

# El gas natural: un mercado en alza

Ihsane el Kadi

El crecimiento de los mercados de gas existentes (Argelia), nuevos (Túnez) y futuros (Marruecos) depende de los operadores públicos históricos y del Estado

El desarrollo de la red de gas natural y de su uso parece no casar con la libertad de precios y la competencia entre operadores distribuidores

Un contexto político constructivo generaría inversiones cruzadas entre los tres países; unos aportarían el producto y la experiencia, los otros el mercado y la gestión

**E**l gas natural es un producto energético común en Argelia, limitado en Túnez, y nuevo en Marruecos. Eso nos da la medida de las disparidades entre los mercados de gas internos en el Magreb central.

En Argelia, el uso de gas natural representa el 24% del balance energético del país. Esta tasa es del 10% en Túnez, mientras que en Marruecos el uso de gas natural está en sus inicios, ya que aún no se distribuye mediante canalización.

La proximidad de Túnez y Marruecos de los campos de gas argelinos debería haber permitido una mayor presencia de este producto en el consumo energético de estos dos países. El giro argelino a finales de los años sesenta hacia la exportación de gas natural licuado (GNL) mediante metaneros, aplazó la opción del transporte a través de tuberías, que privilegia la proximidad a la hora de darle salida comercial. Los primeros gasoductos hacia el sur de Europa se construyeron 17 años (atravesando Túnez) y 27 años (atravesando Marruecos) después, y permitieron por fin suministrar de paso a los dos países vecinos de Argelia, de camino a Italia y a España.

Libia, otro productor magrebí de gas natural, no se ha planteado suministrar al sur de Túnez mediante canalización hasta estos últimos años. En 2003 se creó una empresa para el gasoducto Libia-Túnez.

La política oficial de los tres países contempla un aumento notable de la parte del gas en los respectivos balances energéticos nacionales –en el caso

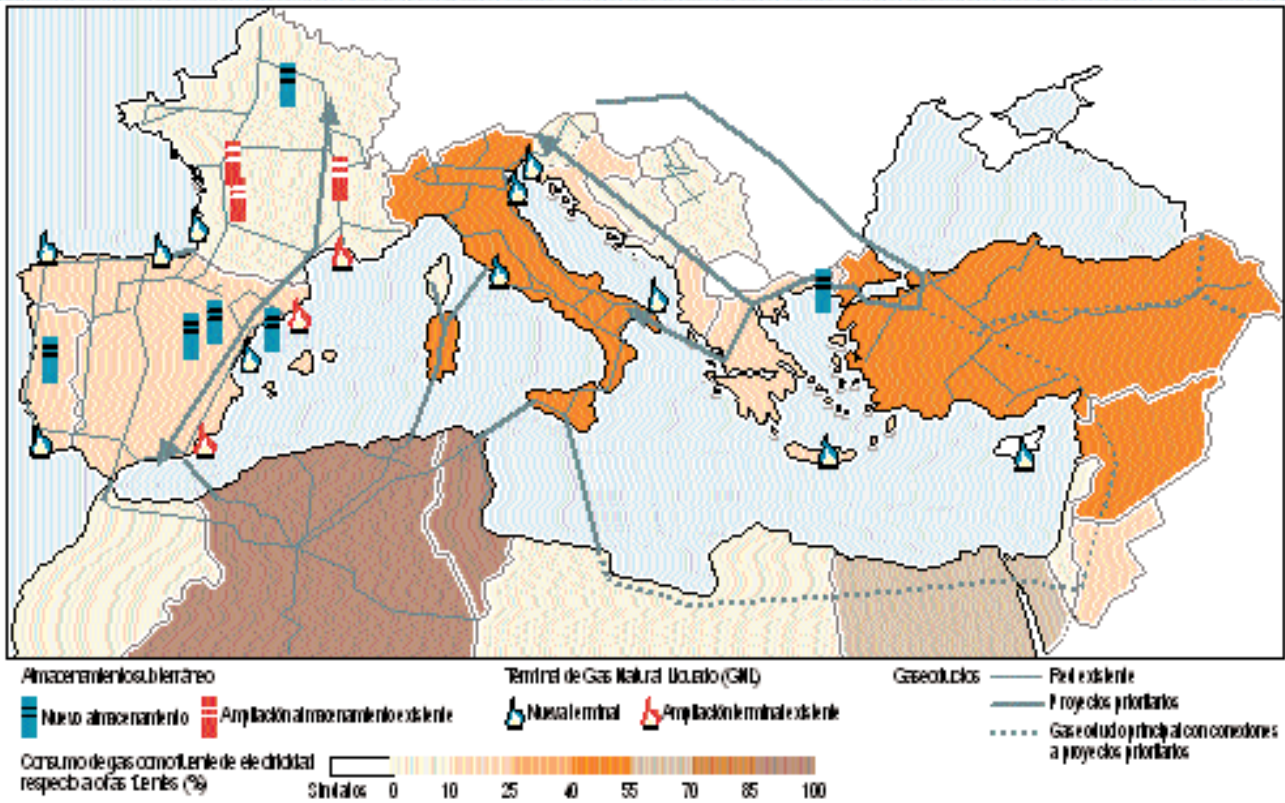
de Marruecos el margen de progresión es enorme– por motivos coincidentes: mejor coste, mayor comodidad, mejor protección del medio ambiente. Dada la inversión requerida para desarrollar redes de gas natural, desde hace años se organiza por ley la apertura a inversores privados. Los operadores no han acudido. En realidad, el desarrollo de los mercados de gas existentes (Argelia), nuevos (Túnez) y futuros (Marruecos) dependerá durante mucho tiempo del esfuerzo de los operadores públicos históricos y del apoyo del Estado.

