

# Ruidos y silencios de la política energética de Estados Unidos<sup>1</sup>

**Enrique Palazuelos y  
Alejandra Machín**

Universidad Complutense  
de Madrid

Instituto Complutense de  
Estudios Internacionales,  
Campus de Somosaguas

e-mail:

<epalazue@ccee.ucm.es>

Desde hace más de tres décadas numerosos informes oficiales, estudios académicos y documentos de organismos internacionales vienen señalando el paulatino aumento de la dependencia energética de Estados Unidos originada por las crecientes importaciones de petróleo. Muchos de esos textos examinan los rasgos de vulnerabilidad económica y los peligros que acarrea esa dependencia. Sin embargo, las compras de crudos no han dejado de aumentar, salvo en los primeros años ochenta –afectados por una dura recesión económica– y la relación entre las importaciones y la demanda interna de petróleo ha seguido elevándose. Los 90 millones de toneladas de crudos importados en 1971 (12.5% de la demanda interna) se convirtieron en 294 millones en 1980 y un cuarto de siglo más tarde, en 2004, eran 577 millones, equivalentes a 61% de la demanda interna. Y no parece haber indicios que induzcan a dudar de que en el curso de los próximos años esa ratio superará 66%. Además, en los últimos años se está ampliando también la brecha entre la producción interna y la demanda de gas natural, de modo que las importaciones incrementaron su participación durante los años noventa de 8 a 16% de la demanda interna y en 2004 se situaba en casi 20 por ciento.

Mientras tanto, las sucesivas administraciones que han gobernado el país durante esas décadas después de reconocer esa situación han anunciado distintas medidas destinadas a frenar la dependencia externa. De forma reiterada han aludido a la necesidad de potenciar la producción interna de energía, elevar la eficiencia de los consumos energéticos, reducir las emisiones contaminantes y disminuir las importaciones. Así procedió la Administración Bush desde el comienzo del primer mandato presidencial. En palabras de Spencer Abraham, Secretario de Energía, pronunciadas ante la *National Energy Summit*, en marzo de 2001, si no se ofrecen soluciones “Estados Unidos se enfrenta a una importante crisis energética durante las próximas dos décadas”. En consecuencia, desde el primer informe del recién creado National Energy Policy Development Group, (NEPDG, 2001), pasando por la Energy Policy Act (EPA) aprobada en 2005 y otros documentos posteriores (NCEP, 2006; GAO, 2007), se proponen diferentes medidas encaminadas a potenciar las fuentes energéticas nacionales, reducir la intensidad energética y sustituir el consumo de petróleo por otros combustibles, como principales líneas de actuación para lograr una menor dependencia del petróleo extranjero y un menor impacto ambiental. ¿Se trata de una estrategia viable o bien, como viene sucediendo desde el “Project Independence” de Richard Nixon, aprobado en 1974, esa enumeración de objetivos seguirá careciendo de los mecanismos concretos que permitan su consecución?

1. Este trabajo forma parte del proyecto del Grupo de Investigación sobre Crecimiento de la Economía Mundial (GICEM) “Análisis comparativo de los sistemas energéticos de las tres grandes regiones de la economía mundial (Unión Europea, América del Norte y Asia Oriental) que son altamente dependientes en energía”. El proyecto cuenta en 2007 con financiación del gobierno de la Comunidad Autónoma de Madrid a través del Programa de Creación y Consolidación de Grupos de Investigación UCM-CM en el marco del IV Plan Regional de Investigación.

Este trabajo analiza, en primer término, las dos *líneas de fuerza principales* del sistema energético de Estados Unidos durante las últimas décadas: la demanda final del sector de transporte, que se abastece con derivados de petróleo, y la demanda intermedia de las plantas térmicas, que se abastece mayoritariamente con carbón. El persistente crecimiento de esa demanda final es el que determina el continuo aumento de las importaciones de crudos de petróleo, mientras que el crecimiento de esa demanda intermedia es el principal responsable de los niveles de contaminación ambiental. En segundo término, se analizan las limitaciones del gas natural, la energía nuclear y las fuentes renovables para elevar su contribución en el *mix* eléctrico. A continuación se examinan la política energética de la Administración Bush para valorar en qué medida sus propuestas pueden alterar las tendencias vigentes en el sistema energético y lograr que se reduzca la dependencia energética externa.

La estructura del trabajo es la siguiente. Primero analiza la situación en el sector del petróleo, donde la demanda final sigue aumentando a buen ritmo mientras que la producción de crudo desciende y el parque de refinerías acusa importantes tensiones en su actividad. El segundo apartado aborda las limitaciones que presenta el sector eléctrico –con una demanda final en expansión– para modificar la combinación de combustibles que utiliza. El tercer apartado confronta la política energética de la Administración Bush con las condiciones energéticas vigentes, tratando de valorar en qué medida esa política ofrece soluciones viables a los problemas existentes. Por último, el cuarto apartado expone las conclusiones del trabajo.

Se trata, pues, de una mirada al interior del sistema energético estadounidense, de modo que este trabajo no se ocupa de analizar cómo se llevan a cabo las importaciones energéticas, ni de cuáles son sus consecuencias sobre mercados internacionales de petróleo y gas natural, ni qué implicaciones geoestratégicas ocasiona en las regiones que suministran esos combustibles.

## 1. El “agujero negro” en torno al petróleo

### 1.1. Demanda total y consumo final de energía

La demanda total de energía primaria (DTEP) creció de forma moderada durante las tres últimas décadas del siglo XX y se mantiene lenta aún más en los primeros años de la presente década (cuadro 1). La elasticidad DTEP-PIB, como relación entre los crecimientos de ambas variables entre 1970 y 2004 registra un valor de 0.26, de manera que en ese intervalo de tiempo la demanda de energía se ha incrementaron 50% mientras el PIB casi se ha triplicado.<sup>2</sup>

2. La tasa media de crecimiento entre 1970 y 2004 (1.5% anual) queda muy lejos de la registrada en los años sesenta (4.4% anual), cuando la elasticidad DTEP-PIB era de 1.15. Cálculos hechos a partir de International Energy Agency (IEA), *Energy balances of OECD Countries, 1960-2004*, publicados por la IEA (2006b) en CD-rom. Aunque la mayor parte de las series estadísticas utilizadas en este trabajo concluyen en 2004, los datos que se conocen de 2005-2006, publicados por Energy Information Administration (EIA) del U.S. Department of Energy, confirman las tendencias apuntadas en el conjunto de las variables que se analizan.

La ratio DTEP/PIB ha experimentado una caída continuada a lo largo de todo el período, descendiendo de 0.42 a 0.22 toneladas equivalentes de petróleo por mil dólares (a precios constantes del año 2000) de producción, lo que supone una tasa media de -1.9% anual (cuadro 1), originada por dos factores principales: la mayor eficiencia energética y el cambio estructural de la economía.<sup>3</sup> De un lado, las innovaciones tecnológicas y otras medidas orientadas al ahorro y la conservación de energía han dado lugar a usos más eficientes de los recursos energéticos, tanto en los consumos intermedios como en los finales. De otro lado, la estructura económica revela un fuerte desplazamiento de la producción desde la fabricación de bienes hacia los servicios, lo que originó la pérdida de importancia relativa de las ramas industriales que eran más intensivas en energía y la mayor presencia de las ramas terciarias que utilizan energía en menor proporción. Entre 1980 y 2004, la producción de manufacturas redujo siete puntos porcentuales (de 20 a 13%) su contribución al PIB, a favor del sector financiero (16 a 20.5%) y los negocios profesionales (6.5 a 11.5%).<sup>4</sup>

### Cuadro 1

#### Evolución de la demanda de energía: 1971-2004

	1971-1975	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2004
Tasas medias de variación anual (%)							
PIB	2.7	3.7	3.2	3.3	2.5	4.1	2.3
Población	1.0	1.1	0.9	1.0	1.3	1.2	1.0
Demanda Total Energía Primaria (DTEP)	1.3	1.8	-0.3	1.6	1.6	2.0	0.2
Consumo Final de Energía (CFE)	0.4	1.3	-0.6	0.4	1.3	2.4	0.6
Consumo Intermedio de Energía	4.1	3.0	0.4	4.3	2.3	1.2	-0.4
Demanda de petróleo (DP)	1.9	4.2	1.7	2.5	2.9	5.3	0.3
Ratio DTEP/PIB <sup>a</sup>	-1.6	-1.9	-3.5	-1.6	-0.8	-2.1	-2.0
Ratio DTEP/Población <sup>b</sup>	0.1	0.7	-1.3	0.6	0.3	0.8	-0.8
Ratio DP/PIB <sup>a</sup>	-0.8	-3.0	-4.8	-2.3	-1.6	-1.9	-0.7
Ratio DP/ Población <sup>b</sup>	0.8	-0.5	-2.6	-0.1	-0.5	1.0	0.5
Elasticidades: relación entre los respectivos crecimientos de las variables energéticas y el crecimiento del PIB							
Demanda Total Energía Primaria (DTEP)	0.444	0.457	-0.097	0.473	0.641	0.460	0.098
Consumo Final de Energía (CFE)	0.141	0.343	-0.184	0.129	0.510	0.551	0.231
C.F. de Derivados de Petróleo	0.417	0.273	-0.274	0.286	0.454	0.454	0.336
C.F. de Electricidad	1.731	0.978	0.652	1.331	0.746	0.669	0.418
C.F. del Sector de Transporte	0.959	0.213	0.228	0.667	0.687	0.529	0.506
C.F. del Sector Industrial <sup>c</sup>	0.586	0.955	-0.713	-0.398	0.400	0.780	-0.315
C.F. del Sector Residencial	0.55	-0.310	-0.247	0.091	1.382	0.295	0.038

<sup>a</sup> Toneladas equivalentes de petróleo por mil dólares (constantes de 2000) de producción

<sup>b</sup> Toneladas equivalentes de petróleo por habitante

<sup>c</sup> Incluye la utilización de recursos energéticos como materia prima, sobre todo en la industria petroquímica

Fuente: elaboración propia a partir de IEA, Energy balances of OECD Countries, 1960-2004.

3. No parece que las variaciones de precios hayan ejercido influencia en el descenso de la intensidad DTEP-PIB (Cooper 2003; Fattouh, 2007), en la medida en que, como se analiza más adelante, los procesos de sustitución entre recursos energéticos han sido limitados. Sobre los determinantes de la oferta y demanda de energía pueden consultarse Dahl y Duggan (1996), Judson *et al* (1999), Kaufmann (2004), Schipper y Grubb (2000), Soyta y Sari (2003) y Stern (2000).

4. La minería y el sector primario también han perdido otros tres puntos, hasta 1.5 y 1.2% respectivamente, mientras que la construcción ha mantenido su participación en torno a 4.6%. Otras ramas de servicios que, conjuntamente, han elevado en cuatro puntos su aportación al PIB son las de salud y educación (7.8%), ocio y cultura (3.6%) e información (4.5%), compensando los retrocesos del comercio mayorista y minorista (12.6%), transporte (2.8%) y Administración pública (12.7%). Cálculos hechos a partir de Bureau of Economic Analysis, *National Economic Accounts Data*, www.bea.gov.

No obstante, a pesar de su trayectoria descendente, el valor actual de la ratio  $DTEP/PIB$  en Estados Unidos sigue siendo bastante más alto que el mostrado por los demás países desarrollados. El promedio de la Unión Europea-15 y de Japón es similar y se sitúa en 0.15 toneladas de energía primaria (TEP) por mil dólares (constantes de 2000), de modo que la intensidad energética estadounidense sigue siendo 50% más elevada que la de esos países. Las diferencias son todavía bastante más acusadas cuando se considera la intensidad energética per cápita pues la ratio de Estados Unidos se sitúa en 7.9 tep por habitante, la de Japón en 4.2 y la media de la UE-15 en 4 (EA, 2006), de modo que la intensidad per cápita estadounidense casi duplica a la europea y a la japonesa. Por tanto, la demanda energética de Estados Unidos con respecto al PIB y a la población sigue siendo ostensiblemente elevada a pesar de su trayectoria descendente.

Otro aspecto relevante es el hecho de que hasta mediados de los años noventa, dentro de la DTEP, los consumos intermedios<sup>5</sup> crecieron con mayor rapidez que los consumos finales (cuadro 1), alterándose después esa dinámica de forma que entre 1995 y 2004 la demanda intermedia se incrementó a una media de 0.5% anual y la demanda final lo hizo a 1.6% anual. Consecuentemente, aunque el consumo final de energía también presenta un moderado ritmo de crecimiento y su elasticidad respecto al PIB es débil, desde los años noventa registra valores más altos que la demanda total de energía.

## 1.2. Aidez consumidora (de petróleo) del transporte por carretera

La evolución moderada del Consumo Final de Energía (CFE) presenta condiciones diferentes según los sectores que realizan ese consumo. Como se observa en el cuadro 2, la industria mantiene una trayectoria zigzagueante, mientras que el sector residencial y el comercial crecen pausadamente y el sector de transporte registra mayores tasas de crecimiento, en particular el transporte por carretera, que entre 1990-2004 obtiene una tasa media de 2.1% anual.<sup>6</sup>

Merced a esas diferencias, el transporte ha elevado notablemente su participación hasta significar 40% del CFE, siendo de 33% la cuota que corresponde al transporte por carretera que tiene así una mayor presencia que el conjunto del sector industrial (incluyendo los usos no energéticos *-feedstocks-*), ya que éste ha reducido en más de cuatro puntos su participación y ahora se sitúa en 29% del CFE (cuadro 2). El otro 31% del consumo corre a cargo del sector residencial, el comercio y las actividades primarias, de los cuales el comercio es el único que ha aumentado levemente su participación relativa.

