

LOS HIDROCARBUROS EN ESPAÑA

CINCUENTA AÑOS DE HISTORIA

JOSÉ LUIS DÍAZ FERNÁNDEZ

Ex Presidente de Enpetrol, Campsa, CLH,
Repsol Petróleo, Repsol Comercial y
Fundación Repsol

La primera revolución industrial se produjo con el descubrimiento de la máquina de vapor, que sustituyó a la energía animal por la energía mecánica, iniciando el periodo en el que el carbón era la energía dominante. La segunda revolución industrial fue promovida por el descubrimiento de los motores de combustión interna (el de explosión por Daimler en 1887

y el de compresión por Diesel en 1897), complementándose en la década de los 40 del s. XX con el descubrimiento del motor a reacción. Se inicia así la era del petróleo prácticamente insustituible en el transporte (99% del transporte por carretera y 100% en el aéreo). Por otra parte, la versatilidad y las cualidades de algunos derivados del petróleo, especialmente las naftas, promovió la progresiva sustitución de la carboquímica por la petroquímica. Por el contrario, los derivados del petróleo que se utilizaban como combustible (fuelóleos, gasóleo C, gases licuados del petróleo, etc) han sido progresivamente sustituidos por el gas natural a medida que este combustible llegaba a los consumidores.

La evolución del consumo mundial del petróleo

El consumo mundial de petróleo, que ascendió solamente a 200 millones de toneladas (MT) en 1940, experimentó un gran crecimiento en la década de los 60, una vez superados los efectos de la II Guerra Mundial, alcanzando en 1965 un consumo de 1530 MT. El cuadro 1 refleja la evolución de este consumo entre 1965 y 2013.

Hasta 1973, con un petróleo extraordinariamente barato, el consumo creció a tasas del 7,6%. La desaceleración económica derivada del aumento de los

CUADRO 1
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL
DE PETRÓLEO

	1965	1973	1985	2013
Energía Primaria (MTpe)	3.828	5.743	7.177	12.780
Petróleo (Mt)	1.530	2.754	2.808	4.158
%	40	42	39	33

FUENTE: Autor.

precios del petróleo que desencadenaron la 1ª crisis (1973) y la 2ª crisis (1981), redujo este crecimiento al 0,2% anual y acumulativo entre 1973 y 1985, recuperándose ligeramente con posterioridad (1,4% entre 1985 y 2013).

Evolución del consumo de petróleo en España

Esta evolución se refleja en el cuadro 2 (en página siguiente), a partir de 1960, es decir, finalizada la autarquía e iniciada la apertura de la economía española que tantos efectos positivos tuvo.

Entre 1960 y 1973 el consumo de petróleo creció a tasas del 15% a.a. En este periodo, la demanda de energía primaria lo hacía a tasas del 8%, la econo-

mía al 6,7% lo que significa que el PIB debió crecer en estos trece años el 132%. Las crisis del petróleo de 1973 aconsejaron elaborar el 1^{er} Plan Energético Nacional que promovió a través de Acciones Concertadas el desarrollo del carbón, (en sustitución de los fuelóleos) y de la energía nuclear. En esos años se inició la tramitación para la construcción de los siete grupos de 1.000MW nucleares, todavía en operación que aportan el 20% de la electricidad generada en España. Cada central sustituye 1,5 millones de toneladas de fueloil. Con estas medidas unidas a la desaceleración económica derivada de los altos precios del petróleo, su consumo permaneció prácticamente estable en dicho periodo (solamente el 8,3%) mientras que el de energía creció un 39,3%. Con la caída de los precios en 1985 se aceleró moderadamente el consumo de petróleo, a tasas del 1,2% a.a., muy alejadas de las que caracterizaron el periodo inicial, apareciendo el gas natural como un sustituto del fueloil a medida que se desarrollaba la red gasista.

El cuadro 3 muestra la estructura del consumo de productos petrolíferos en los años 1973 y 2013. Se aprecia la estabilización del consumo de productos ligeros entre ellos la gasolina, y el fuerte crecimiento del de productos intermedios debido a la progresiva dieselización del parque de vehículos y al desarrollo del transporte por carretera y aéreo y la sustitución de los fuelóleos por gas natural y otras energías.

El cuadro 4 muestra el desbalance entre la estructura del consumo y la producción de productos petrolíferos en España, a pesar de las fuertes inversiones realizadas para aligerar la producción de las refinerías españolas, construyendo FCC, hidrocrackers y plantas de coquización.

El desbalance requirió en dicho año unas exportaciones netas de 3.3Mt de gasolinas y unas importaciones netas de productos intermedios de 2,6Mt. Dada la fluidez de los mercados internacionales de productos petrolíferos y la construcción de refinerías en algunos países productores, no existen razones económicas para aumentar la autosuficiencia del refino español al igual que ocurre en el resto de Europa, donde se están cerrando refinerías de petróleo.

La organización de la industria mundial del petróleo

Las grandes Corporaciones. La industria petrolífera mundial se ha organizado en forma de grandes corporaciones, integradas verticalmente desde la exploración de hidrocarburos a la distribución final de productos petrolíferos. El siglo XX vio nacer las llamadas *seven sister*, que controlaban buena parte de las reservas de petróleo: en 1911 la aplicación de la ley antimonopolios en Estados Unidos, dio lugar a la aparición de tres compañías de gran importancia: Esso, Mobil (inicialmente Standard Oil de Nueva York) y Chevron (Standard Oil de California). En 1907, la integración de la Royal Dutch holandesa, que tenía

**CUADRO 2
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO
DE PETRÓLEO EN ESPAÑA**

	1960	1973	1985	2013
Energía Primaria (MTpe)	20	56	78	134
Petróleo (Mt)	6	40	43	58
%	29	71	57	43

FUENTE: Autor.

**CUADRO 3
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE PRODUCTOS
PETROLÍFEROS EN ESPAÑA**

	1973		2013	
	Mt	%	Mt	%
Productos ligeros (GLP, naftas, gasolinas)	7,6	20,1	7,8	14,5
Productos intermedios (gasóleos y querosenos)	9,0	23,7	30,9	57,5
Fuelóleos	19,4	51,1	8,6	16,0
Otros productos (asfaltos, coque, etc)	1,9	5,1	6,4	12,0
	38,0	100,0	53,7	100,0
Consumos propios	1,7	4,5	4,3	7,4
	39,7		58,0	
LPG	1,9		1,6	
Gasolinas	4,7		4,7	
Gasóleos	7,1		28,2	
Querosenos	1,9		2,1	
Coque de Petróleo	-		1,4	

FUENTE: Autor.

**CUADRO 4
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN Y DEL
CONSUMO EN ESPAÑA EN 2012**

	Consumo	Producción
Productos ligeros	16,5%	21,6%
Productos intermedios	57,4%	52,5%
Fuelóleos	16,9%	13,9%
Otros productos	9,2%	12,1%
	100,0%	100,0%

FUENTE: CORES.

una pequeña producción en las Indias Holandesas y de la Shell Transport británica dedicada a la comercialización de perlas y conchas, dio lugar a la Royal Dutch Shell, que fue la cuarta gran petrolera. La quinta fue BP, inicialmente Anglo-Iranian Oil Company que había descubierto un gran yacimiento de petróleo en Irán en 1908. La sexta y la séptima fueron Gulf y Texaco que habían descubierto importantes yacimientos de petróleo en Texas. Más adelante Chevron absorbió a Gulf y se fusionó con Texaco. Exxon absorbió a Mobil y BP integró varias compañías de una cierta dimensión tales como Amoco. Por ello, actualmente las petroleras más importantes del mundo son Esso, Shell y BP.

