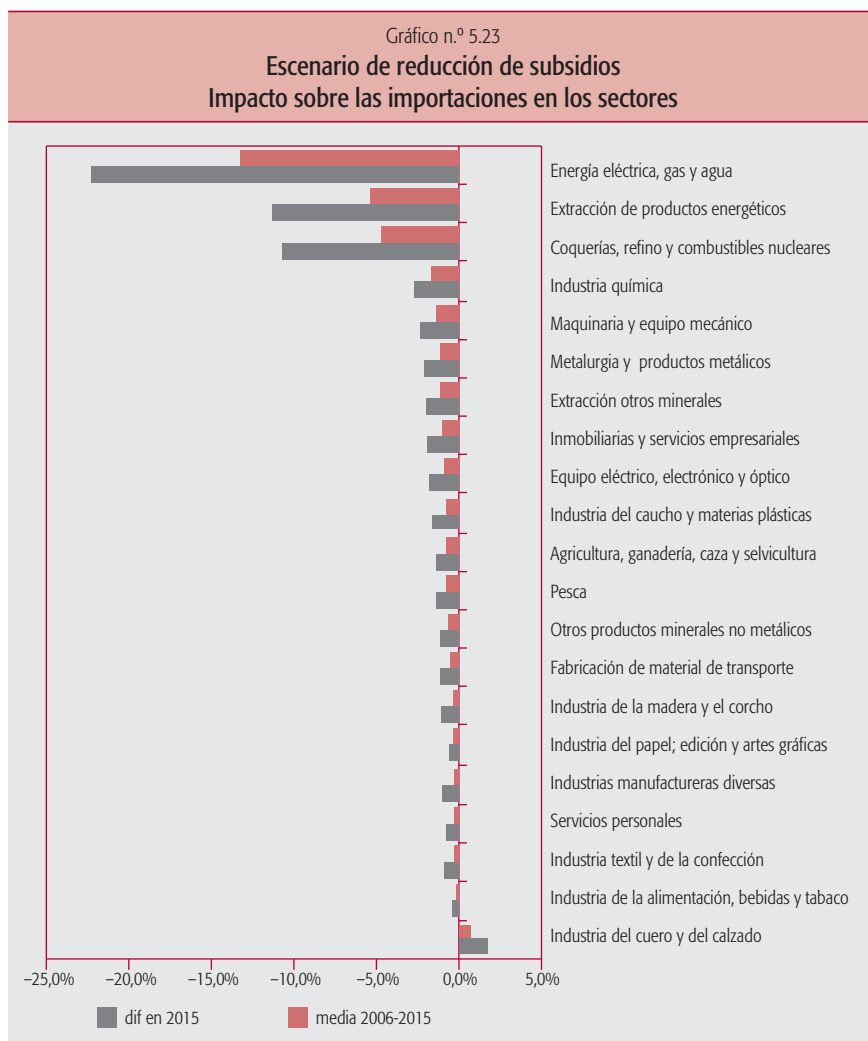
A nivel de macrosectores, la Energía disminuye un 5,6% de promedio en el periodo analizado, al tiempo que la Construcción se reduce un 0,6%. Por el contrario, la Industria incrementa su valor añadido 0,5% respecto al escenario base, la Agricultura, ganadería y pesca sube el 0,2% y los Servicios permanecen prácticamente sin cambios.



Fuente: CEET.

En lo que se refiere al empleo en la economía vasca y en consonancia con lo que sucedía con el valor añadido, el sector que experimenta la mayor contracción es el de Energía (-4,5% de media en el periodo 2006-2015), en especial la Energía eléctrica, gas y agua (-6,3%), que cae muy por encima del total de la economía (-0,5%).

La Agricultura, ganadería y pesca es el único gran sector que gana empleo (0,2%) y los siguientes menos afectados son los Servicios de mercado (-0,4%) e Industria (-0,6%), con incrementos de empleo en la Industria química (0,4%) e Industrias del papel, edición y artes gráficas (0,2%).



Fuente: CEET.

Las importaciones totales de la economía vasca se reducen un 1,3% en el promedio de 2006-2015 respecto de los niveles del escenario base.

Los sectores que experimentan las mayores caídas son, lógicamente, los vinculados al bloque de Energía, que reduce sus importaciones en 5,1 puntos porcentuales en el promedio de 2006-2015 y, en especial, la Energía eléctrica, gas y agua que llega hasta un -13,3%. Por su parte, la Agricultura, ganadería y pesca, reduce sus importaciones un 0,7% respecto de los niveles del escenario base, el mismo porcentaje que reduce la Industria, en la que destacan la Industria química (-1,6%) y la Maquinaria y el equipo mecánico (-1,3%).



Fuente: CEET.

Las exportaciones totales de la economía vasca se reducen un 0,6% en el promedio 2006-2015, por tanto existe menos impacto global que en las importaciones, si bien el sector Energía sufre más intensamente la caída en las exportaciones (-6,5%). Los sectores más afectados son Energía eléctrica, gas y agua (-13,7%) y las Coquerías y refinerías (-6,9%).

Los Servicios de mercado sufren una caída del 0,6% y el sector Industria baja un -0,3%. Por su parte, las exportaciones de Agricultura, ganadería y pesca mejoran en un 0,2%

Capítulo 6.º

CONCLUSIONES

Tendencias y brecha creciente entre oferta y demanda de petróleo

Desde el origen de la revolución industrial, en la segunda mitad del siglo XVIII en el Reino Unido, la energía ha resultado un elemento vital para el desarrollo económico y el bienestar social. La influencia de la energía en la vida cotidiana de los seres humanos es, paradójicamente, tan intensa que, con frecuencia, pasa inadvertida. Su empleo diario para usos domésticos o para la producción de bienes y servicios que hemos llegado a considerar imprescindibles, su conexión con los medios de transporte, con el turismo, el arte y la cultura, ... nuestra vida, en fin, se halla tan estrechamente vinculada a la disponibilidad de energía que sería inconcebible sin ésta.

Una vez más, la cuestión energética se ha vuelto a situar en los primeros puestos de los problemas que la sociedad ha de afrontar y resolver en los próximos decenios, y el debate sobre la sostenibilidad de un modelo social basado en la utilización masiva de combustibles fósiles se intensifica día a día. La realidad muestra que los combustibles fósiles suponen el 80% de la energía primaria demandada en el mundo, porcentaje escasamente inferior al mostrado en 1973 cuando representaban el 86%. Tres décadas después de las crisis de los años setenta la matriz mundial de demanda energética, si bien es más equilibrada, sigue descansado en los combustibles fósiles: si en el año 1973 el petróleo proporcionaba el 45% del total de energía primaria, en la actualidad proporciona el 34%; por el contrario, el gas natural ha aumentado su participación desde el 16% al 21%. Sobre ellos se ciernen graves riesgos e incertidumbres; la fuerte escalada de los precios, la seguridad en el abastecimiento, la capacidad de la oferta de satisfacer la demanda futura y su efecto en el calentamiento global.

Los síntomas de que nos acercamos, si no estamos ya, a un techo en la producción mundial de crudo parecen cada vez más claros: el 70% de la producción de petróleo proviene de campos con más de 30 años de antigüedad, es decir, que están ya en declive; la tasa de descubrimientos de yacimientos tanto en número global como en número de yacimientos importantes, así como la producción media anual por campo petrolífero están cayendo ininterrumpidamente desde los años sesenta; la capacidad excedentaria del mercado pe-

rolífero es muy exigua y se concentra en zonas de gran inestabilidad política y social o con un coste marginal de extracción alto.

Si a ello añadimos el ascenso del llamado nacionalismo energético en Rusia y en los principales países petroleros y gasistas de América Latina que tiende objetivamente a reducir la capacidad de extracción (a través de la imposición de condiciones restrictivas por parte de los Estados y del endurecimiento unilateral de las condiciones de acceso), que el ritmo de inversión energética (buques petroleros, plataformas de extracción, capacidad de refino, etc.) está quedando a la zaga con respecto a la inversión necesaria...el cuadro general es sombrío.

Los escenarios que se barajan por distintos organismos internacionales sobre la capacidad de la oferta petrolífera para satisfacer la demanda en un futuro próximo se diseñan en función de tres variables: el aumento previsto de la demanda, los descubrimientos de yacimientos y los ritmos de extracción de la mayoría de los grandes yacimientos de petróleo existentes. Téngase en cuenta, por ejemplo, que en los últimos 30 años (hasta 2006) el promedio de los descubrimientos de petróleo es de 14.000 Mb/año, aunque en los años recientes las cifras son muy inferiores a dicha media. A partir de las hipótesis sobre el comportamiento de estas variables los expertos estiman que el bombeo de crudo alcanzará el máximo nivel técnico de extracción *peak oil* coincidiendo con un volumen de bombeo que puede rondar los 100 Mb/día, momento a partir del cual la extracción entrará en declive y la demanda superará a la oferta.

Una de las señales de esta creciente incapacidad de la oferta para satisfacer la pujante demanda es la escalada mundial de los precios del petróleo de los últimos años, especialmente en el último año en que el precio del petróleo se ha más que duplicado. Pero la fuerte subida comenzó hace siete años. El precio del barril *brent* se ha multiplicado por 6 en el período que va de 2001 (24,4 dólares de media) a mediados de 2008. Por primera vez en la historia el precio del petróleo ha subido ininterrumpidamente a lo largo de ocho años consecutivos (2001-2008).

¿Es grave la situación? Basta conocer el destino final del contenido de un barril para comprender la gravedad potencial de la situación. De los 159 litros de crudo contenidos en un barril, alrededor de la mitad se utiliza como combustible en el transporte (terrestre, 81%; aéreo, 12%; y marítimo, 7%); un 35% como fuente de energía en los sectores industrial y residencial, y el 15% restante como materia prima en la petroquímica para la manufactura de fibras, plásticos, detergentes, medicamentos y un largo etcétera de más de tres mil productos de uso cotidiano, entre los que destacan los abonos y fertilizantes, básicos para la producción a gran escala de alimentos.

Efectos generales de la subida del precio del crudo

El encarecimiento del petróleo se traslada a una subida en el precio de los insumos energéticos, elevando los costes de producción y causando un aumento en el nivel general de los precios de la economía. Como consecuencia, los precios relativos de los productos locales frente a los productos de los competidores extranjeros pueden aumentar, lo que haría disminuir las exportaciones. Por su parte, la inflación, que supone una pérdida de poder adquisitivo de los hogares, produce una reducción del consumo privado y de las importaciones. Esta detracción del consumo privado deteriora las expectativas de las empresas, que disminuyen sus planes de inversión y reducen las plantillas; el bucle se autoalimenta porque la caída en el empleo causa nuevas disminuciones del consumo privado y las importaciones. Finalmente, la caída del consumo de los hogares, de las exportaciones y de la inversión no resulta compensada por la reducción de las importaciones, por lo que se produce una contracción del PIB.

Los datos macroeconómicos parecen indicar que hasta el 2007 los efectos económicos del aumento del precio del barril *brent* no han sido demasiado perniciosos para las economías desarrolladas. Entre los principales factores que han contribuido hasta ahora a mitigar los efectos negativos podemos anotar lo siguiente:

- El precio del petróleo afecta por igual a todas las economías desarrolladas y, su subida no repercute en exclusiva en la economía europea, sino en el conjunto de la economía mundial.
- La apreciación de la cotización del euro con respecto al dólar ha permitido que el precio real del barril para las economías europeas haya reflejado alzas más moderadas.
- Las modificaciones en el funcionamiento de la economía mundial en estos últimos 30 años (globalización económica) y la distinta respuesta de las políticas económicas (monetarias y fiscales) determinan que la influencia del aumento de los precios del petróleo en parámetros básicos como las tasas de interés real, los precios de los bienes, los salarios y las expectativas de los agentes sean menores que los del pasado.
- La menor dependencia energética (mayor eficiencia o menor intensidad energética) alcanzada, lo que entre otras cosas supone una repercusión inferior en la estructura de coste y en los márgenes empresariales, por lo que, por el momento, no ha producido reacciones negativas en la expectativas de inversión.
- Aunque la subida del barril *brent* repercute en el precio de los productos energéticos, no se traslada enteramente a los consumidores finales, ya que, por ejemplo, en la composición del precio final de los combustibles inter-

vienen en más de un 50% (es la media europea respecto del litro de gasolina estándar) los diferentes impuestos. Además, los precios del gas natural se encuentran indexados a los de los productos petrolíferos, y por ende, al precio del barril; sin embargo, esta indexación no es estrictamente paritaria, sino que se encuentra ponderada por unos coeficientes multiplicadores aplicados al gasoil y al fueloil.

Históricamente, la subida de precios del crudo ha estimulado fuertemente dos tipos de comportamientos racionales: por una parte, una *mayor sustitución* del petróleo por fuentes alternativas que existan en el mercado, y por otra parte, un *mayor incentivo a la búsqueda* de nuevas fuentes alternativas. En efecto, desde mediados de los años 70, todos los países desarrollados han aplicado políticas económicas con el objetivo de conseguir el ahorro energético y una búsqueda de fuentes energéticas alternativas al petróleo así como mejorar la eficiencia energética. En efecto, la intensidad energética ha experimentado una reducción, en términos generales, en todos los países desarrollados. La UE se sitúa en un nivel intermedio entre Estados Unidos y Japón.