Considerando el período 1980-2004, el CFE se ha incrementado en 280 millones de tep, de los que casi las dos terceras partes (180 millones) corresponden al aumento del transporte por carretera; contando a las demás ramas del sector, el transporte concentra

5. Incluyen el consumo de combustibles en las plantas térmicas y otras transformaciones energéticas de menor importancia, junto con el autoconsumo requerido por las propias actividades energéticas, las pérdidas habidas durante la distribución y otras cifras menores.

6. La industria incluye el consumo de recursos (*feedstocks*) para usos no energéticos, sobre todo derivados de petróleo que utiliza fundamentalmente la rama petroquímica como materia prima. El sector comercial incluye el alumbrado y los servicios públicos.

las tres cuartas partes (206 millones de tep) del aumento del consumo final. Destaca así de modo abrumador el protagonismo del transporte terrestre en la evolución del consumo final y, por ello, en la dinámica agregada de la demanda de energía.<sup>7</sup>

El consumo energético que realiza el transporte se compone casi en exclusiva de derivados de petróleo, de forma que esos productos refinados son los que crecen con más rapidez entre los recursos empleados en el CFE. En 1980-2004, el consumo de derivados en el transporte por carretera se incrementó en 173 millones de tep (62% del aumento total del CFE) y si se agrega su consumo en las demás ramas del sector el conjunto del transporte elevó en 200 millones de tep su consumo de derivados de petróleo, lo que equivale a 71% experimentado por el aumento total del CFE. Por tanto, el protagonismo del transporte supone también el protagonismo de los productos petrolíferos en el CFE, ya que los vehículos actuales dependen completamente de ese recurso energético (Sandalow, 2007; p. 2) .

Se genera así un fenómeno de relativa complejidad que encierra la explicación de la principal línea de fuerza que caracteriza al sector energético estadounidense. Ese protagonismo de los productos petrolíferos consumidos por el transporte, como responsable mayoritario del aumento que registra el consumo final de energía tiene lugar a la vez que se reduce la intensidad energética (demanda de petróleo respecto al PIB) y al mismo tiempo se hacen más exigentes los indicadores sobre eficiencia de los vehículos fijados por la Administración a las compañías fabricantes Corporate Average Fuel Efficiency Standards (conocidos como CAFÉ).

En efecto, la ratio demanda de petróleo con respecto al PIB ha descendido período a período, pasando de 0.157 a 0.088 tep por mil dólares lo que significa una caída de casi 45% durante el intervalo (gráfica 2), mientras que en términos per cápita también lo hizo hasta mediados de los noventa, pasando de 3.53 a 3.00 tep por habitante, si bien volvió a elevarse después hasta situarse en 3.27 tep por habitante en 2004 (gráfica 2). Asimismo, la distancia recorrida por unidad de combustible refleja una paulatina mejora de la eficiencia entre 1980 y 2004, pues el indicador para los automóviles aumentó 40%, desde 6.81 a 9.58 kilómetros por litro.

Ante esos indicadores, si el consumo de derivados de petróleo ha seguido aumentando con cierto dinamismo, la causa reside en el incremento del parque de vehículos y, de manera significativa, en la modificación que se ha producido en la composición de dicho parque. El número total de vehículos registrados se elevó desde 115.8 millones en 1980 a 237.2 millones en 2004,<sup>8</sup> es decir, en una proporción (52%) similar a la que lo hizo el consumo de derivados de petróleo en el transporte por carretera (50%). De hecho, la evolución de ambas variables muestra una correlación muy elevada, próxima a 0.99 en el período mencionado, manteniéndose una relación muy estable –en torno a 2.23 tep por vehículo– entre el consumo de petróleo del transporte terrestre y el número de vehículos registrados.

7. La elasticidad entre el consumo final del transporte y el PIB se sitúa entre 0.5-0.6 desde mediados de los años ochenta (cuadro 1).

8. La fuente de los datos sobre el parque motorizado es US Federal Highway Administration (FHWA), *Highway Statistics Annual*, [www.fhwa.dot.gov/policy/ohpi/hss/index.htm](http://www.fhwa.dot.gov/policy/ohpi/hss/index.htm).

<b>Cuadro 2</b>					
<b>Consumo final de energía</b>					
	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2004
Tasas medias de variación anual (%)					
Consumo Final de Energía	-0.6	0.4	1.3	2.4	0.6
Industria con feedstocks	-2.6	-1.4	0.5	3.3	-0.8
- usos no energéticos	-2.5	-3.8	-1.0	4.0	-2.4
- industria sin feedstocks	-3.0	7.0	4.1	1.7	2.7
Transporte	0.8	2.2	1.6	2.3	1.2
- Carretera	0.7	1.8	2.1	2.5	1.7
Sector residencial	-0.9	0.3	3.4	1.3	0.1
Comercio y Servicios Públicos	0.6	1.6	1.7	2.2	0.9
Agricultura y Forestal	4.6	-3.3	1.1	-1.5	4.5
Estructura sectorial del CFE (%)					
Consumo Final total	100	100	100	100	100
Industria con feedstocks	35.2	31.7	29.7	29.8	29.1
- usos no energéticos	6.7	6.8	8.9	9.8	9.9
- industria sin feedstocks	28.5	24.9	20.8	20.0	19.3
Transporte	34.6	36.8	38.5	39.3	39.9
- Carretera	28.0	29.2	30.6	31.7	32.8
Sector residencial	16.3	16.3	17.4	17.2	16.9
Comercio y Servicios Públicos	11.4	11.7	12.3	12.4	12.5
Agricultura y Forestal	1.1	1.2	1.1	1.0	1.0
Composición por fuentes del porcentual del CFE y del consumo de cada sector (%)					
Consumo Final de Energía	100	100	100	100	100
Derivados de petróleo	52.0	52.9	53.0	52.8	53.6
Gas Natural	24.2	22.8	23.3	23.0	21.7
Electricidad	14.4	16.0	18.4	19.1	19.4
Otros *	9.4	8.3	5.3	5.1	5.3
Sector de Transporte	100	100	100	100	100
Derivados de petróleo	97.0	97.2	96.8	96.8	96.8
Otros *	3.0	2.8	3.2	3.2	3.2
Sector Industrial (con feedstocks)	100	100	100	100	100
Derivados de petróleo	35.7	35.3	36.6	35.0	37.3
Gas Natural	30.0	29.0	30.2	31.5	30.1
Electricidad	14.5	16.5	21.5	21.2	22.0
Otros *	19.8	19.2	11.7	12.3	10.6
Sector Residencial	100	100	100	100	100
Derivados de petróleo	16.8	15.7	12.1	12.0	11.8
Gas Natural	50.9	48.6	47.5	44.7	43.4
Electricidad	31.4	35.0	36.2	37.9	41.0
Otros *	0.9	0.7	4.2	5.4	3.8
Sector Comercial y Servicios Públicos	100	100	100	100	100
Derivados de petróleo	18.8	15.8	11.0	8.3	8.7
Gas Natural	40.6	38.3	40.3	39.5	36.9
Electricidad	38.0	43.2	46.3	50.0	52.1
Otros *	2.6	2.2	2.4	2.2	2.3

\* Carbón, combustibles sólidos renovables y calor

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2006b).

Pero un hecho aún más decisivo que la dimensión del parque es la drástica modificación que ha tenido su composición atendiendo al tipo de vehículos. Los automóviles siguen siendo mayoría en el parque, pero en una proporción considerablemente menor, que ha bajado de 78% en 1980 a 58% en 2004, ya que el número de automóviles sólo ha aumentado 12% durante el periodo. En cambio, las distintas variedades de vehículos

de mayor potencia (*trucks*) han duplicado su cuota relativa en el parque, hasta suponer 42%, merced a que su número casi se ha triplicado hasta alcanzar los 100 millones de unidades en 2004. De trucks 60% son camionetas (*pickups y vans*), otro 34% son utilitarios deportivos y 6% restante son camiones y tractores agrarios. Por tanto, el parque se ha desplazado con celeridad hacia vehículos de mayor potencia destinados en su mayoría al transporte privado de pasajeros.<sup>9</sup>

Siendo así se entiende la dificultad que muestra el sector de transporte para moderar el consumo de productos petrolíferos, e incluso las inflexiones que han experimentado algunos de los indicadores. El interés de las empresas que fabrican esos vehículos de mayor potencia y la atracción que muestran los consumidores hacia esos vehículos, unidos a la recurrente utilización del vehículo privado para realizar la mayor parte de los desplazamientos ocasionan, que siga creciendo con notoriedad el consumo de esos derivados.

Por añadidura, el protagonismo del transporte y, en consecuencia, de los derivados de petróleo se convierte en un obstáculo para que se profundice la sustitución de fuentes energéticas en el consumo final, ya que es el que concentra 72% del consumo de dichos productos, correspondiendo a la industria 20 y 8% restante en pequeñas cuotas de los demás sectores. El comercio y el sector residencial sí han reducido la presencia relativa de petróleo en su consumo para aumentar la participación de la electricidad, pero su impacto es reducido ya que en ambos sectores la proporción de los derivados ya era minoritaria en su consumo,<sup>10</sup> mientras que en la industria los productos petrolíferos tienen una presencia mayoritaria (35%) que se mantiene estable debido, principalmente, a la demanda (como combustibles y feedstocks) de la industria química-petroquímica.<sup>11</sup>

Por tanto, los derivados de petróleo han elevado aún más su contribución mayoritaria en el CFE hasta situarla cerca de 55% en 2004. Y como corolario final, la intensidad en petróleo de la vida económica y social de Estados Unidos sigue siendo exageradamente más alta que en Europa y Japón. La ratio de demanda de petróleo respecto al PIB es 30% mayor que en la UE-15 y casi 80% más alta que en Japón, mientras que la intensidad per cápita duplica a la europea y es 60% mayor que la japonesa (IEA, 2006b).

### 1.3. Producción en franco declive y dependencia en irrefrenable ascenso

La producción de crudos alcanzó su cenit en la lejana fecha de 1971, con un nivel máximo de 528 millones de toneladas métricas. Después su trayectoria siguió un curso descendente que se interrumpió momentáneamente en 1985 (494 millones Tm), para continuar su caída de forma más aguda. La producción de 2004 fue casi 40% inferior a aquel máximo de hace más de tres décadas<sup>12</sup> (gráfica 1).

9. Cada año se renueva, aproximadamente 6.5% del parque, de modo que el conjunto lo hace cada 15 años (Sandalow, 2007).

10. En el sector doméstico la proporción de los derivados de petróleo ha caído de 17 a 12% de su consumo, y en el sector comercial lo ha hecho en mayor medida de 19 a 9%. Cálculos hechos a partir de IEA (2006b).

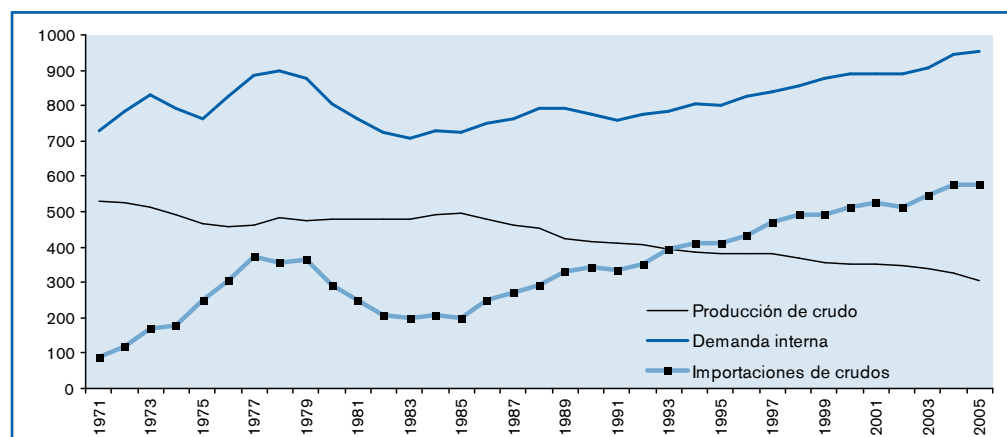
11. También la industria ha elevado su grado de electrificación (de 14% a 20%), pero como recurso de segundo orden, a distancia de los derivados (36%) y del gas natural (30%), sustituyendo ciertos consumos de carbón y de otros combustibles sólidos (cuadro 2).

Los factores que determinan ese declive productivo conciernen en primera instancia a la dotación natural del subsuelo estadounidense. El volumen de las nuevas reservas probadas ha aumentado en 9 060 millones de toneladas entre 1981 y 2004, que es una cifra inferior a la cantidad de crudo extraído durante ese período (10.375 millones), de modo que el total de reservas probadas ha disminuido en casi mil millones de toneladas durante el período. En efecto, las reservas probadas han mermado en una quinta parte, cayendo desde 4 984 a 3 997 millones de toneladas y su nivel actual apenas representa 2.4% de las reservas a escala mundial.<sup>13</sup> El hecho de que la ratio reservas/producción muestre una ligera alza desde los años noventa –hasta 12.1 años– no brinda ninguna buena señal puesto que obedece al fuerte descenso que experimenta la producción. Por lo demás, se trata de una ratio bastante baja que, en ausencia de mejores novedades desde el punto de vista de las reservas, induce a pensar que la precariedad productiva seguirá acrecentándose en los próximos años.

