

El papel clave de Oriente Medio y el norte de África en el futuro energético global

Mariano Marzo Carpio

Universidad de Barcelona

Resumen: Los recursos de petróleo y gas natural de Oriente Medio y norte de África tendrán un papel crucial para que el mundo pueda saciar su creciente voracidad energética. La región es hoy en día la principal exportadora de petróleo y esta posición dominante se consolidará aún más en el futuro, ampliándose, además, al gas natural. Sin embargo, existen incertidumbres sobre si la industria del petróleo y del gas podrá asegurar una capacidad extractiva capaz de satisfacer el espectacular aumento de las exportaciones que el mercado internacional demanda. Si, por razones financieras o políticas, tal desafío no pudiera superarse, el balance energético global se vería seriamente alterado. Desde esta perspectiva, este trabajo expone un conjunto de datos, recogidos en informes oficiales, que certifican el importante papel que los países de Oriente Medio y norte de África juegan en el escenario geopolítico global.

Palabras clave: petróleo, gas, Oriente Medio, norte de África, previsiones energéticas.

Abstract: The oil and gas resources of the Middle East and North Africa will be critical in order to meet the growing energy demand of the world. The region is today the main exporter of oil and this role will consolidate in the future, expanding also to the natural gas. However, there is considerable uncertainty about if the oil industry will be able to develop an extractive capability enough to meet the spectacular growth in supply required by the international markets. If by financial or political reasons such challenge is not overcome the global energetic balance would be radically altered. In this context, this paper explains a series of data, published in official reports, which highlight the important role played by the Middle East and North Africa in the global geopolitical scenario.

Key words: oil, natural gas, Middle East, North Africa, energy forecast.

Introducción

Existen diversas fuentes de información a propósito de la previsión a medio plazo del crecimiento de la demanda y consumo mundial de energía primaria. Entre éstas destacan los informes publicados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y por el Departamento de Energía del Gobierno de los Estados Unidos. El primero (*World Energy Outlook 2005*)¹ extiende sus previsiones hasta el año 2030 y el segundo (*International Energy Outlook 2005*)² hasta el 2025. En este trabajo comentaremos exclusivamente las conclusiones contenidas en el escenario de referencia de la AIE³.

Las proyecciones de dicho escenario se basan en un conjunto de hipótesis sobre políticas gubernamentales, condiciones macroeconómicas, crecimiento demográfico, precios de los combustibles fósiles y desarrollo tecnológico. Tales proyecciones deben tomarse como una aproximación que sólo resulta válida si los gobiernos no toman rumbos diferentes al marcado por los compromisos internacionales adquiridos en estos momentos.

El crecimiento económico es probablemente el factor que más incide en la demanda energética. La AIE asume que durante el periodo de tiempo considerado (2003-2030) el Producto Interior Bruto mundial crecerá a un promedio del 3,2 por 100 anual, lo que constituye una cifra relativamente modesta en comparación con lo acontecido en las últimas décadas. Por lo que respecta al crecimiento demográfico, la AIE pronostica un aumento de la población mundial que va de los cerca de 6.200 millones de habitantes de 2003 a algo más de

¹ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *World Energy Outlook 2005*, París, OECD/IER, 2005.

² ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: *International Energy Outlook 2005*, Washington, US Department of Energy, 2005.

³ La AIE, con sede en París, es un organismo autónomo, fundado en 1974, como consecuencia del *shock* petrolero de 1973, dentro del marco de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE). Su objetivo es diseñar y llevar a la práctica un programa energético internacional. La AIE está integrada por veintiséis países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, República Checa, Dinamarca, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, Reino Unido, Suecia, Suiza y Turquía. La Comisión Europea también participa en los trabajos de la AIE.

8.000 millones en 2030. Hipotéticamente, el precio promedio del barril de petróleo importado (expresado en dólares de 2004) se situaría en torno a los 35 dólares en 2010, para luego incrementarse gradualmente hasta alcanzar los 39 dólares en 2030, mientras que el precio del gas natural también evolucionaría al alza, en paralelo al del petróleo⁴.

Los cambios tecnológicos y de política de los gobiernos constituyen, junto a las hipótesis formuladas sobre las condiciones macroeconómicas y los precios de los combustibles fósiles, los principales elementos de incertidumbre en el escenario de referencia de la AIE. Ambos factores, el tecnológico y el político, afectarán tanto a la demanda de servicios energéticos como a la tasa de inversión en infraestructuras de suministro. Obviamente, estas incertidumbres se acentúan a medida que nos alejamos del presente, acercándonos al horizonte de 2030.

Por lo que respecta al desarrollo tecnológico, la AIE piensa que durante el periodo considerado se producirán avances tecnológicos, pero que éstos serán incrementales más que revolucionarios. Durante las próximas tres décadas algunas tecnologías hoy existentes se comercializarán a gran escala y se asistirá a una evolución gradual hacia el empleo de tecnologías menos contaminantes, particularmente de aquellas basadas en la utilización de energías renovables para la generación eléctrica. Pudiera ser que de aquí a 2030 se produjeran avances espectaculares en algunos campos, como en la comercialización del hidrógeno o la puesta a punto de la tecnología de fusión para usos civiles, pero predecir el momento en que esto ocurriría y su magnitud es imposible. Sin duda, los gobiernos pueden jugar un papel

⁴ A la luz de acontecimientos recientes, que han llevado el precio del barril a flirtear con los 80 dólares, podría pensarse que estas previsiones resultan obsoletas. Sin embargo, la AIE, en su *World Energy Outlook* del 2005, considera que el actual alza de los precios es coyuntural y que en los próximos años se asistirá a un descenso de los mismos. De todas formas, resulta significativo constatar que otro informe (*International Energy Outlook*, 2006), publicado este mismo año por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, considera un escenario de referencia que estima para 2030 un precio promedio del barril de importación en torno a los 57 dólares (expresados en términos de 2004), lo que supone un incremento del 46 por 100 respecto a la hipótesis de la AIE. Unas previsiones más altas sobre los precios del crudo que las asumidas por la AIE podrían afectar sus proyecciones, en la medida en que podrían acarrear un descenso del consumo y, lo que resulta más relevante para los objetivos de este trabajo, aliviar la futura dependencia de los consumidores de la OPEP y Oriente Medio.

clave en el desarrollo de dichas tecnologías, al propiciar e impulsar los programas de investigación y desarrollo en materia energética.

El futuro del petróleo y del gas

La AIE pronostica que durante el periodo 2003-2030 la demanda global de energía primaria se incrementará en un 52 por 100, creciendo anualmente a un ritmo del 1,6 por 100, hasta alcanzar la cifra de 16.271 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep). De estas cifras, conviene resaltar que la tasa de crecimiento citada es inferior al 2 por 100 anual de las tres últimas décadas y que el incremento previsto totalizará cerca de 5.538 millones de tep, lo que aproximadamente supone la mitad de la demanda actual.