## Argelia, un mercado interno alimentado por las exportaciones

**L**a demanda prevista en 2006 del mercado interno argelino de gas natural es de 17.430 millones de metros cúbicos (16.840 millones de metros cúbicos en 2005). Este volumen, por muy grande que pueda parecer, solo representa poco más del 20% de la producción total argelina. En 2005, Argelia exportó 65.000 millones de metros cúbicos de gas natural y de GNL y el desarrollo, ya sea rápido o lento, de su red de distribución interna siempre ha dependido de los ingresos derivados de las exportaciones energéticas. Por lo tanto, el último periodo –desde 2001– ha sido fastuoso, con una tasa de crecimiento anual de la demanda de gas natural del

5,1%, y una incorporación media anual de 100.000 hogares a la red de Sonelgaz, el distribuidor público de electricidad y de gas. Una tasa de crecimiento que hará que a principios de 2007 se supere la barrera de los dos millones de clientes de gas (baja, media y alta presión), lo cual enorgullece a los directivos de Sonelgaz, “que marcha tan bien como un operador de telefonía móvil”. Es verdad que el gas natural está íntimamente ligado al desarrollo de las clases medias argelinas, que en los años ochenta consiguieron acceder a nuevas viviendas calentadas por gas natural. De hecho, el gas natural entregado a domicilio se sigue percibiendo popularmente como el principal rasgo de identidad de Argelia como país petrolero, mucho más que el precio del gasóleo en las estaciones de servicio. El aumento del 30% en enero de 2006 del precio de la bombona de gas butano causó disturbios en los pueblos aislados del norte del país, que no tienen esperanzas a corto plazo de poder ser conectados a la red de gas natural. Lo cierto es que la prioridad de las autoridades argelinas no es el suministro del sector residencial, sino el uso masivo de gas natural como energía primaria para la producción de electricidad. Esto resulta más barato que el diésel o que las técnicas con vapor térmico. En 2006 se han utilizado 10.500 millones de metros cúbicos de gas natural para suministrar al sistema de producción eléctrica. Sin duda, la evolución del consumo de gas natural por este sector ha sido la más lenta este año; 2%

Consumo de gas y redes transeuropeas (2001)



Fuente: Bly, Construcción Trans-europea de Gasoductos, TFE Energy, 2004

frente al 2,6% de la industria y casi el 10% para los particulares (residenciales y terciarios). Pero la inminente activación (entre 2007 y 2009) de tres grandes centrales eléctricas que suman más de 2.000 megavatios de potencia y que usan gas natural (sólo o en ciclo combinado) consolidará su papel como energía primaria para la producción de electricidad. El Comité de Regulación de la Electricidad y el Gas (CREG) prevé que la parte del gas natural destinada a la producción de electricidad en Argelia en el periodo 2007-2015 sea del 58%. Esto no debería afectar a la tasa de conexión a la red de hogares y de actividades industriales, un mercado que debería crecer un 3,1% en el periodo 2007-2015, según el CREG. El programa de disminución del déficit de viviendas puesto en marcha para el periodo 2005-09 (se prevén un millón de casas) será una gran ayuda para los trabajos de conexión en zonas que, por lo general, ya han sido urbanizadas y conectadas a la red de gas natural. El grupo Sonelgaz solicitó en 2005 un préstamo obligacio-

nista para conseguir parte de los fondos necesarios para financiar estas inversiones.