En segunda instancia, las limitaciones de la capacidad productiva conciernen a las condiciones de los campos petrolíferos en explotación. El número de pozos en explotación ha vuelto a descender después de la recuperación que tuvo en los primeros años noventa;

**Gráfica 1**  
**Producción, demanda**  
**e importaciones de**  
**petróleo: 1971-2004**  
**(millones de toneladas)**

Fuente: International Energy Agency (2006d), Oil Information.



desde entonces ha disminuido de 602 a los 510 mil en 2004. Al mismo tiempo, aumenta la profundidad media de perforación de esos pozos, si bien se ha suavizado algo en los últimos años tras la subida que registró entre 1980 y 1995, pasando de 1 126 a 1 489

12. Las cifras citadas incluyen alrededor de 60 millones de Tm de gas natural líquido que se extraen junto con el crudo de petróleo. Aquella producción de 1971 equivalía a 12% de la producción mundial de crudos y aportaba alrededor de 40% de la producción de energía primaria del país, mientras que la cifra de 2004 le otorga una cuota mundial de 8% y supone 21% de la producción de recursos energéticos primarios de Estados Unidos.

13. La fuente de los datos mencionados es British Petroleum (BP, 2007). Otras fuentes reducen esas cifras. La agencia estadounidense (EIA, 2006e) ofrece como reservas probadas la cifra de 2 906 millones de Tm, la OPEP (*Oil and Gas Data*, OPEC) la sitúa en 2 960 millones de Tm y *Oil and Gas Journal* lo hace en 2 980 millones de Tm, de modo que esas tres fuentes reducen las reservas aproximadamente en una cuarta parte con respecto al dato de BP.



metros; situándose en 1 434 metros en 2004, una cifra casi 30% más alta que la inicial. Las condiciones físico-técnicas de las explotaciones dan lugar a que la productividad acusase una fuerte contracción, de manera que la producción media por cada pozo activo ha caído paulatinamente de 783 toneladas en 1980, a 608 Tm. en 1990 y 530 Tm. en 2004. En suma, un curso descendente en el que la productividad actual es un tercio menor que la registrada en 1980.<sup>14</sup>

El declive afecta primordialmente a la actividad de las zonas interiores que –aunque siguen generando la parte mayoritaria de la producción nacional de crudo– han reducido su extracción entre 1980 y 2004 desde 370 a menos de 178 millones de toneladas. Se trata principalmente del territorio *onshore* de Texas, Louisiana y Mississippi, junto con los campos de California, Nuevo México, Oklahoma, California, Wyoming y otros estados (EIA, 2006e). La producción *offshore* está concentrada en el Golfo de México y sigue en ascenso, habiendo crecido de 50 a casi 100 millones de toneladas durante el período y contribuyendo ya con más de una tercera parte de la producción nacional. Por último, la extracción realizada en las zonas autorizadas de Alaska ha recuperado su tónica productiva tras el descenso sufrido en los años ochenta, de manera que los 45 millones de Tm. actuales equivalen a la sexta parte de la producción de crudos del país.<sup>15</sup>

Así pues, un panorama petrolero que se caracteriza por el persistente aumento de la demanda y por el declive de la producción requiere un continuo incremento de las importaciones, creando un escenario de mayor dependencia petrolera en el cual el sistema energético es cada vez más vulnerable (Chevalier, 2004; Green *et al*, 1998; Hibbard, 2006), a pesar del descenso de la ratio demanda de petróleo / PIB (gráfica 2) y a pesar del fuerte aumento de los precios.<sup>16</sup> Entre 1980 y 2004 las compras de crudo extranjero casi se han duplicado, desde 294 a 577 millones de toneladas, produciéndose a partir de los años noventa la mayor parte de ese rápido crecimiento, debido a que desde entonces han coincidido los mayores incrementos del consumo con las mayores caídas de la producción: entre 1994 y 2004 la demanda de petróleo se elevó en 169 Tm a la vez que la producción de crudo retrocedió en 87 millones de Tm, de modo que –después de descontar otras pequeñas operaciones– las importaciones de crudo aumentaron en 236 millones de toneladas.

14. La EIA informa sobre el alza de los costes medios de extracción. En términos reales, los costes disminuyeron durante los años ochenta, pasando de 503 mil a 394 mil dólares (dólares de 2000) por pozo, pero su alza posterior los situó en 593 mil dólares en 2000 y, en una escalada sin precedentes, en los primeros años de la nueva década la cifra más que se duplicó hasta 1 322 mil dólares en 2004. EIA: [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet\\_crd\\_wellcost\\_sl\\_a.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_crd_wellcost_sl_a.htm)

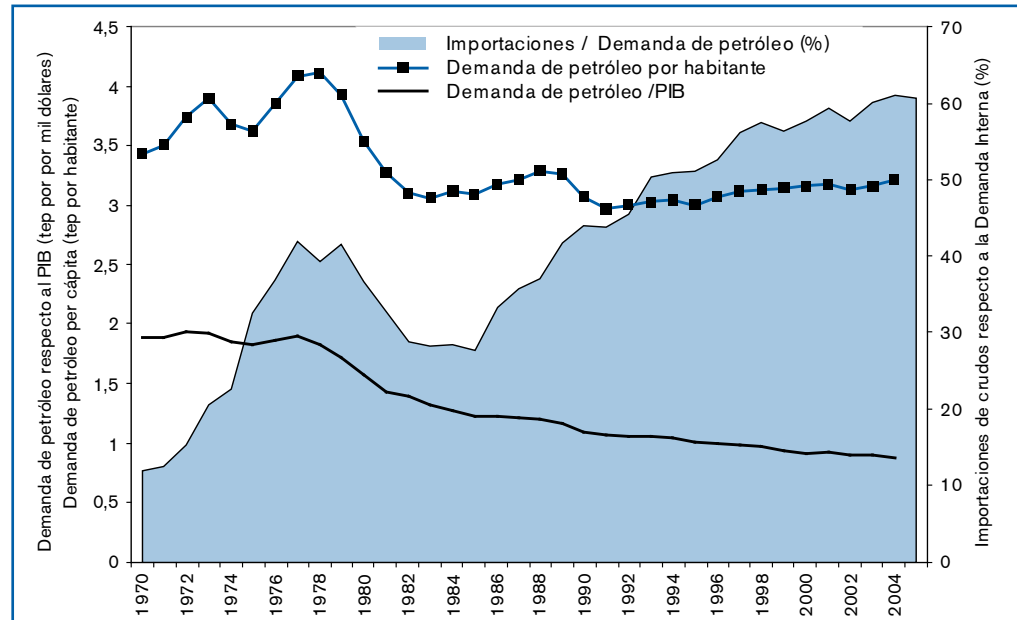
15. Desde el punto de vista empresarial, las diez mayores compañías productoras concentran el 55% de la extracción (EIA, 2006e) y, si se añaden las diez siguientes, entre las 20 obtienen 66% de la producción de crudo. A la cabeza figura BP-PLC, Chevron, Conoco, Shell, Occidental y ExxonMobil.

16. El precio medio de los crudos importados se ha elevado entre 1995 y 2004 desde 20.6 a 38.2 dólares por barril. El precio de la gasolina pagado por los consumidores finales lo ha hecho desde 20.2 a 38.0 centavos de dólar por litro (EIA, 2006e).

Esas condiciones han ido agudizando la dependencia externa, de manera que en 1970 las importaciones de crudos suponían alrededor de 12% de la demanda interna, en 1980 eran 36%, en 1990 44%, en 2000, 57% y el 2004 a 61% (gráfica 2), en una escalada que parece no tener límites. En el plano internacional, ese aluvión de importaciones ha reforzado el lugar que ocupa Estados Unidos como el mayor importador mundial de crudo, con una cuota que ha seguido creciendo desde 7% de 1970 a 26% mundial en 2004 (IEA, 2006b).

**Gráfica 2**  
**Intensidad de la demanda de petróleo y grado de dependencia exterior (1970-2004)**

Fuente: International Energy Agency (2006bd).



#### 1.4. El refinado de petróleo: una actividad tensionada

La industria de refinado ha venido realizando un gran esfuerzo para abastecer el consumo interno de productos petrolíferos ya que, paralelamente, se ha reducido el número de refinerías y han disminuido las importaciones netas de derivados. El número de refinerías en funcionamiento descendió con celeridad en los años ochenta, desde 324 a 205, y siguió menguando posteriormente hasta las 149 plantas que seguían operativas en 2004 (EIA, 2006e). Cerraron, sobre todo, empresas de pequeño tamaño y con tecnología obsoleta, junto a otras afectadas en su rentabilidad por tres factores: la caída momentánea del consumo en los primeros años ochenta, el brusco retroceso de los precios desde mediados de esa década y la feroz competencia desatada en el sector. Se desarrolló entonces un febril proceso de fusiones y absorciones, algunas de ellas entre las principales corporaciones del sector, junto con la creación de *joint ventures* entre esas corporaciones y otras grandes compañías extranjeras, uno de cuyos primeros resultados fue el cierre de un gran número de plantas (Davis, 1999).

A la vez, el volumen de importaciones se mantuvo estable hasta finales de los noventa, en torno a 50-60 millones de toneladas, mientras que aumentaban las exportaciones

desde menos de 20 hasta más de 40 millones de toneladas. De ese modo, el saldo neto importador se redujo notablemente hasta cifrarse en unos 20 millones de Tm. Por tanto, un número menor de refinerías ha conseguido procesar una cantidad creciente de crudos de petróleo y ha aumentado las exportaciones a través de un intenso proceso de ampliación y modernización de las plantas para incrementar considerablemente su capacidad de procesamiento de crudos.

El incremento de la producción apenas se constató en los años ochenta porque durante la segunda mitad, la actividad de refino no hizo más que recuperar, hasta superar levemente (731 millones de Tm.) el nivel productivo que existía diez años atrás, anterior a la caída registrada durante la primera mitad (653 millones en 1985). La actividad de las refinerías cobró una mayor intensidad desde los años noventa hasta registrar 841 millones de toneladas en 2004. Comparando la situación reciente con la que había en 1980 resulta que el número de refinerías se ha reducido en 53% y su producción se ha elevado 16%, de manera que la capacidad de procesamiento de crudo de las plantas se ha multiplicado por 2.5, pasando de 2.25 a 5.64 millones de toneladas por refinería.<sup>17</sup>

Pero no se trata sólo del aumento de la capacidad productiva de las unidades en funcionamiento, sino que, al mismo tiempo, muchas plantas han introducido mejoras tecnológicas en los sucesivos procesos que desarrollan, desde las fases de separación y de craqueo (fluido catalítico, hidrocaqueo o coquización), a la profundidad de los procesos de combinación (alquilación, eterización, polimerización) o bien de reformulación (refino catalítico, isomerización) y otros tratamientos intermedios que permiten mejorar la calidad y variedad de los productos obtenidos (Peterson y Mahnovsky, 2003, appendix C).

El grueso de esos tratamientos productivos sigue orientado hacia la obtención de combustibles para los vehículos motorizados (cuadro 3). La gasolina constituye 44% del output de las refinerías, el diesel 22% y el keroseno para aviones 9%, de manera que esos tres combustibles principales concentran las tres cuartas partes de la producción. Otros derivados cuyo destino es el consumo residencial (propano y otros gases ligeros) o su utilización como *feedstocks* industriales (naftas, coque de petróleo, betunes) o como combustibles de plantas térmicas (*fuel oil*) ocupan una posición relegada y representan pequeñas cuotas en la producción de las refinerías. De hecho, los porcentajes mencionados suponen una distribución por productos muy dependiente de la estructura de consumo que tiene el sector de transporte, pues no en vano su consumo equivale a dos tercios de la demanda total de derivados (o bien, a 71% del consumo final de esos productos).<sup>18</sup> Precisamente, el transporte concentra su consumo en las gasolinas (65%), el diesel (20%) y el keroseno para aviación (13%) y sólo emplea pequeñas cantidades de otros productos.

17. Algunas plantas son gigantescas como las de Baytown y Baton Rouge, con capacidades de 27 y 25 millones de toneladas, respectivamente; ambas propiedad de ExxonMobil.

18. El resto de la demanda de derivados corresponde a la industria (19%), los demás sectores finales (residencial, comercial, primario, con 7%), el consumo intermedio de las centrales térmicas (3%) y el conjunto de autoconsumos, otras pequeñas transformaciones y pérdidas (6%). Cálculos hechos a partir de IEA (2006b).

Ahora bien, el hecho de que no se haya construido ninguna refinería en las últimas tres décadas, sino que se han ido ampliando y modernizando las plantas existentes ha introducido varios elementos de tensión en la situación actual de su actividad productiva. El principal es que la capacidad de procesamiento se está utilizando al límite (Peterson y Mahanovsky, 2003; EIA, 2006e)). En las décadas pasadas el grado de utilización de la capacidad oscilaba entre 75-80%, pero desde los años noventa rebasa 90% y en algunos momentos supera 95%, lo cual indica que muchas plantas funcionan en condiciones de sobre-utilización y no existe capacidad excedente que permita cubrir nuevas demandas o hacer frente a contingencias imprevistas, pero no infrecuentes. Un incremento notable de la demanda o bien cualquier percance que exija la parada temporal de un número significativo de plantas deriva en una caída de la producción interna con la consiguiente alza de los precios o la necesidad de ampliar las importaciones.

Esto último es lo que está sucediendo en los últimos años. El incremento de la demanda de productos refinados, ante unas refinerías que producen casi al límite de su capacidad, está ocasionando un nuevo ascenso de las importaciones que, como se ha referido, habían permanecido estables durante casi dos décadas. Los 52 millones de toneladas de derivados que se importaban en 1997 se convirtieron en 74 millones en 2000 y en 112 millones en 2004, es decir más del doble de las compras realizadas diez años atrás, adquiriéndose en el exterior el equivalente a casi la séptima parte de la producción interna.