Más de dos tercios del aumento de la demanda mundial de energía primaria provendrá de los países en desarrollo, donde se concentrará el mayor crecimiento económico y demográfico. Los países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) totalizarán casi el 25 por 100 y las economías en transición el 7 por 100⁵. La porción de la demanda mundial correspondiente a la OCDE disminuirá desde el 51 actual al 42 por 100 en 2030, mientras que la de los países en desarrollo se incrementará del 39 al 49 por 100. El porcentaje correspondiente a las economías en transición decrecerá ligeramente del 10 al 9 por 100.

Los hidrocarburos (petróleo, gas y carbón) totalizarán cerca del 83 por 100 del incremento previsto hasta 2030 en la demanda mundial de energía primaria. Sin embargo, su porcentaje sobre el total sólo aumentará ligeramente, de un 80 por 100 en 2003 a un 81 por 100 en 2030.

El petróleo seguirá siendo el hidrocarburo más utilizado, a pesar de que su porcentaje sobre el total de la demanda descenderá ligeramente.

⁵ La OCDE, fundada en 1960, está integrada por los veintiséis países que integran la AIE (véase nota anterior) más Eslovaquia, Islandia, México y Polonia. El término «economías en transición» engloba una serie de países bajo la órbita de la antigua URSS: Albania, Azerbaiyán, Bielorrusia, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Georgia, Kazajstán, Kirguizistán, Letonia, Lituania, Macedonia, Moldavia, Rumania, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania, Uzbekistán y Yugoslavia. Por razones estadísticas, también se incluyen en este grupo a Armenia, Chipre, Gibraltar y Malta.

mente del 35 por 100 en 2003 al 34 por 100 en 2030. Se prevé que su demanda crezca anualmente un 1,4 por 100, de los 79 millones de barriles diarios (Mbd) de 2003 a 92 Mbd en 2010 y 115 Mbd en 2030).

Del incremento de 36 Mbd previstos entre 2003 y 2030, las regiones en desarrollo contabilizarán algo más del 70 por 100. El incremento de la demanda de petróleo de los países asiáticos totalizará 26 Mbd, con China absorbiendo ella sola casi un tercio de esta cifra. El consumo de petróleo en América del Norte también crecerá con fuerza, de 24,1 Mbd en 2003 hasta cerca de 30,6 Mbd en 2030. La demanda en otros países de la OCDE se incrementará sólo modestamente. América del Norte seguirá siendo, de lejos, el mayor mercado para el petróleo.

Dos terceras partes del incremento de la demanda mundial de petróleo provendrán del sector del transporte ya que no se prevé que ningún otro combustible alternativo pueda, de aquí a 2030, desafiar seriamente el uso de los derivados del petróleo. Se estima que en 2030 el transporte absorberá el 54 por 100 del consumo total de petróleo, frente al 47 por 100 actual y el 33 por 100 en 1971. Esta fuente de energía primaria permanecerá como un combustible marginal en la generación eléctrica ya que el declive en su utilización en los países de la OCDE será superior al pequeño aumento que experimentará en los países en desarrollo. Previsiblemente, los sectores industrial, residencial y comercial tan sólo incrementarán ligeramente su consumo de petróleo. La mayor parte de éste tendrá lugar en los países en vías de desarrollo, en los que el gas natural todavía no será un serio competidor en los procesos industriales ni para el calentamiento del agua y de los hogares.

La demanda de gas crecerá más rápidamente que la de cualquier otro combustible, con la excepción de las fuentes energéticas renovables no hidráulicas. Con un crecimiento anual del 2,1 por 100, en 2030 el consumo de gas será más de un 70 por 100 superior al actual y hacia 2015 habrá sustituido al carbón como segunda fuente de energía primaria mundial. Su porcentaje sobre el total de la energía primaria consumida en el mundo pasará de un 21 por 100 en 2003 a un 24 por 100 en 2030.

Este ascenso en la demanda de gas tendrá lugar en todas las regiones. En términos de volumen, el crecimiento será encabezado por América del Norte, seguida por los países europeos de la OCDE. En

términos de tasas de crecimiento, las mayores serán las de China y sur de Asia, donde el actual consumo de gas es muy bajo.

En las próximas tres décadas las nuevas plantas de generación de electricidad, especialmente las de ciclo combinado, representarán cerca del 60 por 100 del incremento en la demanda de gas. Esta forma de generación resulta más eficiente e implica menos costes de capital que las basadas en tecnologías nucleares o del carbón. Además, el gas presenta la ventaja sobre el carbón y el petróleo de un impacto ambiental más benigno por su menor contenido en carbono. Un porcentaje pequeño, pero creciente, de la demanda de gas provendrá de las plantas de transformación gas-líquidos y de las células de combustible para la extracción de hidrógeno.

Reservas

En párrafos precedentes hemos comentado el comportamiento de la demanda de petróleo y gas previsto por la AIE en el horizonte de 2030. A la vista de dichas cifras, cabe preguntarse si el mundo dispone de suficientes recursos y reservas para hacer frente a dicha demanda.

Las estimaciones sobre los recursos de petróleo almacenados en el subsuelo del planeta difieren considerablemente entre sí, según que los cálculos incluyan o no los petróleos no convencionales (petróleos pesados o muy viscosos, arenas asfálticas y pizarras bituminosas), el petróleo que se encuentra en el subsuelo de áreas marinas ultraprofundas o en zonas árticas, los denominados condensados (hidrocarburos gaseosos en el subsuelo pero que a boca de pozo pueden recuperarse en forma líquida) y de que se integren o no los efectos del previsible progreso tecnológico a los costes técnicos aceptables para que la extracción sea rentable. Simplificando la cuestión, puede afirmarse que las opiniones de los expertos varían entre dos polos extremos: la de los «pesimistas» y la de los «optimistas»⁶. Los primeros consideran que la posibilidad de ampliar el volumen de reservas conocidas mediante una mejor y más intensa explotación de los campos ya descubiertos es prácticamente despreciable y que los recursos

⁶ MARZO, M.: «El ocaso de la era del petróleo», *Revista de Occidente*, 286 (2005), pp. 86-103.

globales por descubrir totalizan una cifra inferior a una cuarta parte de las reservas mundiales inventariadas. Los segundos toman como ciertos los cálculos del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS)⁷ que invocan el progreso tecnológico para incrementar notablemente el volumen de las reservas recuperables de los campos ya descubiertos y, también, para encontrar y desarrollar nuevos recursos que hoy en día resultan inaccesibles.