En la década de los años veinte del pasado siglo, algunos países europeos crearon sus multinacionales. Así, en Francia nació la Compañía Francesa de Petróleos (CFP) que absorbería a finales del pasado siglo a ELF que se había desarrollado a partir del descubrimiento de los yacimientos de gas natural en Lacq, en el Pirineo francés, adoptando más adelante el nombre de Total que es hoy en día una gran multinacional. A su vez en Italia se creó en 1926 el AGIP (Agencia General Italiana de Petróleo) cuya filial, el ENI (Ente Nacional de Hidrocarburos) se desarrolló a partir del descubrimiento de gas natural en el Valle del Po.

La creación de la OPEP. Hasta el año 1948 las compañías titulares de las concesiones de petróleo pagaban a los países en los que estaban esas concesiones exclusivamente un royalty del 12,5%. En 1950 primero en Venezuela y luego en el resto de los países se incorporó un impuesto sobre beneficios del 50%, deducidos los costes de producción y el royalty. En 1950 se inició el proceso de nacionalizaciones. Irán creó la National Iranian Oil Company que pasó a ser la propietaria de los yacimientos si bien atribuyó la explotación a las siete grandes más la CFP en las mismas condiciones que Venezuela. En 1960 se creó la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), de la que formaban parte entre otros Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, los Emiratos Arabes Unidos, Venezuela, Argelia y Libia. Su objetivo era, a corto plazo, aumentar los ingresos derivados del petróleo y a largo plazo, el control de las reservas. Ambos objetivos fueron plenamente alcanzados en la segunda mitad de la década de los 70. Actualmente en 84% de las reservas de petróleo están situadas en países en los que se impide o se limita la presencia de las compañías Multinacionales.

La industria petrolera española

El Monopolio de Petróleos. Se creó por Real Decreto Ley de 28 de junio de 1927. Su ámbito geográfico era la Península y las Islas Baleares. El objetivo era la creación de una empresa verticalmente integrada, de la exploración a la comercialización. Dado que en aquellos años no existía un sector empresarial público, el Real Decreto Ley preveía la convocatoria de un concurso para la adjudicación de la operación del Monopolio. Entre las obligaciones del adjudicatario figuraban la participación del Estado en el capital y en los beneficios, la construcción de una flota y de refinerías de petróleo. La concesión fue adjudicada a un consorcio de bancos bajo la denominación de CAMPSA: Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos, por un periodo de 20 años.

Los primeros veinte años de CAMPSA fueron muy insatisfactorios. Ciertamente fueron años de gran turbulencia dentro y fuera de España, pero la realidad es que los bancos solo estuvieron interesados en crear la red de distribución de productos que requería inversiones moderadas de escaso riesgo y construir

una flota de productos. Por el contrario, no construyeron refinería alguna inventando razones muy poco consistentes tales como la escasa dimensión del mercado español o la necesidad de conocer previamente los crudos a procesar. Sin embargo, en 1930 se inauguraría una refinería en Tenerife, es decir, fuera del monopolio, con diseño muy simple y de reducida capacidad de destilación (250.000t/a) que, naturalmente se destinó a abastecer el mercado español.

La prórroga de la concesión del monopolio. Finalizados los 20 años de la concesión y vista su ineficacia en lo que se refiere a la construcción de refinerías, la ley de junio de 1947 precisaba que se excluirían del monopolio las importaciones de materias primas, las manipulaciones industriales y el almacenaje que el Gobierno acuerde autorizar por Decreto a entidades públicas o privadas. En aplicación de este Decreto, el Gobierno autorizó las siguientes refinerías:

- 1949 la de Escombreras al INI (socios: Chevron y Texaco).
- 1961 la de Puertollano a la Empresa Nacional Calvo Sotelo (INI), y la de la Coruña (M. de Hacienda, Banco Ibérico y Marathon).
- 1964 la de Algeciras (Cepsa), Huelva (ERT) y Castellón (Banesto y ESSO).
- 1968 la de Somorrostro (Cajas Vascas, CAMPSA y Gulf).
- 1972 la de Tarragona (INI, Chevron y Texaco).

Puede apreciarse que no existió criterio económico e industrial alguno. Se creó un sector de refino desintegrado horizontalmente, que no podía realizar actividades comerciales por estar atribuido a CAMPSA ni realizar exploraciones petrolíferas por su escasa dimensión. La participación extranjera tenía como único interés vender su excedente de crudo. Con la 2ª crisis del petróleo (1981) desaparecieron los excedentes lo que provocó la venta inmediata de sus participaciones por parte de las empresas Multinacionales.

La reestructuración empresarial. Se inició a mediados de los años 70 con la fusión de Repesa (Cartagena), Encaso (Puertollano) y Entasa (Tarragona) para constituir Enpetrol y, a su vez, las empresas públicas de exploración petrolífera en suelo español se integraron en Eniepsa. En 1981 se produjo el primer gran cambio del sector público con la creación del Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH) al que se transfirieron todas las participaciones del Estado en el sector público petrolero a saber: Eniepsa (100% INI), Hispanoil (100% INI), Enpetrol (71.8% INI), Petroliber (54.4% M. Hacienda), Butano (50% INI, 50% CAMPSA) y Enagas (100% INI). El INH se marcó como objetivo simplificar esta estructura a través de operaciones de fusión, primero Hispanoil y Eniepsa, después Enpetrol y Petroliber y, por último, las cuatro filiales petroquímicas después de adquirir las participaciones extranjeras: Alcodia (ICI), Paular (Montedison.), Montoro (Arco) y Calatrava (Phillips Petroleum). En 1987 se transfirieron las participaciones del INH en el sector de Hidrocarburos, excepto Enagas, a una filial, Repsol, con la estructura

empresarial habitual en el sector, es decir, estructurada en las áreas de Exploración-Producción, Refino-Marketing, Química y Gas. El paso siguiente fue la privatización de Repsol, iniciada en 1989 y culminada ocho años más tarde. También en el sector privado se produjo una evolución favorable: Cepsa absorbió ERT en 1981 y Petromed fue adquirida por la multinacional BP.

La desmonopolización, la liberación del mercado español. El artículo 37 del Tratado de Roma establecía que los Estados Miembros tenían que suprimir los monopolios comerciales como factores de restricción de la libertad de comercio entre los Estados miembros. En junio de 1985 se firmó el tratado de Adhesión que obligaba a desmantelar el monopolio en un periodo máximo de siete años, es decir antes del 1 de enero de 1992. Ante la previsión del ingreso en el Mercado Común, se empezaron a tomar medidas a partir de 1983.

– En 1983 se firmó un Protocolo en el Ministerio de Industria en el que se preveía que CAMPSA adquiriría los activos del monopolio (oleoductos, factorías, barcos, etc), el INH realizaría una OPA para adquirir la totalidad de las acciones de CAMPSA que se transferirían parcialmente a las empresas refinadoras manteniendo el sector público una participación mayoritaria.

– En diciembre de 1984 CAMPSA adquirió los activos del monopolio valorados en 101.000 millones de pesetas aproximadamente.

– En 1985 se produce la venta de las acciones de CAMPSA a las refinerías, se firma el Tratado de Adhesión y se publica el Decreto Ley de Adaptación del Monopolio.

– En 1988 se publica un nuevo reglamento para el suministro de gasolinas y gasóleos de automoción que permite la creación de estaciones de servicio para las importaciones procedentes de la CEE.

