



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL
DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA
OBLIGACIÓN DE MANTENIMIENTO DE
EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD, LA
DIVERSIFICACIÓN DE ABASTECIMIENTO DE GAS
NATURAL Y LA CORPORACIÓN DE RESERVAS
ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS**

22 de diciembre de 2003

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN

2.- ANTECEDENTES

3.- CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE HIDROCARBUROS Y SOBRE LA DIVERSIFICACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

3.1.- Sobre las existencias mínimas de hidrocarburos líquidos

- 3.1.1.- Antecedentes y comparativa internacional
- 3.1.2.- Grado de autoabastecimiento y consumo de hidrocarburos líquidos
- 3.1.3.- Capacidad de almacenamiento

3.2.- Sobre las existencias mínimas de GLP

- 3.2.1.- Elementos diferenciales del mercado español de GLP
- 3.2.2.- Capacidad de almacenamiento

3.3.- Sobre las existencias mínimas y la diversificación de suministro de gas natural

- 3.3.1.- Capacidad de almacenamiento de gas en España
- 3.3.2.- Evolución del consumo de gas en España
- 3.3.3.- Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad
- 3.3.4.- Diversificación de aprovisionamientos de gas en España
- 3.3.5.- Comparativa europea de reservas y almacenamientos de gas
- 3.3.6.- Propuesta de directiva europea sobre la seguridad de suministro de gas
- 3.3.7.- Compatibilidad de la obligación de diversificación con las normas de Derecho comunitario

4.- CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE EL PROYECTO DE RD EN RELACION CON LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS

4.1.- Sobre la cantidad, forma y localización de las existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos

- 4.1.1.- Sobre la base de cómputo
- 4.1.2.- Productos sujetos a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad
- 4.1.3.- Contabilización de existencias mínimas
- 4.1.4.- Ampliación de las reservas estratégicas

4.2.- Sobre la cantidad y forma de mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad de los GLP

- 4.2.1.- Existencias mínimas exigibles y base de cálculo
- 4.2.2.- Contabilización de existencias mínimas

4.3.- Sobre las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos fuera del territorio español



Comisión
Nacional
de Energía

4.4.- Sobre la aplicación de existencias mínimas de productos petrolíferos

5.- CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE EL PROYECTO DE RD EN RELACION CON EL GAS NATURAL

5.1.- Sobre las existencias mínimas de seguridad de gas natural

- 5.1.1.- Acerca del periodo temporal de cómputo de ventas de gas y de mantenimiento de existencias mínimas (artículo 2.2).
- 5.1.2.- Acerca de las competencias administrativas (artículo 4.2 y 4.3).
- 5.1.3.- Acerca de la información a enviar a los entes reguladores (artículo 5)
- 5.1.4.- Acerca de la definición de los suministros firmes e interrumpibles (artículo 16.3)
- 5.1.5.- Acerca de la contabilización de existencias mínimas de seguridad (artículo 17)
- 5.1.6.- Acerca de la contabilización del almacenamiento operativo incluido en peajes.
- 5.1.7.- Acerca del almacenamiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural en otros países de la Unión Europea (artículo 17.3)
- 5.1.8.- Acerca del objetivo de disponibilidad de las existencias mínimas de seguridad (artículo 17.4)
- 5.1.9.- Acerca del cómputo de existencias a nivel de grupos empresariales (artículo 19.4)

5.2.- Sobre la diversificación de suministro de gas natural

5.3.- Sobre la aplicación de existencias mínimas de gas natural

6.- CONSIDERACIONES SOBRE CORES

6.1.- Sobre el régimen jurídico de CORES

6.2.- Sobre el régimen económico

6.3.- Sobre la constitución, gestión y mantenimiento de reservas estratégicas

7.- CONSIDERACIONES GENERALES ACERCA DE LA CNE

8.-CONCLUSIONES



Comisión

Nacional

de Energía

INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA OBLIGACIÓN DE MANTENIMIENTO DE EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD, LA DIVERSIFICACIÓN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y LA CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

En ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.segunda, de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 22 de diciembre de 2003, ha acordado aprobar el siguiente

INFORME

1.- INTRODUCCION

Con fecha 5 de noviembre de 2003 ha tenido entrada en la Comisión Nacional de Energía escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas adjuntando *“Proyecto de Real Decreto por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos”* y Memoria sobre el mismo, con el fin de que por parte de esta Comisión se emita el preceptivo informe.

Con fecha 10 de noviembre de 2003, la Comisión ha remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, por procedimiento escrito, los citados Proyecto de Real Decreto y Memoria, a fin de que pudieran trasladar las observaciones que consideraran oportunas, habiéndose recibido en la Comisión las siguientes observaciones: Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón, Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias, Consejería de Economía, Industria e Innovación de la Región de

Murcia, Dirección General de Energía y Minas de la Generalitat de Cataluña, Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A., Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP), Asociación Española de Operadores de Gases Licuados del Petróleo (AOGLP), Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), Representante de Distribuidores de Gas (Gas Natural SDG), Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (ASCER), ENAGAS, Sociedad de Gas de Euskadi, S.A., Cepsa Gas Comercializadora, Representante de los Comercializadores de gas natural y Unión de Petroleros Independientes (UPI) .

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 9 de diciembre de 2003, para discutir el Proyecto de Real Decreto.

Los escritos de contestación de los citados miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos se acompañan, como anexo II, al presente informe.

2.- ANTECEDENTES

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en adelante, Ley de Hidrocarburos), en su Exposición de Motivos, reconoce expresamente la especial importancia que, para el desenvolvimiento de la vida económica nacional, tiene el suministro de productos petrolíferos y de gas natural.

En base a esta consideración se introducen en dicho texto legal prescripciones tendentes a salvaguardar la seguridad y continuidad de los suministros de hidrocarburos, mediante el establecimiento de obligaciones asociadas al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y de gas natural y a la diversificación de suministros de gas, previendo incluso, con carácter excepcional, ciertos supuestos de intervención directa en el mercado por parte de los poderes públicos en casos de emergencia.

El Proyecto de Real Decreto objeto de este informe viene, precisamente, a desarrollar las citadas previsiones de la Ley de Hidrocarburos en materia de seguridad de suministro. Hasta ahora, en lo que no se opusiera a ésta, permanecía en vigor el Real Decreto 2111/1994, de 28 de octubre, que regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y constituye la Corporación de Reservas Estratégicas, dictado en desarrollo de la derogada Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petrolero.

La regulación que de las obligaciones relacionadas con los hidrocarburos líquidos hacía el mencionado Real Decreto 2111/94 que ahora se deroga, no sufre en el Proyecto de Real Decreto modificaciones sustanciales. Sin embargo, la elaboración y aprobación de un desarrollo normativo específico de la Ley de Hidrocarburos se hacía especialmente necesaria a fin de contar con una normativa reglamentaria acomodada a las nuevas prescripciones legales sobre mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural y gases licuados del petróleo y sobre diversificación de abastecimiento del gas natural.

Igualmente resultaba necesario concretar determinados aspectos regulados por la Directiva 98/93/CE del Consejo, de 14 de diciembre de 1998, por la que se modifica la Directiva 68/414/CEE, del Consejo, de 20 de diciembre de 1968 por la que se obliga a los Estados Miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos, a fin de adaptarla a la realidad del mercado interior comunitario y a la evolución del mercado del petróleo.

Cabe a este respecto recordar que las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos tienen en España una larga tradición. Así, determinadas medidas adoptadas en el marco del Monopolio de Petróleos precedieron a las obligaciones que fueron progresivamente incorporadas a nuestro Ordenamiento jurídico como consecuencia de los compromisos de carácter internacional asumidos por nuestro país en cuanto

miembro signatario de la Carta de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y, posteriormente, en cuanto Estado Miembro de la Unión Europea (Directivas antes citadas). La normativa española sobre existencias mínimas de seguridad de productos derivados del petróleo debe por tanto permitir el cumplimiento también de dichos compromisos internacionales, lo cual, plantea en ocasiones, como se verá en este informe, ciertas dificultades.

En el sector del gas natural, la Ley de Hidrocarburos establece, de manera novedosa, las obligaciones de los sujetos que actúan en el sistema gasista en relación con la seguridad de suministro, desarrolladas en el capítulo VIII del título III de la citada Ley, y que hacen referencia a las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural, y a la diversificación de los abastecimientos, todo ello con el objeto de asegurar el suministro de esta fuente de energía considerada de carácter esencial.

Posteriormente, el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, introdujo una modificación en el artículo 100 de la Ley de Hidrocarburos por la que se asignaban a CORES las funciones de inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación, cuando esta competencia corresponda a la Administración General del Estado.

En consonancia con lo anterior, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), constituida en virtud del Real Decreto 2111/94, como organismo responsable de la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas y del control de las existencias mínimas de seguridad, ve ampliada ahora sus funciones en relación con el gas natural y los gases licuados del petróleo.

En definitiva, la importancia de los aprovisionamientos de hidrocarburos para la economía española y los riesgos asociados a nuestra dependencia externa, otorgan a las obligaciones relacionadas con la garantía de suministro una especial

relevancia. Sin embargo, también es necesario tener presente que las medidas que en este marco se adopten pueden afectar a las condiciones de competencia en que se desenvuelven los respectivos mercados de hidrocarburos, razón por la cual esta posible afección ha de ser igualmente tenida en cuenta en las consideraciones de esta Comisión sobre el Proyecto de Real Decreto.

3.- CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LAS EXISTENCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD DE HIDROCARBUROS Y SOBRE LA DIVERSIFICACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

La economía europea depende de forma muy importante de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) para atender sus necesidades energéticas. Según el Libro Verde de la Comisión Europea sobre Seguridad de Suministro Energético, estos combustibles representan el 80% del consumo energético de la Unión Europea con previsión de acentuarse en el futuro si no se producen cambios en las pautas de consumo.

Del conjunto de combustibles fósiles, la parte de hidrocarburos presenta además un balance producción/demanda claramente desfavorable, donde dos terceras partes corresponden a importaciones fuera de la Unión Europea. Esta dependencia exterior es especialmente relevante en el caso del petróleo donde aproximadamente un 90% proviene del exterior. La tendencia prevista apunta a un agravamiento de esta situación al indicar el propio Libro Verde una posible dependencia para el año 2020 en torno al 90% del consumo en el caso del petróleo y un 70% para el gas natural.

Adicionalmente, hay que resaltar que una parte significativa de las importaciones de petróleo provienen de Oriente Medio (aproximadamente el 45%) con la repercusión geopolítica que podía acarrear esta dependencia.

Además, aunque la dependencia influye en todos los sectores de la economía, es en el transporte donde la incidencia es mayor, ya que en este sector la participación de los hidrocarburos líquidos alcanza el 98% del mix total, según el propio Libro Verde.

3.1.- Sobre las existencias mínimas de hidrocarburos líquidos

3.1.1.- Antecedentes y comparativa internacional

Desde las primeras décadas del siglo pasado, sobre todo a partir de los años 50, la seguridad de suministro de petróleo ha sido un punto a tener en cuenta en las políticas energéticas de los países industrializados, fundamentalmente en las de aquellos que carecen de producción propia.

El hecho de que las reservas de petróleo se encuentren geográficamente distribuidas en zonas alejadas de los principales centros consumidores, unido a la inestabilidad política de ciertas áreas, ha sido un factor determinante en la adopción de medidas para garantizar el abastecimiento.

Conforme los países industrializados iban tomando conciencia de su creciente dependencia externa del petróleo y del contexto geopolítico en el que estaban inmersos, surgió la imperativa necesidad de contar con reservas de crudo y/o productos petrolíferos con las que poder asegurar el suministro en caso de crisis.

Sobre los antecedentes históricos

Aunque se tiene constancia de que ya antes de la Segunda Guerra Mundial existían almacenamientos estratégicos para fines militares, fue a raíz de los conflictos acaecidos en Oriente Medio a principios de los 70 cuando la necesidad de disponer de existencias de seguridad de crudo y/o productos petrolíferos para consumo propio se convirtió en prioritaria.

La década de los 60 se caracterizó por un exceso de oferta, dado que las concesiones adquiridas por las grandes compañías en Oriente Medio resultaron

contener mucho más petróleo de lo inicialmente previsto. Mientras que por un lado este elevado nivel de producción infundía a los países industrializados sensación de seguridad de suministro, por otro lado, los precios oficiales experimentaron una considerable reducción.

Esta caída de los precios, sentida especialmente por los países productores, dio lugar a la creación en 1960 de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) con dos objetivos: regular el mercado del petróleo de forma que se tuvieran en cuenta los intereses de los productores y no sólo de los consumidores, y obtener precios rentables para los países productores, dado que para ellos el mercado del petróleo era la única fuente de ingresos. Como elementos a su favor la OPEP contaba con una posición dominante en la producción y reservas de crudo (en 1960 produjo el 42% del total mundial, poseía el 73% de las reservas mundiales y controlaba el 90% de las exportaciones de petróleo con destino a los mercados mundiales).

Aunque durante los años 60 la OPEP se limitó a mantener el precio oficial del crudo, fue a partir de 1970 cuando decidió comenzar a participar de forma activa en la formación de precios, acordando con las empresas productoras (concesionarias), mediante el Acuerdo de Teherán de 1971, un sistema conjunto de fijación de precios. Este acuerdo se tradujo en precios del crudo más altos, inflación y tensiones en los mercados financieros. Por otro lado, a medida que el cártel se iba dando cuenta de que podía usar el crudo como arma política en la consecución de sus objetivos, la sensación de los países consumidores de seguridad de suministro iba desapareciendo, y más aún, en un momento en el que apenas se había planteado el uso de fuentes de energía alternativas y en el que las medidas para lograr una mayor eficiencia energética eran insuficientes e inadecuadas.

La OPEP pasa definitivamente a ocupar un primer plano, en lo que al control del mercado del crudo se refiere, a raíz de la cuarta guerra árabe-israelí de septiembre de 1973 (Guerra del Yom Kippur), factor desencadenante de lo que se

conoce como Primera Crisis del Petróleo. La Organización decide imponer un embargo a todos los países defensores de la causa israelí, comenzando por Estados Unidos. Como consecuencia, su producción de crudo se reduce de 20,8 a 15,8 millones de barriles diarios, aumentando el peso de la OPEP en la política de fijación de precios, que se multiplican por cuatro.

Ante el colapso de sus economías, los países industrializados reaccionan con políticas económicas para tratar los graves riesgos que supone la falta de suministro de crudo en las cantidades adecuadas.

En 1974 crean la Agencia Internacional de la Energía (AIE), organismo multilateral de carácter consultivo en el seno de la OCDE, con el objetivo primordial de reducir la dependencia del petróleo de sus miembros, cooperar en sus políticas energéticas y hacer frente, de forma coordinada, a cualquier crisis energética mediante la puesta en marcha de un programa internacional de almacenamientos estratégicos. La AIE incorpora un sistema homogéneo de corresponsabilidad, para todos los países signatarios, de obligación de mantenimiento y disponibilidad de existencias mínimas de seguridad de crudo y productos petrolíferos. España es Estado signatario y fundador de la Carta de la AIE.

Por su parte, también los Estados Miembros de la Unión Europea se han dotado de una regulación específica sobre seguridad de suministro de productos petrolíferos. Los seis Estados Miembros fundadores de la Comunidad Económica Europea adoptaron, a finales de 1968, la Directiva 68/414/CEE de 20 de diciembre de 1968 por la cual se obligaba a los Estados miembros de la Comunidad Europea a mantener un nivel mínimo de almacenamientos de petróleo correspondiente a 65 días de consumo interior. En 1972, este nivel aumentó a 90 días, que corresponden a las existencias obligatorias vigentes según la Directiva 72/425/CEE del Consejo, de 19 de diciembre de 1972, que modificó la anteriormente mencionada, que además estableció las condiciones para aplicar dicho aumento.

Posteriormente, el 14 de diciembre de 1998, se aprueba la Directiva 98/93/CE, modificando la Directiva 68/414/CEE ya citada, en la que se establecen mecanismos para mantener un alto nivel de seguridad de abastecimiento de petróleo mediante criterios fiables y transparentes basados en la solidaridad entre Estados miembros (acuerdos entre países) y en una correcta asociación entre el Gobierno y la industria para que las reservas funcionen de forma eficaz.

Sobre los antecedentes en España

Al igual que el resto de países consumidores, como Estado signatario y fundador de la Carta de la Agencia Internacional de la Energía y posteriormente Estado miembro de la Unión Europea, España también ha otorgado en su normativa, un carácter relevante a la creación y mantenimiento de un stock de crudo y/o productos petrolíferos con el que poder garantizar el suministro en caso de crisis.

Con anterioridad, en el Real Decreto-Ley de 28 de junio de 1927, durante la dictadura del General Primo de Rivera, se establece el Monopolio de Petróleos en España. Entre las obligaciones asignadas a la Compañía Administradora del Monopolio de Petróleos (CAMPSA) se encuentra la de constituir un stock de petróleo suficiente para atender las necesidades del país durante cuatro meses.

En 1967, mediante el Decreto 1824/1967 de 13 de julio, se exige a las refinerías españolas mantener un nivel de existencias mínimas de crudo, fuelóleo, gasolinas y gasóleo equivalente a dos meses de consumo nacional, uno en forma de crudos de petróleo y otro en forma de productos intermedios o acabados (fuelóleo, gasolinas y gasóleo). En consecuencia, CAMPSA, hasta entonces la única entidad a la que se exigía esta obligación, reduce de cuatro a dos meses de consumo nacional el volumen de existencias mínimas que debía mantener.

Posteriormente, el Decreto 2915/1970 de 22 de agosto amplía la obligación referida en el Decreto 1824/1967 de 13 de julio al queroseno de aviación. A partir de este momento, las refinerías españolas deben mantener también unas reservas de queroseno iguales a la duodécima parte de las cantidades que han

de suministrar de dicho producto, de acuerdo con el Plan Nacional de Combustibles.

En 1972 se aprueba el Decreto 3691/1972 de 23 de diciembre, que refunde y complementa todas las disposiciones vigentes sobre existencias mínimas obligatorias de productos petrolíferos. Por un lado, introduce una cierta flexibilidad en el régimen de mantenimiento de existencias mínimas considerando para el cómputo de las mismas todas las cantidades que intervienen en el proceso operativo. Por otro lado, fija las existencias mínimas de fuelóleo a mantener en los depósitos de almacenamiento de las industrias consumidoras.

En 1985 con la adhesión de España a la CEE se inicia, entre otros, la liberalización de las importaciones de crudo y productos a España. El Real Decreto 2401/1985 de 27 de diciembre establece el procedimiento de verificación de las condiciones requeridas a los distribuidores al por mayor de productos petrolíferos importados de la CEE, entre las que destaca la obligación de mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a noventa días de su demanda anual estimada.

El Monopolio de Petróleos se extingue con la Ley 34/1992 de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petrolero, liberalizándose el sector petrolero con la aprobación, entre otras medidas, de la exigencia a los operadores al por mayor y a los comercializadores y consumidores, que no se suministran de los anteriores, del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos hasta un máximo de 120 días de sus ventas o consumos anuales según corresponda.

En desarrollo de la Ley 34/1992, el 28 de octubre de 1994 se aprueba el Real Decreto 2111/1994, que regula la obligación de mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y constituye la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), como corporación estatal que tiene por objetivo la constitución, mantenimiento, gestión de las reservas

estratégicas y control de las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España.

Finalmente, como ya se ha señalado, la vigente Ley de Hidrocarburos ha establecido una nueva regulación de las obligaciones relacionadas con la garantía de suministro de productos derivados del petróleo, en cuyo desarrollo se dicta el Proyecto de Real Decreto objeto de este informe.

Sobre los distintos sistemas de mantenimiento de existencias mínimas

Los Estados Miembros de la Unión Europea deben, en lo referente al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, cumplir no sólo con las prescripciones derivadas de la normativa europea (Directivas antes citadas), sino también con los compromisos asumidos como país signatario de la Carta de la AIE.

Sin embargo, ambas fuentes de obligaciones no son siempre coincidentes en cuanto al alcance y la forma en que deben ser cumplidas. Así, mientras la AIE fija como base de cálculo de las obligaciones de existencias mínimas, una cantidad equivalente a, como mínimo, 90 días de las importaciones netas totales del año natural precedente (los países productores pueden llegar a estar totalmente exentos de esta obligación), la normativa europea fija el mínimo en 90 días de consumo medio interno diario durante el año natural precedente de tres categorías de productos (con cierta excepción en relación con los países productores de crudo).

Además, en cuanto a la contabilización de existencias mínimas, la AIE, con carácter diferencial respecto a la UE, establece la exclusión del 4% de naftas y del 10% adicional por indisponibilidad técnica.

Ni la Agencia Internacional de la Energía ni la Unión Europea establecen restricciones a la forma en que se han de mantener, gestionar y almacenar las

existencias mínimas de seguridad exigidas. Es decisión de cada país determinar el modo de articular esta exigencia.

Independientemente de quiénes sean los sujetos sobre los que recae la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, el almacenamiento y gestión de las mismas puede ser llevado a cabo por las compañías que participan en el sector petrolero del país (en adelante compañías), por el Estado o por una agencia o corporación, que por lo general es de carácter público. En base a ello, se pueden definir los siguientes tipos de almacenamiento:

- almacenamientos privados (compañías)
- almacenamientos del Estado
- almacenamientos de agencia
- almacenamientos mixtos: cualquier combinación entre los anteriores tipos de almacenamiento

Entre los países de la Unión Europea en los que el sistema de almacenamiento existente es el denominado “almacenamiento de agencia” destacan Alemania e Irlanda.

En Alemania, las compañías son los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad. Desde 1978 la corporación estatal EBV (*Erdölbevorratungsverband*), se ocupa de la gestión y almacenamiento del 100% de las mismas. A cambio de estos servicios, las compañías pagan a EBV una cuota en función del volumen de producto almacenado.

A diferencia de Alemania, en Irlanda es el Estado quien asume directamente el cumplimiento del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, no recayendo esta obligación sobre las compañías, si bien se espera de ellas que mantengan un nivel razonable de stocks operativos.

El Estado irlandés, a través de la empresa estatal INCP (*Irish National Petroleum Corporation*) adquiere los inventarios exigidos, de cuyo almacenamiento se

encarga la agencia NORA (*National Oil Reserves Agency*), corporación 100% estatal creada en 1995 y filial de INCP. Para realizar su cometido, NORA puede hacer uso de almacenamiento propio, alquilado o almacenamientos sitios en el extranjero, siempre y cuando exista un acuerdo bilateral entre Irlanda y el país donde almacena. Para financiar los costes en los que incurre, el Estado exige el pago de unas cuotas a las compañías.

Por su parte, Reino Unido e Italia son dos ejemplos claros de países en los que el sistema de almacenamiento empleado es el denominado “almacenamiento privado”.

En Reino Unido, todas aquellas compañías que aportan al mercado interior una cantidad de productos petrolíferos terminados superior a un cierto umbral establecido por el Estado, están obligadas a mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 67,5 días de consumo del año precedente (el nivel mínimo a mantener exigido por la Unión Europea para los países productores de crudo puede ser inferior hasta en un 25% al requerido para el resto de países dependiendo del nivel de producción propio).

Las compañías obligadas al mantenimiento de existencias de seguridad pueden almacenarlas por sí mismas o contratar a otras empresas para que lo hagan en su nombre. Asimismo les está permitido emplear capacidad de almacenamiento en el extranjero siempre y cuando existan los correspondientes acuerdos bilaterales.

Si bien en la actualidad el sistema de almacenamiento existente en Italia es el de “almacenamiento privado”, antes de 1997 el sistema vigente era el denominado “almacenamiento del Estado”, pues era el Estado, a través de la empresa estatal ENI, quien asumía la obligación de mantener, gestionar y almacenar las existencias mínimas de seguridad. En 1997 esta obligación fue transferida por completo a los operadores petrolíferos, corriendo a su cargo desde entonces su almacenamiento. Hoy en día las compañías almacenan las existencias mínimas que deben mantener junto con sus stocks operativos, permitiéndoseles situar

como máximo el 10% de las mismas en el extranjero y siempre que existan acuerdos bilaterales.

Como se ha comentado anteriormente existen también sistemas de almacenamiento mixtos. El más habitual es aquél en el que, siendo las compañías los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la gestión y almacenamiento de las mismas es llevada a cabo de forma conjunta entre las propias compañías y las agencias estatales. Este es el caso de España, Francia y, en breve plazo, Portugal.

En efecto, en España, CORES constituye, gestiona y mantiene, en calidad de reservas estratégicas, un tercio de las existencias mínimas de seguridad que los operadores y distribuidores y consumidores, que no se suministren de los primeros, están obligados a mantener. CORES financia los gastos en que incurre mediante el cobro de una cuota a los sujetos obligados.

El sistema en Francia es algo más complicado si bien la base del funcionamiento es la misma. Las compañías son las obligadas a mantener las existencias mínimas de seguridad. La gestión y almacenamiento de las mismas puede ser llevada a cabo, a elección de las propias compañías, por agencias exclusivamente o de forma conjunta entre agencias y compañías. En este último caso, el porcentaje de las existencias mínimas de seguridad que las compañías pueden gestionar y almacenar por sí mismas es del 44% ó del 19%. De la gestión del 56% u 81% restante, respectivamente, se encarga el CPSSP (*Comité Professionnel des Stocks Stratégiques Pétroliers*) y de su almacenamiento la SAGEES (*Société Anonyme de Gestion des Stocks de Sécurité*). CPSSP cobra a las compañías una cuota mensual en función de las toneladas gestionadas y paga a SAGEES una cantidad por el almacenamiento de las mismas. Si SAGEES no dispone de capacidad de almacenamiento suficiente, CPSSP puede contratar almacenamiento a las compañías.

