



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME SOBRE LA PARTICIPACIÓN ACCIONARIAL
ADQUIRIDA POR
SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION B.V.
EN CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. A LAS
SOCIEDADES COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS, S.A.
(CEPSA) Y TOTALFINAELF, S.A.**

27/12/2002

INFORME SOBRE LA PARTICIPACIÓN ACCIONARIAL ADQUIRIDA POR SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION B.V. EN CEP SA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. A LAS SOCIEDADES COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS, S.A. (CEPSA) Y TOTALFINAELF, S.A.

Con fecha 10 de diciembre de 2002, tuvo entrada en el registro administrativo de la Comisión Nacional de Energía escrito de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, del Ministerio de Economía solicitando, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 3 de la Disposición Adicional 27ª de la Ley 55/1999, de 29 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, a la Comisión Nacional de Energía la emisión, en el plazo de 10 días hábiles, el preceptivo informe para la instrucción del correspondiente expediente respecto a la participación adquirida por SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION B.V. en CEP SA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.

Al citado escrito se adjunta la documentación presentada por SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION B.V. ante la Secretaría de Estado de Economía, Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, sobre la adquisición del 30 por ciento de la compañía española CEP SA GAS COMERCIALIZADORA, S.A., solicitando a su favor el reconocimiento expreso de los plenos derechos políticos y económicos que corresponden a la participación adquirida.

En el ejercicio de las funciones que le atribuye la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía ha acordado, en su sesión del día 27 de diciembre de 2002, aprobar el siguiente

INFORME

1. OBJETO

El objeto del presente informe es responder a la solicitud de informe realizada a esta Comisión en relación con la participación accionarial adquirida por SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION, B.V. en CEPESA GAS COMERCIALIZADORA en el marco del expediente instruido por la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, conforme a lo establecido en el apartado 3 de la Disposición Adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

2. CONTENIDO BÁSICO DE ESTE INFORME

a) Sobre el contenido de este informe

El contenido de este informe se ajusta a lo establecido en la Disposición Adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social:

Disposición adicional vigésima séptima. Participaciones públicas en el sector energético.

1. Las entidades o personas de naturaleza pública y las entidades de cualquier naturaleza, participadas mayoritariamente o controladas en cualquier forma por entidades o Administraciones públicas, cualquiera que sea la forma jurídica que

adopten que directa o indirectamente tomen el control o adquieran participaciones significativas de sociedades de ámbito estatal que realicen actividades en los mercados energéticos no podrán ejercer los derechos políticos correspondientes a dichas participaciones.

2. Lo dispuesto en el párrafo anterior se entiende sin perjuicio de la facultad del adquirente de informar a la Secretaría de Estado de Industria y Energía de la toma de control, o adquisición que se haya efectuado, con especial referencia a las características y condiciones de la adquisición.

3. En el supuesto en que la Secretaría de Estado de Industria y Energía sea informada, instruirá un expediente de conformidad con lo previsto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en el que informará preceptivamente la Comisión Nacional de Energía.

La propuesta de resolución será elevada al Consejo de Ministros previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos por el Ministerio de Industria y Energía.

El Consejo de Ministros podrá resolver reconociendo o no el ejercicio de derechos políticos correspondiente, o sometiendo el ejercicio de los mismos a determinadas condiciones en atención, entre otros, a los principios de objetividad, reciprocidad, transparencia, equilibrio y buen funcionamiento de los mercados y sistemas energéticos.

La falta de resolución en el expediente iniciado como consecuencia de la información que en su caso efectúe la entidad o persona adquirente de la participación significativa en ningún caso permitirá el ejercicio de los derechos políticos correspondientes a las mismas.

La anterior resolución del Consejo de Ministros se entenderá sin perjuicio de las autorizaciones que resulten pertinentes en virtud del ordenamiento jurídico vigente.

4. A los efectos de la presente disposición se considerarán participaciones significativas aquellas que directa o indirectamente alcancen al menos el 3 por 100 del capital o de los derechos de voto de la sociedad.

5. Se entenderá que existe una relación de control a los efectos de esta disposición siempre que se dé alguno de los supuestos previstos en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

6. Lo dispuesto en la presente disposición será igualmente de aplicación a las operaciones que se encuentren en tramitación a la entrada en vigor del mismo.

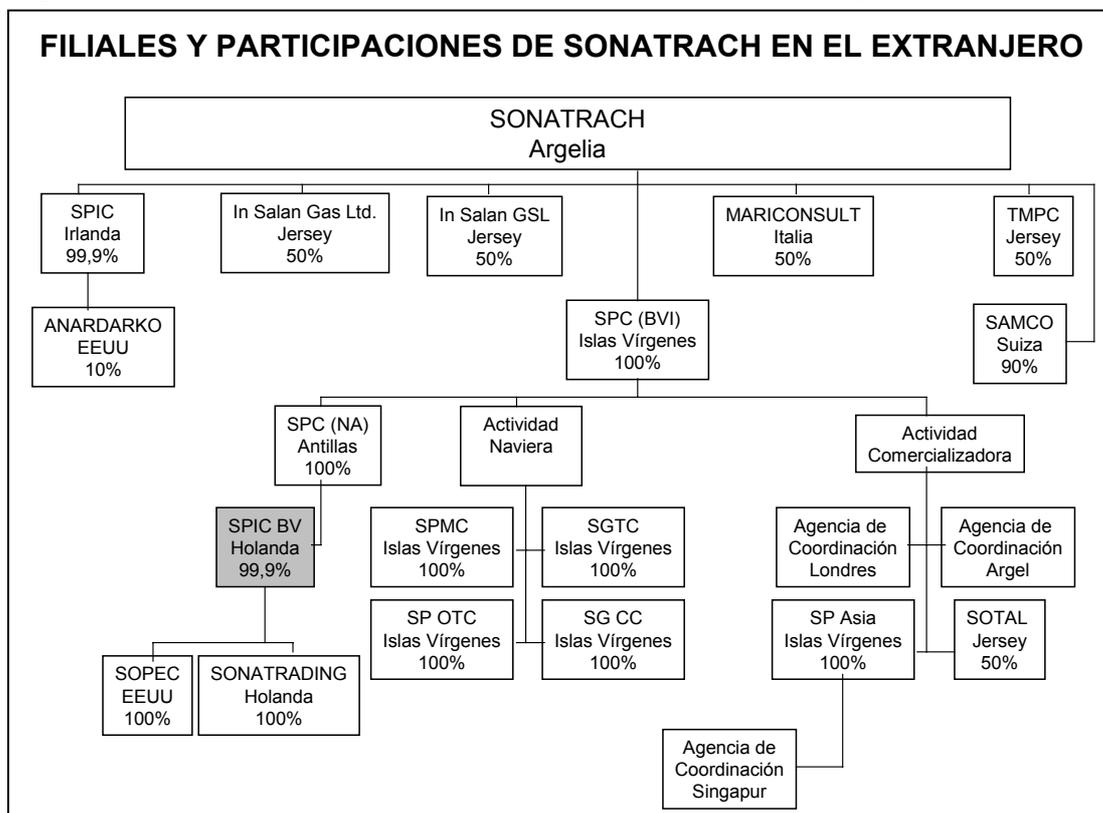
En este sentido y en el marco de la Disposición Adicional vigésimo séptima, anteriormente citada, este informe tiene por objeto analizar la situación del sector gasista en Argelia, en la medida en que SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION, B.V. es una sociedad filial de la compañía pública de nacionalidad argelina SONATRACH, con arreglo a los principios de objetividad, reciprocidad y transparencia. Asimismo, y teniendo en cuenta los principios de equilibrio y buen funcionamiento de los mercados y sistemas energéticos a los que alude igualmente la citada disposición, el informe contiene un conjunto de valoraciones sobre las consecuencias que la operación puede tener en el funcionamiento del mercado español, que aporte elementos de juicio en la instrucción del expediente sobre el reconocimiento o no del ejercicio de los derechos políticos de SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION, B.V., en CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A., de acuerdo con lo establecido en el apartado 3 de la Disposición Adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

b) Sobre la extensión del análisis al sector gasista de Argelia

De acuerdo con lo establecido en el apartado 1 de la Disposición Adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 se ha centrado el contenido de este

informe en el análisis de la situación del sector gasista argelino, teniendo en cuenta que Argelia es el país de origen de la matriz del grupo al que pertenece SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION, B.V.

Figura 1: Estructura del GRUPO SONATRACH en el extranjero



Fuente: SONATRACH

3. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN Y DE LAS PARTES INTERVINIENTES

3.1- CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN

SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION, B.V. (SPIC) ha adquirido, en virtud del Contrato de compraventa de acciones de la sociedad CEPESA GAS COMERCIALIZADORA, S.A., firmado el 10 de septiembre de 2002, el 30 por ciento del capital social de aquella, mediante la adquisición de 7.650 acciones, que suponen el 15 por ciento del capital social, a la COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS, S.A. (CEPSA) y otras 7.650

acciones a TOTALFINAELF, S.A., que igualmente suponen el 15 por ciento del capital social de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. El precio de compra de la totalidad de las acciones es de 1.152.586,882 euros.

Según manifiesta SPIC en la documentación remitida al Secretario de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de Pequeña y Mediana Empresa, el control de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. tras la operación descrita sigue en manos, exclusivamente, de los dos socios preexistentes, CEPSA y TOTALFINAELF. Así, manifiesta que no se produce cambio alguno en la estructura de control de la sociedad ni se produce control conjunto de la misma por parte de sus tres accionistas.

Argumenta SPIC en su escrito que *“la toma de participación por SPIC en el capital social de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. constituye un impulso para la mejor consecución de los objetivos de ésta última, y favorece una presencia más efectiva en el mercado español de gas de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A., lo que, en definitiva, resulta beneficioso para el desarrollo del sector de la comercialización de gas natural en España.”*

En virtud de la Resolución dictada por el Secretario de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, de fecha 11 de noviembre, SPIC procede, dentro del plazo de diez días concedido en dicha Resolución, a exponer las alegaciones pertinentes en relación con los derechos políticos que pretendan ejercer en CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A., destacando las siguientes:

- En primer lugar, se expone que tras la operación CEPSA y TOTALFINAELF continúan siendo propietarias, cada una de ellas, del 35 por ciento del capital social de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, lo que supone el 70 por ciento del capital. SPIC posee el 30 por ciento restante del capital de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, siendo, en consecuencia, su posición accionarial dentro de la compañía minoritaria. Esta participación no le confiere el control, directo o indirecto, y que la operación no supone modificación alguna de la estructura de poder preexistente, continuando el

control conjunto por parte de los socios fundadores de la sociedad, CEPESA y TOTALFINAELF.

- En segundo lugar, se expone que, simultáneamente a la firma del contrato de compraventa de acciones, los tres únicos accionistas de la sociedad han firmado un Acuerdo de Accionistas, en virtud del cual, como regla general, los acuerdos de la Junta General de Accionistas de CEPESA GAS COMERCIALIZADORA requieren, para su aprobación, el voto favorable de la mayoría del capital presente o representado en la Junta, requiriéndose el voto favorable del 75 por ciento del capital para determinados acuerdos, de especial relevancia o trascendencia para la vida social, tales como, por ejemplo, la modificación de estatutos, el cese de actividades y la disolución y liquidación de CEPESA GAS COMERCIALIZADORA.