– En 1990 CAMPSA adquiere las existencias de productos petrolíferos, desaparece la Renta de Petróleos (diferencia entre ingresos y gastos) y se establece un sistema de precios máximos de variación bimensual primero y después semanal. El precio máximo se establece por la fórmula:

$$P_{MAX} = (Pi + IE + 2Pts/l) (1 + IVA)$$

– Donde Pi era la media de precios antes de impuestos en 6 países europeos que se publicaba todos los lunes (Francia, Italia, Alemania, RU, Bélgica y Holanda), IE el impuesto especial. En la práctica el precio real se hacía limitando el sobreprecio a 1,10; 1,20 pts/l. Estos límites fueron desapareciendo a medida que aumentaba la competencia.

– CAMPSA, una vez adquiridos los activos del monopolio realizó enormes inversiones en la compra y construcción de estaciones de servicio, hasta alcanzar el 50% del mercado y modernizó una red logística hasta convertirla en la mejor de Europa.

– En 1991 se segregan los activos comerciales de CAMPSA que pasaron a las refinerías.

**CUADRO 5
EVOLUCIÓN RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO**

	2003		2013	
	Gb	Gb	%	Ratio R/P
Estados Unidos y Canadá	209,8	218,5	12,9	43
Iberoamérica	116,4	340,6	20,2	101
Venezuela	77,2	298,3	17,7	(*)
Europa/EurAsia	115,5	147,8	8,8	23
Federación Rusa	79,0	93,0	5,3	24
Oriente Medio	745,7	807,5	47,9	78
África	106,2	130,3	7,7	41
Libia	39,1	48,5	2,9	(*)
Nigeria	35,3	37,1	2,3	44
Asia Pacífico	40,5	42,1	2,5	14
Total Mundo	1.234,1	1.687,9	100,0	53
OCDE	247,5	248,8	14,7	33
OPEP	912,1	1.214,7	71,9	90
UE-25	8,0	6,8	0,4	13

(*) Más de 100 años

FUENTE: Autor.

– En 1992 se declara extinguido el monopolio y CAMPSA pasó a denominarse CLH (Compañía Logística de Hidrocarburos) que ofrece sus servicios a todas las operadoras en condiciones no discriminatorias.

Es de significar que las grandes multinacionales creyeron que era una gran oportunidad para llegar a controlar cuotas importantes del mercado español. Texaco, Shell, Esso, etc. construyeron estaciones que acabaron vendiendo a empresas españolas. Por ello, actualmente, cerca del 60% del mercado corresponde a Repsol, el 25% a Cepsa, 8-9% a BP y el resto a pequeños operadores.

Evolución de las reservas mundiales de petróleo

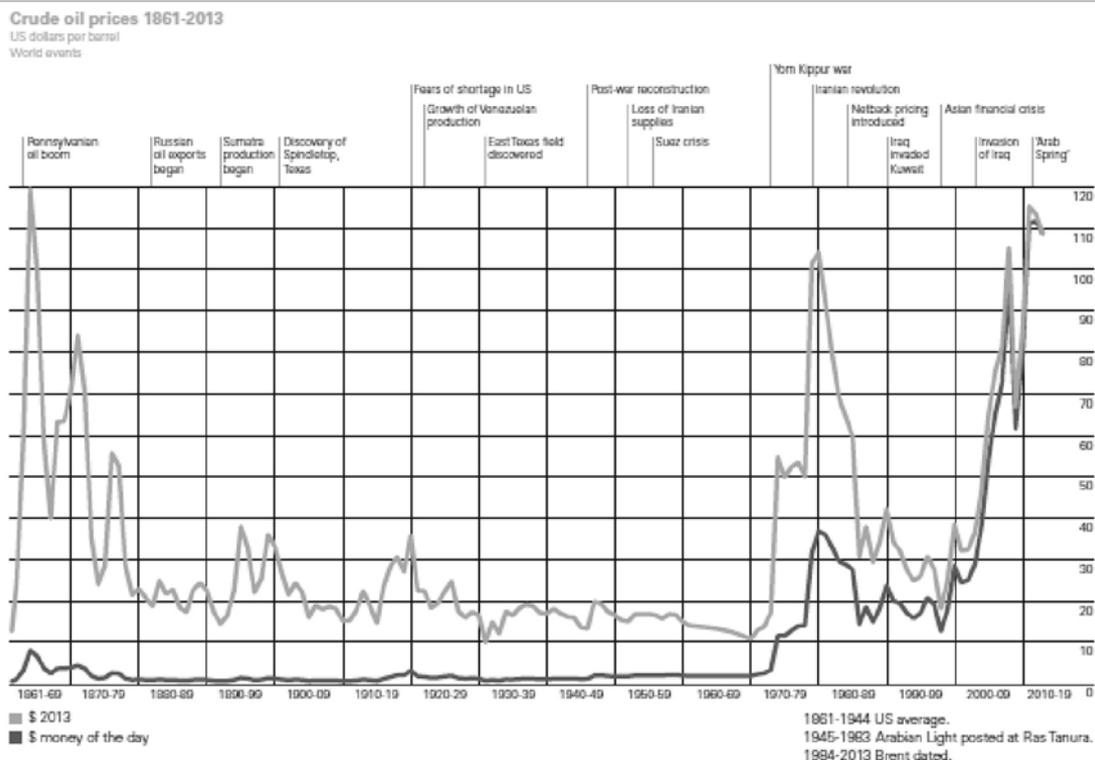
El cuadro 5 muestra la evolución de las reservas mundiales de petróleo expresadas en Gb (10⁹ barriles).

Se aprecia que las reservas han aumentado en 10 años en 334Gb a pesar de haber producido en el periodo del orden de 300Gb. Este fuerte aumento se debe en parte a que en 2011 se contabiliza un cierto porcentaje de los petróleos no convencionales en Canadá (arenas bituminosas) y Venezuela (crudos extrapesados). Se observa una fuerte concentración en Oriente Medio, Venezuela, Federación Rusa y África, en muchos casos en países políticamente inestables lo que no deja de generar incertidumbres respecto de la disponibilidad futura de petróleo. Los países de la OCDE y la Unión Europea están en situación muy desfavorable: el 14,7% y el 0,4% respectivamente frente a una participación en el consumo mundial del 50% y el 15%.

Los precios del petróleo

Como muestra la figura 1, hasta la primera crisis del petróleo, los precios se mantuvieron muy bajos, del

FIGURA 1
PRECIOS DEL PETRÓLEO (1861-2013)



FUENTE: BP Statistical Review of World Energy, June 2014.

orden de 1.2-1.3\$/b. Con la primera crisis asociada a la guerra Arabe-Israelí, estos precios se elevaron rápidamente hasta los 10-12\$/b y con la segunda crisis, iniciada en la revolución de Irán, estos precios llegaron a los 34-35 \$/b. A consecuencia de estos precios se produjo una desaceleración económica que redujo la demanda de los países de la OPEP, dado que, además, se desarrollaron yacimientos en otros lugares que pasaron a ser rentables con los nuevos precios. Los países de la OPEP trataron de mantener los precios recortando la producción con lo que su participación en el mercado se fue reduciendo del 45 al 25%. Ante este desplome de las ventas, algunos países rompieron la disciplina de mercado, cayendo los precios hasta llegar en algunos casos a 8-9\$/b, precios que se mantuvieron unos años para recuperarse a partir del año 2000 llegando en la actualidad a los 80-90\$/b. En términos reales el precio se multiplicó por 5 en la primera crisis y por 2 en la segunda, pasando de 10 a más de 100\$/b en 1981. A los precios actuales, las importaciones de petróleo en España tienen un coste del orden de 50.000 millones de dólares o 36.000 millones de euros/año, lo que representa el 3.6% del PIB español, es decir, actualmente se transfiere al exterior esta riqueza.

