

CAPÍTULO III

EL EMISOR Y SU CAPITAL

ÍNDICE

III.1 IDENTIFICACIÓN DEL OBJETO SOCIAL

- III.1.1. Denominación y domicilio social
- III.1.2. Objeto social

III.2 INFORMACIONES LEGALES

- III.2.1. Constitución, inscripción y duración de la Sociedad
- III.2.2. Forma jurídica y legislación aplicable
 - III.2.2.1. Regulación especial aplicable
 - III.2.2.2. Funcionamiento del mercado del gas
 - III.2.2.3. ENAGAS en el nuevo marco normativo
 - III.2.2.4. Normas de funcionamiento del mercado de gas natural
 - III.2.2.5. Estructura económica del mercado

III.3 INFORMACIONES SOBRE EL CAPITAL

- III.3.1. Importe nominal suscrito y desembolsado
- III.3.2. Dividendos pasivos
- III.3.3. Clases y series de acciones
- III.3.4. Evolución del capital social en los últimos tres años
- III.3.5. Emisiones de obligaciones convertibles, canjeables o con warrants
- III.3.6. Títulos que representen ventajas atribuidas a promotores y fundadores
- III.3.7. Capital autorizado
- III.3.8. Condiciones estatutarias de las modificaciones de capital y de los respectivos derechos de las acciones

III.4 ACCIONES PROPIAS

III.5 BENEFICIOS Y DIVIDENDOS

III.6 GRUPO DE SOCIEDADES

- III.6.1. Accionistas de ENAGAS
- III.6.2. Principales filiales y sociedades participadas por ENAGAS

CAPÍTULO III

EL EMISOR Y SU CAPITAL

III.1 IDENTIFICACION Y OBJETO SOCIAL

III.1.1 Denominación y domicilio social

La denominación social de la sociedad emisora de los valores ofrecidos es ENAGAS, S.A. (en adelante "ENAGAS"). ENAGAS tiene su domicilio social en Madrid, Paseo de los Olmos, 19.

El Código de Identificación Fiscal es A-28294726.

Por Grupo ENAGAS se entenderá en el presente Folleto al Grupo consolidado formado por ENAGAS y sus Sociedades Filiales; Gasoducto Al Andalus, S.A., Gasoducto Extremadura, S.A., Gasoducto Campo Maior- Leira -Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A.

III.1.2 Objeto Social

El artículo 2 de los Estatutos Sociales de ENAGAS establece lo siguiente:

Constituye el objeto social:

- a) Las actividades de regasificación, transporte básico y secundario y almacenamiento de gas natural, mediante o a través de las infraestructuras o instalaciones gasistas correspondientes, propias o de terceros, así como la realización de actividades auxiliares o vinculadas a las anteriores.
- b) La adquisición y venta de gas natural, así como las demás actividades complementarias que sean necesarias, para el suministro del mercado a tarifa.
- c) El diseño, construcción, puesta en marcha, explotación, operación y mantenimiento de todo tipo de infraestructuras gasistas e instalaciones complementarias, incluidas redes de telecomunicaciones, telemando y control de cualquier naturaleza y redes eléctricas, ya sean propias o propiedad de terceros.
- d) El desarrollo de todas las funciones relacionadas con la gestión técnica del sistema gasista.
- e) La prestación de servicios de diversa naturaleza, entre ellos, de ingeniería, construcción, asesoría, consultoría, en relación con actividades que constituyen su objeto en la medida en que sean compatibles con las actividades atribuidas por la Ley a la Sociedad.

Las actividades anteriormente establecidas podrán ser realizadas por la Sociedad, por sí, o por medio de sociedades de idéntico o análogo objeto en que participe y siempre dentro del alcance y con los límites establecidos en la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos.

ENAGAS se encuentra encuadrada en el sector transporte de gas por gasoducto, nº 1120 dentro de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (C.N.A.E.)

III.2 INFORMACIONES LEGALES

III.2.1 Constitución, inscripción y duración de la Sociedad

ENAGAS fue constituida el 13 de julio de 1972 mediante escritura otorgada el Notario de Madrid D. Valentín Fausto Navarro Azpeitia, con el número 1.334 de orden de su protocolo, e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al Tomo 2963 general, Folio 81, Hoja 20826, Inscripción 1ª.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 4 de sus Estatutos Sociales, ENAGAS tiene una duración indefinida y dio comienzo a sus operaciones en la fecha de otorgamiento de la escritura de constitución.

Sus Estatutos se adaptaron a la vigente Ley de Sociedades Anónimas (Real Decreto Legislativo 1564/89, de 22 de diciembre), mediante escritura pública otorgada el 4 de julio de 1990 ante el Notario de Madrid D. Rafael Ruiz- Gallardón, con el número 2.231 de orden de su protocolo, que se inscribió en el Registro Mercantil de Madrid causando la inscripción número 220.

La Junta General de Accionistas celebrada el 3 de mayo de 2002, aprobó la modificación de los Estatutos Sociales para adecuarlos a su nueva situación como sociedad cotizada en bolsas de valores. Igualmente,

la mencionada Junta General acordó la creación de un Texto Refundido de los Estatutos Sociales. Las modificaciones a los Estatutos Sociales, así como el nuevo Texto Refundido se elevaron a público ante el Notario de Madrid D. Pedro de la Herran Matorras, el día 9 de mayo de 2002, y han sido inscritos en el Registro Mercantil de Madrid.

Los Estatutos Sociales pueden consultarse en el domicilio social de ENAGAS, sito en Madrid, Paseo de los Olmos, 19, así como en el Registro Mercantil de Madrid, mediante la solicitud de una nota simple informativa o certificación, y en la CNMV.

III.2.2 Forma jurídica y legislación aplicable

La forma jurídica de ENAGAS es la de Sociedad Anónima y, en consecuencia está sujeta al régimen establecido por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

III.2.2.1. Regulación Especial Aplicable

Marco Regulatorio:

Las principales disposiciones que regulan el sector del gas son las siguientes:

- Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, de 7 de octubre.
- Real Decreto-ley 6/1999, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Liberalización (Capítulo III).
- Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que aprueba el Reglamento de la Comisión nacional de la Energía.
- Real Decreto- Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de Hidrocarburos.
- Real Decreto- Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (Título I, Capítulo II y artículo 34).
- Real Decreto 3487/2000, de 29 de diciembre, que modifica el Reglamento de la Comisión Nacional de la Energía.
- Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que regula el acceso de terceros a las instalaciones y establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.
- Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social (artículos 19 y 76).
- Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
- Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores.
- Orden ECO/303/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

El sistema gasista español se encuentra regulado principalmente por la Ley 34/1998 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en adelante LSH), que transpone la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior del Gas Natural.

El nuevo marco normativo nace con el propósito de regular el sector del gas de modo integrado, derogando la anterior normativa. Esta disposición regula la liberalización del sistema reconociendo el principio de libre iniciativa empresarial en el sector gasista, y suprimiendo la consideración del gas como servicio público. Sin embargo, la ley sigue considerando todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos como actividades de interés económico general. En este sentido, la garantía del suministro que esta consideración exige trata de instrumentarse

en todo momento de manera que se haga compatible con la liberalización del sector, la cual implica la reducción de la intervención del Estado. Por ello subsiste la planificación del Gobierno en los términos establecidos en el artículo 4 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, aunque únicamente con carácter indicativo y no vinculante salvo en lo que se refiere a, entre otros, los gasoductos de la red básica y a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos. En este sentido, la Disposición Adicional segunda del Real Decreto 949/2001 establece que el Ministerio de Economía iniciaría la planificación en materia de hidrocarburos, cuyo contenido se referirá a los aspectos indicados en el artículo 4 de la LSH, y tendrá carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos en lo referente a los gasoductos de la red básica y a las instalaciones de almacenamientos de reservas estratégicas de hidrocarburos.

Asimismo, indica que las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte y sus instalaciones complementarias que tienen carácter de obligatorio se otorgarán por el Ministerio de Economía mediante un sistema de concurso, de forma que se garantice la transparencia, objetividad y su concurrencia.

La implantación de la libre competencia en el sistema del gas que se inicia con la promulgación de esta Ley ha sido fortalecida y acelerada con la aprobación del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. Los cambios legislativos introducidos por dicho Real Decreto-ley, han diseñado varias etapas en la liberalización cuya finalización está prevista en enero del 2003, momento en el cual todos los consumidores de gas serán considerados por ley como cualificados y podrán negociar con los comercializadores el precio del gas a través de contratos

III.2.2.2. Funcionamiento del mercado del gas

En el sector del gas actúan los siguientes sujetos:

Productores: (artículo 8 LSH) Podrá desarrollar actividades de exploración, investigación y explotación cualquier persona jurídica, pública o privada, mediante la obtención de las correspondientes autorizaciones, permisos y concesiones.

Los productores venden el gas a transportistas, comercializadores o consumidores cualificados.

Transportistas: (artículo 58 LSH): Titulares de instalaciones de almacenamiento, plantas de regasificación o gasoductos de transporte (presión superior a 16 bares) de gas natural. Pueden adquirir gas para su venta a otros transportistas o a distribuidores al precio regulado. El Real Decreto 949/2001, de 7 de septiembre, obliga a los transportistas a permitir el acceso a sus instalaciones, previa solicitud, a los consumidores cualificados, comercializadores y a los demás transportistas. (ver el epígrafe III.2.2.4. siguiente).

Distribuidores: (artículo 58 LSH): Titulares de instalaciones de distribución de gas natural (de presión igual o inferior a 16 bares). Adquieren el gas al transportista a precio regulado para suministrar el gas en los puntos de consumo a los clientes a tarifa. Los distribuidores están igualmente sometidos a la obligación de permitir el acceso a terceros a su red. Están obligados a construir, mantener y operar las instalaciones destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

Comercializadores: (artículo 58 LSH): Personas jurídicas que, accediendo a instalaciones de transportistas y distribuidores, adquieren a los productores o a otros comercializadores el gas natural para su venta a los consumidores cualificados u otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

Gestor del sistema: Responsable de la gestión técnica de la red básica y de las redes de transporte secundario, con el objeto de garantizar la continuidad y seguridad del suministro y el correcto funcionamiento y coordinación del sistema. El artículo 10 del Real Decreto-ley 6/2000 encomienda las funciones de gestor técnico del sistema gasista a la sociedad ENAGAS, S.A., como titular de la mayoría de instalaciones de la red básica de gas natural.

Consumidores Cualificados (artículo 60 LSH, modificado por artículo 7 Real Decreto-ley 6/2000): Aquellos que superan determinados umbrales de consumo anual de gas natural por instalación y por tanto pueden acceder a contratar el suministro con los comercializadores, sin sujeción a los precios regulados. A partir del 1 de enero del año 2002 tienen la condición de consumidores cualificados aquellos que tengan un consumo igual o superior a 1.000.000 de Nm³. Desde el 1

de enero de 2003 todos los consumidores, independientemente de su nivel de consumo, serán cualificados (artículo 11 Real Decreto-ley 6/2000).

Asimismo, tienen la consideración de consumidores cualificados de gas natural las centrales de producción de electricidad y las cogeneradoras independientemente de su nivel de consumo.

Consumidores a tarifa o consumidores no cualificados (artículo 60 LSH modificado por artículo 7 Real Decreto-ley 6/2000): Reciben el suministro de gas de las empresas distribuidoras, con las que tienen suscrito un contrato de suministro o póliza de abono, previo pago de la tarifa establecida por la normativa.

El sector gasista se encuentra supervisado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Creada por la LSH, entre sus funciones (definidas en la propia Ley 34/1998 y Real Decreto 1339/1999, modificadas por el Real Decreto-ley 6/2000) figura el ejercicio de una labor de supervisión sobre el sector gasista, velando por la efectiva competencia y la objetividad y transparencia de su funcionamiento. La CNE actúa como órgano de consulta de la Administración y de resolución de los conflictos del mercado, especialmente en los conflictos de acceso de terceros a la red. Destaca su intervención en el desarrollo normativo y en el proceso de liquidación de las cantidades cobradas en concepto de tarifas, cánones y peajes.

III.2.2.3. ENAGAS en el nuevo marco normativo

Con las modificaciones introducidas por la nueva normativa ha cambiado sustancialmente la naturaleza de las actividades de ENAGAS que, de ser concesionaria de la Red Nacional de Gasoductos y del servicio público de abastecimiento al mercado nacional de titularidad del Estado, ha pasado a ser, de acuerdo con la nueva ley, transportista autorizado, en concurrencia con otros transportistas, y cuyo objeto esencial es la construcción y explotación de infraestructuras de la red básica de gasoductos (plantas de regasificación, gasoductos de transporte primario y almacenamientos de gas natural).

Sin perjuicio de esta actividad principal, ENAGAS, como transportista, tiene la misión de suministrador de gas, de manera limitada, ya que solamente puede vender gas a los distribuidores conectados a sus redes para atender el mercado de gas a tarifa. Esta última facultad se verá afectada a medida que los consumidores vayan adquiriendo la condición de consumidores cualificados, de acuerdo con el calendario de liberalización establecido en la propia ley del Sector de Hidrocarburos y en el Real Decreto-ley 6/1999, de 16 de abril de 1999 y otras disposiciones posteriores. En efecto, la liberalización del mercado del gas implica que la distinción existente entre los consumidores finales en atención a sus umbrales de consumo desaparezca progresivamente. De este modo, está previsto que a partir del 1 de enero de 2003 todos los consumidores adquieran la condición de consumidores cualificados, independientemente de sus volúmenes de consumo de gas, disfrutando de libertad para elegir el suministrador.

Adicionalmente, en virtud del Real Decreto-ley 6/2000, que introduce una nueva Disposición Adicional Vigésima a la LSH (artículo 10), ENAGAS ha sido designado como Gestor Técnico del Sistema, teniendo como misión velar por el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la garantía de la continuidad, calidad y seguridad del suministro del gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas. ENAGAS percibe la remuneración establecida reglamentariamente por el desarrollo de esta actividad.

Disposición Adicional Vigésima de la LSH

La Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1988, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, sobre medidas urgentes de intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, establece que ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de ENAGAS, en una proporción superior al 35% del capital social o de los derechos de voto de la entidad.

A los efectos de computar la participación en el accionariado de ENAGAS, se atribuirán a una misma persona física o jurídica, además de las acciones u otros valores poseídos o adquiridos por las entidades pertenecientes a un mismo grupo, tal y como este se define en el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores, aquellas cuya titularidad corresponda a:

- Personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando parte de una unidad de decisión.
- A los socios junto a los que aquélla ejerza el control sobre una entidad dominada conforme a lo previsto en el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores.

A los efectos de computar la participación se tendrá en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y demás valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

Los derechos de voto correspondientes a las acciones u otros valores que posean las personas que participen en el capital de ENAGAS que excedan de la participación mencionada quedaran en suspenso hasta que no se adecue la cifra de participación en el capital o en los derechos de voto. En este supuesto la Comisión Nacional de la Energía estará legitimada para ejercer las acciones legales que correspondan tendentes a hacer efectivas las limitaciones a la participación en el capital de ENAGAS.

El incumplimiento de la limitación en la participación en el capital de ENAGAS se considerará una infracción muy grave, siendo responsables las personas físicas o jurídicas que resulten titulares de los valores o a quien resulte imputable el exceso de participación en el capital o en los derechos de voto.

III.2.2.4. Normas de funcionamiento del mercado de gas natural

a) Separación de actividades

Separación jurídica

Según lo dispuesto por el artículo 63.1 LSH, el régimen de separación de actividades implica que las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas a que se refiere el artículo 60.1 de la LSH (transporte –incluido almacenamiento, regasificación y transporte propiamente dicho- y distribución) deberán tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan realizar actividades de comercialización.

En este sentido, el apartado 2 del artículo 63 de la LSH dispone que las sociedades dedicadas a la comercialización de gas natural deberán tener como único objeto social en el sector gasista dicha actividad, no pudiendo realizar actividades de regasificación, transporte o distribución.

Adicionalmente el artículo 63.3 de la LSH, modificado por el Real Decreto-ley 6/2000, establece que las sociedades titulares de instalaciones de la red básica de gas natural deberán tener como único objeto social la actividad de transporte definida en el apartado a) del artículo 58 LSH, pudiendo incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte. Debe destacarse que esta previsión resulta plenamente de aplicación a ENAGAS, puesto que es la titular de la mayor parte de la red básica de gas natural.

Por último, conviene reseñar el artículo 63.6 de la LSH, que prevé la posibilidad de que en el seno de un grupo de sociedades, una entidad pueda englobar en su objeto social las actividades que la ley declara incompatibles siempre y cuando esté previsto que una sola actividad sea ejercida de forma directa y las demás mediante la titularidad de acciones o participaciones en otras sociedades.

Separación contable

La separación contable implica que las sociedades que desarrollen la actividad de transporte deben llevar en su contabilidad cuentas separadas para la regasificación, almacenamiento y transporte (artículo 63.3 LSH). Asimismo, las sociedades que desarrollen más de una de las actividades del artículo 60.1 de la LSH deben llevar contabilidad separada para cada una de las mismas (artículo 63.5 LSH).

Finalmente los transportistas deberán llevar cuentas separadas de sus operaciones de compra y venta de gas y los distribuidores de su actividad de comercialización a tarifa.

Adicionalmente se establece que el Gestor Técnico del Sistema deberá llevar contabilidad separada respecto las funciones que le corresponden como tal.

Plazo de adaptación

Conforme a la Disposición Transitoria Séptima de la LSH, las sociedades que venían desarrollando actividades incompatibles conforme a la nueva normativa, dispusieron de un plazo de dos años para adaptarse al régimen de separación jurídica y de un año para el régimen de separación contable, a contar desde la entrada en vigor de la LSH.