Sin embargo, la dependencia de la economía española del consumo de petróleo se sitúa en niveles muy superiores a los que se registran en países del entorno económico, bien sea de países miembros de la OCDE o de la zona euro. Si bien, inicialmente, esa dependencia se redujo en los años ochenta tras la primera crisis del petróleo, en la década de los noventa se invirtió esa tendencia. Así, por ejemplo, para el año 2006, el consumo de petróleo representa cerca del 50% de energía primaria en España mientras la media de consumo de petróleo para la UEM está muy cercana al 40%.

La previsión de la demanda mundial de energía para 2030 de la AIE es la siguiente: petróleo 34,1%, carbón, 22,8%, gas, 24,2%, nuclear 4,7%, hidráulica 2,3%, biomasa, 10,2% y otras renovables, 1,7%. A la vista de la gran dependencia de la economía internacional del suministro de petróleo y de los efectos de su encarecimiento en la sostenibilidad económica mundial, cabe preguntarse en qué medida está prevista su sustitución por fuentes energéticas alternativas en el futuro.

Indudablemente la diversidad de fuentes energéticas es la base de un sistema energético fuerte. Para ello es primordial desarrollar nuevas fuentes de energía, así como mejorar procesos para obtener mayores rendimientos, lo que está estrechamente ligado con el desarrollo tecnológico en este ámbito, que determinará qué nuevas opciones energéticas están disponibles y qué mejoras de eficiencia pueden introducirse en la cadena de suministro, en las centrales eléctricas y en la demanda de servicios energéticos.

La solución a una futura escasez de petróleo barato y de precios altos de sus derivados está más clara y cercana en consumidores industriales, en edificios o en la generación eléctrica, que en los vehículos empleados en el transporte o la maquinaria agrícola. En los primeros, su utilización se ha reducido mucho en los últimos años por la competencia del gas natural y la eficiencia energética. Sin embargo, la sustitución de una fuente por otra en los vehículos, no está tan clara. Las diversas alternativas como la electricidad, el gas natural, el hidrógeno, los GLP, los biocarburantes o los combustibles sintéticos obtenidos a partir del gas natural o del carbón, tienen todas ellas un cierto potencial de desarrollo, pero también grandes limitaciones, por lo que no pueden sustituir a corto plazo al petróleo como el combustible abundante, eficiente y barato que ha venido siendo hasta ahora. En la medida en que aumenten los precios del petróleo irá creciendo también la utilización de estas energías y tecnologías en el sector del transporte. La sustitución de los derivados del petróleo para lograr un transporte sostenible a largo plazo se basará indudablemente en la utilización de las energías renovables, ya sea a través de los biocarburantes o a través de energías como la eólica y la fotovoltaica unidas a vectores energéticos como la electricidad o el hidrógeno, todo ello unido a una mayor eficiencia en la utilización de estas energías.

Hay que insistir en que no existe una fuente de energía conocida que sea al mismo tiempo suficiente y abundante, barata, poco contaminante, potente y carente de riesgo. En efecto, los recursos hidráulicos son cada vez más limitados y, por su creciente escasez y potenciales efectos sobre la naturaleza, su empleo se encuentra sometido a notables restricciones; los combustibles fósiles no son tampoco ilimitados y su utilización masiva afecta al clima a través del «efecto invernadero»; el empleo intensivo de la biomasa provoca un importante problema político-agrario, pues no existen tierras fértiles suficientes para obtener aquella sin atentar a la capacidad de producción de alimentos para la especie humana; el uso de la energía solar se encuentra limitada por las restricciones de almacenamiento e intermitencia; la energía eólica que podría llegar a generar en el 2020 el 20% de la energía eléctrica en España tiene los mismos problemas de intermitencia e impredecibilidad, y la energía nuclear, cuyo coste de generación es muy bajo (la inversión sí es muy cara) y no está sometida a la especulación ni a la dependencia exterior, tiene el gran problema de los residuos nucleares.

En definitiva, detrás de cada fuente de energía, detrás de cada aprovechamiento de los recursos de la energía, aparece un problema al menos de generación que la sociedad en su conjunto debería evaluar, adoptando de manera consciente las consecuencias que de su opción racional se deriven. Hasta el momento, el progreso económico, apoyado en el desarrollo tecnológico y potenciado por el uso de las energías, se ha venido presentando como una

suerte de etapa más o menos natural en el desarrollo de la Humanidad, dotado de algunos inconvenientes pero en términos generales fructífero. Y, sin embargo, el riesgo inherente al propio proceso de desarrollo se encuentra cada vez más patente, como prueba el auge de los movimientos de defensa del ecosistema.

Todas estas tecnologías tienen pues sus limitaciones económicas y ambientales y requieren de desarrollo técnico; hay que ser conscientes de que los plazos necesarios para este desarrollo podrían hacer que su disponibilidad no alcance a cubrir la brecha que deje el declinar del petróleo, y que sea necesario pasar por una limitación de la demanda para que los mercados se equilibren.

Implicaciones para la CAPV de las tendencias energéticas

La CAPV presenta un alto grado de eficiencia energética (medido en $k\text{etp}$ / miles de euros corrientes) en comparación con España y la UE25, y similares a los de los países más avanzados en materia energética. En cuanto al consumo energético de la CAPV, en los últimos años se observa un cambio en la estructura del mismo, con una progresiva aproximación a un modelo donde, sobre todo el gas natural y, en menor medida, las energías renovables van ganando protagonismo en detrimento de otras fuentes energéticas. Así, el gas natural constituyó en 2006 la fuente energética más demandada en la CAPV (41,3% de la energía primaria consumida), relegando al petróleo a un segundo lugar.

Por otro lado, el grado de autoabastecimiento energético de la CAPV se sitúa en torno al 5%, cifra que se encuentra muy alejada de la correspondiente al Estado en el ámbito estatal (19%) y mucho más todavía de la de Europa Occidental (59%). Respecto al petróleo la dependencia exterior es mucho mayor, superando la UE el 80% y siendo prácticamente total en el caso de la CAPV. Por su parte, el sector del transporte consume el 33% de la energía final, con un fuerte incremento en los últimos años fruto, principalmente, del crecimiento de la movilidad, tanto de personas como de mercancías, del transporte por carretera.

En cuanto a la política energética vasca, la eficiencia energética y las energías renovables son los dos ejes principales de la Estrategia Energética de Euskadi hacia el 2010. El Gobierno Vasco tiene planeadas inversiones por un importe de 4.900 millones de euros en el sector energético, de los que 423 millones de euros corresponderán a inversión pública, que permitirán reducir la dependencia del petróleo en favor del gas natural y las energías renovables. El objetivo es reducir la tasa de uso del petróleo al 36% y subir la del gas natural al 52%; que las energías renovables aumenten su producción hasta el

12%, y que el uso del carbón baje al 2%. Con esta estrategia energética se pretende además que disminuyan notablemente las emisiones de GEI y cumplir los objetivos de los acuerdos de Kioto.

Las reflexiones y conclusiones anteriores dan una somera idea de la enorme dificultad que supone intentar cuantificar las repercusiones de una subida del precio del petróleo en la economía. Para lograr una cuantificación de estos efectos es necesario disponer de modelos que recojan los agentes y factores más importantes y decisivos, su comportamiento específico así como sus interacciones con otros sectores, y los factores exógenos o entorno.

Para medir cuál es la repercusión de la subida del precio del petróleo en la economía vasca se han realizado una serie de ejercicios de simulación. Para ello se ha utilizado el modelo MIDE (modelo macroeconómico intersectorial dinámico de la economía española) adaptado a las características de la estructura económica vasca.

Como en todo análisis de simulación, se ha establecido un escenario base, en el que el precio del barril de petróleo alcanza los 60 dólares corrientes en 2015 (basado en el escenario de referencia del International Energy Outlook, EIA, de 2006) y distintos escenarios alternativos del precio del petróleo: *estacionario* (precio, 102 dólares/barril en el año 2015), *tendencial* (el precio, 140 dólares/barril en 2015) y *pesimista* (precio, 205 dólares/barril en 2015).

Los resultados de las distintas simulaciones relativas al impacto del incremento de los precios del petróleo sobre la economía vasca se presentan como diferencias relativas con respecto al escenario base, expresadas en tanto por ciento, para cada uno de los escenarios alternativos. Es decir, los resultados que se presentan nos dicen cuánto menos crece el PIB o cuánto más crece la inflación o cuánto más crece el déficit fiscal o el comercial. Los resultados sectoriales indican qué sectores económicos han sido los más afectados por la subida del petróleo en cada escenario.

Los efectos perturbadores sobre la economía de los distintos escenarios varían considerablemente. En el escenario estacionario el impacto global en la economía vasca puede calificarse de moderado. Sin embargo, es significativo en el caso del escenario tendencial, y bastante negativo en el caso del pesimista.

Efectos macroeconómicos en los escenarios de precios estacionario (E), tendencial (T) y pesimista (P)

Los efectos sobre las distintas variables macroeconómicas son iguales en los tres escenarios, y presentan, como es lógico, un impacto cuantitativamente mayor a medida que aumenta el precio del escenario:

- Descenso del PIB: efecto negativo en los escenarios E y T (-0,3% y -0,5% de media anual en el periodo 2007-2015 respectivamente) y bastante más negativo en el escenario P (-1%).
- Caída del empleo: en el escenario E disminuirá un 0,3% anual y en el T un 0,5%. Pero, en el P el empleo caerá un 0,9%, lo que equivale a 8.500 puestos de trabajo menos de promedio anual durante el periodo.
- Reducción de la inversión: la reducción de la inversión es similar a la del empleo, en el escenario E disminución de un 0,3% anual, un 0,5% en el T y en el P un 0,9%.
- Contracción del consumo privado: la caída es de un 0,5% anual en el escenario E, un 0,9% en el escenario T y de 1,5% en el P.
- Caída de las exportaciones y de las importaciones: las importaciones se reducen más que las exportaciones, debido a que el peso de los sectores energéticos es mucho mayor en el sector importador que en el exportador. Éstas llegarían a caer hasta un 1,3% (en el caso del escenario P) frente a una caída del 0,9% de las exportaciones.

Efectos sectoriales en los escenarios estacionario (E), tendencial (T) y pesimista (P)

A escala sectorial, podemos decir genéricamente que los sectores más negativamente afectados en su valor añadido bruto (VAB) son: Coquerías y refinerías, Madera y corcho, Pesca, Equipos eléctrico y electrónico, e Industrias manufacturas diversas. El sector que resulta favorecido es el de Cuero y calzado. Respecto del empleo, entre los sectores más desfavorecidos repiten los tres primeros que aparecen más afectados en su VAB. Educación es el cuarto sector más afectado en el empleo. Entre los menos perjudicados están el sector Intermediación financiera, Industrias manufactureras diversas, y Cuero y calzado.

Por último, aunque en diferente grado, los sectores más afectados negativamente tanto en las exportaciones como en las importaciones son los sectores de Coquería y refinería, Extracción de productos energéticos e Industrias manufactureras diversas. Específicamente más afectado en el apartado de importaciones se encuentran el sector de Energía eléctrica, gas y agua, y el Textil y confección, mientras que en el apartado de exportaciones estarían la Metalurgia y productos metálicos y la Madera y el corcho. El sector de Cuero y calzado también se ve afectado positivamente en estas dos variables.

Algunas medidas aplicables: incremento de gasto público (GP) y reducción de los subsidios energéticos (SE)

Con el objetivo de amortiguar los efectos negativos sobre la economía vasca del encarecimiento del petróleo se pueden introducir respuestas correctoras al incremento de precios (se toma como referencia 140 dólares/barril en el

año 2015) mediante la política económica. En concreto, se han realizado dos ejercicios de simulación: un incremento del gasto público (modelo keynesiano), y una reducción de subsidios a la energía para intentar disminuir su consumo (ahorrar energía y mejorar la eficiencia energética).

Respecto al escenario GP se ha estimado que sería necesario un aumento del gasto público del 2,5% anual en todo el período para conseguir neutralizar el efecto contractivo que sobre el PIB tiene la subida del precio del petróleo. La caída del consumo privado, obviamente no es tan acusada como en los escenarios anteriores. El efecto diferencial de este escenario se aprecia en el incremento de la inversión, lo que permite mantener el nivel de empleo de la economía. La contrapartida sería un aumento del déficit público y del déficit comercial (este último se incrementa más de 4 puntos).

Por último, en referencia al escenario de política pública SE, se logra que el PIB no disminuya gracias principalmente a la caída de las importaciones, de productos energéticos fundamentalmente, debido a su encarecimiento adicional, que permite compensar la contracción que experimenta el consumo privado, la inversión y las exportaciones. Como contrapartida, aumenta notablemente el nivel de precios de la economía (un 2,4% más de media anual). Y en cuanto al impacto sectorial, el sector de Coquerías y refinerías vuelve a ser uno de los más negativamente afectados en las distintas variables (VAB, empleo, importaciones, exportaciones) así como el de Extracción de productos energéticos en lo relativo al comercio exterior; Cuero y calzado es el sector que registra un efecto positivo.

ANEXO

DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL MODELO MIDE

El modelo MIDE es un complejo sistema de ecuaciones que recogen el comportamiento económico de todos los sectores productivos e institucionales que operan en la economía. El MIDE recoge 43 sectores y calcula todas las variables de interés para cada uno de ellos. En total se proyectan los valores de cerca de 1.500 variables.