Cabe destacar que el Gobierno francés exige a las compañías el mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad equivalentes al 27% del consumo del año precedente, lo cual se traduce en 98 días de consumo, cifra superior a los 90 días requeridos por la Unión Europea.

En la actualidad el sistema de almacenamiento vigente en Portugal es el “almacenamiento privado”. Desde 1947, las compañías son las que tienen la obligación de mantener existencias mínimas de seguridad, pudiendo estar en forma de crudos, productos intermedios o productos terminados. Los stocks de crudo deben almacenarse en la refinería de Sines y los de productos en cualquier parte del territorio nacional, dado que no se han realizado por el momento acuerdos bilaterales.

Las compañías almacenan sus existencias de seguridad junto con sus stocks operativos si bien es objetivo del Gobierno establecer almacenamientos diferenciados.

Recientemente, con la Resolución 63/2003 de 28 de abril y con la Ley 186/2003 de 20 de agosto, el Gobierno portugués ha aprobado una serie de medidas para la reorganización del sector energético en Portugal. Entre ellas destaca la creación, ya contemplada en el Decreto Ley 10/2001 de 23 de enero, de la EGREP, EPE (*Empresa de Gestão de Reservas Estratégicas Portuguesas*, EPE), entidad pública dependiente del ministerio de Finanzas y Economía que tiene por objeto gestionar y almacenar con fines estratégicos una parte de las existencias de seguridad que las compañías están obligadas a mantener.

Figura 3.1.1.: Existencias almacenadas en la UE (septiembre 2003)

(CONFIDENCIAL)

Además del sistema de mantenimiento de las existencias de seguridad, también existen diferencias entre los sistemas establecidos por la AIE y la Unión Europea en cuanto a los procedimientos y mecanismos de disposición de las reservas estratégicas ante situaciones de desabastecimiento o perturbación del aprovisionamiento (con las consecuencias que, a juicio de la Comisión Europea, se ponen de manifiesto en sus Comunicaciones al Parlamento y al Consejo sobre el “Mercado interior de la energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético” y sobre “Las repercusiones de la guerra en Irak en los sectores de la energía y los transportes”).

Por una parte, el “Co-ordinated Emergency Response Measures” (CERM) de la AIE, de 1984, supone un protocolo de actuación para situaciones de crisis basando las decisiones, según los casos en mayorías cualificadas o unánimes.

Por otra, la Unión Europea no tiene actualmente un protocolo de actuación coordinada entre los Estados miembros más allá de las previsiones contenidas en la Directiva 73/238/CEE del Consejo, de 24 de julio de 1973, relativa a atenuar los

efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.

En este sentido, la reciente Propuesta de la Comisión de Directiva sobre coordinación de medidas referentes a la seguridad de suministro, pretendió desarrollar un protocolo concreto de actuaciones, bajo una perspectiva supranacional, buscando un acercamiento de las diferentes normativas existentes en los Estados miembros (que redundaría, según la Propuesta, en un mejor funcionamiento del mercado interior) y el establecimiento de una estrategia común para responder a las situaciones de interrupción de suministro.

3.1.2.- Grado de autoabastecimiento y consumo de hidrocarburos líquidos.

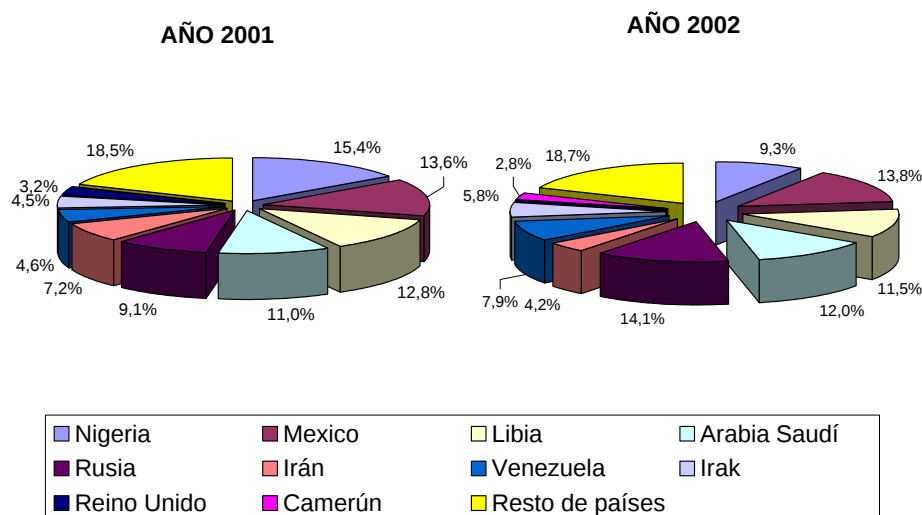
El consumo de energía primaria en España durante 2002 se situó en 132,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep), un 3,36% por encima del registrado en el ejercicio precedente (127,9 millones de tep). El porcentaje de participación del petróleo en el total de energía primaria en ese año fue del 51,1%, ligeramente inferior al de 2001.

En cuanto al crudo consumido en España durante 2002, únicamente 316 miles de toneladas (kTm) procedieron de la producción interior, un 6,3% menos que en 2001 (338 kTm); las restantes 56.450 kTm de crudo necesarias para abastecer el sistema español fueron importadas, de forma que el grado de autoabastecimiento de España no llega a cubrir el 0,5% de sus necesidades.

En relación al origen de las importaciones de crudo, el principal país en 2002 fue Rusia, seguida de Arabia Saudí y Libia. Por zonas geográficas, África (Libia, Nigeria, Camerún, Argelia y Túnez como principales proveedores) es el mayor suministrador con el 33% del total importado, seguido de Oriente Medio de donde se importa alrededor del 24% del crudo procesado.

Figura 3.1.2.: Origen importaciones de crudo. Año 2001-2002

Datos en porcentaje

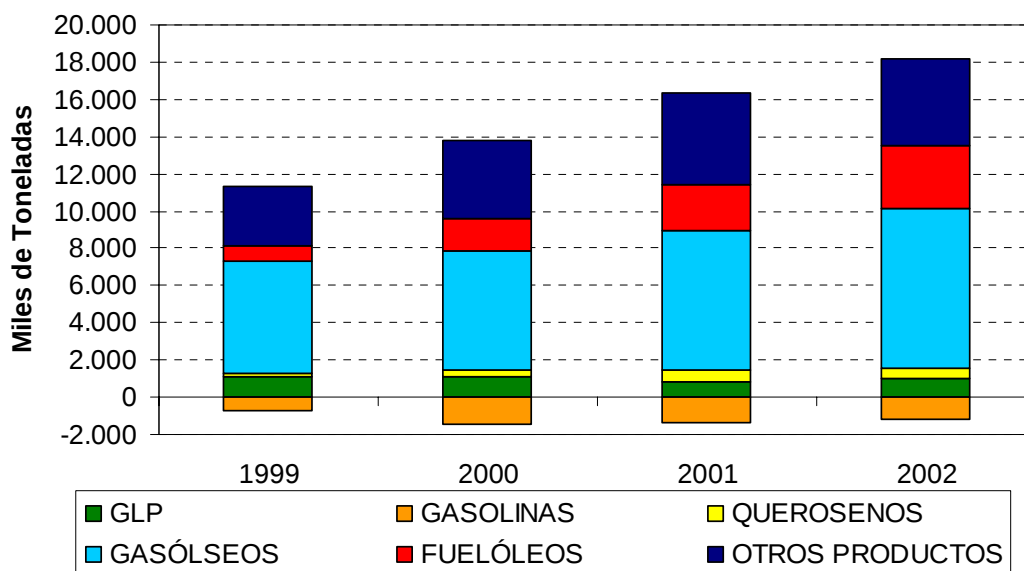


Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

España, además de crudo, también importa una gran cantidad de productos refinados, fundamentalmente gasóleos. Únicamente las gasolinas presentan un saldo neto exportador. En el año 2002 el saldo neto importador de productos petrolíferos fue de 17,0 millones de toneladas (MTm), cantidad muy superior a la de los años anteriores (12,3 MTm en 2000 y 15,0 MTm en 2001).

Figura 3.1.3.: Importaciones netas de Productos. Años 1999-2002

Datos en miles de toneladas

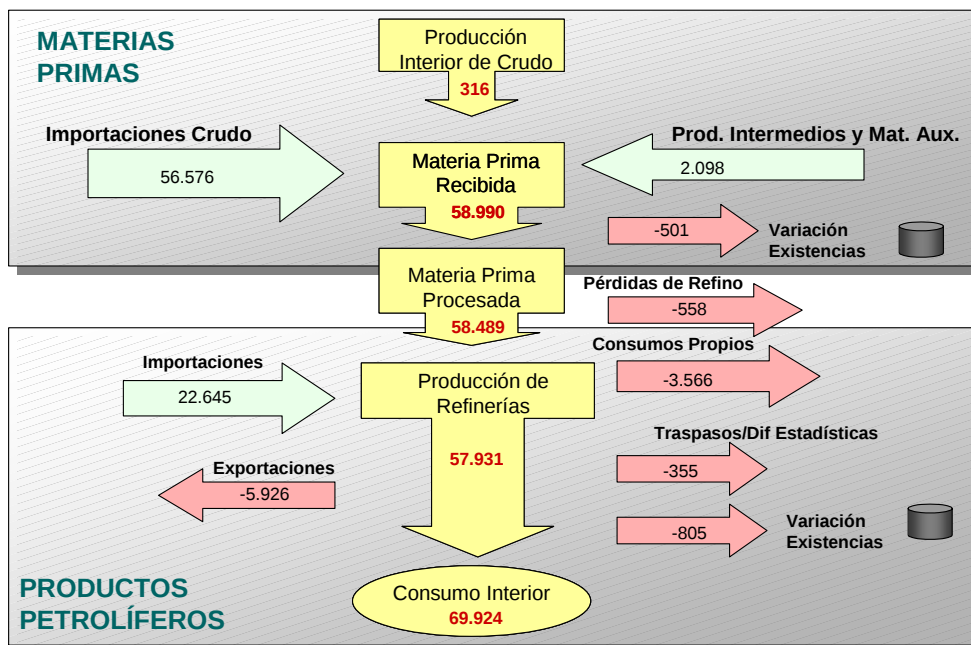


Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

En definitiva, España presenta una alta dependencia del suministro exterior tanto de crudo como de productos petrolíferos para abastecer las necesidades de consumo del mercado nacional. En el figura 3.1.4. se observa el balance de producción y consumos de productos petrolíferos (incluidos los GLP) para el año 2002.

Figura 3.1.4.: Balance crudos y productos de 2002

Datos en miles de toneladas



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

Como consecuencia de esta dependencia de fuentes externas de suministro, se viene produciendo un importante déficit energético en la balanza de pagos de nuestra economía (-39,6% del déficit comercial total en los últimos ocho años), siendo, a su vez, la balanza energética una de las partidas más importantes dentro de la balanza de pagos nacional.

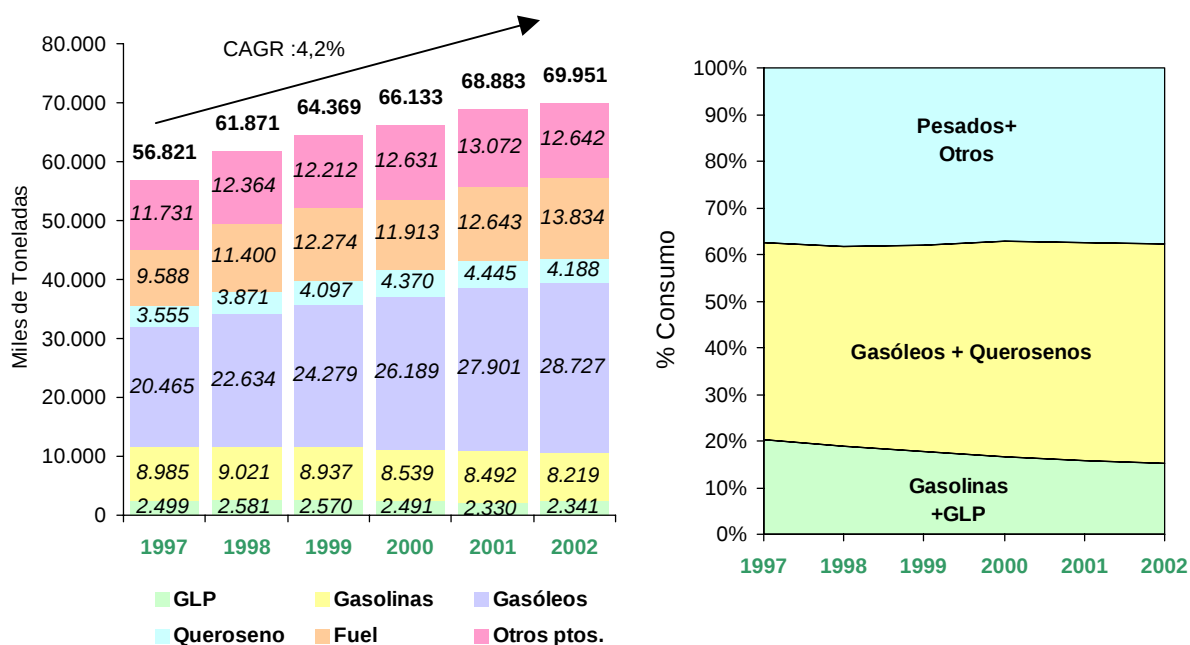
Por su parte, dado que las obligaciones de existencias mínimas de seguridad se fijan en el sistema español en base a 90 días de ventas o consumos en el mercado nacional, resulta procedente analizar brevemente la evolución de dicha variable por categoría de producto.

El consumo total de productos derivados del petróleo en España ascendió a 69,9 millones de toneladas en el año 2002, lo que supone un aumento acumulado desde el año 1997 de aproximadamente el 23%.

Como se observa en el figura 3.1.5. se viene produciendo un descenso en el consumo de la parte más ligera del barril, debido principalmente a la caída en el consumo de gasolinas por la progresiva dieselización del parque automovilístico. Los destilados medios son los de mayor consumo sobre el total nacional.

Figura 3.1.5.: Evolución consumo productos petrolíferos

Datos en miles de toneladas y porcentajes



CAGR: Tasa anual acumulada

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

Por último, las previsiones del Ministerio de Economía para los próximos años adelantan un crecimiento medio anual del consumo energético del 3,48%. La participación de los productos derivados del petróleo en este total alcanza un 2,87% de media anual, principalmente impulsado por el sector transporte. Este hecho demandará, a su vez, una mayor exigencia para la fabricación de productos ligeros y, en concreto, de destilados medios.

Figura 3.1.6. : Evolución prevista del consumo de energía final en España
Datos en miles de toneladas equivalentes de petróleo

	2005		2010	
	KTEP	%	KTEP	%
CARBÓN	2.410	2,2	2.246	1,8
PRODUCTOS PETROLÍFEROS	64.698	59,4	73.798	58,1
GAS NATURAL	18.297	16,8	22.384	17,6
ELECTRICIDAD	19.329	17,8	23.421	18,4
ENERGÍAS RENOVABLES	4.131	3,8	5.215	4,1
TOTAL	108.865	100,0	127.064	100,0

Fuente: Ministerio de Economía

3.1.3.- Capacidad de almacenamiento

En el sistema español, como se ha dicho, se combinan las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por parte de los sujetos que actúan en el mercado de hidrocarburos líquidos, con la constitución, gestión y mantenimiento por parte de CORES, en calidad de reservas estratégicas, de un tercio de dichas existencias.

En la parte de existencias mínimas mantenidas por la industria, los stocks operativos de los sujetos obligados se mezclan con los volúmenes almacenados para dar cumplimiento a los requerimientos de garantía de suministro, almacenados de forma indiferenciada en los depósitos de las refinerías y en los parques de almacenamiento de compañías que prestan servicio a los operadores¹. Por su parte, CORES, a día de hoy, carece de instalaciones de almacenamiento propio, por lo que atiende sus obligaciones de mantenimiento de reservas estratégicas mediante arrendamiento de capacidad de almacenamiento de terceros.

El nivel de stocks de crudo y productos a 31 de diciembre de 2002 en España alcanzó la cifra de 16,89 millones de toneladas (MTm), un 6% superior a la del

¹ La CNE publica los precios y condiciones de acceso a dichas instalaciones en su página web.

año 2001. En el ejercicio 2002, los stocks de crudo aumentaron en 0,3 MTm y en 0,09 MTm los del resto de materias primas. Por último, el nivel de stocks de productos terminados en 2002 fue de 10,7 MTm, 0,6 MTm más que en 2001.

Figura 3.1.7.: Stocks a 31/12/2002 de materias primas y productos en España

Datos en miles de toneladas

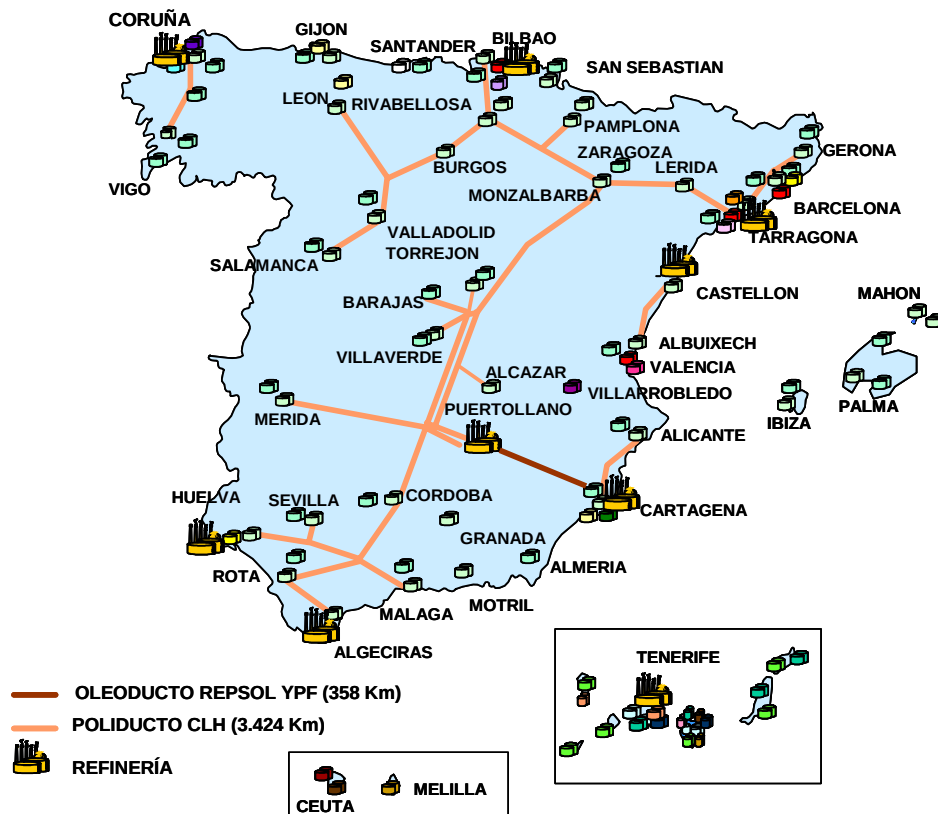
	INDUSTRIA	CORES	TOTAL
MATERIAS PRIMAS	4.201	1.958	6.159
Crudo	3.114	1.958	5.072
Semirrefinados	1073	0	1073
Aditivos y Oxigenados	14	0	14
PRODUCTOS	8.152	2.575	10.727
GLP	323	0	323
Gasolinas	1.049	556	1.605
Gasóleos	3.192	1.563	4.755
Querosenos	573	198	771
Fuelóleos	1.691	258	1.949
Coque	784	0	784
Otros Productos	540	0	540

Fuente: CORES

En lo que se refiere a la estructura del sector logístico español de hidrocarburos líquidos, la COMPAÑÍA LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS CLH, S.A., titular de la única red de poliductos que conecta las refinerías peninsulares, continúa siendo el actor más relevante, con 40 instalaciones de almacenamiento y 33 instalaciones aeroportuarias, situándose su capacidad de almacenamiento en 6.132 miles de m³.

Figura 3.1.8.: Logística básica y almacenamientos

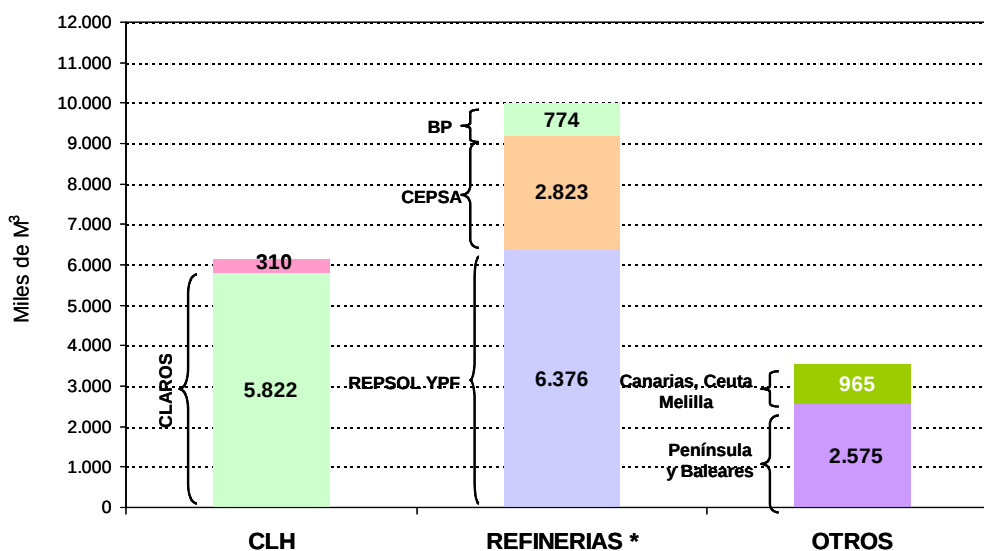
COMPañÍA	INST	km ³
CLH	73	6.132
TEPSA	3	314
DECAL	2	695
DUCAR	3	194
DISA	7	196
TERQUIMSA	2	211
T.CANARIOS	4	176
ESERGUI	1	150
PTROVAL	1	140
EUROENERGO	1	333
T.VILLARROB	1	160
FORESA	1	70
FORESTAL AT	1	283
SHELL	2	75
TERQUISA	1	45
CARTHAGO	1	112
TEXACO	1	50
CMD	4	33
ATLAS	1	76
PETROCAN	2	161
CEPSA AVIAC	2	4
21 COMPAÑÍAS	114	9.610



Fuente: CNE

La capacidad total de almacenamiento de las compañías que prestan servicio de almacenamiento alternativo a CLH es de 2.575 miles de m³ en Península y Baleares y de 965 miles m³ en Canarias, Ceuta y Melilla. Esta capacidad está repartida en 42 instalaciones de almacenamiento titularidad de 21 compañías. A esta capacidad se añade la existente en las refinerías españolas pertenecientes a los Grupos REPSOL YPF, CEPSA y BP OIL ESPAÑA, ascendente a 9.973 miles de m³.

Figura 3.1.9.: La capacidad de almacenamiento en España
Datos en miles de m³



(*) Únicamente productos, exceptuando los GLP

Fuente: CNE

3.2.- Consideraciones generales sobre los GLP

La extensión de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los gases licuados del petróleo (GLP) que se desarrolla en el Proyecto de Real Decreto, deriva de las previsiones que a este respecto introduce, con carácter novedoso, la Ley de Hidrocarburos en su artículo 50.2. Ni la normativa nacional anterior ni la Carta de la AIE ni las Directivas europeas sobre garantía de suministro establecen esta obligación.

Sin embargo, no puede olvidarse que el mercado de los GLP en España reviste unas especiales características que lo singularizan respecto a otros mercados europeos. Estos hechos diferenciales, podrían haber justificado la decisión del legislador de ampliar también a los GLP las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

3.2.1.- Elementos diferenciales del mercado español de GLP

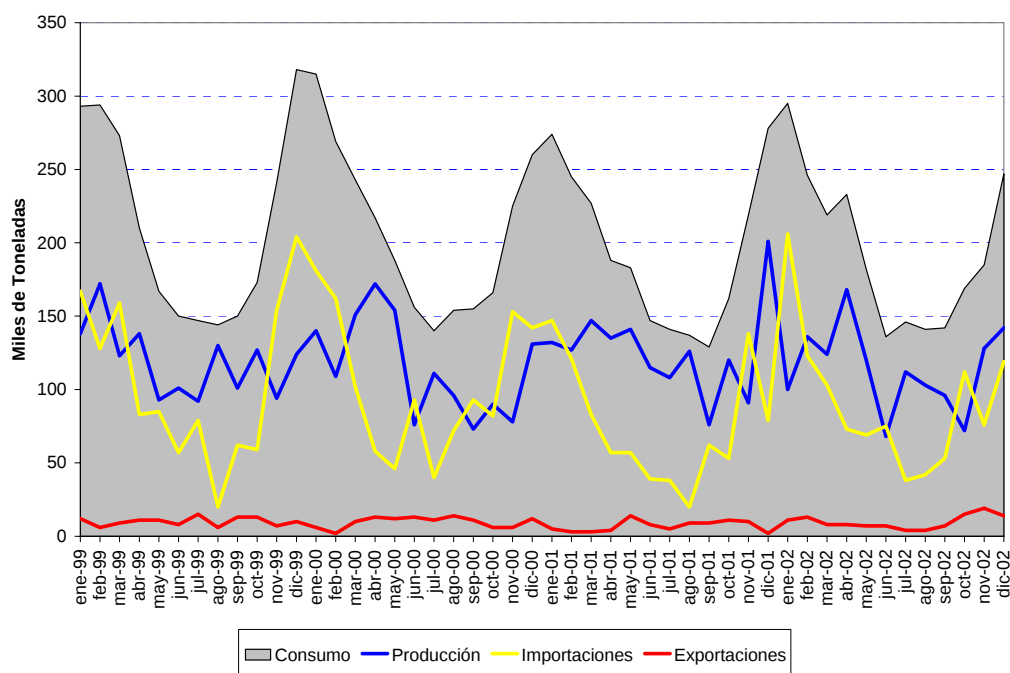
En efecto, el sector del GLP en España presenta unas características que lo diferencian del resto de países europeos, básicamente consistentes en el nivel de consumo, en la distribución del consumo por forma de entrega (ratio envasado/granel de aproximadamente 70/30, inverso al del resto de países europeos, con la excepción de Portugal), que hace de España el país europeo con mayor consumo de GLP envasado y en el nivel de precios (inferior al de la media europea).

