

CAPÍTULO OCTAVO

PERSPECTIVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL NORTE DE ÁFRICA

PERSPECTIVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL NORTE DE ÁFRICA

Por JOAQUÍN CARRASCO MARTÍN

INTRODUCCIÓN

Desde el punto de vista económico existe un abismo creciente entre las riberas norte y sur del Mediterráneo, claramente favorable al Norte. Sin embargo, y por paradójico que parezca, Europa es altamente dependiente de la ribera sur para su aprovisionamiento de gas natural y petróleo. El Norte de África es una de las zonas prioritarias para el suministro de energía de Europa, tal como ya ha quedado reflejado en el análisis realizado en los capítulos anteriores. Todo ello contribuye a que los intercambios comerciales entre la Unión Europea y los países del Norte de África sean cada vez más importantes.

Por su parte, la Unión Europea (UE), muestra una acusada tendencia al aumento en su consumo de energía, siendo cada vez más dependiente del abastecimiento exterior. De ahí se deriva, como recoge el *Libro Verde* adoptado por la Comisión Europea en noviembre de 2000, la preparación de una serie de medidas para traten de paliar dicha dependencia. Unas medidas que se enmarcan dentro de dos grupos; uno de ellos encaminado a controlar el crecimiento de la demanda y, el otro, a gestionar la dependencia de la oferta. Actuar sobre la oferta, concretamente sobre la exterior, requiere mantener y potenciar un diálogo permanente con los países productores, a fin de reforzar las redes de abastecimiento, de forma que ofrezcan una mayor garantía de seguridad de suministro, tanto entre los países miembros como entre éstos y el exterior. En éste último contexto es donde cobran especial relevancia, entre otros, los paí-

ses mediterráneos de la ribera Sur, productores y exportadores de energía que por su proximidad a la UE, desempeñan un papel estratégico singular.

El presente estudio tratará de analizar la geopolítica energética de los países que componen la región del Norte de África, las relaciones comerciales en materia de energía que éstos mantienen con la UE y los riesgos que conlleva la dependencia energética para la UE. Asimismo tratará de manera más específica la significación de estos suministradores para España y; por último, formulará unas recomendaciones orientadas a paliar los riesgos que esa situación de dependencia plantean a la UE. En lo que sigue, se entenderán comprendidos en esta región tanto a Marruecos como a Argelia, Túnez, Egipto y Libia. Se ha excluido intencionadamente a Mauritania porque es el país que menos relevancia tiene en lo relativo a recursos energéticos domésticos, ya que la inmensa mayoría (99%) del consumo comercial de energía en 1999 fue petróleo, en su totalidad importado. Esta situación podría cambiar en un futuro no muy lejano, ya que exploraciones recientes han mostrado indicios positivos. En mayo de 2001, un consorcio de compañías lideradas por la australiana *Woodside Petroleum* realizó un importante descubrimiento de petróleo en el pozo Chinguetti-1, localizado en aguas profundas a 80 Km. mar adentro de la costa mauritana, al sudeste del país, en el que se estiman unas reservas aproximadas de 950 millones de barriles.

Antes de iniciar el análisis individualizado de los mencionados países, conviene hacer referencia al fenómeno que motivó el relanzamiento de la producción de petróleo ocurrido en la región a partir de los años ochenta, cuando se produjo un cambio de orientación en sus políticas energéticas globales, introduciendo modificaciones drásticas en la legislación relativa a los hidrocarburos con la idea de mejorar el marco fiscal y financiero, ofreciendo a las compañías petroleras extranjeras unas mejores condiciones y beneficios y compartiendo además los riesgos asociados a su desarrollo. Como resultado de estas reformas, se realizaron nuevas exploraciones y perforaciones por parte de varias compañías multinacionales y se descubrieron gran cantidad de nuevos yacimientos. Al mismo tiempo, las nuevas condiciones fiscales ofrecidas a las compañías petroleras proporcionan beneficios a los gobiernos anfitriones en forma de capital, experiencia gestora y tecnología. Por su parte, las compañías petroleras internacionales se beneficiarían de nuevas oportunidades de negocio, y además se contribuiría a lograr una mayor diversificación de abastecimiento energético a sus clientes y consecuentemente una mayor seguridad.

Hasta la fecha, y a pesar de las dificultades políticas por las que atraviesan algunos de estos países, el balance es beneficioso para las compañías extranjeras. Sólo en el caso de Argelia, más de dos docenas de compañías extranjeras están invirtiendo actualmente en la exploración y desarrollo del gas natural. Asimismo, 29 compañías petroleras continúan invirtiendo en el desarrollo de hidrocarburos en Libia y, en Egipto, donde las reservas de gas y petróleo son más reducidas, más de 20 compañías exploran activamente y contribuyen al desarrollo de los hidrocarburos, especialmente gas natural. Así pues, el potencial energético presente y futuro como productores y exportadores de petróleo y gas natural de los países del Norte de África, y su proximidad geográfica a Europa, hacen que esta región cobre una especial importancia para el aprovisionamiento energético de la Unión Europea.

SISTEMA ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES DEL NORTE DE ÁFRICA

Generalidades

Los países del Norte de África, en su conjunto, cuentan con unas reservas de gas y petróleo relativamente abundantes (aproximadamente el 4% del total mundial en ambos casos), las cuales les permiten no sólo satisfacer las necesidades regionales locales sino también una parte importante de las de los países de la ribera Norte del Mediterráneo. Por lo que se refiere a su producción alcanzan un nivel que actualmente equivale al 4,8% (petróleo) y al 4,3% (gas) de la producción mundial. Desde la perspectiva de la UE las fuentes energéticas de la zona supusieron, en 2001, el 17% de sus importaciones totales de petróleo y el 12% de las de gas (en el caso del gas natural licuado, el 73% del importado por la UE procedía de Argelia y Libia). La dependencia de algunos países de la UE con respecto al gas natural de la zona es patente (España de manera destacada); sin embargo, no hay que olvidar que dicha dependencia tiene un doble sentido, y es aún mayor en el caso de los países productores del Norte de África, para los que sus vecinos del Norte absorben el 90% de sus exportaciones de gas y el 50% de las de petróleo. Los ingresos derivados de los recursos energéticos suponen por tanto, para estos países, el principal medio para financiar su desarrollo. Todo ello crea unas condiciones de complementariedad, cooperación y solidaridad entre las dos orillas del Mediterráneo que, en cierta medida, podríamos considerar irreversibles en el momento actual y a medio plazo.

Para hacernos una idea del potencial energético de la región, en lo que respecta al petróleo y al gas, describimos a continuación los sistemas energéticos de los distintos países que la componen.

Argelia

Petróleo

Argelia tiene unas reservas probadas de petróleo de 9.200 millones de barriles. Con los recientes descubrimientos, los planes de exploración previstos y la mejora de información sobre los campos existentes, se espera que el volumen de dichas reservas se incremente notablemente en los próximos años. Aunque su cuota de exportación, en el marco de la OPEP, ha quedado fijada en 782.000 barriles diarios (B/d) desde principios de enero de 2003, es conocido que su capacidad real está muy por encima de ese nivel. Las autoridades del sector han dado a conocer ambiciosos planes, en los que la compañía estatal *Sonatrach* juega un papel protagonista, para incrementar su capacidad de producción hasta 1,5 millones de barriles diarios en 2004.

El mayor campo petrolífero de Argelia es Hassi Messaoud, que concentra aproximadamente el 70% de las reservas de petróleo del país, aunque también sean destacables los de Rhourde el-Baguel (el segundo mayor de Argelia, localizado al nordeste de Hassi Messaoud), Tin Fouye, Tabankort Ordo, Zarzaitine, Haoud Berkaoui/Ben Kahla, el-Gassi el-Agreb y Ait Kheir. Incluso el campo gasista de Hassi R'Mel (al norte de Hassi Messaoud) también produce alrededor de 18.000 barriles diarios de crudo.