Procedimiento y requisitos para el desarrollo de actividades

(i) Autorizaciones e inscripciones

Conforme a lo establecido por la LSH, el desarrollo de actividades en el sector es libre, sujeto a los términos de la Ley. En este sentido, se exige autorización administrativa de las instalaciones afectas al desarrollo de las actividades gasistas e inscripción de los sujetos en los registros administrativos. Las autorizaciones serán otorgadas sin perjuicio de otras obligaciones, especialmente en materia fiscal, de ordenación del territorio, medio ambiente y defensa de consumidores y usuarios.

La importación, exportación e intercambios comunitarios de combustibles gaseosos no precisa más requisitos que los derivados de la norma comunitaria. Las personas jurídicas residentes en el extranjero podrán invertir libremente en este sector siempre que cumplan con la normativa vigente sobre inversiones extranjeras.

La importación, exportación e intercambios comunitarios de combustibles gaseosos están plenamente liberalizados y sólo sujetos a la normativa comunitaria (artículo 54 de la Ley 34/1998).

(ii) Disposición Adicional Vigésimoséptima de la Ley 55/1999

Es preciso destacar la modificación introducida por la Ley 55/1999, de 29 de diciembre, la cual impide a las entidades o personas de naturaleza pública y entidades de cualquier naturaleza, participadas mayoritariamente o controladas por entidades o Administraciones públicas, cualquiera que sea la forma jurídica que adopten, que directa o indirectamente tomen el control o adquieran participaciones significativas (al menos el 3 por 100 del capital o de los derechos de voto) de sociedades de ámbito estatal que desarrollen actividades en los mercados energéticos, ejercer los derechos políticos correspondientes a dichas participaciones.

No obstante el adquirente podrá notificar la adquisición al Ministerio de Economía. Se instruirá entonces un expediente, en el que es preceptivo informe de la CNE. La propuesta de resolución se elevará al Consejo de Ministros.

El Consejo de Ministros podrá reconocer o no el ejercicio de los derechos políticos correspondientes, o someter su ejercicio a condiciones. La resolución deberá atender a los principios de objetividad, reciprocidad, transparencia, equilibrio y buen funcionamiento de los mercados y sistemas energéticos. El carácter del silencio administrativo será negativo. El procedimiento, ante la ausencia de regulación detallada, se tramitará conforme a la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo común. En este caso, el artículo 42. 2 de esta ley establece que el plazo máximo de resolución será de tres meses desde la presentación de la preceptiva instancia en el Ministerio de Economía.

A pesar de la falta de determinación expresa en la legislación del sector, históricamente la suspensión de los derechos de voto se ha extendido a la totalidad de los derechos de voto del accionista correspondiente.

(iii) Participaciones cruzadas

El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, modificado por la Disposición Adicional Decimotercera de la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social, establece que las personas físicas o jurídicas que participen

en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en un mismo mercado o sector, incluido la producción, transporte y distribución de hidrocarburos líquidos, en una proporción igual o superior al 3 por 100, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una entidad.

Los mercados o sectores a los que se refiere el artículo 34 número anterior son los siguientes:

- a) Generación, transporte y distribución de energía eléctrica;
- b) Producción, transporte y distribución de hidrocarburos líquidos;
- c) Producción, transporte y distribución de hidrocarburos gaseosos;
- d) Telefonía portátil y
- e) Telefonía fija.

Se entenderá por operador principal cualquiera que, teniendo la condición de operador de dicho mercado o sector, ostente una de las cinco mayores cuotas del mercado o sector en cuestión.

Adicionalmente, la norma establece que:

- a) Ningún operador principal de un mismo mercado o sector podrá designar, directa o indirectamente, miembros de los órganos de administración de sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado o sector.
- b) Ninguna persona física o jurídica podrá designar, directa o indirectamente, miembros de los órganos de administración de más de una sociedad que tenga la condición de operador principal en el mismo mercado o sector.

Las restricciones arriba indicadas no serán de aplicación cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurren la misma consideración, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o de activos entre sociedades de un mismo grupo.

No obstante, la CNE podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de las participaciones o a la designación de miembros de los órganos de administración, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica entre operadores ni implique riesgo de coordinación de sus comportamientos estratégicos

Actividades en sectores económicos distintos

De conformidad con el apartado séptimo del artículo 63 de la LSH, aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán participar en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos del sector de gas natural, previa obtención de autorización de la CNE. A estos efectos, deberán llevar contabilidades separadas de todas las actividades que realicen fuera del sector del gas natural y de las de cualquier naturaleza que realicen en el exterior.

b) Funcionamiento del mercado

Principios generales

La exploración, investigación y explotación de los yacimientos y almacenamientos subterráneos, requiere para su ejercicio el otorgamiento de autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación, respectivamente.

El principal aprovisionamiento de gas natural con el que se abastece el mercado español, y especialmente el mercado a tarifa, accede a España a través del Gasoducto EMPL (European Maghreb Pipeline) y procede del denominado contrato de Argelia. Mediante la Orden Ministerial de 29 de junio de 2001 se ha procedido a la liberalización de un 25% del gas proveniente de ese contrato, adjudicándose a distintas empresas comercializadoras. El 75% restante del gas proveniente de dicho contrato se asignará a ENAGAS, que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifa. Adicionalmente, se establece que a partir del 1 de enero de

2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifa.

El gas que accede a España a través del gasoducto EMPL tiene entrada por Tarifa y desde allí es redirigido por los gasoductos nacionales hacia los puntos de distribución. Los distribuidores tienen obligación de atender las peticiones de suministro en régimen de tarifas siempre que exista capacidad para ello y siempre que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre comprendido dentro del ámbito geográfico de la autorización. Para ello, la sociedad distribuidora debe adquirir el gas, en la cuantía necesaria, del transportista a cuyas redes de transporte están conectadas sus redes de distribución, suscribiendo el oportuno contrato y pagando el precio regulado. Posteriormente, se hace circular el gas a través de las redes de distribución hasta alcanzar los puntos de consumo de los consumidores a tarifa.

En cuanto a la adquisición de gas para su consumo en España, el artículo 61 de la Ley del Sector de Hidrocarburos establece que a partir del 1 de enero de 2003, ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas, de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio, que actúen en el sector del gas podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional. Asimismo, la Ley del Sector de Hidrocarburos indica que se deben diversificar los abastecimientos de gas natural, por lo que 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%.

Los consumidores cualificados reciben el suministro de gas igualmente a través de canalización, pero no a través de las distribuidoras, sino de los comercializadores. Como se ha anticipado, éstos pueden adquirir gas natural directamente a los productores y, para suministrar a los consumidores cualificados o a otros comercializadores, están facultados para hacer uso de su derecho de acceso y utilizar la red básica y secundaria de transporte, así como la red de distribución mediante el pago del correspondiente peaje aprobado reglamentariamente. Toda esta actividad, según establece la LSH, ha de desarrollarse coordinadamente con el gestor del sistema, los transportistas y los distribuidores.

Los consumidores cualificados son los únicos sujetos del sistema que no se encuentran sometidos al sistema reglado de retribución, ya que pueden pactar libremente las condiciones económicas del contrato de suministro.

Sin perjuicio de la liberalización del mercado del gas, la LSH pretende articular un sistema en el que uno de los objetivos fundamentales es asegurar la seguridad y continuidad del suministro. Con este propósito existe un conglomerado de normas técnicas que imponen determinadas obligaciones a los sujetos del mercado (respecto a las instalaciones, el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, etc.).

En esta misma línea de garantía del suministro, y dentro del ánimo de protección del consumidor doméstico, únicamente se permite la suspensión del suministro a consumidores a tarifa cuando dicha posibilidad conste expresamente en el contrato (que nunca podrá invocar problemas de orden técnico o económico que lo dificulten), por causa de fuerza mayor o situaciones de las que se pueda derivar amenaza cierta para la seguridad de las personas o las cosas. Sin embargo sí se podrá suspender temporalmente si fuere imprescindible para el mantenimiento, seguridad del suministro, reparación de instalaciones y mejora del servicio, siempre previa autorización administrativa y comunicación a los usuarios.

En los contratos con consumidores a tarifa puede suspenderse el suministro por impago cuando hayan transcurrido dos meses desde que se les hubiera requerido fehacientemente el pago, sin que se hubiese hecho efectivo. En el caso de las Administraciones Públicas, esto sólo podrá tener lugar transcurridos cuatro meses desde dicho requerimiento. En ningún caso puede interrumpirse cuando se trata de servicios que hayan sido declarados esenciales.

Acceso a las redes por terceros

El Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto establece las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones, las obligaciones y derechos de los titulares de las instalaciones y de los sujetos con derecho de acceso y el contenido mínimo de los contratos que deben suscribirse a tal efecto. El mencionado Real Decreto regula también la remuneración debida por los derechos de acceso, a través de los denominados peajes.

En virtud del artículo 4 Real Decreto 949/2001, tienen derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista (instalaciones de almacenamiento, regasificación y transporte):

- Los consumidores cualificados, para su propio consumo.
- Los comercializadores para la venta de gas a los consumidores cualificados o a otros comercializadores.
- Los transportistas para la venta de gas a otros transportistas o a los distribuidores para atender suministros a tarifas.

Aquellos de estos sujetos que quieran ejercer el derecho de acceso a las instalaciones de transporte y distribución deben remitir una petición formal de reserva de capacidad a los titulares de las instalaciones a las que estén conectados sus puntos de entrada, según el procedimiento establecido en el artículo 5 del Real Decreto 949/2001. Las solicitudes de acceso, para el mercado liberalizado, se resolverán atendiendo al orden cronológico de recepción de la petición formal.

La denegación de la solicitud deberá ser siempre motivada y deberán emitir la aceptación o denegación de acceso en un plazo de 24 días hábiles desde la solicitud. Ésta únicamente podrá ser denegada por motivos tasados. El artículo 8 del Real Decreto 949/2001 establece con carácter general las causas de denegación de acceso de terceros a las instalaciones:

- Falta de capacidad disponible durante el período contractual propuesto por el contratante. La denegación en este caso debe justificarse dando prioridad a las reservas de capacidad de acceso a los suministros para consumidores en régimen de tarifas en firme. En este caso no podrá denegarse acceso al consumidor que en el momento de la solicitud esté consumiendo gas natural en las cantidades solicitadas. El derecho de acceso no estará vinculado a la capacidad de entrada de gas.
- Cuando la suministradora del gas, directamente o por acuerdos con otras suministradoras, radique en un Estado que no preste reciprocidad de acceso, previa conformidad de la CNE.
- Ante dificultades económicas y financieras graves que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos de compra garantizada.

Los titulares de las instalaciones de transporte deberán permitir su utilización a los consumidores cualificados, comercializadores y transportistas, atendiendo a principios de no discriminación, transparencia y objetividad.

Los titulares de las instalaciones de distribución deberán permitir la utilización de las mismas a los consumidores cualificados y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas atendiendo a los mismos principios de no discriminación, transparencia y objetividad. En este caso, la LSH precisa que el distribuidor sólo podrá denegar el acceso a la red motivando dicha denegación en la falta de capacidad por criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros.

En caso de aceptación de la solicitud de acceso, el solicitante podrá contratar, de manera separada o conjunta, los servicios de regasificación, almacenamiento y transporte (con los transportistas) y distribución (con los distribuidores), que constituyen el objeto del acceso a la red.

Según establece el artículo 6 del Real Decreto 949/2001, el 75% de la capacidad total de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución se destinará a contratos de duración mínima de dos años, y el 25% a contratos de duración inferior. Cada comercializador no podrá acceder a más de un 50% de las capacidades destinadas a reservas corto plazo, si bien estos porcentajes podrán ser revisados por el Ministerio de Economía en función de la evolución del mercado. Quedan exceptuadas de la regla anterior las capacidades reservadas con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 949/2001..

III.2.2.5. Estructura Económica del Mercado

En el sector del gas la totalidad del suministro se realiza sobre la base de la contratación bilateral. En los contratos de suministro la contraprestación económica por los servicios prestados no es libremente establecida por las partes, sino que ésta atiende a precios fijos establecidos en la normativa aplicable. Así, las actividades de suministro de gas se retribuyen con cargo a las tarifas, los peajes y los cánones, que regularmente se establecen por el Gobierno. Constituye una excepción al sistema de retribución a través de precios regulados la remuneración de la actividad de comercialización, que será la libremente establecida entre comercializador y consumidor cualificado (artículo 91 LSH). La remuneración de otras actividades, como las acometidas, el alquiler de contadores y otros costes vinculados a las instalaciones de la red se establece por vía reglamentaria.

La regulación de los precios se encuentra establecida en los artículos 91 y siguientes de la LSH y es desarrollada por el Real Decreto 949/2001. Las Órdenes del Ministerio de Economía (Órdenes ECO/301/2002, ECO/302/2002 y ECO 303/2002) recientemente publicadas, y que se acompañan al presente Folleto como **Anexo 6**, completan el sistema. El Real Decreto 949/2001 desarrolla en su articulado los criterios de determinación, los elementos generales de cálculo y la estructura de los respectivos conceptos retributivos de las actividades en el sector del gas natural, y viene a completar y dar cumplimiento al mandato legal de la LSH y del Real Decreto-ley 6/2000.

Los objetivos fundamentales que se tratan de alcanzar con este sistema son los siguientes:

- Garantizar la rentabilidad de las inversiones de modo que permita un desarrollo adecuado de las infraestructuras.
- Repercutir al consumidor los costes en que éste incurra con motivo de su consumo.
- Permitir el acceso de terceros en los términos mencionados anteriormente.

Para la determinación de la tarifa, el Gobierno debe regirse por los parámetros esenciales establecidos en la normativa, conforme a los cuales, cada cuatro años, es fijado el sistema de determinación de las tarifas, los peajes y cánones. Estos parámetros o criterios son los siguientes:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.
- No producir distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

Tarifas, peajes y cánones son únicos para todo el territorio nacional, si bien pueden variar en función del volumen, presión y forma de consumo, y tendrán el carácter de máximos. No obstante, la aplicación de los mismos por debajo de dichos máximos puede ser acordada libremente por las partes, (o aplicadas, en su caso, por transportistas y distribuidores), siempre y cuando atiendan a criterios de transparencia, objetividad y no discriminación, y debiendo, en cualquier caso, soportar la diferencia las empresas gasistas (artículo 25 del Real Decreto 949/2001).

La Orden ECO/303/2002 tiene por objeto determinar el precio de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2002. En el caso de las tarifas, los precios para el cálculo de las tarifas de suministro de gas se contiene en la Orden ECO/302/2002.

Tanto en el caso de las tarifas, como en el de los peajes y cánones, existe una obligación de los titulares de instalaciones de gas y distribuidores de recaudar las cuotas destinadas a la retribución del Gestor Técnico del Sistema y a la CNE. Estas cuotas se establecen como

porcentajes sobre las tarifas, peajes y cánones y han de ser puestas a disposición de sus destinatarios, tal como establecen las Órdenes mencionadas.

El importe correspondiente al IVA y, en su caso, el correspondiente a tributos autonómicos o locales no queda integrado en los peajes y tarifas aprobados por la Administración.

La retribución de las actividades reguladas se calcula de distinta forma según el tipo de actividad que realice cada empresa. En caso de que la empresa se dedique a la actividad de almacenamiento y transporte, su retribución se calcula como suma agregada de lo que le corresponde percibir a cada empresa por cada instalación considerada individualmente, mientras que para las instalaciones de distribución, la retribución se calcula para el conjunto de la actividad de cada sociedad distribuidora.

Los elementos que han de integrar el cálculo de la retribución de cada una de las actividades reguladas se establecen en el Capítulo III del Real Decreto 949/2001:

- La retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte han de incluir una serie de costes que se estiman conforme a los siguientes elementos (artículo 16):
 - *Costes de inversión: se determinan en función de las características de las instalaciones, fecha de puesta en marcha, inversiones realizadas, vida útil, aportaciones de fondos públicos y tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste de dinero en los mercados de capitales.*
 - *Costes de operación y mantenimiento: son los costes reales de operación y mantenimiento asociados a cada instalación en los últimos ejercicios aplicando criterios de mejora de productividad y eficiencia.*
 - *Disponibilidad y utilización de las instalaciones.*
 - *Otros costes necesarios para el desarrollo de las actividades.*

La retribución se compone siempre de un término fijo. Adicionalmente, podrá incorporar también un término variable en función de la utilización de la instalación.

Corresponde al Ministro de Economía, antes del 31 de enero y previo informe de la CNE, establecer los costes fijos a retribuir por estos conceptos para cada empresa o grupos de empresa para cada año, así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo de la parte variable que les corresponda. El Ministro también podrá, igualmente previo informe de la CNE, establecer fórmulas para la actualización anual de los costes a retribuir a las empresas. Los valores para el año 2002 de los costes fijos y variables acreditados tanto a la actividad de regasificación, como de transporte y almacenamiento se regulan en la referida Orden ECO/301/2002.

- Para la retribución de la actividad de gestión de compraventa de gas para el suministro de las distribuidoras a los consumidores a tarifa, las empresas transportistas, también tienen reconocida una retribución (artículo 19, Real Decreto 949/2001). Ésta se calcula atendiendo a los costes de los aprovisionamientos, transportes exteriores, fletes, mermas y explotación, así como otros costes necesarios para desarrollar esta actividad.