- En tercer lugar, se hace constar que de conformidad con el Acuerdo de Accionistas, el Consejo de Administración de CEPESA GAS COMERCIALIZADORA estará compuesto por ocho miembros, dos de ellos nombrados por SPIC, y los otros seis por CEPESA y TOTALFINAELF, a razón de tres cada uno, requiriéndose la asistencia, de 2/3 partes de los miembros del Consejo para la válida constitución de aquel, lo que supone que una reunión del Consejo puede celebrarse sin la presencia de los dos Consejeros que representan a SPIC. Por otro lado, para la aprobación de los acuerdos del Consejo se exige el voto favorable de 2/3 de los Consejeros. Finalmente, se especifica que la Presidencia del Consejo de Administración corresponde a uno de los Consejeros elegidos por la Junta a propuesta de CEPESA y, entre los restantes cargos del Consejo, no figura ninguno a propuesta de SPIC.

- En cuarto lugar, SPIC hace mención a la reducida actividad comercial de CEPESA GAS COMERCIALIZADORA ya que su cuota de mercado es aún muy reducida. Continúa exponiendo que aunque SPIC tuviera la condición de accionista mayoritario de CEPESA GAS COMERCIALIZADORA, sus posibilidades de intervenir significativamente en el mercado español de gas son prácticamente inexistentes.

- Finalmente, justifica la inversión en la medida de su rentabilidad como consecuencia de participar significativamente en una empresa comercial, cuya capacidad de crecimiento y captación de mercado es más que probable. Sostiene que la entrada efectiva de SPIC en el accionariado de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA facilita la presencia activa de uno de los grupos productores de gas natural más importantes del mundo. Según argumenta, mediante esta participación conocerá mejor las necesidades y carencias del mercado gasista español, para adaptarse de forma más eficiente a los requerimientos razonables de sus clientes españoles, importadores de gas natural argelino.

3.2- CARACTERÍSTICAS DE LAS EMPRESAS INTERVINIENTES

3.2.1- Actividades del grupo CEPSA en el gas natural y la cogeneración

Las empresas del grupo relacionadas con este campo son: MEDGAZ, CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, NUEVA GENERADORA DEL SUR Y GAS DIRECTO. A continuación se recoge la información del Informe anual 2001 del Grupo CEPSA.

- **Gas natural**

MEDGAZ: En esta Sociedad, creada por CEPSA y SONATRACH para el estudio y la promoción del gasoducto Argelia–Europa, vía España, y cuyo capital inicialmente estuvo distribuido al 50% entre ambas Compañías, se ha dado entrada como socios, en el curso del Ejercicio 2001, a TOTALFINAELF, ENDESA , BP, GAZ DE FRANCE y SNAM que han tomado, cada una de ellas, unas participaciones del 12%. Después de esta operación, CEPSA posee el 20% del capital social.

CEPSA GAS COMERCIALIZADORA : En el curso del Ejercicio 2001 CEPSA vendió el 50% de su participación en CEPSA GAS COMERCIALIZADORA a

TOTALFINAELF. CEPSA GAS COMERCIALIZADORA ha seguido importando cargamentos de gas natural licuado (GNL) de origen argelino, ascendiendo el volumen comercializado durante el año 2001 a una energía equivalente a 1.060 millones de kWh, que se ha destinado al consumo de la Refinería "La Rábida". Asimismo, dicha Compañía ha suscrito con ENAGAS una reserva para disponer de capacidad de regasificación en la planta de Barcelona, con el fin de garantizar una capacidad de entrada al sistema coherente con las perspectivas de crecimiento contempladas en el plan estratégico.

A finales del ejercicio 2001, CEPSA GAS COMERCIALIZADORA solicitó y obtuvo la licencia de comercialización de electricidad en el mercado español aunque por el momento no ha iniciado su actividad en este campo.

NUEVA GENERADORA DEL SUR: Esta Sociedad, participada por CEPSA en un 25% -el 75% restante corresponde a UNIÓN FENOSA GENERACIÓN- ha continuado con el desarrollo del proyecto de construcción de una planta de ciclo combinado en terrenos de la refinería "Gibraltar", en la que se instalarán dos grupos eléctricos, con una potencia de 370 MW cada uno. La producción de vapor de agua de la planta se aprovechará para el consumo de los procesos industriales de dicha refinería.

GAS DIRECTO: Esta Sociedad, participada en un 40% por CEPSA -el 60% restante corresponde a UNIÓN FENOSA GAS-, ha iniciado en el curso del Ejercicio 2001 el suministro de gas a clientes en los mercados residencial e industrial, en diversas localidades de Madrid y Castilla la Mancha, y continúa el desarrollo de 10 proyectos, cuyas autorizaciones administrativas han sido concedidas recientemente por varias Comunidades Autónomas.

- **Cogeneración**

Para optimizar la eficiencia energética de las refinerías y plantas industriales, el Grupo CEPSA dispone de plantas de Cogeneración, para la producción conjunta de electricidad y vapor de agua. La potencia global instalada de las cinco plantas el Grupo CEPSA asciende a 238 MW.

En el curso del Ejercicio se ha tomado la participación que el Grupo ENDESA poseía en las empresas de cogeneración COTESA, GETESA y GEMASA; tras esta operación, la participación del Grupo CEPSA en dichas sociedades, así como en DETISA y GEGSA, se eleva al 100%. Posteriormente, se ha procedido a concentrar la totalidad de las participaciones indicadas en la Sociedad DETISA.

3.2.2- Futuros proyectos de SONATRACH en España

Planta de regasificación de Mugarodos.

Según los promotores de la planta, desde principios de los años noventa se comenzaron los estudios para la implantación de una terminal de GNL en el litoral noroeste de la península. En 1999 se constituyó REGANOSA para el desarrollo de una terminal en Mugarodos, comarca de Ferrolterra. En el año 2000 se creó la Asociación de Promotores entre nuevos socios potenciales para analizar la viabilidad tanto técnica como económica del proyecto de REGANOSA. En marzo del 2001 se firmó el Acuerdo de Socios que establecía el régimen de Gobierno y regulaba las relaciones entre las partes de REGANOSA. Así, contemplaba el compromiso de instalar las nuevas centrales de ciclo combinado de As Pontes y Sabón.

REGANOSA tiene por objeto construir y gestionar una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) y su red de gasoductos asociados. Su composición accionarial es la siguiente:

Cuadro 1

Accionista	Participación
Xunta de Galicia	10%
Endesa	21%
Unión Fenosa	21%
Grupo Tojeiro	18%
Sonatrach	10%
Caixa de Galicia	10%
Banco Pastor	5%
CaixaNova	5%

Según los promotores, la justificación del proyecto es la siguiente:

- Fortalece y equilibra el Sistema Gasista Nacional en la zona noroeste.
- Permite disponer de una entrada de gas en un punto estratégico de la Península. Adicionalmente a los suministros previstos desde Argelia y Egipto, aprovecharía la ventaja de proximidad a las grandes rutas de transporte; suministros de zona atlántica (Nigeria, Noruega, Trinidad y Tobago,...)
- Introduce nuevos actores por lo que favorece la competencia en un mercado en proceso de liberalización.
- Permite diversificar el aprovisionamiento del sistema, en cuanto a países de origen y suministradores, y aumentar la capacidad de almacenamiento de G.N.L.
- Facilita la instalación de nuevos ciclos combinados e industrias en Galicia.
- Permite aprovechar emplazamientos industriales existentes para ubicar los ciclos combinados y contribuye a frenar el declive industrial de zonas afectadas por agotamiento minero.
- Permitirá obtener mejores precios de suministro de gas natural.

- El atraque de buques de hasta 140.000 m³ permite un ahorro de costes de transporte.

En la propuesta aprobada por el Consejo de Ministros en fecha 13 de septiembre de 2002 de planificación de las infraestructuras de transporte del sistema eléctrico y gasista “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011 (13 de septiembre de 2002)” se incluye la planta de Mugaros. Así, se indica que la Planta proporcionará mayor capacidad de almacenamiento de GNL en el sistema gasista e incrementará la autonomía del sistema, que no alcanza actualmente los 10 días. De acuerdo con el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, hasta el 1/1/2004 la autonomía de las Plantas de GNL será de 5 días y a partir de esa fecha deberá cumplirse el requisito de garantizar los 10 días de capacidad de almacenamiento. Su capacidad de regasificación inicial será de 322.500 m³(n)/hora, su puesta en funcionamiento está prevista para 2005 y contará desde el principio con dos tanques de GNL de 150.000 m³ de capacidad. Está prevista una ampliación de la capacidad nominal hasta 800.000 m³(n)/hora en el 2006, clasificando esta actuación en el Grupo C.

Cuadro 2:

Nombre de la instalación	Año	m3 de GNL	m3 (n)/h	Atrake (m3 GNL)	Grupo Planificación ¹
Planta de Regasificación de Mugaros	2005	300.000	322.000	145.000	A
Planta de Regasificación de Mugaros a 800.000 m3/h	2006		478.000		C

En la propuesta de planificación también se incluyen las conexiones de la Planta de Mugaros. La planta de Mugaros se conectará con la red básica por Villalba y en las cercanías de Betanzos. La salida desde la planta será única hasta Fene (9 km y 30") desde donde se desdoblará en dos ramales, uno de 45 km con un primer tramo de 25 km en 26" hasta As Pontes y un segundo tramo de 20 km en 20" hasta Villalba, y otro de 19 km con un primer tramo de 15 km en 26" hasta Betanzos, desde donde saldrá el ramal a Sabón, y un segundo tramo de 4 km en 20" hasta la conexión con el gasoducto Tuy-LLanera.

¹ La Planificación Obligatoria divide los proyectos en las siguientes categorías:

- Categoría A.- En la que se incluyen todos los proyectos aprobados sin ningún tipo de condicionante.
- Categoría B1.- En la que se incluyen los proyectos que están condicionados al cumplimiento de un solo hito para su aprobación definitiva
- Categoría B2.- En la que se incluyen los proyectos condicionados al cumplimiento de dos o más hitos.
- Categoría C.- En la que se incluyen los proyectos en que no se ha justificado la demanda que deben atender. En esta categoría, las capacidades son meramente indicativas, ya que el dimensionamiento final dependerá de la demanda efectivamente justificada.

Cuadro 3

Nombre de la instalación	Año	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")	Grupo Planificación
Gto. Planta Mugaros-Abegondo -	2005	19	80	20-26	A
Gto. Planta Mugaros-As Pontes-Villalba	2005	45	80	20-26	A
Planta Mugaros-Cabañas	2005	9	80	30	A

Medgaz: gasoducto Argelia-Europa

En febrero de 2001 se constituyó la Sociedad para el Estudio y la Promoción del Gasoducto Argelia-Europa, vía España S.A. (MEDGAZ) cuyo objeto es el estudio del proyecto de un gasoducto, que procedente de Argelia, suministre gas a Europa. Inicialmente dicha Sociedad estuvo constituida por los socios promotores del proyecto siguientes:

- CEPSA 50%
- SONATRACH 50%

En julio de 2001, ante el interés despertado por MEDGAZ en círculos gasistas españoles y europeos, se amplió esta Sociedad dando entrada a nuevos accionistas, quedando la sociedad con el siguiente reparto accionario:

Cuadro 4

Accionista	Participación
CEPSA	20%
SONATRACH	20%
BP	12%
TOTAL-FINA-ELF	12%
ENDESA	12%
SNAM	12%
GAZ DE FRANCE	12%

Según los promotores, el citado gasoducto llevará gas natural, y deberá diseñarse para transportar en una primera fase hasta 8 bcm y en una segunda fase, en función de la demanda, un orden de magnitud de 16 bcm a 20 bcm. El gasoducto atravesará sumergido el mar Mediterráneo, desde Benisaf, punto situado en la costa argelina al oeste de Arzew, hasta entrar en España por una zona en las proximidades del cabo de Gata, estando las profundidades a atravesar comprendidas entre 0 y unos 2200 m. La longitud estimada del gasoducto marino es de 180 km. Además deberán desarrollarse las infraestructuras necesarias para su exportación a Europa, las cuales podrán ser realizadas en colaboración entre ENAGAS y MEDGAZ. En principio, el proyecto propuesto permitiría el transporte de gas de Argelia a Europa, y contribuiría a la integración de la Red española con el resto de la Red europea, facilitándose, al mismo tiempo, la diversificación de las vías de suministro a España.