En concreto, España es el tercer país europeo con mayor nivel de consumo de GLP. El consumo total de GLP en España en el año 2002 ascendió a 2,35 millones de toneladas (MTm), experimentando un ligero aumento del 0,9% respecto a 2001, que contrasta con el descenso de los dos años anteriores (-3,0% en 2000 y -6,5% en 2001). La mayor parte del consumo de GLP en España corresponde a usos domésticos (11 millones de clientes aproximadamente).

Del consumo total, 1,37 MTm procedieron de la producción interior (-9,87% respecto a 2001), mientras que las importaciones se situaron en 1,09 millones de toneladas (+21,81% vs 2001). Así, el grado de autoabastecimiento español el ejercicio pasado se situó en el 58,48%, 6,71 puntos por debajo del correspondiente a 2001, aunque 2,50 puntos porcentuales por encima del correspondiente a 1999.

Figura 3.2.1.: Balance GLP

Datos en miles de toneladas



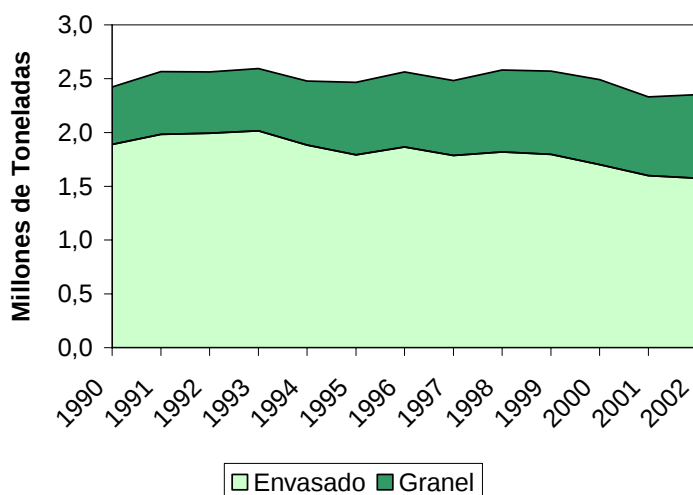
Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

En cuanto al reparto de la demanda por modalidad de entrega, las entregas en envases representaron en 2002 el 67,1% del total del consumo de GLP, frente al 68,6% del año anterior. En 2002 continuó el aumento de la participación de las entregas a granel, incluido el canalizado, en la estructura de consumo de GLP en España (había pasado del 31,7% en 2000 al 31,4% en 2001, para situarse en el 32,9% en 2002).

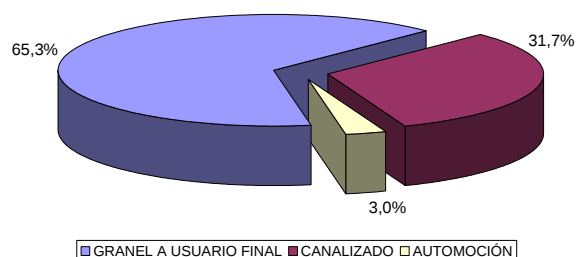
Desde el año 1990, se ha venido produciendo un descenso en el consumo de GLP envasado (desde 1,89 MTm en 1990 hasta 1,58 MTm en 2002). En el año 1990 el consumo de cada modalidad de suministro era de 1.888 miles de toneladas (kTm) para el envasado y de 535 kTm para el consumo a granel (incluyendo canalizado, granel a usuario final y automoción).

Figura 3.2.2.: Evolución anual del consumo de GLP

Datos en millones de toneladas y en porcentaje



Reparto GLP a granel (2002)



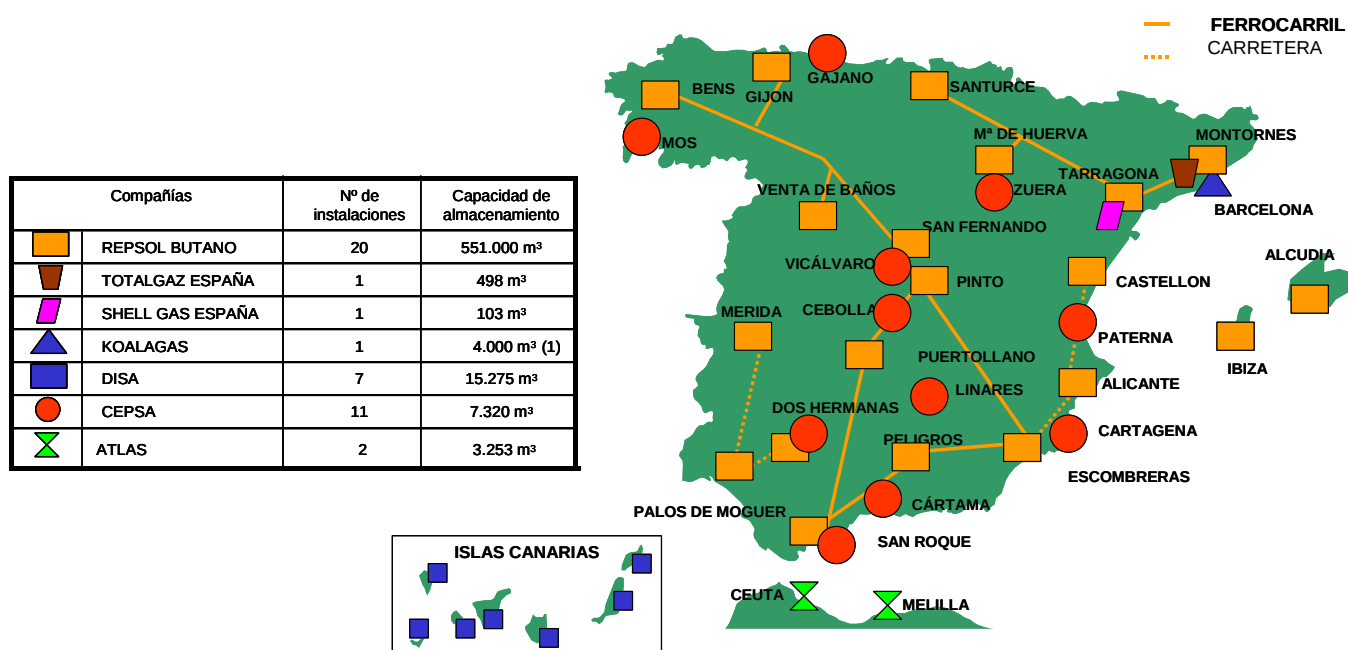
Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y Ministerio de Economía

De acuerdo con lo establecido en la Ley Hidrocarburos, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes, el precio de los GLP envasados para envases de más de 8 kg de capacidad, se sigue fijando administrativamente. También están sujetas al régimen de precios máximos las entregas de GLP canalizado a usuario final. En concreto, los precios del GLP envasado en España son muy inferiores a los del resto de países de la UE con consumos relevantes y ello a pesar de que en España la fórmula de determinación de los precios máximos antes de impuestos de dicha modalidad de entrega incluye el coste del reparto domiciliario.

3.2.2.- Capacidad de almacenamiento

En la actualidad existen siete compañías con capacidad de almacenamiento de GLP en España, que asciende en total a 589,41 miles de m³.

Figura 3.2.3.: Capacidad de almacenamiento de GLP



(1) Ampliables a 12.000 m³

Fuente: CNE

Al almacenamiento de los citados operadores al por mayor se añade la capacidad de almacenamiento existente en las refinerías, 112,0 miles de m³ en las del Grupo Repsol YPF y 61,4 miles de m³ en las de CEPSA (no se dispone de datos correspondientes a BP Oil España).

3.3.- Sobre las existencias mínimas y diversificación de suministro de gas natural

El gas natural es la fuente de energía que ha experimentado un mayor crecimiento en España durante los últimos años, habiendo pasado su participación en el balance de energía primario del 3,1 % en 1985 hasta el 14,2 % en el año 2002.

Para el periodo 2002- 2011, el documento de “*Planificación de los sectores de gas y electricidad. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*” prevé que esta fuente de energía continúe su crecimiento a una tasa anual del 9,01 %, alcanzando un peso en el consumo total de energía primaria del 22,5 % en el 2010, porcentaje similar a la media de los países europeos más desarrollados. Una gran parte de este crecimiento se deberá a la demanda de gas para generación de energía eléctrica en nuevas centrales de ciclo combinado.

La importancia del gas natural para el desarrollo normal de la actividad económica así como la dependencia externa de los aprovisionamientos y su concentración geográfica en un reducido número de países, es el origen de la preocupación del Estado por garantizar la seguridad y continuidad de su abastecimiento.

La Ley 34/1998 establece dos medidas destinadas a incrementar la seguridad del abastecimiento de gas natural, como son la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural (artículo 98) y la obligación de diversificación de aprovisionamientos de gas natural (artículo 99):

“Artículo 98. Seguridad de suministro.

1. Los transportistas que incorporen gas al sistema estarán obligados a mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes a distribuidores para el suministro a clientes en régimen de tarifas.

Los comercializadores de gas natural deberán mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes.



Los consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso y no se suministren de un comercializador autorizado, deberán mantener unas existencias mínimas de seguridad correspondientes a treinta y cinco días de sus consumos firmes.

2. Esta obligación podrá cumplirse por el sujeto obligado con gas de su propiedad o arrendando y contratando, en su caso, los correspondientes servicios de almacenamiento. El Ministerio de Industria y Energía podrá, en función de las disponibilidades del sistema, incrementar el número de días de almacenamiento estratégico hasta un máximo equivalente a sesenta días de ventas en firme.”

“Artículo 99. Diversificación de los abastecimientos.

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.

2. En los términos que reglamentariamente se determinen, el Ministerio de Industria y Energía podrá exigir similares obligaciones de diversificación de aprovisionamiento a las establecidas en el punto anterior a los consumidores cualificados por la parte de su consumo no adquirida a comercializadores cuando, por su volumen y origen, puedan incidir negativamente en el balance de abastecimientos al mercado nacional.

3. Estará eximido de la obligación de diversificación el abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.”

Como complemento de estas medidas, la Ley 34/1998 regula la planificación en materia de hidrocarburos (artículo 4), cuyo contenido es vinculante en relación con las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos.

Una adecuada planificación de las infraestructuras gasistas resulta fundamental para garantizar la continuidad y seguridad de los abastecimientos de gas natural:

- Incrementando las interconexiones de la red de gasoductos española con los países productores, y con la red europea de gasoductos.
- Manteniendo un equilibrio entre las importaciones de gas natural por gasoducto y las importaciones de gas natural licuado (GNL). El sistema gasista tiene actualmente cuatro plantas de regasificación en funcionamiento, y dos más en construcción, que permiten la recepción de GNL de procedencias más diversas.
- Estableciendo las necesidades de desarrollo de nuevos almacenamientos de GNL y sobre todo, de almacenamientos subterráneos de gas natural, capaces de proporcionar servicios de almacenamiento de gas suficientes para cubrir las exigencias de la Ley de Hidrocarburos.

La reducida capacidad de almacenamiento subterráneo es uno de los problemas más acuciantes del sistema gasista español, ya que el desarrollo de nuevos almacenamientos es una actividad que requiere fuertes inversiones y largos periodos de tiempo de investigación y desarrollo. El fuerte crecimiento esperado de la demanda de gas requiere ser complementado con un desarrollo equivalente de la capacidad de almacenamiento.

Para que este desarrollo de nuevos almacenamientos tenga lugar, se deben resolver las incertidumbres actuales sobre la retribución de las inversiones en almacenamientos subterráneos, dando un tratamiento adecuado a la problemática de las posibles inversiones en almacenamiento fallidas.

Por otra parte, la determinación del nivel adecuado de existencias de seguridad de suministro debe realizarse mediante un análisis coste – beneficio, teniendo en cuenta los riesgos que presenta nuestro sistema gasista, los costes asociados a los posibles fallos de suministro y las inversiones necesarias para mejorar el nivel

de seguridad, de manera que las medidas para mejorar la seguridad de suministro no supongan una barrera a la entrada de nuevos comercializadores, ni mermen la competitividad de las empresas ni el poder adquisitivo de los consumidores del mercado español.

3.3.1.- Capacidad de almacenamiento de gas en España

El gas natural en España puede almacenarse, dentro del sistema gasista, en los almacenamientos subterráneos y en los tanques de GNL de las plantas de regasificación, además de la pequeña cantidad de gas presente en los propios gasoductos.

Capacidad de los Almacenamientos Subterráneos

En la actualidad el sistema gasista español cuenta con dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos depletados de gas natural, Serrablo (Huesca), operado por ENAGAS S. A. y Gaviota, operado por RIPSa, a través de una plataforma situada a 8 km de la costa de Vizcaya. En Serrablo se están acometiendo trabajos para aumentar tanto la capacidad de almacenamiento como la de extracción.

Se espera, en el año 2006, contar con un nuevo almacenamiento situado en la provincia de Guadalajara, denominado Santa Bárbara. Se están investigando, y así lo recoge el documento de *Planificación de los sectores de gas y electricidad. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*, otros posibles almacenamientos en Reus, Sariñena, Amposta (proyecto Castor) y el actual yacimiento de Poseidón. Asimismo, la capacidad de Gaviota podría también incrementarse en los próximos años.

En un almacenamiento subterráneo no todo el gas existente es utilizable. Se denomina gas útil al máximo volumen de gas que puede extraerse cuando el

almacenamiento está lleno, sin poner en peligro la integridad del mismo. Este volumen depende de las características de cada almacenamiento.

El resto del gas, denominado gas colchón, es un inmovilizado que sólo se podrá recuperar, en parte, cuando se dé por finalizada la explotación del almacenamiento. En condiciones excepcionales ENAGAS indica que se podrá utilizar un tercio del gas colchón; a este gas ENAGAS le da la denominación de gas extraíble por medios mecánicos. Entendemos que sólo se deben contabilizar como existencias de seguridad aquellas previamente inyectadas en los almacenamientos subterráneos, y por lo tanto, en ningún caso debería contabilizarse el gas colchón.

A efectos de contabilización de la capacidad de almacenamiento disponible en los almacenamientos subterráneos, ENAGAS considera habitualmente el gas útil y el gas extraíble por medios mecánicos. La capacidad útil máxima de los almacenamientos subterráneos calculada de esta manera se presenta en la Figura 3.3.1.

Capacidad de almacenamiento de GNL en las Plantas de Regasificación

En lo que se refiere a las Plantas de Regasificación, las cuatro plantas existentes actualmente, Barcelona, Cartagena, Huelva y Bilbao cuentan con un total de diez tanques de almacenamiento, con una capacidad total de 860.000 m³ de GNL. De acuerdo con la información de los promotores, se espera incorporar al sistema, en el año 2006, otras dos plantas de regasificación con dos tanques cada una, en Sagunto y Mugardos, y una capacidad total de almacenamiento de 600.000 m³ de GNL. También se construirán nuevos tanques en las plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva, que añadirán capacidad de almacenamiento al sistema por un valor en el entorno de 830.000 m³ de GNL hasta 2007.

En conjunto en 2007 si se cumplen las previsiones anteriormente citadas se podría llegar a disponer en España de una capacidad de almacenamiento total de alrededor de 2.487.000 m³ de GNL.

Capacidad de almacenamiento en gasoducto

La capacidad de almacenamiento en gasoducto, esto es, la correspondiente al gas almacenado en la red, es muy limitada, no llegando la capacidad útil a un día de la demanda media.

En las plantas de regasificación y en los gasoductos, como ocurría con los almacenamientos, una parte del gas está inmovilizado y no puede ser extraído, por lo tanto no debería ser contabilizado como existencias. Este valor, denominado “gas talón” se corresponde con el 10% de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL y con el valor que señala el Gestor Técnico del Sistema para gasoductos.

En la figura 3.3.1. se muestran los valores de capacidad útil máxima en las infraestructuras del sistema gasista español en los próximos años.

Figura 3.3.1.: Capacidad de almacenamiento de gas por instalación y capacidad de almacenamiento utilizada en la operación del sistema

Datos en GWh

Capacidad útil máxima de las instalaciones de almacenamiento del Sistema Gasista Español

	2002 GWh	2003 GWh	2004 GWh	2005 GWh	2006 GWh	2007 GWh
Tanques de GNL	3.517	5.401	6.343	8.101	13.754	14.570
Barcelona	1.507	1.507	1.507	2.449	3.391	3.391
Cartagena	1.005	1.005	1.005	1.821	1.821	2.638
Huelva	1.005	1.005	1.947	1.947	2.889	2.889
Bilbao		1.884	1.884	1.884	1.884	1.884
Sagunto					1.884	1.884
Mugardos					1.884	1.884
Almacenamientos Subterráneos	24.671	27.206	29.067	29.067	31.009	36.824
Serrablo	9.013	11.549	13.409	13.409	13.409	13.409
Gaviota	15.657	15.657	15.657	15.657	15.657	15.657
St. Bárbara					1.942	7.757
Stock Gasoductos	535	605	663	744	768	791
TOTAL	28.723	33.212	36.073	37.913	45.530	52.185
Almacenamiento utilizado en la operación del sistema	14.654	15.212	16.096	16.887	17.760	19.113

Fuente ENAGAS

Almacenamiento operativo

A la hora de computar la capacidad de almacenamiento, ha de tenerse en cuenta que las instalaciones anteriores (gasoductos, tanques de GNL y almacenamientos subterráneos), no se utilizan exclusivamente como almacenamientos de gas, puesto que se emplean en la operación diaria del sistema gasista, y por lo tanto su nivel de llenado en un momento dado siempre será inferior al 100 % de su capacidad. Así, por ejemplo, para poder acoger la descarga de un barco en una planta de regasificación, debe haber espacio libre suficiente en los tanques de GNL de dicha planta.

El concepto de almacenamiento operativo y estacional está ligado al gas de alta disponibilidad en el sistema, que atenúa las diferencias horarias y semanales entre emisión y demanda o la discontinuidad característica de las descargas de los buques de GNL.

Por otra parte el almacenamiento operativo en almacenamientos subterráneos se corresponde con el almacenamiento estacional, ayuda al sistema a hacer frente a la variación de la demanda entre invierno y verano.

En la actualidad la capacidad de entrada al sistema gasista, sin contar almacenamientos subterráneos, es inferior a la demanda diaria máxima del sistema.

Por ello, en periodos de baja demanda (verano) se inyecta gas en los almacenamientos, y en periodos de alta demanda (invierno) se utilizan los almacenamientos como puntos de aporte de gas al sistema. De esta manera las entradas de gas son más constantes a lo largo del año y aumenta el factor de utilización de plantas y gasoductos.

Enagás tiene asignada una parte de la capacidad de los almacenamientos para cubrir estas necesidades operativas y estacionales del sistema gasista, según se muestra en la última fila de la figura 3.3.1.

3.3.2.- Evolución del consumo de gas en España

Dado que la obligación de mantenimiento de treinta y cinco días de existencias mínimas se calcula sobre la base de los consumos o ventas firmes de gas natural, es preciso tener en cuenta la evolución prevista de la demanda de gas en los próximos años.

En la figura 3.3.2. se muestra la estimación de la demanda firme de gas en España, excluidos los suministros interrumpibles (clientes sujetos actualmente a la tarifa interrumpible), de acuerdo con las previsiones del Informe Marco de la CNE 2003, en elaboración.

Figura 3.3.2.: Estimación de demanda de gas firme anual y diaria

Datos en GWh

	2002 GWh	2003 GWh	2004 GWh	2005 GWh	2006 GWh	2007 GWh
Demanda firme anual estimada	215.549	262.995	303.553	345.920	368.476	396.920
Demanda firme media diaria	591	721	832	948	1.010	1.087

Fuente: Informe Marco, CNE

Con estos datos se puede calcular el número de días de ventas firmes medias que se pueden almacenar en el sistema, según se muestra en la Figura 3.3.3. La primera fila indica el almacenamiento máximo de los almacenamientos, es decir, el número de días disponible suponiendo que todas las instalaciones estén al 100 % de llenado. Esta cantidad se descompone en dos partes: los días utilizados como almacenamiento operativo, y el almacenamiento disponible, resultado de

restar el almacenamiento operativo a la capacidad de almacenamiento máxima del sistema.

Figura 3.3.3.: Estimación de la capacidad de almacenamiento expresada en número de días de demanda firme diaria

Datos en días de almacenamiento en el sistema

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	Días de almacenamiento en el sistema					
Capacidad almacenamiento máximo sistema	49	46	43	40	45	48
Capacidad utilizada como almacenamiento operativo	25	21	19	18	18	18
Almacenamiento disponible	24	25	24	22	28	30

Fuente Informe Marco, CNE

En el caso de que no se contabilice la capacidad utilizada por el almacenamiento operativo, el valor del almacenamiento disponible se sitúa, durante el horizonte del estudio, por debajo de 35 días, lo que indica la necesidad de desarrollo de nuevos almacenamientos.

Evidentemente a estos valores podría añadirse el valor de los buques en tránsito o pendientes de descargar, de acuerdo con la propuesta del Real Decreto. Si consideramos en el cómputo un promedio de cuatro metaneros de 130.000 m³ de GNL (un metanero en camino o pendiente de descarga en cada una de las plantas actuales), se añadirían otros 5,6 días de capacidad de almacenamiento en el 2002 y 3 días en el 2007; valores aún insuficientes para cumplir la normativa.

En el anexo III (confidencial) se ha incluido un cálculo de los niveles de existencias de seguridad de gas de los transportistas y comercializadores que operan en el sistema gasista, referido al mes de septiembre de 2003 y a partir de los datos de comunicados por las empresas a esta Comisión (Resolución de 15 de julio de 2002) que indican que una gran parte de los agentes mantienen en la

actualidad unos niveles de existencias de gas en el sistema muy inferiores a los 35 días que establece la Ley de Hidrocarburos.

Además, la contratación de servicios de almacenamiento subterráneo por parte de los agentes que operan en el sistema gasista es muy baja, como se pone de manifiesto en la capacidad contratada y disponible en los almacenamientos subterráneos publicada trimestralmente por ENAGAS.

Así por ejemplo, los datos publicados por ENAGAS para el cuarto trimestre de 2003, indican que sobre una capacidad de almacenamiento total de 2121 Mm³, únicamente se encuentra contratada una capacidad de 189 Mm³, inferior al 10 % de la capacidad de los almacenamientos, lo que indica la necesidad de poner en práctica las medidas de inspección y control de existencias, de manera que se verifique el cumplimiento de las obligaciones de almacenamiento por parte de todos los agentes que operan en el sistema gasista.

3.3.3.- Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad

El mantenimiento de unos niveles mínimos de existencias de seguridad tiene por objetivo asegurar el suministro en caso de que se produzcan situaciones de restricción en el abastecimiento de gas hacia España. En ese supuesto, resulta necesario analizar la disponibilidad del gas almacenado, es decir, la velocidad a la que se pueden llevar las existencias de gas a los consumidores españoles.

La disponibilidad de las existencias depende del tipo de almacenamiento considerado: el gas de gasoductos es de utilización inmediata, el gas en plantas de regasificación depende de la capacidad de regasificación y de la demanda, y puede ser movilizado muy rápidamente. La disponibilidad del gas almacenado en los almacenamientos subterráneos depende de la capacidad de extracción, así como de la capacidad de la conexión de estos almacenamientos con la red de gasoductos.

A modo de ejemplo, en la Figura 3.3.4 se relaciona la capacidad de producción de los almacenamientos con la capacidad de producción del sistema. La capacidad de extracción de los almacenamientos está en torno al 10% de la capacidad total del sistema.

Con respecto a lo que representa la capacidad de extracción respecto a una de las entradas del sistema, esto es, indisponibilidad simple o N-1, si se realiza la comparación con la producción de la planta de Barcelona, por ser el punto con mayor capacidad de producción del sistema, sólo en el horizonte de 2007, por la entrada del nuevo almacenamiento de Santa Bárbara la capacidad de extracción llegaría a cubrir el 66% de la capacidad de producción de la planta de Barcelona. Se observa, en consecuencia, el bajo valor disponible de capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos.