La parte del gas natural en el balance energético argelino sigue aumentando con regularidad, en detrimento sobre todo del petróleo. Por lo menos hay una cuestión que no parece preocupar a las autoridades argelinas, a diferencia de lo que ocurre en los países vecinos, inmersos en un proceso de sustitución por gas natural, y es la de la disponibilidad de materia prima. La ampliación en 1992 de la ley sobre el reparto de la producción, para incluir también al gas natural, ha permitido que se hagan nuevos descubrimientos con nuevos participantes, y que Sonatrach desarrolle yacimientos ya descubiertos, como el de In Salah, que explota junto con BP. El viejo campo de Hassi R'mel será impulsado a través de una inversión. Gas no va a faltar. Además el aumento de la demanda interna seguirá siendo inferior al de las exportaciones durante el periodo analizado por el CREG. Y mejor que sea así, pues el mercado argeli-

no del gas nunca se desarrollaría en detrimento de las exportaciones.

## Voluntarismo tunecino para un futuro con gas natural

El gobierno tunecino contempla medidas para que la parte del gas natural en el balance energético nacional pase del 8% en 2006 al 24% en 2020. En esta ambición convergen varios factores. Primero un crecimiento vigoroso de la demanda interna de gas natural (superior al 5% de media en el periodo 2002-06) basado, durante los próximos años, en las necesidades de gas natural del sector residencial, que está poco desarrollado, y de la industria. También un mejor acceso a la oferta gracias al desarrollo del yacimiento marítimo de Miskar, en el golfo de Gabes, propiedad y bajo control de British Gas; el refuerzo ya en marcha de las aportacio-

nes argelinas al gasoducto Transmed, 370 kilómetros de cuyo recorrido discurren por Túnez de camino a Italia y del que Túnez obtiene del 5,5 al 7,5% del gas a modo de canon; y la inminente llegada de 2.000 millones de metros cúbicos de gas libio a través del gasoducto-sur de 275 kilómetros. Finalmente, y sobre todo, la imperiosa necesidad de disminuir el coste del consumo energético del país recurriendo a menos productos petrolíferos en el mercado nacional. En 2000 Túnez se convirtió en un importador neto de petróleo y ha sufrido los reveses financieros asociados a la triplicación de su precio entre 2002 y 2006.

Ben Arfa, director general de la Sociedad Tunecina de Electricidad y Gas (STEG), presentó el 31 de agosto de 2006 un programa de sustitución del fuel pesado por gas natural en el consumo interno antes de 2009. La producción de electricidad acapara la mayor parte (el 78% en 2003) de los 4.000 millones de metros cúbicos de gas natural consumidos en 2005. Esta decisión, tomada a mediados de los años noventa con la llegada del gas argelino, será reforzada, y todas las centrales eléctricas nuevas—el crecimiento de la demanda energética ha sido del 6,6% en el periodo 2002-2006—serán alimentadas por gas natural solo o en un ciclo combinado.

Sin embargo, los grandes márgenes de avance del mercado de gas natural en Túnez se sitúan más bien en la conexión de industrias y de hogares a la red de distribución por canalización. La tasa de penetración del gas natural en las regiones comunicadas de Túnez—sobre todo la capital y la franja costera—era solo del 31% en 2004. La STEG ha conectado a 110.000 clientes a la red de gas natural entre 2001 y 2004, y Ben Arfa se propone conseguir que la media anual de clientes nuevos sea de 70.000 en el periodo 2007-09.

Las autoridades tunecinas han considerado las ventajas económicas de usar gas natural—además de las medioambientales con respecto al uso de fuel pesado—lo suficientemente importantes como para justificar un plan de conexión prioritaria para 30 actividades industriales que consumen una gran cantidad de combustible, frente a las 300 que se conectarán en 2006-07.

Durante los tres próximos años, la red de distribución de gas natural por canalización de la STEG será desarrollada más hacia el Sur, hacia Gabes y Yerba, y más hacia el interior, hacia Kasserin y Bumerdes.