Aunque el petróleo fue descubierto en Hassi Messaoud en 1956, se considera que Argelia está aún subexplorada. Durante los últimos años, se han producido descubrimientos importantes de petróleo, principalmente por parte de compañías extranjeras (en asociación con *Sonatrach*), y se esperan otros nuevos en el inmediato futuro. El Ministro de Energía argelino, Chekib Khelil, declaró en 2001 que su meta era “doblar el número de compañías que operan en Argelia durante los próximos cinco años”. El sector petrolero argelino, al contrario que el de la mayoría de los países de la OPEP, ha estado abierto a los inversores extranjeros durante más de una década. Cabría destacar a este respecto que una de las mayores “joint venture” en Argelia es la sociedad entre *Anadarko*, *Lasmo* y la danesa *Maersk Oil*, para el desarrollo del campo Hassi Berkine South. Por su

parte, la compañía española *CEPSA* ha anunciado un plan de inversión de 1.300 millones de dólares para desarrollar, junto con *Sonatrach*, el campo de Ourhoud (1.000 millones de barriles), dividido en tres bloques operados por *Anadarko*, *CEPSA*, y *Burlington Resources*, y con una previsión de producción de 230.000 barriles diarios.

En 2001, Argelia exportó alrededor de 1,25 millones de barriles diarios, la mayoría de los cuales se destinaron a Europa y a Estados Unidos. Aproximadamente el 90% de sus exportaciones de petróleo crudo van a Europa Occidental; siendo Italia su mercado principal, seguido de Alemania y Francia. Los Países Bajos, España y Reino Unido son otros mercados importantes.

Su potencial energético se completa con la existencia de cuatro refinerías de petróleo y siete terminales costeras (detalladas en el capítulo 5) para la exportación de crudo, productos refinados y gas natural. Por lo que respecta a las refinerías, localizadas en Hassi Messaoud, In Amenas, Argel y Arzew, suponen una capacidad de refino de 450.000 barriles diarios. En enero de 2001 el gobierno de Argel emitió una oferta para una nueva refinería en la región de Adrar, cerca de Sbaa. También pretende modernizar la refinería de In Amenas.

Tras años de guerra civil y de continuas revueltas políticas, Argelia viene experimentando un alza económica significativa, principalmente gracias a las ganancias procedentes de las exportaciones de petróleo desde 1999. Como consecuencia de ello, la deuda externa argelina descendió al nivel más bajo conocido en la última década. A pesar de todo, sigue siendo altamente dependiente del petróleo y de las exportaciones de gas natural, que suponen más del 90% de sus ingresos por exportaciones y alrededor del 30% de su PIB.

En diciembre de 2001, el Fondo Monetario Internacional (FMI) señaló que los altos precios del petróleo proporcionaban a Argelia una oportunidad para progresar en la puesta en marcha de las reformas necesarias para solucionar los importantes problemas estructurales del país. Actualmente, el programa de privatizaciones continúa adelante, a pesar de la oposición de los sindicatos y de algunas de las mayores empresas estatales, incluidas algunas del sector de la energía. A finales de 2001, se promulgó una nueva ley de hidrocarburos, que abrirá el sector energético argelino a la inversión privada nacional y extranjera, aunque la empresa estatal *Sonatrach* aún continuará, muy probablemente, en manos del Estado, aunque se apuntan indicios que dan a entender que el gobierno

está considerando su reestructuración, sin descartar una privatización parcial, para atraer la inversión privada internacional.

Gas natural

Con unas reservas probadas de 4,52 Tcm de gas natural, Argelia figura entre los diez primeros del mundo, con un 3% de la producción mundial. Según estimaciones de *Sonatrach*, el potencial gasista del país está alrededor de 6 Bcm, y constituye aproximadamente el 60% de su producción total de hidrocarburos; mientras que, por otra parte, sirve para cubrir sus necesidades internas (aproximadamente el 95% de la electricidad del país se genera por gas). Su producción gasista, en 2001, alcanzó los 78,2 Bcm. El campo gasista más grande de Argelia es el supergigante Hassi R'Mel, que produce alrededor de la cuarta parte del total del país. El resto de las reservas de gas de Argelia se localiza en otros campos del sudeste y en los depósitos de la región de In Salah, al sur de Argelia. Se trata, asimismo, de un gran exportador de gas, el segundo para la UE, con un volumen total que, desde 2001, supera los 57 Bcm. Su capacidad de exportación por gasoducto es de 23.800 millones de metros cúbicos, a través de los 1.100 Km. que cubre el gasoducto *Transmed*, y de 7.980 millones de metros cúbicos a través de los 1.600 Km. del gasoducto Magreb-Europa.

A raíz del rápido crecimiento de la demanda de gas en la UE, Argelia planea incrementar significativamente su capacidad exportadora en los próximos años (en ese marco encajan las iniciativas para la construcción de dos nuevos gasoductos, ya mencionados en el capítulo 5). A pesar de sus altos costes de operación (en clara desventaja con los de Asia), Argelia fue el segundo mayor exportador de GNL (detrás de Indonesia) en 2001, con el 17% del total del mundo, exportados principalmente a Europa Occidental (Francia, Bélgica, España, Turquía) y los Estados Unidos. En 1999, *Sonatrach* completó la renovación total de sus instalaciones de GNL, elevando su capacidad de producción a alrededor de 28 billones de metros cúbicos por año, con el fin de aumentar sus exportaciones, sobre todo a Europa.

Marruecos

Gas natural

Con unas reservas de petróleo insignificantes (unos 1,8 millones de barriles), y aunque la mayoría de las cubetas sedimentarias (especialmen-

te “off shore” en la plataforma continental atlántica o en aguas profundas fuera de la plataforma), no han sido exploradas, Marruecos está tratando activamente de expandir su sector de petróleo y de gas natural. En la actualidad, el país depende de las importaciones (principalmente de Arabia Saudí, Irán, Iraq, y Nigeria) para casi todas sus necesidades, salvo aproximadamente 200 barriles por día de su yacimiento de Sidi Rhalesum, situado en la cuenca de Essaouira. En cuanto al gas, dispone de unas pequeñas reservas (alrededor de 2.800 millones de metros cúbicos, el 85% localizados en la cuenca de Essaouira, y el resto en las de Gharb y Pre-Rif), a las que podrían añadirse, en todo caso, las posibles reservas adicionales de Talsint. Su producción es asimismo muy reducida y está concentrada en la cuenca de Gharb en el norte, incluyendo el yacimiento de Meskala, al norte de Essaouira.

Esta situación podría cambiar en los próximos años, tras el descubrimiento en agosto de 2000 por parte de *Lone Star* (subsidiaria local de la compañía estadounidense *Skidmore*), de petróleo en Talsint, cerca de la frontera con Argelia. Los informes iniciales indicaron que Talsint contenía unos 20 mil millones de barriles equivalentes de petróleo y gas natural. Más tarde, las cifras se redujeron a tan sólo 100 millones de barriles. Muchos analistas se muestran escépticos de que Talsint contenga cantidades importantes de petróleo y gas y, hasta la fecha, el pozo (Sidi Belkacem 1) sólo parece tener unas reservas de 10 millones de barriles o incluso menos. Además de Talsint, una decena de áreas en Marruecos están siendo exploradas. En marzo de 2000, la compañía petrolera estadounidense *Conoco* obtuvo la “licencia de reconocimiento” petrolero en aguas del Mediterráneo, que Rabat considera “territoriales”. Según *Onarep*, la zona a investigar, llamada “W”, incluye las aguas que circundan Ceuta, Melilla, el Peñón de Alhucemas e incluso la isla de Alborán, situada a 29 millas al Norte de Melilla y 65 al Sur de Almería. El 23 de marzo de 2001, *Conoco* obtuvo la ampliación de este permiso por un año, que le obliga a adquirir datos sísmicos de la zona en dos dimensiones y realizar estudios geológicos para determinar el potencial petrolero así como los lugares más favorables para la perforación.