Relacionado con esas compras en el exterior, se aprecia un creciente desajuste entre la composición de productos que aporta la producción nacional y la que demandan los sectores de consumo (cuadro 3), lo que está determinado en gran medida por la insuficiencia de inversiones en nuevos equipos y y procesos tecnológicos en el parque de refinerías. Aunque la gasolina es el producto mayoritario de la producción, su demanda interna requiere una cuantía mayor de ese producto que no se puede obtener bajo las condiciones tecnológicas de que disponen muchas de las plantas en funcionamiento. Esto supone que en los últimos años las importaciones de gasolina se acercan a los 40 millones de toneladas. En menor cuantía otro tanto sucede con la necesidad de importar diesel (12 millones de Tm) y keroseno para aviones (5 millones), pero más aún en otros productos como naftas (6 millones), gases ligeros de petróleo (10 millones) y fuel oil (25 millones). A la vez, esa dotación tecnológica proporciona cantidades excesivas de otros productos que deben destinarse a la exportación, como ocurre con el coque de petróleo (18 millones de Tm.), betunes y otros productos residuales.

Cuadro 3

Estructura de la producción y del consumo final de derivados de petróleo. Millones de tep (Promedios de cada periodo)

	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2004	1996-2000 % total	2001-2004 % total
Gases Ligeros de Petróleo:	12.2	17.3	20.0	22.5	21.8	2.7	2.6
Producción	-	-	0.1	0.2	0.5		
Saldo neto (M - X)							
Consumo Final <sup>a</sup>	57.2	56.5	48.1	55.4	53.6	7.2	6.5
Gasolina: Producción	295.1	315.0	332.3	361.9	374.0	43.9	44.1
Saldo neto (M - X)	11.1	15.8	7.1	14.5	27.2		
Consumo final	307.2	330.9	342.4	375.7	402.2	48.8	49.1
Keroseno-fuel: Producción	43.7	59.6	67.6	78.4	76.4	9.5	9.0
Saldo neto (M - X)	1.0	2.1	1.7	3.3	3.9		
Consumo final	44.8	61.4	69.5	81.6	80.4	10.6	9.8
Keroseno: Producción	5.9	4.1	2.4	3.4	3.3	0.4	0.4
Saldo neto (M - X)	0.2	0.1	-0.1	0.1	-0.2		
Consumo final	6.1	4.2	2.3	3.5	3.1	0.5	0.4
Diesel: Producción	137.2	147.9	160.9	179.0	193.7	21.7	22.8
Saldo neto (M - X)	3.6	6.9	-3.5	0.9	6.5		
Consumo final	131.0	142.8	148.0	168.5	188.9	21.9	23.0
Fuel: Producción	62.5	55.4	49.5	41.6	37.7	5.0	4.4
Saldo neto (M - X)	22.1	17.8	8.4	5.5	9.9		
Consumo final	32.9	23.5	13.9	6.1	9.8	0.8	1.2
Lubricantes + bituminosos + sprit + coque de petróleo: Producción	53.1	61.7	66.2	74.9	78.8	9.1	9.3
Saldo neto (M - X)	-7.4	-9.8	-11.6	-14.1	-17.1		
Consumo final	36.4	42.1	43.6	46.7	47.5	6.1	5.9
Nafta: Producción	8.4	7.0	7.9	10.3	10.5	1.2	1.2
Saldo neto (M - X)	3.3	2.6	1.0	2.9	4.3		
Consumo final	11.7	9.5	8.9	13.2	14.8	1.7	1.8
Total: Producción de refinerías <sup>b</sup>	678.6	733.9	766.7	825.0	849.0	100	100
Saldo neto (M - X)	33.3	36.9	8.8	20.7	39.8		
Otros <sup>c</sup>	-69.5	-85.0	-77.7	-76.4	-69.0		
Consumo final	642.4	685.8	697.8	769.3	819.8	100	100

<sup>a</sup> Una parte de la producción se obtiene por transferencia desde otros productos.

<sup>b</sup> No se han detallado los datos de otros productos menores que sí se contabilizan en la producción total.

<sup>c</sup> Variaciones en consumos intermedios...

Fuente: elaboración propia a partir de International Energy Agency (2006b).

El tercer límite concierne a la excesiva concentración del parque de refinerías en torno a la zona del Golfo de México (Hibbard, 2006). En esta zona concurren las dos terceras partes de la oferta de crudo porque es allí donde se extrae (*onshore* y *offshore*) la mitad del crudo nacional y sus puertos reciben una parte importante del crudo importado. Esa situación ha alentado que en esa zona esté instalada más de la mitad de la capacidad de refino del país: Texas dispone de casi 2 400 millones de Tm y Louisiana de 150 millones, de modo que esos dos estados generan más de 45% del refino nacional y junto a lo que aportan otros estados de la zona la proporción se acerca a 55%.<sup>19</sup> Esa concentración en

<sup>19</sup> Las otras dos zonas significativas son California (12) y los estados centrales de los Grandes Lagos y las Llanuras (21%), con porcentajes menores para el resto de la costa del Pacífico (6%), los estados de la costa Este (10%) y los de las Rocosas (3%). EIA(2006e).

una zona reducida y ubicada en un extremo del país, obliga a trazar una extensísima red de tuberías y otros medios de transporte con los que trasladar los productos refinados para abastecer a las zonas cuya producción es deficitaria. Además, tal concentración de refinerías se vuelve más peliaguda porque aquella zona del Golfo de México está sometida periódicamente a fuertes huracanes que, junto al impacto en las plataformas de extracción y otras instalaciones, ocasionan grandes desperfectos en las refinerías, reduciendo temporalmente su producción y, por tanto, los productos transportados y el suministro adecuado de las regiones deficitarias.

## 2. Rigideces en la sustitución de fuentes energéticas

### 2.1. Gas natural: ascenso frenado y dependencia externa

Medio siglo atrás, Estados Unidos era el país pionero en la utilización del gas natural aprovechando la abundancia de sus reservas y la variedad de consumos que ofrecía, tanto para la industria, el sector residencial y otros usos finales, como para su combustión en las plantas térmicas. Sin embargo, al cabo del tiempo la situación se ha ido tornando más adversa,<sup>20</sup> en un proceso que guarda ciertas similitudes con el seguido por el petróleo y a consecuencia del cual se ha frenado la presencia ascendente que este recurso llevaba en el sistema energético, a la vez que ha aumentado su dependencia externa. (Costello *et al.*, 2004; Boussena *et al.*, 2006; Foss, 2005; APERC, 2003).

La producción de gas alcanzó su cenit en 1973 con un nivel máximo de 615 mil millones de metros cúbicos. Se inició entonces un declive que condujo la cifra de extracción a 506 mil millones de m<sup>3</sup> en 1990. En esa década se registró un cierto repunte que se prolongó hasta los inicios del nuevo siglo (556 mil millones en 2001), para caer ligeramente a 531 mil millones de m<sup>3</sup> en 2004. Se trata, por tanto, de un retroceso menos intenso y persistente que el mostrado por el crudo de petróleo, pero igualmente significativo. Las reservas probadas apenas han repuesto el gas extraído en el curso de los años, de modo que entre 1980 y 2004 la producción acumulada fue de 12.5 billones de metros cúbicos mientras que las reservas se redujeron en 120 mil millones, estando cifradas actualmente en 5.45 billones, equivalentes a 3% de las reservas mundiales.<sup>21</sup> No obstante, a diferencia de lo que sucede en el caso del crudo, el hecho de que la ratio actual reservas/producción –en torno a 10 años– haya recuperado el nivel que tenía hace dos décadas y sea mayor que el registrado en los años noventa (8.5 años) obedece sobre todo al avance de las reservas, que han aumentado en casi un millón de metros cúbicos respecto del mínimo registrado en 1993 (4.55 billones), aunque también se eleva la ratio debido a la nueva caída de la producción.

20. En 1960, Estados Unidos producía y consumía 36-37% del gas natural a escala mundial, mientras que en 2004 tiene una cuota mundial de 18% en la producción y de 22% en el consumo.

21. La fuente de los datos referidos es BP (2007), bastante coincidentes con los que ofrecen la OPEP (5.35 billones de metros cúbicos) y la EIA (5.45 billones). La cifra oficial sobre reservas “posibles” es muy superior, pero incluye recursos hipotéticos sin descubrir y otros conocidos pero en los que se ignora su grado de recuperabilidad técnica y de rentabilidad económica (Boussena, *et al.*, 2006).

La mejora se aprecia también en la cantidad de pozos explotados cuyo número sigue en alza, desde 182 mil de 1980 hasta 400 mil actuales. Sin embargo, la profundidad media de las perforaciones fue aumentando de forma considerable durante los años noventa después de haberse mantenido bastante estable en la década anterior en torno a 1 520 - 1 550 metros, de modo que en 1995 superaba los 1 900 metros y después apenas ha bajado en los últimos años.<sup>22</sup> Ese dato no es más que uno de los numerosos indicios sobre las limitaciones productivas que presentan la mayoría de los campos gasíferos estadounidenses cuyos mejores tiempos pasaron ya hace décadas y sus condiciones actuales son bastante menos favorables. Sucede así que la producción por pozo se ha reducido drásticamente en el curso del tiempo, con cifras de 2.7 mil millones de m<sup>3</sup> en 1980 y 1.125 mil millones, esto es, un retroceso de 45 por ciento.

El descenso de la producción y de la productividad se constata con mayor fuerza en los yacimientos de todas las zonas *onshore*, que es donde se obtienen las tres cuartas partes del gas nacional,<sup>23</sup> en tanto que la extracción en Alaska sigue suponiendo alrededor de 5% y el resto corresponde a la producción *offshore* en el Golfo de México, que es la que ofrece menor deterioro de los indicadores productivos.

En contraste con el curso descendente de la producción, la demanda interna mantiene una trayectoria ascendente desde los años noventa. No ocurrió así en la década anterior, cuando la demanda se contrajo en su primera mitad hasta el punto de que pese a la recuperación posterior en 1990 se registró un nivel (530 mil millones de m<sup>3</sup>) que aún era 6% inferior al de diez años antes. El alza del consumo de los años noventa, con un incremento de 26% a lo largo del decenio –hasta 667 mil millones de m<sup>3</sup>– ha quedado truncada en los últimos años, con una caída de casi 10% que ha colocado la demanda de 2004 en 619 mil millones de m<sup>3</sup>.

Paralelamente, en el transcurso de esas décadas se ha modificado la composición de la demanda de gas natural. La alteración afecta en primer lugar a la proporción entre los consumos intermedios y finales, cuya relación pasó de 28-72% a 35-65% debido a que se elevó la parte destinada a las plantas eléctricas (de 17 a 27%) mientras que la dedicada al autoconsumo<sup>24</sup> y otras partidas menores redujo la suya más suavemente (de 11 a 8%). En segundo lugar, afecta a la estructura sectorial del consumo final, ya que su pérdida relativa de siete puntos ha estado centrada en la industria y el sector residencial, que han reducido sus cuotas en cuatro y tres puntos, respectivamente, hasta suponer 26 y 22% de la demanda interna; mientras que el sector comercial (14%) y el de transporte (3%) mantuvieron sus cuotas menores.

Este hecho es el que ha dado lugar a que el gas natural haya visto mermada su presencia relativa en el consumo final de energía, cayendo de 24.2 a 21.7%, en la medida en que durante el intervalo de 1990 a 2004 el consumo de gas apenas ha crecido 10%. Sólo ha mantenido su participación relativa en el consumo industrial (30%) puesto que sigue utilizándose de forma destacada, sea como combustible en diversas actividades

22. Fuente EIA: [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet\\_crd\\_welldep\\_sl\\_a.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_crd_welldep_sl_a.htm)

23. Aproximadamente, 45% se concentra en los estados de: Texas (24%), Louisiana, Oklahoma y Nuevo México (EIA, 2006e; Hibbard, 2006).

24. Se trata del combustible consumido por los gasoductos y las actividades productivas relacionadas con el petróleo y el gas.

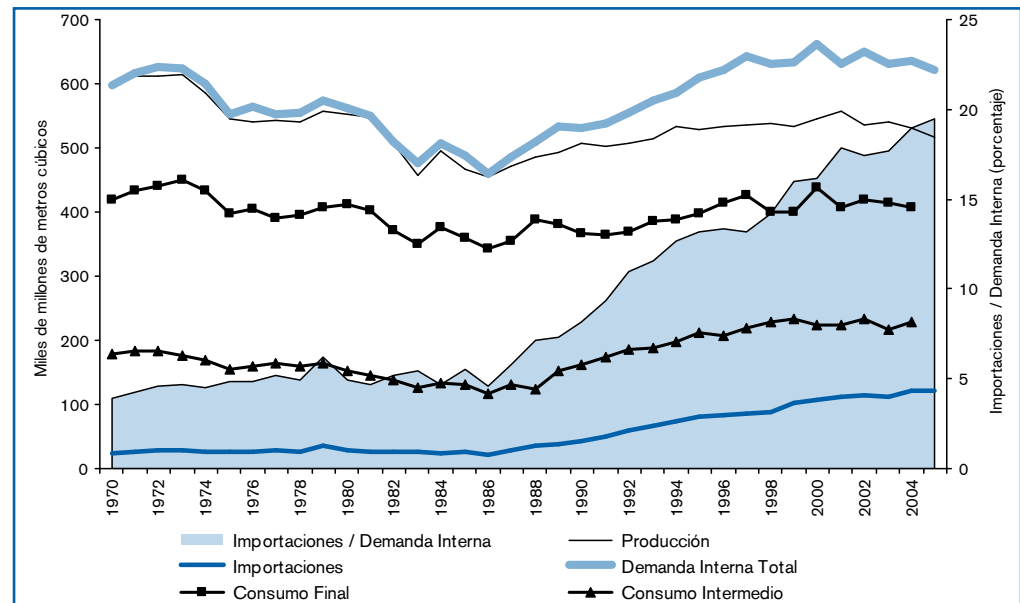
manufactureras, sea como *feedstock* en la rama petroquímica. En cambio, su contribución ha sufrido caídas notables en el sector residencial y en el comercial, donde sigue siendo un recurso importante, que aporta 43 y 37% de sus respectivos consumos, pero esos porcentajes reflejan pérdidas de ocho y cuatro puntos respecto de sus contribuciones de hace dos décadas.

