

Petróleo y gas: ¿depende Europa del Magreb?

El papel del Magreb en el espacio euromediterráneo está condicionado a las políticas europeas en el caso del gas y al interés de las empresas en el del crudo.

Aurèlia Mañé

A principios de 2003 los países del Magreb tenían, según las estimaciones del *Oil&Gas Journal* y de *World Oil*, entre el 3,22% y el 4,2% de las reservas probadas de petróleo mundial y entre el 3,57% y el 3,7% de las de gas natural. De estos porcentajes, más del 98% corresponde a las reservas que se hallan en el subsuelo de dos países: Argelia y Libia. Siendo, por el momento, el subsuelo argelino mucho más rico en gas que el libio, mientras que éste lo es en petróleo. Si nos referimos a la clasificación mundial, Argelia ocupa el decimosexto en términos de reservas de petróleo y Libia el noveno; y en términos de gas, Argelia es el séptimo, mientras Libia ocupa un discretísimo vigésimo tercero.

Estas reservas se traducen en una producción de 1.250.000 barriles/día (sin condensados) de petróleo y entre 250.000-270.000 de barriles/día equivalente de gas, en el caso argelino, y en una producción de 1.450.000 barriles/día de petróleo y 75.000 barriles/día equivalente de gas en el caso de Libia (tabla 1). Hasta hoy, la exportación de parte de esta producción de petróleo, tanto en el caso de Argelia como en el de Libia, ha estado sometida a su cuota en el marco de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) –830.000 barriles/día para Argelia y 1.392.000 para Libia–, mientras que la de gas ha estado vinculada a los contratos vigentes.

Argelia y Libia contribuyen en aproximadamente el 2% y el 1,8% a la oferta mundial de crudo respectivamente, mientras que en el caso del gas, su producción es del 3,41% mundial (3,18% Argelia y 0,23% Libia). Estos porcentajes sugieren que cuantitativa e individualmente los “países petroleros” del Magreb son unos actores relativamente menores en la escena energética mundial. Sin embargo, en las últimas décadas, su pertenencia a la OPEP les ha convertido en uno de los actores más significativos de la citada escena. Este hecho, junto a la proximidad geográfica entre el Magreb y Europa, ha llevado a que “demos por hecho” que, en temas euromediterráneos y por lo que a cuestiones energéticas se refiere, el Norte depende del Sur.

A partir de estos datos, vamos a aportar elementos para valorar cómo puede evolucionar en el futuro esta supuesta dependencia regional. Argumentaremos que es

prácticamente inexistente en el caso del suministro de petróleo crudo, mientras que en el del gas natural, a pesar del fuerte peso de Argelia en el suministro europeo, su lugar futuro dependerá en buena medida de las políticas energéticas que se diseñen desde la Unión Europea (UE).

El crudo: un mercado unificado

Empezando por el suministro de petróleo crudo, se puede decir que, a pesar de la importancia simbólica de Argelia y Libia como miembros de la OPEP, y de su proximidad geográfica a Europa, la dependencia europea del petróleo de estos países es relativamente baja. De hecho, su contribución conjunta es de aproximadamente el 8% del crudo importado por los países de la UE.

Argelia y Libia son dos de los productores pequeños de la OPEP, siendo el potencial petrolífero de Libia mayor que el de Argelia. Las capacidades de producción de ambos países no son muy grandes. Argelia produce casi al límite de su capacidad. Según el Ministerio de Energía y Minas (MEM) argelino, en 2003, esta capacidad era de 1.500.000 barriles/día. Cifra ésta muy similar a la que la OPEP le da a Libia –1.550.000 de barriles/día. Se prevé que estos volúmenes de producción (que no se exportan en su totalidad) aumenten a medida que se materialice en producto la ya fuerte presencia de inversores extranjeros en la zona y cuando los actuales compromisos en el seno de la OPEP dejen de tener vigencia, lo que en Argelia están ya pidiendo tanto las autoridades como los inversores que operan en este país.

Sin embargo, cabe decir que este aumento de producción no se traducirá necesariamente en un mayor peso de Argelia y Libia en la oferta de crudo en la zona euromediterránea. Por el contrario, puede implicar un mayor peso del crudo extraído en estos territorios en lo que hoy día se denomina el *great pool* petrolífero.