En octubre de 2001, el gobierno español otorgó, a la misma sociedad, cuatro permisos de investigación de hidrocarburos, situados en la parte española del mar de Alborán, frente a la costa de Marbella, y colindantes con la zona concedida por Marruecos. Estos permisos tienen una vigencia de seis años y obligan a la empresa estadounidense a realizar estudios sísmicos, geológicos y perforaciones. La zona mencionada está poco

explorada y nunca ha atraído el interés de las petroleras por la profundidad de sus aguas (más de 2.000 metros). De todas formas, parece que *Conoco* se ha interesado por Alborán Oeste, porque era fácil y económicamente rentable obtener estos territorios, ya que no existía competencia por parte de otras compañías. Además, los términos fiscales ofrecidos por Marruecos y España eran atractivos y los compromisos adquiridos muy reducidos (el permiso marroquí no obliga a perforar, la parte más cara de la exploración, mientras que el español le cede el terreno por seis años a cambio de realizar solo una perforación). Si finalmente se encontraran hidrocarburos en la zona, y en función de la ubicación exacta de los hallazgos, cabe pensar que habría problemas entre España y Marruecos, dado que no tienen la misma percepción en lo que respecta a la delimitación de sus respectivas aguas territoriales.

Un indicio de ese tipo de problemas ya se ha manifestado en relación con la exploración de un área “off shore” que, tras la concesión por parte del gobierno español a la empresa *Repsol YPF* a finales de 2001, Marruecos declaró que se encontraba dentro de sus aguas territoriales. El área, sobre la cual el gobierno español aprobó nueve licencias de seis años, está localizada cerca de las Islas Canarias, y aproximadamente a 56 millas al noroeste de la región de Tarfaya, en Marruecos. Sin embargo, también existen evidencias del interés por la cooperación, como en el caso de del acuerdo para que, desde octubre de 1998, la Compañía *IPIC* (International Petroleum Investment Company), de Abu Dhabi, y la española *CEPSA* formaran una “joint venture” de participación paritaria, llamada “*CEPSA Maghreb*”, para comercializar y distribuir productos de petróleo y GNL en Marruecos. Los productos son proporcionados por las refinerías de *CEPSA*, en España, y la compañía francesa *Vitogaz* está construyendo un terminal para importación de GNL cerca de Casablanca.

A últimos de 2000 y principios de 2001, la compañía petrolera estatal de Marruecos, *Onarep*, abrió la primera ronda de ofertas para la concesión de licencias de exploración “off shore”. Los permisos para la exploración en ocho bloques en la costa del Océano Atlántico, en el área de Rabat-Safi, han sido prorrogados varias veces para permitir a más compañías petroleras estudiar los datos sísmicos. Así, en octubre de 2001, Marruecos firmó dos polémicos contratos de exploración, ambos “off shore”, con la firma francesa *Total Fina Elf*, en la región del Sahara Occidental, para la zona de Dakhla, y con *Kerr-McGee*, para un área en la costa del Sahara Occidental. Estos contratos son las primeras autorizaciones de Marruecos en el territorio disputado, el cual se cree que es

potencialmente rico en reservas de petróleo. El Frente Polisario, que viene luchando durante años por la independencia de este territorio, protestó por los citados contratos ante las Naciones Unidas (actualmente se está examinando el problema desde una perspectiva legal). El Polisario también apeló a la Unión Europea para la cancelación de los que considera contratos “ilegales” entre Marruecos y *Total Fina Elf*.

En enero de 2000, Rabat anunció que emitiría nuevas exenciones de impuestos y otros incentivos para ayudar a atraer a los inversores extranjeros para explorar el petróleo en el país. En marzo de 2000, modificó su ley de los hidrocarburos para, entre otras cosas, ofrecer la interrupción por un periodo de 10 años del pago de tasas a las empresas petroleras “off shore” y para aumentar las concesiones futuras de petróleo hasta un máximo del 25%.

Por último, Marruecos cuenta con dos refinerías (Mohamedia y Sidi Kacem) con una capacidad combinada de 154.901 barriles diarios. La compañía refinadora *Samir* planea invertir alrededor de 600 millones de dólares durante los próximos 5 años para modernizar sus refinerías y ampliar su capacidad (pasando, en la de Mohamedia, de 125.230 barriles/día a los 160.000).

Túnez

Petróleo

Túnez tiene unas reservas probadas que superan los 300 millones de barriles, y se estima que dispone de reservas recuperables aún mayores. Durante 2001, produjo alrededor de 73.000 barriles diarios, la mayor parte de los cuales fueron de petróleo crudo, lo que representa una disminución del 30% con respecto al máximo alcanzado en 1992 (110.000 b/d). Su demanda doméstica está aumentando rápidamente y Túnez se convirtió en el año 2000 en importador neto de petróleo por primera vez en 20 años. Dado que su capacidad de refino es baja, el país exporta petróleo crudo e importa productos refinados. En cualquier caso, la previsión para 2002 era de un aumento en la producción, debido a la esperada apertura del campo de Izis al sur del Golfo de Gabes. Su mayor yacimiento petrolífero es El Borma, descubierto en 1964 cerca de la frontera argelina, con una producción de 19.920 b/d. El otro yacimiento petrolífero con reservas estimadas por encima de los 100 millones de barriles es Ashtart, cuya producción es de 16.840 b/d. Alrededor del 75% de la producción petrolífe-

ra de Túnez procede de esos dos yacimientos y del campo de Sidi El Kilani (13.260 b/d).

La compañía petrolera estatal *ETAP* (Empresa Tunecina de Actividades Petroleras) intenta fomentar la exploración, sobre todo en la parte norte del país, en la costa norte y en el Golfo de Hammamet, y confía en que podrá lograrse el desarrollo de nuevos campos con la cooperación de compañías independientes. Según sus estimaciones, las compañías de petróleo extranjeras gastaron 120 millones de dólares en exploraciones en Túnez en el año 2001, frente a los 86 millones de 2000. Para facilitar esta vía, reformó sus leyes de los hidrocarburos en agosto de 2000, que incluye medidas de reducción en el régimen de impuestos del 75% al 50% para las empresas extranjeras, reservándose *ETAP* el 40% de las concesiones. Los “royalties” están fijados en el 10%, para el petróleo, y el 8%, para el gas. Las compañías extranjeras que operan actualmente en Túnez son *AGIP-ENI*, *Anadarko*, *Anschutz*, *Lasmo*, *Marathon*, y *Petro-Canadá*.

Gas natural

Las reservas de gas natural de Túnez se calculan en 0,07 Bcm, mientras que su producción en el año 2000 fue de 1.876 millones de metros cúbicos. La mayor parte del gas procede del campo de Miskar, aunque cuenta con otros cuatro más pequeños (El Franning, El Borma, Baguel, y Zinia).

BG (British Gas), el mayor inversor en el sector de la energía en Túnez y operador del campo de Miskar, tiene un acuerdo provisional para suministrar una gran parte de las necesidades domésticas de gas hasta el año 2020. Miskar produce actualmente alrededor del 65% de la demanda total diaria del país. *BG* también está planeando desarrollar el campo de Hasdrubal, con un coste de 330 millones de dólares y realizar exploraciones extensas de hidrocarburos por un periodo de 12 años. El gobierno ha decidido demorar la producción del campo de Hasdrubal hasta 2007, antes del declive del campo de Miskar. Por otra parte, *BG* está dirigiendo la exploración y el posible desarrollo del campo Jugutha. Finalmente, está contemplando el desarrollo del gas natural comprimido como combustible de vehículos, sobre todo para el transporte público. Para atender a su creciente demanda de gas, está previsto que, en 2003, entre en funcionamiento un gasoducto que transporte gas desde Libia.