Asimismo antes del 31 de enero de cada año, el Ministro de Economía, previo informe de la CNE, determinará la retribución que corresponde percibir a los transportistas por esta actividad. Así, para el año 2002, esta retribución se prevé en la Orden ECO/301/2002.

- El cálculo de la retribución de la actividad de distribución atiende a los siguientes elementos (artículo 20, Real Decreto 949/2001):
 - *El consumo y el volumen de gas vehiculado.*
 - *Inversiones y amortizaciones realizadas en instalaciones de distribución.*
 - *Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones. Se tienen en consideración los de los últimos ejercicios, aplicando criterios de mejora y eficiencia.*

- *Características de las zonas de distribución, tales como longitud y presiones de la red, el número de consumidores suministrados y características del área suministrada.*
- *Seguridad y calidad del servicio.*
- *Otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución.*

Los ingresos por los derechos de acometida se excluyen de este cálculo ya que son directamente facturados por las empresas distribuidoras.

El artículo 20 del Real Decreto 949/2001 recoge la posibilidad de que el Ministerio de Economía pueda establecer una retribución específica, con carácter temporal, para aquellas instalaciones que permitan el acceso a nuevos núcleos de población, de forma que haga viable el suministro en las zonas por gasificar.

A las empresas distribuidoras (artículo 22, Real Decreto 949/2001) también se les reconoce una retribución por su actividad de suministro de gas a tarifa. Esta retribución se determina como en los casos anteriores por el Ministro de Economía, previo informe de la CNE, antes del 31 de enero de cada año atendiendo a los costes necesarios para el ejercicio de esta actividad y aplicando criterios de mejora y eficiencia.

Para el año 2002, la retribución que corresponde a cada una de las empresas que se dedican a la actividad de distribución viene establecida como un montante global en el Anexo V de la Orden ECO/301/2002.

Por último, debe destacarse que la fijación de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión del gas natural por el transportista a otros transportistas y a los distribuidores y los peajes y cánones de los servicios básicos (peaje de regasificación, peaje de transporte y distribución, canon de almacenamiento subterráneo y canon de almacenamiento de GNL) se realiza por Orden Ministerial.

Liquidación

El Real Decreto 949/2001 en su artículo 35 establece que el procedimiento de liquidación se determinará por el Ministerio de Economía, fijando los valores, parámetros y plazos necesarios para la liquidación.

Los cobros y pagos a que den lugar las liquidaciones entre los agentes se determinarán por la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, en la forma y plazos que se indiquen en el procedimiento de liquidaciones.

Se realizarán liquidaciones provisionales mensuales a cuenta de la definitiva que se efectuará cada año.

El sistema de liquidaciones incluirá las actividades reguladas de los sujetos que actúan en el sistema gasista, recogiendo los costes e ingresos relativos a las mismas

Así el artículo 34 del citado Real Decreto establece que quedan sujetas a liquidación las actividades siguientes:

- a) La actividad de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) incluyendo las instalaciones de carga de cisternas de GNL.
- b) La actividad de almacenamiento de gas natural.
- c) La actividad de transporte por gasoducto de gas natural.
- d) La actividad de distribución por gasoducto de gas natural incluyendo las plantas satélites de GNL que suministren a varios consumidores.
- e) Actividades retribuidas con cuotas incluidas en las tarifas, peajes y cánones.

Y no quedarán sujetas a liquidación las actividades siguientes:

a) La actividad de gestión de la compra-venta de gas por los transportistas y el coste de la materia prima.

b) La actividad de suministro de gas a tarifa.

Por último, la Disposición Final Segunda del mencionado Real Decreto establece que el Ministro de Economía publicará en un plazo de tres meses desde la entrada en vigor del Real Decreto, mediante Orden ministerial, el procedimiento de liquidación definido en el artículo 35. Si bien en esta fecha existe una propuesta en estudio de Orden Ministerial, hasta la fecha no se ha aprobado el texto definitivo de la mencionada Orden sobre liquidación.

III.3 INFORMACION SOBRE EL CAPITAL

III.3.1 Capital social. Importe nominal suscrito y desembolsado

El capital social de ENAGAS, en la fecha del registro del presente Folleto, asciende a TRESCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MILLONES CIENTO UN MIL TRESCIENTOS NOVENTA EUROS (358.101.390 euros) y está íntegramente suscrito y desembolsado.

III.3.2 Dividendos pasivos

No existen dividendos pasivos pendientes de desembolso.

III.3.3 Clases y series de acciones

El capital social de ENAGAS, a la fecha del registro del presente Folleto está representado por DOSCIENTAS TREINTA Y OCHO MILLONES SETECIENTAS TREINTA Y CUATRO MIL DOSCIENTAS SESENTA (238.734.260) acciones de UN EURO CON CINCUENTA CÉNTIMOS DE EURO (1,50 €) de valor nominal cada una de ellas, integradas en una única clase y serie, que confieren idénticos derechos y obligaciones a sus titulares. Las acciones de ENAGAS no llevan aparejada prestación accesoria alguna.

Los estatutos sociales de ENAGAS no contienen previsión alguna sobre privilegios, facultades ni deberes especiales derivados de la titularidad de las acciones.

Las acciones están representadas por medio de anotaciones en cuenta, siendo el Servicio de Compensación y Liquidación de Valores, S.A (SCLV), junto con sus entidades adheridas, los encargados de la llevanza de su registro contable. La transformación en anotaciones en cuenta fue acordada por la Junta General de accionistas de ENAGAS celebrada el 3 de mayo de 2002, cuyos acuerdos se formalizaron en escritura pública de fecha 9 de mayo de 2002 otorgada ante el Notario de Madrid Don Pedro de la Herran Matorras, con el número 1.602 de orden de su protocolo, habiendo sido inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

III.3.4 Evolución del capital social en los últimos tres años

A continuación, se describen las operaciones societarias que han tenido como consecuencia modificaciones en el capital social de ENAGAS durante los tres últimos años;

- Como consecuencia de la aprobación y entrada en vigor de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos se impusieron a las empresas gasistas, los principios de separación jurídica y contable de sus actividades. Ello supuso la necesidad de organizar las diferentes actividades del Grupo Gas Natural, titular de la totalidad de las acciones, excepto una, representativas del capital social de ENAGAS, de un modo diferente a aquél en que se había venido haciendo. Dicha necesidad reorganizativa se vio acentuada con la modificación de la Ley del Sector de Hidrocarburos operada por el Real Decreto 6/2000 de 23 de junio y la atribución a ENAGAS de la condición de Gestor Técnico del Sistema.

Como consecuencia de lo anterior se han llevado a cabo tres operaciones, que se resumen a continuación, de escisión parcial de rama de actividad con sus consecuentes reducciones de capital, realizándose todas ellas según los valores contables mantenidos previamente, sin afloración de plusvalías:

1) Escisión parcial de la rama de distribución de gas.

La Junta General de Accionistas de ENAGAS en su reunión celebrada el 29 de abril de 1999, aprobó la operación de escisión parcial de la Sociedad mediante el traspaso en bloque, a título de sucesión universal, a Gas Natural, de la unidad económica de distribución de gas. En virtud de la escisión, se segrega parte de la red e instalaciones de distribución de gas y ciertos contratos con clientes industriales a tarifa.

Como consecuencia de dicha escisión parcial, la mencionada Junta General de Accionistas acordó la reducción del capital social para adecuar los fondos propios al patrimonio neto resultante. El capital social se redujo en 15.176.000.000 de pesetas (91.209.596,96 euros), mediante la amortización de 3.035.199 acciones (números 17.999.936 a 21.035.135, ambas inclusive) quedando el capital social establecido en 89.999.675.000 pesetas (540.908.940,66 euros).

Con fecha de 21 de junio de 1999 se formalizó la escritura pública de escisión parcial ante el notario de Barcelona D. Juan José López Burniol con el número 1935 de orden de su protocolo que fue inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

2) Escisión parcial de la rama de aprovisionamiento de gas

La Junta General de Accionistas de ENAGAS en su reunión celebrada el 30 de octubre de 2000, aprobó la operación de escisión parcial de la Sociedad mediante el traspaso en bloque, a título de sucesión universal, a Gas Natural, de la unidad económica de aprovisionamiento de gas. La rama de aprovisionamiento de gas incluye: el conjunto de elementos de activos y pasivos, personal, medios materiales, intereses y relaciones jurídicas vinculados a la actividad de producción, adquisición y transporte de gas natural y de gas natural licuado. Igualmente, incluye la titularidad y la gestión de existencias de gas natural en yacimientos y almacenamientos subterráneos, así como la tenencia de participaciones en el capital de sociedades dedicadas a las citadas actividades.

Como consecuencia de dicha escisión parcial, la mencionada Junta General de Accionistas acordó la reducción del capital social en 28.028.000.000 pesetas (168.451.672,62 euros), mediante la amortización de 5.605.600, (números 12.394.336 a 17.999.935, ambas inclusive) quedando el capital social establecido en 61.971.675.000 pesetas (372.457.268,04 euros).

Con fecha de 12 de diciembre de 2000 se formalizó la escritura pública de escisión parcial ante el notario de Barcelona D. Juan José López Burniol con el número 3734 de orden de su protocolo que fue inscrita en el Registro Mercantil de Madrid. Igualmente, con fecha de 12 de diciembre de 2000, ante el notario de Madrid D. Pedro de la Herrán Matorras, y con el número 3.309 de orden de su protocolo se elevó a público el acuerdo de reducción de capital, inscribiéndose posteriormente en el Registro Mercantil de Madrid.

3) Escisión parcial de rama de actividad de arrendamiento inmobiliario.

La Junta General de Accionistas de ENAGAS en su reunión celebrada el 30 de octubre de 2000, aprobó la operación de escisión parcial de la Sociedad mediante el traspaso en bloque, a título de sucesión universal, a Gas Natural, de la unidad económica de arrendamiento inmobiliario. En dicha rama se integran el conjunto de elementos de activo y pasivo, personal, medios materiales, intereses y relaciones jurídicas, directamente vinculados a la actividad de arrendamiento inmobiliario.

Como consecuencia de dicha escisión parcial, la mencionada Junta General de Accionistas acordó la reducción del capital social en 2.288.110.000 pesetas (13.751.818,06 euros), mediante la amortización de 457.622 acciones, (números 11.936.714 a 12.394.335, ambas inclusive) quedando el capital social establecido en 59.683.565.000 pesetas (358.705.455,981874 euros).

Con fecha de 12 de diciembre de 2000 se elevó a público la escritura de escisión parcial ante el notario de Barcelona D. Juan José López Burniol con el número 3308 de orden de su protocolo que fue inscrita en el Registro Mercantil de Madrid. Igualmente, con fecha de 12 de diciembre de 2000, ante el notario de Madrid D. Pedro de la Herrán Matorras, y con el número 3.309 de orden de su protocolo se elevó a público el acuerdo de reducción de capital, inscribiéndose posteriormente en el Registro Mercantil de Madrid.

- Redenominación del capital a euros: El Consejo de Administración en sesión celebrada el 28 de marzo de 2001 acordó redenominar la cifra del capital a euros mediante la aplicación del tipo de conversión peseta-euro, es decir 166,386 pesetas igual a 1 euro, y redondeando al céntimo más

próximo, pasando el capital social de 59.683.565.000 pesetas a 358.705.449,98 euros. La citada redenominación fue inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

- La Junta General de Accionistas celebrada el día 3 de mayo de 2002 acordó la reducción del capital social en 604.059,98 euros, mediante la reducción del valor nominal de las acciones que pasan de 30,050605 euros de valor nominal por acción a 30 euros de valor nominal por acción. La reducción de capital se hace con cargo a reservas voluntarias de la sociedad. El capital social resultante es de 358.101.390 euros.

Con fecha de 9 de mayo de 2002 se formalizó la escritura pública de reducción de capital ante el notario de Madrid D. Pedro de la Herran Matorras con el número 1.602 de orden de su protocolo que fue inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

- La Junta General de Accionistas celebrada el día 3 de mayo de 2002 acordó el desdoblamiento en la proporción de 20 a 1 de la totalidad de las acciones de ENAGAS, y en consecuencia se acordó dividir por 20 el valor nominal de las acciones, pasando de treinta euros (30€) a un euro con cincuenta céntimos de euro (1,50 €) nominales por acción, multiplicando simultáneamente por 20 el número de acciones y sin que se produzca variación en la cifra de capital social.

En virtud de lo anterior, el número de acciones en que se divide el capital social, es de 238.734.260 de 1,5 euros de valor nominal, todas ellas de una misma clase y serie.

El cuadro con las cifras de capital social en los años 1999, 2000 y 2001, así como en 2002, tras las operaciones mencionadas anteriormente, es el siguiente:

Ejercicio	Modificaciones capital	Capital total al final del ejercicio
1999	Reducción de Capital por Escisión parcial de rama de distribución de gas	89.999.675.000 pesetas (540.908.940,66 euros)
2000	Reducción de Capital por Escisión parcial de rama de aprovisionamiento Reducción de Capital por Escisión parcial de rama de arrendamiento inmobiliario	61.971.675.000 pesetas (372.457.268,04 euros). 59.683.565.000 pesetas (358.705.449,98 euros)
2001	Redenominación del capital social a euros	358.705.449,98 euros
2002 (Fecha de registro del presente Folleto)	Reducción de Capital mediante reducción del valor nominal de las acciones Desdoblamiento del valor nominal de las acciones de 30 euros por acción a 1,50 euros por acción (20 x1)	358.101.390 euros 358.101.390 euros

III.3.5 Emisión de obligaciones convertibles, canjeables o con warrants

A la fecha de registro del presente Folleto, ENAGAS no ha emitido obligaciones convertibles, canjeables o con warrants.

La Junta General de Accionistas de fecha 3 de mayo de 2002 acordó autorizar al Consejo de Administración para que, durante un periodo de cinco años, a contar desde la fecha de adopción del acuerdo, pueda emitir valores de renta fija hasta un importe de 2.000 millones euros. La delegación al Consejo de Administración incluye la posibilidad de que los valores de renta fija que se emitan puedan ser convertibles o canjeables en acciones preexistentes o de nueva emisión de la sociedad.

III.3.6 Títulos que representen ventajas atribuibles a fundadores y promotores

ENAGAS no tiene emitidos valores que representen ventajas atribuibles a fundadores y promotores, ni bonos de disfrute.

III.3.7 Autorizaciones de la junta general de accionistas

III.3.7.1 Capital autorizado

La Junta General de Accionistas de fecha 3 de mayo de 2002 acordó facultar al Consejo de Administración, conforme a lo previsto en el artículo 153 b) de la Ley de Sociedades Anónimas, para que pueda aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, en el plazo de cinco años contados desde la celebración de la citada Junta, en la cantidad máxima de 179 millones de euros, mediante la emisión de nuevas acciones, con o sin voto, con prima de emisión o sin ella, consistiendo el contravalor de las nuevas acciones a emitir en aportaciones dinerarias, pudiendo fijar los términos y condiciones del aumento de capital y las características de las acciones.

III.3.8 Condiciones estatutarias de las modificaciones de capital y de los respectivos derechos de las acciones

Los Estatutos Sociales de ENAGAS no establecen condiciones especiales distintas de las previstas con carácter general en la Ley de Sociedades Anónimas para los aumentos de capital.

III.4 ACCIONES PROPIAS

A la fecha de verificación del presente Folleto ENAGAS no cuenta con acciones propias.

La Junta General de Accionistas celebrada el 3 de mayo de 2002 acordó autorizar al Consejo de Administración de la sociedad para que pueda, durante un periodo de 18 meses, a partir de la fecha de la Junta, proceder a la adquisición derivativa de acciones propias, bien directamente, bien a través de cualesquiera sociedades filiales, en un número tal de acciones que sumado a las que la Sociedad y las filiales posean en cada momento, no excedan del 5% del capital social de ENAGAS, por un precio cuyo importe oscile entre el valor nominal de las acciones y un importe equivalente al promedio del valor de cotización de las acciones en los últimos cinco días precedentes a la compra, con un incremento máximo del 20% de dicho valor medio, entendiéndose, a estos efectos, por valor de cotización, el más alto que se haya alcanzado el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de adquisición, todo ello con respeto de los límites y requisitos legales.

La mencionada Junta General de Accionistas autorizó expresamente que la finalidad de la autocartera tenga por objeto, entre otros, la adquisición de acciones que hayan de ser entregadas a los trabajadores de la Sociedad o de sociedades filiales en que la Sociedad sea dominante, incluidos los directivos, o administradores de la Sociedad o de las sociedades filiales, o como consecuencia del ejercicio de los derechos de opción de que aquellos sean titulares.

III.5 BENEFICIOS Y DIVIDENDOS

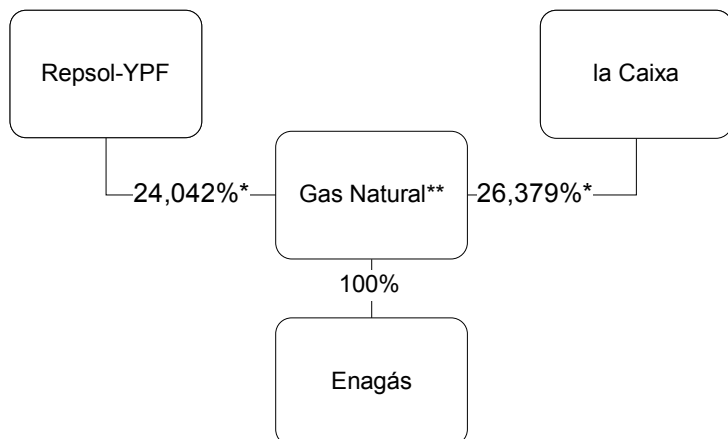
En el Capítulo II, apartado 17.2, se muestran datos relativos a los beneficios, así como a los dividendos repartidos en los ejercicios de 1999, 2000 y 2001.