Figura 3.3.4.: Comparación entre la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos con la capacidad de producción del sistema y la capacidad de producción de la planta de Barcelona

Datos en GWh/día y en porcentajes

Capacidades de producción sistema	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	GWh/día	GWh/día	GWh/día	GWh/día	GWh/día	GWh/día
Capacidad Producción TOTAL	1.091	1.312	1.562	1.896	2.236	2.336
Capacidad Producción AASS	117	146	158	187	187	302
Capacidad Producción Barcelona	335	335	335	461	461	461

Cobertura de la demanda con AASS	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Sobre la producción total	11%	11%	10%	10%	8%	13%
Sobre la producción de Barcelona	35%	44%	47%	41%	41%	66%

Fuente Informe Marco, CNE

Durante los últimos inviernos la capacidad total de producción de plantas, yacimientos y conexiones ha sido inferior a la demanda para los días de máximo

consumo. Quiere esto decir que la capacidad de extracción de almacenamientos subterráneos ha sido necesaria para atender la demanda en situación de explotación normal del sistema, quedando muy poco margen de capacidad de producción para casos de emergencia, en el caso de que la emergencia ocurra durante la semana de máxima demanda².

Es previsible que los grados de cobertura de la demanda evolucionen hacia valores que permitan cubrir la hipótesis de fallo de una de las entradas al sistema, aunque este hecho dependerá fundamentalmente de la evolución de la demanda, especialmente la de ciclos combinados y del cumplimiento de las fechas de entrada en servicio de las nuevas instalaciones.

Si analizamos, a título de ejemplo, la situación de diciembre de 2002, un mes de invierno climatológicamente benigno, y se tiene en cuenta la capacidad de extracción utilizada para hacer frente a la estacionalidad de la demanda en condiciones de operación normal, la capacidad de extracción remanente que podría haberse utilizado como seguridad en el sistema, para hacer frente a un hipotético fallo de suministro, atendería al 15% de la demanda firme media, teniendo existencias para 70 días, de acuerdo a lo almacenado en esa fecha.

Parece por tanto importante asegurarse un almacenamiento de gas en el sistema, pero es tan importante o más disponer de los medios de producción necesarios para que este almacenamiento esté disponible. Por consiguiente, debería regularse, tanto los días de existencias en el sistema, como el ratio de capacidad excedentaria de producción con el que debería de contar un sistema para hacer frente a situaciones de emergencia. Los posibles criterios de operación relativos a la seguridad de la cobertura podrían estar recogidos dentro de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

² Ver Resolución de esta Comisión relativa a los sucesos de enero 2003: *Resolución sobre las restricciones en el suministro de gas natural en enero de 2003*.

3.3.4.- Diversificación de aprovisionamientos de gas en España

Nuestra situación geográfica en el Sur de Europa y la práctica ausencia de yacimientos de gas nacionales, condiciona la procedencia de los aprovisionamientos de gas hacia la Península Ibérica. España se caracteriza por tener una estructura de aprovisionamiento muy concentrada, de forma que alrededor del 55 - 60% de las compras proceden de Argelia.

En la actualidad los aprovisionamientos de España mantienen un equilibrio entre gasoducto y GNL, con un peso ligeramente superior del GNL.

En relación con el GNL, los aprovisionamientos provenientes de Libia y Argelia fueron los primeros utilizados en nuestro país. En la actualidad el mercado de GNL está experimentando un importante impulso, con un mayor número de países y empresas productoras que disponen de plantas de licuefacción, contratos cada vez más flexibles y un incipiente mercado spot. Este desarrollo supone una mejora general de la seguridad de aprovisionamiento de GNL, y en años recientes las procedencias del gas natural que llega a España son más variadas. En especial destaca sobre todo el aumento de importaciones de GNL proveniente de los Países del Golfo Pérsico y de Nigeria.

En relación con los aprovisionamientos por gasoducto, nuestros proveedores naturales por proximidad geográfica y reservas de gas son los países del Magreb, y en concreto Argelia. El desarrollo de las interconexiones por gasoducto con Francia, Marruecos, y Portugal posibilitan la importación del gas argelino por gasoducto y de gas noruego. Los yacimientos rusos de gas, que abastecen a gran parte de Europa, quedan demasiado alejados de nuestro país.

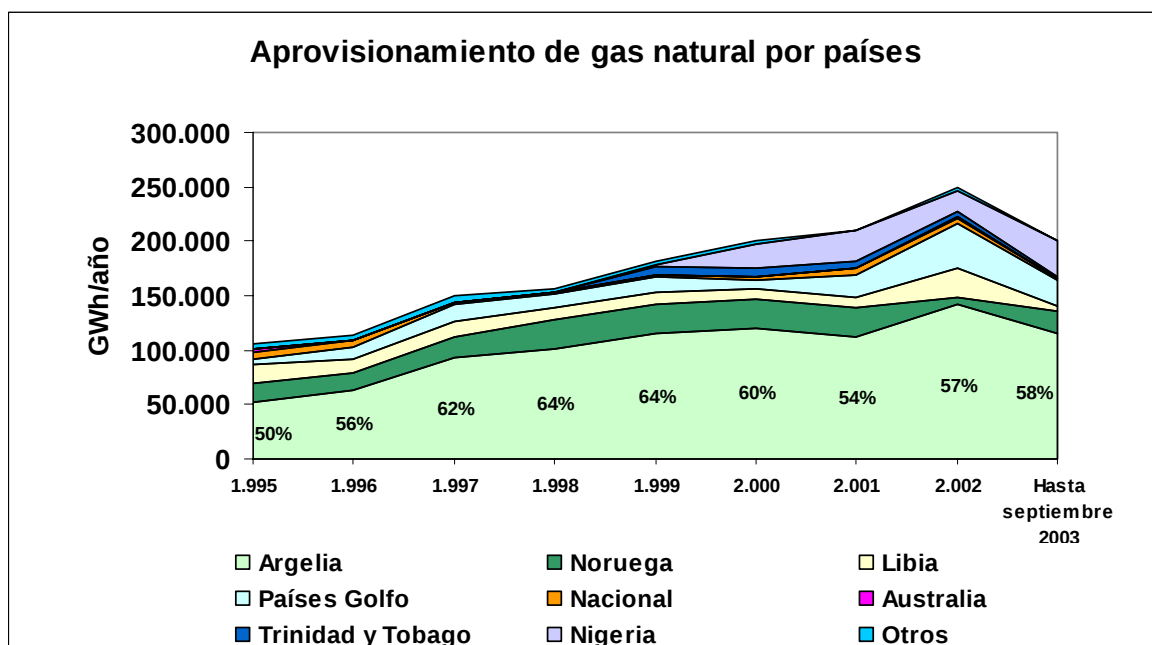
En la Figura 3.3.5. se observa que el principal país proveedor del mercado español es Argelia, que sumando aprovisionamientos de gas por gasoducto y GNL, mantiene en los últimos años en una participación que roza el 60% del total.

El artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, obliga a los transportistas y a los comercializadores a diversificar sus aprovisionamientos, de forma que la suma de todos los provenientes de un mismo país no supere el 60%. Así pues, a nivel

agregado, parece cumplirse el criterio de diversificación de suministros establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Figura 3.3.5.: Procedencia de los aprovisionamientos de gas natural en España. Porcentaje de aprovisionamiento de Argelia

Datos en GWh/año y en porcentaje



Fuente: SEDIGAS, ENAGAS y elaboración propia.

La evolución futura de los aprovisionamientos en España dependerá del desarrollo de las interconexiones internacionales y plantas de GNL de nuestro sistema. Mientras que las nuevas plantas de GNL contribuirán a la diversificación de fuentes de aprovisionamiento (se prevé la llegada de nuevos aprovisionamientos de GNL de Egipto, el Golfo Pérsico, Noruega y Trinidad y Tobago), si se realiza la conexión con Argelia a través del gasoducto Medgaz podría aumentar nuestra dependencia de este país, aunque se reduce el riesgo

de tránsito asociado al gasoducto del Magreb, que cruza el Reino de Marruecos y el estrecho de Gibraltar, y se mejora la seguridad de suministro, ya que se dispondría de dos conexiones por gasoducto con Argelia.

Por otra parte, la liberalización del sector del gas natural, con la implantación de diferentes compañías comercializadoras de gas, es un factor que contribuye a la seguridad de suministro, ya que un posible fallo en los contratos de compra de un aprovisionador puede ser cubierto más fácilmente por el resto de agentes presentes en el mercado sin que los consumidores se vean afectados, como así ha sucedido en Estados Unidos o el Reino Unido en recientes casos de quiebra de empresas energéticas.

3.3.5.- Comparativa europea de reservas y almacenamientos de gas

Las preocupaciones en relación con la seguridad de suministro de gas natural no son exclusivas de España, sino que son comunes a la mayoría de los países de la Unión Europea. Los combustibles fósiles representan el 80% del consumo energético en Europa, y de esta cantidad, casi dos terceras partes son importadas.

Dependencia de las importaciones de gas en Europa

En la Unión Europea, las reservas de gas natural son limitadas y representan sólo el 5% de los recursos globales de gas en el mundo. Los principales países productores son los Países Bajos y el Reino Unido.

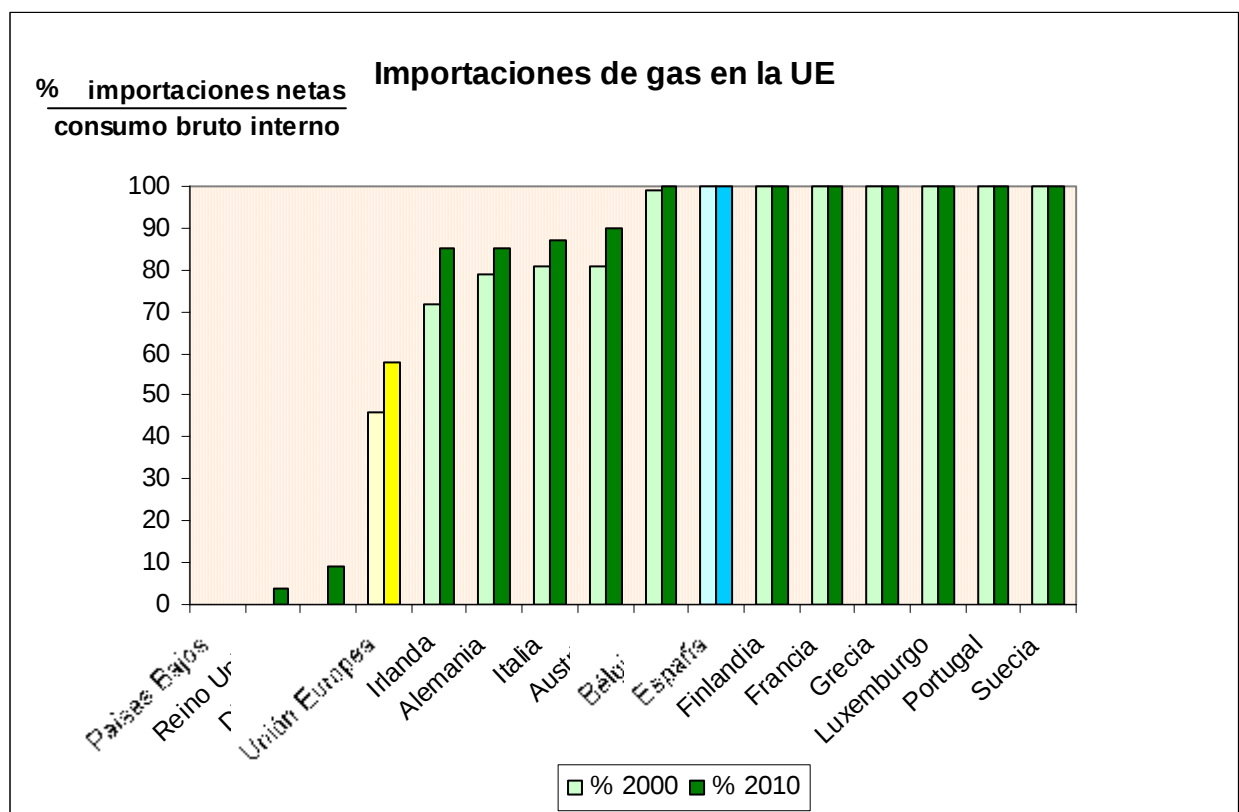
En la actualidad la importación de gas en la Unión Europea representa el 40 % de la demanda, pero se espera que este porcentaje se incremente significativamente y alcance un 70 % en el 2030. Las importaciones de gas presentan una elevada concentración geográfica en tres proveedores externos: Rusia, Noruega y Argelia

La dependencia europea de la importación es un hecho: 9 de 33 países europeos dependen de las importaciones en más de un 95%; sólo 5 países son autosuficientes o exportadores de gas.

La Figura 3.3.6. representa la relación de importaciones netas sobre el consumo bruto interno de gas natural en la Unión Europea.

Figura 3.3.6.: Porcentaje de importaciones sobre el consumo interno de gas natural en la Unión Europea

Datos en porcentaje



Fuente: Comisión Europea

Por lo tanto, con la notable excepción del Reino Unido y Holanda, que disponen de importantes reservas propias de gas, la dependencia externa de los países europeos es muy elevada.

España carece de yacimientos propios significativos, y su dependencia de gas importado de países que no pertenecen al área de influencia de la Unión Europea le deja en una situación vulnerable.

En España la producción nacional representa en torno a un 2,8% del total. Por tanto, el nivel de importación es casi del 100%, tal y como se representa en la Figura 3.3.6.

La Figura 3.3.7. muestra el grado de dependencia de las importaciones de los países de Europa para el año 2000, detallando para cada país el porcentaje proveniente de cada origen de suministro sobre el total de las importaciones de gas en dicho país.



Figura 3.3.7.: Dependencia de importaciones (% del total de importaciones) por regiones y por países, 2000.

Datos en porcentaje

	ORIGEN DE LOS APROVISIONAMIENTOS				
	RUSIA	ARGELIA	NORUEGA	PAISES BAJOS	OTROS
Norte de Europa					
Finlandia	100				
Suecia					100*
Estonia	100				
Letonia	100				
Lituania	100				
Noroeste de Europa					
Bélgica		26	34	37	3*
Luxemburgo				43	57*
Francia	31	25	28	14	2***
Irlanda (64%)					100*
Alemania (83%)	45		25	23	7*
Europa Central					
Suiza	13			20	67
Austria (78%)	83		11		6*
Eslovaquia	100				
República Checa	80		20		
Hungría (73%)	76				23*
Polonia (66%)	91		3		6*
Sureste de Europa					
Bulgaria	100				
Antigua República Yugoslava de Macedonia	100				
Eslovenia	64	36			
Bosnia/Herzegovina	100				
Rumanía (20%)	94				6*
Yugoslavia (63%)	100				
Croacia (40%)	100				
Sur de Europa					
Grecia	75	25			
España		61	14		25**
Italia (79%)	37	49		11	3**
Turquía	71	24			5**
Portugal		100			

Nota: Los porcentajes entre paréntesis de la primera columna indican importaciones sobre demanda de gas.

Los países sin porcentaje dependen de las importaciones en más de un 95% de la demanda de gas.

* Aprovisionamiento por gasoductos europeos: Dinamarca, Alemania, Reino Unido

** GNL no europeo

*** Mezcla de GN europeo y GNL no europeo

Fuente: Cedigaz, Principales Tendencias en la Industria del Gas en 2000 , Julio 2001

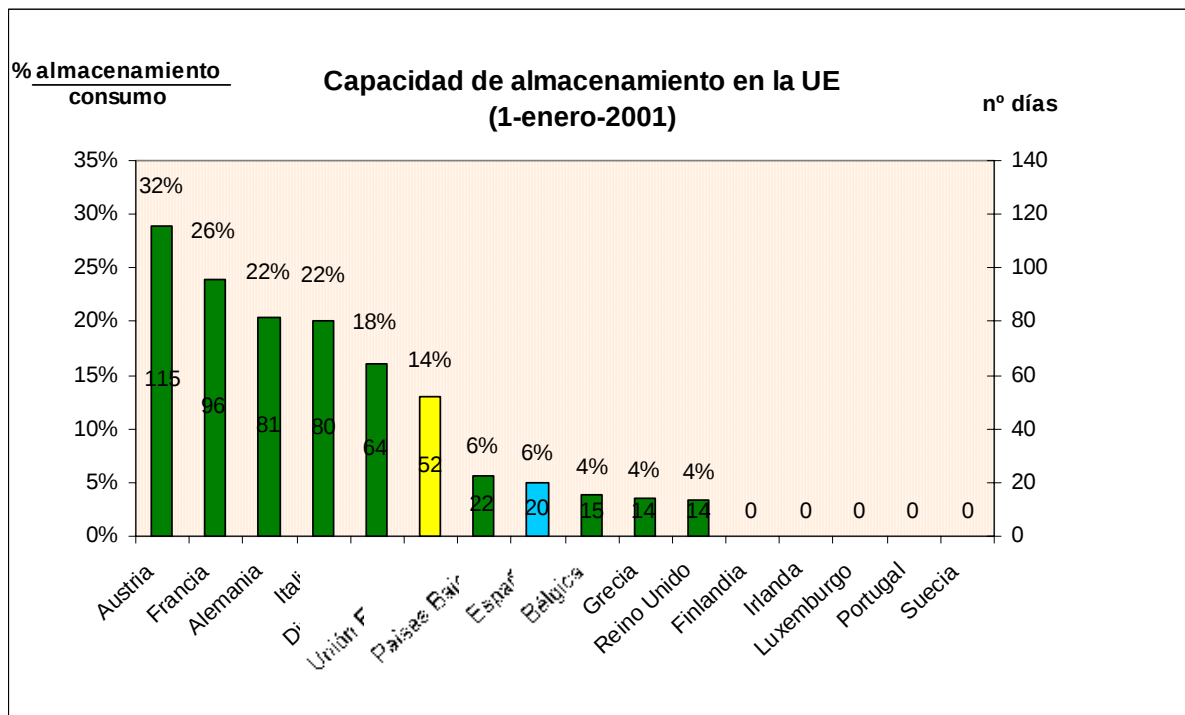
Comparación de la capacidad de almacenamiento en Europa

En la Figura 3.3.8. se muestra la relación entre la capacidad de almacenamiento y el consumo de gas para varios países europeos. La relación entre la capacidad de almacenamiento subterráneo y el consumo en España, según los datos de la Comisión Europea correspondientes al año 2001, presenta un valor del 6 %, inferior por tanto a la media europea del 14 %, que equivale a unos 52 días de almacenamiento.

Los países europeos mejor situados por la capacidad de sus almacenamientos son Austria, Francia, Alemania e Italia, cuya dependencia exterior del gas natural es similar o algo inferior a la de España.

Figura 3.3.8.: Ratio capacidad de almacenamiento /consumo de gas en distintos países de la Unión Europea.

Datos en porcentaje de almacenamiento sobre consumo y número de días



Fuente: Comisión Europea

3.3.6.- Propuesta de directiva europea sobre la seguridad de suministro de gas

En septiembre de 2002, la Comisión Europea realizó una Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo concerniente a medidas para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural³. Dicha Propuesta de Directiva establece las medidas encaminadas a asegurar el adecuado funcionamiento del mercado interno de gas de la Unión Europea, salvaguardando la seguridad de suministro, y que se resumen a continuación. Aunque es sólo una propuesta de Directiva se trae a colación aquí con objeto de conocer el tratamiento que a la seguridad de suministro de gas se está conformando en el contexto europeo.

Definición de una política de abastecimiento

La Propuesta de Directiva pretende establecer la política general a seguir por los miembros de la Unión Europea en relación con la seguridad de suministro de gas natural, con el fin de lograr los siguientes objetivos:

- Promover la solidaridad entre los Estados miembros de la Unión Europea en caso de crisis energética, mediante la instauración de medidas y mecanismos definidos de antemano, que garanticen una acción coordinada.
- Gestionar la seguridad de los suministros, instaurando unos mecanismos adecuados que permitan controlar una situación de ruptura física de los suministros energéticos.
- Gestionar la fiabilidad de los suministros e infraestructuras, estableciendo medidas de fomento de la fiabilidad que garanticen un máximo de certidumbre de los flujos de suministro procedentes de los países productores.

³ Proposal for a Directive of European Parliament and the Council concerning measures to safeguard security of natural gas supply.



- Promover, en consulta con los países productores, la estabilidad de los mercados, estableciendo posibles medidas de reacción cuando los mercados prevean una ruptura física del suministro o experimenten fuertes movimientos especulativos, con el fin de restablecer su buen funcionamiento.

Objetivos de seguridad de suministro

La propuesta de Directiva Europea, en su artículo 4, establece una serie de normas que deben cumplir los Estados miembros en relación con la seguridad de suministro. Estas normas son:

- a) Los Estados miembros deberán tomar las medidas necesarias para asegurar el suministro durante 60 días en condiciones meteorológicas medias a consumidores no interrumpibles en caso de perturbación de la fuente principal de abastecimiento de gas.
- b) Los Estados miembros deberán tomar las medidas necesarias para asegurar el suministro durante 3 días de temperaturas extremadamente frías (caso que estadísticamente se da cada 20 años) a consumidores no interrumpibles.
- c) Los Estados miembros deberán tomar las medidas necesarias para asegurar el suministro en caso de invierno frío (que estadísticamente se da cada 50 años) a consumidores no interrumpibles.

Para alcanzar estos estándares de seguridad de suministro la propuesta de Directiva propone a los Estados miembros utilizar una combinación de los siguientes instrumentos:

- Consumidores interrumpibles
- Almacenamiento de gas

- Flexibilidad de suministro
- Mercados spot

Los Estados miembros deberán tomar las medidas necesarias para asegurar que las reservas de gas contribuirán hasta un nivel mínimo necesario al cumplimiento de las normas de seguridad de suministro anteriormente expuestas, teniendo en cuenta las posibilidades geológicas, técnicas y económicas de almacenamiento de cada Estado miembro.

Con el objeto de garantizar la seguridad de suministro a largo plazo y de velar por una mayor liquidez del mercado del gas, la Comisión podrá controlar el nivel de nuevos contratos de suministro de gas de importación a largo plazo procedente de Estados no miembros de la Unión. Los Estados miembros deberán adoptar las medidas necesarias para fomentar precios transparentes.

Coordinación de medidas de crisis

En caso de situaciones extraordinarias de suministro de gas, incluyendo una grave interrupción del suministro de gas de una de las principales fuentes de suministro de la Unión Europea, la Comisión podrá formular recomendaciones con el fin de que los Estados miembros asistan a los más afectados por la interrupción del suministro.

Las medidas podrán incluir el desbloqueo de las reservas de gas, la flexibilidad del suministro permitiendo el desvío de gas a las zonas afectadas y el corte de suministro a los usuarios a los que pueda interrumpirse el suministro para permitir la redistribución del gas y garantizar la flexibilidad del sistema.

3.3.7.- Compatibilidad de la obligación de diversificación con las normas de Derecho comunitario

Cabe plantearse la compatibilidad del régimen de diversificación de aprovisionamientos de gas natural con las normas de Derecho comunitario sobre libre circulación de mercancías. A continuación se examina sucintamente dicha cuestión:

El artículo 28 del Tratado de Roma (antiguo artículo 30) señala que *“Quedarán prohibidas entre los Estados miembros las restricciones cuantitativas a la importación, así como todas las medidas de efecto equivalente”*, pero esta prohibición general tiene como excepción lo señalado en el artículo 30 (antiguo artículo 36) del Tratado, que señala que *“Las disposiciones de los artículos 28 y 29 no serán obstáculo para las prohibiciones o restricciones a la importación, exportación o tránsito justificadas por razones de orden público, moralidad y seguridad públicas, protección de la salud y vida de las personas y animales, preservación de los vegetales, protección del patrimonio artístico, histórico o arqueológico nacional o protección de la propiedad industrial y comercial. No obstante, tales prohibiciones o restricciones no deberán constituir un medio de discriminación arbitraria ni una restricción encubierta del comercio entre los Estados miembros”*.

La obligación de diversificación de gas natural puede representar una restricción a la importación, pues se limita el porcentaje de gas que puede importarse en España proveniente de cualquier país del mundo, incluido por tanto cualquier país de la Unión Europea (o del Espacio Económico Europeo). En tal medida, podría encajar en la definición de la prohibición señalada en el artículo 28 del Tratado antes citado.

Pero también es cierto que el propio Tratado en su artículo 30 prevé unas causas de excepción a la prohibición general (además de aquellas otras excepciones o justificaciones relacionadas con las medidas de efecto equivalente, desarrolladas

por la jurisprudencia en el marco del propio artículo 28, como en el célebre asunto Cassis de Dijon), basadas en razones de orden público, moralidad y seguridad públicas, protección de la salud y vida de las personas y animales, etc. En tal sentido, debe subrayarse que la obligación de diversificación puede enmarcarse, además, en las excepciones de servicio público previstas en la propia Directiva de mercado interior del gas natural, cuyo Artículo 3, apartado 2 señala que *“Los Estados miembros podrán imponer a las compañías que operan en el sector del gas en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público, que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética y la protección del clima. Estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizarán a las empresas de gas de la Unión Europea el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales. En lo que se refiere a la seguridad del suministro, la eficiencia energética y la gestión de la demanda, y con miras al logro de los objetivos medioambientales, mencionados en el presente apartado, los Estados miembros que así lo deseen podrán establecer una planificación a largo plazo, teniendo en cuenta la posibilidad de que terceros deseen acceder a las redes”*.