Las previsiones de abastecimiento con las que está trabajando MEDGAZ son que en el mercado español se podrían dejar 4,8 bcm en el año 2006, y hasta 6 bcm en el año 2010, cifras relativamente bajas comparadas con el incremento de consumo previsto, tanto a nivel nacional como a nivel internacional, para España y el resto del mercado europeo. En los estudios de mercado realizados por MEDGAZ está previsto que, el gas transportado y no consumido en el mercado español, será exportado y absorbido por el mercado europeo.

Argelia, que tiene unas reservas muy importantes de gas natural, del orden de 4,52 TCM (3,1% de las reservas mundiales) y comercializa aproximadamente 82 bcm (3,5% de la producción mundial), considera entre sus objetivos prioritarios el aportar, en un futuro, 100 bcm a Europa, de los cuales 20 bcm podrían ser importados por este gasoducto, lo que podría permitir asegurar, al mismo tiempo, el abastecimiento parcial del mercado español.

El gasoducto submarino estará constituido, al menos, por dos tuberías cuyo diámetro en estudio podrá estar comprendido entre 20" y 30", diseñadas para soportar una presión interior de hasta 250 bar. Dicho gasoducto tendrá en cabecera, en la costa argelina, una estación de compresión y la presión de entrega en la costa española será compatible con la de la Red de transporte nacional. La conexión con la red española sería con un gasoducto de trazado sur-norte desde Almería hasta su conexión al futuro gasoducto Alcázar de San Juan-Agullent, a través del cual se suministraría, a la vez, la zona centro del país y las dependientes de esta zona, así como al gasoducto existente que baja paralelo al mar Mediterráneo. Este gasoducto habría que complementarlo con otro que llevara el gas a Francia, facilitando las transacciones con el resto de países europeos.

El programa desarrollado por MEDGAZ considera la terminación de los estudios de viabilidad en el 4º trimestre del año 2003, y la finalización de la construcción de los gasoductos marinos a principios del año 2006. El cumplimiento de hitos vendrá condicionado, en buena medida, a la disponibilidad de barcos capaces de ejecutar el tendido del gasoducto marino.

La Comisión Europea encargó un estudio al OBSERVATOIRE MEDITERRANEEN DE L'ENERGIE (OME) para analizar los costes de producción, transporte, y tránsito de gas de treinta y tres proyectos posibles para el abastecimiento de gas a la U.E.. El coste más económico resultó ser el proyecto de MEDGAZ, al que se le asigna un coste de 1,08 \$/MBTU, dada la cercanía de Argelia a Europa. El segundo clasificado fue la ampliación del gasoducto del Magreb, cuyo coste estimado de transporte es de 1,34 \$/MBTU y así hasta el proyecto nº 33 denominado NORWAY- Barents Sea LNG, cuyo

coste de transporte estimado es de 3,44 \$/MBTU y pasando por Nigeria LNG con un coste de 3,00 \$/MBTU,

Según los promotores, estas cifras ponen en evidencia la urgente necesidad de construir el gasoducto Argelia-Europa, al objeto de poder suministrar gas natural a la U.E., y a España en particular, a precios más competitivos que los que resultarían de la ejecución de otros proyectos, algunos de los cuales habrán de ser construidos, dada la demanda de gas prevista en la U.E. para los próximos años y la diversificación de los suministros.

El Libro Verde sobre la estrategia Europea de Seguridad del abastecimiento energético en la U.E. extrapola las tendencias del mercado gasista en los próximos años, y así especifica que en el año 2010 se equilibrarán, en la Unión Europea, las importaciones y la producción de gas natural en torno a 260 Mtep (consumo 520 Mtep), y en el año 2030, sobre un consumo previsto de 650 Mtep, las importaciones superarán los 450 Mtep (70% del total), siendo Argelia uno de los países que más va a influir en el suministro de gas natural, cuya cuota de participación, en el año 1999 ha sido ya del orden del 29%. Teniendo en cuenta el potencial de suministro de este país, sería muy importante para España la realización del gasoducto Argelia-Europa para reforzar su posición, potenciando la entrada de gas a la Red europea por el sur de Europa, a través de Francia, para la consecución de un Mercado Único de gas en la U.E. Adicionalmente, se podría coadyuvar a la formación de un gran núcleo de distribución gasístico en el sur de Europa ("hub" de gas), que sería alimentado desde puntos diferentes (MEDGAZ sería uno de ellos), que repartiría el gas al conjunto de la Unión Europea, contribuyéndose de esta manera a la consolidación del mercado interior comunitario.

En principio, los principales clientes del gas natural transportado a España por el gasoducto Argelia-Europa van a ser las propias empresas que constituyen MEDGAZ. No obstante lo anterior, se prevé que el mercado español pueda absorber cantidades adicionales a las indicadas a través de distribuidores o comercializadores.

Conviene señalar que, la ejecución de la conexión con Francia, permitirá a las empresas del sector gasista, cuando se liberalice totalmente el mercado el 1 de enero de 2003, poder realizar operaciones de “swaping” con otras empresas, lo que contribuirá, en gran medida, a un abaratamiento del precio del gas en España y a la garantía del suministro, al poder hacer transacciones internacionales utilizando para ello la Red Europea.

En la propuesta aprobada por el Consejo de Ministros en fecha 13 de septiembre de 2002 de planificación de las infraestructuras de transporte del sistema eléctrico y gasista “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011 (13 de septiembre de 2002)” se incluye la conexión con Almería. Se dice que esta conexión será el punto de entrada en España del proyecto Medgaz, que ha sido presentado por sus promotores como un proyecto fundamentalmente de tránsito internacional, con destino a otros países de la Unión Europea. Su definición corresponde, por tanto, a los promotores, si bien se considera que cuando este proyecto se lleve a cabo aportará al sistema gasista español un caudal máximo de 250.000 m³(n)/hora en el horizonte del plan. Para integrar esta entrada en el sistema gasista español, habría que realizar, en una primera fase, los gasoductos Almería-Eje Transversal y Barcelona-frontera francesa así como una o dos estaciones de compresión. La definición exacta de los tramos de gasoducto y estaciones de compresión a realizar sólo se podrá llevar a cabo cuando se defina, por parte de sus promotores, el alcance del proyecto en lo que se refiere a tránsito internacional, los plazos de sus eventuales fases y los países de destino final del gas natural que entre por Almería.

Así la tabla que se indica sobre el citado proyecto es la siguiente:

Cuadro 5

Nombre de la instalación	Año	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")	Grupo Planificación
Conexión internacional del MEDGAZ	2007				C
Gasoducto Almería – Eje Transversal	2007	300	80	A definir	C
Gasoducto Barcelona – frontera francesa	2007	178	80	A definir	B1

Se considera que la participación de Sonatrach en el proyecto Medgaz unido a la participación en la empresa Cepsa Gas Comercializadora, S.A., no tendría a priori incidencia en el buen funcionamiento de los mercados.

4. ESTRUCTURA DEL SECTOR GASÍSTICO EN ARGELIA

Argelia se constituye como una república democrática multipartidista. Ocupa una superficie de 2.381.741 km², que la sitúa en la décima posición mundial en extensión. Cuenta con una población de unos treinta millones de habitantes, que se concentran principalmente en la región norte del país. En la zona situada más al sur se encuentra el Sahara, región desértica rica en hidrocarburos y otros recursos naturales, que supone el 80% de la superficie total del país. Su Producto Interior Bruto fue de 53 billones de dólares en el año 2001, según datos del Banco Mundial (en el caso español, dicha cifra se situó en 578 billones de dólares).

- **Los recursos energéticos de Argelia: Hidrocarburos líquidos y gaseosos**

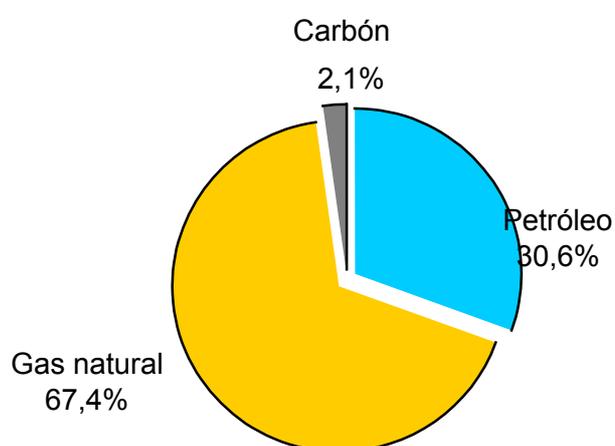
El consumo de energía primaria en Argelia se articula principalmente en torno a un combustible, el gas natural, que supone el 67,4% del total. Le sigue el

petróleo con una participación del 30,6% y el carbón, que cuenta con una pequeña participación del 2,1%.

Este país no cuenta con centrales nucleares y la producción hidroeléctrica es insignificante en relación con la total.

El consumo total de energía primaria en Argelia en 2001 fue de 28,8 Mtep, en ese mismo periodo se consumió en España 134,6 Mtep.

Figura 2: Consumo de energía primaria en Argelia en 2001 por combustible



Fuente: BP Statistical review of world energy June 2002

Además de aportar el suministro energético nacional, los hidrocarburos supusieron en el año 2000 el 95% de los ingresos debidos a las exportaciones de Argelia, cuantificados en 22 billones de dólares que, por otra parte, suponen un 40% del PIB del país. Esto da una idea de la importancia excepcional de los hidrocarburos en la economía nacional.

El país cuenta con un potencial de explotación muy grande tanto en lo referente a petróleo como a gas natural, siendo considerado como uno de los principales países con recursos de petróleo y gas².

En la siguiente figura se muestra gráficamente el valor de las reservas probadas, producción y consumo de gas natural y del petróleo. Según la misma, se observa como, en los tres casos, el gas natural supera en magnitud al petróleo. Dicha diferencia es considerablemente superior para las reservas probadas.

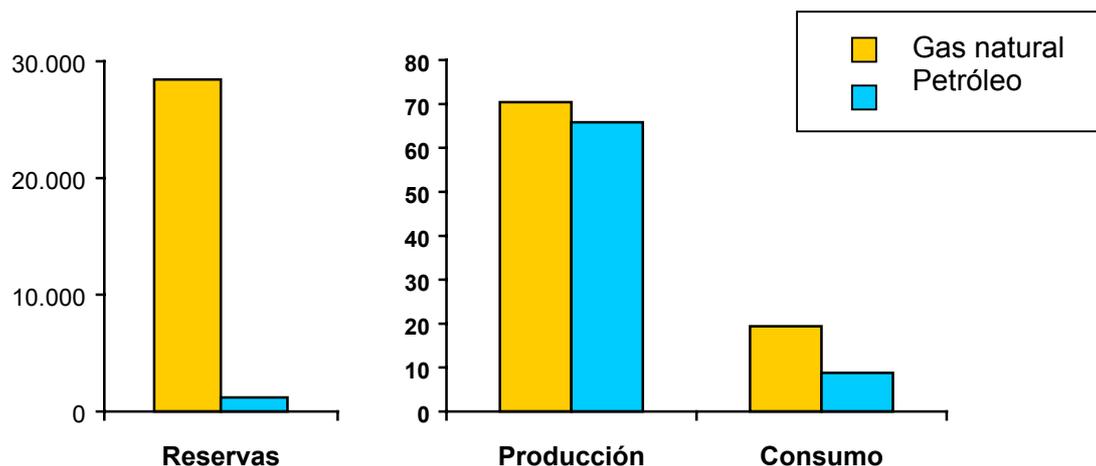
En el caso del gas natural, las reservas probadas, producción y consumo suponen el 2,54%, 3,28% y 0,9% respectivamente, de los valores registrados a nivel mundial. En relación a la OPEP las reservas argelinas de gas natural representan el 5,15% y la producción el 20,07% del total del cartel. El consumo es superior al español, que asciende al 0,8% del total mundial.