El futuro del petróleo

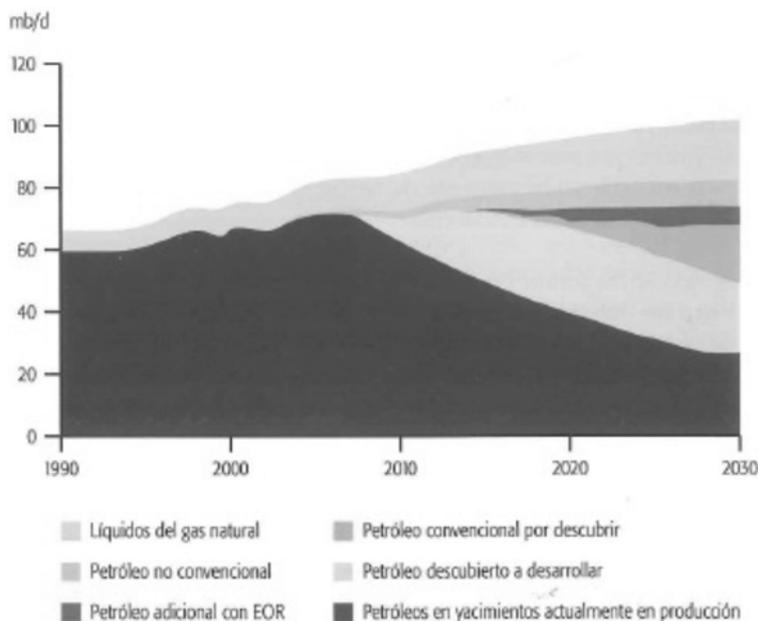
Es muy difícil calcular la cantidad de petróleo que será extraíble en el mundo porque depende del precio, cuya volatilidad es conocida y de la evolución

de la tecnología tanto en la mejora del factor de recuperación del petróleo convencional, como en el acceso a objetivos cada vez más difíciles y al aprovechamiento de los petróleos no convencionales. Se han formulado varias previsiones sobre la fecha en que se alcanzará el pico de producción, es decir: la producción máxima posible, que podría situarse en la década de los 30, incluyendo el petróleo no convencional y los líquidos del gas natural (NGLs), es decir, los hidrocarburos líquidos que se producen con el gas natural. Según la AIE sería posible producir el petróleo demandado en 2030, con un esquema similar al de la figura 2, en página siguiente.

Del análisis de esta figura se deduce que la producción en los yacimientos convencionales empezó a declinar en 2010 y que sería preciso poner en producción yacimientos ya conocidos que empezarían a declinar igualmente hacia 2018/2020, debiendo ser complementada con la producción en campos aún no descubiertos. El resto de la oferta provendría de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido en el subsuelo y que se producen con el gas natural del que se separan en plantas de proceso (3,8 Gb en 2007 y 7,2 Gb en 2030) y petróleo no convencional (0,4 Gb en 2007 y 3,2 Gb en 2030).

Puede apreciarse que, a diferencia del gas natural, la contribución de los petróleos no convencionales es muy limitada por las incertidumbres tecnológicas, los costes de producción y el impacto medioam-

FIGURA 2
EVOLUCIÓN PREVISTA DE LA DEMANDA DEL PETRÓLEO



FUENTE: Autor.

biental. En 2030, el 70% provendría de las arenas bituminosas, el 13 % de la obtención de petróleo sintético a partir del carbón (CTL), principalmente en China y Estados Unidos, y el 17% restante de la obtención de petróleo sintético a partir del gas natural (GTL) (7%), de aditivos tales como el MTBE, ETBE, TAME, etc y de crudos extrapesados, excluida la producción en Venezuela, que se incluye en los petróleos convencionales.

Para alcanzar una producción que satisfaga la demanda del año 2030, la inversión necesaria en el desarrollo de nuevos yacimientos de petróleo convencional y no convencional, ascendería a unos cinco billones de dólares de 2007. Es dudoso que estas inversiones se realicen. En efecto, gran parte de las reservas de petróleo convencional están concentradas en países en los que las empresas nacionales (NOC) tienen el control total de las mismas y podrían no realizar las inversiones precisas por tener otras prioridades presupuestarias o por desear prolongar la vida de sus reservas. Por ello, algunos analistas prevén una tercera crisis del petróleo dentro de una década, con precios extraordinariamente elevados.

Por otra parte, el cuarto informe del IPCC (Panel Internacional sobre el Cambio Climático) prevé que el nivel de las emisiones daría lugar en 2100 a un incremento de temperatura de 6°C, debiendo por tanto reducir con urgencia estas emisiones. Es, pues, necesario actuar en un doble frente: incrementar la eficiencia energética en el uso de derivados del petróleo y sustituir el petróleo por otras fuentes de energía cuando sea posible. En la generación eléctrica recurriendo a energías limpias a efectos del cambio climático (nuclear o renovables) y al carbón con se-

cuostro de CO₂. En la industria y los servicios, sustituir el petróleo por el gas natural que también produce emisiones de CO₂, pero que son menores que las del petróleo por su mayor eficiencia y la mayor relación H/C en su composición química. En cuanto al transporte, uso en el que actualmente el petróleo es insustituible, aumentar la eficiencia de los vehículos y, a más largo plazo, sustituir el petróleo por otras fuentes de energía: biocarburantes, gas natural, vehículos híbridos, pilas de combustible o petróleos sintéticos obtenidos a partir del carbón (CTL), el gas natural (GTL) o las biomásas (BTL). También a largo plazo, la producción de petróleos no convencionales puede contribuir a rebajar las tensiones en los mercados pero, por el momento, solamente las arenas bituminosas podrán alcanzar un nivel de producción significativo en 2030. Por último, hay que reseñar que los costes de descubrimiento de nuevas reservas, que en términos reales habían descendido desde 1981 a 2001, han vuelto a aumentar debido a que los objetivos son más profundos, las estructuras más complejas y, con frecuencia, localizados en aguas ultraprofundas o en nuevas áreas exploratorias. Por ello, el coste total («Finding Cost», «Development Cost» y «Lifting Cost») tenderá a crecer en los nuevos descubrimientos.

EL GAS NATURAL ↓

Características del gas natural ↓

En un yacimiento de hidrocarburos el gas y el petróleo, más ligeros que el agua, tienden a concentrarse en la parte superior de la roca almacén y, a su vez, el gas se acumula en la parte alta y el petróleo en la zona media. Los yacimientos ricos en gas es-

tán esencialmente constituidos por metano, en general acompañados de hidrocarburos más pesados gaseosos o líquidos.

Algunos gases importados en España como CNL tiene las siguientes características (cuadro 6):

Es interesante analizar el Diagrama de Andrews para el metano.