## Marruecos llega poco a poco al gas natural

El gas natural apareció en el balance energético de Marruecos en 2005, cuando empezó a funcionar a pleno rendimiento la gran central eléctrica de Tahaddart, que consume 500 millones de metros cúbicos de gas al año. A principios de los noventa las autoridades marroquíes fomentaron el uso de carbón para reducir la parte del petróleo del 95% al 60% en el consumo energético interno. El gran retraso en el uso de gas natural se debe a un problema geopolítico. Cuando se llevaron a cabo los grandes arbitrajes de estrategia energética a finales de los años setenta, Marruecos se encontraba en conflicto con Argelia, que debería haber sido su principal suministrador de gas natural. La normalización entre los dos países que tuvo lugar en 1988 permitió que el gasoducto Magreb Mediterráneo (GME) que une Argelia con España, atravesase territorio marroquí. Pero Marruecos no decidió cobrar su canon del GME en gas en vez de en dinero hasta seis años después de que entrase en funcionamiento en 1996, cuando creó una asociación entre el sector público y el privado para construir la central eléctrica de turbina de gas de Tahaddart.

Ello no impide que el gobierno marroquí se haya marcado como objetivo aumentar la parte del gas natural hasta el 23% de la energía primaria utilizada en Marruecos antes de 2020, un porcentaje de uso de gas natural en el consumo energético similar a la media mundial actual. Una parte—casi 900 millones de metros cúbicos—de los 5.000 millones de metros cúbicos de gas natural que se pueden esperar de semejante evolución en el consumo, llegarían—en calidad de canon—por el GME del campo argelino de Hassi R'mel. En efecto, está previsto reforzar su capacidad para pa-

sar de los 8.500 millones de metros cúbicos actuales a 12.500 millones. Este impulso da a entender que Marruecos ha decidido apostar definitivamente por la confianza en el futuro de sus relaciones con su vecino del Este, a pesar de la “recaída” de 1994, a la que se debe el cierre de la frontera terrestre entre los dos países desde entonces. A los directivos de Sonatrach les gusta señalar que el gas argelino es el único producto que cruza legalmente la frontera terrestre entre los dos países.

El desarrollo del mercado del gas es, ante todo, reflejo de la necesidad urgente de reducir la factura de importación energética del país. Según un estudio, cada vez que Marruecos usa 1.000 millones de metros cúbicos de gas natural en vez de su equivalente en petróleo o en carbón, se ahorra 78 millones de euros, lo que equivale al 6% de la factura energética de 2004. El ahorro más grande se conseguirá en el sector de la producción eléctrica, pero también en la industria (de 20 a 30 millones de dirhams por millón de metros cúbicos utilizado), y en el consumo residencial y terciario, que se prevé que será de 1.800 millones de metros cúbicos anuales para 2020. Además de la de Tahaddart que es únicamente de gas, hay en proyecto otras dos centrales eléctricas de ciclo combinado, una eólica (90% de gas natural) y la otra termo-solar.

El gran obstáculo al que se enfrenta el desarrollo del mercado del gas en Marruecos, aparte de un retraso de 25 años en infraestructuras, sigue siendo la precariedad del suministro. Al contrario que Argelia, que exporta, y que Túnez, que produce el 30% de sus necesidades y se beneficia desde hace tiempo del paso de un gasoducto por su territorio, Marruecos apenas puede diversificar sus fuentes de suministro para completar lo que consigue del GME.

Está prevista la construcción de una terminal de regasificación en el litoral atlántico, para poder importar GNL en un mercado mundial en el que ya no existen los límites geográficos de la distribución por canalización. Se calcula que será necesaria una inversión de 509 millones de dólares, sin participación alguna del Estado. El auge del gas natural en Marruecos abre todo un

abanico de posibles inversiones a la espera de grandes maniobras.

## La improbable liberalización de la distribución del gas natural

**H**acer que se incorporen actores privados a la producción y distribución de electricidad y gas ha sido la “gran cuestión” de las reformas del sector energético en los países del Magreb central. Las inversiones necesarias para acompañar al crecimiento de la demanda energética interna –en particular para llevar a cabo los planes relacionados con el gas– son demasiado elevadas para que las desarrollen solo los campeones nacionales de la electricidad y del gas (Sonelgaz, STEG, ONE).

Las leyes tunecinas y marroquíes liberalizaron el sector al mismo tiempo: la distribución energética en 1996, los recursos de petróleo y de gas en 2000. La ley argelina que autorizó la competencia en la producción y la distribución de electricidad y de gas se promulgó en febrero de 2002. Los resultados difieren en función de si tuvieron lugar hace cinco o 10 años. El monopolio histórico de la producción eléctrica finalizó con la llegada de grandes operadores extranjeros (Siemens, Endesa, SNC Lavalin, Ionics) para construir y explotar, en los tres países, nuevas centrales eléctricas, que usan gas natural como combustible principal en casi todos los casos. La distribución de esta electricidad sigue estando a cargo del monopolio de hecho del operador histórico nacional.