En su *World Energy Outlook* (2005), la AIE se decanta por la posición más optimista, afirmando que los recursos y reservas mundiales de petróleo, aunque no se encuentran uniformemente distribuidos, son suficientes para cubrir la demanda prevista para 2030. Sin embargo, la AIE destaca que para ello harán falta enormes inversiones para evitar que se alcance el cenit de la producción (*peak oil*) con anterioridad a la fecha citada. El monto acumulado de dichas inversiones a escala global ha sido cifrado (*World Energy Outlook*, 2004)⁸ en unos 3 billones de dólares (de 2003) para el periodo 2003-2030, lo que equivale a un promedio de 105.000 millones por año.

Dentro de este contexto, cabe preguntarse por el papel concreto de los países de Oriente Medio y norte de África (OMNA)⁹. La AIE, apoyándose en las estimaciones del *Oil and Gas Journal* (2004)¹⁰, considera que el subsuelo de la región alberga el 61 por 100 de las reservas probadas de crudo que quedan en el planeta, totalizando 764.000 millones de barriles, de los cuales 262.000 millones corresponden a Arabia Saudita. Esta cifra dobla a la de Irán, país que ocupa el tercer lugar en el ranking mundial, tras Canadá, aupado al segundo lugar por la contabilización de sus recursos en petróleos no convencionales (arenas asfálticas). Tanto Iraq como Kuwait, con unas reservas superiores a los 100.000 millones de barriles, ocupan

⁷ UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY: *World Petroleum Assesment 2000*, Washington, 2000.

⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *World Energy Outlook 2004*, París, OECD/IEA, 2004.

⁹ Los seis mayores productores de hidrocarburos de Oriente Medio son Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar y la Unión de Emiratos Árabes. Otros países de la región de mucha menor importancia desde el punto de vista energético son Bahrein, Israel, Jordania, Líbano, Omán, Siria y Yemen. Por lo que respecta al norte de África, los tres principales productores son Argelia, Egipto y Libia, seguidos a mucha distancia por Túnez y Marruecos.

¹⁰ «Worldwide Look at Reserves and Production», *Oil and Gas Journal*, 20 de diciembre de 2004, pp. 22-23.

los lugares cuarto y quinto, de forma que cuatro de los cinco primeros lugares del citado ranking están ocupados por países de OMNA. Del total de los diecinueve países cuyas reservas probadas superan los 5.000 millones de barriles, seis se localizan en Oriente Medio y dos en África del Norte.

La AIE no oculta que las cifras de reservas probadas apuntadas son cifras suministradas por los gobiernos y que existen dudas sobre la fiabilidad y exactitud de las mismas, ya que nunca han sido sometidas a auditorías o verificaciones por parte de organismos externos independientes. En concreto, existen serias sospechas sobre la fiabilidad de un brusco incremento de reservas anunciado por los países de OMNA. Dichas reservas pasaron de 400.000 millones de barriles a principios de los ochenta a 700.000 millones en 1989, alcanzando los 764.000 millones a finales de 2004. La mayor parte de este aumento tuvo lugar en Oriente Medio. Durante la segunda mitad de la década de los ochenta, tanto Arabia Saudita como Kuwait incrementaron sus reservas en un 50 por 100 y algo similar hizo la Unión de Emiratos Árabes e Iraq. Como resultado, las reservas totales de Oriente Medio pasaron de 398.000 millones de barriles en 1985 a 663.000 millones en la década de los noventa, de forma que las reservas probadas mundiales experimentaron un brusco aumento de más del 40 por 100. Es posible que la citada revisión al alza refleje estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP y también, quizás, el cambio de propiedad de las reservas, que al pasar a manos estatales se libraron de la estricta normativa que la US Securities and Exchange Commission impone a las petroleras internacionales a la hora de contabilizar reservas. En cualquier caso, la opacidad que envuelve la cuestión de las reservas en los países de Oriente Medio es preocupante y resulta sorprendente constatar cómo durante la década de los noventa las reservas totales en muchos países de OMNA permanecieron sin cambios. Por ejemplo, desde 1991 a 2002, las reservas oficiales de Kuwait se mantuvieron inalteradas en 96.500 millones de barriles a pesar de que durante el periodo considerado se habían extraído más 8.000 millones de barriles y no se había realizado descubrimientos importantes. El caso de Arabia Saudita es aún más chocante: a pesar de la cantidad extraída y de la ausencia de grandes descubrimientos, en los últimos quince años la cifra de reservas probadas tan sólo ha sufrido una pequeña oscilación del 2 por 100, entre 258.000 y 262.000 millones de barriles.

Además de su potencial en reservas probadas, la AIE estima que OMNA también alberga el 35,5 por 100 de los recursos mundiales de petróleo convencional todavía por descubrir, estimados en 883.000 millones de barriles por el USGS.

Por lo que se refiere al gas natural, la AIE considera que los recursos mundiales son más que suficientes para cubrir la demanda global prevista en el horizonte de 2030, aunque para ello, según el *World Energy Outlook* (2004), habrá que desarrollar un esfuerzo inversor de 2,7 billones de dólares (de 2003) durante la totalidad del periodo 2003-2030, lo que significa un promedio de 100.000 millones por año.

Las reservas probadas de gas se han duplicado en los últimos veinte años, equiparándose a las de petróleo, en gran parte porque las de gas se han utilizado a un menor ritmo. Sin embargo, casi un tercio de las reservas mundiales de gas natural se encuentran «encalladas». Es decir, sus costes de extracción y transporte a los mercados son demasiado altos para que resulte rentable su explotación. Este gas «encallado» se localiza en regiones muy alejadas de los mercados, albergado en el subsuelo de regiones marinas bajo una considerable lámina de agua, en lugares inaccesibles como el Ártico o en campos muy pequeños, económicamente marginales. Por otra parte, en las próximas tres décadas y muy especialmente en América del Norte, el suministro convencional de gas natural podría complementarse con el de gas no convencional. Este incluye el metano asociado a yacimientos de carbón (*coal-bed methane* o CBM) y el gas extraíble de formaciones arcillosas (*gas shales*) o de areniscas de baja permeabilidad (*tight sands*).

Dos puntos de gran relevancia geopolítica son que cerca de la mitad de las reservas globales de gas natural se concentran en tan solo dos países, Rusia e Irán, y que OMNA acapara el 45 por 100 del total mundial. De los 81 billones de metros cúbicos (Bmc) que integran las reservas probadas de OMNA, casi dos tercios se hallan en el subsuelo de Irán (28,2 Bmc) y Qatar (25,8 Bmc). Gran parte de las reservas de gas se encontraron mientras se perforaba en busca de petróleo. Por ello, parece muy probable que en el futuro se realicen importantes descubrimientos y el USGS estima que OMNA todavía alberga cerca de 40 Bmc de gas por descubrir.