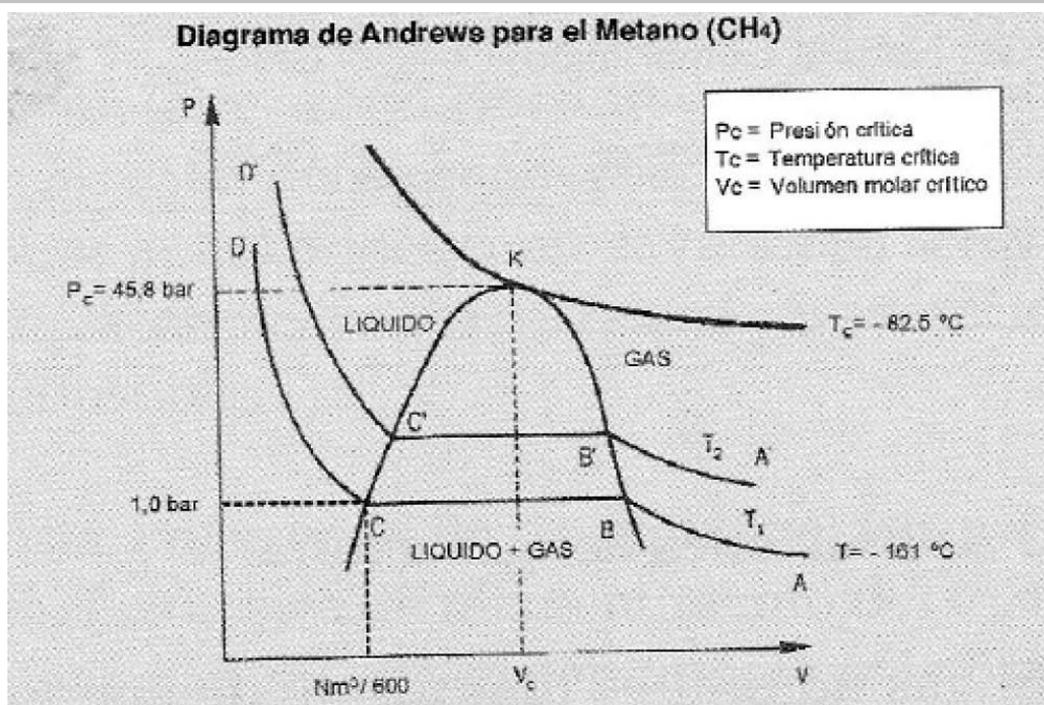
La temperatura crítica del metano, es decir, aquella por encima de la cual no puede licuarse el gas, es

CUADRO 6
COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL

	Argelia	Libia	Qatar
Metano	87,9	83,2	90,1
Etano	8,5	11,8	6,3
Propano	2,0	3,6	2,3
Butanos	0,7	0,6	1,0
Densidad kg/m ³	464,0	47,9	457,0

FUENTE: Autor..

FIGURA 3
DIAGRAMA DE P-V. HAZ DE ISOTERMAS



de -82,5°C y la presión crítica 45,8bar. La licuación a la presión atmosférica requiere una temperatura de -161°C. A esta temperatura, el gas en estado líquido ocupa un volumen que es 600 veces inferior al que ocupa en condiciones normales de presión y temperatura. Un metro cúbico de gas en condiciones normales tiene una energía de 9te (1 kg de petróleo, 10 termias). Por tanto 1m³ de GNL contiene 5.400te frente a 8.500te de 1m³ de petróleo de densidad 0,85 o 37°C API.

Las dificultades del transporte de gas a larga distancia han dado lugar a que su consumo se haya desarrollado en primer lugar en países industrializados que han encontrado reservas de esta forma de energía. Así ha sucedido en Italia (Valle del Po), Francia (Lacq), Alemania y Holanda (Groninga), Reino Unido (Mar del Norte) o Estados Unidos. En otros países como España, menos afortunados, el desarrollo se ha realizado con más lentitud. El gas no llegaba porque

no había mercado y el mercado no se desarrollaba porque no había gas.

En el mundo, en 2013, solamente se exportó el 30,7% del gas producido, 9,6% en forma de GNL y el resto por gasoducto a países próximos: Canadá a Estados Unidos, Holanda, Noruega y Reino Unido al resto de Europa, etc.

La cadena del gas natural

El transporte marítimo del gas requiere una planta de licuación en el puerto de carga, barcos metaneros para el transporte como GNL y planta de regasificación en el país consumidor.

La licuación es el coste más elevado de la cadena, no solo por la inversión requerida sino también por el alto consumo de energía en el proceso, que era del 16% en las primeras plantas y ha descendido al 10/12% en

las actuales. Desde 1970 el proceso más utilizado es el de Air Product and Chemical (APCI) que utiliza dos ciclos de refrigeración en cascada, uno con propano y otro con una mezcla refrigerante. La inversión requerida varía entre 0,43 y 0,57\$/m³, dependiendo de que existan infraestructuras comunes a varias plantas y de las características del suelo. El GNL se almacena en depósitos cilíndricos de doble pared con aislante intermedio.

El transporte marítimo es mucho más caro que el del petróleo por las razones siguientes:

- Elevados costes de construcción, del orden del doble de un petróleo convencional de igual dimensión.
- Por unidad de volumen el GNL transportado tiene un poder energético que es el 64% del del petróleo.
- Elevados costes de mantenimiento y seguros.

Las plantas de regasificación, en destino, tienen costes tanto de inversión como de operación más reducidos.

Utilización del gas natural ↓

El gas natural es un combustible fácil de manejar y limpio dado que carece de impurezas. La combustión de gas natural produce emisiones de CO₂ y que a igual valor energético son un 18% inferior a las de los derivados del petróleo y un 43% inferiores a las del carbón. Su utilización en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado, permite alcanzar rendimientos del 56/58%. En el futuro, con nuevos diseños de los álabes y la refrigeración de estos con vapor, el rendimiento podrá llegar al 66%.

En algunos países el gas natural se utiliza en automoción en general comprimido a 200bar. El metano tiene un alto índice de octano (180) y presenta todas las ventajas de la carburación en fase gaseosa. Actualmente el porcentaje de vehículos que utilizan el gas natural es muy bajo, excepto en Argentina. Otros países con una modesta implantación son Italia y la Federación Rusa. Es un carburante muy apropiado para flotas de entornos urbanos (autobuses, servicios municipales, etc.) debido a que los recorridos son pequeños y pernoctan en los mismos lugares en que efectúan la carga. El parque mundial es actualmente de unos 12 millones, esperando alcanzar los 50 en 2020. Otra opción tecnológicamente madura es la conversión de gas natural en gasóleos (GTL, *gas-to-liquid*). El principal inconveniente es el elevado autoconsumo, del orden del 40%.

Las reservas mundiales de gas natural ↓

Las reservas de gas han aumentado de forma continuada habiendo pasado de 63Tcm (10¹² m³) en 1975 a 186 en 2013. Por tanto, en 38 años han aumentado en 123Tcm después de haberse producido 124Tcm en ese periodo. Las reservas de gas se distribuyen más equilibradamente que las de petróleo, tal como se refleja en el cuadro 7. Pese a ello, los países del Golfo, la

CUADRO 7
DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL (2003 Y 2013)

	2003		2013	
	Tcm	Tcm	%	Ratio R/P
Canadá	14,6	2,0	1,1	13
Estados Unidos	5,4	9,3	6,0	3
Iberoamérica	7,0	8,0	4,1	36
Venezuela	4,2	5,6	3,0	(*)
Europa	42,7	56,6	30,5	55
Federación rusa	30,4	31,3	16,8	52
Oriente Medio	72,4	80,3	43,2	(*)
Irán	27,6	33,8	18,2	(*)
Qatar	25,3	24,7	13,1	(*)
Arabia Saudí	3,8	8,2	4,4	(*)
Emiratos Árabes	6,0	6,1	3,3	(*)
África	13,9	14,2	7,6	70
Argelia	4,5	4,5	2,4	57
Nigeria	5,1	5,1	2,7	(*)
Asia Pacífico	12,7	15,2	8,2	31
Total	155,7	185,7	100,0	55
UE	3,2	1,6	0,8	11
OCDE	15,3	19,2	10,3	16

(*) Más de 100 años

FUENTE: Autor.

CUADRO 8
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

	Bcm	%
Canadá	155	4,6
Estados Unidos	688	20,6
Iberoamérica	233	6,9
Argentina	36	1,1
Trinidad y Tobago	43	1,3
Venezuela	28	0,8
Méjico	57	1,7
Europa (excluida antigua URSS)	256	4,6
Antigua Unión Soviética	777	23,0
Oriente Medio	568	16,8
África	204	6,0
Argelia	79	2,8
Nigeria	36	1,1
Asia Pacífico	489	14,5
Total	3.370	100,0

FUENTE: Autor.

antigua Unión Soviética, Venezuela y Argelia acumulan el 77% de las reservas mundiales (cuadro 7).