Un modelo dinámico intersectorial como el MIDE permite proyectar a largo plazo la evolución de cualquier sector económico y en ello tiene una influencia primordial la evolución de todos los demás sectores económicos. El comportamiento futuro de cualquier sector depende, no solo de la evolución del comportamiento de los hogares, del sector público o del sector exterior, sino también, y de forma sustancial en muchos casos, de cómo evolucionan los sectores productivos que utilizan sus productos como *inputs* en sus respectivos procesos productivos o de cómo evolucionan aquellos sectores que le venden bienes o servicios. En definitiva, se trata de un sistema complejo en el que se tienen en cuenta todas las interdependencias existentes en la economía.

La estructura contable del modelo

El modelo MIDE utiliza como estructura contable la Tabla *Input-Output* de 1980 de 43 ramas de actividad, elaborada por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Con esa estructura se ha elaborado una base de datos, partiendo de la Contabilidad Nacional y otras fuentes estadísticas, que contiene series históricas anuales con inicio, en la mayoría de los casos, en 1970.

El cuadro n.º A1 muestra la estructura *input-output* del modelo MIDE. En una tabla *input-output*, las cantidades a lo largo de la fila señalan los destinos de los productos de cada rama según los distintos usos o tipos de demanda: intersectorial, de consumo, de inversión o de exportación. La parte superior izquierda del cuadro n.º A1 representa la matriz de flujos intermedios. Esta matriz recoge las ventas de productos del sector contenido en la fila i a los productores de cada columna j (q_{ij}) que los usan como *inputs* de producción. Estos *inputs* intermedios no están incluidos en el producto interior bruto (PIB), pero forman parte de la producción de cada rama.

A partir de estos flujos intermedios, se construye la matriz de coeficientes de demanda intermedia, la matriz A, de la forma siguiente:

$$A = \{ a_{ij} \} \quad ; \quad a_{ij} = q_{ij} / q_j$$

que indica la cantidad del bien i necesaria para producir una unidad del producto j.

Cuadro n.º A1
Marco contable *input-output* del modelo MIDE

OFERTA	Demanda	Componentes del PIB						Producción (q)
	Consumos intermedios para producción	Consumo privado (c)	Consumo público (g)	Inversión fija bruta (g)	Variación existencias (g)	Exportaciones (x)	Importaciones (m)	
1.....43 1 43	1.....43 Matriz A	1.....43 Matriz C (Clasificación de bienes contabilidad nacional)		1.....11 Matriz C (Clasificación de bienes contabilidad nacional)				q= Aq+ Cc+ g+ Bi+ v+ x-m
	Consumos intermedios	Demanda final total						
Inputs primarios (Valor añadido)	Sueldos y salarios brutos + cotizaciones a la SS	RENTA	Producto interior bruto					
	Excedente bruto de explotación							
	Impuestos sobre la producción netos de subvenciones							
	Impuestos a las importaciones							
	IVA							
INPUTS TOTALES								Producción bruta

A continuación de la matriz de demanda intermedia aparecen las categorías de demanda final (f_{ik}), que componen el PIB y que son: consumo privado, consumo público, inversión, variación de existencias, exportaciones e importaciones. Las importaciones entran como cantidades negativas de tal forma que sumados los componentes de cada fila de la tabla obtenemos la demanda total (q_j) de cada sector productivo.

La lectura de la tabla por columnas muestra los consumos que hace cada rama de los factores productivos. Debajo de la matriz de demandas intermedias está el valor añadido o rentas que remuneran a los factores primarios, trabajo y capital, y al sector público. En el modelo se computan tres tipos de impuestos. Los impuestos ligados a la producción menos las subvenciones de explotación, el impuesto del valor añadido y los impuestos a la importación. La agregación de estas rentas es el PIB. La suma por columnas de los *inputs* de cada rama (intermedios más primarios) es igual a la producción de esa rama.

Hay una diferencia importante entre la tabla descrita y la tabla publicada por el INE. Las importaciones son tratadas como una columna negativa de demanda final en vez de como una fila de factores de producción. Esto asegura que la suma por filas o por columnas es la producción del sector, a la vez que es consistente con la contabilización del PIB.

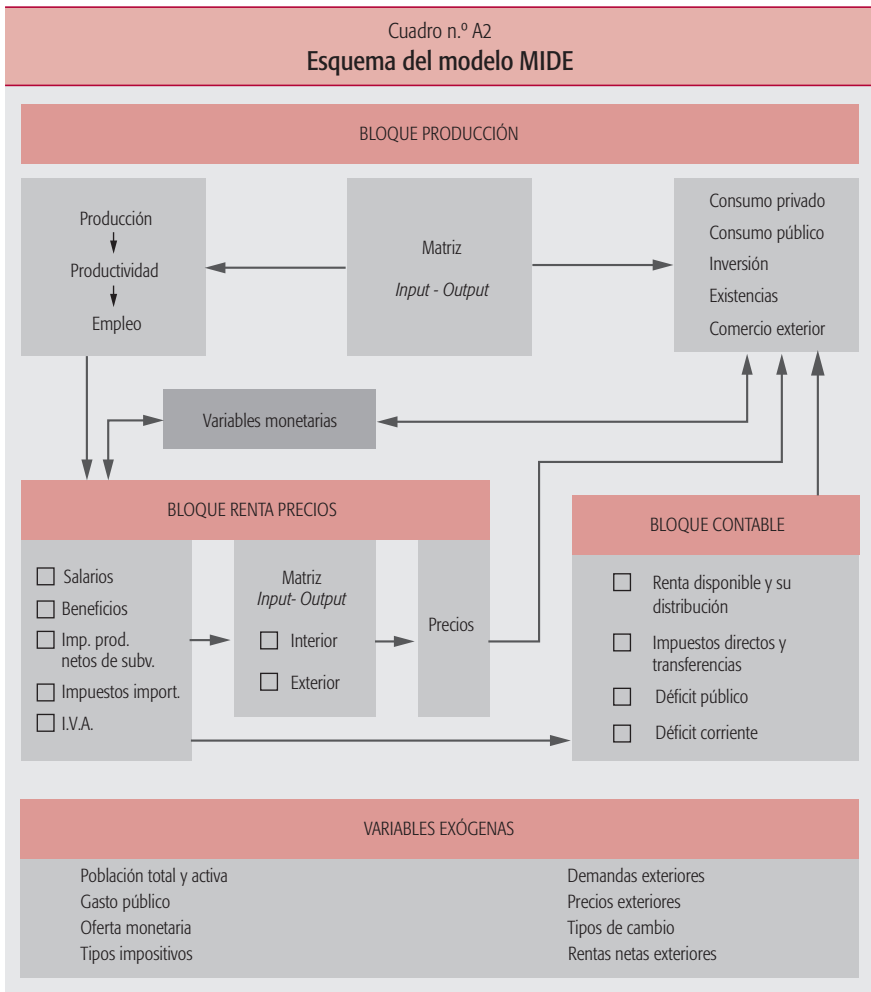
Los tres bloques del modelo

A partir de este sistema contable, se ha construido un modelo pormenorizado de simulación anual usando técnicas econométricas. El modelo MIDE consta de tres submodelos interrelacionados: el «bloque producción», el «bloque renta-precios» y el «bloque contable». El bloque producción determina las demandas finales, los consumos intermedios, las producciones, las productividades y el empleo de todas y cada una de las ramas de actividad, a precios constantes del año base. La suma de las demandas finales da lugar al Producto Interior Bruto. El bloque renta-precios determina los valores añadidos sectoriales a precios corrientes, es decir los salarios, los beneficios, los impuestos y los índices de precios de cada rama. La suma de los valores añadidos origina el PIB nominal. Mediante identidades macroeconómicas y ecuaciones de comportamiento, el bloque contable transforma el PIB nominal en renta disponible y otros agregados, para luego distribuir la renta entre familias, empresas y gobierno.

El modelo se cierra especificando las relaciones entre las variables del bloque producción y las del bloque renta-precios. Por ejemplo, el consumo privado depende de los precios y de la renta generados en el bloque renta-precios, los salarios sectoriales de la productividad y el empleo y los beneficios sectoriales dependen de la producción, de la productividad y, en algunos casos, del comercio exterior.

El modelo utiliza un proceso de solución iterativa que se presenta en el cuadro n.º A2. En un año dado el modelo comienza por el bloque producción en la esquina superior derecha del cuadro y procede en sentido

contrario a las agujas del reloj. En una primera iteración el modelo asigna valores a las variables exógenas del bloque producción, tales como precios y rentas (normalmente los valores del último período corregidos por un factor de crecimiento). Estos valores se usan para calcular las primeras estimaciones de las variables endógenas de la demanda final. El modelo continúa con el bucle calculando cada uno de los valores interdependientes de producción, productividad, empleo, valor añadido, precios y renta. Para la siguiente iteración del modelo completo se usan todas las estimaciones calculadas a lo largo de la primera. El modelo continúa con este bucle hasta que se satisface el criterio de convergencia. Este proceso se ejecuta año a año.



Fuente: CEET.

A continuación se describe con detalle cada uno de los bloques que componen el modelo.

a) El bloque producción

En el modelo las demandas sectoriales de bienes y servicios determinan la producción. En la descripción de este bloque consideramos en primer lugar los distintos componentes de la demanda nacional.

(i) Componentes de la demanda nacional

- El consumo público

El bloque de producción comienza especificando el consumo público para tres filas diferentes, que corresponden a la clasificación de la matriz *input-output* (servicios generales de las AAPP, sanidad y educación). Los consumos del sector público (los que figuran en la matriz de demanda final) se distribuyen entre las ramas de actividad utilizando los coeficientes *input-output* de estos sectores.

- El consumo privado

En cuanto al consumo de bienes y servicios que hacen los particulares, un procedimiento en dos fases especifica el consumo privado. Primero se distribuye la renta privada entre consumo y ahorro y después se asigna el consumo entre las 43 categorías de bienes y servicios. En esta fase del modelo además, las importaciones y exportaciones de turismo se computan como paso intermedio. En el primer estadio, una ecuación agregada computa el consumo privado nacional de manera que a diferencia del resto del modelo, este procedimiento constituye una excepción al típico proceso de «abajo arriba». No obstante, partir de que los consumidores primero dividen su renta entre consumo y ahorro y después deciden qué tipo de productos consumir, no está muy alejado de la realidad.

El consumo agregado en el MIDE, como indica la ecuación 1, depende de la renta disponible real de las familias, de la riqueza privada real, de la tasa de desempleo y del tipo de interés nominal. La renta real disponible entra en la ecuación con un retardo distribuido, indicando que los incrementos de renta no se traducen inmediatamente en incrementos de consumo sino que son en parte absorbidos por los ahorros (efecto de la renta permanente).

1. El consumo privado nacional agregado

$$\Delta \ln CPC_t = \alpha \Delta \ln YPC_{t-1} + b \Delta \ln YPC_{t-1} + c \Delta PWPC_t + d \Delta \ln U_t + e \Delta \ln R_{t-1}$$

donde:

- CPC_t = consumo privado nacional real per capita en el año t ,
- YPC_t = renta disponible real per capita de las familias,
- WPC_t = riqueza privada real per cápita,
- U_t = tasa de desempleo, y
- R_t = el tipo de interés nominal

Una vez calculado el consumo nacional agregado, se usan ecuaciones de comportamiento para el consumo interior de no-residentes y el consumo exterior de residentes. La primera se añade y la última se sustrae del consumo nacional para obtener el consumo privado interior total. Obtenido éste, se distribuye entre 43 categorías de bienes mediante un sistema no-lineal de ecuaciones de consumo per cápita según se indica en la ecuación 2. La demanda de cada bien depende de los gastos agregados en consumo interior real per cápita, de una tendencia temporal que refleja modificaciones en los gustos o cambios demográficos, su propio precio y los precios de los demás bienes. Puesto que las mercancías para las que se computan las ecuaciones no se corresponden con las ramas productivas, se utiliza una matriz de reparto o matriz puente que transforma los resultados por mercancías en resultados por rama productiva.

2. El consumo privado interior

$$CPI_{i,t} = \left[a_i + b_i T_i + c_i \left(\frac{I_t}{P_t} \right) + d_t \Delta \left(\frac{I_t}{P_t} \right) \right] \cdot \prod_k P_{k,t}^{e_{i,k}}$$

donde:

- $CPI_{i,t}$ = consumo privado interior real per cápita del i en el año t ,
- T_t = término de tendencia temporal u otras variables relevantes,
- Y_t = total consumo privado interior nominal per cápita,
- $P_{k,t}$ = índice de precios nominales del bien k ,
- $P_t = \prod_k P_{k,t} S_{k,0}$ donde $S_{k,0}$ es igual a las particiones en total de consumo privado interior en el base, donde todos los precios son iguales a y ,
- $e_{i,k}$ = elasticidad del bien i respecto a su propio precio (para i igual a k o respecto del precio del bien k para i distinto de k).

mientras que, las restricciones son impuestas sobre los parámetros:

$$\sum_{k=i}^n e_{i,k} = 0 \quad \text{para lograr homogeneidad de grado cero en precios y total,}$$

$$\sum_{i=1}^n c_i = 1 \quad \text{para garantizar la agregación a precios}$$

- La inversión

La mayor parte de los modelos multisectoriales modernos, tienen ecuaciones de inversión por comprador basadas en funciones de producción neoclásicas, en las que la inversión se deriva a partir de la demanda de capital como un factor de producción. Desgraciadamente, no existen datos suficientes de stock y adquisición de capital por sectores para la economía española. Por ello, el modelo MIDE sigue un esquema que se encuentra con frecuencia en los modelos macroeconómicos: ecuaciones basadas en la teoría del acelerador para estimar la demanda de inversión por productos (maquinaria industrial, maquinaria de oficinas, vehículos, construcción no-residencial, etc.).