Libia

Petróleo

Actualmente, Libia tiene 12 campos petrolíferos con unas reservas probadas de 29.500 millones de barriles, la mayoría de los cuales se encuentran en la zona de la cuenca de Sirte. A pesar de los años de producción, se estima que hay un gran potencial de petróleo y gas sin explotar. Su petróleo crudo es de calidad superior (bajo en azufre o "dulce") y a un coste de extracción muy bajo (1 dólar por barril en algunos campos). En 2001, su producción se estimó en 1,5 millones b/d, menos de la mitad de los 3,3 que produjo en 1970. Su deseo de impulsar su rendimiento petrolífero, una vez que se han suspendido las sanciones de la ONU que pesaban sobre el país desde el atentado de Lockerbie y se han aprobado cambios en la legislación de los hidrocarburos, podría contribuir a ello. La suspensión de las sanciones significa que Libia puede ya reanudar las compras de equipo industrial. El reto es mantener la producción en los campos de Brega, Sarir, Sirtica, Waha y Zuetina, y al mismo tiempo iniciarla en nuevos campos como Murzuk/El Sharara (con unas reservas de 2.000 millones de barriles) y Mabruk.

Libia es un importante exportador de petróleo (1,2 millones de b/d), particularmente hacia Europa, a donde dirige el 90% del total; con Italia en cabeza (516.000 b/d en 1999), seguida de Alemania (244.000 b/d en 2000), Francia (60.000 b/d en 2000), España y Grecia. Las ganancias obtenidas, que suponen alrededor del 95% de los ingresos de divisas de Libia, se vieron severamente afectadas por la espectacular bajada de los precios del petróleo durante 1998, así como por la reducción en su producción y exportación, como resultado de las sanciones de EEUU y de la ONU. Sin embargo, con la subida experimentada a partir de 1999, las ganancias se han incrementado en más del doble en 2001 (12.500 millones de dólares). A pesar de ello, Libia espera reducir su dependencia del petróleo como única fuente de ingresos del país, e incrementar la inversión en la agricultura, turismo, pesca, minería y gas natural, al tiempo que intenta ganar posiciones como intermediario económico importante entre Europa y África (de ahí su interés por integrarse en el proceso euro-mediterráneo, y por impulsar la nueva Unión Africana).

Después de algunos años de escasa actividad, debido en parte a las sanciones antes mencionadas, Libia está intentando atraer a las compañías extranjeras con una mejora de los incentivos y condiciones para la

producción. Así mismo, tiene pendiente de aprobación una legislación que concedería a las firmas extranjeras mejores condiciones, incluso el acceso a la exploración, desarrollo de pequeños campos, oportunidades de incrementar la producción en grandes campos y a participar en ofertas de competición internacional. Actualmente, sólo alrededor del 25% de sus campos de petróleo han sido concedidos a operadores extranjeros, aunque planea abrir unos 40 bloques en la cuenca de Sirte y otras áreas a la inversión extranjera. En julio de 2000, la Compañía Nacional de Petróleo (NOC) anunció que abriría alrededor del 70% de sus tierras a la exploración, incluyendo la rica zona petrolífera de Murzuk. Tras la abolición del ministerio de energía del país, la NOC es la encargada de la política energética del país. Esto parece haber dinamizado considerablemente el proceso de toma de decisiones en el sector, aunque la nueva ley de hidrocarburos parece estar retardándose más de lo previsto.

Varias compañías de petróleo internacionales están ya implicadas en acuerdos de exploración y producción con la NOC, siendo la más importante la italiana *AGIP-ENI*, presente en el país desde 1959. Dos compañías estadounidenses (*Exxon* y *Mobil*) se retiraron de Libia en 1982, tras el embargo de 1981; sin embargo, otras cinco (*Amerada Hess*, *Conoco*, *Grace Petroleum*, *Marathon*, y *Occidental*) permanecieron activas hasta 1986, cuando el presidente Reagan les ordenó cesar sus actividades allí. En diciembre de 1999, ejecutivos de las compañías citadas (salvo *Grace Petroleum*) viajaron a Libia, autorizados por su gobierno, para visitar sus antiguas instalaciones (que le permitían producir, antes de las sanciones, alrededor de 400.000 b/d). El director de la NOC, Abdullah al-Badri, declaró que si estas compañías volvían a Libia, les serían devueltos los campos que ellos operaban en el país. Sin embargo, a mediados de 2001, les comunicó su deseo de transferírseles a compañías europeas. En efecto, en mayo de 2001, la prensa informó que la alemana *Wintershall* estaba buscando el permiso de Libia para perforar en yacimientos petrolíferos anteriormente operados por EEUU.

La participación de las compañías extranjeras resulta fundamental para lograr el objetivo de aumentar su capacidad de producción de petróleo, desde los 1,5 millones de b/d actuales a los 2 millones de b/d en 2003 (las principales en la actualidad son la española *Repsol YPF*, la italiana *AGIP-ENI*, la austríaca *OMV*, las alemanas *Wintershall* y *Veba* y la francesa *Total Fina Elf*. Esto restauraría su capacidad de producción al nivel de los años setenta. En mayo de 2000, alrededor de 50 compañías extranjeras fueron invitadas a una reunión para discutir acuerdos de exploración y

producción, dentro de la licencia EPSA IV, que cubre los yacimientos de Urzuk, Sirte, Kufra, Ghadames y Cyrenaica. Serían necesarios unos 10.000 millones de dólares de inversión extranjera hasta el 2010 para lograr esas metas (6.000 millones para exploración y producción, y el resto para refino e industria petroquímica).

Los yacimientos petrolíferos de Libia están conectados a las terminales mediterráneas por una extensa red de oleoductos, siendo los principales los de Sarir-Marsa Hariga (Tobruk), Messla-Ras Lanuf, Waha-Es Sider, Hammada Hamra-Az Zawiya, Amal-Ras Lanuf, Intisar-Zueitina, y Nasser (Zelten)-Marsa el Brega. Además, *NOC* está considerando ofertas para la expansión del terminal de petróleo e instalaciones de la refinería de Az Zawiya.

El componente más importante de los planes de expansión de Libia es el desarrollo del yacimiento petrolífero de El-Bouri (2.000 millones de barriles), “off shore” en la costa occidental, el mayor del Mar Mediterráneo (alrededor de 60.000 b/d). La compañía *AGIP-ENI* es la operadora de El-Bouri, descubierto en 1976 a una profundidad de 2.500 metros y que se estima contiene 2.000 millones de barriles de reservas de petróleo crudo. Asimismo, El-Bouri contiene grandes cantidades de gas asociadas (70.000 millones de metros cúbicos). Este campo fue adquirido por *Repsol YPF* en 1993 por 65 millones de dólares, y actualmente lidera un consorcio europeo para su explotación en el que se encuentran también *OMV* y *Total Fina Elf*. También se han producido otros descubrimientos en la cuenca de Murzuk, en el Sahara al sur de Trípoli, que generaron altas expectativas iniciales (se esperaba que el rendimiento de 200.000 b/d), pero varios problemas, como las dificultades con el oleoducto hacia el puerto de Az Zawiya, demoraron la consecución de este objetivo. Actualmente, el petróleo de Murzuk/El Shajara se procesa en la refinería de Az Zawiya.

En el campo del refino, Libia tiene tres refinerías domésticas con una capacidad combinada de aproximadamente 343.400 b/d, casi dos veces el volumen del consumo doméstico de petróleo (el resto se exporta), localizadas en Ras Lanuf (Golfo de Sirte), Az Zawiya (noroeste) y Brega, la refinería más antigua de Libia, situada cerca de Tobruk. Además de esto, Libia también opera en territorio europeo, siendo productor directo y distribuidor de productos refinados en Italia (a través de *Tamoil*, basada en Milán, desde donde controla cerca del 5% del mercado minorista nacional de productos de petróleo y lubricantes que son distribuidos a los casi 2.100 estaciones de servicio de esa misma firma), Alemania y Suiza.

También está interesada en la compra de cientos de estaciones de servicio de gasolina "jet" en el Reino Unido.