Sin embargo, no es inminente la aparición de un mercado de gas natural en los países del Magreb según el modelo de la “directiva del gas” de la Unión Europea, que organiza el libre acceso de los operadores a la distribución de gas natural a los clientes. Las razones varían según el país: falta de red de canalización (residencial e industrial) en Marruecos, mientras que en Túnez el mercado todavía no ha alcanzado el tamaño crítico. El caso argelino da una indicación de la posible evolución del consumo de gas natural en un “entorno de co-

mercio abierto”. En este país se dan todas las condiciones de un mercado atractivo: suministro asegurado, 18.000 kilómetros de canalizaciones, dos millones de clientes. El artículo 61 de la ley de 2002 garantiza el acceso de terceros a las canalizaciones. Asegura que la liberalización de las ventas de gas en el mercado interno debe ocurrir tres años después de su promulgación, lo cual no va a suceder en un futuro próximo. Nadie ha mostrado interés alguno por esta ley ante el CREG. Un experto asesor de Sonelgaz ofrece la siguiente explicación: “El gas natural no es un producto energético con el que se vayan a conseguir plusvalías; por el contrario, gracias a su bajo precio interno, asegura una ventaja sustitutiva con respecto a los productos petrolíferos, que tienen mucho más valor para la exportación”. De hecho la cuestión de los precios internos del gas argelino surgió en las negociaciones de ingreso de Argelia en la Organización Mundial del Comercio. Mohamed Zâaf, el negociador jefe argelino, tuvo que reaccionar en 2005 ante la queja sobre la doble tarifa del gas natural –una para el mercado interno y otra para el externo– lo cual va en contra de los principios del libre comercio: “No subvencionamos los bajos precios internos. Los contratos de exportación los negocia Sonatrach libremente. El gas natural representa una ventaja comparativa para la economía argelina y en ningún caso vamos a alinear el precio interno con el precio mundial”. El desarrollo de la red de gas natural y de su uso no parece casar con la libertad de precios y la competencia entre operadores distribuidores. Los tunecinos parecen ser conscientes de ello y han mantenido el monopolio de la STEG sobre la distribución de gas por canalización.

## Soluciones a escala magrebí

**L**as soluciones para el desarrollo del gas natural en el Magreb se encuentran manifiestamente en... el Magreb. La ventaja del “precio del gas natural” resulta esencial para su expansión en detrimento de otras fuentes de energía. Para Túnez y Marruecos esto

supone una política de integración regional del sector del gas. Las soluciones estrictamente comerciales resultan demasiado caras y tienen problemas para convencer a los inversores privados, como demuestra el proyecto de construcción de una terminal de GNL en Marruecos. En un contexto político constructivo podrían darse inversiones cruzadas entre las empresas energéticas de los tres países –la argelina Naftal (una distribuidora) ha intentado poner un pie en Túnez–, unos aportando el producto y la experiencia, y los otros el mercado y la gestión de los proyectos. El paso de dos gasoductos, el Transmed por Túnez y el GME por Marruecos, todavía no ha sido utilizado por estos dos países para comprar gas natural argelino, sino únicamente para cobrar cánones. La finalización durante los próximos años de otros dos gasoductos que unen directamente Argelia con España e Italia y la entrada en funcionamiento de nuevos yacimientos de gas argelinos (sobre todo In Salah) garantiza una nueva oferta de gas disponible para contratos de larga duración con los países de tránsito del Transmed y del GME. Marruecos piensa convertirse en comprador de gas argelino en un futuro próximo. Pero igual que ocurre en Túnez con el gas libio, además existe la posibilidad de ir más allá para conseguir que el gas natural sea una solución a la demanda energética. De los 5.000 millones de metros cúbicos de gas natural que quiere consumir Marruecos antes de 2020, se prevé que 3.300 millones se dedicarán a la producción de electricidad. Las nuevas interconexiones eléctricas entre Marruecos y Argelia serían una respuesta más barata, pues la electricidad así obtenida podría ser fabricada con el gas natural que Marruecos piensa importar. El mismo procedimiento se ha desarrollado entre Argelia y Túnez, que comparten cinco interconexiones eléctricas cuyo flujo tienen previsto aumentar. Las eléctricas tunecinas y marroquíes podrían invertir en la materia prima argelina (asociaciones en centrales eléctricas de gas) para controlar mejor su suministro. Todo ello supone una orientación política diferente a la que existe actualmente en la Unión del Magreb Árabe, paralizada por las divergencias entre Argel y Rabat. ■