En el caso del petróleo, las reservas probadas, producción y consumo suponen el 1,05%, 1,19% y 0,3% respectivamente, de los valores registrados a nivel mundial. Respecto a la OPEP, la producción argelina representa el 2,89% y el 1,34% de las reservas totales del cartel. El consumo es inferior al español, que asciende al 3,9% del total mundial.

Argelia ingreso en la OPEP en el año 1969, contando con aproximadamente el 1% de las reservas de crudo y el 3% de gas natural del cartel.

Figura 3: Reservas, producción y consumo de gas natural y petróleo en Argelia en 2001 en Mtep

² El primer descubrimiento importante de hidrocarburos se llevó a cabo en el año 1948. En febrero de 1971 se produjo la nacionalización del sector de hidrocarburos, explotado hasta entonces por compañías extranjeras. En el año 1986 en consonancia con las tendencias de la economía mundial Argelia cambió su legislación que a favor de la inversión extranjera en el sector. A partir de 1991 se permitió el ingreso de capital extranjero a través de la asociación con la empresa estatal Sonatrach.



Fuente: BP Statistical review of world energy June 2002

Cuadro 6: Reservas y producción de petróleo y gas en Argelia

PETROLEO (2001)			
	Reservas (mill. Barriles)	Producción (miles de barriles diarios)	Capacidad de Refino (Miles de barriles diarios)
Argelia	11.314	777	462
África	92.797	6.625	3.247
OPEP⁽¹⁾	845.412	26.873	1.183
Mundial	1.074.850	65.499	81.544
Participación Mundial	1,05%	1,19%	0,57%
Participación OPEP	1,34%	2,89%	39,06%

Fuente: OPEP

GAS NATURAL (2001)			
	Reservas (bill m3)	Producción (mill m3)	Exportaciones (mill m3)
Argelia	4.523	84.136	56.975
África	13.107	133.386	65.575
OPEP	87.853	419.141	122.353
Mundial	178.216	2.564.235	555.424
Participación Mundial	2,54%	3,28%	10,26%
Participación OPEP	5,15%	20,07%	46,57%

Fuente: OPEP

(1) La OPEP esta integrada por Arabia Saudita, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, y Venezuela.

El destino principal de las exportaciones de hidrocarburos argelinos es el continente europeo, con un 76% de las mismas. La Unión Europea representa

el 71% de las exportaciones totales; constituidas principalmente por gas natural, 35%; gas natural licuado, 25%; petróleo bruto, 18%; condensados de petróleo, 9%; y en un grado menor naftas, gas-oil y gases licuados del petróleo.

Cuadro 7: Exportaciones de petróleo por regiones. Año 2001

Exportaciones de petróleo (miles de barriles diarios)		
Norte América	85,2	19,30%
América Latina	11,3	2,56%
Unión Europea	318,1	72,07%
Asia y Pacífico	26,8	6,07%
Total	441,4	100,00%

Fuente: OPEP

Dentro de la Unión Europea, España representa el 8,3% de las exportaciones argelinas de petróleo, siendo su principal cliente Francia con casi un 40%.

Cuadro 8: Exportaciones de petróleo a la UE

Exportaciones a la UE por países (2001) (miles de barriles diarios)		
Alemania	38	12,14%
España	26	8,30%
Francia	121,8	38,90%
Gran Bretaña	27,3	8,72%
Holanda	1,3	0,42%
Italia	98,7	31,52%
Total	313,1	100,00%

Fuente: OPEP

En relación con el gas natural, conviene señalar que SONATRACH S.A.P. es responsable de la producción del 85% del gas argelino. No obstante, según la nueva propuesta de anteproyecto de ley relativa a los hidrocarburos, la empresa SONATRACH S.A.P. tendrá la opción de participación en la explotación de un yacimiento, cuando ésta sea llevada a cabo por una empresa contratante distinta. En este caso, el contrato de participación contendrá obligatoriamente una cláusula de comercialización conjunta de gas natural cuando el destino de éste sea otro distinto al mercado nacional.

El mercado argelino del petróleo y gas ha sido tradicionalmente un monopolio estatal del grupo SONATRACH, tanto en la exploración como en la extracción y transporte y distribución de hidrocarburos.

▪ **Las infraestructuras gasistas argelinas**

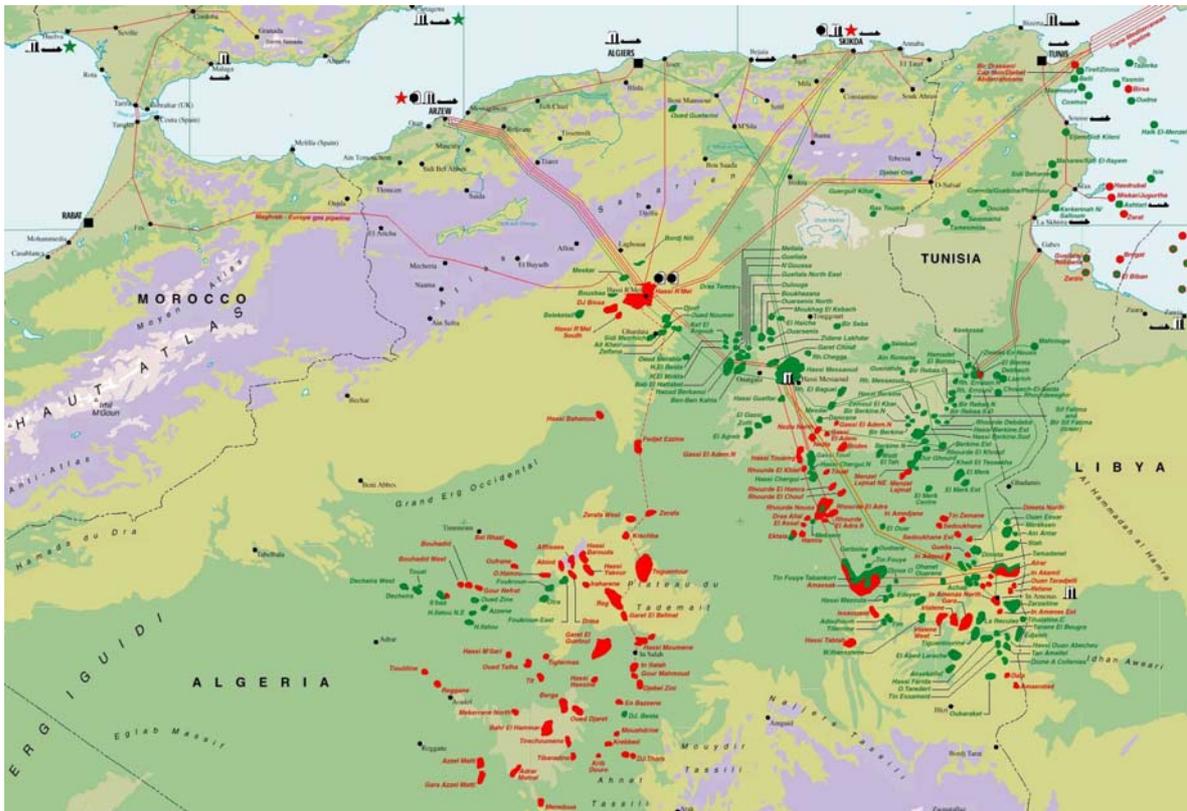
En la figura 4 se muestra el mapa de Argelia con la localización de los yacimientos de gas (en rojo) y de petróleo (en verde), así como de las principales infraestructuras gasistas y petrolíferas.

La mayoría de los yacimientos se encuentran en la región sahariana, hacia el interior del continente africano. En el caso del gas natural, cabe destacar el gran yacimiento de Hassi R'Mel, a partir del cual nacen la mayoría de los grandes gasoductos de transporte. El principal pozo de petróleo argelino, Hassi Messaoud, se encuentra situado al sureste del anterior.

Asimismo, cuenta con dos plantas de licuefacción de gas natural, Arzew y Skikda, situadas en la costa mediterránea, dedicadas a la exportación de gas natural licuado.

Existen seis grandes rutas de transporte por gasoducto, claramente apreciables en el mapa adjunto. Una de ellas, procedente del sureste del país, tiene por objeto conducir el gas y conectar los yacimientos de la zona con el de Hassi R'Mel. Las cinco restantes, tienen por objeto principal transportar el gas hasta algún punto de la costa mediterránea, si bien dos de ellas tienen por destino las plantas de licuefacción, otras dos conectan el continente africano con Europa vía Italia y España (Gasoducto del Magreb), y la ruta restante finaliza en Argel, la capital del país.

Figura 4: Mapa de yacimientos e infraestructuras de transporte de gas natural y petróleo de Argelia



Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Argelia

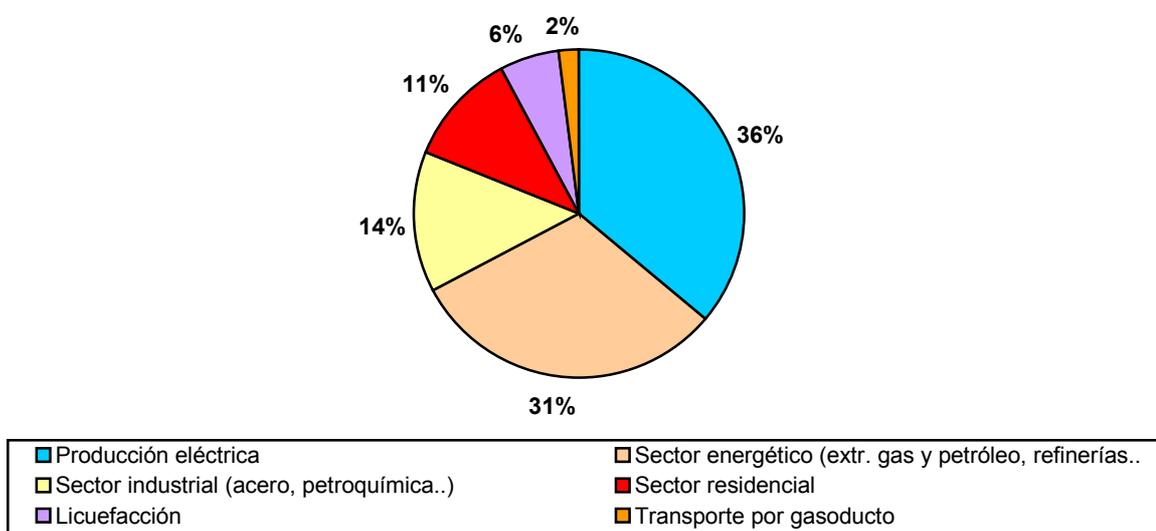
▪ Usos finales del gas natural argelino

Si bien, como se acaba de ver, el petróleo tiene una gran importancia en el sector energético y, en general, en la economía global argelina, el gas natural es el verdadero protagonista actual del mismo. No sólo supone el 67,4% del consumo de energía primaria, sino que, en el sector eléctrico, es responsable del 95% de la generación de la energía eléctrica consumida a nivel nacional.

Aparte de las exportaciones, que superan el 80% de la producción anual, Argelia emplea sus reservas de gas natural principalmente en cubrir gran parte de las necesidades energéticas propias y como materia prima para la industria petroquímica.

En la figura siguiente se muestra el consumo de gas natural por sectores en Argelia. Se observa cómo la generación eléctrica es la responsable del 36% del consumo, seguida de cerca por los usos del gas en el sector energético, para extracción de hidrocarburos o en refinerías, con un 31%. A continuación se sitúa el sector industrial, concretamente el petroquímico y el acero, con un 14% del consumo. Y, finalmente, el sector residencial, 11%, la licuefacción y el consumo para el transporte por gasoducto.