Tal como señala Pierre Noël, técnicamente el mercado del crudo está unificado, lo que en resumen significa que el mismo petróleo bruto puede ser refinado indistintamente en América, Europa o Asia, tanto porque existe la tecnología para ello como porque las diferencias de

Tabla 1: Variables básicas de la oferta energética del Magreb

	Reservas de petróleo 1/1/4 (10 ⁹ br)	Reservas de gas 1/1/4 (10 ⁹ cf)	Reservas de carbón (10 ⁶ Tn)	Producción de petróleo 9/4 (10 ³ br/día)	Producción de gas 2002 (10 ⁹ cf)	Capacidad de refinol 1/1/4 (10 ³ br/día)
Argelia	11,314	160.000	44	1.250	80,4	450
Libia	36.000	46.000	0	1.450	5,7	343
Mauritania	0	0	0	0	0	0
Marruecos	16	43	0	0,2	0	155
Túnez	308	2.750	0	76	0	34
Total Magreb	47.638	208.793	44	2.776,2	86,1	982

Fuente: AEI, Unión del Magreb Árabe, Country Analysis Brief, febrero 2004; AEI, OPEC Oil Production, *Short Term Energy Outlook*, noviembre 2004; BP *Statistical Review of World Energy*, junio 2003.

coste para transportarlo son cada vez menores. Ello es importante porque implica la desaparición de los mercados regionales de crudo. Además, si se tiene en cuenta que la propiedad en la industria energética cada vez es más concentrada y transnacionalizada, es fácil concluir que la importancia del crudo del Magreb, para Europa, será en función de las estrategias y alianzas de las empresas del sector o de cuán interesadas estén éstas en el crudo argelino y libio. Abunda en esta afirmación el hecho de que quienes comercializan este crudo no son los Estados ni las economías nacionales, sino las empresas comercializadoras o refinadoras del crudo, cuya nacionalidad e intereses pueden o no coincidir con las de los Estados nacionales donde están ubicadas.

Esto significa que por existir el *great pool* del crudo, en la zona euromediterránea desaparece el posible mercado regional, ya que deja de tener relevancia si el crudo proviene, y es, del Magreb y si éste se dirige o no hacia Europa. Esta afirmación todavía cobra mayor importancia si se tiene en cuenta que la tendencia es hacia la pérdida de peso relativa de las compañías magrebíes y europeas (estatales o privadas) en el Magreb, en favor de las de otros lugares del mundo.

Si adoptamos como ejemplo Argelia, tenemos que en 2004, más de 50 compañías extranjeras operaban en este país. Entre 1999 y 2003 se invirtieron unos 8.600 millones de dólares en el sector de hidrocarburos. De este importe aproximadamente un 10% fue para los nuevos contratos de exploración. Éstos son los que pueden indicar quien está tomando posiciones para el desarrollo futuro del sector y, en la actualidad, dos tercios del importe de estos nuevos contratos han sido desembolsados por empresas no europeas. En este sentido, si consideramos los nuevos contratos de exploración como signo del control futuro de yacimientos, podemos esbozar la hipótesis de que el petróleo norteafricano cada vez pasará más a formar parte de una estrategia empresarial transnacional –en la que las empresas europeas parecen estar perdiendo posiciones, en favor de las norteamericanas y canadienses e, incluso, chinas y rusas– que se desarrollará en un mercado de crudo técnicamente unificado.