Se hace constar que con fecha de 10 de diciembre de 2001, el Consejo de Administración de ENAGAS aprobó repartir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2001 por importe de 101.600.000 euros. Dicho dividendo a cuenta fue repartido el 14 de diciembre de 2001. Igualmente, la Junta General de Accionistas de ENAGAS celebrada el día 26 de abril de 2002 acordó un dividendo de 16.044.656,13 euros con cargo a los beneficios del ejercicio 2001, lo que supone un dividendo total correspondiente al ejercicio 2001 de 117.644.656,13 que ha sido repartido entre los accionistas de ENAGAS a la fecha de registro del Presente Folleto, por lo que no se repartirá dividendo alguno con cargo a los resultados del ejercicio 2001 a los inversores que adquieran las acciones objeto de la presente Oferta, pues ya han sido repartidos. En la fecha de registro del presente Folleto no se ha repartido dividendo a cuenta del ejercicio 2002.

III.6 GRUPO DE SOCIEDADES

III.6.1. Accionistas de ENAGAS

En la fecha de verificación del presente Folleto las siguientes entidades son titulares, directa o indirectamente, de las acciones de ENAGAS:

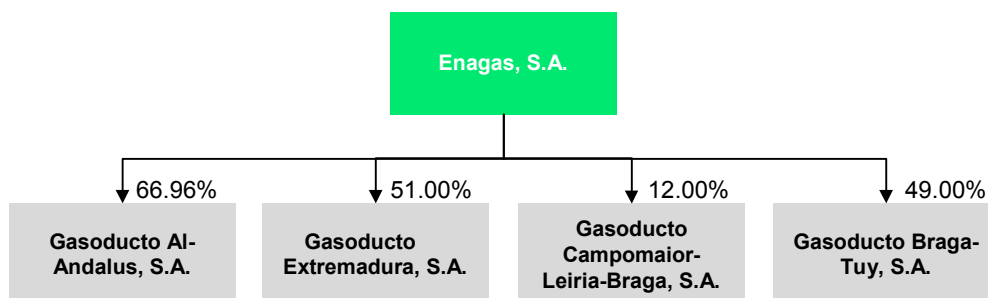


*Participación directa e indirecta

** La sociedad La Propagadora de Gas, S.A. filial 100% de Gas Natural es titular de 20 acciones de ENAGAS.

III.6.2. Principales filiales y sociedades participadas por ENAGAS

En la fecha de verificación del presente Folleto, el Grupo ENAGAS está integrado por las siguientes sociedades:



Gasoducto Al Andalus, S.A. (66.96%)

ENAGAS es titular de 3.950.699 acciones que representan un 66,961% del capital social de Gasoducto Al Andalus, S.A., sociedad constituida por tiempo indefinido, mediante escritura pública otorgada ante el notario de Madrid D. Pedro de la Herran Matorras, el día 12 de enero de 1995, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid al Tomo 9.832, Folio 101, Sección 8ª, Hoja M-157819, Inscripción 1ª.

El accionista del restante 33,039% es la sociedad, "TRANSGAS, Sociedad Portuguesa de Gas Natural, S.A."

El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Tarifa –Córdoba" pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto.

El capital social de Gasoducto Al Andalus, S.A. es de 35.459.000 euros, representado por 5.900.000 acciones de 6,01 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

Gasoducto Extremadura, S.A. (51%)

ENAGAS es titular de 1.619.250 acciones que representan un 51% del capital social de GasoductoExtremadura, S.A., sociedad constituido por tiempo indefinido, mediante escritura pública otorgada ante el notario de Madrid D. Pedro de la Herran Matorras, el día 12 de enero de 1995, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al Tomo 9.832, Folio 85, Sección 8ª, Hoja M-157818, Inscripción 1ª.

El accionista del restante 49% es la sociedad, "TRANSGAS, Sociedad Portuguesa de Gas Natural, S.A."

El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Córdoba- Campo Maior", pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto.

El capital social de Gasoducto Extremadura, S.A. es de 19.081.750 euros, representado por 3.175.000 acciones de 6,01 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. (12%)

ENAGAS es titular de 646.700 acciones que representan el 12% del capital social de la Sociedad portuguesa Gasoducto Campo Maior – Leiria- Braga, S.A., constituido con arreglo a la legislación portuguesa mediante escritura pública de fecha 25 de enero de 1995. Se encuentra inscrita en el Registro Comercial de Lisboa con el número 5420.

El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Campo Mayor-Leira-Braga", pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto.

El accionista del restante 88% es la sociedad TRANSGAS.

Gasoducto Braga-Tuy, S.A. (49%)

ENAGAS es titular de 431.033 acciones que representan el 49% del capital social de la Sociedad portuguesa Gasoducto Campo Braga- Tuy, S.A., constituido con arreglo a la legislación portuguesa mediante escritura pública de fecha 25 de enero de 1995. Se encuentra inscrita en el Registro Comercial de Lisboa con el número 5421.

El objeto social es la construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Campo Braga- Tuy", pudiendo llevarlo a cabo por si mismas o a través de sociedades de análogo objeto.

El accionista del restante 51% es la sociedad TRANSGAS.

Adicionalmente, ENAGAS participa en dos Agrupaciones de Interés Económico;

Netline, A.E.I. E.(50%)

Agrupación Europea de Interés Económico participada al 50% entre ENAGAS y TRANSGAS, Sociedad Portuguesa de Gas Natural, S.A. Constituida con fecha de 12 de enero de 1995 e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

El Consejo de Administración de ENAGAS, en su reunión de 28 de febrero de 2001, acordó la disolución de Netline, A.E.I.E. como consecuencia del hecho de no iniciarse las actividades que componen su objeto.

Repsol- Enagas Servicios de Ingeniería, A.I.E.(50%)

Agrupación de Interés Económico participada al 50% entre ENAGAS y Repsol YPF, S.A. Constituida con fecha de 10 de mayo de 1994 e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

Los Estatutos de la AIE establecen una duración de cinco años desde el comienzo de sus operaciones, con prórrogas tácitas de cinco años, hasta un máximo, incluyendo el periodo inicial, de 30 años.

El objeto de esta AIE consiste en el desarrollo de las siguientes actividades:

- 1) Prestar asistencia técnica cualificada a los socios en actividades de ingeniería sobre proyectos de inversión en oleoductos, gasoductos y plantas de regasificación.
- 2) La gestión integral por cuenta de los socios de los proyectos de inversión que impliquen el establecimiento, desarrollo, y puesta en marcha de nuevos oleoductos, gasoductos y plantas de regasificación, así como la modificación significativa de los ya existentes (y las instalaciones estrechamente relacionadas con los mismos).
- 3) Mantener, actualizar, e innovar el know-how técnico susceptible de ser utilizado por los socios en el desarrollo de las actividades de transporte y almacenaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos, así como de regasificación de los primeros cuando hayan sido objeto de un proceso de licuación previo.
- 4) Gestión y supervisión por cuenta de sus socios de la contratación de obras, montajes, servicios y suministros en el ámbito de la gestión integral de sus proyectos de inversión.

No se prevé ningún cambio respecto a la Agrupación de Interés Económico como consecuencia de los cambios accionariales en Gas Natural y en ENAGAS.

A continuación se incluyen dos tablas con información básica sobre las sociedades, dependientes y asociadas, incluidas en el proceso de consolidación que componen el Grupo ENAGAS, con indicación de su domicilio social, actividad principal, participación en el capital cuya titularidad directa o indirecta ostenta ENAGAS, capital social, reservas, resultados, valor teórico contable en libros, según datos de los estados financieros auditados a 31 de diciembre de 2001 y datos de los estados financieros objeto de revisión limitada correspondientes al primer trimestre del ejercicio 2002. A fecha de verificación del presente Folleto no se ha producido cambio alguno.

PARTICIPACIONES DE ENAGAS. (DATOS A 31 DE DICIEMBRE 2001)											
Denominación	Domicilio Social	Método de Consolidación (*)	Actividad	Participación de ENAGAS		Resultado Neto	Capital Social	Reservas/ otros fondos propios	Valor Teórico Contable de la Participación	Coste en libros de ENAGAS	Valor Neto en Libros de la Participación a 31 de Dic. de 2001 (euros)
				Directa	Indirecta						
Gasoducto Al Andalus, S.A.	Av. de América, 38	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Tarifa-Córdoba	66,96%	0	5.714	35.459	3.052	29.613	23.744	23.744
Gasoducto Extremadura, S.A.	Av. de América, 38	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Tarifa-Córdoba	51%	0	3.073	19.082	(467)	11.060	9.732	9.732
Gasoducto Campo Mayor-Leiria-Braga, S.A.	Avda. República, 35. Lisboa. Portugal	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: Campo Maior Leiria-Braga, S.A.	12%	0	5.176	26.946	141	3.871	3.195	3.195
Gasoducto Braga-Tuy, S.A.	Avda. República, 35. Lisboa. Portugal	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: Braga-Tuy	49%	0	931	4.398	40	2.630	2.127	2.127
SUMA DEL COSTE Y DEL VALOR NETO EN LIBROS DE ENAGAS CORRESPONDIENTE A SOCIEDADES DEL GRUPO										38.798	38.798

Integración proporcional: La consolidación se realiza por este método como consecuencia de la gestión conjunta de las sociedades participadas con la sociedad TRANSGAS.

PARTICIPACIONES DE ENAGAS. (DATOS A 31 DE MARZO 2002)											
Denominación	Domicilio Social	Método de Consolidación	Actividad	Participación de ENAGAS		Resultado Neto	Capital Social	Reservas/ otros fondos propios	Valor Teórico Contable de la Participación	Coste en libros de ENAGAS	Valor Neto en Libros de la Participación a 31 de Dic. de 2001 (euros)
				Directa	Indirecta						
Gasoducto Al Andalus, S.A.	Av. de América, 38	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Tarifa-Córdoba	66,96%	0	7.645	35.459	3.052	30.906	23.744	23.744
Gasoducto Extremadura, S.A.	Av. de América, 38	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: "Gasoducto Tarifa-Córdoba	51%	0	4.025	19.082	(467)	11.546	9.732	9.732
Gasoducto Campo Maior-Leiria -Braga, S.A.	Avda. República, 35. Lisboa. Portugal	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: Campo Maior Leiria-Braga, S.A.	12%	0	2.161	26.946	141	3.509	3.195	3.195
Gasoducto Braga-Tuy, S.A.	Avda. República, 35. Lisboa. Portugal	Integración Proporcional	Construcción, operación y explotación del gasoducto de transporte: Braga-Tuy	49%	0	322	4.398	40	2.332	2.127	2.127
SUMA DEL COSTE Y DEL VALOR NETO EN LIBROS DE ENAGAS CORRESPONDIENTE A SOCIEDADES DEL GRUPO										38.798	38.798

La suma de los valores en libros de las participaciones de ENAGAS en las sociedades que se han mencionado anteriormente, así como la suma del valor neto de dichas participaciones que aparecen en las tablas anteriores, son coincidentes con las cifras que aparecen en el balance individual de ENAGAS a 31 de diciembre de 2001 y a 31 de marzo de 2002. Las provisiones de los estados financieros corresponden a la provisión por la totalidad del coste de la inversión del 8% en la sociedad Iran de Gas Europe.

CAPÍTULO IV
ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

INDICE

IV.1 INTRODUCCIÓN

IV.1.1 ENAGAS hoy

IV.1.2 El mercado del gas en España

IV.1.2.1 El gas natural como fuente de energía

IV.1.2.2 Participantes en el mercado del gas en España

IV.1.2.3 La Demanda de Gas Natural

IV.1.2.4 La Oferta de Gas Natural

IV.1.2.5 Infraestructuras gasistas

IV.1.2.5.1. Evolución de la Infraestructura gasista en España

IV.1.2.5.2. Descripción de la infraestructura gasista

IV.1.2.5.3. Futuro de la infraestructura gasista

IV.1.3 Marco regulatorio

IV.2 ANTECEDENTES DE ENAGAS

IV.3 ACTIVIDADES DE ENAGAS

IV.3.1 Regasificación

IV.3.1.1 Instalaciones de regasificación de ENAGAS

IV.3.1.2 Competencia

IV.3.2 Transporte

IV.3.2.1 Instalaciones propiedad de ENAGAS

IV.3.2.2 Otras instalaciones de transporte

IV.3.2.3 Competencia

IV.3.3 Almacenamiento

IV.3.3.1 Actividades

IV.3.3.2 Competencia

IV.3.4 Gestión Técnica del Sistema

IV.3.4.1 Actividades

IV.3.4.2 Competencia

IV.3.5 Compraventa de gas para el mercado a tarifa

IV.3.6 Descripción de los Ingresos y Gastos

IV.3.6.1. Ingresos

IV.3.6.1.1. Retribución de las actividades reguladas

IV.3.6.2. Gastos

IV.4 CONDICIONANTES

- IV.4.1 Regulación
- IV.4.2. Financiación del plan de inversiones
- IV.4.3. Clientes
- IV.4.4. Ejecución del plan de inversiones
- IV.4.5. Grado de estacionalidad de los negocios del emisor
- IV.4.6. Subvenciones
- IV.4.7. Relaciones de ENAGAS con Gas Natural y sus accionistas significativos
- IV.4.8. Dependencia de Patentes y marcas
- IV.4.9. Política de Investigación y Desarrollo
- IV.4.10. Litigios y arbitrajes
- IV.4.11. Medioambiente
- IV.4.12. Interrupciones en la actividad del Emisor
- IV.4.13. Seguros

IV.5 INFORMACIONES LABORALES

- IV.5.1 Plantilla
- IV.5.2 Negociación colectiva
- IV.5.3 Beneficios sociales
- IV.5.4 Formación
- IV.5.5 Estructura Corporativa

IV.6 POLÍTICA DE INVERSIONES

- IV.6.1 Inversiones Materiales e Inmateriales
- IV.6.2 Inversiones Financieras
- IV.6.3 Principales Inversiones previstas

IV.7 GLOSARIO

CAPÍTULO IV

ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR¹

IV.1. INTRODUCCIÓN

IV.1.1 *ENAGAS hoy*

ENAGAS es una empresa transportista de gas que opera, en la actualidad, en el sector del gas natural en España. Sus actividades consisten en:

- Operación de instalaciones de regasificación de GNL
- Operación de gasoductos de transporte de gas natural
- Operación de almacenamientos.
- Suministro y gestión de compraventa de gas con destino al mercado regulado en España.
- Gestión Técnica del Sistema Gasista español

IV.1.2. *El mercado del gas en España*

El gas natural es una fuente de energía, de uso común en domicilios, pequeños negocios e industrias como fuente de calor. En los próximos años se utilizará también en la alimentación de centrales de generación eléctrica de ciclo combinado.

El mercado del gas en España se caracteriza por una fuerte regulación. A pesar de que las actividades vinculadas al negocio del gas se pueden ejercer, normalmente, de forma libre, el modo de ejercerlas, así como los aspectos económicos, vienen en gran medida fijados por las Administraciones Públicas con competencia en la materia.

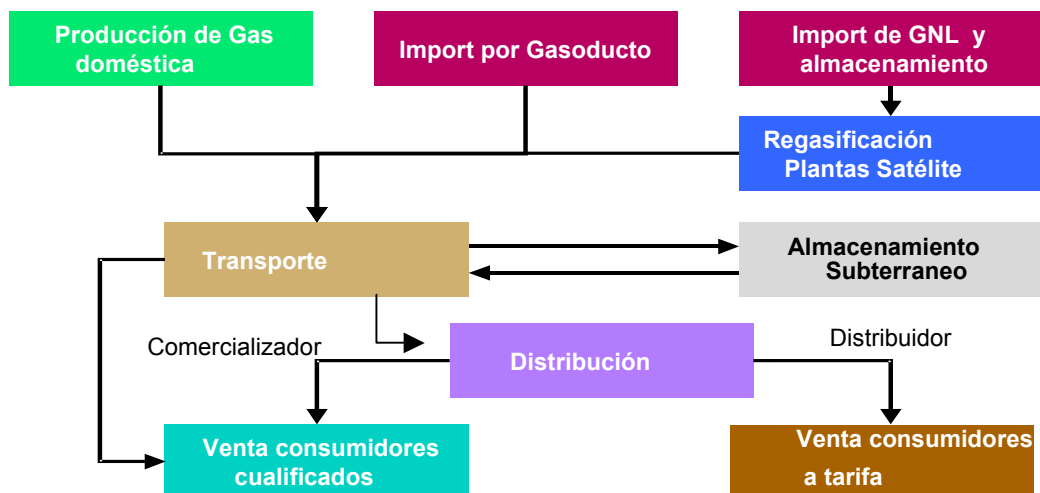
Las actividades principales del negocio del gas se pueden distribuir en:

- ♦ **Aprovisionamiento;** El gas natural se encuentra en yacimientos subterráneos. En España, la producción nacional de gas natural es muy escasa, y la mayor parte del gas natural que se consume proviene de importaciones vía gasoducto o vía buques metaneros.
- ♦ **Regasificación;** En los buques metaneros se transporta gas natural en estado líquido, el cual es almacenado y posteriormente regasificado en las plantas de regasificación, generalmente situadas en la costa.
- ♦ **Transporte:** Desde la salida de las plantas de regasificación o desde la entrada por gasoductos internacionales, se transporta para su venta, a través de la infraestructura de transporte a alta presión compuesta por los gasoductos y las estaciones de compresión (Red Básica de Gasoductos).
- ♦ **Almacenamiento;** Para poder compaginar ritmos de llegada de gas más o menos constantes con el consumo de gas que tiene un perfil más estacional son necesarias infraestructuras de almacenamiento. Estas consisten en antiguos yacimientos depletados (cuya producción se ha agotado), en los cuales, y de forma subterránea, se almacena el gas con fines de modulación o para cumplir funciones de reserva de seguridad.
- ♦ **Distribución;** Para hacer llegar el gas a cada punto de consumo desde la infraestructura de alta presión, se utiliza la red de distribución a baja presión.