Figura 5: Consumo sectorial de gas natural en Argelia



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

5. ESTRUCTURA DEL SECTOR GASISTA EN ESPAÑA

La Ley 34/1998 establece un nuevo modelo de mercado liberalizado para el gas natural en España de acuerdo con los principios y normas comunes de la Directiva Europea 98/30/CE. El objetivo de esta Ley es promover la libre iniciativa empresarial y una mayor competitividad en el sector que redunde en el beneficio de los consumidores finales.

En España el sector del gas comprende las siguientes actividades gasistas: aprovisionamiento, regasificación, transporte, distribución y comercialización.

- Aprovisionamiento

La producción interior española es reducida siendo la principal fuente de aprovisionamiento de gas la importación. Los aprovisionamientos exteriores de gas llegan a la península de dos formas: a través de gasoductos conectados a las redes internacionales y mediante gas natural licuado transportado en buques metaneros. De las importaciones realizadas en 2001 cabe destacar que el 58 por ciento del total correspondió a importaciones procedentes de Argelia, seguidas por un 12,6 por ciento de Noruega y un 10,6 por ciento de Nigeria.

- Regasificación

España cuenta con tres plantas de regasificación (Huelva, Barcelona y Cartagena) propiedad de ENAGAS, S.A., estando en construcción tres plantas más en Bilbao, Galicia y Sagunto. SONATRACH participa en un 10 por ciento en la futura planta de regasificación de Galicia.

- Transporte y almacenamiento

En la actualidad ENAGAS es la principal empresa transportista de gas en España, contando con más de 6.000 km de gasoductos de alta presión, las tres plantas de regasificación existentes y la propiedad o gestión de los almacenamientos de gas natural. Según establece la Ley 34/1997, los transportistas pueden adquirir gas natural para venta a otros transportistas, así como a los distribuidores que estuvieran conectados a sus redes para atender suministros a tarifa.

- Distribución

La distribución es una actividad regulada, comprendiendo la venta de gas natural canalizado a tarifa. A 31 de diciembre de 2001 la sociedad GAS NATURAL SDG, S.A., del grupo GAS NATURAL, disponía del 75,97 por ciento del mercado suministrado a tarifa sobre las ventas de gas natural, seguida por GAS DE EUSKADI, con un 9,86 por ciento de las ventas. Bajo el criterio de grupos de sociedades, el grupo GAS NATURAL domina el mercado de gas, disponiendo de una cuota de mercado a tarifa del 85,4 por ciento. En segundo lugar se sitúa el GRUPO EVE con un 11,1 por ciento, seguido por las empresas del GRUPO ENDESA con un 2,27 por ciento.

- Comercialización

Comprende la adquisición de gas para su venta a consumidores cualificados y otros comercializadores en los términos económicos libremente pactados entre las partes. Para ello acceden a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, posteriormente desarrollados en el RD 949/2001, de 3 de agosto. Los comercializadores, según la Ley de Hidrocarburos, pueden adquirir gas natural para su venta a los consumidores cualificados o a otros consumidores.

A finales de 2001 el 38,3 por ciento del mercado total de gas estaba liberalizado, correspondiendo el 30,9 por ciento a GAS NATURAL COMERCIALIZADORA y el 7,5 por ciento restante a otras comercializadoras no pertenecientes al GRUPO GAS NATURAL. A principios de 2002 figuraban 30 empresas inscritas en el Registro de comercializadoras, sin embargo, sólo 9 de ellas comercializaron gas natural a lo largo del 2001: BP AMOCO GAS ESPAÑA, CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, EDISON GAS ESPAÑA, ENDESA ENERGIA, GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, HIDROCANTABRICO ENERGIA, IBERDROLA GAS, SHELL ESPAÑA y UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA. Las comercializadoras no pertenecientes al grupo empresarial dominante, GAS NATURAL, dispusieron en 2001 del 20 por ciento del consumo negociado en el mercado liberalizado.

Los datos relativos al importe neto de la cifra de negocios a 31 de diciembre de 2001 sobre comercialización de gas natural son los siguientes:

Cuadro 10

COMERCIALIZADORA	IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS A 31/12/01 POR COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL (millones de euros)	% sobre total
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	1.000,714	79,33
BP GAS ESPAÑA, S.A.	158,755	12,59
SHELL ESPAÑA, S.A.	60,697	4,81
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	17,538	1,39
ENDESA ENERGIA, S.A.	16,114	1,28
IBERDROLA GAS, S.A.U.	5,312	0,42
UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	2,275	0,18
HIDROCANTABRICO ENERGÍA, S.A.	0,056	0,004
TOTAL INGRESOS POR COMERCIALIZACION	1.261,461	100

Fuente: Datos remitidos por las empresas a la CNE para la elaboración del ranking de operadores principales 2002

La Ley 34/1998 fue modificada en el año 2000 por el Real Decreto Ley 6/2000, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, e introdujo, entre otras medidas un adelanto del calendario de elegibilidad, de manera que en 2003 todos los clientes tendrán la consideración de cualificados.

Además, la Disposición Transitoria Decimosexta de la Ley 34/1997, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, introducida por el artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, determina que el titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 por ciento del gas proveniente del mismo a ENAGAS, S.A., que lo destinará a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifa, y el 25 por ciento restante a comercializadores para su venta a consumidores cualificados. El citado contrato fue suscrito por ENAGAS, S.A. y SONATRACH, el 8 de junio de 1992, y transferido a SAGANE, S.A. A partir del 1 de enero de 2004 la cantidad asignada al mercado liberalizado vuelve a manos de ENAGAS.

El 25 por ciento del gas fue adjudicado de la siguiente forma:

Cuadro 11

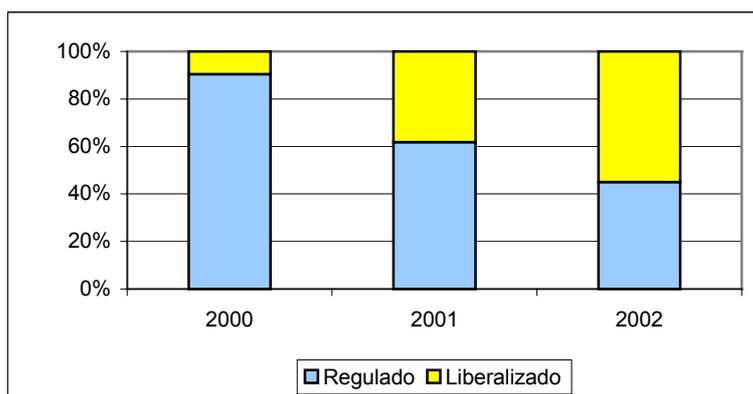
COMERCIALIZADORA	GWh
BP GAS ESPAÑA, S.A.	12.337,5
IBERDROLA GAS, S.A.	12.337,5
UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	9.870,0
ENDESA ENERGIA, S.A.	8.883,0
HIDROCANTABRICO ENERGIA, S.A.U	4.935,0
SHELL ESPAÑA, S.A.	987,0
TOTAL	49.350

Fuente: CNE

Evolución de la comercialización y situación de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA

CEPSA GAS COMERCIALIZADORA fue la primera empresa que descargó un metanero en una planta de regasificación con destino al mercado liberalizado en 1999. Con la apertura progresiva del mercado han ido introduciéndose nuevas comercializadoras, y la proporción del mercado liberalizado ha ido aumentando hasta superar al mercado regulado. Dicha evolución se recoge en el figura 6

Figura 6. Evolución del mercado liberalizado

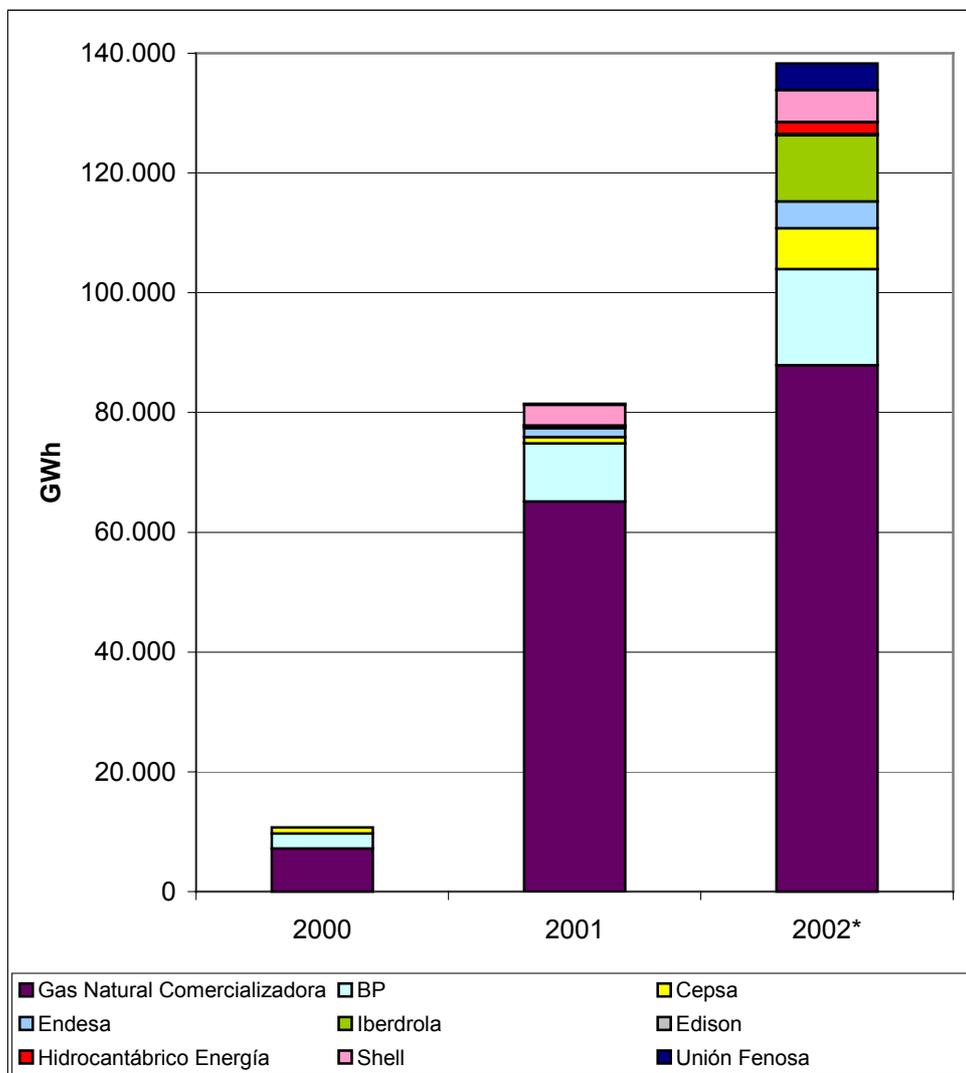


Fuente: CNE

En la figura 6 se muestra la evolución de la cuota de mercado de las comercializadoras. Como se puede observar la cuota de mercado de CEPSA

GAS COMERCIALIZADORA se encuentra en torno al 5% del mercado liberalizado.

Figura 7. Evolución de cuota de mercado de las comercializadoras



*Previsión año 2002 del Gestor Técnico del Sistema

Fuente: CNE

Previsión de ventas y aprovisionamientos de gas natural de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA.

Para la elaboración del Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura se solicitó información a CEPSA GAS COMERCIALIZADORA relativa a su previsión de ventas y aprovisionamientos de gas natural. Según estos datos recibidos CEPSA GAS

COMERCIALIZADORA no variaría sustancialmente su cuota de mercado en el periodo 2003-2006, que se encontraría en torno al 6% del mercado total.