Por tanto, el freno a la presencia ascendente que observaba el gas natural desde mediados del siglo XX en el consumo final de energía concierne a lo que sucede en el consumo de los hogares y en el sector comercial. Sin embargo, como se examina en el próximo apartado, la modificación que tiene lugar es más compleja ya que en ambos sectores se produce una sustitución de gas por electricidad, pero al mismo tiempo el gas natural sí gana una cierta presencia en la generación de electricidad.

**Gráfica 3**

**Producción, demanda e importaciones de gas natural: 1971-2004 (miles de millones de metros cúbicos)**

Fuente: International Energy Agency (2006), Energy balances of OECD Countries, 1960-2009 y Natural Gas Information.



Precisamente, ante una producción en retroceso, el incremento de la demanda intermedia es el que determina –en mayor medida que los consumos finales– la necesidad de incrementar las importaciones de gas natural (gráfica 3). La cifra de compras se elevó con suavidad en los años ochenta, desde 28 a 43 mil millones de m<sup>3</sup> y se aceleró después hasta registrar 120 mil millones de m<sup>3</sup> en 2004.<sup>25</sup> De esa manera, una parte creciente de la demanda interna se abastece con compras en el exterior que en 1980 representaban 5%, en 1990, 8% y en 2004 se acercan a 19%, un porcentaje que expresa un grado de dependencia que ya empieza a ser significativo y que coloca también a Estados Unidos a la cabeza de los países importadores con una cuota equivalente a 15% mundial, si bien hasta el momento la casi totalidad de esos suministros externos proceden del país vecino, Canadá.

<sup>25</sup>. También han aumentado las exportaciones, aunque sus cifras son muy inferiores. Aumentaron de 1 a 4 mil millones de m<sup>3</sup> hasta mediados de los noventa y después lo han hecho hasta 24 mil millones en 2004, debido a que desde el Golfo de México se abastece al vecino meridional del mismo nombre.



## 2.2. El carbón como sostén de la producción eléctrica: alternativas limitadas

El consumo final de energía ha experimentado una creciente *electrificación* (cuadro 2) de forma que este recurso supone ya la quinta parte de la demanda final gracias a que ha incrementado con rapidez su presencia en el abastecimiento energético de los hogares (donde representa ya 41%) y en el sector comercial (52%), manteniendo una cuota importante en el consumo de la industria (23%).<sup>26</sup> En consecuencia, para atender a esas necesidades sectoriales, la producción de energía eléctrica ha crecido con dinamismo; entre 1980 y 2004 se ha incrementado 70%, pasando de 2 427 a 4 147 teravatios-hora (tWh), lo que supone una tasa media de 2.3% anual durante ese cuarto de siglo.<sup>27</sup> Se trata de un ritmo notable, aunque inferior al registrado por el PIB, de ahí que la ratio consumo eléctrico-PIB haya descendido entre 1980 y 2004, desde 0.44 hasta 0.37 kWh por dólar de producción (constante del año 2000); pero no así la ratio de consumo eléctrico respecto de la población que se ha elevado más de un 25%, hasta 1 338 kWh per cápita, una cifra que casi duplica a la que ostenta la Unión Europea-15 y es 65% superior a la de Japón (IEA, 2000b).

El grueso de la producción se genera en plantas térmicas, que desde hace décadas vienen aportando 70-71% del total (IEA, 2006b; EIA, 2006d; APERC, 2004b). Y dentro de este tipo de plantas el carbón sigue siendo el combustible abrumadoramente mayoritario, pues apenas ha reducido tres puntos su participación respecto a los años ochenta y sigue suponiendo alrededor de 72% del combustible utilizado en las plantas termo-eléctricas. Es así que pese al aumento de la proporción de gas dirigido a la producción termo-eléctrica y pese a las ventajas técnicas y económicas que ofrecen sus plantas (menor coste de construcción, mayor flexibilidad en el tamaño, mínima contaminación atmosférica), durante todo el período, el gas natural sólo ha elevado en cuatro puntos su participación como combustible (hasta 24%) y mantiene una presencia de segundo orden en el conjunto del parque de centrales térmicas, mientras que la del petróleo –fuel oil– es marginal (por ciento).

Consecuentemente, el proceso de electrificación del consumo final reposa de manera decisiva en el carbón, que es un recurso abundante pero acarrea un gravísimo impacto ambiental a través de la emisión de gases de efecto invernadero.

La producción de carbón es la que ha venido sosteniendo, en primera instancia, el modesto crecimiento de la producción de energía primaria durante las últimas décadas, convirtiéndose en la primera fuente energética en la medida en que aporta más de un

<sup>26</sup>. Esos tres sectores son los que concentran la mayor parte de la demanda final de electricidad, que en 2004 se distribuye entre 36% en el sector residencial, 34% en el comercio (incluyendo alumbrado público) y 29% en la industria, con 4% restante repartido entre el transporte, la agricultura y otras actividades.

<sup>27</sup>. La fuente de los datos referidos es la IEA (2006b). La EIA ofrece cifras ligeramente inferiores (3970 tWh en 2004), pero no modifican la tendencia de crecimiento. La mayor parte de la producción corresponde a empresas vinculadas al servicio público de electricidad, aunque se aprecia una participación creciente de productores independientes, que ya aportan 28% del total, frente a menos de 2% en 1980, además de casi 5% que corresponde a plantas cogeneradoras de electricidad y calor.

tercio de la producción de energía primaria del país (cuadro 4). Entre 1980 y 2004, la producción carbonífera ha pasado de 450 a 550 millones de toneladas equivalentes de petróleo, que representan cerca de 18% de la producción mundial. La mayor parte de la producción se compone de carbones bituminosos, de buena calidad y escasa volatilidad calorífica, si bien el tope productivo de estas variedades se alcanzó a mediados de los años noventa y después ha ido descendiendo, de manera que su contribución a la producción carbonífera ha bajado del 64 a 54% en el espacio de una década.<sup>28</sup>

La disponibilidad futura de este recurso está garantizada en sus distintas modalidades porque su dotación es muy abundante en el territorio estadounidense ya que cuenta con unas reservas de carbones bituminosos estimadas por encima de 110 mil millones de Tm (23% mundial) junto con otras de sub-bituminosos por encima de los 130 mil millones de Tm (31% mundial). En conjunto, las reservas probadas suponen unos 130 mil millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que significa una ratio reservas/producción de 240 años (BP, 2007).

<b>Cuadro 4</b>											
<b>Evolución de la producción y de la demanda de energía primaria: 1970-2004</b>											
	1961- 1965	1966- 1970	1971- 1975	1976- 1980	1981- 1985	1986- 1990	1991- 1995	1996- 2000	2001- 2004	2001-2004 Promedio anual	
	Tasas medias de variación anual de cada periodo(%)									mill. Tep	%
Producción	3.3	5.0	-0.6	2.0	0.2	1.0	0.1	0.2	-0.5	1.660	100
Carbón	3.9	3.0	1.1	4.3	0.8	3.0	-0.3	0.5	0.1	550	33.2
Petróleo crudo	2.3	4.7	-2.6	0.5	0.6	-3.4	-1.7	-1.7	-1.9	353	21.3
Gas Natural	4.4	6.9	-1.9	0.4	-3.2	1.7	0.8	0.6	-0.5	447	26.9
Nuclear	47.9	42.9	51.1	7.7	8.8	8.5	3.1	2.2	0.5	208	12.6
Hidro	5.8	5.0	3.9	-1.7	0.4	0.8	2.8	-4.2	1.7	21	1.3
Geotérmica	42.1	22.7	43.5	9.3	13.1	10.7	-1.2	-0.2	-9.5	10	0.6
Solar-eólica	-	-	-	-	-	217.2	1.5	42.9	6.4	2	0.1
Comb.Sol.Renov	0.2	1.4	0.9	8.2	3.6	-0.9	2.5	0.8	-1.0	67	4.0
Demanda Interna	3.8	4.9	1.3	1.8	-0.3	1.6	1.6	2.0	0.2	2.288	100
Carbón	3.5	2.0	1.0	4.2	2.5	1.5	0.8	2.6	0.1	538	23.5
Petróleo crudo	2.6	4.1	3.5	1.3	-2.1	1.9	0.9	1.6	1.0	901	39.4
Gas Natural	4.8	6.8	-1.7	0.8	-2.9	1.3	3.0	1.5	-1.6	521	22.8
Nuclear	47.9	42.9	51.1	7.7	8.8	8.5	3.1	2.2	0.5	208	9.1
Hidro	5.8	5.0	3.9	-1.7	0.4	0.8	2.8	-4.2	1.7	21	0.9
Geotérmica	42.1	22.7	43.5	9.3	13.1	10.7	-1.2	-0.2	-9.5	10	0.4
Solar-eólica	-	-	-	-	-	217.2	1.5	42.9	6.4	2	0.1
Comb.Sol.Renov.	0.2	1.4	0.9	8.2	3.6	-0.9	2.5	0.8	-1.0	67	2.9

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2006b).

Aproximadamente, la décima parte de la producción se exporta y el resto se dirige casi en su totalidad hacia las plantas térmicas. En los años ochenta, 86% de la demanda interna se orientaba hacia ese consumo intermedio y en la actualidad ese porcentaje se eleva a 94%, de modo que sólo 6% se consume como recurso final, sobre todo en el sector

<sup>28</sup>. También desciende la producción de carbón coquizable (para altos hornos) que ahora representa sólo 5% del total. En consecuencia, lo que sigue aumentando es la producción de las variedades sub-bituminosas y de lignito, que ya representan 41% del total (IEA, 2006b).

industrial.<sup>29</sup> Por tanto, la abundancia de las reservas garantiza una presencia protagonista de este recurso en la generación de electricidad a largo plazo; la limitación que presenta es la que se deriva de su grave impacto ambiental a través de la emisión de gases que tiene lugar en la combustión termo-eléctrica (Tol *et al*, 2006).

Según los datos de la EIA, 99% de las emisiones de CO<sub>2</sub> se debe a actividades energéticas y otro tanto sucede con las emisiones de SO<sub>2</sub> y de NO<sub>x</sub>. En el caso del dióxido de carbono, la cuantía de partículas arrojadas a la atmósfera se ha incrementado 25% entre 1980 y 2004, desde 4 753 a 5 900 millones de toneladas.<sup>30</sup> La mayor responsabilidad de tales emisiones corresponde a las plantas térmicas, cuya contribución ha aumentado en siete puntos relativos hasta suponer 40% del total. El segundo lugar queda a cargo del sector de transporte, debido a la combustión de los derivados de petróleo realizada por los motores de los vehículos, los aviones y otros medios, cuya cuota contaminante ha aumentado en tres puntos hasta acercarse a 33% del total.<sup>31</sup> Desvinculada de los acuerdos de Kyoto, la política ambiental de las últimas administraciones consiste en la aplicación “flexible” de indicadores propios que hasta la fecha muestran una escasa efectividad, acompañada de una apelación optimista a la rápida disponibilidad de tecnologías que permitan una combustión de carbón (limpio) con un mínimo impacto ambiental.

La presencia dominante del carbón en el *mix* eléctrico constituye la otra línea de fuerza fundamental del sistema energético estadounidense, que se ha consolidado merced a la limitada capacidad de sustitución que ofrecen los combustibles que no tienen origen fósil, esto es, la energía nuclear y las energías renovables, encabezadas por la hidráulica.

Presentada en los años setenta como la alternativa al petróleo cuya contribución iba a ser decisiva para lograr la autosuficiencia en el abastecimiento energético, sin impacto ambiental, el paso del tiempo ha mostrado que la energía nuclear tiene unas posibilidades bastante limitadas para sustituir a los combustibles fósiles en la producción de electricidad. Tras su flamante irrupción en la escena energética en aquellos años, a lo largo de la siguiente década la producción de origen nuclear tuvo un rápido desarrollo y obtuvo una participación creciente en la generación de energía eléctrica. Las 20 unidades instaladas en 1970 pasaron a ser 112 en 1990 y los 23 teravatios hora del inicio se ampliaron a 611 tWh, de modo que en 1990 suponía ya 19% de la producción eléctrica.

Sin embargo, a partir de esa fecha este recurso energético no ha conocido progresos significativos (APEREC, 2004; EIA, 2006d; IEA, 2006b): el número de plantas se ha reducido levemente a 104, la producción ha aumentado a un ritmo menor (cuadro 4) hasta llegar a un total de 813 teravatios-hora que en 2004 representan 19% de la producción total de electricidad, es decir, apenas unas décimas más que en 1990. De hecho, desde 1980, tras el accidente nuclear de la central de Harrisburg, en Tree Mile Island, no se ha concedido ninguna licencia de construcción y las últimas centrales que fueron conectadas

29. En la industria es un recurso cada vez más minoritario, pues sólo contribuye a 7% de su consumo, mientras que en los otros sectores finales su aportación es marginal.