En consecuencia, aunque pudiera entenderse que constituye una restricción a las importaciones, la obligación de diversificación podría considerarse justificada en las razones recogidas en el artículo 30 del Tratado, así como en las propias disposiciones de la Directiva de Gas recientemente aprobada, en particular el artículo 3 arriba citado⁴.

⁴ Véase igualmente la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas natural, en cuyo artículo 3, apartado 3 se señala que en el desarrollo de las medidas y niveles de seguridad del suministro definidos en el apartado 1 del artículo 3, los Estados miembros tendrán en cuenta: a) la importancia de garantizar la continuidad del suministro de gas a los consumidores domésticos sin alternativa de otras fuentes de energía; b) la necesidad de asegurar niveles adecuados de almacenamiento de gas o disponer de otras fuentes de energía; c) la necesidad de diversificar el suministro y asegurar un balance adecuado entre las diferentes fuentes de suministro; d) la necesidad de crear incentivos a

4.- CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE EL PROYECTO DE RD EN RELACIÓN CON LOS PRODUCTOS PETROLIFEROS

4.1.- Sobre la cantidad, forma y localización de las existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos

4.1.1.- Sobre la base de cómputo

El Proyecto de Real Decreto establece en su artículo 2 la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad para hidrocarburos líquidos en noventa días de ventas o consumos “*en los doce meses inmediatamente anteriores*”. Mediante la fijación de noventa días se recoge lo establecido en la Directiva 98/93/CE del Consejo de 14 de diciembre de 1998 que modifica la Directiva 68/414/CEE por la que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o de productos petrolíferos (en adelante Directiva) que señala que “*los Estados miembros adoptarán las disposiciones (...) adecuadas para mantener (...) un nivel de reservas de productos petrolíferos equivalente, al menos, a noventa días*”.

No obstante, el periodo temporal señalado para la cuantificación de reservas es diferente entre lo señalado en la Directiva y la Propuesta de Real Decreto; en la primera se dispone que serán noventa días del “*consumo medio interno diario durante el año natural precedente*” mientras que en el Proyecto se señala que serán las ventas o consumos “*en los doce meses inmediatamente anteriores*”.

La diferencia esencial entre estos dos métodos es que, mientras que según el criterio de la Directiva únicamente se calcula una vez al año la cantidad de

los nuevos suministradores que introducen gas al sistema procedente de fuentes internas y externas al mercado europeo de gas; e) el riesgo de un fallo en el sistema o de interrupción del suministro de la mayor fuente de suministro de gas, y el coste relativo de suplir este desabastecimiento; f) el mercado interior y las posibilidades de cooperación transfronteriza en relación a la seguridad del suministro.

existencias que se han de mantener, permaneciendo constante dicha cuantía a lo largo de todo el año, en el caso del Proyecto de Real Decreto debería realizarse este cálculo cada mes, viéndose sometida la cuantía de las reservas a cambios mensuales.

Así, la Directiva establece que la revisión anual de las existencias deberá calcularse, según los datos correspondientes al ejercicio precedente, con anterioridad al 31 de marzo del año en curso, disponiendo los Estados miembros de cuatro meses más para cumplir con sus obligaciones de mantenimiento de existencias, es decir, a más tardar el 31 de julio de cada año deberán disponer de las reservas necesarias. Por el contrario, en el caso español, el cómputo de las existencias tiene carácter mensual, de modo que el primer día de cada mes se calcularán las existencias que se han de almacenar durante ese mes.

Del mismo modo, existen diferencias entre lo señalado en el Proyecto de Real Decreto y los criterios que establece la Agencia Internacional de la Energía (AIE) para el cómputo de las reservas estratégicas. Los acuerdos de la AIE señalan que los países firmantes deberán mantener existencias disponibles para los casos de emergencias equivalentes a, al menos, noventa días de las importaciones medias diarias del año precedente. No obstante, la AIE recomienda a sus miembros que, con el objetivo de evitar posibles incumplimientos al inicio de cada año, a lo largo del ejercicio en curso se vayan realizando estimaciones de las importaciones; de este modo cada Estado Miembro podría ir actualizando su nivel de existencias en función de las previsiones que realizase para el siguiente ejercicio.

Existen, por lo tanto, distintos criterios a la hora de establecer cuál ha de ser el periodo temporal utilizado como base para el cálculo de las existencias mínimas exigibles. El Proyecto de Real Decreto mantiene lo indicado en Real Decreto 2111/94 y es de reconocer que el cálculo mensual de las existencias mínimas de seguridad permite tener en cuenta la estacionalidad en el consumo de los productos (si bien en los casos de descensos puntuales de dichos consumos no siempre se podría estar cumpliendo con la garantía mínima fijada en la Directiva).

Sin embargo, esto no parecería justificación en sí misma para imponer obligaciones más restrictivas a los sujetos que operan en el sector de hidrocarburos líquidos en España de las que se establecen en la Directiva y en la AIE.

Por otro lado, debido a la tendencia por lo general creciente del consumo de productos petrolíferos y en consecuencia el aumento continuo de las reservas exigibles, podría considerarse que tomando como base para dicho cálculo los doce meses inmediatamente anteriores se estarían previniendo posibles incumplimientos de las obligaciones internacionales al inicio del año. No obstante, ha de entenderse que el intento de prevenir posibles incumplimientos de alguno de los sujetos obligados no debería ser razón suficiente para imponer condiciones más restrictivas al sector, entendiendo que los esfuerzos deberían centrarse en la inspección y el control de las existencias mínimas de los sujetos obligados como modo más adecuado para asegurar el cumplimiento de las obligaciones internacionales.

Por lo tanto, esta Comisión entiende, como también lo señalan en su escrito de observaciones AOP y AOGLP, que como integrantes de la Unión Europea y firmantes de la Carta de la AIE, los criterios y métodos de cómputo de las existencias mínimas de seguridad deben ser los más homogéneos posibles. De este modo, y aunque la base sobre la que se calculan los noventa días (consumo o importaciones) no es la misma, sí se considera conveniente que el periodo temporal al que se refiere fuera el mismo, no imponiendo más obligaciones de las estrictamente necesarias. Así, se propone que se establezca como periodo temporal el “año natural precedente”, modificando la redacción del artículo 2 del Proyecto de Real Decreto según se indica en el anexo I del presente informe. Todo ello sin perjuicio de que se extremen las medidas de inspección y control, establecidas en el Proyecto de Real Decreto, con el objetivo de prevenir posibles incumplimientos.

Además, independientemente del periodo temporal que se elija para este cálculo, habría que precisar, como así lo hacen el Real Decreto 2111/94 y la Directiva, que las ventas o consumos a los que se refiere son las medias correspondientes a dicho periodo temporal.

4.1.2.- Productos sujetos a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad

Sobre la equivalencia entre crudo y productos

En el apartado b) del artículo 9 del Proyecto de Real Decreto se definen tres posibles procedimientos, los mismos que recoge la Directiva, para el cálculo de la equivalencia entre crudos y productos semirrefinados y cada categoría de productos (exceptuando el caso del GLP), pudiendo el sujeto obligado elegir uno de ellos. En primer lugar, cabe mencionar que esta Comisión considera acertada, dada la flexibilidad que aporta para el cumplimiento de la obligación, la inclusión en el Proyecto de Real Decreto de los tres métodos de equivalencia entre crudo y productos que se establecen en la citada Directiva.

No obstante, y a pesar de que estos procedimientos están transcritos literalmente de lo señalado en la Directiva, su redacción no es del todo clara ya que, por un lado, únicamente se limitan las cantidades de existencias mínimas de seguridad que se pueden mantener en forma de crudo, materia prima o semirrefinados en uno de los procedimientos establecidos (el segundo), dándose a entender, según la redacción actual, que si el sujeto obligado eligiera uno de los otros dos procedimientos no existiría limitación alguna. Con el objetivo de buscar la mayor coherencia posible entre los tres métodos señalados, y no pareciendo lógico que se establezcan límites máximos para uno sólo de los procedimientos, se entiende que esta limitación (40% de existencias en crudo para gasolinas y destilados medios y 50% para los fuelóleos) debería ser genérica, e independiente del

criterio que el sujeto obligado elija para realizar la equivalencia entre crudo y productos.

Además, la actual redacción del segundo procedimiento podría inducir a error, ya que si se interpreta literalmente lo establecido en ese punto, que la conversión se debe realizar en función de “*la cantidad total de productos cubiertos por la obligación de mantenimiento de existencias mínimas (...) y la cantidad total de crudo*”, normalmente se obtendría un valor próximo a 1, no teniendo, además, sentido la limitación impuesta por productos que se señala en este mismo punto. Para aclarar esta redacción, debería señalarse que la cantidad a la que se está refiriendo es por grupos de productos (en el anexo I de este informe se propone una redacción alternativa del apartado b) del artículo 9).

Adicionalmente, cabría señalar que mientras la Directiva establece cómo se han de computar los componentes para mezclas, el Proyecto de Real Decreto no lo indica expresamente, por lo que cabría plantearse la posibilidad de reproducir también en este apartado lo establecido en la Directiva.

Por otra parte, cabría indicar en el Proyecto, bien en este mismo apartado bien en los artículos referentes a CORES del capítulo segundo en el título tercero, si le son de aplicación a la Corporación los mismos procedimientos de equivalencia entre crudo y productos, aunque en este caso el cálculo debería referirse a las producciones o programas de producción del conjunto de refinerías del territorio nacional, y cuáles son las cantidades máximas que ésta puede almacenar en forma de crudo para el mantenimiento de las reservas estratégicas. En caso de que se considerara que estos procedimientos no son los adecuados para CORES, debería señalarse cuál es el método seleccionado. Este método habría de ser similar a los aplicables a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, y las cantidades máximas permitidas en forma de crudo deberían ser, en consecuencia, análogas.

Por último, en el apartado e) de dicho artículo 9 se atribuye a la Dirección General de Política Energética y Minas la facultad de “*establecer o modificar (...) el valor de los coeficientes de equivalencia y de los porcentajes computables recogidos en los apartados b) y c)*”, aunque no se señala cómo ha de materializarse, por parte del sujeto obligado, el procedimiento de selección de entre las alternativas dadas y el mecanismo de contestación que utilizará la citada Dirección General. Por lo tanto, quizás debiera analizarse la conveniencia de introducir las aclaraciones necesarias en la redacción final del Real Decreto. En cualquier caso, sería oportuno que esta Comisión, según las funciones que legalmente tiene encomendadas, emitiera un informe preceptivo con carácter previo al establecimiento o modificación de estos procedimientos.

Sobre las reducciones en la contabilización de las existencias mínimas

Respecto a los criterios de contabilización de existencias mínimas de seguridad propiamente dichos, que se establecen en dicho artículo 9, cabe señalar que en el apartado c) del Proyecto de Real Decreto se ha modificado, sin justificación aparente, la redacción, respecto al apartado 3 del art. 3 del Real Decreto actualmente en vigor, eliminando la palabra “máxima” al referirse a la cantidad en la que se deberán reducir las existencias en forma de crudo o productos semirrefinados con el objetivo de contabilizar dichas existencias libres de su contenido en naftas. Así, mientras el Real Decreto 2111/94 señala que las existencias “*serán objeto de reducción máxima del 4% sobre el total de las mismas*”, el Proyecto de Real Decreto establece que esta reducción será una cantidad fija del 4%.

De este modo, como señala AOP en su escrito de observaciones, se está restando flexibilidad para el cumplimiento de la obligación y dificulta la conversión en aquellos casos en los que a la hora de definir las proporciones de conversión a crudo, materia prima y semirrefinados ya se haya tenido en cuenta otros posibles destinos para la nafta. Además, aunque en la metodología de cálculo de AIE sí se tiene en cuenta una reducción del 4% debido a las naftas, en la Directiva no se

establecen límites respecto a la contabilización de las naftas en las existencias mínimas en forma de crudo, materia prima o semirrefinados. Por estos motivos, se entiende que debería mantenerse, en este punto, la redacción del Real Decreto actualmente en vigor, salvo que se justificara dicha modificación.

Asimismo, en este mismo artículo se establece que únicamente se podrán contabilizar como reservas mínimas, ya sea en forma de crudos, semirrefinados o de productos, un 90% de las existencias. Esta limitación también se recoge en los acuerdos firmados con la AIE, y deriva de la dificultad que existe en la práctica para extraer todo el producto almacenado en un tanque, debido en parte a la necesidad de mantener una cierta cantidad de producto para el adecuado funcionamiento de bombas e instrumentación. No obstante, en el seno de la AIE algunos Estados miembros han planteado la posibilidad de reducir en cierta medida esta cantidad, permaneciendo esta cuestión pendiente de estudio. En este sentido, se valora positivamente, debido a la agilidad que aporta al sistema, la facultad que se otorga a la Dirección General de Política Energética y Minas en el apartado e) del artículo 9 para modificar estos porcentajes en el caso de que estos se varíen en los acuerdos internacionales.

Sobre las existencias de productos sustitutivos

Los criterios para contabilizar las existencias mínimas de seguridad están establecidos en este mismo artículo 9 del Proyecto de Real Decreto. En él se indican, además, los grupos de productos de los que es necesario mantener dichas existencias (gases licuados del petróleo, gasolinas, destilados medios y fuelóleos), señalando que *“se considerarán también como productos (...) todos aquéllos no expresamente contemplados en los anteriores grupos, siempre que se destine a usos idénticos a los allí recogidos”*.

Si bien esta definición permite que se incluyan dentro de las existencias mínimas de seguridad nuevos productos como los biocarburantes, quizás resulte excesivamente ambigua. Ya que, por un lado, en este caso concreto deberían

especificarse si se han de mantener existencias mínimas de seguridad de biocarburantes puros previendo que en un futuro pudieran comercializarse no mezclados, y en el caso de las mezclas debería establecerse si se han de mantener las existencias por el total de producto vendido o únicamente por la proporción correspondiente a hidrocarburo líquido con el que se combina. Por otro lado, con esta definición podría llegar entenderse incluido dentro de este grupo genérico, productos que sin ser hidrocarburos líquidos pueden llegar a tener usos similares a los de estos productos.

Por este motivo, quizás se estima necesario concretar algo más el contenido de esta definición genérica, delimitando los productos, y señalando que se trataría en cualquier caso de carburantes y combustibles líquidos o gaseosos.

4.1.3.- Contabilización de existencias mínimas

Sobre el título de disposición sobre el producto

El artículo 10 del Proyecto de Real Decreto está dedicado a la contabilización de las existencias mínimas de seguridad, señalando qué productos almacenados podrán tener esta consideración y cuáles no. Como primera consideración hay que señalar que en el punto 1 del apartado b) de dicho artículo, en el que se señalan los productos que no podrán ser considerados existencias mínimas de seguridad, se establece que dentro de este grupo están incluidos *“los productos petrolíferos poseídos en régimen de arrendamiento, depósito, cesión o cualquier otra forma distinta de la propiedad”*.

De este modo, se está estableciendo, como ya lo hacía el Real Decreto 2111/94, la propiedad como único título jurídico admisible para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad. No obstante, en la Directiva no se establece ningún tipo de restricción al respecto.



La Directiva únicamente señala que las reservas deberán encontrarse a disposición de los Estados miembros y que éstos deberán asegurarse de que disponen de los poderes legales necesarios para asumir el control de las mismas; además, añade que los Estados “*deberán garantizar la disponibilidad y accesibilidad de dichas reservas*”. Por lo tanto, la Directiva no impone limitaciones respecto al título jurídico, permitiendo de este modo formas distintas a la de propiedad para el cumplimiento de la obligación.

Además, para asegurar el objetivo final, que es el mantenimiento del suministro en caso de escasez de abastecimiento, no parecería tan importante la figura contractual que se establezca sobre el producto como asegurar que éste está plenamente disponible, es decir, la clave es la disponibilidad directa e inmediata del sujeto obligado sobre el producto en caso de emergencia. En la práctica los mercados buscan distintas alternativas para cumplir con la exigencia de titularidad del producto sin que, necesariamente, signifique disponer físicamente de él.

Por otra parte, según lo señalado en el artículo 29 del Proyecto de Real Decreto sí se permite a CORES, para el mantenimiento de existencias estratégicas, “*la compra, permuta o arrendamiento*” de productos. Podría considerarse incongruente, en este punto concreto, que se le apliquen condiciones diferentes a CORES para la constitución y mantenimiento de reservas estratégicas de las que se exigen al resto de sujetos obligados para el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Por lo tanto, parecería conveniente plantearse la posibilidad de rebajar los requisitos respecto al título jurídico sobre el producto, permitiendo que éste sea distinto del de propiedad; de este modo se podría flexibilizar la obligación de mantenimiento de existencias sin reducir el número de días, y sin perjuicio de que se asegure en todo momento la disponibilidad del mismo en caso de necesidad.

Esta figura de arrendamiento es contemplada por otros países de la Unión Europea y para las compañías españolas filiales de matrices europeas que

pueden optar por mantener una parte de sus existencias mínimas de seguridad fuera de territorio español sería probablemente de interés ya que les permitiría una flexibilidad mayor en la adaptación de sus existencias.

Sobre el registro de instalaciones de almacenamiento

Como novedad se señala en el Proyecto de Real Decreto que las existencias mínimas de seguridad deberán estar almacenadas en instalaciones inscritas en los correspondientes registros de las Administraciones Públicas competentes. A pesar de que la Ley de Hidrocarburos no establece la necesidad de crear un registro de instalaciones de transporte y almacenamiento, dichas instalaciones están recogidas en los diversos registros correspondientes de instalaciones industriales de cada una de las Administraciones Competentes.

No obstante, cabría plantearse la necesidad de crear un registro centralizado, como en el caso del gas natural (art. 71 de la Ley de Hidrocarburos), teniendo las Comunidades Autónomas que comunicar al Ministerio de Economía y a la Comisión Nacional de Energía, la información sobre altas, bajas y traspasos de este tipo de instalación, con el objetivo de facilitar las labores de verificación y control de las existencias mínimas de seguridad. De este modo, se estaría facilitando la función de control e inspección y al mismo tiempo podría simplificarse el seguimiento sobre la disponibilidad geográfica del producto.

A este respecto, esta Comisión ha intentado recopilar parte de esta información, únicamente de instalaciones que prestan servicio a terceros, como primera medida necesaria para dar cumplimiento a la obligación, establecida en el artículo 2 del Real Decreto-Ley 6/2000, de información de precios y condiciones de acceso a las instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos que prestan servicio a terceros.

Sobre otras posibles formas de almacenamiento de existencias mínimas

En el artículo 10 del Proyecto de Real Decreto debería estudiarse la posibilidad de incluir un apartado 8 nuevo en la letra a) referente a las existencias en crudo de producción propia almacenado en las instalaciones de superficie o el petróleo crudo o productos petrolíferos almacenados en una concesión de almacenamiento, exceptuando las reservas de petróleo crudo que se encuentran en los yacimientos almacén de origen.

La base de esta propuesta se centra en que el petróleo crudo o los productos petrolíferos pueden almacenarse en estructuras subterráneas. Si bien éste no es el caso español todavía, al no haber sido fructíferos los trabajos en la estructura Sierra Gorda en la provincia de Murcia, esta práctica es habitual en otros países europeos. Un ejemplo es Finlandia, en este país el almacenamiento de petróleo crudo en refinerías, se realiza en el subsuelo para preservar la ecología del entorno y las propiedades del mismo. Por otra parte en países ribereños del Mar del Norte se contabilizan las existencias en las instalaciones de almacenamiento en superficie que reciben el crudo a pié de pozo y son cabecera en muchas ocasiones de oleoductos tanto en tierra como en el mar. Esta interpretación es acorde con la de la Directiva 98/93 de 14 Diciembre del Consejo, que modificó la Directiva 68/414/CEE del Consejo, por la que se obliga a los Estados Miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.

Como consecuencia de lo anterior se propone, en el anexo I de este informe, la matización en el apartado 2 de la letra b) en relación con las reservas de petróleo crudo en los yacimientos almacén de origen que todavía no han sido extraídas.

4.1.4.- Ampliación de las reservas estratégicas

Respecto al reparto entre existencias mínimas y existencias estratégicas, la Ley de Hidrocarburos señala que *“reglamentariamente se determinará la parte de existencias mínimas de seguridad calificable como existencias estratégicas, correspondiendo a la Corporación (...) su constitución, mantenimiento y gestión”*. En el Proyecto de Real Decreto, se establece, al igual que lo hacía el Real Decreto 2111/94, que una tercera parte de las existencias mínimas de seguridad tendrán la consideración de reservas estratégicas. En este sentido, AOP plantea en su escrito de observaciones la posibilidad de modificar esta cuantía y ampliar al 50% la cantidad de existencias que tengan la consideración de reservas estratégicas.

En primer lugar hay que valorar positivamente esta propuesta ya que, mediante esta modificación, el Estado español estaría obteniendo una mayor agilidad y control en la disponibilidad de las existencias en aquellos casos en los que fuera necesaria su utilización, suponiendo por lo tanto una ventaja en la gestión de las mismas en casos de emergencia. Esta misma filosofía han seguido países como Alemania o Francia en los que las agencias equivalentes a CORES mantienen cantidades superiores de reservas, siendo el 100% en el caso de Alemania y más del 50% en el caso de Francia. De todo lo anterior se deduce que podría plantearse un aumento, que habría de ser progresivo, de las cantidades correspondientes a las reservas estratégicas hasta el límite que se considere como más adecuado para garantizar los objetivos perseguidos (se propone una redacción alternativa al artículo 14 del Proyecto en el anexo I de este informe).

En paralelo, hay que resaltar que aunque esto supondría un aumento en la cuota que los sujetos obligados deberían abonar a la Corporación, con objeto de hacer frente al aumento de actividad de la misma, no necesariamente significaría un mayor coste final para éstos, puesto que al mismo tiempo se reducirían aquellos costes asociados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad (de 60 a 45 días).

No obstante, para llevar a cabo esta medida sería necesario considerar las implicaciones que la misma podría tener sobre el sistema logístico, teniendo en cuenta que en la actualidad CORES no dispone de almacenamiento propio y que por tanto ha de utilizar el de los operadores logísticos y refineros.

Así, por un lado, habría que considerar, como también señala CLH en su escrito de observaciones, que, caso de utilizar en mayor proporción las instalaciones de los operadores logísticos, este servicio habría de realizarse en condiciones de mercado y de forma que no se distorsione la normal operación del sistema. A este respecto, en el epígrafe dedicado a CORES se analizan diversas actuaciones a realizar por parte de esta Comisión en relación con el mantenimiento por parte de la Corporación de las reservas estratégicas.

Por otro lado, la forma y calendario en que esta propuesta fuera llevada a término, debería derivarse necesariamente de la suficiente información en relación a la capacidad de almacenamiento disponible en el sistema logístico, debiendo tomarse estas decisiones en el marco de la Planificación energética. Así, es preciso recordar que el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos establece que la planificación, en lo referente a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas, tiene carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos líquidos, no habiéndose acometido esta labor hasta el momento.

4.2.- Sobre la cantidad y forma de mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad de los GLP

4.2.1.- Existencias mínimas exigibles y base de cálculo

En primer lugar, conviene señalar que se echa en falta, en la Memoria que acompaña al Proyecto de Real Decreto, una explicación razonada de los motivos que han llevado a decidir que las existencias mínimas de seguridad deberán ser

equivalentes a veinte días. Adicionalmente, la propia AOGLP defiende en sus alegaciones una rebaja en cuanto al número de días, llegando a plantear la reducción hasta cero y, además, en informes previos de esta Comisión se cuestionaba incluso la conveniencia de establecer un número de días para las reservas de este producto. Conviene indicar, por último, que la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de GLP no se establece ni en la Directiva ni en los acuerdos firmados con la Agencia Internacional de la Energía, sino que se trata de una exigencia del Estado Español debido, probablemente, a las peculiaridades de este producto en nuestro mercado.

Es por ello que teniendo en cuenta, por un lado, la obligación impuesta por la Ley de Hidrocarburos y las características especiales del mercado español y, por otro, la asimetría de la obligación con respecto a los países de nuestro entorno y, sin olvidar, el posible efecto sobre la entrada de nuevos operadores en este sector, sería necesario conocer, antes de que esta Comisión pueda pronunciarse, los criterios por los cuales han sido fijados los días en el Proyecto de Real Decreto dado que no están determinados en la Memoria del mismo o, en su defecto, promover un estudio que determine los días oportunos para cubrir la obligación impuesta por la propia Ley.

Por otro lado, en cuanto al periodo temporal que se ha de utilizar como base para el cálculo de dichas existencias cabría pensar que, aunque como se ha señalado anteriormente, esta obligación no se recoge en la Directiva o en los acuerdos de la AIE, éste debería ser coherente con el empleado para el cálculo de las existencias para hidrocarburos líquidos. Por lo tanto, análogamente al caso de los hidrocarburos líquidos y siguiendo el mismo razonamiento, el periodo temporal que debería emplearse sería el año natural precedente y no referirse a los doce meses inmediatamente anteriores.

Respecto a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de los gases licuados del petróleo, el Proyecto de Real Decreto establece en su artículo 8 que son los operadores al por mayor, distribuidores y

comercializadores, además de los consumidores en la parte no adquirida a aquéllos. Conviene sin embargo señalar que en la redacción del artículo 50.2 de la Ley de Hidrocarburos no están incluidos los distribuidores al por menor, precisándose por tanto para su inclusión una norma con rango de Ley.