Extracción

El escenario de referencia del *World Energy Outlook* (2005) de la AIE estima que la extracción de petróleo convencional aumentará de algo más de 82 millones de barriles diarios (Mbd) en 2002 a cerca de 115,4 Mbd en 2030. Durante este periodo dicha extracción seguirá concentrada en un pequeño número de países. Los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), particularmente los de Oriente Medio, verán aumentar sus porcentajes de extracción, a medida que ésta declinará en regiones ya maduras¹¹.

Las previsiones son que la extracción de los países que no son miembros de la OPEP alcance su cénit en 2010, tras situarse un poco por debajo de los 50 Mbd y que a partir de ese momento se iniciará un lento declive. A medio plazo, fuera de la OPEP, los únicos países productores que experimentarán un auge significativo en la extracción de crudo son Rusia, Kazajstán, Azerbaiyán, Brasil y Angola. En el caso de Rusia, las previsiones de extracción son pasar de 7 a 10,7 Mbd en el periodo 2001-2010, para luego continuar en ascenso hasta 2030, alcanzando los 11,1 Mbd. Sin embargo, esto no será posible sin enormes inversiones en el desarrollo de los campos y en la construcción de oleoductos. Aumentar la extracción de la región del Caspio requerirá construir nuevos oleoductos para la exportación, lo que demanda acuerdos de financiación y de tránsito que todavía están por concretar. Suponiendo que tales líneas de exportación se construyan, la extracción combinada de Kazajstán y Azerbaiyán podría pasar de 1,1 Mbd en 2001 a más de 3,5 Mbd en 2010. Aumentar la extracción de crudo de los importantes campos marinos de Brasil y Angola implica el despliegue de tecnologías avanzadas para la extracción en aguas profundas y la existencia de un régimen estable de regulaciones e impuestos en ambos países.

Un reducido número de países de la OPEP que poseen vastas reservas deberán cubrir el déficit que existirá entre la extracción desde fuera de la OPEP y la demanda global. La lista incluye Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, la Unión de Emiratos Árabes, Nigeria y Venezuela. En conjunto, estos países deberán incrementar su extrac-

¹¹ Los países de la OPEP son Arabia Saudita, Argelia, Indonesia, Iraq, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Unión de Emiratos Árabes y Venezuela.

ción de 32,3 Mbd en 2004 a 36,9 Mbd en 2010, para alcanzar los 57,2 Mbd en 2030. Esto significa pasar de cerca del 40 a algo menos del 50 por 100 de la extracción mundial.

Por lo que se refiere a los países de OMNA, las previsiones son que la extracción evolucione de los 29 Mbd de 2004 a 33 Mbd en 2010, para llegar a los 50,5 Mbd en 2030. De estas cifras, que implican asumir un salto de cerca del 35 por 100 a algo menos del 44 por 100 del total de la extracción mundial, el 85-90 por 100 tendrá que ser garantizado por los grandes productores de Oriente Medio y el resto por los del norte de África. En particular, Arabia Saudita deberá asumir el liderazgo, aportando cerca del 36 por 100 del total OMNA, lo que supone incrementar la extracción de 10,4 Mbd en 2004 a 18,2 Mbd en 2030. Otros países de los que se espera un notable aumento de la capacidad extractiva son Iraq, Kuwait y Libia.

La AIE cifra en 7,3 billones de metros cúbicos (Bmc) la nueva capacidad de extracción que será necesario poner a punto para cubrir la demanda global de gas natural prevista para el periodo 2002-2030. Las previsiones sobre las tendencias regionales en la extracción de gas natural reflejan en gran medida la mayor o menor proximidad de las reservas a los mercados. En términos absolutos, la extracción experimentará un mayor crecimiento en las economías en transición y en Oriente Medio, regiones que destinarán la mayor parte de su incremento de extracción a la exportación hacia Europa y América del Norte. La extracción también aumentará rápidamente en África y América Latina.

En relación con la extracción de gas en OMNA, la AIE estima que entre 2003 y 2030 ésta se triplicará, pasando de 0,385 a 1,211 Bmc, lo que significa una tasa de crecimiento anual promedio del 4,3 por 100 (la mayor del mundo). Más de dos tercios del citado incremento provendría de Oriente Medio y, por países, los mayores aumentos se esperan en Qatar (de 33.000 a 255.000 millones de metros cúbicos, con un crecimiento anual cercano al 8 por 100), Irán (78.000 a 240.000 millones), Argelia (88.000 a 198.000 millones) y Arabia Saudita (60.000 a 155.000 millones). La enorme expansión de la extracción prevista para los yacimientos de Qatar e Irán implica que hacia 2010 ambos países superarían a Argelia en el ranking de países extractores de OMNA. Resulta interesante destacar que en 2010 un tercio de la extracción de gas natural del conjunto de la región (es decir 165.000 millones de metros cúbicos) provendría del campo supergi-

gante de Pars, compartido por Qatar e Irán. Hassi R'Mel en Argelia aportaría otros 75.000 millones.

Comercio

El *World Energy Outlook* (2005) de la AIE pronostica que en el periodo 2004-2030, la ampliación de la brecha entre extracción indígena y demanda acarreará un considerable aumento del comercio internacional del petróleo. Así, el comercio neto interregional evolucionará al alza, de 36 millones de barriles por día (Mbd) en 2004, a 43 Mbd en 2010, para alcanzar los 60 Mbd en 2030. Todos los países y regiones que hoy en día son importadores netos serán más dependientes al final del periodo considerado, tanto en términos absolutos como porcentuales.

En el caso de Asia, este incremento será particularmente dramático, especialmente en China, un importador neto desde 1993 y que en 2030 necesitará importar cerca del 75 por 100 de su demanda, es decir, unos 10 Mbd, lo que equivale a un volumen similar a las actuales importaciones de los Estados Unidos. La dependencia de las importaciones de los países europeos de la OCDE crecerá del 54 al 86 por 100, mientras que la de los países del Pacífico encuadrados en la OCDE llegará al 95 por 100. El aumento de la extracción de petróleos no convencionales en Canadá ayudará a moderar el aumento de las importaciones en América del Norte, cuya dependencia del exterior pasará de un 36 al 55 por 100. En conjunto, en 2030, los países de la OCDE importarán el 85 por 100 de sus necesidades de petróleo, lo que contrasta con la cifra del 63 por 100 en 2002.

En este contexto, de 2004 a 2030, se espera que la contribución de OMNA a las exportaciones globales se incremente del 62 al 64 por 100. En cifras absolutas, estos porcentajes implican que las exportaciones netas de la citada región aumentarán desde los 22 Mbd de 2004 a 25 Mbd en 2010, para luego dispararse hasta los 39 Mbd en 2030. Las exportaciones provenientes de África, América Latina y de los países con economías en transición (Rusia en especial) también crecerán, pero menos espectacularmente.