¹ Al final de este Capítulo se encuentra un glosario de los principales términos técnicos utilizados a lo largo del mismo.

- ♦ **Comercialización:** La comercialización consiste en la compraventa de gas para el suministro a otros comercializadores o a los consumidores cualificados. Se lleva a cabo adquiriendo gas, dentro o fuera de España, utilizando las instalaciones de regasificación, transporte y distribución de los respectivos titulares, y vendiendo gas a los consumidores que han adquirido la condición de cualificados.

A continuación se muestra un diagrama explicativo del mercado del gas:



IV.1.2.1. El gas natural como fuente de energía

El gas natural en España se caracteriza en particular por su relativamente reciente incorporación al sector energético español, así como por haber mantenido un continuado crecimiento durante los últimos años, alcanzando porcentajes de crecimiento en la demanda sensiblemente superiores al crecimiento global de la demanda energética española. Ello ha determinado el relevante aumento de su participación en los balances de energía primaria y final en España.

Las figuras muestran los cambios significativos ocurridos en la estructura de las energías primarias y finales en España en relación con el gas natural.

FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	E. Renovables y otros
1993	19,5%	52,5%	6,2%	15,4%	6,4%
1994	18,6%	53,4%	6,7%	14,8%	6,6%
1995	18,5%	53,9%	7,4%	14,3%	6,0%
1996	15,6%	54,5%	8,3%	14,4%	7,3%
1997	16,7%	53,3%	10,3%	13,4%	6,3%
1998	16,0%	53,8%	10,3%	13,4%	6,5%
1999	17,5%	52,6%	11,3%	12,8%	5,8%
2000	17,3%	51,7%	12,2%	12,9%	5,9%
2001	15,5%	52,1%	12,8%	13,0%	6,8%

Fuente: Ministerio de Economía (MINECO)

FUENTES DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA

Año	Carbón	P. Petrolíferos	Gas Natural	Electricidad	E. Renovables
1993	4,7%	64,7%	7,7%	17,4%	5,5%
1994	4,3%	64,8%	8,2%	17,4%	5,3%
1995	3,7%	65,1%	9,1%	17,3%	4,8%
1996	3,3%	64,8%	9,9%	17,3%	4,7%
1997	3,0%	64,7%	10,5%	17,2%	4,5%
1998	3,1%	64,1%	11,6%	17,1%	4,2%
1999	3,0%	62,4%	12,7%	17,8%	4,1%
2000	2,9%	61,6%	13,7%	17,9%	4,0%
2001	2,7%	61,0%	14,1%	18,4%	3,8%

Fuente: MINECO

En los últimos siete años, correspondientes al periodo 1993-2001, la participación del gas natural en los balances de energía primaria y final en España se ha doblado prácticamente, alcanzando en el año 2001 una participación del 12,8% en el balance de energía primaria y un 14,1% en el balance de energía final.

No obstante y a pesar de estos importantes progresos en la participación del gas natural en el balance energético, a partir de la comparación con otros países desarrollados, se pone de manifiesto que España todavía presenta un porcentaje de participación del gas natural sensiblemente inferior al existente en dichos países, tal como se muestra en la siguiente tabla; siendo por tanto todavía alto el potencial de crecimiento en el futuro.

PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL COMO ENERGÍA PRIMARIA EN EL MUNDO. AÑO 2000.

País	% Energía Primaria
Reino Unido	38,1
Italia	34,6
Canadá	30,2
EE.UU.	25,8
Total Mundo	24,7
Unión Europea	23,7
OCDE	23,0
Alemania	21,6
Australia	18,0
Francia	13,8
Japón	13,4
España	12,1

Fuente: Sedigas

El desarrollo del sector gasista español se ha manifestado en un gran crecimiento de las ventas superior al 14% anual entre 1995 y 2001, pasando de un consumo de 8,1 a 18,2 bcm; y en un aumento de la inversión en las infraestructuras de transporte y distribución con un crecimiento de 3.000 km / año y una longitud de la red de gasoductos de alta y baja presión de 38.000 km que han permitido gasificar en los últimos cinco años todas las Comunidades Autónomas peninsulares, y un total de 948 municipios.

La tardía penetración del gas natural en España respecto a otros países europeos se debe, entre otros aspectos, a los problemas derivados de los aprovisionamientos, que ha condicionado el tipo de desarrollo e infraestructura gasista existente, y deberán tenerse en cuenta para el diseño de la nueva infraestructura que será necesaria construir en el futuro.

El mercado del Gas en España se caracteriza, entre otros, por los siguientes aspectos:

- ✦ La práctica ausencia de yacimientos nacionales de gas de tamaño significativo y la lejanía de los yacimientos europeos, lo cual obliga a importar la práctica totalidad del gas natural consumido cumpliendo unas políticas de diversificación en los aprovisionamientos (en la actualidad, la cifra máxima que puede alcanzar un mismo país proveedor es el 60%) todo ello de acuerdo con la legislación vigente, y a disponer de unas reservas de gas suficientes para poder hacer frente a eventuales problemas en los suministros.
- ✦ La posición periférica de España en Europa, hace estar alejados de los importantes mercados de gas europeos, con una única conexión con la red europea, circunstancia que dificulta la traslación a España de los precios del gas vigentes en Europa.
- ✦ La proximidad de España con Argelia, importante país productor y con significativas reservas de gas natural; España se abastece casi en un 60% del total de sus necesidades del gas argelino, lo que se acerca al límite máximo antes citado.
- ✦ Importante participación del Gas Natural Licuado (GNL) en la estructura del aprovisionamiento, alcanzando un 50% del total en el año 2000, y siendo el GNL la fuente principal de gas para atender al esperado crecimiento de la demanda de los próximos años.
- ✦ Los aprovisionamientos de gas se han venido realizando mediante contratos de compra garantizada "take or pay" y a largo plazo (20 años), según las prácticas habituales en estos mercados. Dichos contratos aseguran al vendedor que, una vez contratado, el gas será retirado o pagado por el comprador. También incorporan cláusulas de revisión de precios para hacer frente a su larga duración. No obstante lo anterior, en estos últimos años son cada vez más frecuentes los contratos de suministro de GNL a plazos más cortos, de menos de dos años de duración.
- ✦ Finalmente, hay que señalar la vinculación que todavía hoy existe en los contratos de aprovisionamiento entre los precios del gas natural y la cotización internacional del petróleo y sus derivados, así como la compra del producto en dólares, que origina una gran volatilidad en el precio final del gas y que determina su competitividad frente a otros combustibles.

IV.1.2.2. Participantes en el Mercado del Gas en España

El sector del gas natural en España está integrado por los siguientes sujetos;

Importadores: Son las empresas encargadas de la compra y transporte hasta España a través de gasoductos internacionales o de buques metaneros del gas procedente de los principales centros de producción que se encuentran situados en países extranjeros.

Sujetos autorizados para la adquisición de gas natural; para su consumo en España son: a) los transportistas para su venta a otros transportistas, así como a los distribuidores que estén conectados a sus redes; b) los comercializadores, para su venta a los consumidores cualificados o a otros comercializadores y c) los consumidores cualificados.

Empresas Transportistas: Son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento de gas natural.

ENAGAS, S.A es la principal empresa transportista en España . Participa en el Gasoducto Al-Andalus S.A. y Gasoducto Extremadura S.A. junto con Transgas, la empresa transportista de gas en Portugal. Hasta el momento ENAGAS ha pertenecido al Grupo Gas Natural, que ha preparado la venta del 65% de su capital según lo previsto en el Real Decreto-Ley 6/2000.

Adicionalmente, ENAGAS participa junto con Transgas en dos sociedades transportistas portuguesas; Gasoducto Campo Mayor- Leiria- Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A.

La sociedad Gas de Euskadi S.A. es la segunda empresa transportista y opera en el País Vasco. Está participada mayoritariamente por el grupo Ente Vasco de la Energía. Gas Natural tiene una participación del 20,5% en Gas de Euskadi, S.A.

Bahía de Vizcaya Gas, S.L. se constituye para la construcción de la nueva planta de regasificación en Bilbao, cuyos activos entrarán en funcionamiento en 2003.

Asimismo, son empresas transportistas (con instalaciones de transporte secundario) Gas Natural SDG, S.A., Gas Aragón, S.A. y Distribuidora Regional del Gas, S.A.

Empresas Distribuidoras: Son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de distribución, que tienen la función de distribuir el gas natural por canalización así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

La mayor parte de las distribuidoras pertenecen al Grupo Gas Natural. También aparecen en la actividad de distribución otros grupos empresariales tales como el Ente Vasco de la Energía, el grupo Endesa, el grupo Unión Fenosa, Hidrocarbónico y Gas Figueres.

Empresas Comercializadoras: Son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores cualificados o a otros comercializadores.

En diciembre de 1999, la comercializadora del grupo Cepsa inicia su operación en el mercado liberalizado y es rápidamente seguida por algunas de sus competidoras. Actualmente, existen 28 empresas registradas en el Ministerio de Economía con autorización para la comercialización de gas, que operan en el mercado con un volumen total de ventas para el año 2000 de 18.722 GWh, que en 2001 alcanzaron 81.323 GWh, un 38% del total del mercado, siendo las más importantes; Gas Natural Comercializadora, S.A. es la principal empresa que opera en el mercado liberalizado, seguida por BP Gas España, S.A., Shell España, S.A., Cepsa Gas Comercializadora, S.A., Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A., Iberdrola Gas, S.A., Endesa Energía, S.A., Hidrocarbónico Energía, S.A. y Edison Gas España, S.A..

Consumidores a tarifa: Son aquellos consumidores que adquieren el gas a los distribuidores en régimen de tarifa. Para atender los consumos a tarifa que se realicen en el ámbito de su red, los distribuidores adquieren el gas a los transportistas.

Aunque a partir del año 2003 todos los consumidores tendrán la consideración de cualificados, pueden sin embargo continuar siendo suministrados en el mercado a tarifa. No existe, en la actualidad, una fecha cierta en la que el mercado a tarifa vaya a desaparecer, y ENAGAS mantendrá su obligación de suministrar a este mercado.

Consumidores interrumpibles: Son aquellos consumidores a los que se les puede interrumpir el suministro de gas sin que exista causa de fuerza mayor, y con un preaviso determinado, previamente pactado. Para que un cliente pueda acogerse a este tipo de suministro, es necesario que disponga y mantenga operativa una instalación alimentada por otra fuente alternativa de energía.

En su mayor parte, este grupo de consumidores está constituido por empresas que utilizan el gas natural para la producción de vapor, ya que se trata de una aplicación para la cual es factible la utilización de diversas energías primarias.

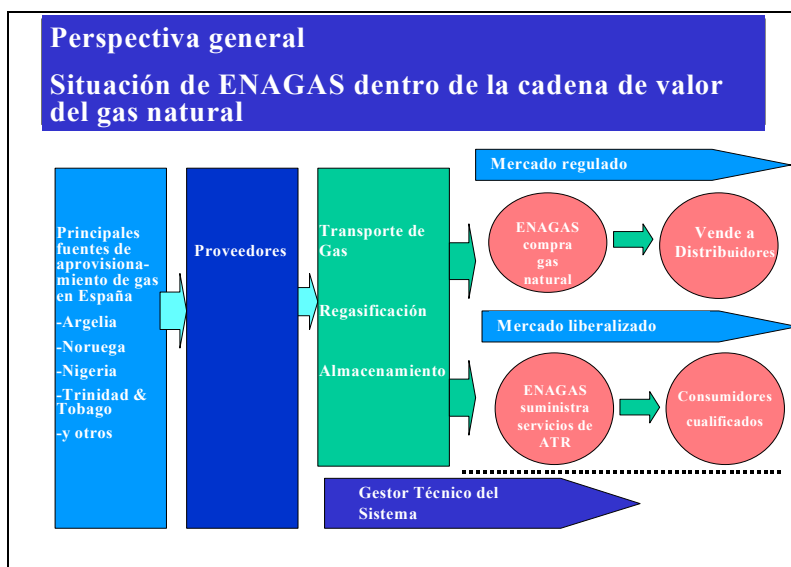
Consumidores cualificados: A partir del 1 de enero del 2003, todos los consumidores, con independencia de su nivel de consumo tendrán la consideración de consumidores cualificados. Durante el año 2002, son considerados como cualificados aquellos consumidores en cuyas instalaciones ubicadas en un mismo emplazamiento, el consumo anual sea igual o superior a 1.000.000 de m³(n). En todo caso, tienen la consideración de consumidores cualificados las centrales productoras de electricidad, así como los cogeneradores.

Durante el período de tres años siguientes al momento en que un consumidor haya ejercido por primera vez los derechos que le confiere la condición de cualificado, dicho consumidor podrá optar por seguir adquiriendo el gas a un comercializador en las condiciones libremente pactadas o adquirirlo al distribuidor a tarifa.

Gestor Técnico del Sistema: Es el responsable de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Ejerce sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

ENAGAS, como transportista titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el Real Decreto-Ley 6/2000.

A la hora de explicar el funcionamiento del mercado del gas en España, cabe distinguir dos flujos diferentes, correspondientes al funcionamiento del mercado a tarifa y del mercado liberalizado:



En el mercado a tarifa, los transportistas son quienes importan el gas a España, adquiriéndolo a los aprovisionadores. El gas natural o GNL utiliza las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, y es transmitido por el transportista a los distribuidores conectados a sus redes (o a otro transportista, en algunos casos), a un precio de cesión aprobado oficialmente por la Administración. Los distribuidores conducen el gas hasta el consumidor final, al cual se lo venden a una tarifa también aprobada oficialmente. Los transportistas y distribuidores tienen, por la función que desarrollan en este mercado, reconocidas determinadas retribuciones.

En el mercado liberalizado, el GNL y el gas natural son adquiridos a los aprovisionadores por las compañías dedicadas a la comercialización, o (en algunos casos) directamente por los consumidores cualificados. Una vez que el GNL o el gas natural está en España, la comercializadora o el consumidor cualificado ejercen su derecho de acceso (ATR) utilizando las instalaciones gasistas de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, satisfaciendo por estos servicios unos peajes y cánones aprobados administrativamente. El comercializador vende el gas al consumidor cualificado en los puntos de consumo.

En el mercado liberalizado, los titulares de instalaciones están obligados a permitir su uso a terceros (comercializadores y consumidores cualificados), recaudando los peajes correspondientes. Sin embargo, su retribución no se produce mediante el cobro directo de dichos peajes y cánones, sino que se determina principalmente en función de las instalaciones gasistas que posean y que construyan, todo ello de acuerdo con unos criterios que recoge la legislación española vigente en la actualidad.

ENAGAS tiene la misión de suministrador de gas, de manera limitada, ya que solamente puede vender gas a los distribuidores conectados a sus redes para atender el mercado de gas a tarifa. Esta última facultad se verá afectada a medida que los consumidores vayan adquiriendo la condición de consumidores cualificados, de acuerdo con el calendario de liberalización establecido en la propia ley del Sector de Hidrocarburos y en el Real Decreto-ley 6/1999, de 16 de abril de 1999 y otras disposiciones posteriores. En efecto, la liberalización del mercado del gas implica que la distinción existente entre los consumidores finales en atención a sus umbrales de consumo desaparezca progresivamente. De este modo, está previsto que a partir del 1 de enero de 2003 todos los consumidores puedan adquirir la condición de consumidores cualificados, independientemente de sus volúmenes de consumo de gas, disfrutando de libertad para elegir el suministrador.

IV.1.2.3. La Demanda de Gas Natural

Evolución de la demanda agregada

El consumo de gas natural en España se situó durante el año 1999 en 174.975 GWh, en el año 2000 en 196.258 GWh y en el año 2001 el consumo fue de 212.318 GWh. La siguiente figura muestra que las tasas crecimiento anual acumulativo del consumo en los tres últimos años han registrado valores elevados, por encima del (10%).

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA AGREGADA DE GAS NATURAL EN ESPAÑA

Demanda Agregada GWh			Crecimiento %	
1999	2000	2001	00/99	01/00
174.975	196.258	212.318	12%	8%

Fuente: SEDIGAS

La demanda por segmento de mercado

En el mercado del gas natural cabe diferenciar, según sus usos y consumidores, tres segmentos: doméstico – comercial, industrial, y el destinado a la generación de energía eléctrica. Por sus características, dichos mercados muestran comportamientos particulares que requieren un análisis individual.

Según se puede observar en esta figura, la evolución de la demanda ha sido diferente para cada uno de los tres segmentos de mercado indicados. La evolución de cada uno se analiza en detalle en los próximos epígrafes.