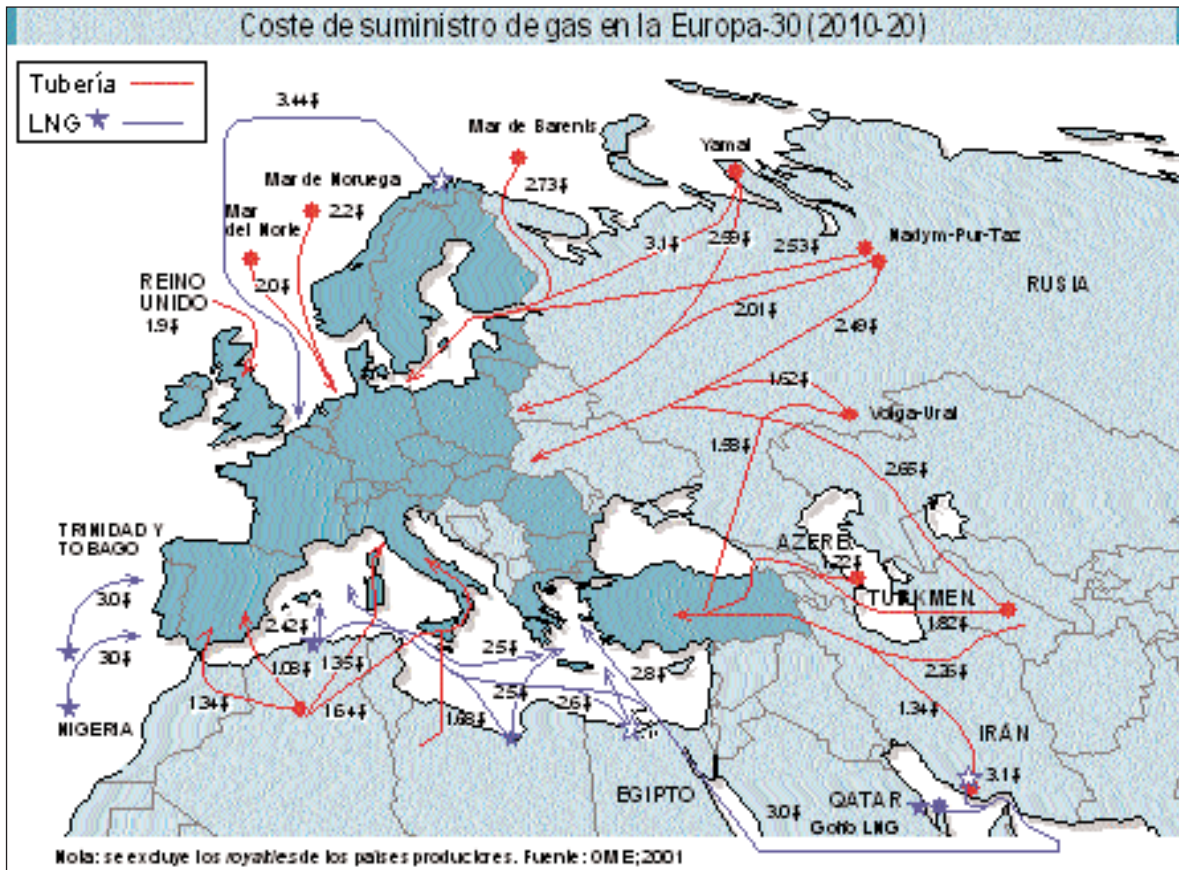
Ante esta situación, nuestro pronóstico es que el grado de importancia del crudo del norte de África vendrá, cada vez más, determinado por qué puesto desempeñarán los

yacimientos del norte de África en las estrategias globales de los grandes conglomerados energéticos transnacionales –máxime ahora, momento en el que cada vez hay más signos de que la OPEP, tal como la conocemos, está llegando a su fin– y por las relaciones que tengan los gobiernos europeos con estas empresas. Por ello, la importancia estratégica de los yacimientos norteafricanos para el suministro energético europeo no debe valorarse ni en términos de su proximidad geográfica ni del “peligro” que implica la pertenencia de Argelia y Libia a la OPEP, sino en términos de qué puede suponer que un número cada vez mayor de empresas “no UE” se estén haciendo con el control de esos yacimientos en el contexto del *great pool*. Baste una simple cifra para mostrar que debemos cambiar nuestra perspectiva de análisis: en 2003, el 40% del petróleo crudo y condensado que se produjo en Argelia, según datos del MEM, no “perteneció” a la compañía nacional de hidrocarburos argelina, la Sonatrach.

El gas, determinante para el futuro energético

Algunas de las reflexiones que acabamos de hacer también son válidas por lo que al gas natural se refiere, pero en este caso debemos señalar dos diferencias significativas. La primera es el más que elocuente peso del gas argelino en los países europeos (aproximadamente del 30%), que en el caso de los países del sur de Europa alcanza cifras impresionantes (el 75% de las importaciones de gas natural en España, el 100% en Portugal y el 54% en Italia). La segunda es que el mercado del gas no está, por emplear la misma terminología que Noël, técnicamente unificado. En este caso, la proximidad geográfica sí que importa. La UE, en el informe técnico para la elaboración del *Libro Verde*, establece que no existe un mercado mundial para el gas natural: el gas se vende en tres mercados de consumidores separados. En “Estados Unidos, la UE y Asia”.

Desde este punto de vista, la proximidad de Argelia a las costas de la UE, puede otorgar un papel relevante, en la escena energética euromediterránea, al gas proveniente de este país. Máxime si se tiene en cuenta que según la propia UE, en 2020 la demanda de gas como fuente de energía primaria casi duplicará el nivel existente a inicios de la última década del siglo XX.