4.2.2.- Contabilización de existencias mínimas

El Proyecto de Real Decreto establece, tanto en el apartado b) como en el d) del artículo 9, la metodología de contabilización aplicable a las existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo señalando que éstas no pueden mantenerse en forma de crudo o productos semirrefinados. Esta prohibición no parece coherente con la posibilidad de mantener existencias de otros productos en forma de crudo, y podría interpretarse como una discriminación para aquéllos sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de GLP respecto a aquellos obligados a mantener reservas de hidrocarburos líquidos.

Por lo tanto, dado que no existe justificación aparente, y no se ha hallado explicación alguna en la Memoria que acompaña al Proyecto de Real Decreto, se propone que se modifiquen los apartados b) y d) del artículo 9 del Proyecto de Real Decreto, según se recoge en el anexo I de este informe, permitiendo que al menos un porcentaje de las existencias mínimas de seguridad de GLP puedan mantenerse en forma de crudo. El porcentaje permitido no debería ser mayor del que se establece para el resto de productos petrolíferos por lo que se propone que este sea como máximo un 40% (mismo porcentaje que se permite para las gasolinas, gasóleos y querosenos), teniendo, además, la precaución de que el crudo utilizado para el cómputo de existencias mínimas de seguridad de gasolinas, gasóleos, querosenos y fuelóleos no pueda contabilizarse para el cómputo de las existencias mínimas de seguridad de los GLP.

En cuanto al título jurídico sobre las existencias mínimas de GLP parecería lógico pensar que, análogamente al caso de los hidrocarburos líquidos y siguiendo el mismo razonamiento, deberían rebajarse los requisitos respecto al título jurídico

sobre el GLP, permitiendo que éste sea distinto del de propiedad, sin perjuicio de que, como se ha señalado anteriormente, se asegure en todo momento la disponibilidad del mismo.

Por otra parte, puesto que actualmente el artículo 10 del Proyecto está redactado para hidrocarburos líquidos, y se ha incluido la obligación de mantenimiento de GLP sería conveniente introducir en su redacción algunas puntualizaciones respecto a este nuevo producto que se recogen en el anexo I de este informe.

Por último, en relación a los gases licuados del petróleo, hay que señalar que en la Disposición transitoria únicamente se incluye un periodo de adaptación de seis meses para el caso del gas natural, no estableciendo ningún periodo transitorio para el GLP. Por lo tanto, debería incluirse un periodo transitorio en el que los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de GLP pudieran adaptarse a su nueva obligación.

4.3.- Sobre las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos fuera del territorio español.

Los antecedentes jurídicos que posibilitan el mantenimiento de existencias de productos petrolíferos fuera del territorio español se centran en el Capítulo IV del Título III de la Ley 34/1998 de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el Real Decreto 2111/1994 de 28 de octubre, que vendría a ser sustituido por el presente Proyecto de Real Decreto.

En el Proyecto de Real Decreto objeto de este informe se faculta al Ministerio de Industria y Energía para autorizar el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de dichas existencias, por parte de los sujetos obligados, en el territorio de otro Estado Miembro de la Unión Europea. Para ello, en el artículo 11 se estipula como condición, la existencia previa de un acuerdo bilateral intergubernamental entre los dos países que garantice el mantenimiento de las condiciones de competencia y asegure la disponibilidad de las existencias para los fines contemplados en la Ley 34/98. Las competencias del Ministerio de



Industria y Energía en esta materia pasaron a raíz de la reestructuración de Departamentos Ministeriales establecida por el Real Decreto 557/2000 de 27 de abril al Ministerio de Economía. De forma específica las competencias en materia energética, serán ejercidas por la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con lo establecido por el Real Decreto 628/2000, de 12 de Mayo.

El acuerdo bilateral previo entre Estados Miembros de la Unión Europea, es un requerimiento impuesto por la nueva Directiva 98/93 de 14 Diciembre del Consejo, que modificó la Directiva 68/414/CEE del Consejo, por la que se obliga a los Estados Miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos. Dicha Directiva en el apartado 7 b) de su artículo primero, que sustituye al antiguo artículo 6-2 de la Directiva 68/414/CEE, establece que las reservas mínimas de seguridad podrán ser constituidas por empresas, organizaciones o entidades de un Estado Miembro, en el territorio de otro Estado Miembro dentro del marco de un acuerdo bilateral intergubernamental previo.

Actualmente, existen dos acuerdos en vigor entre el Gobierno del Reino de España y el Gobierno de la República Francesa, hecho en Madrid el 4 de octubre de 2000, y entre el Reino de España y la República Italiana, hecho en Madrid el 10 de enero de 2001. A este respecto, es igualmente necesario tener en cuenta la Orden Ministerial de 18 de diciembre de 2000 sobre almacenamiento de existencias mínimas de seguridad en países fuera del ámbito territorial español.

En lo referente al Proyecto de Real Decreto conviene indicar, en primer lugar, que se permite como novedad, el posible mantenimiento de reservas estratégicas fuera del territorio español a CORES, tanto en propiedad como bajo el régimen de arrendamiento, de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 del mismo.

La posibilidad de permitir a CORES el mantenimiento de reservas estratégicas fuera del territorio nacional, permitiría mayor flexibilidad a la hora de cumplir con las obligaciones de la Corporación, por lo que se puede valorar de forma positiva.

Sin embargo, y dado el carácter estratégico de estas reservas, esta posibilidad debería ser preferentemente con entidades o corporaciones del mismo carácter que la propia CORES. Con esto se conseguiría mayor control y disponibilidad en caso de ser necesarias en situaciones de crisis. Por otro lado, potenciaría los convenios de colaboración entre entidades con el mismo objeto dentro de la UE y de forma concreta en los países limítrofes.

Adicionalmente, requeriría estudiarse si los acuerdos bilaterales ya existentes con Francia y con Italia amparan las nuevas condiciones que se establecieran para CORES y, en su caso, una comunicación a dichos países sobre los resultados del mismo. Además, por coherencia, habría que dar una nueva redacción al artículo 5 del anexo de este Proyecto en relación con el ámbito territorial de CORES, puesto que sus actividades también pueden desarrollarse fuera de nuestras fronteras y no solo estar centradas dentro de las mismas.

Por otro lado, hay que hacer mención a cuestiones adicionales planteadas en algunos escritos de observaciones recibidos, referentes a la posibilidad de mantener estas reservas en países de la Unión Europea en forma de crudo o permitir que los sujetos obligados al mantenimiento de existencias de GLP se beneficien de esta posibilidad. Dada las diferentes opciones que pueden plantearse y la necesidad de firmar acuerdos bilaterales, estas u otras cuestiones deberán ser contempladas de forma particular en el momento de elaboración del acuerdo en función de las condiciones que se presenten, según los principios, establecidos en el artículo 11 del Proyecto de Real Decreto, de mantenimiento de las condiciones de competencia y aseguramiento de la disponibilidad e las existencias, siempre que ello no suponga perjuicio alguno para la seguridad del abastecimiento nacional.

Por último, una opción establecida en la Directiva, en la que la Unión Europea ha mostrado gran interés es la de que puedan existir entidades de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de ámbito supranacional. Es por ello, que se sugiere la posibilidad de indicar en el artículo 5 del anexo del Proyecto una

redacción basada en lo establecido en el apartado 3 del Artículo 3 de la Directiva 98/93 de 14 Diciembre del Consejo, que modificó la Directiva 68/414/CEE del Consejo, sobre la posibilidad de que CORES pudiera llegar a ser un organismo conjunto para el mantenimiento de las reservas españolas y de otro Estado Miembro de la Unión si así se decidiera por parte de ambos Estados, y dejar así abierta la posibilidad que plantea la Directiva.

4.4.- Sobre la aplicación de existencias mínimas de productos petrolíferos

El artículo 38 del Proyecto de Real Decreto establece las actuaciones que se podrán llevar a cabo en situaciones de escasez de suministro por parte del Consejo de Ministros, que son las mismas que vienen recogidas en el apartado 2 del artículo 49 de la Ley de Hidrocarburos relativo a la garantía de suministro (limitación de: velocidad máxima, circulación, navegación, horarios y otros). El Proyecto de Real Decreto señala que este posible régimen de intervención se realizará bajo el control directo de la Corporación de Reservas Estratégicas; reproduciendo, en este sentido, la redacción del Real Decreto 2111/94, pero olvidando las funciones que la Ley de Hidrocarburos atribuye a esta Comisión, y que justifican la participación de ésta junto a CORES en el control y seguimiento de las operaciones de aplicación de las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en caso de escasez (en el anexo I de este informe se propone una redacción alternativa del apartado 1 del artículo 38 del Proyecto de Real Decreto).

Además, en el apartado 2 del texto propuesto, con similar redacción a la del Real Decreto 2111/94, se señala que mediante Orden Ministerial se podrán desarrollar normas y planes generales de aplicación en caso de crisis. En este apartado se establece que *“las existencias estratégicas (...) se ofrecerán a precios de mercado a los miembros de la Corporación”*. Esta Comisión entiende que esta venta debería realizarse no sólo a los miembros de la Corporación sino a todos los

sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, puesto que de otro modo se estaría produciendo una exclusión injustificada del resto de sujetos obligados que, sin ser miembros de la Corporación sin embargo sí que están financiando, mediante el pago de la cuota a CORES, la constitución y mantenimiento de dichas reservas estratégicas.

Por otro lado, como de hecho se establece en el artículo 39 para el caso del gas natural, convendría analizar la necesidad de involucrar en el proceso de elaboración de los planes de aplicación en casos de crisis en el suministro, incluyendo una alusión expresa en dicho artículo, tanto a las compañías logísticas titulares de las instalaciones de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, en especial a las titulares de la red oleoductos, como a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, con el objeto de que estos últimos señalen sus compromisos en función de prioridades tales como servicios industriales, públicos, etc. Además, puesto que estos planes de contingencia se aprobarán mediante Orden Ministerial, precisarían del preceptivo informe de la CNE.

Además, se ha incluido como novedad en el artículo 38 la necesidad de que CORES elabore un manual de situaciones y procedimientos para la venta o permuta de existencias estratégicas.

Por último procede hacer una referencia a la determinación del régimen retributivo aplicable a las actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas en el marco de las situaciones de escasez de suministros. Como señala CLH en su escrito de observaciones, la competencia para dicha determinación corresponde, según el artículo 49 de la Ley de Hidrocarburos, al Consejo de Ministros, por lo que se debería cambiar la redacción del apartado 3 del artículo 38 del Proyecto, realizándose al efecto una propuesta en el anexo I de este informe.

5.- CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE EL PROYECTO DE RD EN RELACION CON EL GAS NATURAL

5.1.- Sobre las existencias mínimas de seguridad de gas natural

Como se ha comentado en el punto 3.3, el mantenimiento de unos niveles adecuados de existencias de seguridad en el sistema gasista español es una medida destinada a mejorar la seguridad de suministro ante la dependencia exterior de España de esta fuente de energía, pero el desarrollo de las instalaciones de almacenamiento tiene unos costes muy elevados, que repercuten sobre los agentes del sector, por lo que en general se debe buscar un equilibrio entre ambos objetivos (coste y seguridad), así como adecuar las exigencias de almacenamiento a la capacidad real de los mismos en cada momento.

En los epígrafes siguientes se muestran las consideraciones derivadas del análisis del Proyecto del Real Decreto relativas a las existencias mínimas de seguridad.

5.1.1.- Acerca del periodo temporal de cómputo de ventas de gas y de mantenimiento de existencias mínimas (artículo 2.2).

El artículo 2.2 del proyecto de Real Decreto fija la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural por parte de los sujetos que intervienen en el sector del gas natural en 35 días de sus ventas o consumos de carácter firme, en los doce meses inmediatamente anteriores.

La elección de una ventana móvil de doce meses (año móvil) para el cómputo de las ventas o consumos de carácter firme presenta ventajas e inconvenientes frente a la contabilización como promedio del consumo del año natural precedente (año fijo). Un cómputo de ventas a partir del año natural precedente plantea menos problemas de control, ya que se mantiene constante durante todo el año el nivel mínimo de existencias de cada usuario, aunque supone un menor

almacenamiento de gas, al recoger más tardíamente el crecimiento del mercado. La elección de una ventana fija (año fijo) requiere establecer un periodo transitorio, por ejemplo de los tres primeros meses de cada año, que permita a los agentes adaptar gradualmente los niveles de existencias requeridos a sus nuevos valores, sin alterar la operación del sistema gasista en el periodo invernal de máxima demanda.

La elección de una ventana móvil permite la adaptación gradual de las existencias de cada usuario. En este caso, el cómputo es más complicado y debería permitirse al menos un mes de desfase, ya que los balances definitivos de gas en el sector gasista se conocen con un cierto decalaje temporal.

En coherencia con la propuesta que se realiza para los hidrocarburos líquidos, parece adecuado optar por un cómputo de ventas correspondiente al año natural anterior para el cálculo de la obligación de mantenimiento de existencias, por lo que se propone la modificación del apartado 2.2 de la propuesta.

Por otra parte, a diferencia del artículo 2.1 para el sector del petróleo, en el caso del gas natural la propuesta de desarrollo no indica que las existencias de 35 días deban mantenerse “en todo momento”, lo que permite una mayor flexibilidad a los agentes que operan en el sistema. Esta redacción permite cumplir la obligación computando la media de existencias durante un periodo de tiempo. Sin embargo, este periodo de tiempo para el cómputo de existencias medias no queda definido en el artículo 17 del Proyecto de Real Decreto, con la excepción de las existencias almacenadas en los almacenamientos subterráneos, para la que se propone computar las existencias medias mantenidas durante los 12 meses anteriores (artículo 17.1.b).

Es preciso definir el periodo de cómputo de existencias medias de una manera uniforme para los distintos tipos de almacenamiento. En este sentido podría ser más conveniente definir este periodo de cómputo de manera que la media mensual de existencias de los sujetos obligados sea superior a los 35 días, ya

que si se efectúa un periodo de cómputo de existencias medias anuales, un agente podría mantener durante los meses de invierno unos niveles de existencias muy inferiores a los 35 días, compensándolos con mayores niveles de existencias en el resto del año (verano), lo que supondría una disminución de la seguridad de suministro durante el periodo de máxima demanda.

Por ello, parece conveniente indicar en el artículo 2.2 y el artículo 17 que los sujetos estarán obligados a mantener unas “existencias medias mensuales” de 35 días sus ventas o consumos de carácter firme. Es preferible la contabilización de existencias medias, que por ejemplo, realizar el cómputo con las existencias a último día de cada mes, que podría introducir tensiones en la programación de descargas de buques de GNL (en ese caso todos los comercializadores tratarían de ajustar sus descargas de GNL en los últimos días del mes).

5.1.2.- Acerca de las competencias administrativas (artículo 4.2 y 4.3).

En estos epígrafes del Proyecto de Real Decreto se cita erróneamente el artículo 100 de la Ley de Hidrocarburos, modificado por el Real Decreto - Ley 6/2000, el cual asigna a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos la inspección y control de existencias mínimas de gas natural (los artículos 4.2 y 4.3 del proyecto de Real Decreto señalan al Ministerio de Economía como organismo competente).

5.1.3.- Acerca de la información a enviar a los entes reguladores (artículo 5)

Con carácter general en toda la propuesta de Real Decreto, se echa en falta la total ausencia de referencias de envío de información a la Comisión Nacional de Energía por parte de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de gas y diversificación de aprovisionamientos, lo que constituye una relevante omisión de este borrador.

En este sentido puede ser adecuado recordar la misión que el legislador ha otorgado a la Comisión Nacional de Energía como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos teniendo por objeto velar por la competencia efectiva de los mismos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.

Con carácter particular en relación con la información a remitir por parte de los sujetos que actúan en el sector del gas natural, se observa una asimetría en relación con las obligaciones de los sujetos que actúan en el mercado de productos petrolíferos, que deben enviar un informe de auditoría anual a CORES sobre el estado contable de existencias, compras y ventas de productos, emitido por el auditor obligado (artículo 5.2). Sin embargo, no se incluye esta obligación de envío de un informe de auditoría para los sujetos que actúan en el mercado del gas natural.

5.1.4.- Acerca de la definición de los suministros firmes e interrumpibles (artículo 16.3)

Dado que la obligación de mantenimiento de existencias se establece sobre los consumos de carácter firme, el artículo 16 del proyecto de Real Decreto establece la definición de suministros de carácter firme o interrumpible.

En el caso del mercado a tarifa esta separación se puede establecer claramente al existir los dos tipos de tarifa: firme e interrumpible. Sin embargo, el mercado liberalizado, en el que las condiciones de suministro se pactan libremente entre las partes, no dispone en la actualidad de un peaje interrumpible, lo que constituye una asimetría importante entre el mercado regulado y el mercado liberalizado.

Una primera consideración sería la conveniencia del establecimiento de un peaje interrumpible específico para los clientes que dispongan de combustible alternativo, que quedarían exentos de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas y diversificación de aprovisionamientos, como ya se propuso por esta Comisión en el Informe Marco 2002⁵.

Por otra parte, los requisitos propuestos en el artículo 16.3 para considerar un suministro como interrumpible (que figure en el contrato de suministro y que mantenga operativa otra fuente de energía alternativa) deberían precisarse con mayor exactitud.

En particular, dado que los contratos de suministro en el mercado liberalizado están sujetos a la libre voluntad de las partes, y no es clara la existencia de una fuente de energía alternativa, sería necesario precisar la definición de interrumpibilidad contenida en el contrato de suministro. Para ello, se propone añadir en el artículo 16.3 que el contrato de suministro entre el cliente y el comercializador debe *“permitir la interrupción de la parte de consumo considerado interrumpible en el contrato, por parte del Gestor Técnico del Sistema Gasista, con un preaviso de 24 horas, ante situaciones de emergencia o escasez de suministro de gas en el sistema español”*.

Además, la relación de consumidores considerados interrumpibles, y el volumen de consumo considerado interrumpible de cada uno de ellos, deberían ser comunicados al Gestor Técnico del Sistema, para la elaboración de los planes de emergencia, y a los organismos reguladores competentes en materia energética (CNE, CORES y Ministerio de Economía), a efectos de permitir la realización de inspecciones sobre el mantenimiento de la fuente de energía alternativa por parte de estos consumidores.

⁵ Epígrafe 10.1 del *Segundo Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura*. Año 2002.

5.1.5.- Acerca de la contabilización de existencias mínimas de seguridad (artículo 17)

El Proyecto de Real Decreto desarrolla en el artículo 17 las existencias que pueden computarse a efectos del cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad, permitiendo el mencionado cumplimiento, a través de existencias propias o arrendadas. En todo caso, debe matizarse que las existencias arrendadas podrán ser utilizadas en caso de emergencia o situación de crisis de la misma manera que las existencias propias de cada sujeto.

Como ya se ha comentado, y con objeto de reforzar el objetivo perseguido de disminuir el riesgo de ausencia de suministro, parece conveniente establecer el periodo de cómputo de existencias medias de una manera uniforme para los distintos tipos de almacenamiento, para el cual se propone el cómputo de las “existencias medias mensuales” almacenadas en cada una de las instalaciones indicadas en el punto 17.1.

El artículo 17 es generoso a la hora de contabilizar existencias de seguridad de gas, al permitir el cómputo del almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte, así como en buques de transporte de GNL en tránsito hacia el mercado español. En este último caso, parece carecer de sentido la exigencia de que correspondan a contratos firmes a largo plazo. También debemos indicar la dificultad de control que presentan este tipo de existencias. En el caso de los buques en tránsito hacia el mercado español, se propone limitar el cómputo a los buques que se encuentre a menos de tres días de navegación del puerto español de descarga.

Asimismo, mientras el artículo 17.1.b) del Proyecto de Real Decreto excluye el “gas colchón” de los almacenamientos subterráneos al indicar que sólo se computan las existencias contenidas en almacenamientos subterráneos *“en la parte que pueda extraerse de los mismos para su puesta en el mercado”*, el apartado 1.a) del mismo artículo no excluye el “gas talón” de las plantas de GNL,

pues incluye todas las existencias *“almacenadas en forma de gas natural licuado en plantas de regasificación que formen parte de la red básica del sistema”*.

Considerando que sólo resultaría procedente incluir el gas del que realmente se pueda disponer, debería añadirse en el apartado 1.a) antes citado la frase siguiente: *“excluido un 10% en concepto de talón”*, y debería añadirse también un nuevo apartado 17.2.e) excluyendo de la contabilización de existencias mínimas de seguridad *“el gas talón en plantas de regasificación de gas natural licuado”*.

Por otra parte, como se ha indicado en el capítulo 3.3.2, la capacidad actual contratada en los almacenamientos subterráneos del sistema es inferior al 10 % de la capacidad disponible. Parece conveniente incentivar que una parte importante de las existencias mínimas de seguridad se encuentren almacenadas en estas instalaciones

En la situación actual, aparentemente no se está almacenando el nivel de existencias requerido por la Ley, y la mayoría de las existencias de los distintos sujetos se corresponde con los almacenamientos operativos incluidos en los peajes, a los que se sumarán, si se mantiene la redacción prevista en el proyecto de Real Decreto, las existencias de barcos de GNL en tránsito hacia España, lo que puede provocar que continúen sin utilizarse los almacenamientos subterráneos del sistema español.

Por eso, podría ser adecuado fijar como objetivo que una parte de las existencias mínimas de seguridad (por ejemplo 20 días de los 35 obligatorios), fueran almacenadas en los almacenamientos subterráneos, ya que son éstos los que tienen realmente carácter estratégico.



5.1.6.- Acerca de la contabilización del almacenamiento operativo incluido en peajes.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, define, en su artículo 29, las tarifas, peajes y cánones de los servicios básicos de gas natural (regasificación, transporte, distribución y almacenamiento subterráneo). El peaje de regasificación incluye cinco días de almacenamiento en planta hasta 2004 y 10 días a partir de esta fecha. El peaje de transporte y distribución incluye 5 días de almacenamiento operativo.

“Artículo 29. Definición de los peajes y cánones de los servicios básicos.

2. A los efectos de lo establecido en el presente Real Decreto, se considerarán como peajes y cánones de los servicios básicos los siguientes:

a) Peaje de regasificación. El peaje del servicio de regasificación incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de buques, transporte a tanques de gas natural licuado (GNL), regasificación o carga de cisternas de GNL y un almacenamiento operativo de GNL en planta equivalente a diez días de la capacidad contratada diaria.[...]

b) Peaje de transporte y distribución. El peaje del servicio de transporte y distribución incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor cualificado así como la utilización de un almacenamiento operativo correspondiente a cinco días de la capacidad de transporte y distribución contratada. Este peaje será, asimismo, aplicable al suministro de consumidores cualificados conectados a redes de distribución locales alimentadas mediante plantas satélites.[...]”

En lo referente a las existencias en tanques de GNL, actualmente no existe capacidad en algunas plantas para almacenar los diez días de almacenamiento operativo que reconoce el peaje de regasificación.

La misma situación se reproduce en los gasoductos, cuya capacidad física de almacenamiento (menor a un día de demanda) es muy inferior a los cinco días de capacidad de almacenamiento operativo que están incluidos en el peaje.

En la actualidad ENAGAS está asignando a los comercializadores los días de almacenamiento en tanques de GNL y gasoductos incluidos en el peaje, y cuadra el balance de gas en estas instalaciones asignando unas existencias negativas al mercado regulado.

No parece adecuado que deba permitirse la aparición de existencias negativas en una instalación a un agente (en este caso ENAGAS como suministrador del mercado regulado) a diferencia de otros, y que el balance de gas debe reflejar en todo momento la ubicación física del gas almacenado, sin crear existencias virtuales, que evidentemente no podrán ser utilizadas en situaciones de emergencia o escasez. Además, el almacenamiento operativo incluido en peajes debe ajustarse a la capacidad real de las instalaciones.

En el caso de almacenamiento de GNL en tanques, y en coherencia con los almacenamientos subterráneos, no se debería contabilizar el gas talón de los mismos.

5.1.7.- Acerca del almacenamiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural en otros países de la Unión Europea (artículo 17.3)

En el sector de productos petrolíferos, por medio de la ORDEN de 18 de diciembre de 2000, sobre almacenamiento de existencias mínimas de seguridad en países fuera del ámbito territorial español, el Ministerio de Economía establece el procedimiento mediante el cual los sujetos obligados al almacenamiento por su



cuenta de existencias mínimas de seguridad pueden localizar las mismas en otro Estado miembro de la Unión Europea con el que se haya suscrito el correspondiente acuerdo intergubernamental. Esta posibilidad se recoge en el artículo 11 del proyecto de Real Decreto para el sector de hidrocarburos líquidos.

A la vista de lo anterior, se sugiere la posibilidad de actuar de manera similar para el caso del gas natural, de forma que los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de acuerdo con lo previsto en el artículo 98 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, posean también dicha posibilidad de actuación en otros países de la Unión Europea, siempre que se cumplan unas condiciones previas.