La producción y el consumo de gas natural ↓

La producción mundial de gas natural ha pasado de 1,26Tcm en 1976 a 3,37 en 2013, es decir, ha crecido a tasas del 2,8% anual y acumulativo (cuadro 8). La relación reservas y producción se ha incrementado en dicho periodo de 51 a 55.

CUADRO 9
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL

	2003		%	2013	
	Bcm	Bcm		Incremento	Autoabastecimiento
Canadá	98	104	3,1	+8,0%	149%
Estados Unidos	631	737	22,2	+16,0%	83%
Iberoamérica	158	251	7,5	+58,0%	92%
Europa (excluida antigua URSS)	202	490	14,6	-2,4%	52%
Alemania	86	84	2,5	-2,3%	10%
Italia	71	64	1,9	-10,0%	11%
Francia	43	43	1,3	-	-
Reino Unido	95	73	2,2	-27,0%	49%
España	24	29	0,9	+20,0%	-
UE	477	428	13,1	-8,1%	34%
Antigua Unión soviética	762	575	17,1	+4,2%	128%
Oriente Medio	231	428	12,8	+85,0%	134%
África	72	123	3,7	+64,0%	165%
Asia Pacífico	350	639	19,0	+83,0%	76%
Total	2.597	3.348	100,0	+29,0%	

FUENTE: Autor.

De la comparación de los cuadros 7 y 8 se deduce, en primer lugar, el fuerte ritmo de producción en Estados Unidos comparada con sus reservas. Pesa a ello aumenta la relación R/P (13 en 2013).

El cuadro 9 muestra la evolución del consumo mundial de gas natural entre 2003 y 2013. La participación del consumo de gas natural en el consumo total de energía primaria se ha incrementado progresivamente hasta llegar al 24% en 2013.

De los epígrafes anteriores se deduce lo siguiente:

- Las reservas de gas natural están algo más diversificadas que el petróleo aún cuando también en este existe un alto grado de concentración.
- Existen reservas de gas natural equivalentes al consumo actual de 55 años.
- La participación del gas natural en el consumo mundial de las 5 fuentes principales de energía primaria en 2013 fue del 24%. Esta participación varía entre países de modo sensible: Estados Unidos 30%, Alemania 23%, Francia 16%, Reino Unido 32%, Italia 36%, Japón 22%, Federación Rusa 53%, China 5,1%, España 18%, Argentina 51% y Brasil 12%.
- En 2003 el consumo mundial del gas natural equivalía, en poder energético al 59% del consumo de petróleo. Diez años más tarde se ha incrementado hasta el 72%.
- La expansión del gas natural en nuevos mercados, tales como la generación de electricidad y la automoción, darán lugar a una mayor participación en el consumo mundial de energía primaria. Para que esto suceda, deberán mejorar las facilidades logísticas: gasoductos de larga distancia y cadenas de GNL, (planta de licuación, metaneros y plantas de regasificación).

- Las importantes reservas de gas natural no convencional, especialmente en Estados Unidos que ha llegado prácticamente al autoabastecimiento.

El gas natural en España

El proceso de incorporación del gas natural al mercado español se inició en 1966, con la firma del primer contrato de suministro de gas natural procedente de Libia para la importación de 1.000 millones de metros cúbicos al año. Para la importación y distribución de este gas se creó la sociedad Gas Natural, S.A., que construyó una planta de regasificación en Barcelona y la red de transporte y distribución para suministro industrial en esta provincia, que se inició en 1970. La estructura accionarial de Gas Natural, S.A. era la siguiente: Catalana de Gas y Electricidad (que distribuía desde 1843 en Barcelona gas ciudad obtenido primero a partir del carbón y después de naftas de petróleo) con un 36%, Esso con el 35%, los Bancos Urquijo, Hispanoamericano y Popular con el 15% y el resto pertenecía a otros accionistas minoritarios. En los años siguientes se realizó la sustitución de gas ciudad por gas natural, en la red de Catalana de Gas. Durante el cambio de combustible, se produjeron una sucesión de explosiones en Barcelona algunas de ellas con consecuencias trágicas.

Gas Natural carecía de la dimensión adecuada y de los recursos financieros necesarios para abordar la penetración a gran escala del gas natural. Por ello, el Ministro de Industria, consciente de la importancia de esta fuente de energía, encomendó al INI a principios de los 70 la creación de la Empresa Nacional del Gas (Enagás), para el desarrollo de las infraestructuras que permitieron la gasificación del país, responsabilizándola del aprovisionamiento, transporte y distribución de gas natural.

En 1973 Gas Natural, S.A., ante la imposibilidad de abordar un proyecto a gran escala, cedió a Enagás

la planta de regasificación de Barcelona y los contratos de suministro que aquella tenía con Libia y Argelia, y a Catalana de Gas y Electricidad la red industrial de Barcelona. Hay que recordar que cuando se produce esta transmisión, Esso había vendido su participación en Gas Natural, S.A. al haber sido nacionalizados sus yacimientos de gas en Libia y, por tanto, había desaparecido su interés por permanecer en la empresa.

En 1975, en base a las previsiones de demanda de gas natural, Enagás firmó un nuevo contrato de aprovisionamiento con al empresa estatal argelina Sonatrach por la cuantía de 94.000 millones de metros cúbicos a suministrar durante un período de 25 años, con una cláusula de penalización *pay or take* sobre las cantidades anuales comprometidas, es decir, con la obligación de pagar incluso las cantidades no retiradas y sin la posibilidad de vender a terceros los excedentes. La firma de un contrato de esta envergadura fue imprudente, porque aun no existía la red de gasoductos que hiciera posible comercializar una cantidad tan elevada de gas natural, habida cuenta de la demanda de energía de aquellos años. Pronto aparecieron las dificultades para el cumplimiento de éste contrato, que provinieron del retraso en la construcción de la red de gasoductos que se vio afectada por varias razones, entre ellas, las dificultades derivadas de la transición política, la profunda recesión económica de los primeros años de la democracia que rebajó considerablemente la previsiones de demanda, la menor disponibilidad de recursos financieros para la construcción de la red de gasoductos consecuencia de la crisis económica y, por último, la menor competitividad del gas natural originada por el alza de precios aplicados por los países productores.

Por todas estas razones, Enagás se vio en la imposibilidad de retirar las cantidades comprometidas lo que, en principio, conllevaba el pago del gas no retirado, lo que colocó a la empresa en una situación extremadamente crítica.

En el año 1981 se creó el Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH), al que se transfirieron todas las participaciones que tenía el Estado en empresas del sector de los hidrocarburos a través de los Ministerios de Hacienda y de Industria y Energía, entre ellas Enagás y Butano, S.A. Desde su creación, se trató de lograr los apoyos del Gobierno necesarios para alcanzar un acuerdo en el contencioso con Argelia e impulsar la construcción de la red de gasoductos. Las aportaciones del Estado enjugaron las pérdidas anuales de Enagás, pero hasta 1985 no se produjo una apuesta decidida por el gas natural, una vez superados los efectos de las dos crisis petroleras. En dicho año, la participación del gas natural en el abastecimiento energético español era solamente del 2,4%, frente al 21,5% de promedio mundial.