Mercados	Demanda de gas natural por sector de consumo en GWh			Crecimiento %	
	1999	2000	2001	00/99	01/00
Doméstico-comercial	31.979	34.253	40.185	7%	17%
Industrial	128.825	144.993	152.934	13%	5%
Generación eléctrica	7.674	10.378	12.731	35%	23%
Usos No Energéticos	6.103	6.131	6.088	0%	-1%
Total	174.581	195.756	211.937	12%	8%

Fuente: SEDIGAS

Porcentaje de la demanda por sectores

Mercados	1999	2000	2001
Doméstico-Comercial	18,3%	17,5%	19,0
Industrial	73,8%	74,1%	72,2%
Generación eléctrica	4,4%	5,3%	6,0%
Usos No Energ.	3,5%	3,1%	2,8%

1.- Demanda doméstico-comercial

El mercado doméstico-comercial se compone de aquellos suministros de gas que en régimen firme se destinan al consumo residencial y al sector servicios, principalmente para usos térmicos. Se caracterizan por la estacionalidad de su demanda y su elevada correlación con la temperatura, que es la principal responsable de las puntas de consumo en el invierno. Este mercado se compone de un gran número de clientes, que alcanza los 4,6 millones en el año 2001, con pequeño consumo unitario, de aproximadamente 9.200 GWh/ año.

La evolución de la demanda-doméstico comercial depende básicamente de la temperatura, y del crecimiento del número de clientes; consecuencia por un lado, del esfuerzo comercial de saturación para la captación de clientes en las redes existentes, y por otro lado, de la inversión que se haya realizado en cada año para la expansión de las redes y captación de clientes en nuevas zonas geográficas y municipios.

El consumo de gas natural para usos doméstico-comerciales en España se situó durante el año 2000 en 34.253 GWh, siendo en 2001 el consumo de 40.185 GWh. Como se muestra en las siguientes tablas, la tasa de crecimiento anual del consumo en los tres últimos años fue la siguiente: en 2000 de 7% y en 2001 del 17%

Demanda Agregada GWh			Crecimiento %	
1999	2000	2001	00/99	01/00
31.979	34.253	40.185	7%	17%

Fuente: SEDIGAS

El moderado crecimiento del año 2000 respecto a 1999 se explica en base a que los meses de febrero y diciembre fueron anormalmente cálidos.

No obstante, el sostenido esfuerzo comercial e inversor realizado por las compañías distribuidoras se pone de manifiesto por el incremento experimentado en el número de clientes y en los nuevos municipios con suministro de gas, que mantienen el crecimiento habido en años anteriores, y que permitirá en el futuro continuar con los aumentos en la demanda.

VARIABLES RELACIONADAS CON LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO DOMÉSTICO-COMERCIAL

	1998	1999	2000	2001
Número de clientes (miles)	3.489	3.842	4.199	4.601
Incremento en el número de clientes (miles)	269	353	357	402
Consumo anual medio por cliente (KWh)	7.897	8.578	8.365	9.219
Nº municipios con suministro de gas natural / manufacturado	746	876	948	1.016

Fuente: CNE, Sedigas.

2- Demanda industrial

El mercado industrial se corresponde con los consumos de gas realizados por el sector industrial para sus procesos productivos. Se caracteriza por un consumo estable de gas a lo largo del año, excepto en agosto que es el mes habitualmente destinado a la parada por mantenimiento y vacaciones. El número de clientes es pequeño, alcanzando la cifra de 5.178 en el año 2001, y su consumo unitario es elevado (entorno a 31GWh / año) y sensible a las variaciones en el precio del gas. Según el régimen de suministro, cabe distinguir entre los consumidores firmes e interrumpibles, así como el consumo de gas como materia prima y mediante cisternas. En particular merece una especial mención, por su interrelación con el mercado eléctrico, el consumo de gas para cogeneración que se realiza dentro de los consumos firmes.

La evolución de la demanda industrial está relacionada con los niveles de precios del gas natural y su competitividad respecto a las energías alternativas, de la coyuntura económica, de la expansión de las redes, así como de la producción de electricidad mediante instalaciones de cogeneración con gas.

El consumo de gas natural para usos industriales en España, se situó durante el año 1999 en 128.825 GWh, en el 2000 en 144.993 GWh y en el 2001 el consumo acumulado fue de 152.934 GWh. El crecimiento anual del consumo industrial se mantuvo en el 2000 entorno al 13% y en el 2001 al 5 %.

Dentro del mercado industrial el consumo firme es el más importante y supuso en el año 2001 el 89% del total, correspondiendo un 11% a los suministros interrumpibles.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA PARA USOS INDUSTRIALES

GWh	Crecimiento				
	1999	2000	2001	00/99	01/00
Mercados					
Firme	108.359	121.009	135.866	12%	12%
Interrumpible	20.466	23.984	17.068	17%	- 29%
Industrial total	128.825	144.993	152.934	13%	5%
Amoníaco	6.105	6.077	6.088	0%	0 %

Fuente: ENAGAS

a) Demanda industrial firme

Demanda de aquellos consumidores que no tienen la consideración de interrumpibles

El segmento del mercado industrial en firme es el más importante en el total de la demanda agregada. Se compone en un 62% de los consumos destinados a los usos térmicos propios de los diferentes procesos industriales y en un 38% se destina al mercado de la cogeneración. Por modalidad de suministro cabe a su vez distinguir un 6% de suministros mediante plantas satélites de GNL destinados también a usos térmicos propios de los diferentes procesos industriales.

La demanda para usos térmicos del mercado industrial firme muestra una evolución de la tasa de crecimiento sostenida en torno al 12% durante los tres últimos años.

En el mercado industrial firme ha sido significativa la contribución del mercado de cogeneración, que hasta el año 2000 había venido creciendo a tasas superiores a la de los consumos destinados a usos térmicos. Esta situación se modifica durante el año 2000, reduciendo su crecimiento en un 28%.

El consumo de la cogeneración depende de la favorable relación entre los precios del gas y la retribución por la energía eléctrica vertida a la red así como de la potencia instalada en cogeneración. (La remuneración de la cogeneración es de dos tipos: si la instalación está acogida al R.D. 2366/1994 el kWh vertido a la red se remunera en función de unas primas específicas publicadas anualmente, si la instalación se acoge al R.D. 2818/1998 el kWh vertido a la red se remunera según el precio del pool eléctrico más una prima establecida anualmente).

El consumo de gas natural mediante plantas satélite de GNL se destina a aquellos puntos de consumo no conectados al sistema de transporte por gasoducto que se aprovisionan mediante camiones cisterna. El desarrollo de los suministros para plantas satélites ha crecido de forma considerable desde 1997 y registra una alta tasa de crecimiento del 35%, entre 1999 y 2000, que podría mantenerse en el corto plazo si continúan las condiciones comerciales que han permitido los crecimientos alcanzados, así como si se dispone de los suficientes cargaderos en las plantas de regasificación. En todo caso, a largo plazo, y a medida que se incrementa la red de gasoductos, las plantas satélites irán desapareciendo y su mercado será integrado en la red.

b) Demanda industrial interrumpible

Esta es la demanda de aquellos consumidores que utilizan el gas natural en actividades y/o procesos industriales cuya especial naturaleza permite la interrupción del servicio.

Este segmento ocupa el segundo lugar en importancia por su volumen dentro del conjunto del mercado industrial suponiendo un 11% del mismo. El consumo en 1999 fue de 20.466 GWh, en el año 2000 de 25.828 GWh, y en el año 2001 de 17.068 GWh, tal y como muestra la siguiente figura:

Demanda industrial interrumpible	1998	1999	2000	2001
Consumo interrumpible (GWh)	18.919	20.466	25.828	17.068
Crecimiento anual		8%	26%	-34%

Fuente: ENAGAS

Este mercado se caracteriza, de un lado, por el menor precio del gas en relación con los suministros firmes, y por otro lado, por el posible empleo de combustibles alternativos al gas, principalmente el fuel-oil en los procesos industriales, permitiendo la interrupción del suministro de gas, si se suministra a tarifa regulada por parte de la distribuidora con un preaviso mínimo de 24 horas. Esto proporciona una cierta variabilidad a la demanda de gas.

Esta peculiaridad de uso de una energía alternativa al gas natural otorga ciertas ventajas tanto al consumidor como al sistema gasista, ya que en el primer caso, el consumidor puede elegir la energía que tenga el precio más ventajoso en cada momento, y al sistema gasista le permite gestionar la demanda global o local, suprimiendo los suministros de gas a los clientes interrumpibles en los momentos que el sistema lo requiera.

Por tanto, este mercado tiene una importancia singular por su posibilidad de contribuir a moderar la demanda de gas en momentos punta, mejorando la seguridad del suministro en el sistema y evitando mayores inversiones en infraestructuras, por lo que podría resultar aconsejable su mantenimiento, también en el mercado liberalizado y, eventualmente, incentivar su crecimiento.

La Ley de Hidrocarburos ha acogido el concepto de suministro interrumpible, si bien ello, en el mercado liberalizado, se determinará en función de lo que libremente pacten las comercializadoras con sus clientes cualificados.

c) Demanda para materia prima

La demanda de gas natural como materia prima se destina actualmente a la fabricación de amoníaco. Hasta mayo de 2001, los precios se negociaban entre las partes, y a partir de esa fecha, se estableció una tarifa con un valor inferior al resto de tarifas industriales.

El amoníaco, destinado fundamentalmente a la producción de fertilizantes y explosivos, es una industria estabilizada por lo que este consumo se mantiene prácticamente constante en torno a valores de 6.000 GWh / año.

3.- Demanda de generación eléctrica

El mercado de generación eléctrica se compone de suministros de carácter interrumpible destinados a centrales de producción de energía eléctrica de fuel/gas. Tienen un consumo irregular de gas a lo largo del año que depende fundamentalmente del diferencial de precios en cada momento entre el gas y el fuel y las necesidades del mercado eléctrico.

Dado que hasta ahora este tipo de generación en general se empleaba para solucionar problemas de demanda punta de electricidad y de restricciones técnicas en el suministro eléctrico, el consumo del mercado de generación eléctrica se muestra errático a lo largo del año. Las centrales térmicas actuales pueden utilizar fuel o gas, por lo que su consumo depende fundamentalmente del diferencial de precios entre los dos combustibles.

Por tanto su evolución está relacionada con los siguientes factores: los precios del fuel y del gas natural; la producción de electricidad mediante otros combustibles (hidráulica, carbón, etc.) y la demanda punta de electricidad.

Consumo Centrales Térmicas (GWh)			Crecimiento	
1999	2000	2001	00/99	01/00
7.674	10.376	12.731	35%	23%

Fuente: ENAGAS

La demanda futura de gas para generación eléctrica se trasladará sobre todo a las centrales de ciclo combinado, y las centrales convencionales perderán relevancia en el consumo de gas natural. En marzo de 2002, el grupo Gas Natural comenzó a operar la primera central de ciclo combinado de España, con 400MW de potencia, en San Roque (Cádiz). Igualmente, está previsto que a lo largo del año 2002 entren en funcionamiento centrales con una potencia de generación global de hasta 2800 MW.

Las principales características del ciclo combinado en la producción de energía eléctrica son: su mayor rendimiento, la baja inversión específica, la posibilidad de construcción de centrales más pequeñas y próximas al consumo (modelo de generación distribuida con la consiguiente disminución de inversiones en transporte y pérdidas), menores plazos de construcción, la posibilidad de quemar diferentes combustibles, y la reducción de la emisión de contaminantes a la atmósfera.

Al ser los ciclos combinados la más importante alternativa para la producción de electricidad, las previsiones de incorporación de ciclos a los sistemas gasista y eléctrico en los próximos años son muy elevadas. Para el sistema gasista su impacto es muy importante ya que la demanda de gas de

un ciclo combinado de un grupo de 400 MW es del orden de 0,5 bcm/año (caudal de 1,5 Mm3/día con 7.700 horas de utilización sobre la base del año), lo que supondría un porcentaje que ronda el 2,5 % del consumo total nacional del año 2001. Además, dado el elevado número de grupos que se prevén entren a corto plazo, surge la necesidad inmediata de adecuar la infraestructura del sistema gasista para posibilitar el servicio a este importante incremento de su demanda.

Así, en un futuro cercano, aparecen más ligados que nunca ambos sistemas, eléctrico y gasista, de tal forma que la seguridad del suministro eléctrico vendrá afectada por la disponibilidad de las infraestructuras de gas para suministrar combustible a las futuras centrales de ciclo combinado.

El dilatado proceso necesario hasta la puesta en operación comercial de una central de ciclo combinado, proporciona un cierto grado de incertidumbre en el número de ciclos combinados que finalmente serán implantados en España. Tomando como referencia los anuncios de construcción de instalaciones realizados por los promotores y considerando aquellos proyectos que disponen de autorización administrativa o de contrato de acceso al sistema gasista, se puede establecer la siguiente previsión de senda de implantación:

A continuación se muestra una tabla con los proyectos de centrales de ciclo combinado, sus promotores, la localización de las mismas y los MW:

Estado	Promotor	Localización	MW
En curso	Gas Natural	Cádiz	400
En curso	Endesa	Cádiz	400
En curso	Iberdrola	Castellón	800
2ºTrimestre 2002	Endesa	Barcelona	400
2ºTrimestre 2002	Gas Natural	Barcelona	400
3ºTrimestre 2002	Hidrocarburo	Navarra	400
1ºTrimestre 2003	BBE	Vizcaya	800
2ºTrimestre 2003	Iberdrola	Navarra	400
2ºTrimestre 2003	Iberdrola – RWE	Tarragona	400
3ºTrimestre 2003	Endesa	Tarragona	400

Fuente CNE

	2002	2003	2004	2005
Grupos de 400 MW	7	12	26	32
MW Instalados	2.800	4.800	10.400	12.800
Consumo (GWh)	24.423	62.167	102.344	168.635

Fuente: Previsión demanda anual según agentes del sector. REE.

IV.1.2.4 La oferta de Gas Natural

España carece prácticamente de gas natural con lo que el abastecimiento de gas proviene en más del 97% de otros países. Esto tiene implicaciones directas en la política de seguridad de suministro que obliga tanto a la diversificación de los países suministradores como a un mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Respecto a la diversificación, la Ley del Sector Hidrocarburos limita al 60% las importaciones de gas natural desde un mismo país aprovisionador. Sobre las reservas mínimas, la misma Ley en su artículo 98, establece a los operadores de gas la obligación de mantener existencias mínimas equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes.

Por otra parte, España se encuentra en una situación alejada de los principales mercados europeos y hoy en día está limitadamente conectada con la red europea.

Asimismo, la proximidad de España con Argelia ha favorecido en años anteriores el abastecimiento de gas argelino hasta el máximo permitido del 60%.

Una particularidad de los aprovisionamientos españoles de gas, a diferencia de lo que ocurre en otros países, es la alta participación de las importaciones de GNL, que alcanza el 50% del total en el año 2000 y, se espera que sea el tipo de suministro más empleado en el futuro por los nuevos operadores del mercado liberalizado.

En efecto, la mayor parte de los aprovisionamientos se negocia en contratos a largo plazo que incorporan una cláusula de compra garantizada “*take or pay*”, que asegura al vendedor que una vez contratado el gas sea retirado o pagado. Esto se debe a las grandes inversiones iniciales necesarias para explotar los yacimientos de gas que imponen graves restricciones en la liquidez de los mercados de gas.

Para resolver estas limitaciones, recientemente se han desarrollado mercados de oportunidad y a corto plazo de GNL, que ayudan a resolver marginalmente los problemas de déficit o de exceso de abastecimiento y en los que España, como gran consumidor de GNL, participa activamente. También la reciente obligación de reservar al menos un 25 por 100 de la capacidad de las instalaciones a reservas de duración inferior a dos años favorecen el desarrollo del mercado en los términos señalados.

Los precios de los contratos de aprovisionamiento en su mayoría están vinculados a los de los precios en los mercados spot de productos petrolíferos y sus derivados, lo que confiere una gran volatilidad al precio final del gas.

Actualmente, el primer grupo aprovisionador en España es el Grupo Gas Natural que a través de su filial Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. gestiona la mayoría de los contratos de gas natural y GNL a largo plazo con los países proveedores de este combustible. Muchos de estos contratos fueron adquiridos por Gas Natural como consecuencia de la escisión de activos de ENAGAS que se realizó en el año 2000 resultando la separación jurídica entre ambas sociedades. Desde entonces, ENAGAS adquiere el gas natural para su suministro al mercado regulado a través de dos sociedades: SAGANE, que le vende gas natural procedente del Gasoducto del Magreb, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto Ley 6/2000, y Gas Natural Aprovisionamientos SDG S.A., que completa las necesidades del mercado regulado suministrando GNL. Ambas sociedades son del grupo Gas Natural.

Las características de los aprovisionamientos en el marco de la liberalización del sector del gas tienen importantes implicaciones en la gestión y funcionamiento del sistema gasista que condicionan su diseño y su desarrollo en el futuro.

A continuación, se analiza la evolución y la composición de los aprovisionamientos en España, su diversificación por origen, los tipos de contratos existentes, la penetración de los nuevos operadores en el mercado liberalizado, así como el nuevo sistema de aprovisionamiento que introduce la liberalización con sus complicaciones.

Descripción de los aprovisionamientos de gas natural

Los aprovisionamientos en el año 2001 se situaron en 209.367 GWh, de los cuales 3195 GWh proceden de disminución de existencias y 1.639 fueron mermas y pérdidas del sistema.

España se caracteriza por tener una estructura de aprovisionamiento muy concentrada. El 57% de las compras proceden de Argelia, siendo el 60% el máximo que permite la Ley.

La mitad de los aprovisionamientos de gas natural, se recibe por medio de dos conexiones, una con Francia a través del gasoducto de Lacq-Calahorra y otra con el Magreb. La otra mitad de los aprovisionamientos son importaciones de GNL procedentes en gran parte también de Argelia, Nigeria, Trinidad y Tobago, Libia y Países del Golfo. Los barcos de GNL se descargan en las tres plantas de regasificación que existen actualmente: Barcelona, Cartagena y Huelva.