CEPSA GAS COMERCIALIZADORA Y SONATRACH lideran el proyecto MEDGAZ, consistente en un gasoducto de interconexión Argelia y España con una capacidad anual de transporte de 8 a 10 bcm. Sus participaciones son del 20% respectivamente y entre otras compañías se encuentra TOTALFINAELF. La Planificación del Ministerio señala como fecha de puesta en marcha el 2007. Si el proyecto MEDGAZ se llevase a cabo y se mantuviesen las participaciones actuales, CEPSA GAS COMERCIALIZADORA y SONATRACH tendrían un potencial de capacidad de entrada considerablemente mayor del actual.

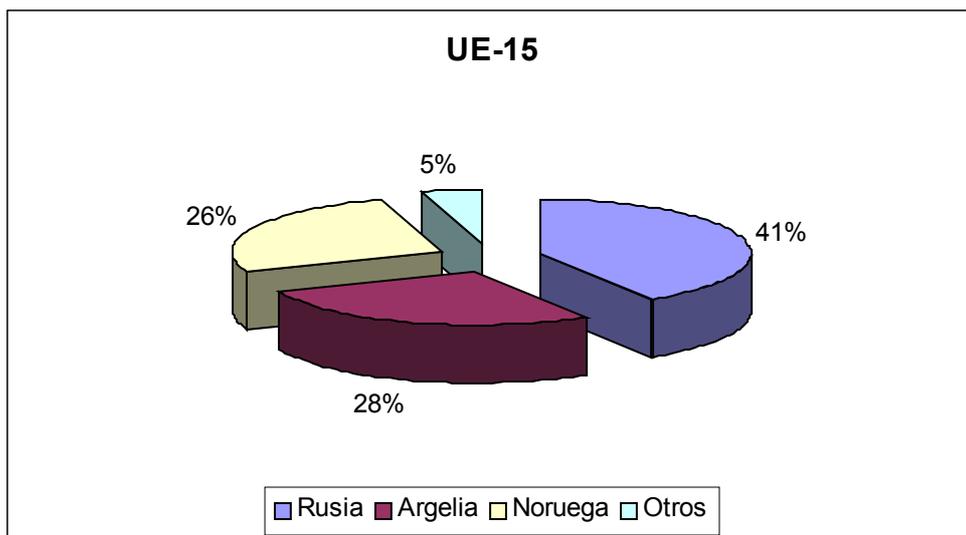
De todo ello puede deducirse que la sociedad en la que SONATRACH adquiere su participación ostenta un porcentaje de cuota de mercado que no es muy significativo en la actualidad. Además se estima que la operación examinada, que en esencia comporta únicamente una participación en el accionariado que es inferior a la de CEPSA y TOTALFINAELF respectivamente, no ha de presentar ningún riesgo para el equilibrio y buen funcionamiento de los mercados españoles.

6- INFLUENCIA EN LA DIVERSIFICACIÓN DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA.

Origen de los aprovisionamientos de gas natural en Europa

La Unión Europea importa el 40% de sus necesidades de gas natural del exterior, en este sentido Argelia tiene un peso importante en el balance global, en 2001 supuso casi el 30% de las importaciones de terceros países.

Figura 8 Importaciones de gas natural procedente de terceros países 2001



Fuente: BP Statistical review of world energy, junio 2002.

Origen de los aprovisionamientos de gas natural en España

España se ha abastecido principalmente de Argelia, llegando en el pasado a proporcionarnos incluso el 65% de nuestras necesidades gasistas. Sin embargo la tendencia de los últimos años ha sido de un aumento del número de países de origen del gas en forma de gas natural licuado, así en 2001 la aportación de Argelia representó un 59% del total.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos determina en su Artículo 99:

“1. Los transportistas que incorporen gas al sistema y los comercializadores deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60 por 100. El Ministerio de Industria y Energía desarrollará reglamentariamente las condiciones para el cumplimiento de esta obligación atendiendo a la situación del mercado y podrá modificar el porcentaje a que se refiere el párrafo anterior, al alza o a la baja, en función de la evolución de los mercados internacionales de gas natural.”

Dada la importancia de los suministros de Argelia en el balance global, a continuación se analiza la evolución prevista de aprovisionamientos.

El cuadro 9 muestra la previsión de distribución de la oferta según el país de origen. Los suministros procedentes del exterior mantienen a Argelia como principal suministrador, seguido de Noruega, Nigeria, Golfo Pérsico y Trinidad y Tobago, en consonancia con la tendencia registrada en los últimos años de diversificación en las fuentes de suministro. Además, aparecen posibles nuevos países suministradores con el proyecto de algunas comercializadoras que prevén la importación de gas desde Europa y Egipto. No se ha considerado la conexión internacional del MEDGAZ en el periodo 2002-2006 por estar contemplada en la Planificación del Ministerio para el año 2007.

Cuadro 9: Distribución por país de origen de la oferta

	2001 GWh	2002 GWh	2003 GWh	2004 GWh	2005 GWh	2006 GWh
Nacional	5.868	5.133	6.312	1.163	581	581
Europa	26.841	27.064	29.971	30.385	29.647	58.719
Noruega	26.841	26.430	25.578	25.578	25.578	54.649
Resto de Europa	0	634	4.393	4.807	4.069	4.069
África	151.279	153.931	158.920	160.805	194.829	201.596
Argelia (1)	123.484	129.804	111.985	119.093	145.140	145.401
Egipto	0	0	0	0	8.720	8.720
Libia	9.233	6.831	10.923	10.737	10.603	10.469
Nigeria	18.562	17.296	36.012	30.975	30.367	37.007
O. Medio	21.731	32.641	64.166	72.706	75.646	80.258
Trinidad y Tobago	3.714	8.069	19.986	22.734	22.029	21.866
Origen No Especificado (2)	0	27.132	40.622	81.523	125.005	157.622
Total Oferta	209.433	253.969	319.977	369.316	447.738	520.643

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el 2005.

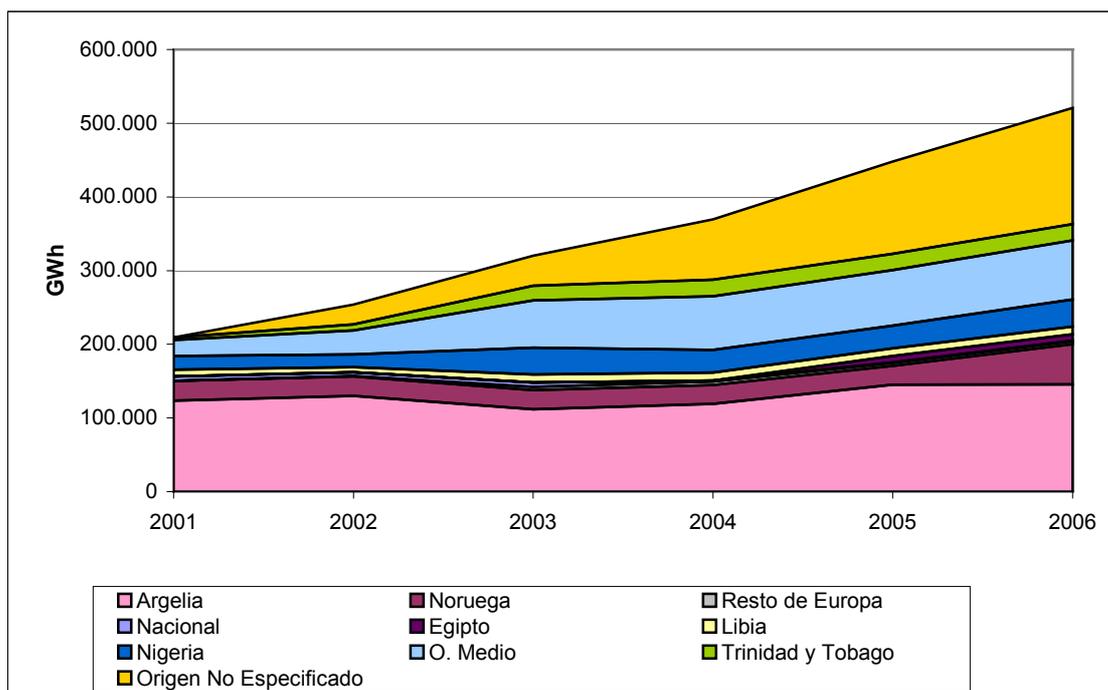
(2) En este concepto están incluidos los aprovisionamientos sin especificar origen, aquellos que se realizan a través de un operador internacional y aquellos en los que no se indica claramente el origen del gas.

Fuente CNE

No se puede realizar una valoración precisa de la evolución de los aprovisionamientos, dado el grado de incertidumbre asociado a estos valores, creciente además según nos alejamos en el horizonte temporal. Sin embargo, en líneas generales, se puede afirmar que durante el periodo 2002-2006, pese a la previsión de incremento de la participación del gas procedente de Argelia,

la diversificación de suministro se verá mejorada como consecuencia del aumento de los lugares de procedencia de las importaciones, como es el caso de Egipto, así como de las aportaciones de los demás países ya establecidos actualmente. Ver figura 9.

Figura 9. Evolución esperada de los aprovisionamientos de gas natural en España. Periodo 2001 – 2006



Fuente: CNE

Con la posible entrada del MEDGAZ en 2007, la proporción de suministros procedentes de Argelia aumentaría considerablemente. Sin embargo dado que la cantidad de aprovisionamientos de origen no especificado es elevada, no puede determinarse si se cumpliría con el porcentaje del 60% establecido en la Ley de Hidrocarburos.

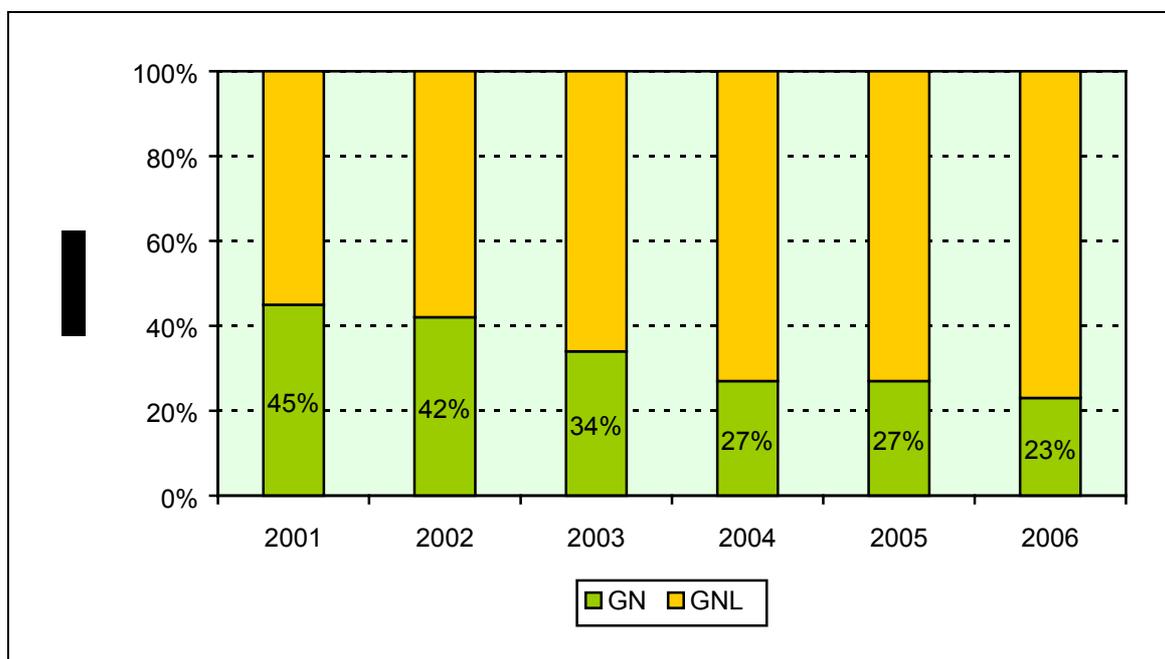
Por otro lado, y de forma general, sería deseable que las posibles limitaciones que determinados proveedores de fuera de la Unión Europea, imponen en sus contratos respecto a cláusulas de destino o de restricciones de reventa de gas, fueran desapareciendo en el tiempo, tal como se viene incidiendo desde la Unión.