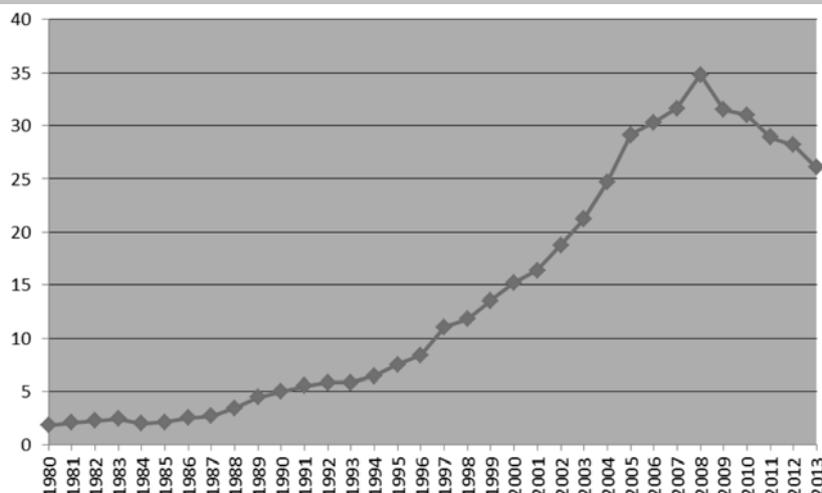
El año 1985 marca el inicio del desarrollo acelerado del gas natural en España. Por un lado, en este año se alcanzó un acuerdo con Argelia, en virtud del cual

se pactaron compensaciones económicas que tuvieron como contrapartida la aceptación por Argelia de reducir los suministros en los años inmediatos, dando así tiempo para el desarrollo de las infraestructuras y de los mercados. Paralelamente se amplió el periodo de vigencia del contrato para absorber las compras de gas comprometidas. Superado este contencioso, Enagás pudo concentrarse en el desarrollo de la red. De otro lado, en 1985 el Ministro de Industria y Energía promovió un acuerdo similar al que en 1983 había impulsado con el petróleo y que tan buenos resultados estaba dando.

Así, en julio de 1985 se firmó el Protocolo de Intenciones para el desarrollo del gas natural en España en el que se establecieron un conjunto de principios generales y normas de actuación para impulsar el consumo del gas. El Protocolo comprendía un conjunto de inversiones que debían estar completadas en 1988 y que incluían, entre otras, los gasoductos Burgos-Madrid, con ramales a Palencia, Valladolid y Guadalajara, los gasoductos a Cantabria y Asturias, la planta de regasificación de Huelva y el gasoducto Huelva-Sevilla, además de la planta de regasificación de Cartagena y el gasoducto Calahorra-Pamplona. En el año 1985, el sistema gasista estaba formado por Enagás, cuyos gasoductos, partiendo de Barcelona solamente alcanzaban Valencia y el País Vasco como empresa responsable del aprovisionamiento, transporte y distribución de gas y por veintinueve empresas distribuidoras –que comercializaban gas ciudad o gas natural cuando disponían de éste– entre las que destacaban por su dimensión Catalana de Gas, Gas Madrid y Gas de Euskadi, además de Butano, S.A. Todas estas sociedades distribuidoras definieron planes concretos de gasificación para el desarrollo de los mercados doméstico, comercial y de la pequeña industria en sus áreas geográficas de actuación, cuyo incumplimiento conllevaba penalidades importantes. La distribución de la industria se asignó a Enagás en todo el ámbito de influencia de los gasoductos con excepción de Cataluña y el País Vasco atribuidos respectivamente a Catalana de Gas y Gas de Euskadi. A su vez, Butano, S.A. asumiría la titularidad de las sociedades distribuidoras de Enagás para el desarrollo de los mercados doméstico y comercial en las poblaciones del área de influencia de la red de gasoductos, tanto la ya instalada como prevista, en las que no existieran concesiones previas.

El programa se ejecutó en su totalidad, alcanzándose en 1992 una red de transporte que llegaba a gran parte de las grandes ciudades españolas. La participación de Butano, S.A. en el desarrollo del gas natural fue importante debido, por una parte, a su privilegiada implantación en el mercado del propano y del butano y a la posibilidad de utilizar redes canalizadas de estos combustibles como transición al gas natural y, por otra, a su liquidez financiera que permitió liberar a Enagás de las grandes inversiones que se requerían para el desarrollo de las nuevas sociedades distribuidoras o la compra de participaciones en

FIGURA 4
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA
MILLONES DE TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO



FUENTE: Autor.

sociedades ya existentes, tales como Gas Madrid, que necesitaban ser capitalizadas para abordar los importantes programas de desarrollo. El protocolo del gas logró que el consumo de gas natural en España, que entre 1981 y 1986 había crecido solamente un 35,3% (tasas del 6,2%), entre 1986 y 1992 creciera el 156% (tasas del 17%) y que su participación en el abastecimiento de energía primaria pasase del 3,1% en 1986 al 6,1% en 1992. La red de gasoductos alcanzó en 1992 los 2.700 kms. y se conectó en 1993 con la red europea a través de Lacq (Francia), lo que permitió la diversificación de los aprovisionamientos al poder importar gas procedente del Mar del Norte, que en 1995 se representó el 16% de las compras de gas natural.

En 1989 Enagás tomó la iniciativa de promover un gasoducto internacional de transporte de gas desde Argelia a España y Portugal a través de Marruecos y del Estrecho de Gibraltar. Este ambicioso proyecto se inició con la firma en 1991 de un acuerdo entre los Gobiernos de Argelia, Marruecos y España y se ejecutó en cuatro años, culminando con la recepción del primer gas en España en 1996. El gasoducto tiene una longitud de 2.150 kilómetros y una capacidad inicial de transporte de 10.000 millones de metros cúbicos ampliable a 18.500 millones. La ampliación de la capacidad requiere solamente instalar nuevas estaciones de compresión.

Inicialmente estaba previsto el tramo de 1.400 kms. desde los yacimientos de gas de Hassi R'Mel (Argelia) hasta Córdoba, pero en 1994 Portugal decidió desarrollar su sistema gasista adhiriéndose al proyecto en ejecución. Para ello, se construyó el oleoducto Córdoba-Lisboa-Tuy de 750kms. de longitud, tramo que se prolongó posteriormente al norte de Galicia. La incorporación de Portugal permitió a Enagás repartir el esfuerzo inversor, mejorar la rentabilidad del proyecto y

acometer la gasificación de Galicia. La inversión realizada en el gasoducto Magreb-Europa fue próxima a los 2.500 millones de dólares, repartidos en 675 millones en el tramo de Argelia, 880 en el de Marruecos incluido el cruce del estrecho, 546 millones en España y 340 en Portugal. La capacidad del transporte del gasoducto Magreb-Europa ha sido proyectada para permitir en el futuro realizar suministros de gas al mercado europeo. Existe el proyecto de construcción de un gasoducto submarino desde Argelia a España promovido principalmente por Cepsa, Total y Sonatrach.

A partir de 1990 se empezaron a producir grandes operaciones de compra o fusión de empresas. Así, en mayo de 1990, Gas Madrid fue adquirido por el INH, a través de una OPA sobre las acciones del Banco Pastor en esta empresa (63%), las de Hidroeléctrica Española (10%) y las de pequeños accionistas (2%) que sumados al 25% adquirido anteriormente por Butano, S.A., permitió el control total de la sociedad. Es posible que la compra del 100% de Gas Madrid viniera facilitada por la preocupación de los anteriores accionistas ante las fuertes inversiones que la empresa se había comprometido a realizar en el Protocolo del Gas y que incluían, entre otras, el cambio de gas ciudad a gas natural (disponible en Madrid desde 1987) y la expansión de la red de distribución a la práctica totalidad de los municipios de la Comunidad de Madrid. En 1991 pareció conveniente reordenar el sector gasista mediante la integración de las empresas de distribución más importantes en una empresa gasista española con potencial suficiente para abordar una futura expansión exterior. En marzo de este año se firmó un protocolo entre La Caixa, que era mayor accionista de Catalana de Gas y el INH y Repsol, que tenían participaciones en diversas sociedades del sector gasista doméstico comercial, entre ellas Gas Madrid.