Según las proyecciones de la AIE, de 2004 a 2030, los países de la OCDE de la región del Pacífico verán incrementar la contribución de Oriente Medio al total de sus importaciones de un 84 a un 90 por 100.

América del Norte también dependerá cada vez más del petróleo de OMNA, de forma que en 2030 absorberá más del 25 por 100 del total de las exportaciones de la región (11 Mbd) y durante el mismo periodo China multiplicará por cuatro el número de barriles procedentes de OMNA. Por países, Arabia Saudita retendrá su posición como principal exportador, pasando de 8,3 Mbd en 2004 a 14,4 Mbd en 2030, lo que supone un incremento promedio del 2,1 por 100 anual. Este porcentaje solo sería superado por Iraq, país al que la AIE atribuye la capacidad de incrementar sus exportaciones a un ritmo anual del 6,2 por 100, pasando de 1,4 Mbd en 2004 a 2,5 Mbd en 2010, para después despegar hasta alcanzar los 4,6 Mbd en 2020 y los 6,9 Mbd en 2030.

En relación con el comercio de gas natural, la AIE pronostica que para el 2030 el desajuste geográfico entre las regiones que contienen los recursos y las que concentran la demanda condicionará que los mercados que hayan experimentado un mayor crecimiento sean mucho más dependientes de las importaciones. En términos absolutos, el mayor incremento de éstas tendrá lugar en los países europeos de la OCDE. Estos países verán aumentar sus importaciones de 203.000 millones de metros cúbicos (Mmc) en 2003 a 499.000 Mmc en 2030, cifra esta última que representará el 64 por 100 de su demanda total. Los países de la OCDE de América del Norte (Estados Unidos, Canadá y México) que en la actualidad son, en mayor o menor grado, autosuficientes necesitarán en 2030 importar cerca de 142.000 Mmc, es decir, un 14 por 100 de su demanda total de gas. Las importaciones netas también crecerán con fuerza en los países de la OCDE del Pacífico, mientras que China e India se convertirán, antes de 2010, en nuevos importadores de gas natural.

Durante el periodo de tiempo considerado (2003-2030), los gaseoductos seguirán constituyendo las principales vías de transporte de gas en América del Norte, Europa y América Latina. En la actualidad existen pocas conexiones entre los principales mercados de América del Norte, Europa y las regiones asiáticas del Pacífico con los países productores de América Latina y Oriente Medio. Sin embargo, se espera que dichas conexiones se incrementen notablemente, mediante una rápida expansión del comercio de Gas Natural Licuado (GNL) y la construcción de nuevos gasoductos submarinos y de larga distancia. Las proyecciones son que en 2030 más del 50 por 100 del comercio interregional de gas natural se realice mediante el transporte marí-

timo de GNL, lo que significa un aumento del 30 por 100 respecto a los volúmenes actuales.

De acuerdo con las previsiones de la AIE, las exportaciones netas de gas natural desde OMNA aumentarán de los 97.000 Mmc de 2003 a 188.000 Mmc en 2010, alcanzando los 444.000 Mmc en 2030. En 2003, un tercio del volumen de las exportaciones se realizó mediante buques metaneros (GNL), pero se espera que en 2030 esta modalidad de transporte contabilice ya más del 60 por 100 del total de las exportaciones. Las proyecciones apuntan a que la mayor parte de las exportaciones desde Oriente Medio serán en forma de GNL, aunque también se construirán algunos nuevos gasoductos que permitirán la conexión con Europa y el sur de Asia. El transporte de gas natural desde el norte de África continuará expandiéndose, tanto por vía marítima como por gasoducto. A este respecto resulta significativa la rápida expansión del comercio de gas natural prevista en el horizonte del 2010 entre Argelia y Europa, mediante sendos gasoductos submarinos que conectarán las costas africanas con Italia y España. El primero, vía Cerdeña, tendrá una capacidad de transporte de 10.000 Mmc anuales, mientras que el segundo, que desembarcará en las costas de Almería (proyecto Medgaz), asegurará un flujo inicial de 4.000 Mmc por año.

En la actualidad, la mayor parte de las exportaciones de gas desde Oriente Medio se mueven hacia el este. Sin embargo, este flujo puede cambiar pronto de dirección, en la medida en que en el horizonte de 2030 Europa será el principal mercado destinatario. Las previsiones señalan que las exportaciones al viejo continente pasarán de 2.000 Mmc en 2003 a 35.000 Mmc en 2010, para alcanzar los 117.000 Mmc en 2030. Durante el mismo periodo, las exportaciones a Asia, actualmente el principal mercado del gas de Oriente Medio, crecerán de forma más moderada, de los 50.000 Mmc de 2003, a 106.000 Mmc en 2030. En el futuro, Europa seguirá siendo el principal mercado para las exportaciones provenientes del norte de África, esperándose que éstas se incrementen de 61.000 Mmc en 2003 a 83.000 Mmc en 2010 y a 170.000 Mmc en 2030. Por lo que respecta a los Estados Unidos, las exportaciones de GNL desde OMNA aumentarán sustancialmente de 2.000 Mmc en 2003 a 51.000 Mmc en 2030. Sin embargo, este volumen todavía constituirá un pequeño porcentaje de la demanda total de la superpotencia.

Entre los países de OMNA, Qatar y Argelia, por este orden, serán en 2030 los principales exportadores de gas, alcanzando unas cifras

cercanas a los 150.000 Mmc anuales. Por la misma fecha, a estos dos países les seguirán Irán, Libia, Egipto e Iraq, con unas exportaciones netas del orden de los 60.000, 40.000, 30.000 y 20.000 Mmc. respectivamente. El resto de los países de Oriente Medio totalizarán un volumen cercano a los 40.000 Mmc. En Oriente Medio, el porcentaje de los volúmenes de gas dedicados a la exportación en relación con los volúmenes totales extraídos evolucionará del 12,9 por 100 en 2003 al 28,4 por 100 en 2030. Estos porcentajes cambian radicalmente en el caso del norte de África, con una evolución durante el mismo periodo del 50,6 por 100 al 56,9 por 100. El país de OMNA que dedica un mayor porcentaje de su extracción a la exportación es Argelia, aunque dicho porcentaje se mantendrá sin grandes cambios, en torno al 71-73 por 100, hasta 2030.