En el mercado de gas regional de la UE de los Quince, Argelia fue el suministrador de menor coste. Las previsiones del Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME) son, que en 2020, el coste del gas argelino, por gasoducto, oscilará (excluyendo los *royalties*) entre 1,1\$/MBTU en el caso del Medgaz de Hassi R'Mel, en Argelia, a España, vía Almería, y 1,6\$/MBTU para el gas transportado desde la misma localidad de Argelia a Italia, vía Sicilia, por el Transmed. En la UE de los Quince estos costes son significativamente inferiores a los de los otros dos grandes proveedores, Noruega y Rusia, que van desde 2 a 2,3\$/MBTU. Sin embargo, en una UE a 30 –los actuales, más Bulgaria, Rumania y Turquía–, la clasificación varía un poco. El transporte desde Argelia, por el Medgaz, sigue siendo el más barato, pero el gas de Irak, Azerbaiyán e Irán vía Turquía pasa a ser más barato que el del GME, que transportará el gas argelino a Portugal y España por 1,3\$/MBTU. Además, el coste de 1,6\$/MBTU del Transmed se sitúa al mismo nivel del que Rusia transporta por el Blue Stream hasta Turquía.

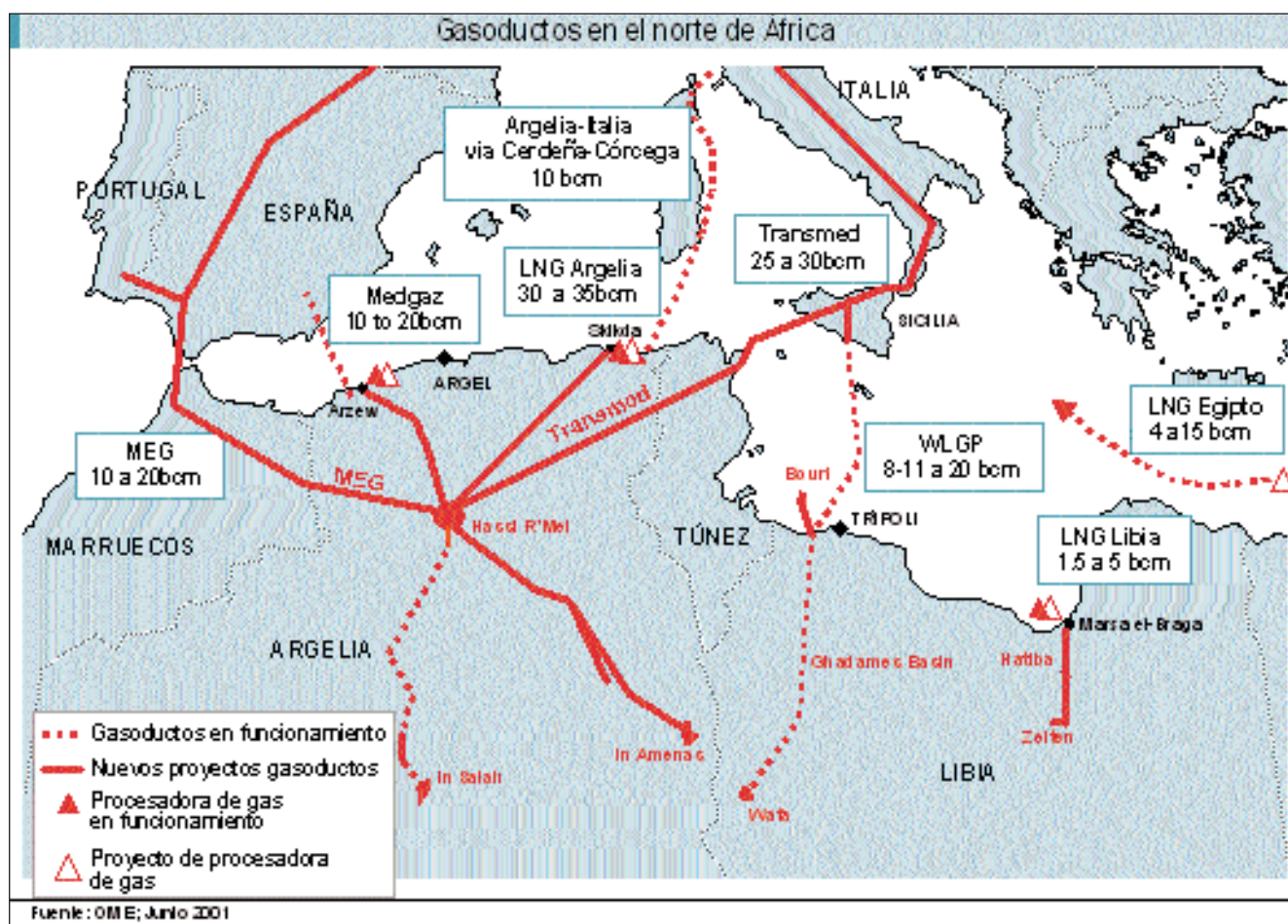
Estos datos indican que el gas proveniente de Argelia va a desempeñar un papel relevante en el futuro suministro de energía primaria europea, aunque probablemente este gas será el predominante en el sur de Europa y el segundo o tercero en grado de importancia en el norte, donde el gas noruego seguirá siendo “el rey”, y en Europa del Este donde el gas ruso y el proveniente de Asia central (Azerbaiyán, Turkmenistán e Irán) están llamados a desempeñar un papel de primer orden. Este es-

cenario también parece coincidir con el del OME, aunque un poco menos con el del MEM argelino que prevé conquistar parte del mercado de Europa del Este.