30. EIA: <http://www.eia.doe.gov/environment.html>

31. 27% restante de las emisiones se imputa a los demás sectores de consumo final. Conforme a su pérdida de peso en el CFE, la industria también ha reducido su responsabilidad contaminante pasando de 25% de 1980 a 18% actual, en tanto el sector residencial lo ha hecho de 8 a 6% y el comercial de 5% a 4% (EIA, 2006b).

a la red lo hicieron a mediados de los años noventa. Sin nuevas capacidades instaladas, la expansión de la producción se lleva a cabo mediante el alza del factor de capacidad, que en 1990 era de 70% y en los últimos años ha estado oscilando en torno a 90%. Sin embargo, esa intensificación, a expensas de un menor número de paradas –por razones de carga, inspección u otros motivos– reduce el margen de garantías del parque nuclear para atender a posibles imprevistos, a la vez que acentúa la presión con la que trabaja un gran número de plantas que llevan ya varias décadas funcionando.

Más decepcionante aún es la trayectoria de las fuentes renovables (APEREC, 2005; EIA, 2006d). Los recursos hidráulicos, cuya producción viene oscilando en las últimas décadas entre los 250 y los 325 teravatios-hora, suponen ya menos de 8% de la producción eléctrica, sin que quepa esperar una expectativa más favorable. La energía geotérmica alcanza una producción cercana a 15 tWh, mientras que la solar y la eólica no alcanzan conjuntamente esa cifra, y la energía originada a partir de biomásas sólidas y líquidas aporta otros 70 tWh. Es así que la contribución agregada de los nuevos recursos renovables apenas alcanza el centenar de teravatios-hora, aportando 2.5% de la producción eléctrica, y si se suman también los recursos hidráulicos, el conjunto de las fuentes renovables representa la décima parte de la producción de electricidad. Es así que la “green power” sigue siendo una propuesta sometida a múltiples obstáculos que limitan severamente su participación en el *mix* eléctrico (Menz, 2004).

A fin de cuentas, la generación de energía eléctrica necesita seguir basándose en el carbón, en la medida en que el gas natural, la energía nuclear y los recursos renovables no ofrecen posibilidades para sustituirlo en una proporción mayor.<sup>32</sup>

### 3. Política energética: entre la inoperancia y la pasividad interesada

El análisis precedente confirma que el sistema energético estadounidense no ha conocido cambios estructurales durante las últimas décadas sino que en su transcurso se han profundizado las dos líneas de fuerza principales que lo caracterizan: de una parte, el predominio sectorial del transporte en el consumo final, que se abastece casi en exclusiva con derivados de petróleo; de otra parte, un creciente proceso de electrificación, que requiere una contribución masiva de carbón para generar esa energía eléctrica demandada por los demás sectores de consumo final (diagrama I).

32. Otro problema de considerable importancia que presenta el sector eléctrico concierne a la situación de la red, es decir al sistema de transporte y distribución de fluido eléctrico. El crecimiento de la producción no ha tenido una respuesta similar en la ampliación y modernización de una red que se vertebra territorialmente a través de tres sistemas interconectados (Este, Oeste y Texas) con numerosos cuellos de botella debido a la escasez de inversiones y de innovaciones tecnológicas en las últimas décadas. Múltiples informes, incluso oficiales, muestran las serias debilidades que presenta esa red. Abundan también los ejemplos sobre algunas de las dificultades creadas en forma de apagones e insuficiencias de suministros en determinadas zonas. Cabe recordar, por ejemplo, el apagón generalizado que sufrió una gran parte del país el 14 de agosto de 2003 como consecuencia de unos problemas surgidos en las líneas de transmisión de Cleveland (Ohio).

Ante estas tendencias inerciales, las administraciones que han gobernado el país durante el último cuarto de siglo no han cesado de hacer declaraciones a favor del aumento de la producción (detener la caída de hidrocarburos, seguir con el programa nuclear, fomentar las energías renovables) y elevar la eficiencia de los consumos finales para moderar el impacto de la contaminación y reducir la dependencia externa en cuanto al petróleo. Esos objetivos de referencia figuraban en la propuesta del *Projet Independence* aprobado por la Administración Nixon, lo mismo que en el Programa de la Administración Carter de 1979, siendo reiterado posteriormente por las administraciones Reagan-Bush y Clinton que gobernaron durante los años ochenta y noventa. En presencia de unos indicadores energéticos que no dejan lugar a la duda sobre la gravedad alcanzada por la vulnerabilidad energética, la nueva Administración Bush afronta desde las primeras semanas de su mandato la necesidad de ofrecer soluciones a los problemas planteados. Desde un nuevo organismo intergubernamental, el National Energy Policy Development Group y desde el Department of Energy van surgiendo sucesivas propuestas que cristalizaron normativamente con la aprobación de la Energy Policy Act aprobada en julio de 2005 y que ha conocido ulteriores concreciones en documentos posteriores (NEC, 2006; GAO, 2007)

### 3.1. Propuestas energéticas de la Administración Bush

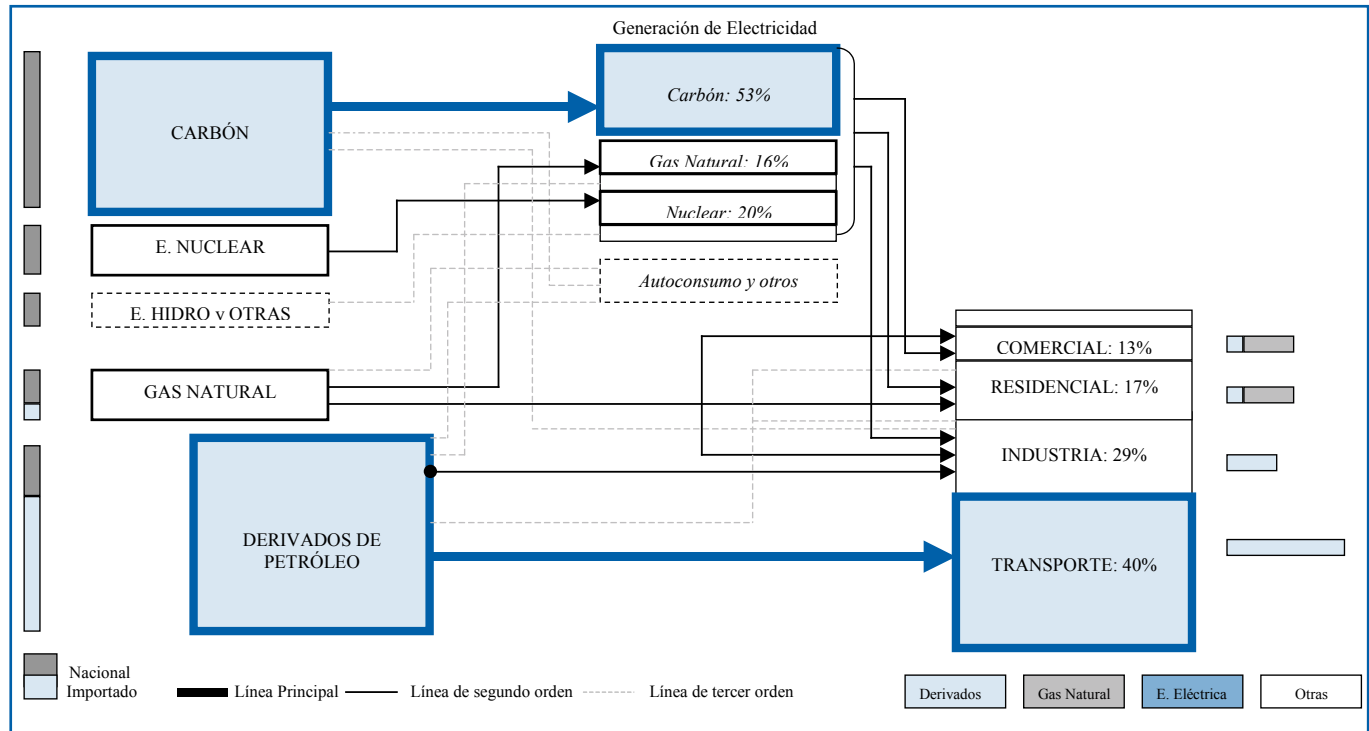
La referencia que guía la política energética de la Administración Bush es la necesidad de aportar respuestas a las dos líneas de fuerza que determinan el funcionamiento del sistema energético del país, de manera que sus propuestas se pueden agrupar en torno a dos grandes cuestiones: el abastecimiento de combustible al transporte y la diversificación de las fuentes generadoras de electricidad (Kodjak y Meszler, 2004; Sandalow, 2007, NEPDG, 2001; NCEP, 2004; NEC, 2006; GAO, 2007; APERC, 2007).

De una parte, el abastecimiento del transporte se afronta con medidas orientadas en una doble dirección:

- i) La utilización de nuevos combustibles. Se enuncian así las posibilidades de los biocarburantes (etanol y biodieseles) obtenidos a partir del procesamiento de plantas vegetales y desde grasas animales, así como la utilización de biomásas convertidas de gas a líquido, carbones de gas a líquido y del gas natural utilizados como combustibles para vehículos. El programa "Renovable Fuels Standard" se propone que en el año 2012 el consumo de bioetanol alcance los 15 mil millones de litros cuyo suministro esté disponible en un buen número de distribuidoras de combustible para vehículos; junto a otras metas para los demás sustitutos parciales de los derivados de petróleo que actualmente consume el parque de vehículos. A tal efecto se crea un sistema de subvenciones públicas y de exenciones fiscales para promocionar la producción y el consumo de esos biocombustibles

## Diagrama 1

### Líneas de fuerza del Sistema Energético de Estados Unidos



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2006a).

- ii) La innovación tecnológica que permita fabricar nuevos tipos de vehículos motorizados. Se postula para ello la necesidad de innovaciones que permitan contar con motores “limpios” diesel –con mínimas emisiones contaminantes–, fabricar vehículos híbridos que funcionen a la vez con baterías eléctricas y con motor de combustión interna, así como la construcción de vehículos basados en el hidrógeno. A tales efectos, se ofrecen ventajas fiscales y apoyos financieros para la investigación aplicada que permita la construcción de prototipos de esos nuevos motores y esos vehículos de nueva generación, con los que se pretende ir renovando escalonadamente el parque de automóviles, camionetas y camiones de manera que reduzcan considerablemente, o incluso lleven a hacer innecesario, el uso de derivados de petróleo.

Adicionalmente, otras dos medidas que conciernen al sector del transporte y al petróleo son el aumento de los estándares de eficiencia fijados a los fabricantes de vehículos y el levantamiento de la prohibición vigente de explotar los yacimientos del Arctic National Wildlife Refuge, en la zona septentrional de Alaska. Los estándares de eficiencia y protección ambiental de CAFE deben servir también para favorecer la utilización de los biocarburantes y de los nuevos tipos de automóviles. Las perforaciones en los espacios públicos naturales de Alaska permitiría aumentar la producción de crudo, pues –según la

información del U.S. Geological Survey– la magnitud de sus reservas posibles (unos 2.2 mil millones de toneladas) equivale a la mitad de las reservas probadas con que actualmente cuenta el país.

De otra parte, para lograr una mayor diversificación del *mix* eléctrico se formulan tres propuestas principales:

- i) El desarrollo de la tecnología que permita la utilización de *carbón limpio* en las plantas térmicas para reducir al mínimo las emisiones de CO<sub>2</sub> y demás gases contaminantes. Para ello se apoyan programas de investigación que trabajan sobre varias alternativas posibles, previas o posteriores a la combustión termoeléctrica.<sup>33</sup>
- ii) El impulso de las energías renovables. Se insiste así de forma reiterada en el potencial de desarrollo que tienen esas energías: eólica, solar, mareomotriz, biomasa y geotérmica, sobre todo para la producción de electricidad. Para estimular su desarrollo se amplían las ayudas concedidas a la investigación y la comercialización de esas fuentes alternativas.
- iii) La construcción de plantas nucleares. Se apuesta por la posibilidad de contar con una nueva generación de reactores atómicos (VHTR, Very High Temperatura Reactor), a la vez que se prolonga hasta los 40 años la licencia de funcionamiento de las plantas en activo, con la posibilidad de conceder una autorización adicional por otros 20 años más. Para alentar la creación de consorcios que soliciten licencias para construir nuevas plantas, el gobierno se compromete a compensar económicamente los costes que pueda acarrear cualquier retraso motivado por causas administrativas en la concesión de permisos, así como a conceder créditos durante ocho años por megavatio-hora producido.

El corolario de la política gubernamental es que la aplicación de ese conjunto de medidas potenciará la capacidad energética del país y reducirá la dependencia del petróleo. Abundan así los documentos exegetas que relacionan el programa con la “ending oil dependence” y el “end oil”.

### 3.2. La incierta apuesta por “pasado mañana”

Las propuestas mencionadas y, por extensión, el conjunto de la política energética contienen tres supuestos implícitos. El primero es que bajo las condiciones tecnológicas actuales no cabe ningún cambio sustancial del sistema energético, sino que su funcionamiento seguirá estando determinado por las dos líneas de fuerza principales. En consecuencia, como segundo supuesto, la modificación de las características vigentes sólo se puede

<sup>33</sup> Una primera opción es gasificar el carbón antes de su combustión. La segunda es separar los gases resultantes de la combustión. La tercera consiste en quemar oxígeno puro (oxi-combustión) que no se traslada a la atmósfera. La cuarta es almacenar el dióxido de carbono en lugares geológicos; por ejemplo, inyectarlo en los yacimientos petrolíferos. Se trabaja también en la búsqueda de otras posibilidades de reciclar los residuos de la combustión.

lograr mediante la incorporación de importantes innovaciones tecnológicas que, por otra parte, en su mayoría todavía no están disponibles para ser utilizadas de forma inmediata. Por tanto, tercer supuesto, lo importante no es el esfuerzo por introducir medidas correctoras que operen en el escenario energético actual, sino apostar por el desarrollo de esas nuevas tecnologías que podrán alterar radicalmente el escenario energético actual. En consecuencia, las medidas arriba expuestas son propuestas para “pasado mañana”.