El modelo tradicional del acelerador de la inversión distingue entre inversión neta e inversión de reposición. Se define la inversión neta positiva (o negativa) en un período como la parte de la inversión bruta por encima (o por debajo) de la cantidad requerida para reponer el stock de capital que se ha depreciado en ese período. La función del acelerador hace depender a la inversión neta de los cambios retardados en la producción de los compradores de capital, y a la inversión de reposición de la depreciación implícita del stock de capital. Las ecuaciones del modelo MIDE, expresadas en la ecuación 3, contienen como variables explicativas adicionales un índice de precios relativos de los bienes de capital sobre el precio del *output* del comprador y el ratio de M2 sobre el PIB nominal retrasado un período.

La construcción de los índices ponderados de precios de productor y del *output* de los sectores compradores requiere alguna información sobre las compras de cada tipo de equipo. Para esta información, se han utilizado series de las matrices de inversión en capital que cubren desde 1980 hasta 1983. Estas matrices muestran los flujos de las ventas de bienes de inversión, clasificados según los 40 sectores de la tabla *input-output* de 1980 (se excluyen los tres sectores relativos al sector público). Esta información es precisamente la necesaria para construir ecuaciones convencionales, neoclásicas, de demanda de inversión por comprador. Sin embargo, dicho trabajo sólo contiene cuatro observaciones lo que no es suficiente para este propósito, por lo que hay que estimar las ecuaciones por producto según la clasificación de la Contabilidad Nacional.

3. La inversión no residencial

$$I_{i,t} = a_i + \sum_{k=0}^3 b_{i,k} \Delta Q_{i,t-k} + c_i + R_{i,t} + d_i P_{i,t} + e_i \left(\frac{M2_{t-1}}{GDP_{t-1}} \right)$$

donde:

- $I_{i,t}$ = inversión bruta en el bien de capital i en el año t
- $Q_{i,t}$ = variación en el índice promedio ponderado de producción bruta de los sectores adquirentes del bien i entre los períodos $t-k$ y $t-k-1$, $k=0, 1, 2, 3$
- $R_{i,t}$ = depreciación del stock de capital,
- $P_{i,t}$ = índice de precios del bien de capital i sobre el precio promedio ponderado de producción de los sectores adquirentes
- $M2_{t-1}$ = la oferta monetaria, M2, y
- GDP_{t-1} = el PIB nominal

La variable $R_{i,t}$ representa la inversión de reposición. Esta variable y el stock de capital ($K_{i,t}$) para cada bien se han elaborado a partir de las series de inversión ($I_{i,t}$) utilizando las siguientes identidades:

$$R_{i,t} = (d_i \times K_{i,t-1})$$

$$K_{i,t} = (1 - d_i) \times K_{i,t-1} + I_{i,t}$$

donde d_i es la tasa de depreciación para el bien de capital i .

De esta forma, la inversión en capital fijo se estima desagregada en nueve categorías de equipo adquirido y en construcción no-residencial.

La construcción residencial, por su parte, expresada en la ecuación 4, se calcula como función de la renta real disponible retrasada un período, la variación de la renta en períodos anteriores, el stock de viviendas y el ratio de M2 sobre el PIB nominal. Para cambiar la valoración a precios de salida de fábrica (criterio de valoración de la tabla *input-output*) se utiliza una matriz de reparto con el fin de asignar los márgenes de distribución a las ramas de servicios correspondientes (comercio y transporte).

4. La construcción residencial

$$I_t = a + bY_{t-1} + \sum_{k=0}^2 c_k \Delta Y_{t-k} + dK_t + e \sum_{k=0}^2 w_k \left(\frac{M2_{t-k}}{GDP_{t-k}} \right)$$

donde:

- I_t = inversión residencial bruta per capita en el año t ,
- Y_{t-1} = renta disponible real per cápita de las familias,
- Y_{t-k} = variación en la renta disponible real per cápita entre el periodo $t-k$ y $t-(k-1)$, $k=0, 1, 2, \dots$
- K_t = una medida del stock de viviendas per cápita,
- $M2_t$ = oferta monetaria, M2,
- GDP_t = PIB nominal, y
- w_k = 0,3; 0,5; 0,2 para $k=0, 1, 2$, respectivamente

La inversión en existencias es un componente pequeño pero muy volátil de la demanda final. Para algunas industrias como la agricultura y el petróleo puede ser muy importante. Las variaciones en existencias para cada una de las industrias manufactureras se obtienen mediante una ecuación de ajuste parcial al stock deseado. Este stock depende del nivel de *output*.

- Comercio exterior

El comercio exterior en el MIDE permite la ligazón a otros modelos similares, a través del sistema de comercio internacional INFORUM . En este sistema están ligados EE.UU., Japón y las principales economías europeas. Mediante este sistema de interconexión, las exportaciones e importaciones sectoriales españolas reaccionan frente a la demanda sectorial y los precios proyectados por los modelos de sus socios comerciales.

- Las exportaciones

Las exportaciones de las 25 industrias contenidas en el MIDE (el resto de sectores en el modelo se refieren a servicios) se computan mediante funciones no lineales expresadas en la ecuación 5, que relacionan las exportaciones a la demanda foránea y al ratio de precios españoles frente a precios foráneos para cada sector. Algunas de las ecuaciones incorporan adicionalmente la demanda doméstica, y una variable ficticia que refleja la incorporación en la CE.

5. Las exportaciones de mercancías

$$X_{i,t} = \left(a_i = b_i FDM_{i,t} + c_i ADD_i + d_i DUM_{i,t} \right) \left[\sum_{k=0}^2 \left(\frac{PX_{i,t-k}}{FPE_{i,t-k}} \right) \right]^{h_i}$$

donde:

- $X_{i,t}$ = exportaciones del sector i en el año t ,
- $FDM_{i,t}$ = índice de demanda exterior,
- $DD_{i,t}$ = variación en la demanda,
- $DUM_{i,t}$ = variable dummy que refleja la incorporación a la CE,
- PX_i = precio de exportación FOB, y
- FPE_i = índice de precios externos.

El índice de demanda exterior y el de precios foráneos, que se calculan a partir del sistema internacional de modelos INFORUM, se definen

$$FDM_{i,t} = \sum_k \left(w_{i,k,87} \frac{M_{i,k,t}}{M_{i,k,87}} \right)$$

donde:

$w_{i,k,87}$ = participación de las exportaciones españolas del sector i destinadas al país k en 1987

$M_{i,k,t}$ = importaciones del sector i y país k en el año, t y

$$FPE_{i,t} = \sum_1 \left(ww_{i,k,87} \cdot P_{i,k,t} \cdot r_{k,t} \right)$$

donde:

$w_{i,k,87}$ = participación del país k en las exportaciones españolas del bien i en 1987,

$P_{i,k,t}$ = índice de precios de la producción doméstica (1980=1,0) para bien i y el país k en el año t

$r_{k,t}$ = índice del tipo de cambio (1980=1,0) del país k en el año t .

Se utilizan deflatores de la producción doméstica para proyectar los precios de exportación en el período de previsión. Las demandas foráneas así como los precios foráneos de las exportaciones provienen del sistema internacional INFORUM.

Las demandas foráneas se computan ponderando las importaciones sectoriales de cada socio comercial por su proporción en las exportaciones españolas de 1987.

Los precios internacionales son los precios de producción sectorial de los países competidores ponderados por la participación de las exportaciones de cada país en el mercado mundial, ajustados por los tipos de cambio.

Las exportaciones del sector de transporte y del comercio mayorista consisten fundamentalmente en ingresos obtenidos en el envío y la distribución de las exportaciones de mercancías. Por tanto, las exportaciones de estos sectores dependen del nivel de las exportaciones de mercancías. Las exportaciones de comunicaciones, finanzas y otros servicios dependen del nivel general de demanda en otros países europeos. Para completar las exportaciones contables, el consumo interior de los no-residentes se añade a las exportaciones de bienes y servicios.

- Las importaciones

Cada una de las 33 ramas importadoras utiliza una ecuación no-lineal expresada en 6, en donde la demanda interna, la variable ficticia que refleja la incorporación en la CE, y el ratio de precios de importación (incluyendo impuestos) sobre los precios interiores son las variables explicativas. Para el período de predicción, se utilizan los precios de producción sectorial de

los países importadores como precios de importación. Estos precios se ponderan por las participaciones de cada país en la importación española y se ajustan con los tipos de cambio. Los precios de producción de los socios comerciales se obtienen del sistema internacional de modelos interconectados INFORUM. Los precios de adquisición se computan añadiendo los impuestos ligados a la importación a los precios cif. Finalmente, para determinar las importaciones agregadas, el consumo exterior de los residentes se añade a la suma de las proyecciones sectoriales.

6. Las importaciones de mercancías

$$M_{i,t} = \left(a_i + b_i DMU_{i,t} + c_i DEM_{i,t} + d_i (DEM_{i,t} \cdot DUM_{i,t}) \right) \left[\sum_{k=0}^2 \left(\frac{PM_i (1 + TM_{i,t-k})}{PD_{i,t-k}} \right) \right]^{n_i}$$

donde:

- $M_{i,t}$ = importaciones del sector i en el año t ,
- $DUM_{i,t}$ = variable dummy por la integración en la CE,
- $DEM_{i,t}$ = demanda doméstica o total,
- PM_i = precio de las importaciones CIF,
- TM_i = tipo impositivo sobre la importación, y,
- PD_i = precios domésticos.

(ii) El cálculo de la producción

Una vez que se han determinado cada una de las demandas finales, éstas se suman para construir el vector f de demanda final total para cada una de las ramas de actividad. La construcción de f se puede resumir en la siguiente ecuación de notación matricial:

$$f = Cc + Bi + v - m + x + g$$

donde:

- C = La matriz puente de consumo de 43×43 ,
- c = Vector 43×1 de consumo privado interior por productos,
- B = La matriz puente de inversión de 43×11 ,
- i = El vector de 11×1 de inversión bruta,
- v = El vector de 43×1 de variación de existencias,
- m = El vector de 43×1 de importaciones,
- x = El vector de 43×1 de exportaciones, y
- g = El vector de consumo público de 43×1 .

Entonces, la producción por ramas se calcula usando las ecuaciones de Leontief:

$$q = Aq + f$$

donde:

- q = Vector de producción a precios constantes por ramas,
 A = Matriz de coeficientes técnicos, donde cada coeficiente $a_{i,j}$ es el montante a precios constantes del bien i -ésimo necesario para producir una unidad del bien j -ésimo, y
 f = Vector de demandas finales a precios constantes.

Para resolver este sistema de ecuaciones y obtener las producciones, no se usa la inversión de la matriz de coeficientes técnicos sino el método de Seidel, que presenta ciertas ventajas operativas. Como algunos componentes de la demanda (inversión, exportaciones, importaciones, variación de existencias y transferencias) dependen de la producción o de la demanda interna (producción + importación – exportación) se deben calcular simultáneamente con la producción. Por eso, dentro del bloque producción existe un bucle iterativo que garantiza la consistencia de las soluciones.

- Los coeficientes técnicos

La matriz de coeficientes técnicos, aunque exógena al modelo, varía en el tiempo a lo largo de una curva logística estimada con series históricas de producción y demanda final. Igualmente se puede permitir variar en el tiempo las matrices puente (p.e. C y B), pero por el momento permanecen estáticas por falta de datos.

La variación de los coeficientes técnicos a lo largo del tiempo es una característica única de este tipo de modelización. Otros modelos multisectoriales asumen coeficientes fijos en la mayor parte de sectores.

Ahora bien, los cambios en los coeficientes más que ser un lujo son necesarios para asegurar la consistencia contable entre las demandas finales, la demanda intermedia y el *output*.

Para estimar las curvas logísticas, se computan las demandas intermedias históricas $d_{i,t}$ para cada sector, restando las demandas finales corrientes al *output*. Por otro lado se elaboran una serie de demandas intermedias bajo el supuesto de que no ha habido cambios en los coeficientes técnicos. A estas cantidades $cci_{i,t}$ las denominamos indicadores de coeficientes constantes y se definen como:

$$cci_{i,t} = \sum_j a_{i,j,80} \cdot q_{j,t}$$

donde:

- $q_{j,t}$ = *output* de la rama j en el año t , y
 $a_{i,j,80}$ = los coeficientes del año base (1980)

La composición variable de los *inputs* en cada industria se estima comparando la demanda intermedia corriente y la demanda intermedia dada por los indicadores de coeficiente constante mediante el ratio:

$$r_{i,t} = \frac{d_{i,t}}{cci_{i,t}}$$

A partir de aquí, una curva logística, estimada como función del tiempo, proyecta este ratio en el futuro. En el modelo, los coeficientes de cada fila, i , cambian en proporción al ratio anterior.

En ocasiones, las proyecciones de los coeficientes individuales utilizando este método no son satisfactorias en comparación a otra información disponible. En tales casos se utiliza esta información para modificar las proyecciones de los coeficientes a lo largo de la fila. Un ejemplo claro se da en la industria del carbón. Con posterioridad a los impactos de precios del petróleo, la política gubernamental incentivó la sustitución de petróleo por carbón, controlando los precios del carbón y subsidiando la conversión a carbón de grandes consumidores de energía, como los fabricantes de metales y las plantas cementeras. En consecuencia, la demanda intermedia de carbón se expandió rápidamente, lo que se refleja claramente en el ratio computado de demanda intermedia $r_{i,t}$. La proyección de este ratio indicaba una continuación de esta tendencia. Sin embargo desde 1985, la demanda de carbón se ha detenido debido al bajo precio del petróleo, a la sustitución de carbón por electricidad en las industrias del metal y a consideraciones ecológicas. Además, el coste del carbón doméstico es alto debido a su baja calidad, a las difíciles condiciones geológicas, a la pequeña escala de la producción y a las demandas de los trabajadores. Por tanto, la industria continuará en declive en los próximos años. En línea con estas expectativas, el ratio se modifica de manera que muestre un declive moderado en el período de las predicciones.