Se podrían incluir aquellos países con los que existan acuerdos recíprocos de utilización de reservas, y se disponga de las interconexiones suficientes para su movilización hacia el mercado nacional en caso de emergencia. Por lo que se propone redactar el artículo 17.3 de la siguiente manera:

“3. En cualquier caso, las existencias deberán encontrarse en territorio español, a bordo de buques de transporte de gas natural, o en otro Estado miembro de la Unión Europea con el que se haya suscrito el correspondiente acuerdo intergubernamental y se disponga de las interconexiones suficientes para su movilización hacia el mercado nacional en caso de emergencia, para poder ser contabilizadas como existencias mínimas de seguridad, ~~salvo las que se encuentren a bordo de buques de transporte de gas natural.~~

El Ministerio de Economía establecerá el procedimiento mediante el cual los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad pueden localizar las mismas en otro Estado miembro de la Unión Europea con el que se haya suscrito el correspondiente acuerdo intergubernamental.”

5.1.8.- Acerca del objetivo de disponibilidad de las existencias mínimas (artículo 17.4)

El artículo 17.4 propone que las existencias de seguridad se almacenen de modo que puedan llevarse al consumo de forma continuada durante 35 días.

Esta obligación parece excesiva, ya que supone una circunstancia casi imposible de producirse (el fallo de todos los sistemas y puntos de aprovisionamiento del mercado gasista español), y obligaría a desarrollar una capacidad de extracción muy superior a la que disponen los actuales almacenamientos.

Parece más adecuado establecer unos objetivos como podrían ser los indicados en la Propuesta de Directiva europea sobre la seguridad de suministro de gas. Esto es, las existencias deben asegurar el suministro durante 60 días en condiciones meteorológicas medias a consumidores no interrumpibles en caso de perturbación de la fuente principal de abastecimiento de gas. Asimismo, se podría asegurar el suministro durante 3 días de temperaturas extremadamente frías (caso que estadísticamente se da cada 20 años) a consumidores no interrumpibles y el suministro en caso de invierno frío (que estadísticamente se da cada 50 años) a consumidores no interrumpibles. Otro criterio que se podría emplear es el de asegurar el suministro para sustituir el fallo de la principal infraestructura de acceso (criterio n-1).

Por ello, se propone la sustitución del criterio indicado en el punto 17.4 por los indicados en la propuesta de directiva.

5.1.9.- Acerca del cómputo de existencias a nivel de grupos empresariales (artículo 19.4)

En relación con las existencias mínimas de seguridad de gas natural, el cómputo de existencias a nivel agregado por grupos empresariales, puede resultar en un incumplimiento del principio de separación jurídica que se prevé en el artículo 63 de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

El artículo 19 del Proyecto de Real Decreto establece que *“Los grupos de sociedades del sector podrán computar sus ventas y establecer sus existencias mínimas de seguridad de gas natural de forma consolidada”*.

Teniendo en cuenta que la obligación de mantener existencias mínimas de seguridad en el sector del gas natural corresponde, entre otros, a los transportistas (que desarrollan una actividad regulada) y a los comercializadores (que desarrollan una actividad libre) el cumplimiento de la obligación de mantener existencias mínimas de seguridad de forma consolidada, puede dar lugar a que en grupos verticalmente integrados se pueda vulnerar el principio de separación de actividades, en la medida en que actividades libres estuvieren subvencionando a actividades reguladas o viceversa.

Por ello, parece recomendable que la obligación de mantenimiento de existencias mínimas se realice individualmente por cada uno de los sujetos que actúen en el sector, sin permitir el cómputo de forma consolidada a nivel de grupos empresariales.

5.2.- Sobre la diversificación de aprovisionamientos

De acuerdo con el Proyecto de Real Decreto (artículo 20), los transportistas que incorporen gas al sistema gasista español para su venta a otros transportistas o a los distribuidores, y los comercializadores, estarán obligados a diversificar sus aprovisionamientos de gas de modo que el gas incorporado anualmente al



sistema por cada uno de ellos no proceda, en proporción superior al 60 por 100 del total de sus respectivos aprovisionamientos, de un mismo país.

En relación con la diversificación de aprovisionamientos, el artículo 99 de la Ley 34/1998, establece que:

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.

2. En los términos que reglamentariamente se determinen, el Ministerio de Industria y Energía podrá exigir similares obligaciones de diversificación de aprovisionamiento a las establecidas en el punto anterior a los consumidores cualificados por la parte de su consumo no adquirida a comercializadores cuando, por su volumen y origen, puedan incidir negativamente en el balance de abastecimientos al mercado nacional.

3. Estará eximido de la obligación de diversificación el abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.”

De la lectura del precepto legal transcrito, pueden surgir diferentes interpretaciones sobre si la obligación de diversificación se establece de manera individualizada para cada agente o sujeto que aporte gas al sistema o de manera global para el conjunto de los aprovisionamientos.

El apartado 1 del artículo 99 establece la obligación de diversificar los aprovisionamientos que tienen los agentes del sistema cuando *“en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60 por 100”*. La duda puede surgir de la expresión *“la suma de todos ellos”*. Puede tratarse de la suma todos de los aprovisionamientos de un solo agente, o la suma de todos los aprovisionamientos de todos los agentes en cómputo global o total.

No debe olvidarse, que el precepto trata de la seguridad del aprovisionamiento vía diversificación obligatoria y con la finalidad de asegurar el aprovisionamiento español, y no el aprovisionamiento de cada agente, cuestión que queda a la libre iniciativa empresarial, naturalmente.

De otra parte, debe tenerse presente, que el establecimiento de este límite supone también un límite a la libre actuación empresarial del transportista y comercializador, sólo justificado por el principio superior de la garantía del suministro total a España.

Al tratarse de una acción estatal de intervención en un sector en el que la propia ley establece e instaura la libertad de empresa, dicha intervención y afectación al libre mercado debe ser la mínima posible para asegurar el abastecimiento a nivel nacional.

En razón de todo lo anterior, de las interpretaciones posibles del precepto examinado, deberá seguirse aquella que mejor cumpla todas las finalidades mencionadas.

De las interpretaciones posibles, el Proyecto de reglamento opta por aquella que es de más fácil seguimiento por la Administración Pública, pero de mayor intervención sobre la actuación de cada agente individual, y en consecuencia, de la libre competencia. Dicho de otro modo, cualquier agente, incluso los más pequeños, con porcentajes ínfimos de incorporación de gas al sistema español, deberían cumplir la limitación del 60 % respecto del gas proveniente de un mismo país.

Esta Comisión Nacional de Energía discrepa del desarrollo reglamentario contenido en el proyecto informado respecto de los puntos señalados anteriormente.

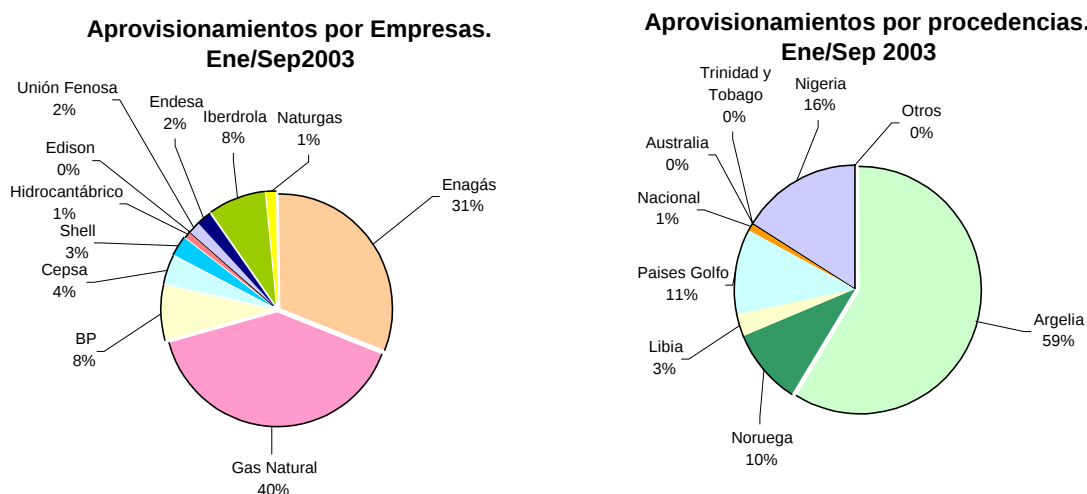
A efectos informativos, es preciso apuntar que, en la actualidad, la mayoría de los aprovisionamientos proceden de Argelia y representan en torno a un 59 % del total. Por lo tanto, a nivel agregado, parece cumplirse el criterio de diversificación de suministros establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Sin embargo, a nivel individual, una parte importante de los comercializadores que operan en el mercado español en estos momentos, sobrepasan, en el período de enero a septiembre de 2003, el 60 por 100 de diversificación de aprovisionamientos a que obliga el Proyecto de Real Decreto. En particular varias de las empresas adjudicatarias del programa de liberación de capacidad y gas derivado de la subasta del 25 % del contrato de Argelia superan ampliamente el valor máximo de 60% establecido para la diversificación de aprovisionamientos. En este punto es preciso resaltar el éxito que en la introducción de nuevos agentes al sistema gasista y como catalizador de la competencia en este mercado, ha supuesto esta medida; medida, que por otra parte ha sido pionera e imitada en el contexto europeo.

La Figura 5.2.1. muestra la cuota de mercado aprovisionada entre enero y septiembre de 2003 por empresas comercializadoras o transportistas (izquierda) y los porcentajes totales del gas natural aprovisionado por país de procedencia (derecha).

Figura 5.2.1.: Aprovevisionamientos por empresas y por procedencias, expresados en porcentaje sobre el total de aprovisionamientos.

Datos en porcentaje



Fuente: Información comunicada a la CNE por ENAGAS y comercializadoras (Formularios de remisión de información aprobados por la Resolución de 15 de julio de 2002).

El efecto negativo de la imposición de diversificación a nivel de agente individual se debe a que el coste de la diversificación presenta economías de escala: los costes marginales de diversificar decrecen con el volumen de las compras. Esto dificultaría la entrada de nuevos agentes, cuya cuota de mercado es en un principio muy pequeña, que no podrían hacer frente a los costes de esta obligación.

En consecuencia, no parece lógico que se exija el cumplimiento de la obligación de diversificación a todos los agentes de manera individual, ya que en este caso la exigencia se convierte en una barrera, prácticamente insalvable, a los nuevos entrantes. En definitiva, con esta norma se estaría discriminando a los pequeños agentes e imponiendo importantes barreras a la entrada, y en general, al ejercicio de la competencia en este sector.



Como se ha comentado anteriormente, esta obligación también puede suponer una barrera al desarrollo de proyectos como el Medgaz, que sí contribuyen a mejorar nuestra seguridad de aprovisionamiento, al reforzar nuestras interconexiones internacionales.

La redacción actual del proyecto de Real Decreto implica que una comercializadora que importe el 100 % de su gas de un país distinto del principal país aprovisionador, pese a contribuir globalmente a la diversificación de suministro y, por consiguiente, a la seguridad del sistema, se encuentre incumpliendo su obligación individual de diversificación.

Existen sistemas y procedimientos para que, manteniendo la libertad individual de cada agente respecto al origen de sus aprovisionamientos, la Administración Pública, con información suficiente, pueda hacer efectiva la limitación global del 60 %, como se desprende de lo señalado en este informe respecto a la información pública de los contratos celebrados.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, el artículo 20.1 quedaría redactado de la siguiente manera:

“1. Los transportistas que incorporen gas al sistema gasista español para su venta a otros transportistas o a los distribuidores, y los comercializadores que incorporen gas al sistema, estarán obligados a diversificar sus aprovisionamientos de gas de modo que el gas incorporado anualmente al sistema por el conjunto de todos ellos ~~cada uno de ellos~~ no proceda, en proporción superior al 60 por 100 del total de sus respectivos de aprovisionamientos, ~~de un mismo país~~ del principal país proveedor del mercado español.”

En la redacción anterior se indica que los sujetos obligados a diversificar sean los que incorporen gas al sistema (importadores), ya que puede haber comercializadores que compren gas dentro de las instalaciones del sistema gasista español, donde todo el gas está ya indiferenciado y no es posible conocer su procedencia. Parece obvio, que para este gas, que ya está situado dentro del

sistema español no exista ninguna imposición acerca de su procedencia puesto que contribuye de igual forma a la seguridad del suministro.

Se incorpora al texto la referencia “del principal país proveedor del mercado español” porque resulta obvio que el límite del 60 % solamente puede operar respecto de un país proveedor.

Por otra parte, la obligación de diversificación puede afectar también a ENAGAS, que es actualmente el único transportista que incorpora gas al sistema para el suministro a tarifa. El artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, asignaba a ENAGAS el 75% del gas natural proveniente de Argelia, a través del gasoducto del Magreb, para suministro a tarifa, y el 25% restante se destinaba al mercado liberalizado mediante procedimientos de mercado.

Se entiende por tanto, que en la medida en la que el mercado a tarifa es cada vez menor, y teniendo ENAGAS asignado el gas proveniente de Argelia por gasoducto, con estos supuestos, es casi imposible que mantenga la diversificación. En el periodo de Enero a Septiembre de 2003 los aprovisionamientos de ENAGAS supusieron el 31% de los aprovisionamientos del sistema, el gas proveniente de Argelia supuso el 82% del aprovisionamiento, correspondiendo a gas por gasoducto el 59%. Actualmente, ENAGAS podría mantener la diversificación si no importase GNL de Argelia para mercado regulado, pero a medida que el mercado regulado decrezca, y desde 1 de enero de 2004, con el 100% del contrato del Magreb para esta tarifa, la diversificación se revela difícil.

En relación con este asunto, el régimen de excepciones aprobadas por el Ministerio puede resultar de aplicación.

En relación con lo dispuesto en el artículo 20.2 del proyecto de Real Decreto, sobre contabilización de aprovisionamientos de un mismo país, cabe señalar que la redacción del artículo es oscura y no queda claro de qué manera se contabilizarían los “swaps” (por ejemplo, en el caso de un cargamento contratado

con Trinidad y Tobago a largo plazo que se intercambia por un cargamento procedente de Argelia, que es el que efectivamente descarga el gas en nuestro país, no queda claro si el gas contabiliza como gas de Argelia o gas de Trinidad y Tobago).

Por otra parte, para el cálculo total de aprovisionamientos de los sujetos obligados, el proyecto de Real Decreto toma en consideración las cantidades anuales y previsiones a principio de cada año natural (artículo 20.3).

No parece que resulte apropiado tomar en consideración las cantidades previstas en lugar de las cantidades reales aprovisionadas, que pueden no corresponderse con las previsiones. Por ello, para realizar el cálculo del cumplimiento de la diversificación de aprovisionamientos de los sujetos obligados, se considera más adecuado contabilizar el gas introducido en el sistema en el curso del año natural precedente.

En relación con el periodo de cómputo, parece adecuado, en el caso de los aprovisionamientos, considerar como periodo un año natural completo, ya que el cumplimiento de la diversificación en un periodo más corto (mensual) puede ser mucho más difícil de cumplir por parte de los pequeños agentes, debido a la discontinuidad de los aprovisionamientos por GNL (por ejemplo, en el caso de un agente que importe sólo un barco al mes).

De acuerdo con el párrafo anterior, el artículo 20.3 debería redactarse en los siguientes términos:

“3. Para el cálculo del total de aprovisionamientos de los sujetos afectos por esta obligación, A efectos cumplimiento de la obligación de diversificación, se tomarán en consideración las cantidades anuales ~~que~~ de gas introducido en el sistema español para atender al suministro a sus compromisos y previsiones de y ventas

de carácter firme ~~tengan comprometidas con los proveedores a principio de cada~~, en el año natural precedente.”

Igualmente, la necesidad de autorización del Ministerio de Economía para la suscripción de nuevos contratos de aprovisionamiento en caso de que un sujeto sobrepase el 60 %, puede entorpecer la contratación de cargamentos spot o a corto plazo, que requieren una gran agilidad de negociación.

Por otra parte, la autorización de excepciones a la obligación de diversificación por parte del Ministerio de Economía, prevista en el artículo 20.5, es un acto que debería ser reglado y no discrecional. Por ello, se propone introducir en el proyecto de Real Decreto los criterios para la valoración de estas solicitudes, con el correspondiente informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía:

1. Que favorezcan la competencia en el suministro de gas
2. Que no resulten en detrimento de la seguridad de suministro
3. Que no resulten en detrimento del funcionamiento eficaz del mercado del gas
4. Que no resulten en detrimento de la utilización eficaz de las infraestructuras.

La decisión de la exención se motivará debidamente y se publicará. La información debe contener:

- a) Las razones detalladas por las cuales se concede la exención.
- b) La duración de la exención.
- c) Análisis detallado de las repercusiones que la concesión de la exención tiene en la competencia y el funcionamiento eficaz del mercado.
- d) El detrimento en la diversificación del suministro generado por la exención.

En relación con los suministros excluidos de la obligación de diversificación, el Proyecto de Real Decreto deja fuera de dicha obligación las cantidades de gas cuya finalidad sea atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible y los suministros interrumpibles, lo cual introduce cierta imprecisión, puesto que, de acuerdo con lo definido en el artículo 16.3, si una instalación cuenta con suministros alternativos garantizados de otro combustible pero su suministro no figura como interrumpible en el contrato, entonces se trataría de un suministro firme y estaría obligado a la diversificación; y si un suministro es interrumpible, entonces, nuevamente de acuerdo con lo definido en el artículo 16.3 deberá mantener operacional una fuente de energía alternativa. A este comentario se añade lo dicho sobre suministros interrumpibles en el apartado sobre la definición de suministros firmes e interrumpibles.

Finalmente, la CORES deberá publicar el porcentaje de diversificación en que se encuentra nuestro país en cada momento, indicando el periodo temporal al que afecta dicho porcentaje.

5.3.-Sobre la aplicación de las existencias mínimas de gas natural

En el artículo 39 del proyecto de Real Decreto se regulan las medidas de actuación ante situaciones de emergencia o escasez de suministro en el sistema gasista, y se desarrolla la obligación de los sujetos de elaborar un plan de emergencia anual para su envío al Gestor Técnico del Sistema, donde se detallen los compromisos de carácter firme de abastecimiento de gas y el orden de prioridades de suministro.

Para completar este plan, creemos que también se debe enviar al Gestor Técnico del Sistema la relación completa de consumidores no firmes, que de acuerdo con lo establecido en este proyecto de Real Decreto, no tienen obligación de

mantener existencias mínimas de seguridad, e incluir a dichos consumidores no firmes en el último lugar de la relación de prioridades de suministro.

En todo caso, reiterando la importancia que esta regulación puede tener en el correcto funcionamiento del mercado, esta Comisión, tanto en este punto como en el resto de los tratados previamente debería disponer de la información precisa, tal como ya se ha indicado, para el adecuado desempeño de sus funciones.

Igualmente, el proyecto de Real Decreto debería contar con la Comisión Nacional de Energía para que emita el correspondiente informe preceptivo sobre el plan que debe proponer el Gestor Técnico del Sistema, y que debe ser aprobado por el Ministerio de Economía por Orden Ministerial, para fijar el procedimiento, prioridades de suministro, utilización de existencias propias y ajenas y tiempo de reposición de las mismas.

En relación con las medidas a aplicar en situaciones de escasez o desabastecimiento del suministro de gas, se deben tener en cuenta las funciones atribuidas al Gestor Técnico del Sistema, en la aplicación de los planes de emergencia y gestión de existencias de seguridad, de acuerdo con las modificaciones introducidas por el RD-L 6/2000 en la Ley 34/1998.

Igualmente, el control y seguimiento de estas medidas adoptadas en situaciones de emergencia, crisis de suministro o problemas puntuales de suministro puede ser llevado a cabo eficazmente por la Comisión Nacional de Energía, puesto que se enmarcan dentro de objetivo primordial, como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos, y teniendo en cuenta que estas medidas de emergencia pueden afectar de manera muy importante el funcionamiento del mercado. Estas funciones de seguimiento de la operación seguridad y continuidad del suministro ya se están realizando en la actualidad, y prueba de ello son los “Informes marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura” de los años 2001 y 2002, así como los diversos expedientes informativos tramitados por esta Comisión relativos a deficiencias de

suministro de gas natural, como los ocurridos en el último invierno. Por ello, se propone asignar en el artículo 39.4 el control y seguimiento de la utilización de las existencias mínimas de seguridad en supuestos de crisis a la Comisión Nacional de Energía.

Esta atribución de funciones a la CNE sería consecuente con las mayores responsabilidades asignadas a los entes reguladores nacionales en el artículo 25 de la Directiva 2003/55/EC sobre las reglas comunes del mercado interno de gas natural, así como las más específicas funciones señaladas en el artículo 5 de la Directiva 2003/55/EC. Seguimiento de la seguridad de suministro, que se reproduce a continuación:

“Artículo 5. Supervisión de la seguridad de suministro

Los estados miembros se harán cargo de los aspectos relacionados con la seguridad de suministro. Cuando los estados miembros lo consideren oportuno, podrán delegar esta función a las autoridades reguladoras mencionadas en el apartado 1 del artículo 25. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y demanda en el mercado nacional, el nivel de la demanda y la oferta futuras previstas, las capacidades adicionales en proyecto o construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores.[...]”

6.- CONSIDERACIONES SOBRE CORES

6.1.- Sobre el régimen jurídico de CORES

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), se constituye el 6 de julio de 1995, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 2111/1994, de 28 de octubre, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y se constituye la

Corporación de Reservas Estratégicas, dictado en desarrollo de la derogada Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petrolero.

CORES, Corporación de Derecho público, con personalidad jurídica propia, tenía originariamente como objeto social la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas, así como el control de las existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos.

Sin embargo, como se ha visto, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, y por la Ley 54/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, ha venido a ampliar el ámbito de las competencias de CORES al control del cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo y gas natural y a la diversificación de suministros de gas natural.

Esta ampliación competencial ha tenido su correspondiente reflejo en el Proyecto de Real Decreto tanto en lo referente a la ampliación de las funciones de la Corporación como en la composición de sus órganos de representación: la Asamblea General, la Junta Directiva y el Presidente.

Así, en cuanto a la ampliación de las funciones de CORES, se han introducido en el artículo 22 del Proyecto de Real Decreto (“Funciones”) y el artículo 2 de sus Estatutos (“Objeto”), las correspondientes previsiones.

Y en lo referente a la composición de sus órganos de representación, la Asamblea General ve ampliado el número de miembros que forman parte de la misma. Así, se consideran miembros, *“por adscripción obligatoria”*, los operadores al por mayor de hidrocarburos líquidos y GLP, así como los transportistas que incorporen gas al sistema y comercializadores de gas natural, excluyendo por tanto de tal consideración a los distribuidores, comercializadores al por menor y consumidores de productos petrolíferos y a los consumidores de gas natural. Esta

diferenciación entre sujeto obligado y miembro de CORES ha dado lugar a diversos comentarios a lo largo de este informe.

Por su parte, en la Junta Directiva, se da entrada a cuatro nuevos vocales, en representación de la Comisión Nacional de Energía, de los operadores al por mayor de GLP, de los transportistas que incorporen gas al sistema y de los comercializadores de gas natural (quedando formalmente excluido el representante de las “empresas comercializadoras”).

En relación con la composición de los Órganos de Representación de CORES, se debe asegurar la representación de los agentes que operan en los sectores de gas y petróleo. En este sentido, se han recibido varias alegaciones proponiendo una ampliación del número de miembros de la Junta Directiva.

ENAGAS indica en sus alegaciones que el sector del gas natural está infra representado en la Asamblea General, ya que la cuantía de los votos se fija en función de la aportación financiera anual a la Corporación, que en el caso del sector del petróleo es mayor, ya que dicha aportación se realiza con el fin de que la Corporación mantenga directamente un cierto nivel de existencias, mientras que las existencias de gas natural son mantenidas directamente por las compañías.

Además de las citadas modificaciones referentes a la ampliación de funciones y a la composición de sus órganos de representación, se introducen en el Proyecto de Real Decreto modificaciones referidas a las funciones de dichos órganos.

La Asamblea General mantiene como función principal la aprobación de las cuentas y de la gestión de los órganos de administración, introduciéndose en el Proyecto de Real Decreto el establecimiento de un plazo concreto (15 días) para poder ejercer por parte del Ministerio de Economía el derecho de imponer su veto sobre determinados acuerdos (artículo 52.5 de la Ley de Hidrocarburos) y una concreción o precisión de la forma de cálculo de la cuantía de la aportación financiera de cada miembro que sirve para determinar su número de votos.

Por su parte, la Junta Directiva ve ampliadas sus competencias, incluyendo la aprobación de la propuesta de fijación de cuotas para su remisión al Ministerio de Economía, la elaboración de un Manual de inspección comprensivo de los principios básicos a que deberá ajustarse la actividad inspectora (instrumento sin duda de utilidad para procedimentar la importante actuación de CORES en esta materia) y la atribución de *“las demás competencias no atribuidas a la Asamblea o al Presidente”* (según el Real Decreto 2111/1994 el Presidente es quien tenía competencia sobre *“todos los asuntos de la Corporación que no competan a ningún otro órgano de la misma”*).

En cuanto al Presidente, la anterior descripción genérica de funciones ha sido ahora sustituida por un desglose detallado de las mismas, entre las que destacan la aprobación de las normas y procedimientos de organización internos (cuestionada en el escrito de observaciones de AOP), las competencias de dirección de las tareas inspectoras y la eventual propuesta a la Administración competente de inicio de expediente sancionador. Igualmente, se concretan en el Proyecto de Real Decreto las funciones del Vicepresidente (elegido por mayoría entre los miembros de la Junta Directiva), si bien éstas quedan limitadas a *“las orgánicas que se deriven de la sustitución del Presidente”*.