Habida cuenta de que las tres plantas de regasificación existentes en España son operadas por ENAGAS y que todas las conexiones internacionales por gasoducto son titularidad igualmente de ENAGAS, la totalidad del gas vehiculado en España pasa por las instalaciones de ENAGAS.

EVOLUCIÓN DE LOS APROVISIONAMIENTOS DE GAS EN ESPAÑA POR ORÍGENES

Unidad GWh

Países	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Cuota en 2001	Incremento % s/ 01/00
Nacional	5.031	1.913	1.200	1.592	1.695	5.866	2,81	246,1
Argelia GNL	55.502	37.842	41.169	45.617	52.030	56.633	27,05	8,8
Argelia GN	7.465	54.989	59.920	70.208	71.987	62.265	29,74	-13,5
Noruega GN	15.348	20.045	26.719	26.773	26.856	26.832	12,82	-0,1
Libia GNL	14.007	12.980	10.561	11.201	9.293	9.230	4,41	-0,7
Países del Golfo GNL	10.943	15.774	12.966	13.397	6.594	17.711	8,46	168,6
Trinidad & Tobago GNL	0	0	0	8.687	9.156	3.703	1,77	-59,6
Nigeria GNL	0	0	0	888	21.820	19.353	9,24	-11,3
Otros GNL	4.840	7.198	4.309	3.460	2.157	7.764	3,71	260,0
TOTAL	113.136	150.740	156.844	181.824	201.589	209.357	100	3,9

Fuente: Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural De la CNE y ENAGAS

Esta participación tan alta de GNL en los aprovisionamientos tiene importantes repercusiones en la operación y logística del sistema, ya que las salidas en la red de gasoductos se producen de forma continua. Esto obliga a coordinar con exactitud las descargas de los barcos de cada planta para que no se produzcan situaciones de desabastecimiento y a mantener en cada momento unas elevadas existencias de gas en costosas infraestructuras de almacenamiento de GNL.

El 28 de junio de 2001 se aprobó la Orden Ministerial que establecía el reparto del 25% gas natural procedente de Argelia a través del gasoducto del Magreb para las comercializadoras. Esto representará alrededor de unas 21.516 GWh anuales, un 9% del consumo total esperado para el año 2002, y permitirá aumentar la cuota del mercado liberalizado y el número de comercializadoras en operación. El 75% del volumen de gas de este contrato se asigna a ENAGAS, para abastecer al mercado regulado.

Los contratos con Noruega son también antiguos e importantes para el abastecimiento del mercado español, porque el gas se recibe por gasoducto a través de la interconexión con Francia y abastece a la parte norte del país que tiene elevadas cuotas de demanda.

A pesar de esta concentración de los aprovisionamientos, en los últimos años se ha observado una tendencia de diversificación en las fuentes de suministro por áreas geográficas, alcanzándose acuerdos con Nigeria y Trinidad y Tobago, que permitieron iniciar importaciones de GNL en 1999.

Recientemente se han empezado a realizar operaciones en los mercados spot de GNL. En el año 2000, el Grupo Gas Natural, a través de Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. contrató este tipo de suministros que representó alrededor del 5% del total de los aprovisionamientos.

En el año 2001, ENAGAS compró el 100% del GNL (126.749 GWh) a sociedades del Grupo Gas Natural, lo que representa un 59% del total del gas de aprovisionamientos destinados al mercado nacional.

En el 2000, también a partir de barcos spot de GNL, participaron en los aprovisionamientos de 4.975 GWh, un 2.5% del total, las nuevas compañías comercializadoras, BP, Cepsa y Shell empleando las plantas de regasificación de Huelva y Barcelona.

Asimismo, durante el inicio del 2001 para hacer frente al menor volumen de gas importado desde Argelia, Noruega y a la oferta de otros comercializadores, a un menor crecimiento de la demanda, así como para aprovechar las posibilidades de arbitraje que ofrecen estos mercados, Gas Natural Aprovevisionamientos S.A. negoció varios barcos de GNL procedentes de Trinidad y Tobago en el mercado spot de EE.UU. (información facilitada a la CNE por Potten & Partners).

El Nuevo Régimen del Sistema de Aprovisionamientos

Hasta 1998, ENAGAS se constituía como la única empresa responsable del abastecimiento del mercado español y la encargada de negociar los contratos de aprovisionamiento de gas natural con los países y empresas aprovisionadores.

Esta situación se modifica a partir de la Ley 34/1998 en la que se establece un nuevo sistema de aprovisionamiento bajo el cual las empresas transportistas se encargan de abastecer al mercado regulado, y las compañías comercializadoras adquieren el gas para sus clientes en el mercado liberalizado. Esto multiplica el número de agentes que participan en el mercado de aprovisionamientos.

Aprovisionamientos en el mercado regulado

ENAGAS es la única transportista que hasta la fecha adquiere gas natural para su posterior suministro a los consumidores a tarifa, de acuerdo con lo que al respecto dispuso la Ley del Sector de Hidrocarburos. A estos efectos, ENAGAS, alcanzó en el año 2001 un acuerdo con Gas Natural, en virtud del cual Gas Natural suministrará el gas a ENAGAS del contrato que su filial SAGANE tiene suscrito con la sociedad argelina SONATRACH (contrato que en virtud de la Orden de 28 de junio de 2001 se asignó en un 75% a ENAGAS), y que podrá ser complementado con GNL procedente de otros contratos del Grupo Gas Natural, que se descargará en las plantas de regasificación adecuándose a las programaciones.

El gas natural o el GNL que ENAGAS adquiere para el suministro del mercado a tarifa es regasificado en sus propias instalaciones y transportado por su Red de gasoductos, hasta la salida de la misma. En tales puntos, ENAGAS transmite el gas a las distribuidoras conectadas a sus redes o a otros transportistas. El precio de cesión viene determinado reglamentariamente, y se fundamenta en el coste medio de la materia prima (cmp) que es, precisamente, el precio de adquisición por parte de ENAGAS. A ello se añade un componente que refleja el coste de la actividad de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión asociadas al suministro al mercado a tarifa.

El acuerdo con las sociedades del Grupo Gas Natural está previsto que se mantenga mientras la legislación obligue a ENAGAS a suministrar al mercado a tarifa, y tiene gran flexibilidad para permitir que se retiren las cantidades necesarias para el mismo.

Por tanto, ENAGAS tiene una suficiente garantía de suministro basada en los contratos actualmente en vigor y que el Grupo Gas Natural se compromete a utilizar para atender al mercado de tarifa.

Aprovisionamiento del mercado liberalizado

Por su parte, las compañías comercializadoras o grandes consumidores cualificados adquieren el gas a empresas intermediarias como Gas Natural Aprovevisionamientos, o directamente, a través de contratos con los aprovisionadores en origen. Todos los aprovisionamientos contratados hasta el momento son de GNL, si bien, desde octubre 2001 algunas comercializadoras (BP, Iberdrola, Unión Fenosa, Endesa, Hidrocantábrico y Shell) disponen globalmente del 25% del contrato de Sagane por el gasoducto del Magreb.

IV.1.2.5 Infraestructura gasista

IV.1.2.5.1 Evolución de la infraestructura gasista en España

El desarrollo de las infraestructuras gasistas en España viene condicionado por la escasa producción de gas nacional, y por la situación geográfica de España alejada de los yacimientos europeos del Mar del Norte y Rusia. Ambos factores provocaron un desarrollo tardío del gas natural, que comenzó a finales de los sesenta con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona, abastecida a partir de GNL libio y argelino, seguida de las de Huelva y Cartagena. Posteriormente, en 1993 se realiza la conexión por gasoducto con Francia, que

conecta la red española con el yacimiento francés de Lacq, y en 1996, se finaliza el gasoducto del Magreb que conecta la Península Ibérica con los yacimientos de gas argelinos, atravesando Marruecos y el estrecho de Gibraltar.

La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con otros países europeos, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento, que introduce una mayor complejidad en la explotación del sistema.

El avance de las infraestructuras de gas natural por el territorio peninsular experimenta un gran impulso a partir de 1985, avance que continúa en la actualidad y que se concreta en varios Planes de Gasificación, acordados entre las empresas de gas y las Comunidades Autónomas. El desarrollo de las infraestructuras de gas está condicionado por la elevada extensión territorial, así como por la distribución de la población y la industria.

Las infraestructuras actuales de gas natural en España se componen de tres plantas de regasificación de gas natural licuado en explotación y una en construcción avanzada, unos 6.000 km de gasoductos de transporte, dos almacenamientos subterráneos, más tres yacimientos y cuatro conexiones internacionales (con Marruecos, con Francia y dos con Portugal), además de otras instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélite de GNL, de acuerdo con lo que se explica en el siguiente apartado.

Las redes de transporte de gas española y portuguesa se encuentran altamente integradas: Todo el gas natural consumido por Portugal se transporta a través del sistema español, y a su vez Galicia se puede alimentar desde la red portuguesa.

Sólo muy recientemente llega el gas natural a todas las Comunidades Autónomas de la Península. Ello se consigue con la construcción y puesta en marcha en el año 1998 de los gasoductos: Tuy – Villalba – Llanera y Córdoba – Badajoz, con lo que se inicia el suministro de gas a las Comunidades Autónomas de Extremadura y Galicia.

Las Comunidades con un mayor desarrollo del gas natural son Cataluña, Comunidad Valenciana, Navarra, Rioja, Cantabria, Asturias, Madrid y País Vasco. Aunque todas las Comunidades Autónomas peninsulares disponen de suministro de gas natural, el desarrollo de las infraestructuras y la introducción del gas natural es todavía incipiente en zonas como Galicia, Extremadura, Andalucía Oriental, la parte occidental de Castilla León, Castilla La Mancha y Murcia.

DEMANDA TOTAL AÑO 2001 Unidad Gwh	
Demanda Nacional	Total
ÁLAVA	2.668
ALBACETE	547
ALICANTE	2.249
ALMERÍA	46
ASTURIAS	4.708
ÁVILA	97
BADAJOS	862
BARCELONA	43.361
BURGOS	5.622
CÁCERES	48
CÁDIZ	8.153
CANTABRIA	7.994
CASTELLÓN	21.833
CIUDAD REAL	4.648
CUENCA	14
CÓRDOBA	605
LA CORUÑA	1.788
GERONA	115
GRANADA	619
GUADALAJARA	116
HUELVA	11.437
HUESCA	2.122
JAÉN	1.303
LA RIOJA	2.105
LEÓN	1.593
LÉRIDA	703
LUGO	527
MADRID	18.798
MÁLAGA	248
MURCIA	2.986
NAVARRA	4.706
ORENSE	131
PALENCIA	1.499
PONTEVEDRA	680
SALAMANCA	439
SEGOVIA	430
SEVILLA	2.204
SORIA	167
TARRAGONA	9.622
TERUEL	1.063
TOLEDO	4.911
VALENCIA	7.576
VALLADOLID	4.026
VIZCAYA	16.981
ZAMORA	665
ZARAGOZA	8.809
TOTAL	211.937

Para las Comunidades Autónomas insulares de Baleares y Canarias hay actualmente en estudio planes e iniciativas para dotarlas de las infraestructuras necesarias que hagan posible en el futuro el suministro de gas natural canalizado.

En el apartado siguiente se describen las infraestructuras y actividades gasísticas en las que participa ENAGAS.

A continuación se presenta un mapa que contiene los elementos de infraestructura gasística españoles:



IV.1.2.5.2. Descripción de la infraestructura gasista.

La aportación del gas natural al sistema español se produce a través de las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena y Huelva. Además, España dispone de cuatro conexiones internacionales por gasoducto. Una con Francia por Larrau (Navarra), por la que en estos momentos se importa gas procedente de Noruega. Otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz) por la que se introduce gas argelino en el sistema, y dos con Portugal una en Badajoz y otra en Tuy (Pontevedra).

a) Gasoductos

El gasoducto Magreb-Europa comenzó a suministrar a la península Ibérica en 1996. El gasoducto de 1.100 km recorre la distancia entre los yacimientos de Hassi R'Mei vía Marruecos y el estrecho de Gibraltar al sur de España. La sección española va desde Tarifa hasta Córdoba y posteriormente hasta la frontera hispano – portuguesa en Badajoz.

El tránsito de gas por las conexiones internacionales durante el año 2001, en punta y el total anual, se indica en la siguiente tabla:

TRÁNSITO DE GAS EN DÍA PUNTA Y ANUAL DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES POR GASODUCTO EN 2001

Localización	Punta: m ³ (n)/h	Total: Bcm/año
Larrau	263.000	2,2
Tarifa	1.066.000	8
Badajoz (salida hacia Portugal)	-355.000	-2,6
Tuy (entrada hacia España)	41.450	0,3
Entradas netas al sistema español	750.000	5,6

Fuente: ENAGAS

En general, las conexiones internacionales por gasoducto se explotan con flujos bastante constantes que se ajustan a los contratos y a la necesidad de cumplir la cláusula de compra garantizada "take or pay". Además, en general, este tipo de aprovisionamientos resulta más barato que el GNL con lo que la tendencia es a explotarlos hasta el límite máximo del contrato.

A diciembre de 2001, el sistema de transporte español (entendiendo por tal las redes de presión superior a 16 bares) consta de 6.269 km de gasoductos de transporte, siendo sus ejes fundamentales:

- Eje de Levante: Barcelona- Cartagena
- Eje del Valle del Ebro: Bilbao – Tivissa
- Eje Huelva – Córdoba – Madrid – Burgos – Haro
- Ruta de la Plata. Almedralejo – Oviedo.
- Eje Norte – Noroeste: Tuy – Oviedo – Santander
- Gasoductos de Al Andalus y Extremadura
- Ramales en Alta presión: Vergara – Irún, Talavera, Soria, Ponferrada, Valladolid, Jaen, Motril, Orense, etc.

Asimismo, la red española de transporte de gas tiene un total de 9 estaciones de compresión ("EC"), más de 242 estaciones de regulación y medida ("ERM"), 48 cromatógrafos y 183 unidades de odorización.

Por su parte, la red de distribución en España está formada aproximadamente por 31.550 Km de gasoducto, mayoritariamente construidos en polietileno y acero, de los cuales 5.982 km son de distribución a alta presión (presión de diseño entre 4 y 16 bar), 18.986 km corresponden a media presión (presión de diseño entre 4 y 0,05 bar) y el resto, 6.582 km distribuyen gas natural a baja presión (presión de diseño por debajo de 0,05 bar).

Forman parte también de la infraestructura española de distribución 20.087 estaciones de regulación y 21 sistemas de odorización.

ENAGAS es el propietario y el operador de la gran mayoría de gasoductos de gas natural de alta presión y activos relacionados (EC, ERM y unidades de odorización).

El reparto de la red de transporte por empresas se muestra en esta tabla:

Empresa	Km de gasoducto	Porcentaje (%)
ENAGAS S.A	5.596	89,3
Al-Ándalus (ENAGAS + Transgas)	277	4,4
Gasoducto Extremadura (ENAGAS + Transgas)	250	4,0
Sociedad Gas de Euskadi	121	1,9
Distribuidora Regional de Gas (Grupo ENDESA)	25,5	0,4
TOTAL	6.269,5	100

Fuente: ENAGAS

El sistema de transporte de gas natural, desde el punto de vista de su operación, se puede dividir en tres ejes fundamentales separados por las estaciones de compresión de Tivisa y Haro:

- o Eje Oriental: Barcelona-Cartagena. Separado del eje del Ebro por Tivisa y alimentado por las Plantas de GNL de Barcelona y Cartagena.

- Eje del Ebro: Tivisa-Haro. Separado por estas estaciones de compresión de los otros dos, con aportaciones desde la conexión internacional de Larrau, conexión con Francia y desde los almacenamiento subterráneos de Serrablo y Gaviota.
- Eje Occidental: Los gasoductos al Oeste de Haro, que incluyen el Gasoducto Al Andalus y Extremadura, el Huelva-Córdoba-Madrid-Haro la Ruta de la Plata y el Tuy-Oviedo. Está alimentado por la conexión internacional de Tarifa, la Planta de GNL de Huelva y el almacenamiento subterráneo de Gaviota.

Los diversos proyectos en distinta fase de construcción para el refuerzo de la Red Básica y la construcción de nuevas infraestructuras todavía sin autorización aumentarán considerablemente el mallado de la red y el número de kilómetros de los gasoductos de transporte.

b) Yacimientos de gas nacionales

Una de las características fundamentales del sistema gasista español es la escasez de yacimientos de gas natural en territorio nacional. En la actualidad están en producción solamente tres yacimientos: dos de ellos terrestres, Marismas y Palancares, situados en el valle del Guadalquivir; y uno marino, Poseidón, en el Golfo de Cádiz.

La emisión de los yacimientos podría llegar a alcanzar los siguientes valores de acuerdo con sus capacidades de producción y dimensionamiento de las conexiones con el gasoducto de transporte.

Yacimiento	Producción 2001
Marismas y Palancares	425 GWh
Poseidón	5.441 GWh

Marismas y Palancares son propiedad de la empresa Locs Oil Company of Spain S.A., mientras que Poseidón es propiedad de RIPSAs, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.

c) Plantas de regasificación:

Todas las plantas de regasificación que actualmente están en operación en España son propiedad de ENAGAS. Por ello, las citadas instalaciones se describen en la sección tercera de este capítulo.

d) Almacenamientos.