(iii) La productividad y el empleo

Una vez determinados los niveles de producción de cada rama se proyectan las productividades y se calcula el empleo, también por ramas. Las variables de productividad sectorial se definen como producción por hora de trabajo y se estiman usando ecuaciones de regresión, identificadas en la ecuación 7, que incluyen como variables independientes cambios exponenciales en el tiempo y fluctuaciones cíclicas de la producción. Posteriormente, se calcula el empleo sectorial en horas totales a partir de la producción y de la productividad del trabajo de cada sector.

7. La productividad laboral

$$\ln\left(\frac{Q_{i,t}}{H_{i,t}}\right) = a_i + b_i T1_t + c_i T2_t + d_i QDN_{i,t} + e_i QUP_{i,t}$$

donde:

- $Q_{i,t}$ = producción del sector i en el año t ,
- $H_{i,t}$ = horas trabajadas totales,
- $T1_t$ = tendencia temporal para todo el período de estimación
- $T2_t$ = tendencia temporal que comienza en 1986
- $QDN_{i,t}$ = $\ln Q_{i,t} - \ln QPK_{i,t-1}$ cuando $QPK_{i,t-1} > Q_{i,t}$
 = 0 cuando $QPK_{i,t-1} < Q_{i,t}$
- $QUP_{i,t}$ = $\ln Q_{i,t} - \ln QPK_{i,t-1}$ cuando $QPK_{i,t-1} < Q_{i,t}$
 = 0 cuando $QPK_{i,t-1} > Q_{i,t}$, y
- $QPK_{i,t}$ = $Q_{i,t}$ cuando $Q_{i,t} > QPK_{i,t-1} \cdot (1-s_i)$
 = $QPK_{i,t-1} \cdot (1-s_i)$ cuando $Q_{i,t} < QPK_{i,t-1} \cdot (1-s_i)$

En la ecuación 7 hay que puntualizar que $QPK_{i,t1} = Q_{i,t1}$, esto es, el valor de máxima producción QPK (*output peak*) en el primer período es el valor de Q , y si es la tasa de declive. Es decir, QPK sigue la forma de una función @peak de PDG.

Una segunda ecuación, la número 8, estima el año de trabajo, en horas totales por empleado, en función del tiempo y de los cambios en la producción. Esta cantidad se divide por las horas de trabajo para determinar el empleo de cada sector en número de trabajadores. En los tres sectores públicos no se calcula la productividad, y el empleo es exógeno. El modelo calcula el desempleo total como diferencia entre la oferta de trabajo exógena y el empleo agregado.

8. Las horas trabajadas por empleado

$$\ln HYR_{i,t} = a_i + b_i TREND_{i,t} + c_i DOUT_{i,t}$$

donde:

- $HYR_{i,t}$ = promedio de horas anuales por trabajador en el sector i en el año t
- $TREND_{i,t} = \frac{1 - \exp^{\text{año} \cdot \ln(1-s_i)}}{s_i}$
- $DOUT_{i,t}$ = primeras diferencias del logaritmo de la producción

La productividad del trabajo y el empleo juegan papeles claves en la determinación de las estructuras productivas subyacentes y en el crecimiento potencial de la economía en su conjunto. Son importantes para el cálculo de la inflación

agregada porque, como se describe después, son variables influyentes en la determinación de los salarios y de los precios sectoriales. Si la productividad del trabajo en un sector crece a una tasa suficientemente alta como para que los costes laborales unitarios en el sector disminuyan, el precio relativo de su producción disminuirá y la demanda de ese producto crecerá. Más aún, el empleo total (a través de la tasa de desempleo) se incluye en la ecuación agregada de salarios. En esta ecuación, el crecimiento de la productividad reduce las presiones salariales porque reduce los requisitos de trabajo. La reducción de presiones inflacionistas incrementa la renta real y la demanda agregada, impulsando un crecimiento más rápido de la economía en su conjunto.

En el modelo, como en la economía real, la productividad y su efecto sobre el empleo juegan un papel clave en la determinación del crecimiento económico.

b) El bloque renta-precios

(i) Los componentes del valor añadido: salarios, beneficios e impuestos

Como su propio nombre indica, en esta parte del modelo se determinan los índices de precios sectoriales y el valor añadido o las rentas generadas en la producción. Hay cuatro categorías principales de componentes de valor añadido por sectores que se calculan en este bloque: remuneración total de asalariados (incluyendo las contribuciones a la Seguridad Social pagadas por las empresas), excedente bruto de explotación, impuestos netos ligados a la producción (impuestos indirectos menos subvenciones) e impuestos ligados a la importación. De forma análoga a las demandas finales en el bloque producción, estos componentes se determinan en una primera etapa en esta parte del modelo y después se utilizan para el cálculo de los precios.

- Los salarios

Como los salarios tienden a moverse uniformemente en toda la economía, se estima una ecuación agregada de la remuneración de asalariados.

En esta ecuación de comportamiento, expresada en la ecuación 9, el cambio porcentual en la remuneración de asalariados total se determina mediante una media móvil del deflactor del consumo privado, y la diferencia entre la tasa de desempleo contemporánea y una medida de la tasa de desempleo natural (NAIRU, tasa a la que la inflación salarial ni se acelera ni se desacelera).

9. Los salarios agregados

$$W_t = a + b \frac{(PC_t + PC_{t-1})}{2} + c(U_t - U_t^*)$$

donde:

$$\begin{aligned}
 W_t &= \text{cambio porcentual en la renta salarial total (incluyendo las cotizaciones sociales) sobre el total de empleo en el año } t \\
 PC_t &= \text{cambio porcentual en el deflactor del consumo privado,} \\
 U_t &= \text{tasa de desempleo en porcentaje, y} \\
 U_t^* &= \frac{1}{4} \sum_{k=1}^4 U_{t-k} \quad , \text{ la tasa natural de desempleo}
 \end{aligned}$$

Consistente con la hipótesis de la histéresis, la tasa natural de desempleo se define como una media móvil de cuatro términos de la tasa de desempleo. Existe evidencia empírica en la economía española reciente que apoya la hipótesis de que la tasa de desempleo no-aceleradora de la inflación se ajusta estrechamente a la tasa de desempleo corriente. La implicación de esta «histéresis» es que a medida que la tasa natural se aproxima a la tasa corriente de desempleo, el impacto deflacionista (inflacionista) de una brecha dada entre las dos tasas desaparecerá.

La ecuación agregada de salarios del MIDE no determina directamente el crecimiento salarial o la renta de pleno empleo. Se utiliza como variable explicativa primordial en cada una de las ecuaciones de salarios sectoriales indicadas en 10. Estas últimas utilizan adicionalmente la productividad como variable explicativa.

10. Los salarios sectoriales

$$\ln \left(\frac{W_{i,t}}{L_{i,t}} \right) = a + b \ln \left(\frac{W_t / L_t}{W_{80} / L_{80}} \right) + c \ln \left(\frac{Q_{i,t}}{L_{i,t}} \right)$$

donde:

$$\begin{aligned}
 W_{i,t} &= \text{rentas salariales totales del sector } i \text{ en el año } t, \\
 L_{i,t} &= \text{empleo sectorial en número de personas,} \\
 W_t &= \text{renta agregada de los trabajadores,} \\
 L_t &= \text{empleo agregado en número de personas,} \\
 Q_{i,t} &= \text{producción del sector } i \text{ en el año } t.
 \end{aligned}$$

- Los beneficios

El segundo componente del valor añadido en el MIDE es el beneficio bruto o las rentas brutas del capital. De éstas una gran parte corresponde a los beneficios netos que tienden a ser volátiles cíclicamente. También incluye elementos más estables como el consumo del capital, los pagos netos de intereses, las transferencias de las empresas y otras rentas (incluyendo las rentas

imputadas de alquileres). La variable dependiente en las ecuaciones de los beneficios sectoriales es el ratio de las rentas brutas del capital a la suma de éstas y las rentas salariales, como se expresa en 11.

11. Los beneficios sectoriales

$$PSHVA_{i,t} = a_i + b_i PCQ_{i,t} + c_i \left\{ \begin{array}{c} RLC_{i,t} \\ o \\ RER_{i,t} \end{array} \right\} + d_i OTH_{i,t}$$

donde:

$$PSHVA_{i,t} = \frac{PROF_{i,t}}{PRPF_{i,t} + WAG_{i,t}} \cdot 100$$

$PSHVA_{i,t}$ = participación de los beneficios en el valor añadido a coste de los factores del sector i en el año t ,

$PROF_{i,t}$ = beneficios nominales brutos,

$WAG_{i,t}$ = salarios nominales brutos,

$$PCQ_{i,t} = \left(S_i \left(\frac{Q_{i,t} - Q_{i,t-1}}{Q_{i,t-1}} \right) + (1 - S_i) \left(\frac{Q_{i,t-1} - Q_{i,t-2}}{Q_{i,t-2}} \right) \right) \cdot 100$$

$PCQ_{i,t}$ = media móvil del porcentaje de cambio en la producción,

$Q_{i,t}$ = producción real del sector i en el año t , y

S_i = 0,5 o 1,0 según el sector

$RLC_{i,t}$ = coste laboral unitario real del sector i en el año t ,

$WAG_{i,t}$ = salarios nominales brutos,

$Q_{i,t}$ = producción real,

$PGDP_t$ = deflactor del PIB,

$$RLC_{i,t} = \frac{WAG_{i,t} / Q_{i,t}}{PGDP_t}$$

$RER_{i,t}$ = tipo de cambio real del sector i en el año t ,

$PM_{i,t}$ = precio de importación en aduana,

$TM_{i,t}$ = tipo impositivo sobre la importación,

$WAG_{i,t}$ = salarios nominales brutos,

$Q_{i,t}$ = producción real.

$OTH_{i,t}$ = otras variables independientes incluidas en la especificación,

Al contrario de lo que ocurre con la remuneración de asalariados, los movimientos de los beneficios no tienden a ser uniformes entre las distintas ramas de actividad y los factores explicativos son distintos para cada sector.

Sin embargo, hay factores que deben ser importantes en todos los sectores. Los beneficios suelen ser sensibles a los cambios en la demanda y exhiben una conducta fuertemente procíclica. Por tanto, se incluye en cada ecuación de beneficios, el cambio porcentual en el *output*. Otro factor explicativo adicional también presente en todos los sectores es el coste laboral unitario real. Cuando el salario por unidad de producto aumenta, la empresa suele ser reacia a trasladar todo el aumento al precio unitario. En vez de eso, durante algún tiempo, absorbe parte del incremento obteniendo menores márgenes de beneficio. Por lo tanto, costes salariales unitarios mayores suponen disminución de beneficios en el corto plazo. Para las industrias expuestas a la competencia internacional, el precio de las importaciones competitivas es un determinante importante de los beneficios de las industrias domésticas. En tales sectores, las ecuaciones incluyen el ratio de los precios de la importación a los costes laborales unitarios reales (en estas ecuaciones, el coste laboral unitario no vuelve a entrar como una variable separada).

- Los impuestos

Los impuestos netos ligados a la producción se calculan usando una tasa exógena que se aplica al *output* sectorial corriente. El modelo calcula los impuestos ligados a la importación utilizando los aranceles *ad-valorem* exógenos multiplicados por los impuestos nominales. Estos tipos se proyectan mediante tendencias históricas e información adicional. La estimación de los impuestos del valor añadido requiere un tratamiento especial.

—El tratamiento del IVA

Un modelo macroeconómico multisectorial es un instrumento ideal para analizar los impactos de los cambios en el IVA en los ingresos públicos y en los precios. Estos modelos no sólo computan los impactos directos generales en los precios relativos, debido a los cambios del IVA, sino que también simulan los efectos indirectos en la demanda causados por los impactos en los precios.

El IVA, como es sabido, varía según los distintos sectores productivos, por regla general, los bienes necesarios se gravan con tipos reducidos, mientras que los bienes de lujo llevan tipos más elevados. Pero además la incidencia del impuesto varía con el tipo de transacción.

Para comprender las consecuencias que esto tiene en la modelización, se necesita explicar con más detalle los mecanismos bajo los que actúa el IVA.

Todas las empresas cargan el IVA a los compradores de sus bienes o servicios aplicando el tipo apropiado sobre el valor de sus ventas. Las empresas son responsables de la diferencia entre el IVA percibido por sus ventas finales y el IVA pagado por la compra de los bienes intermedios, los servicios usados en la producción y los bienes de inversión. De esta manera, el IVA pagado en cada estadio de la producción recae sobre el valor añadido en esa etapa.

Por otra parte, las exportaciones no soportan IVA, aunque los exportadores no cargan el IVA tienen derecho a una devolución del IVA pagado en los bienes intermedios incorporados en las exportaciones.

La incidencia del IVA finaliza en el consumo final de los productos. Puesto que el consumidor no puede deducir el IVA en sus compras, sobre él recae todo el peso del impuesto. Esta versión es coherente con la visión típica de manual de Hacienda en que se explica el IVA como un impuesto sobre el consumo final. Sin embargo, la reglamentación del impuesto impide a algunas empresas deducir la cantidad total de IVA pagado en sus *inputs*. En tales casos, el impuesto también recae sobre el consumo intermedio.