Gas natural

Se estima que las reservas de gas natural de Libia en 2001 eran de 1,3 Tcm, pero dado que gran parte del territorio está aún sin explorar, se estima pueden llegar a los 2 Tcm. Los mayores campos productores son los de Attahadi, Hatiba, Zelten, Sahl, y Assumud (en diciembre de 2000, NOC anunció el descubrimiento de un campo, con unas existencias de 13.000 millones de metros cúbicos en la cuenca de Sirte, al noroeste de Assumud). En los últimos años se han hecho nuevos descubrimientos en los campos de El Ghadames y El-Bouri, así como en la cuenca de Sirte.

La expansión de su producción de gas sigue siendo una alta prioridad, tanto para intentar (con éxito limitado) usar el gas domésticamente en lugar del petróleo, liberando así más petróleo para la exportación, como para poder incrementar sus exportaciones, particularmente a Europa. Para ello busca la participación e inversión extranjeras, tratando de explotar su gran potencial para el aumento de la exportación de gas a los mercados europeos. En la actualidad, aunque su único cliente es ENAGAS, de España, están en marcha proyectos como el WLPG (Western Libyan Gas Project), una "joint venture" entre AGIP-ENI y NOC para exportarlo a Italia. El proyecto requiere que Libia exporte 8.000 millones de metros cúbicos de gas desde una instalación procesadora, en Melitah, a Italia y Francia durante 24 años, a partir de 2004, a través de un gasoducto de 600 Km. bajo el mar Mediterráneo, a través de Sicilia. Hasta la fecha, Edison Gas se ha comprometido a absorber alrededor de la mitad de ese volumen, y usarlo principalmente para la generación de energía eléctrica en Italia. Además, la italiana *Energía Gas* y la francesa *Gaz de France*, se han comprometido a adquirir asimismo una parte significativa. También AGIP-ENI está promoviendo la conexión de las reservas de Egipto y Libia hacia Italia a través de un gasoducto, según un acuerdo alcanzado en junio de 1997, tras una visita a Libia del presidente Hosni Mubarak. El plan está actualmente en estudio.

A pesar de que, ya en 1971, Libia se convirtió en el segundo país del mundo (después de Argelia) en exportar gas natural licuado, desde entonces sus exportaciones de GNL han venido disminuyendo, debido principalmente a limitaciones técnicas. La planta de GNL de Marsa El Brega,

construida en los años 60 por *Esso*, tiene una capacidad de 3.500 millones de metros cúbicos por año, pero debido a limitaciones técnicas sólo un tercio está disponible para la exportación, principalmente a *ENAGAS* en España. Si se realizaran los planes para la reforma y mejora de la planta (que se vienen aplazando desde 1992), para solucionar el problema de la separación del GPL (que hoy en día debe hacer el cliente), las exportaciones de GNL se podrían triplicar, y los principales clientes serían España, Turquía e Italia.

Egipto

Petróleo

Las reservas probadas de petróleo de Egipto en 2001 alcanzaron los 2.900 millones de barriles, en tanto que su producción alcanzó un promedio de 639.000 b/d de petróleo crudo, bastante por debajo de los 710.000 b/d de 2000 (desde un máximo de 922.000 b/d en 1996). Entretanto, el consumo doméstico de productos del petróleo aumentó de 501.000 b/d, en 1996, a 585.000 b/d, en 2001, como resultado del fuerte crecimiento económico en la segunda mitad de la década. Con estas tendencias, es probable que Egipto se convierta en un importador neto de petróleo a lo largo de la presente década. Sin embargo, también mantiene la esperanza de que la actividad de exploración en nuevas áreas, traiga consigo nuevos descubrimientos de petróleo como para compensar el declive en la producción.

Actualmente, la producción de petróleo proviene de cuatro áreas principales: el Golfo de Suez (aproximadamente el 70%), el Desierto Occidental, el Desierto Oriental y la Península del Sinaí. El petróleo del Golfo de Suez es producido principalmente por *GUPCO* (Compañía Petrolera del Golfo de Suez), una "joint venture" entre *BP* y *EGPC* (Corporación General del Petróleo Egipcia). La producción en los yacimientos de *GUPCO*, iniciada en los años 60 y 70, ha venido disminuyendo rápidamente, por lo que está intentando retardar este declive natural a través de importantes inversiones para reforzar la producción, así como con un aumento de la exploración (*BP* está invirtiendo 450 millones de dólares a lo largo de seis años con ese fin).

El segundo mayor productor de petróleo en Egipto es *PETROBEL*, "joint venture" entre *EGPC* y la italiana *AGIP-ENI*, que opera los campos de Belayim cerca del Golfo de Suez, y también está emprendiendo un pro-

grama de actualización para prevenir la caída de la producción. Otras compañías importantes en la industria de petróleo egipcia son *Badr El-Din Petroleum Company* (EGPC y SHELL); la *Compañía de Petróleo de Suez* (EGPC y Deminex); y *El Zaafarana Oil Company* (EGPC y British Gas). Actualmente, la compañía española *Repsol YPF* está ampliando su rendimiento petrolero en el Desierto Occidental hasta 60.000 b/d; la "joint venture" que ha establecido con *Apache*, opera la concesión de Khalda, que actualmente produce 43.000 b/d.

También están empezando a explorarse las posibilidades de producción "off shore" en el Mediterráneo. La mayor concesión otorgada recientemente fue para *SHELL*, en febrero de 1999, en una extensa zona de aguas profundas, en la costa mediterránea de Egipto. Otras concesiones menores han sido otorgadas a *BP*, *AMOCO*, *Total Fina Elf* y *AGIP-ENI*. Aunque la mayoría de los descubrimientos del Delta del Nilo han sido de gas, se cree que puede haber también grandes cantidades de petróleo en el área. *SHELL* se muestra optimista tras el éxito en sus primeros dos pozos de su concesión "North East Mediterranean Deepwater".

Además de su papel como exportador de petróleo, Egipto tiene gran importancia estratégica debido a la operación del Canal de Suez y del oleoducto *SUMED* (Suez-Mediterráneo), dos rutas para la exportación de petróleo del Golfo Pérsico ya analizadas en el capítulo 5. Tanto el tráfico de buques petroleros como las ganancias han disminuido durante la última década, como resultado de la competición de los oleoductos y la ruta africana por el Cabo de Buena Esperanza. El declive parece haberse detenido recientemente, con un ligero repunte de los ingresos desde 1999, en parte debido a los nuevos precios ofertados por la Autoridad del Canal (SCA), que viene ofreciendo un 35% de descuento a los buques de GNL, e incluso mayores descuentos a los grandes buques de GNL y a los petroleros. Al mismo tiempo, la SCA ha ahondado el canal para poder aceptar a los portadores a granel más grandes del mundo, pero necesitará ser ahondado más aún, hasta unos 20 metros, para adaptarse a los grandes barcos de transporte de crudo (VLCCs).

Por otra parte, Egipto dispone de nueve refinerías con capacidad para procesar 726.250 b/d de crudo, siendo la mayor la de El Nasr, en Suez (146.300 b/d). El gobierno tiene planes para aumentar la producción de productos ligeros, petroquímicos y gasolina de alto octanaje, mediante la ampliación y mejora de las instalaciones existentes. Además, el Ministerio del Petróleo planea construir cinco nuevas refinerías y plantas petroquími-

cas por un valor de 2.500 millones de dólares. La nueva refinería de Alejandría, MIDOR, (con capacidad de 100.000 b/d) comenzó a operar en abril de 2001. Aunque inicialmente se había planeado como un proyecto principalmente orientado a la exportación, la mayoría de sus productos se venden localmente, debido a los aumentos en la demanda doméstica de Egipto.

Gas natural

Aunque las reservas probadas de gas natural en Egipto se calculan en 1 Tcm, el gobierno estima que podrían estar alrededor de los 3 Tcm, basándose en los resultados de los nuevos descubrimientos en la región del Delta del Nilo (donde ya destacaban en Puerto Fuad, Temsah Sur, y Wakah), y otros adicionales en el Desierto Occidental (donde Obeiyed despierta mayores expectativas). En consecuencia, es probable que el gas natural sea el motor primario del crecimiento del sector energético de Egipto en el futuro previsible; para lo cual el gobierno está en proceso de formar una nueva entidad estatal, la EGAS (Egyptian Natural Holding Gas Company), que, separada de EGPC en 2002, será la encargada de gestionar el sector.