Según el *World Energy Outlook* (2005) los beneficios obtenidos por los países de OMNA en concepto de exportaciones de petróleo y gas pasarán de 313.000 millones de dólares en 2004 a 360.000 millones en 2010, para alcanzar los 635.000 millones en 2030. Estas cifras (todas ellas en dólares de 2004) resultan menos espectaculares cuando se expresan per cápita. Como resultado del rápido crecimiento demográfico, los beneficios per cápita obtenidos por la exportación de petróleo por el conjunto de los países de OMNA quedan actualmente muy por debajo de los obtenidos en 1973 y a principios de la década de los ochenta. En 2004 dichos beneficios rondaron los 900 dólares, lo que representa un 32 por 100 de los conseguidos durante el año récord de 1980. El escenario de referencia de la AIE prevé que tales beneficios alcancen los 1.100 dólares en 2030.

Interrupciones de suministro

Muy probablemente, la expansión del comercio global del petróleo y gas comentado en el apartado precedente aumentará el riesgo de interrupciones temporales de suministro, no solo por la crónica inestabilidad política de algunos de los principales países exportadores de OMNA, sino porque, para alcanzar los mercados, tanto el crudo como el gas natural licuado (GNL) deben atravesar algunos estrechos especialmente vulnerables a acontecimientos (accidentes, piratería, ataques terroristas o conflictos bélicos) que pueden acarrear su cierre o bloqueo temporal.

La historia de las últimas décadas es significativa respecto al primer punto. Desde 1970, el mundo ha experimentado diecisiete interrupciones de una magnitud igual o superior a los 0,5 millones de barriles diarios (Mbd). Todas ellas, salvo tres, estuvieron relacionadas con acontecimientos en países de OMNA. Cinco de las principales crisis (la guerra árabe-israelí de 1973, la revolución iraní de 1978-1979, la guerra entre Irán e Iraq de 1980-1988, la guerra del Golfo de 1990-1991 y la guerra de Iraq en 1993) provocaron cortes de suministro de entre 2,5 y 5,6 Mbd. Fuera de la región considerada, las dos mayores interrupciones desde la década de los noventa fueron las originadas por la huelga en la compañía estatal de Venezuela (2,6 Mbd desde finales de 2002 a principios de 2003) y la causada por los huracanes en el Golfo de Méjico (1,5 Mbd en 2005).

Los puntos estratégicos a través de los cuales circula buena parte de las exportaciones de hidrocarburos de OMNA son los estrechos de Ormuz y de Bab el-Mandeb, así como el Canal de Suez. En 2004, los dos estrechos canalizaron 17,4 Mbd y 3,5 Mbd, respectivamente, lo que significó el 21 por 100 y 4 por 100 del suministro global de crudo. Por su parte, el Canal de Suez hizo lo propio con 3,9 Mbd que representaron el 5 por 100 del suministro mundial. Para 2030, las previsiones del escenario de referencia del *World Energy Outlook* (2005) son que las cifras citadas se incrementen a 32,5 Mbd en el estrecho de Ormuz, a 5,2 Mbd en Bab el-Mandeb y a 5,6 Mbd en el Canal de Suez. Estos datos, junto al hecho de que alrededor del 80 por 100 de las exportaciones totales de petróleo de Oriente Medio fueron embarcadas a través de al menos una de estas tres rutas marítimas, nos dan idea de la importancia de las mismas en el comercio global de crudo. Por lo que se refiere al GNL, en 2004 las exportaciones por buques metaneros a través de las tres rutas citadas totalizaron 32.000 millones de metros cúbicos (Mmc) diarios en el 2004. Para 2030 las previsiones son que dicho volumen se multiplique por siete, hasta alcanzar los 235.000 Mmc, lo que equivaldrá al 4 por 100 del suministro mundial.

Inversiones

Según el escenario de referencia del *World Energy Outlook* (2005), el crecimiento de la extracción de crudo y refino previsto para el conjunto de los países de OMNA requerirá inversiones por un

monto de 614.000 millones de dólares (de 2004) para la totalidad del periodo 2004-2030. En respuesta a la demanda mundial de suministro de petróleo, el flujo inversor tendrá que incrementarse sustancialmente a partir de 2010, pasando de un promedio de 16.000 millones por año en la presente década a 28.000 millones anuales en la década 2020-2030. Aunque la inversión total necesaria es impresionante, la AIE destaca que representa menos del 6 por 100 de los ingresos por exportaciones y alrededor del 1 por 100 del Producto Interior Bruto previstos a lo largo de todo el periodo 2004-2030. Por esta razón, en principio, la cuestión de la financiación no debería constituir un obstáculo insalvable para la expansión de la industria del petróleo en la mayoría de los países de OMNA.

Arabia Saudita será el país que requerirá mayores inversiones durante el periodo proyectado, totalizando 174.000 millones de dólares, a razón de 6.000 millones anuales. Otros grandes productores, como Irán, Iraq y Kuwait, necesitarán inversiones del orden de 70.000 a 90.000 millones de dólares. Las necesidades de Qatar y la Unión de Emiratos Árabes se situarán en torno a los 50.000 millones, mientras que las de Libia y Argelia rondarán los 40.000 millones, seguidos a distancia por Egipto que requerirá, aproximadamente, la mitad de dicha cantidad.

Cerca de un 75 por 100 de la inversión total arriba apuntada corresponderá a actividades de exploración para hallar nuevos campos y al desarrollo de la extracción de petróleo en yacimientos conocidos. Aunque se prevé que entre 2004 y 2030 los costes de exploración y extracción se incrementen en un 50 por 100, tales costes seguirán siendo los más bajos del mundo. Actualmente estos se sitúan entre 3 y 5 dólares por barril (en comparación con los más de 15 dólares del Mar del Norte y los 12 dólares del Golfo de Méjico). Gran parte de las inversiones deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad de extracción asociada al declive natural experimentado por los yacimientos con el tiempo. En OMNA, dicho declive natural oscila entre un 5-6 por 100 anual en Iraq y Arabia Saudita y un 10 por 100 en Egipto y Omán. El promedio para toda la región es del 7 por 100, una cifra muy baja en comparación con las observadas en otras provincias petroleras maduras, como el Mar del Norte y Norteamérica, en las que se supera el 10 por 100 anual.

Por lo que respecta al gas natural, el escenario de referencia del *World Energy Outlook* (2005) calcula en 436.000 millones de dólares

(de 2004) las inversiones a realizar en OMNA durante la totalidad del periodo 2004-2030, lo que significa un promedio de 16.000 millones anuales. Del total indicado, cerca del 60 por 100 (269.000 millones) se necesitarán en el sector de exploración y extracción y el resto se destinará a la construcción de plantas de licuefacción, infraestructuras de almacenamiento y redes de transmisión y distribución.

Qatar, país al que las proyecciones de la AIE sitúan en cabeza de la extracción de gas, será el que requerirá mayores inversiones, rondando los 100.000 millones de dólares. Irán (80.000 millones), Argelia (60.000 millones) y Arabia Saudita (40.000 millones) ocuparán los siguientes tres puestos en el ranking de inversiones, seguidos por Egipto y la Unión de Emiratos Árabes (30.000 millones cada uno), Libia (20.000 millones), e Iraq y Kuwait (10.000 millones cada uno).