Las empresas o agencias gubernamentales que proveen bienes o servicios exentos de IVA constituyen un ejemplo importante de incidencia de IVA no-deducible. Al igual que los consumidores finales, estas empresas no tienen posibilidad de recuperar el IVA pagado por sus compras intermedias, por lo que sus *inputs* soportan el impuesto. Las exenciones más importantes en los países europeos conciernen a los seguros, a los servicios financieros, sanitarios, educativos y otros del sector público. El IVA también recae en aquellas compras intermedias cuya deducción de IVA está limitada por la reglamentación. Este es el caso de los vehículos de pasajeros, restaurantes, servicios de transporte y derivados del petróleo. La deducción en las compras de estos bienes está limitada para prevenir que aparezcan compras de bienes finales como si de bienes intermedios se tratara y también al objeto de aumentar los ingresos públicos.

Las impurezas en el sistema del IVA introducidas por exenciones y reglas son bastante importantes y, como veremos, tienen un impacto no trivial en la formación de los precios sectoriales. De momento, señalamos que el MIDE determina el monto de IVA sectorial multiplicando los tipos exógenos de IVA por el valor de cada transacción de la tabla *input-output*:

$$VAT_i = \sum_j t_{i,j} P_i a_{i,j} Q_j + t_{i,c} P_i C_i + t_{i,v} P_i V_i$$

donde:

VAT_i	=	IVA total de los productores de i ,
$a_{i,j}$	=	el coeficiente input-output o el valor de productos i requerido para producir una unidad de j ,
t_{ij}	=	el tipo efectivo en las ventas del producto i al sector j ,
P_i	=	el índice de precios del sector i ,
Q_j	=	output del sector j
$t_{i,c}$	=	el tipo inpositivo sobre el consumo de i
C_i	=	consumo privado real del producto i ,
$t_{i,v}$	=	tipo impositivo sobre las compras de inversión del producto i , y
V_i	=	compras de inversión reales del producto i .

Los tipos impositivos $t_{i,j}$ y $t_{i,v}$ son positivos para transacciones en las que hay IVA no-deducible. Los tipos efectivos del modelo se determinaron reconciliando los tipos y las ubicaciones del IVA según el reglamento con las recaudaciones a precios corrientes obtenidas de las cuentas nacionales en 1986 y 1987. Estos tipos efectivos pueden ser fácilmente modificados para analizar el impacto de los cambios en los tipos o la incidencia del IVA.

(ii) El cálculo de los precios

Los salarios, los beneficios brutos y netos, los impuestos indirectos ligados a la producción y los impuestos ligados a la importación se suman para obtener el valor añadido total por sector. Esta cantidad se transforma en el valor añadido por unidad de *output* dividiéndola por el *output* a precios constantes obtenido en el bloque de producción. De esta forma, los precios de productor sectoriales se calculan mediante la siguiente identidad:

$$P_j = \sum_i d_{i,j} P_i (1+t_{i,j}) + \sum_i m_{i,j} PM_i (1+t_{i,j}) + v_j$$

donde:

P_j	=	son los precios de la producción doméstica del producto j
$d_{i,j}$	=	el coeficiente de la tabla <i>input-output</i> de la fila i y la columna j para los insumos producidos domésticamente,
$t_{i,j}$	=	la tasa efectiva del IVA sobre las ventas del producto i al sector j ,
$m_{i,j}$	=	el coeficiente de la tabla <i>input-output</i> de la fila i y la columna j para los <i>inputs</i> importados,
PM_i	=	el precio de importación para el producto i , incluido impuestos, y
v_j	=	el valor añadido por unidad de producto en el sector j .

Nótese que $d_{i,j} + m_{i,j} = a_{i,j}$, donde $a_{i,j}$ es el coeficiente *input-output* total. La división del coeficiente total entre sus componentes doméstico e importado depende del ratio de las importaciones del sector vendedor a su *output* más

las importaciones. Esta proporción variará en el tiempo. Si las importaciones crecen más rápidamente que el *output*, la proporción de los $m_{i,j}$ se incrementará. Esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$m_{i,t} = \frac{M_{i,t}}{(Q_{i,t} + M_{i,t})} \cdot a_{i,j,t}$$

donde:

- $M_{i,t}$ = son las importaciones del sector i en el año t , y
 $Q_{i,t}$ = la producción del sector i en el año t , teniendo en cuenta que no incluye importaciones, ya que éstas se han puesto en forma de columna y restando, para hallar la demanda final; esta no es la forma en la que presenta la tabla *input-output* el INE.

La identidad de los precios señala que el precio de productor es una media ponderada de todos los precios de los *inputs* intermedios, cada uno de los cuales es una media ponderada, a su vez, de los precios domésticos y los precios de importación, más un componente de la compensación a los *inputs* primarios por unidad de *output*. Esta forma de modelizar los precios no está basada en una función objetivo de los productores. Desde un punto de vista económico hay que interpretarla suponiendo que el productor elige un margen de beneficio sobre los costes unitarios. Los cambios en este margen de beneficios (*mark up*) vienen dados en la modelización de las ecuaciones de beneficios.

La ecuación de los precios también está determinada mediante el algoritmo de Seidel. Puesto que los beneficios y los impuestos dependen de los precios resultado de la ecuación expuesta arriba, se requiere otro bucle iterativo en el bloque renta-precios. Una vez que el sistema converge y se genera el vector de precios, el MIDE determina un precio de productor para cada sector como una mezcla de los precios domésticos y foráneos en la que las proporciones están determinadas por las participaciones de los bienes domésticos e importados en el consumo interior. Este vector de precios mezcla, PMX, se utiliza para calcular los precios del consumo privado y la inversión. Por ejemplo, el vector de precios PC, para las 43 mercancías del consumo privado, se calcula mediante la matriz puente del consumo, de la siguiente manera:

$$PC_j = \sum_i c_{i,j} PMX_i (1 + t_{i,j})$$

donde:

- PC_j = precio de compra del bien de consumo j ,
 $c_{i,j}$ = coeficiente de la matriz puente para la producción del sector i y el bien de consumo j ,

- PMX_i = precio que combina precios domésticos y externos para la producción del sector i , y
 t_i = tipo efectivo del IVA sobre las ventas del producto i destinado al consumo privado.

Como preludeo a la explicación del bloque contable, el cuadro n.º A4 muestra las identidades macroeconómicas de los bloques de producción y rentas-precios. Estas identidades constituyen la conexión entre las variables sectoriales de las cuentas *input-output* y la construcción del PIB a partir de las cuentas nacionales. Hay que hacer notar que para computar el PIB nominal en el bloque renta-precios, a la suma de los valores añadidos sectoriales se le añade la producción imputada de servicios bancarios. En el Sistema Europeo de Cuentas Integradas, la diferencia entre los intereses pagados y percibidos por el sector bancario se considera una compra intermedia al sector bancario y no parte del valor añadido o PIB. Sin embargo, en la tabla *input-output*, las industrias compradoras no están identificadas en la fila del sector bancario y la cantidad acaba siendo distribuida en los beneficios brutos de cada sector. Para que los valores añadidos sectoriales totalicen el PIB, el total de esa cantidad denominado «producción imputada de servicios bancarios» hay que deducirlo de los beneficios del sector bancario. El MIDE, más que intentar modelizar los beneficios del sector bancario netos de esta deducción, los computa separadamente. Una ecuación que utiliza los retardos en los tipos de interés nominal y el PIB real como variables explicativas calcula esa cantidad. El PIB representa el volumen de créditos y los tipos de interés nominales reflejan la rentabilidad de los mismos.

c) *El bloque contable*

El papel del bloque contable es obtener la renta disponible de la nación a partir del PIB nominal, y distribuir esta renta entre familias, empresas y gobierno. Las cuatro identidades más importantes se muestran en el cuadro n.º A5.

La primera identidad determina la renta neta disponible a partir del producto nacional bruto. Para hacerlo hay que modelizar el consumo de capital y restarlo al PIB, y añadir varios flujos de renta internacionales exógenos. La segunda identidad calcula la renta neta disponible de las familias. Ello requiere la modelización de las rentas de intereses y dividendos netos, el cálculo de varios impuestos sobre la renta bruta a partir de tipos impositivos especificados exógenamente y varios pagos por transferencias exógenos. La renta disponible de las familias realimenta el bloque de producción como un *input* en la determinación del consumo agregado. Luego se calcula el ahorro familiar como la diferencia entre la renta y el consumo. Las dos últimas identidades

Cuadro n.º A3 Componentes y determinantes del bloque renta-precios		
Variable	N.º de ecuación	Determinantes
Índice de salarios por trabajador (agregada)	1	<ul style="list-style-type: none"> • Deflactor del consumo privado • Tasa de desempleo • Tasa natural de desempleo
Índice de salarios por trabajador (sectorial)	43	<ul style="list-style-type: none"> • Índice de salarios agregados • Productividad sectorial
Beneficios sector privado (márgenes de beneficio sobre coste laboral)	40	<ul style="list-style-type: none"> • Variación en la producción • Coste laboral unitario real • Tipo de cambio real (precios importación/coste laboral unitario real)
Beneficios sector público	3	<ul style="list-style-type: none"> • Producción sectorial a precios corrientes
Impuestos ligados a la producción netos de subvenciones	40	<ul style="list-style-type: none"> • Producción sectorial a precios corrientes • Tipos impositivos exógenos
Impuestos sobre las importaciones	33	<ul style="list-style-type: none"> • Importaciones nominales • Tipos impositivos exógenos
IVA	40	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo intermedio • Consumo privado interior • Tipos impositivos exógenos
Producción imputada de servicios bancarios	1	<ul style="list-style-type: none"> • PIB real • Tipo de interés nominal

Fuente: CEET.

del cuadro n.º A5 calculan el déficit (o superávit) público y el déficit (o superávit) de la cuenta corriente de la balanza de pagos. La cuenta corriente de la balanza de pagos constituye una variable muy importante debido al papel que desempeña en el funcionamiento global del modelo.

Debido a la ausencia de series de tipos de interés homogéneas, actualmente el MIDE sólo tiene una variable de tipo de interés. Esta variable es el tipo de interés a largo plazo de la deuda pública, extendida hasta 1978 con la información proporcionada por Baiges, et. al. (1987). Esta variable es muy importante en las ecuaciones de consumo y flujos de renta. La variable más importante es el nivel de oferta monetaria relativo al PIB nominal. También tiene efectos importantes el nivel del déficit por cuenta corriente en relación al PIB.

Cuadro n.º A4
Contabilización del PIB en el modelo MIDE

BLOQUE PRODUCCIÓN (Precios constantes)	
+ kcpn	Consumo privado nacional
kcpí	Consumo privado interior (43)
(kcftnr)	Consumo final en el territorio por no residentes (1)
kcfér	Consumo final en el r.m. de hogares residentes (1)
+ kcp*	Consumo público (3)
+ kfbcf	Formación bruta de capital fijo
kimo	Inversión en maquinaria y otras inversiones (7)
kimt	Inversión en material de transporte (2)
kiir	Inversión en inmuebles residenciales (1)
kioc	Inversión en otras construcciones (1)
+ kve	Variación de existencias (25)
+ kx	Exportación de bienes, servicios y consumo no resid.
kxb	Exportación de bienes FOB (25)
kxs	Exportación de servicios (8)
kcftnr	Consumo final en el territorio por no residentes
- km	Importación de bienes, servicios y consumo residentes en r.m.
kmb	Importación de bienes CIF (25)
kms	Importación de servicios (8)
kcfér	Consumo final en el r.m. de hogares residentes
= kpiB	Producto interior bruto a precios de mercado
BLOQUE PRECIOS-RENTA (Precios corrientes)	
+ ra	Remuneración de los asalariados interior (43)
+ ebe	Excedente bruto de explotación (43)
+ tp_sub	Impuestos ligados a la producción neto de subsidios (40)
+ tm	Impuestos ligados a la importación (33)
+ iva	Impuesto al valor añadido (40)
- pisb	Producción imputada de servicios bancarios (1)
= pib	Producto interior bruto a precios de mercado
dpib = pib / kpiB	Deflactor del PIB

Fuente: CEET.

Nota: La «k» delante del nombre de una variable indica que está en precios constantes, el número entre paréntesis indica la desagregación de esa variable y un «*» que esa variable es exógena.