Las compañías extranjeras comenzaron una exploración más activa del gas natural en Egipto a principios de los noventa (Delta del Nilo y Desierto Occidental). Hoy, el sector se está expandiendo rápidamente, con una producción que en 2001 alcanzó los 21Bcm. Las principales compañías extranjeras involucradas en su exploración y producción son *BG, BP, AGIP-ENI*, y *SHELL*. *Repsol YPF* y *Apache* también producen gas desde sus concesiones en el Desierto Occidental. Por lo que respecta a la compañías nacionales, la *IEOC* (Compañía Petrolera Egipcia Internacional), subsidiaria del grupo *AGIP-ENI*, es la productora líder de gas natural en Egipto, operando en el Golfo de Suez, el Delta del Nilo y en el Desierto Occidental. En cooperación con *BP* y *AMOCO*, está concentrando sus exploraciones en el Delta del Nilo, donde se espera que se registre el mayor crecimiento en la producción de gas natural en esta década.

La demanda de gas natural ha crecido rápidamente en Egipto debido a que las plantas eléctricas térmicas, que consumen aproximadamente el 65% del consumo total de gas en Egipto, han cambiado de petróleo a gas para su funcionamiento. Al mismo tiempo, el rápido aumento de las reser-

vas de gas ha llevado a la búsqueda de nuevas opciones para la exportación, como factor importante para equilibrar la balanza de pagos de Egipto, en declive por la caída en las exportaciones de petróleo. A finales de 1999, el gobierno declaró que las reservas de gas natural eran más que suficientes para cubrir las necesidades domésticas, y que las empresas extranjeras productoras de gas en Egipto deberían buscar clientes para la exportación. A principios de 2000, se anunció una moratoria en los nuevos acuerdos de compra por *EGPC* para el consumo doméstico, ya que los previamente firmados bastarían para atender la demanda prevista en los próximos años. También se anunció, en septiembre de 2000, una nueva política de precios que incluía precios base y tope, diseñados para proteger a consumidores y productores de los riesgos de los precios indexados con base en los del petróleo.

Por último, cabe reseñar que la empresa española *UNIÓN FENOSA* ha firmado un contrato con *EGPC*, en julio de 2000, para la compra de gas natural para atender un terminal de gasificación de GNL, en Damietta (Delta del Nilo), previsto para completarse a mediados de 2004. Su capacidad se calcula en 3.848 millones de metros cúbicos por año que, en su mayor parte, irá destinado a las plantas de dicha empresa en territorio español.

RIESGOS DERIVADOS DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA

La UE representa el mercado natural para la energía exportada del Norte de África y, en particular, del gas natural que, como ya se ha mencionado anteriormente está registrando una demanda creciente. La situación de dependencia que de ese hecho se deriva, y la tendencia al alza que se prevé en el futuro, plantea una serie de riesgos para la UE difíciles de asumir. Estos riesgos, que son marcadamente distintos para el petróleo y para el gas natural, se describen a continuación.

Riesgos derivados de la dependencia exterior del petróleo

El 17% de las importaciones de petróleo de la UE provienen de los países del Norte de África (principalmente de Argelia, Libia y Egipto), frente al 31% que proviene del Golfo Pérsico, principalmente de Arabia Saudí. De ello se deduce que, en una primera aproximación, los riesgos de una interrupción del suministro por parte del Norte de África son de menor impor-

tancia que si los comparamos con los que se derivan de una medida similar adoptada por los productores del Golfo Pérsico. Ese tipo de interrupción se podría resolver, en principio, con un ajuste del mercado a nivel mundial, ya que el mercado del petróleo es muy competitivo y está prácticamente globalizado, de forma que la retirada temporal de un productor no causaría el desabastecimiento total, sino que sólo provocaría un aumento coyuntural de los precios, siguiendo las reglas de la oferta y la demanda. En consecuencia, la seguridad de abastecimiento de petróleo está prácticamente garantizada a escala mundial, siempre que se trate de una crisis temporal y localizada; la velocidad de adaptación, en ese caso, a las rupturas del mercado dependerá de la calidad de sus propias estructuras.

Para hacer frente a esas contingencias, la UE debería estar capacitada para reaccionar pronta y eficazmente, evitando una desestabilización mayor en el suministro de petróleo. Esto implica una gestión coordinada de las reservas estratégicas en la Unión Europea y, al mismo tiempo, dotarse de una política exterior orientada a la estabilización política y al desarrollo económico de las áreas suministradoras más importantes, contribuyendo a limitar su dependencia macroeconómica de los ingresos del petróleo.

Riesgos derivados de la dependencia exterior del gas natural

Consciente de su creciente dependencia en este sector, la Unión Europea viene desarrollando y potenciando en la región euro-mediterránea una extensa red de transporte de gas natural, la cual, con toda seguridad, se desarrollará aún más a medio y largo plazo, no sólo dentro del territorio de la Unión, sino también en los países mediterráneos del Norte de África. Esta región tiene, por su parte, necesidad de importantes inversiones en infraestructuras energéticas, con el fin, por un lado, de asegurar la seguridad de aprovisionamiento de sus mercados interiores y, por otro, para poder exportar al mercado europeo.

La dependencia Europea respecto al gas natural está mucho más concentrada (Argelia, Noruega, y Rusia) que en el caso del petróleo. Se trata, por tanto, de una situación aparentemente más controlada, pero no por ello exenta de riesgos. Hay una distinción clásica entre el riesgo a corto plazo y el riesgo a largo plazo. El primero es, esencialmente, un riesgo físico de interrupción del suministro, que puede ir unido al riesgo de acci-

dentos o a fenómenos meteorológicos. También puede ser un riesgo político, vinculado a la posibilidad de que existan problemas en el país exportador o en las zonas de tránsito, o el resultado de una opción intencionada del gobierno del país exportador. En ese sentido, la eventual inestabilidad política en Argelia, por ejemplo, ha llevado a la consideración de que un aumento en las compras por parte de la Unión Europea en este país podría aumentar considerablemente los riesgos a corto plazo. La magnitud del riesgo depende de la entidad y duración de la interrupción. Una interrupción a largo plazo, la de mayor riesgo, sólo podría ser el resultado de un desorden político-militar duradero, lo que se considera bastante improbable incluso en caso de una disolución parcial del Estado. Además, cualquiera que sea el régimen político, y su nivel de inestabilidad, es muy probable que su necesidad de ingresos, por una parte, y la de atraer y mantener a los socios comerciales, por otro, evite cualquier interrupción de suministro a largo plazo.

Hay, en cualquier caso, varias respuestas posibles para paliar estos riesgos, como la potenciación de las redes de transporte, bastante avanzadas ya en la Unión Europea, y el aumento de las capacidades del almacenamiento de gas, que en algunos países comunitarios cubren del 20 al 40% de su consumo anual. Asimismo, las interconexiones de los sistemas de transporte contribuyen a la garantía de los suministros. Además, el riesgo de interrupción por los países de tránsito puede limitarse diversificando las rutas. Este es el caso del proyecto de gasoducto que en un futuro próximo unirá Argelia con España directamente, sin pasar por Marruecos (el ya mencionado gasoducto *Medgaz*). La diversificación de las fuentes de suministro es otra alternativa a considerar. En el futuro, esta diversificación podría llevarse a cabo en parte a través de la estrategia de las compañías petroleras que están explorando nuevas oportunidades en Europa, involucrándose cada vez más en el mercado de gas. De esta manera, en los próximos años, comenzarán a importar GNL desde Egipto, Nigeria y Oriente Medio.

En lo que se refiere al riesgo a largo plazo, corresponde a una situación en la que la demanda no podría satisfacerse por razones políticas o económicas, como la contratación de insuficientes cantidades debido a un mal cálculo del crecimiento de la demanda, y la falta de incentivos económicos para desarrollar proyectos de importación porque los niveles de precios son demasiado bajos.