Por último, es necesario hacer referencia a los comentarios de CORES, en su escrito de observaciones, sobre la eventual inclusión en sus propios Estatutos de ciertas previsiones referidas a la constitución en el seno de la Junta Directiva de uno o varios comités con competencias específicas, a fin de que por parte del organismo competente, se determine la procedencia de la inclusión de dicha propuesta.

6.2.- Sobre el Régimen Económico

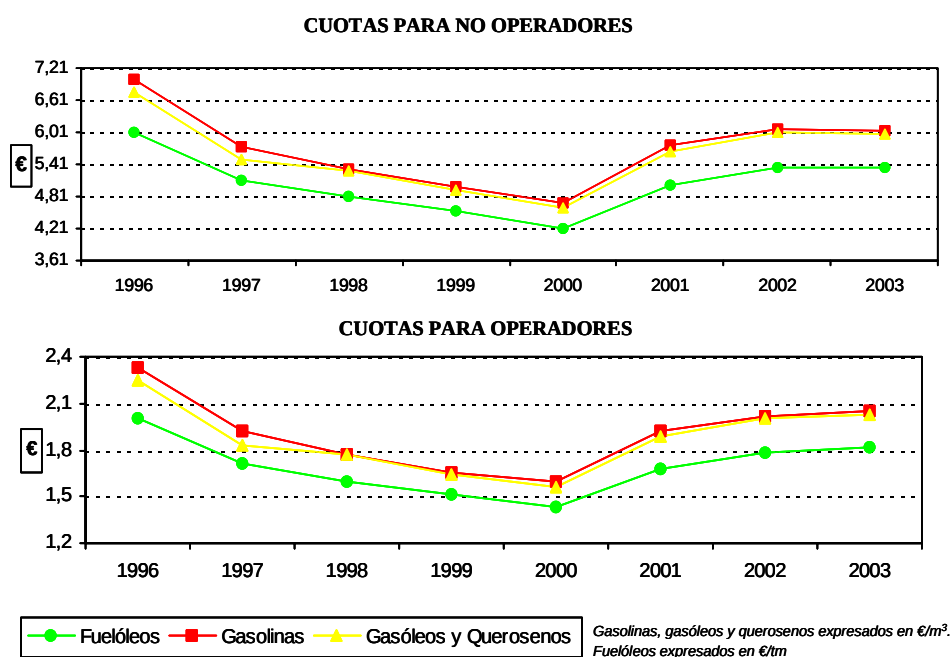
Según se establecía en el Real Decreto 2111/94, *“las existencias estratégicas (..) serán financiadas por los sujetos obligados mediante el pago de una cuota*

unitaria por tonelada métrica vendida o consumida, que será distinta para cada grupo de productos”, determinada en función de todos los costes previstos por CORES, especialmente los generados por la constitución, almacenamiento y conservación de las existencias estratégicas de cada grupo de productos, así como del coste de las demás actividades de la Corporación.

El sistema de cuotas a abonar a CORES establecido en dicho Real Decreto permitía a los sujetos obligados distintos de los operadores al por mayor (“comercializadores” y consumidores en la parte no adquirida a aquéllos) a cumplir con sus obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas mediante el abono a CORES de una cuota unitaria que cubriera la totalidad de los costes asociados a constituir y mantener dichas existencias, incluidas las estratégicas.

Estas cuotas han venido siendo determinadas anualmente mediante la correspondientes Ordenes Ministeriales, habiendo quedado fijado su importe en la forma en que se representa gráficamente a continuación.

Figura 6.2.1.: Evolución de las cuotas
Datos en euros



Fuente: CNE

En el Proyecto de Real Decreto se introducen significativas modificaciones sobre este sistema de financiación de CORES, derivadas en su mayor parte de la ampliación de sus competencias.

En efecto, el artículo 52.3 de la Ley de Hidrocarburos (en su nueva redacción en virtud de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre), introduce la obligación de contribución de los nuevos sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de GLP y de gas natural al señalar que *“los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo y de gas natural, así como los obligados a la diversificación de los suministros de gas natural, deberán contribuir a la financiación de la corporación, mediante el pago mensual a la misma de una cuota unitaria por cantidad de producto vendido o consumo en el mes anterior”*.

Esta previsión genérica de la Ley de Hidrocarburos ha sido desarrollada por el artículo 24 del Proyecto de Real Decreto, mediante el establecimiento de los siguientes tipos de cuotas:

- 1) cuotas unitarias por tonelada métrica o metro cúbico destinadas a financiar todos los costes previstos por la Corporación para la constitución, mantenimiento y conservación de las existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos.
- 2) cuotas anuales para la financiación de los gastos de CORES en actividades relativas a los GLP y al gas natural, a satisfacer por los sujetos obligados *“en función de su participación en el mercado”*.
- 3) cuotas unitarias por tonelada métrica o metro cúbico destinadas a la financiación de los costes de constitución, mantenimiento y gestión por CORES de las existencias mínimas de seguridad incluidas, en su caso, las

estratégicas, a abonar por ciertos sujetos obligados en los que concurren determinadas circunstancias.

- 4) cuotas de carácter extraordinario al objeto de garantizar la solvencia financiera de CORES, a ingresar en los plazos que se establezcan en la Orden Ministerial que las fije.

Como se ve, esta diferenciación de cuotas no se ajusta exactamente en su literalidad, en alguna de sus modalidades, a la previsión contenida en el mencionado artículo 52.3 de la Ley de Hidrocarburos en cuanto a su periodicidad y forma de cálculo, pero se puede entender que responde al intento de adaptar cada ingreso a cada tipo de coste en que incurrirá la Corporación, necesariamente distinto en el caso de mantenimiento y gestión de reservas estratégicas, que en el de control del cumplimiento de sus funciones en materia de GLP o gas natural.

En cualquier caso, parece apropiado objetivar el criterio de determinación de cuotas en la modalidad comentada bajo el número 2) sustituyendo el concepto indeterminado de “participación en el mercado” (no amparado por la Ley de Hidrocarburos) por otro que, sirviendo igualmente para la cuantificación de la cuota a abonar por cada sujeto obligado, resultara más objetivo y concreto, como, por ejemplo, la cuota de mercado medida en volumen de ventas o consumos sobre el total del mercado.

La otra modificación importante que ahora se introduce en el Proyecto de Real Decreto, es la referente a la determinación de la forma de dotación de las reservas financieras de la Corporación, expresamente contempladas en la Ley de Hidrocarburos, al señalar que la aportación financiera de los sujetos obligados *“deberá permitir la dotación por la corporación, en los términos determinados reglamentariamente, de las reservas financieras necesarias para el adecuado ejercicio de sus actividades”*.



Según el artículo 24 del Proyecto de Real Decreto, dicha dotación se realizará a partir de la cuotas unitarias y anuales referidas en los puntos 1 y 2 y, opcionalmente (artículo 13.2 de los estatutos de CORES), mediante los excesos de recaudación procedentes de las cuotas si así lo decidiera la Junta Directiva, con la ratificación de la Asamblea General.

Cabe por último remitirse en este apartado a lo que se señalará en este informe sobre la facultades de la Comisión Nacional de Energía de incoación e instrucción de expedientes sancionadores (caso de impago de dichas cuotas u otros supuestos), actualmente obviadas en el Proyecto de Real Decreto, por lo que en el anexo I del informe se propone una redacción alternativa de los correspondientes artículos del Proyecto, a fin de que se pueda recoger expresamente el ejercicio de estas funciones por parte de la Comisión.

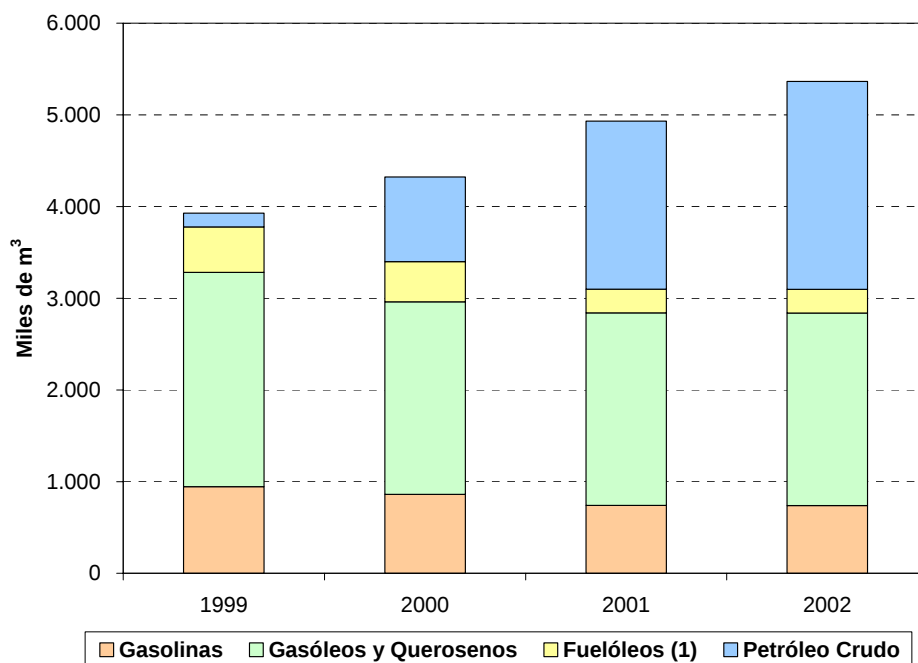
6.3.- Sobre la constitución, gestión y mantenimiento de reservas estratégicas

Como se ha visto, es función de CORES la constitución, gestión y mantenimiento de la parte de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos, considerada como reservas estratégicas.

A finales de 2002 las existencias estratégicas almacenadas por CORES ascendían a 738.632 m³ de gasolinas (14% del total almacenado), 2.100.600 m³ de gasóleos y querosenos (39% del total), 258.328 toneladas de fuelóleos (5%) y 2.267.943 m³ de crudo (42%).

La evolución del volumen de reservas estratégicas mantenidas por CORES desde 1999 se puede ver representada en la siguiente figura.

Figura 6.3.1.: Evolución Reservas Estratégicas de CORES
Datos en miles de m³



(1) Para una densidad del fuelóleo de 1 gr/cm³

Fuente: CORES

También en relación con esta obligación se introducen en el Proyecto de Real Decreto ciertas novedades respecto al régimen actualmente en vigor.

Así se amplía a la permuta el posible título de adquisición de las existencias necesarias (antes sólo se contemplaba la adquisición por medio de la compra) para el cumplimiento de sus obligaciones.

En cuanto a la distribución geográfica de las reservas, se suprime el concepto de proporcionalidad en la distribución y se introduce la posibilidad de que, cuando circunstancias especiales lo justifiquen, se ubiquen en el territorio correspondiente el volumen de existencias estratégicas preciso para hacer frente a las posibles necesidades en caso de emergencia (parece responder a las necesidades de reubicación de existencias puestas de manifiesto recientemente con ocasión del accidente de la refinería de Puertollano), y se sustituye la elaboración de un Plan de localización de existencias por una rendición con cuentas de carácter anual por

parte de CORES a la Dirección General de Política Energética y Minas, de la distribución geográfica de las existencias estratégicas.

Pero, con todo, sin perjuicio de las cuestiones de carácter formal que se ponen de manifiesto en el escrito de observaciones de AOP, los comentarios más relevantes que cabe aquí hacer en relación con la regulación del cumplimiento de esta obligación de CORES respecto a las reservas estratégicas son aquéllos que hacen referencia a la afección que dicha actuación pueda tener sobre el mercado.

En efecto, las operaciones de adquisición o disposición de existencias estratégicas, así como el almacenamiento de dichas reservas pueden tener implicaciones sobre las condiciones de competencia y el normal funcionamiento del mercado de hidrocarburos líquidos, como se reconoce en el propio Proyecto de Real Decreto.

Sin perjuicio de las facultades que con carácter exclusivo otorga la Ley de Hidrocarburos a CORES, hay que recordar que esta Comisión, como ente regulador del funcionamiento de los mercado energéticos, tiene por objeto velar por la competencia efectiva en los mismo y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.

Y para poder dar cumplimiento a esta función legalmente encomendada en el ámbito del mercado de los hidrocarburos líquidos, se considera que esta Comisión ha de intervenir en los procesos de aprobación de los contratos tipo en los que se haya de documentar las operaciones de adquisición, disposición y almacenamiento de existencias estratégicas, reservadas en el Proyecto de Real decreto a la Dirección General de Política Energética y Minas; igualmente debería recibir la información que, como se ha dicho, CORES ha de enviar anualmente en relación con la distribución geográfica de las existencias. A tal efecto se propone en el anexo I de este Informe la correspondiente redacción alternativa de determinados preceptos del Proyecto de Real Decreto.

También son de significar en este ámbito, las observaciones remitidas a esta Comisión por parte de AOP y CLH, principal operador logístico en España, en cuyas instalaciones se almacena gran parte de las existencias estratégicas de CORES (quien, a día de hoy, carece de almacenamientos propios), en relación con las condiciones en que ha quedado regulado en el Proyecto el almacenamiento de existencias estratégicas y , en especial, la obligación de cesión de capacidad de almacenamiento a favor de CORES.

En efecto, la redacción del artículo 30.2 del Proyecto de Real Decreto extiende la obligación de cesión de capacidad de almacenamiento a *“las sociedades participadas mayoritariamente por los miembros de CORES o por éstas, que sean propietarios de instalaciones de almacenamiento”*, respecto a la redacción del artículo 52.3 de la Ley de Hidrocarburos, que señala que deberán facilitar instalaciones a la Corporación *“los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de productos petrolíferos”*.

Esta definición permite la inclusión de CLH (sociedad que ha completado el proceso de apertura de su capital social en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto-Ley 6/2000) dentro de los sujetos obligados a ceder capacidad de almacenamiento. Sin entrar a valorar la procedencia de dicha extensión, lo que interesa reseñar es que el desarrollo de las funciones de CORES en relación con el mantenimiento de reservas estratégicas, sin duda revestidas de especial importancia en cuanto relacionadas con las obligaciones de garantía de suministro de productos petrolíferos en el mercado español, no debería ser obstáculo para el mantenimiento de las condiciones de competencia y no discriminación en el mercado de hidrocarburos, para lo que el normal desenvolvimiento de la actividad de almacenamiento y transporte resulta también esencial.

Por tanto, se entiende necesario introducir en la redacción del citado artículo 30 una referencia expresa a la necesidad de que la participación de CORES en la adquisición de capacidad de almacenamiento para sus reservas estratégicas,

quede en cualquier caso sujeta al requisito de asegurar el mantenimiento de las condiciones de competencia existentes en el mercado, proponiéndose a tal fin una redacción alternativa en el anexo I de esta informe. Todo ello sin perjuicio de que esta Comisión, en ejercicio de las funciones anteriormente señaladas, vele en todo momento por el correcto funcionamiento del mercado.

7.- CONSIDERACIONES GENERALES ACERCA DE LA CNE

A lo largo del texto del Proyecto de Real Decreto, se echa de menos de forma reiterada el que no haya referencias a la Comisión Nacional de Energía en relación con las funciones que, como ente regulador de los mercados energéticos, ha de desempeñar en los diferentes ámbitos regulados en dicho Real Decreto.

En este sentido, es necesario destacar, en primer lugar, la función primordial de la Comisión, que no puede olvidarse y que constituye su objeto esencial tal como se define tanto en la propia Ley de Hidrocarburos como en el Reglamento de la Comisión (aprobado mediante Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio), que es la de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.

Esta función genérica se concreta en la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1. Duodécima de la Ley de Hidrocarburos, cuando atribuye a la Comisión la función de “velar para que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia...”.

El ejercicio de esta función no es ajeno al presente desarrollo reglamentario, pues acertadamente en el Proyecto se tiene en cuenta la necesidad de gestionar las reservas estratégicas sin menoscabo de las condiciones de competencia existentes en el mercado, al señalar expresamente en el Capítulo III del Título II,

artículos 29.2 y 35.3, que la adquisición, mantenimiento y enajenación de dichas existencias habrá de realizarse asegurando “el mantenimiento de las condiciones de competencia existentes en el mercado, sin alterar en ningún caso su normal funcionamiento”.

Pero, a pesar de lo anterior, no se contiene en el Proyecto de Real Decreto mención alguna a la Comisión en materia de envío de información por parte de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y diversificación de suministros, documentación sin la cual no podrían llevarse a cabo las funciones otorgadas por el legislador a esta Comisión. A fin de solventar esta relevante omisión, evitando problemas interpretativos (la Comisión viene recibiendo determinada información sectorial en virtud de otras disposiciones), se propone, en el anexo I de este informe, una redacción alternativa del artículo 5 del Proyecto de Real Decreto, en la que se incluye expresamente a la Comisión Nacional de Energía como destinataria de determinada información a remitir por parte de dichos sujetos obligados.

En cuanto al deber de remisión de información y el reparto competencial entre Administraciones, el artículo 50.3, párrafo segundo, de la Ley de Hidrocarburos señala que “Reglamentariamente, se establecerá el procedimiento de comunicación de información entre la Administración pública competente para la inspección y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos...”. Sin embargo, el Proyecto de Real Decreto, en su artículo 4.5, no procede a desarrollar, como hubiera sido deseable, dichos procedimientos de comunicación, sino que de forma genérica se limita a señalar que “se establecerán los cauces oportunos de comunicación de información, que resulten necesarios para el mejor desarrollo de las competencias y funciones respectivas”.

Esta omisión, como se desprende de las observaciones de algunos miembros del Consejo Consultivo, es especialmente relevante en el caso de las Administraciones Autonómicas, debido a la ausencia de referencias que a las mismas se efectúa en el artículo 5 del Proyecto de Real Decreto y, por tanto, a su

exclusión en el canal de recepción de información por parte de los sujetos obligados.

Una última consideración que cabe realizar en relación con el deber de remisión de información por parte de los sujetos obligados, es la relativa a la función de CORES de “elaboración de informes estadísticos relativos al sector de hidrocarburos” (artículo 22 e) del Proyecto), para lo que cuenta, entre otras fuentes, con dicha información. La atribución de esta función a la Corporación no debe sin embargo obstar la posibilidad de elaboración por parte de otros organismos públicos, en ejercicio de sus funciones, de informes sobre dicho sector.

Además de la función de velar por la competencia en los mercados energéticos, también la Comisión Nacional de Energía tiene legalmente encomendadas funciones en materia de incoación y tramitación de expedientes sancionadores.

A este respecto, el Proyecto de Real Decreto, en su artículo 37.5, establece que “Concluido el expediente de inspección, el Presidente de la Corporación, caso de apreciar incumplimientos, elevará las actuaciones practicadas a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, a los efectos de que, si así procediere, pueda ser iniciado el oportuno expediente sancionador”.

En relación con esta redacción es necesario señalar, en primer lugar, que parece olvidar los supuestos en que la Administración pública competente sea la Administración Autonómica, como se pone de manifiesto en el escrito de observaciones de la Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias. Pero, además, centrándonos en los supuestos en que la competencia resulte de la Administración General del Estado, parece estar atribuyéndose al Ministerio de Economía la potestad para iniciar procedimientos sancionadores respecto a las infracciones que puedan cometerse en relación con el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

No obstante, y de acuerdo con la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 Undécima, corresponde a la Comisión Nacional de Energía “Acordar la iniciación de los expedientes sancionadores y realizar la instrucción de los mismos, cuando sean de la competencia de la Administración General del Estado, ... sin perjuicio de las competencias atribuidas a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en el artículo 52.4 de la presente Ley”.

El artículo 52. 4 de la Ley de Hidrocarburos, en materia sancionadora, lo único que atribuye a CORES es la posibilidad de “promover, en su caso, la iniciación del expediente sancionador cuando proceda”.

Por tanto, hay que entender que la competencia para incoar y tramitar expedientes sancionadores en materia de existencia mínimas de seguridad, cuando la competencia sea de la Administración General del Estado, corresponde a la Comisión Nacional de Energía, por lo que se propone, en el anexo I de esta informe, una redacción alternativa del artículo 37.5 del Proyecto de Real Decreto.

Por último, de forma particular, por la gran relevancia que las imposiciones de diversificación de gas natural pueden llegar a tener en el funcionamiento del mercado del gas, así como la supervisión de la seguridad de suministro y el funcionamiento del mercado en situaciones de crisis o desabastecimiento, y sin perjuicio de la labor de inspección que corresponda, se echa de menos en el Proyecto la mención en el campo de la diversificación del gas natural a la Comisión Nacional de Energía como ente regulador de los mercados energéticos.

8.- CONCLUSIONES

- El mantenimiento de reservas de seguridad en productos petrolíferos y gas natural es una actividad de extraordinaria importancia para la economía de los países industrializados con amplia dependencia de suministros exteriores. Del buen funcionamiento del sistema en todas las circunstancias depende la seguridad de abastecimiento energético en periodos de crisis por lo que el presente Proyecto de Real Decreto es de especial relevancia.
- El presente Proyecto de Real Decreto adapta algunos aspectos del antiguo reglamento (RD 2111/94) con objeto de adecuar el mismo a la Ley de Hidrocarburos (34/98) y a la Directiva Europea 68/414/CE, modificada por la 98/93/CE del Consejo. Sin embargo, conviene recordar que el sistema lleva funcionando desde la creación de CORES en 1995 con resultados satisfactorios.

En el ámbito de los productos derivados del petróleo

- Desde un punto técnico, el Proyecto introduce ciertos cambios que redundarán en una mayor flexibilidad para el cumplimiento de las obligaciones de los sujetos, como por ejemplo, la ampliación de los procedimientos de equivalencias entre crudo y los productos a efectos del cómputo de existencias mínimas de seguridad. Estas modificaciones deben valorarse positivamente por parte de esta Comisión sin perjuicio de las consideraciones puntuales que se han realizado a lo largo del informe.
- Existen, sin embargo, otro grupo de medidas que o bien se proponen en el propio Proyecto, o bien han sido sugeridas por miembros del Consejo Consultivo, que podrían tener afección directa en el funcionamiento de los mercados. Se han analizado las de mayor repercusión, valorando las posibles implicaciones para los distintos agentes e indicando aquellos aspectos que deberían ser considerados de forma adicional. Este es el caso de la

ampliación de las existencias que tienen consideración de estratégicas o la inclusión de las sociedades participadas mayoritariamente por miembros de CORES en la obligación de cesión de capacidad de almacenamiento a la Corporación. Esta Comisión considera que estas cuestiones deberían tener respuesta en el marco de la Planificación energética y, en cualquier caso, salvaguardando las condiciones de competencia y el normal funcionamiento del mercado de productos petrolíferos.

- El Proyecto, por último, regula de forma nueva la obligación de mantenimiento de reservas para los sujetos que actúan en el mercado de los gases licuados del petróleo (GLP). Esta obligación derivada de la propia Ley de Hidrocarburos no existe en el resto de países de nuestro entorno pero su inclusión en la Ley proviene, probablemente, de las especiales características de este mercado en nuestro país. En cualquier caso los comentarios introducidos buscan flexibilizar al máximo el cumplimiento de la obligación y dotar al sector del GLP de condiciones similares a las del resto de hidrocarburos.

En el ámbito del gas natural

- En relación con el gas natural, la determinación de los niveles adecuados de existencias de seguridad y diversificación de suministros, debe realizarse teniendo en consideración los riesgos que presenta nuestro sistema gasista, los costes asociados a los posibles fallos de suministro, las posibilidades actuales de almacenamiento en el sistema y las inversiones y costes necesarios para mejorar la seguridad de suministro, de manera que las medidas destinadas a mejorar la seguridad de suministro no supongan una barrera a la entrada de nuevos comercializadores, ni mermen la competitividad de las empresas o el poder adquisitivo de los consumidores del mercado español.

- El cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de gas debería controlarse mensualmente, tomando como referencia la media mensual de existencias de cada sujeto obligado. De la misma manera, el objetivo de disponibilidad de las existencias debería sustituirse por criterios más acordes con los riesgos del sistema, como por ejemplo el asegurar el suministro durante 60 días a los consumidores firmes en caso de perturbación de la fuente principal de abastecimiento de gas. También podría ser adecuado fijar como objetivo que una parte de las existencias mínimas de seguridad fueran almacenadas en los almacenamientos subterráneos. Además, se considera conveniente la introducción de un peaje interrumpible para los clientes que dispongan de suministros alternativos de otras fuentes de energía.
- En relación con la diversificación de aprovisionamientos, esta Comisión considera necesario, permitir el cómputo de esta obligación de manera conjunta para todos los agentes del sistema, así como introducir un procedimiento objetivo para la solicitud de excepciones a la obligación de diversificación.
- En relación con las medidas a aplicar en situaciones de escasez o desabastecimiento del suministro de gas, se deben tener en cuenta las funciones atribuidas al Gestor Técnico del Sistema, en la aplicación de los planes de emergencia, y de la Comisión Nacional de Energía, en su función de seguimiento de la seguridad y continuidad del suministro y del funcionamiento del mercado.

En el ámbito de las funciones de los distintos organismos involucrados

- Conviene definir con mayor precisión el ámbito de actuación de todos los organismos involucrados en el mantenimiento, control y disposición de las existencias de seguridad. En concreto se han precisado los puntos en los que



Comisión
Nacional
de Energía

la Comisión Nacional de Energía debe participar como consecuencia de las funciones que la Ley de Hidrocarburos le ha asignado, tal es el caso de la incoación de expedientes sancionadores, informe previo de ciertas actividades y recepción periódica de información.