Lo expuesto en párrafos precedentes nos lleva a la conclusión de que la expansión de la industria del petróleo y del gas prevista en la región de OMNA requiere para el periodo 2004-2030 inversiones del orden de 1,05 billones de dólares. El grueso de las mismas debe provenir de las petroleras, tanto internacionales como estatales, que operan en la región. Las compañías estatales ostentan el papel dominante, por lo que los gobiernos que las controlan tendrán que determinar qué porcentaje de los beneficios netos generados por las exportaciones se dedica a nuevas inversiones en el sector de los hidrocarburos y cuánto a otros propósitos.

En la mayoría de los países de OMNA existen restricciones a la participación de las compañías internacionales, de forma que la inversión extranjera en el sector de exploración y extracción está regulada por contratos que estipulan que la propiedad de las reservas queda en manos de las compañías estatales. Arabia Saudita y Kuwait son los únicos países que no permiten a las petroleras internacionales el acceso directo a la extracción de sus recursos, aunque las compañías extranjeras pueden operar prestando servicios técnicos. Desde 1980, año en que se completó la nacionalización de Aramco, todas las actividades de exploración y extracción en Arabia Saudita han sido desarrolladas por Saudi Aramco (con la excepción de la Zona Neutral donde se permite operar a las compañías internacionales). Recientemente, el gobierno ha firmado cuatro acuerdos con petroleras extranjeras para el desarrollo y la exploración de gas natural, pero el petróleo queda fuera de tales acuerdos. Por su parte, en un futuro próximo, Kuwait planea abrir su territorio a las petroleras internacio-

nales, invitándolas a invertir en la exploración y desarrollo de sus recursos de petróleo y gas.

En aquellos países en los que está permitida la inversión foránea, el grado de implicación de las compañías internacionales dependerá, además, de la estabilidad social y política y de las condiciones comerciales y fiscales que se les ofrezca. Si estas condiciones son favorables, la mayor parte de las petroleras internacionales y un número creciente de compañías estatales extranjeras estarían interesados en acceder a las reservas de bajo coste de OMNA, asociándose para ello, si fuera necesario, a las compañías estatales de la región.

Incertidumbres

Hasta aquí nos hemos ocupado de analizar las previsiones contenidas en el escenario de referencia del *World Energy Outlook* (2005) de la AIE. Éstas señalan que para satisfacer la creciente demanda global, los países de OMNA deberían ser capaces de incrementar la extracción de crudo de 29 millones de barriles diarios (Mbd) en 2004 a 50,5 Mbd en 2030, mientras que la de gas debería pasar de 0,385 a 1,211 billones de metros cúbicos en el periodo 2003-2030. La AIE estima que alcanzar estos volúmenes requerirá una inversión acumulada de 614.000 millones de dólares (a un ritmo promedio de 23.000 millones por año) para el petróleo y de 436.000 millones (16.000 millones por año) para el gas.

Sin embargo, tales previsiones podrían no cumplirse por diversos motivos. Al margen de una hipotética escalada de la conflictividad e inestabilidad en los países de la región, que haría totalmente inviable alcanzar los objetivos arriba apuntados (el actual caso de Iraq es significativo al respecto), los gobiernos pueden deliberadamente optar por expandir la capacidad extractiva a un ritmo más lento que el proyectado en el escenario de referencia de la AIE y también podría ocurrir que, con independencia de su voluntad, no pudieran disponer del capital necesario para acometer los proyectos previstos.

La situación de una ralentización deliberada de la capacidad extractiva podría producirse si los países de OMNA, especialmente los integrados en la OPEP, apostaran por mantener una relación entre oferta y demanda lo suficientemente ajustada para lograr precios altos en el mercado, incrementando así los beneficios netos derivados de

sus exportaciones. Los riesgos asociados a esta opción son que otros países actuaran en sentido contrario, aumentando rápidamente su capacidad de extracción y, sobre todo, que los precios altos, además de hacer más competitivas las energías renovables, podrían acarrear una caída de la demanda global que reduciría las exportaciones y los beneficios derivados de las mismas.

Asimismo, los gobiernos podrían decidir ralentizar la extracción para asegurar a las generaciones futuras los beneficios generados por la venta de los hidrocarburos. Sin embargo, esta opción solo parece plausible para unos pocos países de OMNA (como por ejemplo, la Unión de Emiratos Árabes) con un Producto Interior Bruto per cápita elevado y con poca presión para incrementar, en un contexto de crecimiento demográfico moderado, los beneficios necesarios para financiar programas sociales y de infraestructuras. Además, una decisión de este tipo podría aumentar los precios internacionales del crudo con los efectos negativos apuntados en el párrafo precedente.

La posibilidad de que los países de OMNA no consiguieran reunir a tiempo el capital necesario para hacer frente a las inversiones previstas podría darse por dos razones. En primer lugar, porque en los países en los que la industria del petróleo está en manos de compañías estatales, la financiación de nuevos proyectos puede resultar problemática en el caso de que deba recurrirse a préstamos externos y la deuda externa sea alta. En segundo lugar, porque la mayor o menor apertura del sector petrolero a la inversión extranjera, así como los regímenes fiscales y los términos legales y comerciales ofertados, puede bloquear o retraer dicha inversión.

En muchos países de OMNA, los gastos en educación, sanidad, defensa y otros sectores de la economía —que incluyen los servicios públicos de electricidad y agua— pueden demandar un creciente porcentaje de los beneficios gubernamentales y, por tanto, limitar el flujo de capital hacia el sector del petróleo y el gas. A este respecto no puede olvidarse que las previsiones del escenario de referencia de la AIE para el periodo 2003-2030 contemplan un rápido aumento de la población en todos los países de la región, con una tasa de crecimiento anual promedio del 1,7 por 100. Esto significa que incluso en los países abiertos al capital foráneo, las necesidades derivadas de la expansión demográfica pueden forzar a los gobiernos a aumentar las tasas y royalties sobre la extracción de hidrocarburos, lo que tendría un claro impacto sobre los márgenes de beneficio y las inversiones.

Consecuencias de un aplazamiento de las inversiones

El *World Energy Outlook* (2005) de la AIE considera un escenario de inversiones aplazadas (*deferred investment scenario*) en el que explora las consecuencias que podrían derivarse de la concreción futura de algunas de las incertidumbres apuntadas en el apartado anterior. Dicho escenario analiza cómo evolucionarían los mercados si las inversiones en exploración y extracción en cada país de OMNA permanecieran sin cambios durante el periodo 2004-2030, situándose al nivel promedio de la década 1995-2004 en términos de porcentaje del Producto Interior Bruto, lo que significaría un descenso del 23 por 100 respecto a las inversiones totales previstas en el escenario de referencia para el caso del petróleo y del 19 por 100 en el caso del gas.