- Las posibilidades que ofrecen los biocarburantes todavía resultan inciertas. Se desconoce cuál es el potencial de la producción nacional, qué costes y qué consecuencias tendría sobre el sector agrario nacional el hecho de importar las materias primas que se necesitan para fabricar etanol en grandes cantidades. Se ignora cómo podrán surgir y consolidarse las plantas destiladoras, y cómo se construirá la red de transporte y distribución del combustible. Se desconoce también cómo podrá acompañarse la fabricación de vehículos a la oferta del nuevo combustible. En suma, se trata de crear un mercado, ahora inexistente, con todos sus ingredientes, partiendo prácticamente de cero. Por tanto, cualquier calendario es incierto y cualquier estimación detallada acerca de las posibilidades reales de los biocarburantes resulta meramente hipotética, cuando no tendenciosa.
- La producción de automóviles con motores híbridos o basados en el hidrógeno pertenece igualmente al terreno de lo futurible. No cabe precisión alguna sobre cuándo podría comenzar su comercialización, qué precios deberán alcanzar para que sean competitivos frente a los modelos actuales y, por tanto, a qué ritmo podrían ir sustituyendo al parque existente.
- La aportación de crudo que se obtendría si se realizarán extracciones en la ANWR de Alaska es igualmente incierta. De forma confusa se relacionan las estimaciones sobre reservas posibles en la zona con el nivel de reservas probadas, a pesar de que la mayor parte del combustible se encuentra en zonas glaciares para las que no se dispone de equipos y técnicas de extracción, ni se conocen los costes económicos que conllevaría, ni las consecuencias geológicas que acarrearía la perforación de esas zonas. Precisamente, por esos motivos la mayor parte de la opinión pública y una parte de la clase política rechazan la visión gubernamental de “*drill first, ask question later*”. Cabe estimar, además, que las reservas recuperables bajo las condiciones de rentabilidad vigentes no superan la quinta parte de las reservas físicas de la zona, de modo que su producción sería relativamente modesta y no alteraría de forma significativa la insuficiente oferta nacional de petróleo.
- La alternativa del carbón limpio se viene propugnando desde hace décadas (Auer, 2007b) y en ella siguen trabajando los científicos sin que hasta el momento se disponga de tecnologías comercializables, ni quepa prever un calendario verosímil sobre la viabilidad técnica y económica de contar con esa innovación.
- Las energías renovables también vienen formando parte del *discurso energético* de las sucesivas administraciones desde hace décadas, sin que hasta la fecha se hayan registrado hitos fehacientes. A pesar de las declaraciones y de los pequeños programas de apoyo, sin considerar la producción hidráulica, siguen aportando menos de 2.5% de la producción eléctrica. Por ende, muchos proyectos sobre esas ener-



gías renovables han quedado en manos de las grandes corporaciones dedicadas a los combustibles fósiles –sea en el campo del petróleo y el gas natural, sea en el carbón–, que evidentemente carecían de interés en potenciar fuentes energéticas alternativas a las que forman la base de su negocio.

- En el caso de la energía nuclear cabe recordar que no se ha construido ninguna planta nueva desde hace dos décadas. La vida media del parque actual es de 24 años, siendo bastantes las plantas que arrastran ya tres decenios en funcionamiento y desde los años noventa trabajan casi a plena capacidad. La propuesta de prolongar su período de actividad hasta los 40 años, con posibilidad de ampliar hasta 60 años, supone un sobre-esfuerzo mayor que quizás repercuta negativamente sobre su tasa de utilización (averías, paradas) y, por tanto, sobre su producción eléctrica. Las nuevas centrales previstas siguen bajo los signos de la incertidumbre, ya que los consorcios formados para financiar su construcción se encuentran en fases previas, localizando posibles emplazamientos y negociando la participación respectiva de cada compañía partícipe. Hasta la fecha sigue sin concederse ninguna nueva licencia, mientras que los reactores que proponen las dos grandes firmas fabricantes, General Electric y Westinghouse, no son más que adaptaciones mejoradas de sus anteriores modelos –PWR y BWR respectivamente–. La posibilidad de contar con reactores de nueva generación pertenece todavía al campo de la investigación básica, como desde hace mucho tiempo lo está la fusión nuclear o los reactores que utilizarían plutonio como combustible.<sup>34</sup>

Así las cosas, el programa energético de la Administración Bush es meramente hipotético, emplaza a un pasado mañana que puede ser dentro de dos décadas, o tres, o más. No puede ofrecer calendarios precisos, ni puede garantizar la viabilidad tecnológica de esas apuestas y mucho menos su viabilidad económica. Resulta paradójico que las ideas fundamentales del programa se escribieron en documentos redactados en un momento, 2001, en el que los precios internacionales del petróleo todavía eran moderados; sin embargo, posteriormente se ha utilizado la fuerte escalada de precios entre 2004 y 2006 para argumentar la validez de tales propuestas. Por esa razón, otro supuesto básico que está latente en esas propuestas es que en las próximas décadas los precios del petróleo y del gas natural seguirán subiendo y, por tanto, su encarecimiento favorecerá la competitividad de otros combustibles. Supuesto que, cuanto menos, resulta muy arriesgado si se tienen en cuenta las enseñanzas que aporta la trayectoria cíclica de los precios internacionales durante el último medio siglo.

No obstante, el cuestionamiento más rotundo a la viabilidad de la política energética gubernamental lo proporciona la evidencia empírica sobre el esfuerzo tecnológico desplegado. Como señalan (Nemet y Kammen, 2007), utilizando los datos de la National

<sup>34</sup>. No está de más recordar que sigue vigente el problema del tratamiento de los materiales altamente radiactivos que se obtienen como residuos en las plantas. Han transcurrido más de tres décadas sin que exista una solución satisfactoria, simplemente se siguen almacenando en diversas zonas terrestres o marítimas, a pesar de las optimistas apelaciones que entonces se hacían a que el desarrollo tecnológico hallaría tal solución.

Science Foundation se comprueba que, los recursos financieros destinados a investigación y desarrollo en el sector energético –medidos en dólares constante– disminuyeron durante los años noventa y han seguido descendiendo durante el primer mandato presidencial de George Bush. Se han reducido incluso los fondos aportados por el sector privado, lo que pone constituye un indicio meridiano del estado real de las expectativas de las empresas sobre las posibilidades tecnológicas y el potencial de mercado que actualmente ofrecen esas innovaciones energéticas (Nemet y Kammen, 2007; p. 754).

### 3.3. Los silencios para el presente: el cuento del rey desnudo

Con la vista puesta en esas alternativas futuribles, la política del gobierno pierde la perspectiva del presente y carece de medidas prácticas que poner en marcha para incidir en la dinámica energética actual. Los únicos instrumentos que parecen activos son las normas CAFE y los estímulos económicos (subsidios y exenciones) concedidos a empresas y laboratorios para alentar la búsqueda de innovaciones. Detrás del *ruido* con el que se anuncian aquellas alternativas hipotéticas e inciertas a largo plazo y más allá de los modestos instrumentos disponibles a corto plazo sólo queda un clamoroso *silencio* que revela la carencia de respuestas operativas para alterar las características de un sistema energético cada vez más vulnerable.

Un silencio que prolonga los mutismos de anteriores administraciones sobre las grandes cuestiones energéticas que tiene planteadas el país. Ninguna de ellas se ha planteado dotarse de los medios necesarios para actuar sobre: *a)* el exagerado nivel de consumo energético puesto de relieve por los indicadores de intensidad DTEP-PIB y DTEP-población; *b)* la magnitud y la composición de un parque de vehículos motorizado que exige ingentes consumos de petróleo; *c)* el agudo proceso de electrificación de los consumos residenciales y comerciales que, junto a las demandas industriales, origina una masiva utilización de carbón para producir la electricidad necesaria; *d)* el fortísimo impacto ambiental que provocan los enormes consumos de carbón y derivados de petróleo;<sup>35</sup> *e)* la insuficiencia de inversiones para modernizar el parque de refinerías y la infraestructura de transporte de energía eléctrica. Fiel a esos mutismos la Administración actual se niega incluso a poner en marcha medidas reclamadas incluso desde ámbitos conservadores que pueden reducir el consumo de combustibles en el sector de transporte.<sup>36</sup>

35. Después de rechazar su adhesión a los acuerdos de Kyoto, la Administración Bush viene anunciando desde la reunión celebrada en febrero de 2007 entre el G-8 y otros cinco grandes países (China, Brasil, India, México y Sudáfrica) la posibilidad de alcanzar “acuerdos similares” a los que se recogían en la convención de Kyoto para limitar las emisiones contaminantes. Se trataría de “acuerdos voluntarios” que no incluyesen compromisos concretos que los países tengan que cumplir obligatoriamente.

36. Desde hace años Martin Feldstein (2001), principal asesor económico durante la primera administración de Ronald Reagan, viene proponiendo que se aplique un gravamen fiscal considerable sobre el consumo de gasolina y otros carburantes, cuya recaudación podría destinarse a la investigación de tecnologías energéticas, así como la imposición de un límite de consumo por persona que, a través de talones equitativamente distribuidos entre la población, podrían comercializarse pero supondrían la fijación de una cuantía máxima anual para el conjunto del país.

## Bibliografía

- APERC (2003), *Natural Gas Market Regulation in the APEC Region*, APERC, Tokyo.
- (2004): *Nuclear Power Generation in the APEC Region*, APERC, Tokyo.
- (2005), *Renewable Electricity in the APEC Region*, APERC, Tokyo.
- (2007), *Energy Overview, 2006*, APERC, Tokyo, enero.
- Auer J. (2005a), “Bioenergies After the Petroleum Age”, *Deutsche Bank Research, Current Issues*, agosto.
- Auer J. (2005b), “The US’s New Energy Policy Barely a Start”, *Deutsche Bank Research, Energy Special, Current Issues*, diciembre.
- Auer J. (2007b), “Technology to Clean up Coal for the Post-oil Era”, *Deutsche Bank Research, Current Issues, Energy Special*, febrero.
- Boussena S. et al (2006), *Le Défi Pétrolier*, Vuibert, Paris.
- British Petroleum (2007), *Statistical Review of World Energy*, [www.bp.com/centres/energy](http://www.bp.com/centres/energy)
- Brown S. y M. Yücel (2002), “Energy Prices and Aggregate Economic Activity: An Interpretative Survey”, *Quarterly Review of Economics and Finance*, 42, pp. 193-208.
- Calwell Ch. y D. Gordon (2004), “Federal Oil Subsidies: Wow Can the Best be Targeted”, Paper to National Commission on Energy Policy, appendix, mayo.
- CEC (2003), “Benefits of Reducing Demand for Gasoline and Diesel”, *Energy Commission*, Sacramento, California.
- Chevalier J.M. (2004), *Les Grandes Batailles de l’énergie*, Gallimard, Paris.
- Clò A. (2000): *Oil Economics and Policy*, Kluwer Academic Publishers, Londres.
- Cooper J. (2003), “Price Elasticity of Demand for Crude Oil: Estimates for 23 Countries”, *OPEC Review*, 27 (1), pp. 1-8.
- Costello K. et al (2004), “After the Natural Gas Bubble: A Critique of the Modeling and Policy Evaluation Contained in the National Petroleum Council’s 2003 Natural Gas Study”, *Paper to 24<sup>th</sup> Annual North American Conference of the USAEE/IAEE*, julio, Washington.
- Council on Foreign Relations, CFE (2006), *National Security Consequences of U.S. Oil Dependency*, J. Deutch y J. Schlesinger (chairs), D. Victor (director project), Independent Task Force Report, 58.

En realidad, ese silencio reiterado revela la ausencia de medidas operativas y encierra una respuesta implícita en un terreno ajeno al de la energía. Si los problemas no se resuelven queda un resorte fundamental: seguir garantizando el abastecimiento de petróleo desde el exterior. Es decir, la doctrina formulada por James Carter en 1980: “.. an attempt by any outside force to gain control the Persian Gulf region will be regarded as an assault on the vital interests of the United States of America, and such an assault will be repelled by any means necessary, including military force” (Sandalow, 2007, p. 3). O, lo que es lo mismo, se emplean los medios económicos si el funcionamiento del mercado permite obtener el petróleo que necesita el país, en otro caso se emplean medios extra-económicos incluidos los militares. El curso del tiempo ha mostrado sobradamente que, lejos de suponer una hipótesis, la opción “manu military” ha resultado ser un instrumento realmente utilizado. El abastecimiento de petróleo se convierte en una cuestión de “Seguridad Nacional”, de modo que acontecimientos externos que acontecen a miles de kilómetros de la propia frontera –la situación en Oriente Medio– se consideran internos porque conciernen a los intereses vitales de Estados Unidos.

A fin de cuentas, cuando se consultan los documentos oficiales (NE-PDG, 2001; NCEC, 2004; EPA, 2005; AEI, 2006; GAO, 2007) se observa con nitidez que, tras el relato de las posibles alternativas a disponer en el plazo de décadas, la realidad del presente está marcada por la necesidad de garantizar ese abastecimiento creciente de petróleo, y cada vez más también de gas natural. Y entonces el análisis adopta un carácter político-militar porque se traslada al plano de cómo intervenir en las relaciones internacionales y en los escenarios en conflicto o con posibles fuerzas desafectadas u hostiles a los intereses estadounidenses tanto en Oriente Medio, como en Rusia, África o América Latina (CFE, 2006; Seville-Lopez, 2006; Kalicki y Goldwyn, 2005).