Cuadro n.º A5
Identidades macroeconómicas del bloque contable

1) Renta nacional neta disponible	
+pibz	Producto interior bruto a precios de mercado
+ subntrm(a)	Subvenciones netas de impuestos recibidas del r.m.
+ ranrm	Remuneración neta de los asalariados por el r.m.
+ rpnrm(b)	Rentas netas de la prop. y de la empresa proced. del r.m.
- ccf	Consumo de capital fijo
ccfe	Consumo de capital fijo de las empresas
ccff	Consumo de capital fijo de las familias
ccfap	Consumo de capital fijo de las AAPP
+ trnrm(c)	Otras transferencias corrientes diversas netas del r.m.
= rndd	Renta nacional neta disponible a precios de mercado
2) Renta neta disponible y ahorro neto de las familias	
+ ebef	Excedente bruto de explotación de familias
- ccff	Consumo capital fijo de familias
+ ras	Remuneración de los asalariados
+ ranrm	Remuneración neta de los asalariados por el r.m.
- csf	Cotizaciones sociales pagadas por las familias
+ rpnf	Rentas netas de la propiedad de las familias
+ trnf(c)	Otras transferencias corrientes netas de las familias
- tdf	Impuestos directos pagados por familias
+ ps(c)	Prestaciones sociales recibidas de las AAPP.
+ ops(c)	Otras prestaciones sociales percibidas por las familias
= rndf	Renta nacional neta disponible de las familias
/pcpn	Deflactor del consumo privado
= krndf	Renta nacional neta real disponible de las familias
- kcpn	Consumo privado nacional a precios constantes
= ksnf	Ahorro neto real de las familias

Cuadro n.º A5
Identidades macroeconómicas del bloque contable

3) Capacidad o necesidad de financiación de las Administraciones Públicas	
+ tp _{sub}	Impuestos ligados a la producción netos de subsidios
+ tm	Impuestos netos ligados a la importación
+ iva	Impuesto al valor añadido
+ csap	Cotizaciones sociales percibidas por las AAPP
+ td	Impuestos directos percibidos por las AAPP
tdf	Impuestos directos pagados por familias
tde	Impuestos directos pagados por empresas
+ intap	Intereses efectivos netos percibidos por las AAPP
+ tynap(c)	Otras transferencias netas y rentas recibidas por las AAPP
- ps(c)	Prestaciones sociales pagadas por las AAPP
+ cin(c)	Cooperación internacional corriente
+ subntrm(a)	Subvenciones netas de impuestos recibidas del r.m.
= rndap	Renta nacional neta disponible de las AAPP
- cp(c)	Consumo público
- iap(c)	Formación bruta de capital fijo de las AAPP
+ ccfap	Consumo capital fijo de las AAPP
- ant(a)	Adquisiciones netas de terrenos
+ trkap(c)	Transferencias netas de capital recibidas por las AAPP
+ tk	Impuestos sobre el capital
= confap	Capacidad o necesidad de financiación de las AAPP
4) Balanza de pagos	
+ x	Exportación de bienes, servicios y consumo de no residentes
- m	Importación de bienes, servicios y consumo de residentes r.m.
+ ranrm	Remuneración neta de los asalariados por el r.m.
+ rpnrm(b)	Rentas netas de la propiedad y de la empresa del r.m.
+ trnrm(c)	Transferencias corrientes diversas netas del r.m.
+ subntrm(a)	Subvenciones netas de impuestos recibidas del r.m.
= socrm	Saldo de las operaciones corrientes con el resto del mundo
+ trkrm(c)	Transferencias de capital netas del resto del mundo
= confn	Capacidad (+) o necesidad (-) de financiación de la nación

Fuente: CEET.

(a) Variable completamente exógena al modelo.

(b) Variable exógena al modelo, pero dependiente del tipo de cambio, que también es exógeno.

(c) Variable exógena en términos reales pero a precios corrientes, es función del deflactor endógeno correspondiente.

Podemos acabar esta descripción del modelo MIDE con la exposición de los mecanismos de cierre que proporcionan al modelo sus propiedades estabilizadoras. El MIDE se ha creado en base a la estructura económica de España,

que es una economía abierta con una importante dependencia del comercio exterior, por lo que las ecuaciones de importaciones y exportaciones juegan un papel clave en el cierre del modelo.

En primer lugar, incrementos en la demanda interna provocan precios mayores al incrementarse los márgenes de beneficios y salarios. También provocan incrementos en las importaciones por una doble vía: la relativamente alta elasticidad renta de la demanda y los menores precios relativos de las importaciones. Esto tiende a moderar la presión sobre los productos internos. La inflación interna también provoca una disminución de las exportaciones que tiende a estabilizar la demanda y los incrementos de precios. Una disminución de la demanda interna tendrá los efectos contrarios, disminuyendo las importaciones y aumentando las exportaciones, con el consiguiente efecto estabilizador sobre la economía. Por ello, los efectos sobre la economía de políticas fiscales o monetarias expansivas tendrán efectos limitados. La importancia de estos fenómenos en el funcionamiento del modelo ha hecho que no hayamos establecido ninguna restricción de balanza de pagos.

Por otra parte, el saldo de la cuenta corriente de la balanza de pagos como porcentaje de PIB es, generalmente, la primera magnitud que se examina en cualquier simulación del modelo. Si en una predicción a diez años, el modelo proyecta lo que parece ser una situación de cuenta corriente insostenible, esto se toma como señal de que las variables exógenas, tales como tipos de cambio, oferta monetaria, consumo público, o los parámetros de ecuaciones, necesitan ser revisados.

Finalmente, habrá que resaltar que en un sistema económico, el crecimiento y los cambios que se producen son diferentes en los sectores productivos. Para captar las características sectoriales específicas, un modelo macroeconómico intersectorial es un instrumento especialmente adecuado. El modelo MIDE proporciona predicciones detalladas en un horizonte amplio dentro de un marco integrado y comprensivo, pudiendo constituir una ayuda efectiva para el análisis económico que necesitan tanto los organismos públicos como las empresas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ESENCIALES

- AIE (Agencia Internacional de la Energía) www.iea.org
- ASPO (The Association for the Study of Peak Oil and gas) www.peakoil.net
- BGR (Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania) www.bgr.bund.de
- BP (British Petroleum) www.bp.com
- CEET (Centro de Estudios Económicos Tomillo) www.ceet.com.es
- CERA (Cambridge Energy Research Associates) www.cera.com
- CIBC (Canadian Imperial Bank of Commerce) www.cibc.com
- CLH (Compañía Logística de Hidrocarburos) www.clh.es
- CNE (Comisión nacional de la Energía) www.cne.es
- CONSEJO MUNDIAL DE LA ENERGÍA www.worldenergy.org
- EUROSTAT (Statistical Office of the European Communities, oficina europea de estadística) epp.eurostat.ec.europa.eu
- EUSTAT (Instituto Vasco de Estadística) www.eustat.es
- EVE (Ente Vasco de la Energía) www.eve.es
- EWG (Energy Watch Group) www.ewg.org
- G8 Summit: Global Energy Security
- EIA (Energy Information Administration) www.eia.doe.gov
- IKEI (Ikei Research & Consultancy) www.ikei.es
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio www.mityc.es
- ODAC (Oil Depletion Analysis Center, Londres) www.odac-info.org
- OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) www.opec.org
- Real Instituto Elcano www.realinstitutoelcano.org
- WEO (World Energy Outlook) www.worldenergyoutlook.org

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABADIE, L.M. y CHAMORRO, J.M (2007): «Un análisis cuantitativo de la convergencia entre el gas y la electricidad.» *Revista Economía Industrial*, 365: 35-48.
- ADELMAN, M. (2002): «World Oil Production and Prices», *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42: 169-191.
- ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE LA ENERGÍA (EIA), (2006): *Internacional Energy Outlook*.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2003): *Energy to 2050-Scenarios for a sustainable future*, OCDE. Paris.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2004): *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy*. OECD. Paris.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2006): *World Energy Outlook 2006*. OECD. Paris.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2007): *Key World Energy Statistics*.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2007): *World Energy Outlook*.
- AGROTÉCNICA (2006): «Escalada en el precio del petróleo». *Agrotécnica*, 4, 19.
- ALEKLETT, K. (2004): «El Código de Uppsala». <http://www.peakoil.net/uhdsg/weo2004/TheUppsalaCode.html>
- ALEKLETT, K. y CAMPBELL, C. (2003): *The peak and decline of World Oil and Gas Production*. Mineral Energy, 20.
- ALMON, C. (1991): «The INFORUM Approach to Interindustry Modeling», *Economic Systems Research*, 1991, vol. 3, issue 1.
- ALONSO GISPERT, T. (2008): «Reservas de petróleo y potencial de producción futura». Servicio de estudios del BBVA.
- ÁLVAREZ GONZÁLEZ, L.J. y SÁNCHEZ GARCÍA, I. (2007): «El efecto de las variaciones del precio del petróleo sobre la inflación española.» *Boletín económico del Banco de España*, diciembre.
- ARAMCO (2006): *Annual Review*.
- ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE OPERADORES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, AOP (2005): *Informes del sector*.
- ASPO (2005): *Newsletter*.
- ASPO (2006): *Newsletter*.
- ASPO (2007): *Newsletter*.
- ASPO (2008): *Newsletter*.
- BANKS FERDINAND, E. (2004): «Beautiful and no so beautiful minds: an introductory essay on economic theory and the supply oil» *OPEC Review*, vol.28, 1: 27-62.
- BANKS FERDINAND, E. (2007): «Una actualización sobre el mercado mundial de petróleo» *Revista Economía Industrial*, 365: 79-86.
- BANKS FERDINAND, E. (2007): *The Political Economy of World Energy: An Introductory textbook*. London, New York y Singapur. World Scientific Publishing.

- BARQUÍN GIL, J. (2007): «Convergencia gas-electricidad y cierre de mercado.» *Revista Economía Industrial* 365: 49-54.
- BERMEJO GÓMEZ DE SEGURA, R. (2005): «Hacia un mundo sin petróleo.» *Diario El Correo* 15 de marzo de 2.005.
- BERMEJO GÓMEZ DE SEGURA, R. (2005): «El fin de la era de los combustibles fósiles. Sus consecuencias» en *Sociedad y medio ambiente: Ponencias presentadas en las segundas jornadas «Sociedad y medio ambiente»*. Universidad de Salamanca.
- BERMEJO GÓMEZ DE SEGURA, R. (2005): *La gran transición hacia la sostenibilidad*. Editorial Catarata.
- BERMEJO GÓMEZ DE SEGURA, R. (2006): «La revolución de las energías renovables». *Diario El Correo*, 16 de octubre de 2006.
- BERMEJO GÓMEZ DE SEGURA, R. (2008): *Un futuro sin petróleo. Colapsos y transformaciones socioeconómicas*. Editorial Catarata.
- BLAS, J. (2006): «El petróleo del Mar del Norte se agota», *Expansión*, 4 de diciembre de 2006.
- BRITISH PETROLEUM (2006): *Statistical Review of World Energy 2006*.
- BRITISH PETROLEUM (2007): *Statistical Review of Word Energy 2007*.
- BUENO OLIVEROS, J.A. (2007): *Las alternativas al petróleo como combustible para vehículos automóviles*. Fundación Alternativas.
- BUNGE M. (1998): *Social science under debate. A philosophical perspective*. University of Toronto Press. Toronto. (Traducción castellana: *Las ciencias sociales en discusión: una perspectiva filosófica*, Editorial Sudamericana, Buenos Aires).
- CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES (CERA), (2007): *Engineering Talent Squeeze. People deficit*. Press releases.
- CAMPBELL C.J. (1997): *The coming oil crisis multisience publishing and petroconsultants*. Brentword, England.
- CAMPBELL C.J. (2004): «Middle East oil: reality and Ilusion» .*www.peakoil.net*
- COHEN, D. (2007): *Upstream Economics and the future oil supply*. ASPO USA.
- COLLADO CUIEL J.C. (1992): *Efectos del Mercado Único sobre los sectores productivos españoles*. Instituto de Estudios Financieros. Madrid.
- COMISIÓN EUROPEA (2005): *Libro Blanco. La política europea del transporte de cara al 2010*.
- COMISIÓN EUROPEA (2005): *Libro Blanco. Una política energética para la Unión Europea*.
- COMISIÓN EUROPEA (2006): *Libro Verde. Estrategia Europea para una energía sostenible, competitiva y segura*. Bruselas.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2003): *Cronología del Sector Petrolero Español*.
- COX, S. (2005): «Goodbye to all that oil», *Energy bulletin*. www.energybulletin.org.
- DE LA DEHESA, G. (2004): «Los efectos económicos de la subida del petróleo», *El País*, 30 de septiembre de 2004.

- DE LA DEHESA, G. (2005): «La Economía Política de los Precios del Petróleo», *El País*, 8 de octubre de 2005.
- DEL GUAYO CASTIELLA, I. y ARIÑO ORTIZ, G. (2004): «Liberalización y competencia en el sector del gas: balance 1998-2003» en *Privatizaciones y liberalizaciones en España: Balance y resultados (1996-2003)*. Editorial Comares.
- DÍAZ FERNÁNDEZ, J.L. (2004): «Pasado, presente y futuro de las energías fósiles». *Industria y Minería*, 358:16-29.
- DÍEZ GANGAS, J.C. (2008): «La energía: un problema global y permanente», en *Energía. Una visión económica*. Club Español de la Energía.
- DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS (2003): «Reflexiones sobre la liberalización energética en España (I)-Hitos y beneficios de la liberalización, (II)-Efectos de las medidas de liberalización». *Boletín Económico de ICE*, 2782 y 2783.
- ECHEVARRÍA JESÚS C. (2008): «La importancia estratégica de Asia Central. El debate Energético». *ARI*, 82. Real Instituto Elcano.
- ECONOMIST, THE (2006): «The Oil Industry», *Special Report*, 22 abril.
- ECONOMIST, THE (2008): «The Recoil», 29 mayo.
- EGUIAGARAY UCELAY, J.M. (2008): «Reflexiones sobre la incertidumbre energética», *Energía. Una visión económica*. Club Español de la Energía.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2006): *Annual Energy Outlook 2006 with Projections to 2030*, febrero.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2006): *International Energy Annual 2004*, mayo-junio.
- ENERGY WATCH GROUP (EWG) (2007): *Crude oil. The supply outlook*.
- ESCRIBANO, G. (2006): «Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE». Real Instituto Elcano
- EUROSTAT (2007): *Energy, Transport and environment indicators*. Comisión Europea
- EVE-ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (varios años): *Datos energéticos del País Vasco*.
- EVE-ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (2006): *Estrategia Energética de Euskadi 2010*.
- FIGUEROA SÁNCHEZ, E. (2006): *El comportamiento económico del mercado del petróleo*. Ediciones Díaz de Santos, S.A. Madrid.
- FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (2006): *World Economic Outlook-Globalisation and Inflation, April*.
- FUNDACIÓN DE ESTUDIOS FINANCIEROS (2007): Observatorio sobre el Gobierno de la Economía Internacional. *Papeles de la Fundación*, 20.
- GARCÍA ALONSO, J.M. e IRANZO MARTÍN, J. (2.ª edición 1989): *La energía en la economía mundial y en España*. Editorial AC.
- GARCÍA ALONSO, J.M. y MARTÍNEZ CHACÓN, E. (2002): *La energía en la economía mundial*. Editorial Ariel.