En resumen, dada la importancia de la futura dependencia comunitaria respecto al gas natural, la seguridad de abastecimiento constituye un

serio problema. Mejorar los niveles de interdependencia y flexibilidad a corto plazo y abrir nuevas oportunidades para la diversificación de las importaciones, evitando la concentración de las compras en pocos proveedores exteriores, parecen ser las soluciones idóneas.

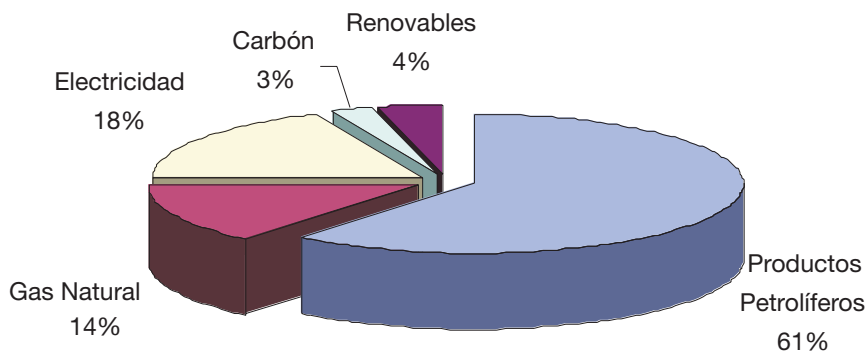
LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN RELACIÓN CON EL NORTE DE ÁFRICA

España tiene unos recursos energéticos limitados, que sólo cubren aproximadamente el 26,3% de sus necesidades. En el caso del petróleo y del gas, el grado de autoabastecimiento es mucho menor, el 0,5% y el 2,9% respectivamente. Además la demanda energética está creciendo rápidamente, en paralelo al progreso económico, y ello obliga al gobierno a considerar la seguridad de aprovisionamiento un importante aspecto de su política energética orientándola, tal como recomienda el *Libro Verde* de la Comisión Europea, hacia la disminución significativa de los riesgos inherentes a tal dependencia. En este sentido, una de las principales medidas a considerar es la diversificación de la oferta exterior.

Centrándonos en los países del Norte de África estudiados, y para hacernos una idea del grado de dependencia respecto a ellos, describimos a continuación el consumo y las importaciones de hidrocarburos habidos en España en el año 2001.

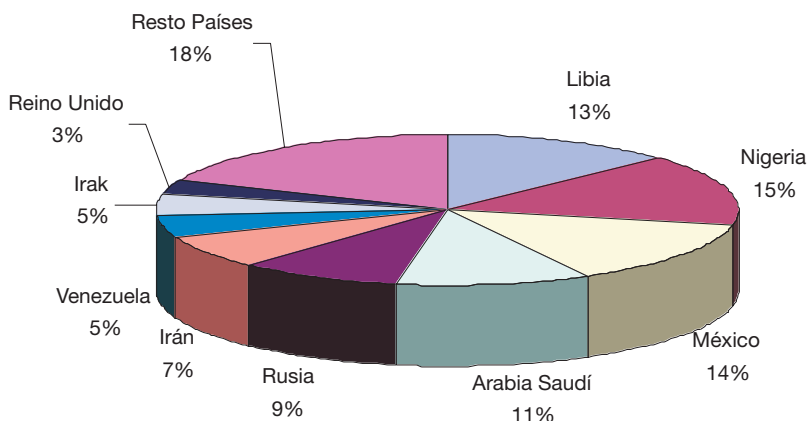
GRÁFICO 1

Distribución del consumo de energía final en España 2001 (%)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía).

GRÁFICO 2
Importaciones de petróleo en España en 2001 (Mtep)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía).

Como se ve en el Gráfico 1, la estructura actual de la energía primaria en España está dominada por el petróleo, con un 61% del total, valor porcentual similar al de la Unión Europea. En cuanto al gas natural, éste tiene todavía una escasa participación (13%), en comparación con la media comunitaria, aunque en el futuro se prevé un aumento significativo de este tipo de energía (59).

En el caso del petróleo, en el año 2001 España importó 57,01 millones de toneladas de crudo (Mtep), un 0,8% menos que en el año anterior. Dichas importaciones, según el Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía) y como muestra en el Gráfico 2, se repartieron de la siguiente manera: de África (Nigeria, Libia, Argelia y Camerún), el 41,9%; de Oriente Medio (Arabia Saudí, Irán, Iraq y Siria), el 25,0%; de Europa (Rusia, Reino Unido y Noruega) el 14,8%; y de América (México y Venezuela) el 18,4% restante.

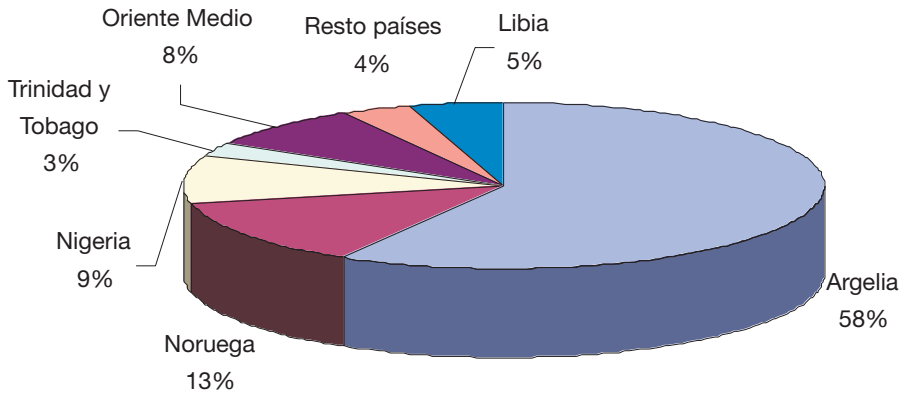
(59) Según la Comisión Nacional de la Energía, la participación del gas natural pasará de un 12,2% del total de la energía primaria consumida en el año 2000, al 18,6% en 2005. Este importante crecimiento será motivado principalmente por los consumos previstos de gas en los ciclos combinados y, en menor medida, por el crecimiento del consumo de gas en el mercado convencional.

A la vista del Gráfico, y como viene siendo habitual desde hace años, la procedencia del crudo se caracteriza por la diversificación, con cerca de veinticinco países que suministran a España, lo que repercute positivamente en la seguridad del suministro a corto y medio plazo. El continente africano, con una importante aportación del Norte de África, constituye la principal región de procedencia de nuestras importaciones de crudo, por delante de Oriente Medio. Por países, el principal suministrador fue Nigeria, con cerca de nueve millones de toneladas, seguido por México, Libia, Arabia Saudí, Rusia e Irán.

En el caso del gas natural, su incorporación al mercado energético en España es relativamente reciente (encontrándose todavía por debajo de los niveles de Reino Unido, Alemania, Italia, Francia y Holanda). Sin embargo, en los últimos años se registra un continuado y fuerte crecimiento que ha llevado a que, en 2001, el consumo alcanzara los 18.227 millones de metros cúbicos, con una importante tasa de crecimiento del 7,8% respecto de 2000. Las importaciones para el conjunto del año se elevaron a 17.527 millones de metros cúbicos, un 2% más que en 2000. Aunque por razones propias de la configuración del mercado internacional y la particular naturaleza de esta fuente energética, la diversificación de suministros en el caso del gas natural sea, como ya se ha comentado, inferior a la del crudo, durante los últimos años se ha incrementado con importaciones procedentes de Noruega, Nigeria, Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Trinidad y Tobago..., aparte de las tradicionales procedentes del Norte de África (Argelia y Libia), buena parte de las cuales vienen en la forma de GNL, que en 2001 supuso el 56,5% del total del gas importado por España. Otra medida adoptada con la intención de paliar los problemas derivados de una excesiva dependencia de un único suministrador, ha sido la de establecer que ningún proveedor exterior pueda suministrar más del 60% del total del gas importado, máximo éste que se alcanzó en el año 2000 por Argelia, primer suministrador de gas natural a España.