Proporción gas natural – gas natural licuado

La atípica configuración del sistema de aprovisionamiento español en base a un elevado número de terminales de regasificación (en comparación con el resto de los países europeos), proporciona a nuestro sistema una elevada flexibilidad en cuanto a la operación del mismo y a la posibilidad de diversificación de fuentes de suministro a corto plazo.

En el periodo que abarca hasta el 2006, es probable que la proporción de suministros se eleve en favor del gas natural licuado debido a los proyectos de construcción de plantas de regasificación, aunque depende del aumento de las capacidades de transporte de las dos conexiones internacionales y de las posibilidades y plazo de ejecución de nuevas interconexiones con otros países a través de gasoducto. Dicha posibilidad se ve apoyada de una forma más determinante, e incluso se concreta con valores numéricos, a partir de los datos procedentes de los agentes que tienen previsto incorporar gas al sistema. De este modo, en la figura 10 se aprecia como se evolucionaría a una estructura caracterizada por una contribución del gas natural de únicamente un 23% en 2006, si bien, esta situación podría verse modificada con la posible entrada en funcionamiento del gasoducto de MEDGAZ en 2007 según se recoge en la planificación del Ministerio.

Figura 10. Previsión de la evolución de la proporción de gas natural (GN) / gas natural licuado (GNL) en los aprovisionamientos de gas. Periodo 2000 – 2006



Fuente: CNE

7. VALORACIONES SOBRE LA SITUACIÓN DEL SECTOR GASISTA ARGELINO Y SU REGULACIÓN. COMPARACIÓN CON EL SISTEMA ESPAÑOL

Los principales cambios experimentados por el sector de gas natural en España son consecuencia de la aplicación de los principios establecidos en la Directiva Europea 98/30/CE, transpuesta y ampliada en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y en el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios. Posteriormente, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

En cuanto a la legislación de la electricidad y el gas, Argelia ha aprobado recientemente la Ley NR02-01 que está en consonancia con el proceso internacional de liberalización que están experimentando los mercados energéticos del gas y la electricidad. Esta Ley, promulgada en febrero de 2002,

conforma el marco normativo aplicable a las actividades relacionadas con la producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad, y a las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas por gasoducto.

Esta nueva Ley introduce cambios sustanciales en la estructura y organización del sector eléctrico y gasista en Argelia, que tradicionalmente ha estado sometido a estrecha regulación por parte del Estado y operado por empresas públicas. En cualquier caso, aunque la Ley se rige por principios de mercado y se manifiesta expresamente que las actividades pueden ser desarrolladas por personas físicas o jurídicas públicas o privadas, de hecho el sistema eléctrico y gasista se sigue considerando un servicio público esencial manteniendo el Estado un control sustancial tanto en el desarrollo de las actividades como en la participación a través de empresas públicas.

Antes de iniciar la valoración es necesario señalar que la Ley de febrero de 2002 establece el marco general de funcionamiento del sector gasista, y por lo tanto, requiere de un desarrollo normativo. En consecuencia, la valoración debe realizarse con cierta prudencia y teniendo presente que el sector gasista argelino está en un incipiente periodo de transición encaminado a la liberalización de sus actividades gasistas y a la apertura gradual de su mercado interno.

a) Separación de actividades: jurídica y contable

La Ley de Hidrocarburos española otorga el carácter de actividades reguladas a la regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución de combustibles gaseosos para su suministro por canalización. Las actividades de adquisición, producción y comercialización de gas natural, por el contrario, se desarrollan en régimen de competencia, siendo, por lo tanto, actividades liberalizadas.

La citada Ley, en su artículo 63, establece la separación jurídica y contable de las anteriores actividades. Así, las sociedades que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas anteriores deben tener como objeto social

exclusivo aquellas, no pudiendo una misma sociedad desarrollar actividades reguladas y no reguladas. Se admite que un grupo de sociedades desarrolle actividades incompatibles siempre y cuando sean ejercidas por sociedades distintas.

Además del requisito de separación jurídica establecido, la Ley de Hidrocarburos exige la separación contable de las actividades.

En Argelia son actividades reguladas el transporte y la distribución del gas. En cuanto a la comercialización, aunque se incluye como actividad relacionada con el gas en el artículo 1 de la Ley no se menciona expresamente cómo se organiza y tampoco si está liberalizada.

La Ley argelina de electricidad y gas de 2002 establece que las empresas integradas deben llevar cuentas separadas para sus actividades de producción, transporte y distribución de electricidad y gas, como si esas actividades fueran desarrolladas por empresas legalmente separadas. En el caso de desarrollar actividades fuera del sector del gas y la electricidad también deben llevar cuentas separadas.

La actividad del transporte de gas para el suministro del mercado nacional es un monopolio natural regulado. La ley argelina dispone que la red de transporte debe ser gestionada por un único operador, que debe ser al mismo tiempo el propietario de la red. El gestor de la red de transporte no puede realizar ninguna actividad de compra o venta de gas.

La distribución de gas es una actividad regulada y considerada de interés público. Los distribuidores tienen la obligación de suministrar gas a los clientes no cualificados, al precio fijado administrativamente.

Hasta el momento de la aprobación de la Ley de febrero de 2002, las actividades relacionadas con el gas y la electricidad eran desarrolladas por una única empresa estatal denominada SONEGAS. La nueva Ley obliga a SONEGAS a constituirse como una sociedad anónima, desarrollando a través

de compañías subsidiarias las actividades de producción, transporte y suministro de electricidad, y transporte y suministro de gas. El Estado mantendrá la mayoría del capital de SONELGAZ SPA.

SONELGAZ SPA puede desarrollar tanto en Argelia como en el exterior actividades relacionadas directa o indirectamente con sus objetivos, entre los que se incluyen la prospección para producir y suministrar hidrocarburos.

La Ley también establece que el capital de las compañías subsidiarias de SONELGAZ SPA responsables de la producción, transporte y suministro de electricidad, así como las que desarrollan actividades de transporte y suministro de gas, pueden permitir la entrada en su capital de otras empresas o dar entrada a accionistas minoritarios e incluso a los trabajadores. En cualquier caso, SONELGAZ SPA mantendrá un porcentaje mayoritario de sus empresas subsidiarias. Además, el Estado fijará el porcentaje del capital social que se pondrá a disposición de los trabajadores y ciudadanos.

Se debe mencionar que la Ley argelina indica expresamente que gestor de la red de transporte será una empresa subsidiaria de la compañía SONELGAZ SPA, que se dedicará exclusivamente a esa actividad sin que puede realizar ninguna actividad de compra o venta de gas.

Del análisis conjunto de la separación jurídica de actividades en los dos países se aprecia que hay bastante similitud en cuanto a la organización del sector incluyendo en ambos casos la comercialización como actividad, si bien en el caso español se define de forma precisa en que consiste cada actividad diferenciado además, entre actividades reguladas y no reguladas.

Por otro lado, se aprecia que el grado de desarrollo de la Ley española es mayor en tanto se exige la separación jurídica de las actividades, señalando expresamente que las empresas que realicen actividades reguladas deben tener como objeto social exclusivo aquellas, si bien se admite que un grupo de sociedades desarrollen actividades incompatibles siempre que sean ejercidas por sociedades distintas. En el caso de Argelia, existe sólo un precepto

normativo de separación contable. La empresa SONELGAZ que hasta ahora es un monopolio público integra todas las actividades de electricidad y gas.

b) Acceso de terceros a las redes

La Ley de Hidrocarburos española garantiza el acceso de terceros a las instalaciones de la red básica y a las instalaciones de transporte y distribución, siendo el precio por el uso de aquellas un peaje aprobado por el Gobierno.

Los titulares de las instalaciones de transporte deberán permitir la utilización de las mismas a los consumidores cualificados, a los comercializadores y a los transportistas que cumplan las condiciones exigidas, mediante la contratación separada o conjunta de los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad. Podrá denegarse el acceso a la red en caso de insuficiente capacidad o cuando el acceso a la red impidiera cumplir las obligaciones de suministro impuestas o debido a dificultades económicas y financieras graves que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos de compra obligatoria.

Igualmente los titulares de instalaciones de distribución deberán permitir la utilización de las mismas a los consumidores cualificados y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, sobre la misma base que la referida en el caso de las instalaciones de transporte, los principios de no discriminación, transparencia y objetividad. El precio por el uso de las redes de distribución vendrá determinado por los peajes administrativamente aprobados. El distribuidor sólo podrá denegar el acceso a la red en caso de que no disponga de la capacidad necesaria. La denegación debe ser motivada. La falta de capacidad necesaria sólo podrá justificarse por criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros.

En Argelia, la Ley garantiza el principio de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución de gas. Tienen derecho de acceso a las redes de transporte y distribución los consumidores cualificados, los distribuidores y los

comercializadores, pagando un peaje regulado que se establece en base a una metodología y parámetros fijados legalmente. Estos precios deben ser transparentes y no discriminatorios, y se fijan teniendo en cuenta las diferentes modalidades de uso de las redes, el sobrecoste derivado del principio de interés público, servicios indirectos y contribuciones a la transición. La estructura de precios es uniforme para todo el territorio nacional.

La Ley recoge expresamente que sólo es posible denegar el acceso a las redes en caso de falta de capacidad.

El análisis del acceso de terceros a las redes de transporte y distribución de gas pone de manifiesto la simetría existente en este aspecto normativo entre España y Argelia. En ambos países se reconoce este derecho de acceso a los consumidores cualificados, distribuidores y comercializadores pagando un peaje regulado. De igual forma, en los dos países se recoge expresamente que sólo se puede denegar el acceso por falta de capacidad.

c) Gestor técnico del sistema

En España el Real Decreto-Ley 6/2000 incorporó al mercado del gas la figura del Gestor Técnico del Sistema, definido como aquel transportista que sea titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural, y cuya responsabilidad es la gestión técnica de la red básica y de las redes de transporte secundario. Su función es la de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. La retribución de las actividades desarrolladas por el gestor técnico del sistema se determinan administrativamente.

El citado Real Decreto-Ley otorga la consideración de gestor técnico del sistema a la sociedad ENAGAS, S.A., estableciendo que ninguna persona física o jurídica podrá participar, directa o indirectamente en el accionariado de aquella, en una proporción superior al 35 por ciento del capital social o de los derechos de voto de la entidad, a efectos de garantizar la independencia en el

ejercicio de sus funciones. ENAGAS, S.A. se encarga además de la operación del sistema gasista.

En Argelia, la Ley dispone que la red de transporte debe ser gestionada por un único operador, que debe ser al mismo tiempo el propietario de la red. La Ley le atribuye las funciones de operación, mantenimiento y desarrollo de la red de gas con el fin de asegurar un equilibrio adecuado entre el transporte y las reservas de gas.

Además, la Ley menciona que la gestión del mercado de gas nacional está asegurada por medio del gestor de la red de transporte. En relación a esto, el gestor de la red se encargará de recibir las ofertas de venta de los suministradores de gas y las ofertas de compra de los agentes compradores, y establecer el adecuado equilibrio entre la demanda de gas y la oferta, satisfaciendo las necesidades de demanda (productores de energía eléctrica, clientes cualificados, distribuidores y comercializadores) al precio más barato posible.

El gestor de la red de transporte será una empresa subsidiaria de la compañía SONELGAZ SPA, que se dedicará exclusivamente a esa actividad sin que puede realizar ninguna actividad de compra o venta de gas.