Este acuerdo de intenciones se materializó en marzo de 1992 con la creación de Gas Natural, SDG. En el momento de la firma, el capital social de la empresa pertenecía en un 45,26% a Repsol, el 24,49% a La Caixa y el resto a otros accionistas. Estas participaciones relativas ponen en evidencia la importante contribución de Repsol a Gas Natural SDG, resultado de la política que esa empresa había seguido en los años anteriores. La nueva empresa tenía en sus inicios 1.900.000 clientes doméstico-comerciales y un volumen de ventas, incluidas las industriales, de 2.700 millones de metros cúbicos. En julio de 1994, Gas Natural SDG adquirió el 91% de Enagás que pertenecía en su totalidad al INH y en 1998 el 9% restante. Esta operación era contraria a la tendencia en Europa, impulsada por la UE, de constituir «*common carriers*» con las redes básicas de electricidad y gas natural para, de este modo, abrir el mercado a cuantos operadores estuvieran interesados en el mismo. Así se hizo en 1983 en España con la creación de Red Eléctrica, anticipándose a lo que más tarde sucedería en el resto de Europa.

A partir de 2002 se ha ido corrigiendo esta situación de manera tal que, en la actualidad, ninguna persona física o jurídica puede ser titular de más del 5% del capital social de Enagás. Constituida Gas Natural SDG, esta empresa inició inmediatamente la internacionalización (Argentina, México, Colombia, Brasil, etc.). La figura 4 refleja la evolución del consumo de gas natural en España expresado en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Tep). Entre 2002 y 2012, el consumo ha pasado de 18,8 MTep a 28,2 MTep es decir, ha crecido a tasas del 4,1% a.a.

El consumo de gas natural en España seguirá creciendo significativamente sobre todo en la generación de electricidad, que podría representar en 2016 el 30% de la generación total. Una participación tan significativa del gas natural en nuestro abastecimiento energético requerirá garantizar su disponibilidad en cantidad suficiente y a precios competitivos. En este sentido, las acciones que se están adoptando son favorables. En primer lugar, Enagás está desarrollando una densa red de gasoductos que permitirá el acceso del gas a todos los mercados. En segundo lugar, existen nuevos proyectos de conexión por gasoductos de la red española con yacimientos existentes en países próximos. Finalmente, las plantas de regasificación actualmente en operación y las que están en construcción, colocan a España en una posición privilegiada, para la recepción de GNL, cuyo desarrollo comercial será muy importante en los próximos años. Estas infraestructuras deberán permitir un abastecimiento flexible y diversificado, lo que constituye la mejor garantía en materia de precios.

Como conclusión, puede decirse que en España se han logrado los objetivos que han ido definiéndose a lo largo de los últimos 20 años. Por un lado la participación del gas natural se está aproximando a la promedio en Europa en base a un crecimiento sostenido a tasas de dos dígitos. Por otro lado, existe en

España una empresa gasista multinacional que participa activamente en varios países latinoamericanos. Por último, el nuevo marco en el que se desenvuelve Enagás está creando una competencia creciente acorde con los objetivos tanto de la UE como del gobierno español.

Por último, es de destacar, que la pobreza de España en cuanto a reservas de gas natural es comparable a la que anteriormente se ha visto en relación con el petróleo. En efecto la producción total acumulada en España apenas supera los 10 millones de toneladas equivalentes de petróleo, muy inferior al consumo actual de un solo año.

Los precios del gas natural ↓

A diferencia del petróleo, cuyos precios varían poco de un lugar a otro por los bajos costes de su transporte, en el gas natural las diferencias son muy grandes, en parte por el elevado coste del transporte marítimo. Así, en Estados Unidos y Canadá, en 2012 fueron de 2.76 y 2.27\$ por millón de Btm respectivamente, mientras que las importaciones en Japón se hicieron a un precio de 16.75\$/millón de Btm y en Alemania a 11.03. De aquí la importancia de encontrar gas natural en España lo que hace inexplicable la oposición al fracking en algunas zonas prometedoras.

El futuro del gas natural ↓

Las reservas recuperables de gas natural aumentan a medida que van apareciendo nuevas tecnologías que permitan la explotación en zonas alejadas del consumo y en campos demasiado pequeños como para justificar económicamente la construcción de plantas de licuación convencional. Existen dos tecnologías posibles:

- La primera son las plantas de licuación flotantes. Son plantas sobre una estructura móvil de pequeña escala (2-3bcm) o de media escala (3-6bcm). Permiten el desarrollo de campos de “stranded gas offshore u onshore” cercanos a la costa.

- La segunda es la conversión de gas natural en petróleo sintético que se transporta fácil y económicamente (GTL). Ya se ha indicado que consiste en la obtención de un gas de síntesis compuesto de monóxido de carbono e hidrógeno por refinado con vapor o por oxidación parcial del gas natural y a continuación, por el proceso de Fischer-Tropsch, obtener un excelente petróleo sintético del que pueden obtenerse gasóleos de excelente calidad, exentos de azufre y aromáticas. Actualmente las tecnologías disponibles tiene un autoconsumo del 40%, lo que las hace prácticamente inviables. Es necesario que los progresos técnicos mejoren sustancialmente la economía de estas plantas.

El futuro también pasa por el aumento de la producción de gas natural no convencional, tal como su-

cede en Estados Unidos. En este país la mayor parte se obtiene de las arenas compactas, si bien también tienen un peso significativo el gas obtenido en formaciones carboníferas («*coalbed methane*» CBM) que representa en torno al 10% de la producción total de gas y en menor medida el «*shale gas*» o gas de pizarras, de muy baja permeabilidad que requiere la fracturación hidráulica, aporta el 6-7% del gas producido en Estados Unidos. La abundancia de reservas no convencionales en los países de la OCDE hacen poco probable un estrangulamiento futuro de la oferta o, al menos, es mucho menos probable que en el petróleo.

CONCLUSIONES †

Las reservas Mundiales de Petróleo y Gas Natural, han aumentado continuamente en los últimos 50 años debido a las mejoras tecnológicas en la prospección y producción de hidrocarburos y al aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales.

Sin embargo, la concentración de estas reservas en unos pocos países, algunos políticamente inestables,

podría dar lugar a tensiones oferta-demanda dentro de algunos años que se traduciría en un aumento de los precios.

Las reservas y producción de hidrocarburos en España son prácticamente nulas. De aquí que el abastecimiento de Petróleo a nuestro país requiera transferir anualmente al exterior del orden 3.6% del PIB al que habría que sumar el coste de las importaciones de gas natural.

Por ello, resulta sorprendente y hasta grotesco que ciertos líderes de comunidades autónomas se opongan a las prospecciones petrolíferas (caso Canarias) o a la producción de gas por el sistema de *fracking* en zonas potencialmente prometedoras, cuando la experiencia de producción de petróleo en el Mediterráneo (Amposta, Tarragona etc) demuestra que la contaminación es nula cuando se adoptan las precauciones debidas y se aplica la tecnología adecuada. Países con gran preocupación medioambiental como Noruega, Dinamarca, Alemania o Estados Unidos tienen o han tenido en producción yacimientos de petróleo con resultados muy satisfactorios tanto técnica como económicamente.