Sobre la base de esta hipótesis de partida, el análisis de la AIE concluye algunos puntos que resultan de especial relevancia a la hora de evaluar la incidencia que los acontecimientos que se desarrollan en OMNA tienen sobre el futuro energético mundial. De entre dichos puntos destacan los siguientes.

Una reducción de las inversiones de la cuantía comentada con anterioridad ocasionaría unas caídas cercanas al 30 por 100 y 38,5 por 100 en la extracción y exportación de crudo, respectivamente. Así, en 2030, la extracción en el conjunto de OMNA alcanzaría los 35 millones de barriles diarios (Mbd) en comparación con los 50 Mbd contemplados en el escenario de referencia, mientras que las exportaciones disminuirían de 39 a 24 Mbd. Algo similar ocurriría con el gas natural, con una caída del 20 por 100 (238.000 millones de metros cúbicos) en la extracción y del 46,4 por 100 (206.000 millones de metros cúbicos) en las exportaciones. En conjunto, para los países de OMNA esto significaría unas pérdidas de beneficios del orden de 1 billón de dólares (del 2004) para la totalidad del periodo 2004-2030.

Las caídas arriba mencionadas, difícilmente compensables desde fuera de OMNA, tendrían un serio impacto sobre los precios internacionales del petróleo importado y otros hidrocarburos (gas natural y carbón). En el escenario de inversiones aplazadas, los precios del crudo serían significativamente más altos (un 20 por 100 en promedio) que en el escenario de referencia, alcanzando en 2030 una diferencia

máxima de 13 dólares (de 2004) por barril, lo que implica un aumento del 32 por 100. Este encarecimiento del precio de los hidrocarburos ocasionaría un descenso progresivo del Producto Interior Bruto global, de forma que la tasa media de crecimiento anual sería inferior en 0,23 puntos porcentuales a la contemplada en el escenario de referencia, lo que equivale a cerca de 3 billones de dólares (de 2004) por año.

Todas estas circunstancias alterarían de forma notable el balance energético mundial previsto en el horizonte de 2030. Respecto a las previsiones del escenario de referencia, el mundo tendría que reducir su consumo energético total en un 6 por 100, poniendo especial énfasis en recortar su demanda de petróleo en un 9 por 100 y la de gas en un 8 por 100. Unos porcentajes que teniendo en cuenta las actuales tendencias demográficas y la naturaleza de nuestro modelo económico, basado en un crecimiento global, continuo e ilimitado, no resultan, hoy por hoy, asumibles.

Conclusiones

Las previsiones del *World Energy Outlook* (2005) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) señalan que durante el periodo 2003-2030 la demanda global de energía primaria aumentará en un 52 por 100, con los hidrocarburos (petróleo, gas y carbón) absorbiendo cerca del 83 por 100 del citado incremento. El petróleo seguirá siendo el hidrocarburo más utilizado y su demanda pasará de 79 millones de barriles diarios (Mbd) en 2003 a 115 Mbd en 2030. En 2030 el consumo de gas será más de un 70 por 100 superior al actual y hacia 2015 habrá sustituido al carbón como segunda fuente de energía primaria mundial.

Los recursos de petróleo y gas natural del Oriente Medio y norte de África (OMNA) jugarán un papel crucial para que el mundo pueda saciar su voracidad energética. El subsuelo de la región alberga el 61 por 100 de las reservas probadas de petróleo del planeta y el 45 por 100 de las de gas natural.

Según la AIE, cubrir las futuras necesidades energéticas globales requerirá que la extracción de petróleo en OMNA evolucione de los 29 Mbd de 2004 a 50,5 Mbd en 2030. Estas cifras suponen un salto de cerca del 35 por 100 a algo menos del 44 por 100 del total de la extrac-

ción mundial. En relación con la extracción de gas, está deberá triplicarse entre 2003 y 2030, pasando de 0,385 a 1,211 billones de metros cúbicos.

Análogamente, las expectativas de la AIE son que la contribución de OMNA a las exportaciones globales de crudo se incrementen de los 22 Mbd de 2004 a 39 Mbd en 2030. Por lo que respecta al gas natural, las exportaciones tendrán que aumentar de los 97.000 millones de metros cúbicos (Mmc) de 2003 a 444.000 Mmc en 2030.

La expansión prevista en el comercio global del petróleo y gas aumentará el riesgo de interrupciones temporales de suministro, tanto por la inestabilidad política de los principales países exportadores de OMNA, como porque los hidrocarburos deben atravesar algunos puntos peligrosos, como los estrechos de Ormuz y de Bab el-Mandeb, así como el Canal de Suez. En 2004, el estrecho de Ormuz canalizó un flujo de crudo de 17,4 Mbd (el 21 por 100 del suministro global) y para 2030 se estima que la cifra aumente hasta 32,5 Mbd (el 28 por 100 de la demanda mundial).

El crecimiento de la extracción de crudo y refino previsto para el conjunto de los países de OMNA requerirá inversiones por un monto de 614.000 millones de dólares (de 2004) para la totalidad del periodo 2004-2030. Por lo que respecta al gas natural, la suma ascenderá a 436.000 millones de dólares.

Las previsiones en cuanto al aumento en la extracción y exportación de hidrocarburos desde OMNA podrían no cumplirse por diversos motivos. Además de una escalada de la conflictividad e inestabilidad en la región, los gobiernos podrían optar por expandir la capacidad extractiva a un ritmo más lento que el proyectado en el escenario de referencia de la AIE y también podría suceder que no fueran capaces de obtener y movilizar a tiempo el capital necesario.

El *World Energy Outlook* (2005) de la AIE considera un escenario en el que explora las consecuencias que podrían derivarse de un aplazamiento en las inversiones arriba comentadas. Si estas se mantuvieran constantes durante el periodo 2004-2030, situándose al nivel promedio de la década 1995-2004, la extracción y exportación de petróleo y gas experimentarían caídas significativas. Como resultado, los precios de los hidrocarburos serían más altos que los previstos, lo que repercutiría en un descenso del Producto Interior Bruto mundial. Todo ello modificaría de forma notable el balance energético global, de forma que en el horizonte de 2030 y en relación con el esce-

nario de referencia, el mundo tendría que reducir su consumo de petróleo en un 9 por 100 y el de gas en un 8 por 100. Algo difícilmente compatible con las tendencias demográficas y con el actual modelo de desarrollo socioeconómico, basado en un crecimiento exponencial de la economía alimentado por un comportamiento similar del consumo de energía.