Si estas previsiones se cumplieran, hay acuerdo de que, en el mercado regional de gas europeo, aparecerá un submercado euromediterráneo (sur de Europa y norte de África) nutrido mayoritariamente por el hidrocarburo argelino y, en menor medida, por el libio y, tal vez, el egipcio. Esto podría aventurarnos a decir que el mayor peso del gas argelino en el consumo de energía primaria del sur de Europa convertirá al submercado euromediterráneo en muy dependiente del gas del Magreb. Sin embargo, esta afirmación no debe llevarnos a conclusiones precipitadas en términos de dependencia y vulnerabilidad energética, ya que antes debemos considerar tres factores.

En primer lugar, tener en cuenta que si bien es cierto que en el consumo de gas natural del sur de Europa, Argelia casi tiene el monopolio del suministro; también lo es que los contratos para la compra de este gas los realizan empresas como Gas Natural, Cepsa, ENI, Total-Fina-Elf... En la actualidad estos contratos representan más del 40% de los ingresos por exportaciones de Argelia –el resto proviene del petróleo– y un porcentaje muy significativo del PIB. Desde este punto de vista, parecen tan dependientes la economía argelina de las ventas como la europea de las compras.

En segundo lugar, los contratos que las empresas europeas están firmando en Argelia generan una integra-



ción microeconómica entre éstas y su homóloga argelina. Ello crea un sector gasístico argelino-europeo integrado –aunque sea de forma asimétrica–, en el que, por ejemplo, los intereses de Sonatrach pueden ser coincidentes con los de Gas Natural. Por esta razón, la vulnerabilidad/seguridad energética euromediterránea dependerá fundamentalmente del tipo de regulación que los gobiernos lleven a cabo sobre estos nuevos consorcios energéticos, mucho más que del fuerte peso que el gas natural proveniente de Argelia tenga en la composición europea de energía primaria.

Por último, existe la posibilidad, en un futuro no muy lejano, de que Turquía, como comercializador de gas, pueda cuestionar la hegemonía argelina en el submercado euromediterráneo. Por este país puede pasar parte del gas ruso, azerí, turkmeno o iraní. Esta situación que se suma a la del paso del oleoducto Bakú-Ceiyán y al paso por el estrecho del Bósforo de buena parte del petróleo del territorio ex soviético (en total entre 2.000.000 y 2.600.000 de barriles/día), otorgará un papel predominante en el suministro de hidrocarburos primarios a un país –curiosamente– no productor. De hecho las previsiones son que, en 2020, Turquía comercializará el excedente de los aproximadamente 120.000 de millones de metros cúbicos (bcm) de gas que llegarán a su país, lo que podría llevar a que Turquía, por tener la llave de entrada del gas y del petró-

leo ruso y centro-asiático en Europa, compitiera, con más bazas que Argelia, por la hegemonía del suministro energético euromediterráneo. Podría llevar, también, si llega a materializarse la incorporación a la UE de Turquía y de los dos países que han quedado fuera en la reciente ampliación (Bulgaria y Rumania), a la creación de un corredor energético –europeo– de gran importancia, tanto para los países de Europa central como del Mediterráneo oriental. Ello no sólo acabaría con los sueños argelinos de convertirse en un proveedor de primer orden en “el Este”, sino que haría entrar de lleno como sus competidores directos a los productores “menores” de Asia central y al gigante ruso.

Por todo ello, en el caso del gas, el pronóstico es más difícil de elaborar que en el del petróleo. Sin embargo, los elementos que acabamos de aportar permiten establecer que mientras, en términos técnicos, el mercado del gas natural no se unifique como el del petróleo, el proveniente de Argelia será determinante en el futuro escenario energético euromediterráneo. A pesar de ello, su evolución es difícil de prever, ya que dependerá mucho más de cómo diseñe su política energética la UE –en relación a la regulación de las empresas del sector, los futuros miembros y a los países euroasiáticos– que de las previsiones de producción de gas argelinas. En este caso, como en otros, el papel del Magreb en el espacio euromediterráneo quedará condicionado a las políticas que se lleven a cabo desde la UE. ■