El estudio del gestor técnico del sistema en el sector gasista español y argelino, permite concluir que en ambos países existe la figura del gestor técnico del sistema que desarrolla funciones similares, si bien en el caso argelino el gestor del sistema también realiza funciones relacionadas con la gestión del mercado de gas.

En cuanto a la independencia del gestor del sistema en el ejercicio de sus funciones, España ha introducido una importante medida que limita la participación en el capital de ENAGAS, impidiendo que ninguna persona física o jurídica pueda participar, directa o indirectamente, en una proporción superior al 35 por ciento de su capital social o de los derechos de voto. En la ley argelina no se contempla ninguna medida de este tipo.

d) Autoridades regulatorias

La Ley 34/98, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, creó la Comisión Nacional de Energía como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos, entendiendo por aquellos el mercado eléctrico, así como los mercados de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos. Se configura como un organismo público con personalidad jurídica y con plena capacidad de obrar, siendo, por lo tanto, una autoridad regulatoria independiente.

En Argelia la nueva Ley establece la creación de una comisión reguladora para la electricidad y el gas. Esta Comisión será un órgano independiente con capacidad jurídica propia y autonomía financiera.

La Comisión reguladora tendrá como objetivo principal asegurar un funcionamiento competitivo y transparente de los mercados nacionales de electricidad y gas, en beneficio de los intereses de los consumidores y operadores del sector energético.

La Comisión reguladora desempeña entre otras funciones la de contribuir a que se cumpla lo dispuesto en la legislación, verificar que se mantienen las condiciones de neutralidad del operador del sistema y del mercado, controlar el cumplimiento de las obligaciones de servicio público, vigilar la implementación de las especificaciones técnicas de seguridad y medio ambiente, supervisar las cuentas económicas de las empresas, actuar como árbitro en los conflictos que surjan entre operadores del sector, y contribuir al desarrollo de la regulación y a la fijación de la remuneración de los operadores del sector.

En referencia a sus funciones como árbitro en los conflictos, la Comisión reguladora en Argelia tiene encomendada la misión de resolver los conflictos que surjan como resultado de cumplir con lo dispuesto en la Ley, principalmente los problemas relacionados con el acceso a las redes, precios y la remuneración de las actividades.

Del análisis de este epígrafe en las leyes española y argelina se desprende que en ambos países se establecen comisiones reguladoras independientes y con capacidad jurídica propia. Las funciones atribuidas a las comisiones reguladoras en ambos Estados son muy similares, encargándose de asegurar el funcionamiento competitivo y transparente de los mercados nacionales de electricidad y de gas, en beneficio de los consumidores y operadores del sector energético. Se debe destacar, igualmente, que tanto en Argelia como en España las comisiones reguladoras actúan como árbitro en la solución de los conflictos de acceso a las redes.

e) Apertura del mercado minorista

En España, el Real Decreto-Ley 6/2000 establece que a partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores, independientemente de su nivel de consumo, tendrán la consideración de cualificados, pudiendo, por lo tanto, optar por el suministro a tarifa a través del distribuidor, o bien adquirir el gas a un comercializador en condiciones libremente pactadas.

El proceso de apertura del mercado en Argelia es incipiente, en este sentido se contempla una apertura del mercado de gas de un 30 por ciento tres años después de la aprobación de la Ley. El sistema de apertura es similar al fijado por la Directiva de gas en la Unión Europea, ya que en Argelia se establece una apertura progresiva donde la capacidad de los clientes cualificados depende del nivel de consumo anual. En la Ley no se contempla ningún calendario, pero sí se señala que el nivel de consumo se fijará legalmente, y que será revisado de forma gradual.

La Ley recoge que los clientes cualificados podrán negociar libremente precios y cantidades con los productores, distribuidores y comercializadores. La Comisión reguladora será la encargada de publicar los tipos de contratos.

El análisis conjunto de los mercados determina que el grado de apertura es muy desigual en ambos países. En España la liberalización del mercado a todos los consumidores se producirá el 1 de enero de 2003, mientras que en

Argelia la Ley se plantea un objetivo de apertura del 30 por ciento tres años después de promulgarse la Ley, es decir, una apertura del 30 por ciento en el año 2005.

8. VALORACIONES SOBRE LA INCIDENCIA DE LA OPERACIÓN EN EL MERCADO ESPAÑOL Y EN EL DESARROLLO DEL MERCADO EUROPEO

En este apartado se exponen algunas consideraciones sobre la incidencia de la operación en el mercado español, relacionados tanto con los principios a que alude la Disposición Adicional 27ª de la Ley 55/1999 como con el principio de libre competencia.

La operación descrita supone la adquisición por parte de una compañía radicada en Holanda SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION B.V, participada al 100 por ciento de la sociedad estatal argelina SONATRACH, del 30 por ciento de la compañía española CEPESA GAS COMERCIALIZADORA.

SONATRACH PETROLEUM INVESTMENT CORPORATION B.V. pone de manifiesto, en la documentación que ha sido remitida a la CNE, que la operación no presenta efectos negativos en el mercado español, esgrimiendo los siguientes argumentos:

- En primer lugar, expone que tras la operación CEPESA y TOTALFINAELF continúan siendo propietarias cada una de ellas del 35 por ciento del capital social de CEPESA GAS COMERCIALIZADORA. SPIC posee el 30 por ciento restante del capital siendo su posición accionarial minoritaria y no le confiere el control, directo o indirecto, en consecuencia la operación no supone modificación alguna de la estructura de poder preexistente, continuando el control conjunto por parte de los socios fundadores de la sociedad.

- En segundo lugar, sostiene que los tres únicos accionistas de la sociedad han firmado un Acuerdo de Accionistas en virtud del cual, como regla general, los acuerdos de la Junta General de Accionistas de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA requieren, para su aprobación, el voto favorable de la mayoría del capital presente o representado en la Junta. Solo se requiere el voto favorable del 75 por ciento del capital para determinados acuerdos de especial relevancia.

- En tercer lugar, el Consejo de Administración de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA estará compuesto por ocho miembros, dos de ellos nombrados por SPIC, y los otros seis por CEPSA y TOTALFINAELF, a razón de tres cada uno. Se requiere la asistencia de 2/3 partes de los miembros del Consejo para la válida constitución del mismo, lo que supone que una reunión del Consejo puede celebrarse sin la presencia de los dos Consejeros que representan a SPIC. Para la aprobación de los acuerdos del Consejo se exige también el voto favorable de 2/3 de los Consejeros presentes o representados. Finalmente, se especifica que la Presidencia del Consejo de Administración corresponde a uno de los Consejeros elegidos por la Junta a propuesta de CEPSA y, entre los restantes cargos del Consejo, no figura ninguno a propuesta de SPIC.

- En cuarto lugar, SPIC hace mención a la reducida actividad comercial de CEPSA GAS COMERCIALIZADORA ya que su cuota de mercado es aún muy reducida. Además, sostiene que la entrada efectiva de SPIC en CEPSA GAS COMERCIALIZADORA facilita la presencia activa de uno de los grupos productores de gas natural más importantes del mundo. Según argumenta, mediante esta participación conocerá mejor las necesidades y carencias del mercado gasista español, para adaptarse de forma más eficiente a los requerimientos razonables de sus clientes españoles, importadores de gas natural argelino.

Del análisis desarrollado en los apartados previos pueden inferirse las siguientes conclusiones:

1. Argelia es el principal suministrador del gas natural que se consume en España. Esta circunstancia se mantendrá previsiblemente en el futuro, incluso ante una mayor concurrencia de agentes que operen tanto en el mercado español como en el argelino. En consecuencia, el papel que desempeña Argelia en la seguridad del suministro de gas natural en España es preponderante.

2. A tenor de los volúmenes de gas natural aportados al sistema español y de las inversiones en infraestructuras de transporte en las que se halla implicada la compañía argelina Sonatrach, puede afirmarse que existe un interés y compromiso firme de los responsables de esta compañía por el mercado español. Interés, que se ha materializado en diversas actuaciones: en el suministro de gas a otras compañías que operan en España, en el propio desarrollo de las infraestructuras de transporte e interconexión con España, y en la participación adquirida por Sonatrach Investment Corporation B.V en Cepsa Gas Comercializadora, S.A. objeto de este informe.

3. El efecto que la participación adquirida por Sonatrach Investment Corporation B.V en Cepsa Gas Comercializadora, S.A. puede tener en el sector energético español, y en particular, en el funcionamiento en competencia efectiva del mercado del gas natural en España, puede considerarse como no relevante en torno al 5% del mercado liberalizado, dado que, por un lado, la participación adquirida se limita únicamente a una empresa comercializadora de las que tienen permiso para operar en España, y por otro lado, en que no parece desprenderse de la mencionada participación una posición de dominio o discriminación respecto al resto de empresas comercializadoras. En este sentido puede ser preciso recordar que la comercialización es una actividad liberalizada por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en la que existe concurrencia de agentes, y en la que la relevancia de la participación de Cepsa Gas Comercializadora S.A. es muy limitada, con una cuota de mercado del orden de cinco por ciento del mercado liberalizado.

4. Asimismo, de la mencionada participación, no se desprenden posibles discriminaciones en el uso de las nuevas infraestructuras de transporte en las que Sonatrach participa. La planta de regasificación de Mugaros tiene un derecho de acceso de terceros reconocido y garantizado por la Ley 34/1998, y de la estructura de los promotores que en la actualidad están interesados en llevar a cabo el gasoducto Medgaz, de conexión entre Argelia y Europa, no se desprende un cambio relevante: actualmente Sonatrach participa en un 20 por ciento del proyecto y Cepsa en otro 20 por ciento, siendo el resto de otras compañías, tal como se ha reflejado en el informe.
5. En cuanto a la legislación del sector gasista español y argelino se aprecia que existe bastante homogeneidad, especialmente en los preceptos que hacen referencia al acceso de terceros a la red, funcionamiento de los mercados, y a la presencia de una comisión reguladora independiente que vela por el funcionamiento del sector bajo principios de transparencia y competencia.

También se debe destacar que la nueva ley argelina manifiesta expresamente su intención de que las actividades del sector gasista se rijan por principios de competencia y transparencia de mercados, principios que también imperan en el marco jurídico del sector gasista español.

No obstante, se aprecian diferencias tanto en el grado de apertura del mercado como en cuanto a la separación de actividades. En este sentido, la apertura del mercado argelino es incipiente con un objetivo de apertura del 30 por ciento en el año 2005, mientras que el mercado español estará liberalizado por completo el 1 de enero de 2003.

En relación a la separación de actividades, España mantiene la separación jurídica que garantiza que las actividades reguladas deben desarrollarse en exclusividad siendo incompatible que una misma empresa realiza al mismo tiempo actividades reguladas y actividades en competencia. En Argelia tan sólo se exige la separación contable, si bien se contempla en la Ley una

profunda reestructuración de la empresa estatal que integra todas las actividades de electricidad y gas. La reforma exige en primer lugar que SONELGAZ se constituya como sociedad anónima, permitiendo la entrada de nuevos accionistas en su capital, sin que se establezcan limitaciones en el origen del capital nacional o extranjero, si bien el Estado se reserva la participación mayoritaria en el capital.

En cualquier caso, también se debe tener en cuenta que la legislación española que regula el sector de hidrocarburos se promulgó en 1998, mientras que en caso de Argelia es de reciente aprobación y requiere de un desarrollo normativo adecuado.

En síntesis, el marco jurídico en el que se desarrollan las actividades gasistas en ambos países es bastante similar, y aunque existen diferencias apreciables, sobre todo las referidas a la apertura del mercado y al grado de profundización en la liberalización de las actividades, a juicio de esta Comisión éstas no representan en modo alguno inconvenientes para la operación que se examina.