Así es necesariamente porque cualquier pronóstico realista sobre la evolución energética en las próximas décadas –incluyendo las proyecciones que realiza la EIA a través de sus *Annual Energy Outlook*<sup>37</sup>– indetectiblemente señala el agravamiento de las tendencias actuales: la caída de la producción de petróleo, el crecimiento de la demanda, el dinamismo del consumo de derivados en el transporte y de la electricidad en el consumo final, la fuerte demanda de carbón y del gas natural en las plantas térmicas, el aumento de las importaciones de petróleo y gas natural y, en consecuencia, la mayor dependencia energética.

Nos encontramos, pues, ante una nueva versión del cuento de Hans Christian Andersen: el rey se pasea convencido de que luce unas originales ropas que son invisibles para quienes no poseen la suficiente in-

37. En lo esencial no difieren de las previsiones que hacen la IEA ((2006a), APERC (2007).

Dahl C. y T. Duggan (1996), "US Energy Product Supply Elasticities: A Survey and Application to de US Oil Market", *Ressource and Energy Economics*, 18 (3), pp. 243-63.

Davis N. (1999), "The U.S. Petroleum Refining and Gasoline Marketing Industry", *Energy Information Administration*, abril. Washington.

Deffeyes K. (2002), "World Oil Production Peak Reckoned in Near Future", *Oil and Gas Journal*, 11 noviembre.

Energy Information Administration, (2006a) International Energy Outlook, EIA, Washington.

Energy Information Administration (2006b), *Annual Energy Outlook*, EIA, Washington.

Energy Information Administration (2006c), *Country Analysis Briefs: United States*, EIA, noviembre, Washington.

Energy Information Administration (2006d), *Electric Power Annual 2005*, Revised Data, EIA, noviembre, Washington.

Energy Information Administration (2006e), *U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2005 Annual Report*, EIA, noviembre, Washington.

Fattouh B (2007), "The Drivers of Oil Prices: The Usefulness and Limitations of Non-Structural Model, the Demand-Supply Framework and Informal Approaches", *Oxford Institute for Energy Studies WPM 32*, marzo.

Feldstein M. (2001), "Oil Dependence and National Security: A Market-based System for Reducing U.S. Vulnerability", *The National Interest*, noviembre.

Foss M. (2005), "Global Natural Gas Issues and Challenges", *The Energy Journal*, 26 (2), pp 111-28.

Foss M. (2007), "U.S. Natural Gas Prices to 2015", *Oxford Institute for Energy Studies, N.G. 18*, febrero.

Government Accountability Office, GAO (2007), "Crude Oil: Uncertainty About Future Oil Supply Makes it Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline in Oil Production", *Report to Congressional Request*, GAO-07-283, febrero.

Green D. et al (1998), "The Outlook for U.S. Oil Dependence", *Energy Policy*, 26 (1), pp. 55-69.

Green D. et al (2003), "Out of and Into Oil: Analyzing Global Oil Depletion and Transition Through 2050", *Oak Ridge National Laboratory*, Department of Energy, octubre.

Hibbard P. (2006), U.S. Energy Infrastructure Vulnerability. Lesson from the Gulf Coast Hurricanes, Analysis Group, Boston, en NCEP, appendix.

International Energy Agency (2006a), *World Energy Outlook*, IEA, Paris.

teligencia para admirarlas o no están a la altura de sus cargos como funcionarios. De ese modo, ante el temor a perder su posición, con los favores regios que conlleva, todos los cortesanos alaban la belleza de esas ropas que no ven y alaban el buen gusto de su rey. Hasta que un niño, que tampoco ve las ropas, declara en voz alta que el rey está desnudo, e inmediatamente es secundado por los pobladores del reino a pesar de que el rey y sus aduladores insisten en mantener que tales ropas existen y que los demás son incapaces de verlas.

Tras la sonoridad de los ruidos, la evidencia parece mostrarse con nitidez: el fundamento principal de la política energética de Estados Unidos es su geo-estrategia internacional para garantizar el abastecimiento externo de petróleo. El gobierno está desnudo, sin resortes para actuar en el interior del sistema energético porque elude afrontar los factores que determinan esa creciente dependencia externa. Su silencio, es decir su inoperatividad, responde a un hecho consumado: son otros agentes nacionales quienes influyen en el comportamiento de la demanda energética. En primer término destacan los intereses de las grandes compañías petroleras que controlan la producción interna de crudo y de gas, son las propietarias de las principales refinerías y comercializan la mayor parte del combustible importado. En segundo lugar están los intereses de las compañías automovilísticas que son las que fabrican un número creciente de vehículos y las que deciden la composición del parque de vehículos, apostando por unidades de mayor tamaño y potencia.<sup>38</sup> En tercer lugar están los intereses de las grandes compañías eléctricas pues la base de su negocio es la creciente demanda de lo que ellas producen y distribuyen para consumo de las empresas, los hogares, los servicios públicos y los comercios. En cuarto lugar hay que considerar los intereses financieros que concitan unos mercados plenamente liberalizados donde las actividades energéticas son la base de un sinnúmero de negocios (mercados mayoristas y minoristas; al contado, futuros, opciones, swaps) en los que intervienen agentes que nada tienen que ver con la oferta y la demanda de recursos energéticos. Finalmente, en quinto término aparece el conjunto de la población cuyos hábitos en cuanto al uso del automóvil, los consumos domésticos y la iluminación pública implican una exorbitante demanda de energía.

38. Entre 1990 y 2004 las ventas de vehículos para uso personal se han multiplicado por 2.1, pasando de 177 a 370 miles de millones de dólares. Dentro de ellas, las de camionetas ligeras lo han hecho por 3.7 (desde 58 a 217 miles de millones), de manera que en 1990 suponían 33% de las ventas y en 2004 representan casi 60% del total. Fuente: Federal Highway Administration (FHA).

- International Energy Agency (2006a), *World Energy Outlook*, París,
- (2006b), *Energy Balances of OECD Countries, 1971-2004*, IEA Statistics CD, París.
  - (2006c), *Oil Information, 2006*, CD-rom, París.
  - (2006d), *Natural Gas Information*, CD-rom, París.
- Judson R., R. Schmalensee y M. Stoker (1999), “Economic Development and the Structure of the Demand for Commercial Energy”, *The Energy Journal*, 20 (2) pp. 29-57
- Kalicki J. y D. Goldwyn (eds) (2005), *Energy and Security: Toward a New Foreign Policy Strategy*, Johns Hopkins University Press, Baltimore.
- Kaufmann R. (2004), “The Mechanism for Autonomous Energy Efficiency Increases: A cointegration Analysis of the US Energy/GDP Ratio”, *The Energy Journal*, 25 (1), pp. 63-86.
- Kaufmann R. y C. Cleveland (2001), “Oil Production in the lower 48 states: Economic, Geological, and Institutional Determinants”, *The Energy Journal*, 22 (1) pp. 27-49
- Kodjak D. y D. Meszler (2004), “Transportation Policy Options Policy Definitions and Discussion, Meszler Services, en NCEP appendix.
- Mabro R. (ed) (2006), *Oil in the Twenty-First Century. Issues, Challenges and Opportunities*, Oxford University Press, Oxford.
- Menz F. (2004), “Green Electricity Market Development in the U.S. Policy Analysis and Case Studies”, *Centre for International Climate and Environmental Research, WP 2004:02*, CICERO, Oslo.
- Nagler E. (2005), “The Lack of a Future of Energy. Underinvestment in Alternative Energies”, *Harvard Science Review*, fall, pp 63-64.
- National Commission on Energy Policy (2004), “The Potencial Role of Diesel Technology in Improving the Fuel Economy of the U.S. Passenger Vehicle Fleet, *Staff Background Paper*, NCEP.
- National Commission on Energy Policy (2004), *Ending the Energy Stalemate A bipartisan Strategy to Meet America’s Energy challenge*, NCEP, diciembre, www.energycommission.org.
- National Economic Council (2006), *Advanced Energy Initiative*, NEC, Washington.
- National Energy Policy Development Group (2001), *National Energy Policy. Reliable, Affordable, and Environmentally Sound*

Cabría, pues, referirse a una inoperancia gubernamental que responda al *statu quo* de los intereses creados. Siendo así apelar a la “ending oil dependence” no deja de ser un slogan vacío e irreal, puesto que en el escenario de las próximas décadas seguirá creciendo la dependencia energética (Green et al, 2003).

## 4. Conclusiones

El sistema energético de Estados Unidos se encuentra atravesado por dos líneas de fuerza principales cuya acción se acentúa con el paso del tiempo desde hace más de un cuarto de siglo según se intensifica el elevado nivel de la demanda energética. De un lado, el sector del transporte es el más dinámico de los sectores de consumo final debido al continuo aumento de un parque de vehículos motorizados de colosales dimensiones y al cambio que experimenta la composición de ese parque, desplazándose hacia vehículos de mayor potencia y, en consecuencia, mayor consumo relativo de derivados de petróleo. En la medida en que la producción nacional de crudo sigue declinando, las refinerías procesan una proporción cada vez mayor de crudo importado. Se eleva así paulatinamente la dependencia exterior con respecto al petróleo. A su vez, las refinerías acusan retrasos en las inversiones y la renovación tecnológica que dan lugar a que –trabajando casi al límite de su capacidad– su producción sea insuficiente y ofrezca una composición de productos que no se ajusta a lo que demandan los sectores de consumo, haciendo necesaria la importación de un volumen creciente de productos refinados.

De otro lado, la producción de electricidad crece con rapidez porque la demanda final de los hogares, el comercio y la industria se “electrifica” cada vez más. La energía nuclear se encuentra en el límite de su contribución productiva, mientras la hidráulica y otras fuentes renovables siguen teniendo una escasa relevancia. El gas natural sí incrementa en pequeña proporción su aporte a la generación de electricidad, aunque debido al declive de la producción, ese aumento se efectúa a través de mayores importaciones. Siendo reducidas las posibilidades sustitutivas que muestran esos combustibles, el crecimiento de la producción eléctrica tiene que basarse en la elevada contribución del carbón, lo que ocasiona un agravamiento de la emisión de gases de efecto invernadero.

Se trata, pues, de un sistema energético cada vez más vulnerable, que acentúa su dependencia externa de petróleo y gas natural, a la vez que resulta más agresivo sobre las condiciones ambientales. Un sistema que tiende a reproducir de forma ampliada sus debilidades porque se encuentra atrapado por la convergencia de los poderosos intereses de las compañías petroleras, los fabricantes de automóviles, las empresas eléctricas y los agentes financieros que intervienen en los mercados energéticos, así como por las inercias creadas en el estilo de vida de la población.

- Energy for America's Future*, NEPDG, Washington.
- Nemet G. y D. Kammen (2007), "U.S. Energy Research and Development: Declining Investment, Increasing Need, and the Feasibility of Expansion", *Energy Policy*, 35, pp. 746-55.
- Parra E. (2003), *Petróleo y gas natural. Industria, mercados y precios*, Akal, Madrid.
- Peterson D. y Mahnovsky (2003), "New Forces at Work in Refining", Rand, Santa Mónica, California.
- Sandalow D. (2007), "Ending Oil Dependence", *The Brookings Institution*, Washington.
- Schipper L. y M. Grubb (2000), "On the Rebound? Feedback between Energy Intensities and Energy Uses in IEA Countries", *Energy Policy* 28, (6-7), pp. 367-88.
- Sébille-López P. (2006), *Géopolitique du Pétrole*, Armand Collin, Paris.
- Soytas U. y R. Sari (2003), "Energy Consumption and GDP: Causality Relationship in G-7 Countries and Emerging Markets", *Energy Economics*, 25, pp. 33-37.
- Stern D. (2000), "A Multivariate Cointegration Analysis of the Role of Energy in the US Macroeconomy", *Energy Economics*, 22 (2), pp. 267-83, abril.
- Tol R. *et al* (2006), "Understanding Long-Term Energy Use and Carbon Dioxide Emissions in the USA", *Fondazione Eni Enrico Mattei, Nota di Lavoro 107.2006*, agosto.
- Wirth T. *et al* (2003), "The Future of Energy Policy", *Foreign Affairs*, 82 (4), pp. 132-155.

La política energética de la Administración Bush consiste en un catálogo de pequeñas acciones con las que se pretende influir en el desarrollo futuro de grandes innovaciones tecnológicas que reduzcan el consumo de derivados de petróleo, la dependencia externa y la contaminación ambiental. Pero se trata de propósitos genéricos que depositan su esperanza en disponer de unas tecnologías posibles pero inciertas en cuanto a su materialización: perfil definitivo, plazos para su utilización y posibilidades reales para sustituir al consumo de combustibles fósiles. Con ese optimismo en un "pasado mañana", que emplaza al surgimiento de soluciones que son meramente hipotéticas en un horizonte de varias décadas, la ausencia de medidas operativas que puedan modificar la situación real del presente obliga al gobierno a seguir colocando el centro de su política energética en la acción política y militar externa, convirtiendo en una cuestión de seguridad nacional la garantía del abastecimiento de los suministros de petróleo. Al cabo de casi tres décadas, la "doctrina Carter", es decir, garantizar por cualquier medio ese aprovisionamiento exterior, sigue ocupando el lugar central de la política energética estadounidense 