- GARCÍA RAMÍREZ, R. y MERINO GARCÍA, P.A. (2005): «Situación del mercado del petróleo y perspectivas». *Boletín económico de ICE*.
- GARCÍA DE COCA, J.A (2004): «Liberalización y competencia en el sector del petróleo: Balance 1998-2003» en *Privatizaciones y liberalizaciones en España: Balance y Resultados (1996-2003)*. Editorial Colmares.
- GIORDANO LUCHINI, E. (2003): *Las guerras del petróleo: geopolítica, economía y conflicto*. Editorial Icaria.
- GOBIERNO DE MÉXICO (2008): *Diagnóstico: situación de PEMEX*. Secretaría de Energía.
- GRACCEVA, F. (2001): *Rapporto sugli Scenari Energetici e Ambientali*. Ente per le Nuove Technologie, l'Energia e l'Ambiente. Roma.
- HAMILTON, A. (1998): *Petróleo: el precio del poder*. Editorial Planeta.
- HIRSCHMAN, A.O. (1958): *The strategy of economic development*, Yale University Press, New Haven (traducción española, Fondo de Cultura Económica, 1970).
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO ENERGÉTICO (IDAE): *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*.
- IRANZO MARTÍN, J.E. (2008): «La vulnerabilidad energética» en *Energía. Una visión económica*. Club Español de la Energía.
- ISBELL, P. (2006): «La dependencia energética y los intereses de España», *Real Instituto Elcano, ARI*, 32.
- JIMÉNEZ, N. y TORRES, X. (2005): «La dependencia del petróleo de la economía española y de la UEM», *Boletín Económico del Banco de España*, 1.
- KENDELL, J. (1998): *Measures of Oil Import Dependence*. DOE/EIA. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/issues98/oimport.html>
- KERR, R.A. y ROBERT, F. (2005): What Can Replace Cheap Oil--and When? *Science Magazine*, vol. 309, Issue 5731, 101, 1.
- KLARE, M.T. (2006): *Sangre y petróleo: peligros y consecuencias de la dependencia del crudo*. Editor: Tendencias
- LA CAIXA (2000): «¿Y si el precio del petróleo no desciende?», *Informe Mensual* 230: 17.
- LA CAIXA (2004): «Materias primas: el precio del petróleo se dispara», *Informe Mensual*, 270.
- LA CAIXA (2005): «Materias primas: el buen precio del petróleo, en máximos», *Informe Mensual*. 279.
- LA CAIXA (2005): «¿Cuál es el impacto de los altos precios del petróleo en el PIB y la inflación?», *Informe Mensual*, 284.
- LÓPEZ CACHERO, M. (2008): «La dependencia de la energía» en *Energía: Una visión económica*. Club Español de la Energía.
- LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA MORATO, L. y ARIÑO ORTIZ, G. (2004): «Liberalización y competencia en el sector eléctrico: Balance 1998-2003», en *Privatizaciones y liberalizaciones en España: Balance y Resultados (1996-2003)*. Editorial Colmares.

- MABRO, R. (1996): «The World's Oil Supply, 1930-2050: A Review Article», *Journal of Energy Literature*, volumen 2, n.º1. Oxford Institute for Energy Studies.
- MABRO, R. (2005): «La situación actual del mercado de petróleo y sus posibles consecuencias económicas» en *Claves de la economía mundial*. Instituto Español de Comercio Exterior (ICEX).
- MAÑÉ ESTRADA, A. (2008): «España en el contexto geo-energético mundial» en *Energía. Una visión económica*. Club Español de la Energía.
- MARCU, S. (2007): «Estrategias petroleras y rivalidades en la región geopolítica del mar Caspio», *Revista de Estudios Regionales*, 80: 43-69.
- MARÍN GARCÍA-MANSILLA, E. (2003): «El mercado mundial de crudo: situación actual y perspectivas» en *Ingeniería química*, 408: 47-50.
- MARÍN QUEMADA, J.M. (2005): «El precio del petróleo: causas, efectos y desenlace» en *Economistas*, 104: 58-63.
- MARÍN QUEMADA, J.M. (2008): «Seguridad energética en la Unión Europea. Implicaciones para España» en *Energía. Una visión económica*. Club Español de la Energía.
- MARÍN QUEMADA, J.M., VELASCO MURVIEDRO, C., GARCÍA-VERDUGO SALES, J. y otros: «Energía: futuro y claves del entorno internacional» en *Observatorio sobre el Gobierno de la Economía internacional*. Fundación de Estudios Financieros. Papeles de la Fundación, 20.
- MARTÍNEZ ZARZOSO, I. y HOFFMANN, J. (2007): «Costes de transporte y conectividad en el comercio internacional entre la Unión Europea y Latinoamérica», *Información Comercial Española*, 834.
- MARZO CARPIO, M. (2005): «¿Viene una crisis petrolera?», *La Vanguardia*, 2 de septiembre de 2005.
- MARZO CARPIO, M. (2006): «Inminente crisis energética», *La Vanguardia*, 3 de diciembre de 2006.
- MERINO GARCÍA, P.A. (2005): «El futuro del petróleo», *Revista de Libros*, 105, 29-33.
- MERINO GARCÍA, P.A. (2008): «Macroeconomía y petróleo: los efectos macroeconómicos y los cambios históricos en la composición de la demanda de hidrocarburos en España» en *Energía. Una visión económica*. Club Español de la Energía.
- MERINO GARCÍA, P.A. y GARCÍA RAMÍREZ, R. (2005): «Situación del mercado del petróleo y perspectivas» en *Boletín económico de ICE, Información Comercial Española*, 2846: 32-43.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2003): *Estrategia de Ahorro, Eficiencia Energética en España 2004-2012*.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2005): *La energía en España 2004*. Secretaría General de Energía. Dirección General de Política Energética y Minas.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2006): *Boletines Trimestrales de Coyuntura Energética 2006*. Secretaría General de Energía. Dirección General de Política Energética y Minas.

- MIRAS SALAMANCA, P. (2007): «Los mercados de productos petrolíferos: una panorámica», *Economía industrial*, 365: 69-78.
- MOUAWAD, J. (2007): «A Quest for Energy in the Globe's Remote Places». *The New York Times*, 9 de octubre de 2007.
- MUÑOZ RUEDA, J.J. (2007): «Convergencia gas-electricidad y cierre de mercado», *Economía Industrial*, 365: 17-33.
- NATIONAL GEOGRAPHIC (2008): Agosto 2008, vol. 23-2.
- NIÑO BECERRA, S. y MARTÍNEZ BLASCO, M. (2004): «El precio del petróleo y el PIB per capita, 1970-2004», *Boletín Económico de ICE, Información comercial Española*, 2820: 19-28.
- OCDE (2006): «Oil price developments: drivers, economic consequences and policy responses», *OECD Economic Outlook*, 76.
- OPEC (2006): *Long-Term Strategy*. Vienna.
- ORTIZ OLALLA, N. (2001): «El precio del petróleo: factores a tener en cuenta». *Banca y finanzas*, 63: 22-25.
- PARRA IGLESIAS, E. (2003): *Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios*. Ediciones Akal, S.A.
- REMBRANDT, K. (2005): «The shape of oil to come». www.theoil Drum.com
- REPSOL (2007): *Información económico-financiera*. Primer semestre.
- ROBERTS, P. (2004): *El fin del petróleo*. Ediciones B, S.A.
- ROBERTS, P. (2005): «El fin del petróleo», en *Privatizaciones y liberalizaciones en España: Balance y resultados (1996-2003)*. Editorial Colmares.
- ROBERTS, P. (2008): «Petróleo en el mundo», *National Geographic*, 6: 28-33.
- ROSELL LASTORTRAS, J. (2007): *¿Y después del petróleo, qué? Luces y sombras del futuro energético mundial*. Ediciones Deusto. Barcelona.
- RUBIN, J. y BUCHANAN, P. (2006): «The Global Crude Supply Outlook. Tighter Markets Ahead». *Monthly Indicators*. www.cibcwm.com.
- RUBIN, J. y TAL, B. (2008): «How important are transport costs for international trade». CIBC World Markets. Toronto.
- RUIZ, J. (2004): «Una valoración de la evolución reciente del precio del petróleo», *Boletín Económico del Banco de España*, Diciembre.
- SHELL INTERNATIONAL LTD-GLOBAL BUSINESS ENVIRONMENT UNIT (2001): *Energy Needs, Choices and Possibilities – escenarios to 2050*.
- SIMMONS, M.R. (2006): «Energy markets bring out 2006 and face a daunting future» Rice Investment Committee Meeting, december 13, 2006. Simmons and Company International.
- SKREBOWSKI, C. (2006): «La nueva capacidad no consigue aumentar significativamente la producción de 2006: ¿retraso o agotamiento?» *Petroleum Review*.

- STANIFORD, S. (2005): «On low quality hydrocarbons». www.theoil Drum.com.
- STERN (2006): *The Iranian petroleum crisis and Unites Status nacional security*. University of Rochester. NY.
- STIGLITZ, J. (2008): *La guerra de los 3 billones de dólares*. Editorial Taurus.
- STRAHAN, D. (2007): «IEA reviews reliance on USGs resource estimates». www.energybulletin.net.
- TABLADA PÉREZ, C. y HERNÁNDEZ, G. (2005): *Petróleo, poder y civilización*. Editorial Popular, S.A.
- TECNOCENCIA (2004): *Mercado y Crisis del Petróleo*.
- THE WHITE HOUSE (2007): *National Energy Policy: Reliable, Affordable and Environmentally Sound Energy for America's Future*.
- UBS (2006): «Los altos precios del petróleo van para largo» (Entrevista a Jeremy Baker), *Wealth & Management*, 1er trimestre.
- USGS (SERVICIO GEOLÓGICO DE ESTADOS UNIDOS) (2000): *USGS World Petroleum Assessment 2000*. USGS
- UNCTAD (2005): «Información de mercado sobre productos básicos». www.unctad.org.
- WORLD ENERGY COUNCIL (1993): *Energy for tomorrow's world* (Cap. 3), St. Martin's Press, Londres.
- YERGIN, D. (1991): *The Prize: The Epic Quest for oil, Money and Power*, Simon & Schuster, Londres.
- YERGIN, D. (2008): «*Oil at the breakpoint*» Special Report. Cambridge Energy Research Associates.
- YNDURAIN MUÑOZ, F. (2003): «El futuro de las nuevas tecnologías energéticas», *Revista Política Exterior*, 26: 141-150.
- ZITTEL E. y SCHINDLER, J. (2004): «The countdown for the peak of oil production has begun but what are the views of the most important international energy agencies». *Energy Bulletin*. www.energybulletin.net.

Hoy, cien años después de la entronización del modelo de automóvil Ford, la cuestión energética se ha vuelto a situar en los primeros puestos de los problemas que la sociedad ha de afrontar y resolver en los próximos decenios, y el debate sobre la sostenibilidad de un modelo social basado en la utilización masiva de combustibles fósiles se intensifica día a día.

El alza y la volatilidad del precio del llamado «oro negro», los movimientos estratégicos de los principales operadores del sector energético al mismo tiempo que el proceso de liberalización en muchos países y de reestatalización en otros, y la sucesión de alertas sobre la trascendencia medioambiental del sector, entre otras, no dan tregua a este mercado.

A pesar de los actuales precios del petróleo, consecuencia de la recesión económica mundial, en los últimos años hemos vivido una escalada en los precios del petróleo que no se recordaba desde las crisis de los setenta. La opinión más extendida entre los analistas es que esta escalada es, a diferencia de crisis anteriores, estructural, debida a un desajuste pronunciado y tendencial entre oferta y demanda, y, augura el fin de la era del petróleo y de la energía barata.

La evolución del precio del crudo afecta por varias vías al resto de la economía. Su elevación implica un aumento de costes para todos los consumidores del mismo, tanto sectores económicos como consumidores finales, lo que se traduce en una contracción de la actividad económica y una disminución de la demanda agregada.

Para medir cuál es la repercusión de la subida del precio del petróleo en la economía vasca se han realizado una serie de ejercicios de simulación, que incluyen dos escenarios de políticas económicas para contrarrestar los efectos negativos de la subida del precio del crudo. Para ello se ha utilizado el modelo MIDE (modelo macroeconómico intersectorial dinámico de la economía española) adaptado a las características de la estructura económica vasca.



OGASUN ETA HERRI
ADMINISTRAZIO SAILA

DEPARTAMENTO DE HACIENDA
Y ADMINISTRACIÓN PÚBLICA



EVE | Ente Vasco
de la Energía