Analizando las importaciones españolas en el año 2001 por áreas geográficas, recogidas en el Gráfico 3 según los datos del Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía), del Norte de África (Argelia y Libia) procede el 62,8%; de Europa (Noruega) el 13,2%; de Oriente Medio (Qatar, Omán y Emiratos Árabes Unidos) el 8,4%; de América (Trinidad y Tobago) el 2,7%; de Nigeria el 9,3%; y del resto de países el 3,6%.

GRÁFICO 3
Importaciones de gas natural en España 2001



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía).

Otro aspecto que incide directamente en la seguridad del abastecimiento es el del transporte. El gas llega a España bien en estado gaseoso, a través de las conexiones internacionales o bien en forma de gas natural licuado, por medio de los terminales de regasificación. El sistema de transporte ya está recogido en detalle en el capítulo 5. Baste decir aquí que el proyecto de construcción del gasoducto *Medgaz*, no sólo incrementará la seguridad de abastecimiento del gas en relación con el Norte de África, sino que también a partir de 2007, cuando está previsto que finalice su construcción permitirá unir a Almería (terminal de la conexión en territorio español) con la frontera francesa, lo que supondrá que llegue a España también el gas procedente del Norte de Europa. Además de los gasoductos, es muy probable que en el futuro se construyan más plantas de regasificación, elevándose así la proporción de suministros de GNL en relación con el gas natural, lo que contribuye también a una mayor diversificación de suministros.

En resumen, a la vista de los datos anteriormente expuestos, y sin perder de vista el objetivo de conseguir una mayor seguridad de abastecimiento en el sistema energético español, se puede afirmar que una red de transporte suficientemente interconectada, una mayor integración de mercados y la promoción de una mayor participación del gas natural en el balance de energía primaria contribuirían a disminuir la dependencia del petróleo, diversificando las fuentes de aprovisionamiento y, por lo tanto, reduciendo los efectos negativos de un hipotético fallo en el suministro de una de ellas.

CONCLUSIONES

Como se ha expuesto en las páginas precedentes, el Norte de África es una región con abundantes recursos energéticos, principalmente gas y petróleo, a pesar de estar todavía subexplorada. Por lo tanto, atesora un enorme potencial para satisfacer, no sólo sus necesidades energéticas propias sino también las de los países europeos. Cabe pensar que el creciente consumo energético que se prevé en los mercados comunitarios en los próximos años, podrá verse compensado en una medida significativa con las buenas expectativas de descubrimiento de reservas mucho mayores que las actuales. Esto implica que la UE incrementará aún más su dependencia de esta región por algún tiempo, a menos que arbitre medidas para evitarlo.

Pero no hay que perder de vista que esa dependencia es recíproca, e incluso mayor para los países del Norte de África, ya que cerca del 90% de sus exportaciones de gas natural y cerca del 50% de las de petróleo, se destinan a los mercados comunitarios, y, además, sus economías son más vulnerables que las de sus vecinos del Norte ante las oscilaciones de los precios de la energía. Existen pues unos intereses convergentes, mientras que la UE necesita garantizar su demanda energética al más bajo coste posible, los países productores del Norte de África necesitan aumentar sus ingresos para financiar su desarrollo. De ahí deriva la necesidad de una cierta “asociación estratégica” entre ambas orillas del Mediterráneo.

Consciente de esta realidad, la UE considera que la energía es un sector de colaboración prioritario en las relaciones entre la UE y los países mediterráneos no comunitarios, entre los que figuran los aquí estudiados (aunque Libia sólo en calidad de observador), integrados todos ellos en la Asociación Euro-Mediterránea, lanzada en 1995 en Barcelona. Entre las razones vinculadas a la seguridad de abastecimiento energético de la UE que explican esta orientación, cabe destacar, por una parte, la proximidad geográfica al flanco sur de Europa, factor crucial para el tránsito de las fuentes de energía de otras regiones vecinas como el Golfo y el Cáucaso, y, por otra, el volumen de petróleo y reservas de gas de que disponen algunos de los socios mediterráneos (especialmente los del Norte de África), lo cual constituye una garantía importante para el suministro a la UE, su principal cliente.

Desde esa óptica, debería interesar a la UE el desarrollo del Norte de África, impulsando la diversificación de su economía y la reducción de su

actual dependencia de las exportaciones de petróleo y gas. La Unión Europea podría contribuir a estos procesos aportando su experiencia, tecnología y los recursos económicos necesarios, a través de los mecanismos e instrumentos establecidos en el Proceso de Barcelona. También debería interesarle la estabilidad de una zona, que sin duda va a convertirse en una prioridad para la UE, e incluso para la OTAN. Basta pensar en las consecuencias de una eventual desestabilización política interna en alguno de los países de la región, o en el empeoramiento de las relaciones bilaterales con los países comunitarios, circunstancias ambas que podrían tener un impacto negativo en la seguridad de abastecimiento energético.

Otro factor de desestabilización lo podría constituir el hecho de producirse hallazgos de petróleo en zonas conflictivas. Como ya hemos comentado, se están llevando a cabo grandes esfuerzos de investigación y exploración tanto en el Mediterráneo Occidental (Mar de Alborán) como en el Atlántico (frente a las costas del Sáhara y de Mauritania). De realizarse hallazgos importantes de petróleo o gas en dichas zonas, se podrían originar conflictos de intereses entre los países implicados, ya que los criterios de territorialidad de las aguas no están claramente definidos o no existe consenso fronterizo. Éste es el caso de Marruecos y España, que mantienen cierta tensión en algunas de estas zonas por la posible existencia de yacimientos de crudo y gas cuya propiedad legítima aún no se ha determinado.

Sin duda, el principal instrumento para fomentar la seguridad y estabilidad necesaria para garantizar nuestra seguridad de abastecimiento energético es el diálogo. Un diálogo ya iniciado y bastante avanzado, pero que necesita ser ampliado en el campo de la política energética e ir acompañado con un refuerzo en la cooperación y ayuda al desarrollo económico de la región vecina del Norte de África, con la que la Unión Europea está abocada a entenderse y con la que España, por proximidad física, vínculos históricos e intereses mutuos, mantiene unas relaciones privilegiadas y, por tanto, puede jugar un papel esencial en el liderazgo de todo tipo de iniciativas de diálogo y cooperación.

BIBLIOGRAFÍA

BP: *“Statistical review of world energy”*; junio, 2002.

COMISIÓN EUROPEA: *“Un nuevo impulso para el proceso de Barcelona”*, COM (2000) 497 final.

- COMISIÓN EUROPEA: *"Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"*. (2000).
- COMISIÓN EUROPEA: *"Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"*, COM (2000) 769 final.
- COMISIÓN EUROPEA: *"Enhancing Euro-Mediterranean cooperation on transport and energy"*, COM (2001) 126 final.
- COMISIÓN EUROPEA: *"Cooperación con los países en desarrollo en materia de energía"*, COM (2002) 408 final.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA: *Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura*. (2001).
- EURO-MED PARTNERSHIP. *Regional Strategy Paper 2002-2006 and Regional Indicative Programme 2002-2004*.
- EUROPEAN COMMISSION: *"Economic Foundations for Energy Policy"*. (1999).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *"North Africa Oil and Gas"*. (1997).
- MARQUINA, A. y GÜNTER BRAUCH, H.: *"Political Stability and Energy Cooperation in the Mediterranean"*, UNISCI. Madrid, 2000.
- MINISTERIO DE ECONOMÍA: *Boletín Estadístico de Hidrocarburos*. (2001).
- www.eia.doe.gov, *"Arab Maghreb Union Countries analysis briefing"*, enero 2002.
- www.eia.doe.gov, *"Lybia Country analysis briefing"*, julio 2001.
- www.eia.doe.gov, *"Egypt Country analysis briefing"*, diciembre 2001.
- www.europa.eu.int.