Los almacenamientos operativos en el sistema español son los de Serrablo y Gaviota; ambos se describen en el apartado IV.3 de este Capítulo.

IV.1.2.5.3. Futuro de la infraestructura gasista

Tal y como recoge el "informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura" de la Comisión Nacional de la Energía, los importantes aumentos en la demanda de gas natural previstos, tanto para el mercado convencional como para el suministro de nuevas centrales de ciclo combinado, exigen un importante esfuerzo de construcción de nuevas infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural.

Las infraestructuras actuales junto con los nuevos desarrollos propuestos por los operadores, no son capaces, según este informe de la CNE, de atender el total de demanda prevista durante los años 2002 y 2003, situación que se corrige a partir del año 2004.

Es por ello que la Comisión Nacional de Energía considera necesaria la introducción de un régimen transitorio en el que las infraestructuras gasistas más urgentes, aquellas que deben entrar en operación en el periodo 2002-2004, se autoricen por adjudicación directa al operador que las ha propuesto, sin esperar a la aprobación formal de la planificación de carácter obligatorio.

Las infraestructuras que ENAGAS ha considerado urgentes en comunicaciones enviadas al Ministerio de Economía y a la CNE son las siguientes:

- Planta de Barcelona: aumento de capacidad de regasificación hasta 1.350.000 m³(n)/h y nuevo atraque para buques metaneros de hasta 140.000 m³ de GNL.
- Planta de Huelva: aumento de capacidad de regasificación hasta 900.000 m³(n)/h.
- Planta de Cartagena: nuevo tanque de 105.000 m³ de GNL y ampliaciones sucesivas de capacidad de regasificación hasta 600.000 y 750.000 m³(n)/h respectivamente.
- Gasoducto Huelva-Córdoba-Madrid
- Ampliación de las Estaciones de Compresión de Almendralejo y Sevilla.
- Nuevas Estaciones de Compresión de Córdoba y Elche.

El resto de infraestructuras contempladas por la CNE bajo este régimen transitorio serían:

- Planta de Bilbao: capacidad de regasificación de 400.000 m³(n)/h, ampliación hasta 800.000 m³(n)/h y dos nuevos tanques de 150.000 m³ de GNL cada uno.
- Planta de Sagunto: capacidad de regasificación de 750.000 m³(n)/h y dos nuevos tanques de 150.000 m³ de GNL cada uno.
- Planta de El Ferrol: capacidad de regasificación de 400.000 m³(n)/h y dos tanques de 150.000 m³ cada uno.
- Gasoducto Algete – Sta. Bárbara
- Duplicación gasoducto Arrigorriaga – Santurce.
- Gasoducto Irún - Irún.
- Gasoductos ligados a la ampliación de la planta de Bilbao en el entorno de Haro.
- Gasoducto Lemona – Haro.
- Nueva Estación de Compresión de Zaragoza.
- Ampliación de las Estaciones de Compresión de Arbós, Paterna, Algete y Haro.
- Almacenamiento Subterráneo de Serrablo: ampliaciones sucesivas de capacidad extracción hasta 200.000 y 312.000 m³(n)/h respectivamente y aumentos sucesivos de capacidad de almacenamiento útil hasta 738 y 938 Mm³(n) respectivamente.
- Almacenamiento Subterráneo de Santa Bárbara: nuevo almacenamiento de capacidad final útil de 1000 Mm³(n).

Estas infraestructuras así como el resto que vayan a entrar en funcionamiento hasta el 2011 correspondientes a gasoductos de la red básica y a instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas, serán objeto de inclusión en la planificación de carácter obligatorio y de mínimo exigible que está siendo desarrollada por la Administración. También queda sujeta a la planificación la capacidad global de regasificación del sistema.

Con excepción de las infraestructuras urgentes que acaban de mencionarse (siempre que finalmente se acoja por el Ministerio de Economía la propuesta de la CNE), que por su carácter pueden ser autorizadas directamente al operador que las ha propuesto, el resto de infraestructuras que se incluyan en la planificación obligatoria quedarán sometidas a un procedimiento de concurso público.

IV.1.3. Marco Regulatorio

Sin perjuicio de la descripción del marco regulatorio del sector gasista que se recoge en el Capítulo III del presente Folleto informativo, a continuación se resume la legislación relevante al sector de gas natural en

España. Los potenciales inversores pueden consultar los textos completos de la legislación correspondiente.

La Ley de Hidrocarburos de 1998 es la ley de referencia del sector del gas en España y sustituye a diversas leyes, incluida la Ley de Hidrocarburos de 1958 y la Ley del Gas de 1987. La Ley sigue fielmente los criterios contenidos en la Directiva 98/30/CE. Los aspectos principales de la Ley de Hidrocarburos de 1998, incluyen:

- ▶ Garantía de acceso regulado a la red para consumidores cualificados

- ▶ Separación contable y financiera de actividades

- ▶ Nacimiento de la Comisión Nacional de la Energía como regulador de los sectores de gas y electricidad.

- ▶ Libertad de selección de suministradores para los consumidores cualificados.

- ▶ Mejora en la seguridad del aprovisionamiento, poniendo un límite de 60% en las importaciones de gas de cualquier país (especialmente Argelia)

El calendario para la apertura del mercado de gas español a la competencia, tal y como figura en la Ley de Hidrocarburos, se situó inicialmente en el año 2013. No obstante, en abril de 1999 se adelantó el calendario cinco años hasta el 2008.

La liberalización fue haciéndose más rápida de lo requerido por la Directiva 98/30/CE. En junio de 2000, el Gobierno español reafirmó el compromiso de liberalización. Nuevas medidas fueron aprobadas a través del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, que supusieron, entre otras:

- ▶ Designación de Enagás como Gestor Técnico del Sistema.

- ▶ Limitación al 35% en la participación accionarial por parte de una misma persona física o jurídica en ENAGAS.

- ▶ La apertura del 25% del gas argelino a la competencia. Este gas fue subastado y vendido a seis compañías (BP, Endesa, Hidrocarburos, Iberdrola, Shell y Unión Fenosa) las cuáles en conjunto obtuvieron 1.4bcm/año del gas Argelino hasta el 2004..

- ▶ Adelantamiento del calendario de liberalización hasta enero de 2003, cuando cualquier consumidor podrá elegir distribuidor.

- ▶ Establecimiento de un nuevo régimen para tarifas y peajes.

Establece en su artículo 8 que el Gobierno, mediante Real Decreto, aprobará un sistema económico integrado del sector del gas natural, que incluya el modelo para el cálculo de las tarifas de gas natural y de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista, el sistema para determinar la remuneración que corresponda a cada uno de los titulares de las instalaciones gasistas y el procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los distintos agentes que actúan en el sector gasista.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

Dispone la retribución de las actividades reguladas, configurando el procedimiento de cálculo de las retribuciones para cada una de dichas actividades. La retribución de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento de gas, se calcula de forma individual para cada instalación, y para las

instalaciones de distribución, la retribución se calcula para el conjunto de la actividad de cada empresa distribuidora.

En lo que respecta a las tarifas, peajes y cánones, se establecen los criterios generales para su determinación y la estructura de los mismos. En particular, se establece un único peaje para el transporte y la distribución, con una estructura basada en niveles de presión y volúmenes de consumo. Las tarifas abandonan el sistema de usos y aplica una estructura similar a la establecida para los peajes, basada en niveles de presión y volúmenes de consumo.

Por último, se establece el procedimiento de liquidaciones, cuyo desarrollo está todavía pendiente de aprobación.

Las últimas disposiciones de interés son las Orden del Ministerio de Economía ECO/301/2002, ECO/302/2002 y ECO 303/2002 de 15 de febrero, por las que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

La retribución de las actividades reguladas -definidas como regasificación, almacenamiento, transporte, distribución, gestión de la compra-venta de gas destinado a tarifa, el suministro de gas a tarifa y la gestión técnica del sistema-, se definen atendiendo a los criterios generales siguientes:

a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.

Para ello, la remuneración anual incluye la amortización del coste reconocido de inversión.

b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos invertidos.

c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

El sistema de retribución puede consultarse, con un mayor detalle, en el apartado 3.6 de este capítulo

IV.2. ANTECEDENTES DE ENAGAS

ENAGAS se fundó en 1972 con el objetivo de operar la red de infraestructura de gas natural en España. En 1981 ENAGAS se integró en el Instituto Nacional de Hidrocarburos, una entidad pública que en Junio de 1994 vendió el 91% de ENAGAS a Gas Natural. Gas Natural adquirió el restante 9% de ENAGAS en 1998.

Hasta la entrada en vigor de la Ley del Sector de Hidrocarburos, en el año 1998, ENAGAS era concesionaria del servicio público de transporte de gas y de suministro a clientes industriales. La nueva Ley de Hidrocarburos estableció la separación de actividades y la supresión de los derechos concesionales, quedando ENAGAS como empresa transportista y, al mismo tiempo, encargada de suministrar gas al mercado a tarifa, independiente de los suministradores y distribuidores. Esta legislación representó un paso más en el proceso de liberalización, con el objetivo de promover el acceso de terceros a la infraestructura de gas natural.

En el año 1999 se comenzó con las labores necesarias para la separación de actividades, escindiéndose de ENAGAS las redes de distribución que eran de su propiedad hasta entonces, así como los suministros finales a clientes asociados a dichas redes.

Durante el año 2000 se continuó con las actuaciones necesarias para cumplir con el marco regulatorio, con el traspaso de actividades no reguladas como aprovisionamientos de gas, fibra óptica y edificios de ENAGAS a Gas Natural.

En el año 2000 el Ministerio de Industria y Energía designó a ENAGAS como encargado de la gestión del sistema.

ENAGAS ha quedado así dedicada a sus actividades fundamentales: transporte, almacenamiento de gas natural y regasificación de gas natural licuado. ENAGAS es propietaria de 6.123 Km de gasoductos de alta presión (la práctica totalidad de los existentes en España), un almacén subterráneo (junto con la explotación en régimen de arrendamiento del otro almacén subterráneo existente) y las tres plantas de regasificación de gas natural licuado que hoy en día existen en España.

La actividad de ENAGAS está, en gran medida, regulada por el Ministerio de Economía, que es responsable de establecer su régimen de remuneración, en consulta con la Comisión Nacional de Energía. Con la publicación en febrero de 2002 de las mencionadas Ordenes Ministeriales que describen la nueva remuneración de ENAGAS comienza una nueva etapa para la empresa, que ahora pretende invertir en desarrollar la infraestructura gasística adicional que precisa el país.

IV.3. ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

La aplicación del nuevo marco retributivo, en el que la retribución anual se determina a priori en función de la capacidad puesta a disposición del sistema, representa un cambio sustancial respecto al esquema retributivo anterior, en el cual, la retribución correspondía a los peajes y cánones cobrados a los operadores en base a la actividad efectivamente realizada.

Este hecho impide la realización de un análisis comparativo directo de la evolución histórica y de las previsiones futuras de los ingresos procedentes de las actividades reguladas de los operadores.

En el cuadro que se presenta a continuación, se muestra para cada una de las actividades de ENAGAS, una estimación de la evolución para el periodo 1999 - 2001 del volumen de activos y de ventas por servicios ATR.

El volumen de ingresos por el servicio de acceso de terceros a redes, se situó en el año 2001 en 164,4 millones de euros, con un crecimiento del 266% respecto al año anterior.

Magnitudes económicas de ENAGAS por actividades					Miles de Euros	
	Regasificación	Almacenamiento	Transporte	Compraventa de gas	Gestor Técnico del Sistema	Otras Actividades
1999						
Total Act. Mater. e Inmat	471.235	203.965	2.168.280	116	9.227	19.306
Ventas por servicios de ATR	-	-	-	-	-	-
2000						
Total Act. Mater. e Inmat	560.771	216.159	2.205.557	116	9.227	20.040
Ventas por servicios de ATR	9.233	2.737	32.886	-	-	-
2001						
Total Act. Mater. e Inmat	582.447	227.848	2.355.379	116	9.227	24.040
Ventas por servicios de ATR	40.944	8.791	114.676	-	-	-

Las actividades principales de ENAGAS se centran en los siguientes aspectos:

- 1) Titularidad y operación de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento:

ENAGAS opera y es propietaria de la mayor parte del sistema de regasificación y de los gasoductos de alta presión y almacenamientos subterráneos en España. La red de transporte de ENAGAS consiste en 6.123 kilómetros de gasoductos de alta presión, con conexiones a tres terminales costeras y a gasoductos de Francia, Argelia y Portugal. Además, ENAGAS es propietaria y opera tres plantas de regasificación en Barcelona, Huelva y Cartagena, que suministran a la red principal con gas procedente de los buques metaneros. Asimismo ENAGAS opera dos almacenamientos subterráneos en Serrablo (Huesca) y Gaviota (Vizcaya), siendo Serrablo de su propiedad. Las instalaciones de la compañía son tecnológicamente avanzadas proporcionando un transporte de gas fiable, seguro y eficiente.

Todas estas instalaciones son utilizadas:

- a) Por la propia ENAGAS, con el fin de suministrar gas al mercado regulado.
- b) Por terceros (comercializadores y consumidores cualificados), a través del ejercicio del derecho de acceso (ATR), para el suministro de consumidores cualificados.

2) Actividad de suministro al mercado regulado

Por disposición expresa de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a ENAGAS, en su condición de transportista, el suministro al mercado a tarifa a través de los distribuidores conectados a sus redes. Para ello, y con esa exclusiva finalidad, ENAGAS adquiere gas a SAGANE y a GAS NATURAL APROVISIONAMIENTOS, y vende ese gas a las distribuidoras a un precio de cesión determinado administrativamente. Por dicha actividad de gestión, tiene reconocida una retribución.

3) Gestión Técnica del Sistema

En el papel de ENAGAS como gestor técnico del sistema sus obligaciones incluyen coordinar el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de transporte, supervisando la seguridad del suministro de gas natural (niveles de almacenamiento y planes de emergencia), llevar a cabo planes para el futuro desarrollo de las infraestructuras gasistas y controlar el acceso de terceras partes a la red. ENAGAS posee una avanzada red de sistemas que permiten el análisis de la calidad, presión, temperatura y volumen de gas natural transportado por el sistema, también en su condición de Gestor del Sistema tiene reconocida una retribución.

IV.3.1. Regasificación

IV.3.1.1 Instalaciones de Regasificación de ENAGAS

ENAGAS es propietaria y opera las tres plantas de regasificación existentes en España y localizadas en los puertos de: Barcelona, Cartagena y Huelva.

En diciembre de 2001, estas plantas de regasificación, que se encuentran conectadas a la red de gasoductos de alta presión, tenían una capacidad nominal de regasificación de 2.100.000 m³/h. Asimismo las plantas utilizan tanques de almacenamientos de GNL que proporcionan una capacidad de almacenamiento operativo de 560.000 m³ de GNL. Las plantas de regasificación de Barcelona y Cartagena se encuentran localizadas cerca de zonas de gran consumo como son Cataluña y la región de Valencia.

Con la excepción de ciertos terrenos titularidad de ENAGAS en la planta de Cartagena, los terrenos donde están situadas las plantas de regasificación son objeto de concesiones administrativas otorgadas por la autoridad portuaria por un plazo que varía entre 30 y 75 años, después del cual, en el supuesto de que la concesión no se renueve, el terreno revierte al Estado.

Todas las concesiones administrativas están en vigor, y ninguna de ellas vence antes del año 2010. Como excepción existe una parcela en el puerto de Barcelona en la que se ha construido una sección de gasoducto, cuya concesión venció en el año 2001 y para la que ya se ha obtenido su renovación hasta el año 2029.

En la siguiente tabla se describe la capacidad actual de las tres plantas de regasificación existentes, en función de sus parámetros básicos: los muelles de atraque de buques metaneros, los tanques de almacenamiento de GNL, la capacidad de los equipos de regasificación y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélites.

Capacidad actual de las plantas de regasificación de ENAGAS

Planta de regasificación	Capacidad de almacenamiento m ³ GNL	Capacidad de vaporización m ³ (n)/h	Días de autonomía (*)	Capacidad de atraque m ³ GNL	Capacidad carga cisternas camiones / día
Barcelona	2x40.000	600.000 (a 72 bar)	4,5	80.000	45
	2x80.000	600.000 (a 45 bar)			
	TOTAL 240.000	TOTAL 1.200.000			
Huelva	100.000	400.000 (a 72 bar)	8	140.000	45
	60.000	50.000 (a 16 bar)			
	TOTAL 160.000	TOTAL 450.000			
Cartagena **	55.000	450.000	8	140.000	45
	105.000				
	TOTAL 160.000				
Total	560.000	2.100.000	6		135

(*) Los días de autonomía se calculan como los días que, regasificando al máximo de capacidad, se tarda en consumir el gas de los tanques llenos, descontando el mínimo de llenado (10%)

(**) Datos de abril 2002

Fuente: ENAGAS.

La capacidad del muelle de atraque, que indica el tamaño de los buques que pueden descargar (medido en m³ de GNL), puede limitar el tipo de aprovisionamiento. En este momento, y hasta que se construye el nuevo atraque, en la planta de Barcelona no pueden descargarse buques grandes, generalmente vinculados a aprovisionamientos de larga distancia.

Los tanques de GNL se diseñaron de acuerdo a las necesidades de cada momento. El pequeño tamaño de los tanques más antiguos se debe a que los primeros aprovisionamientos libios y argelinos se transportaban en barcos pequeños de capacidad entre 25.000 y 38.000 m³ de Barcelona.

Las plantas de Cartagena y de Huelva tienen capacidad para descargar grandes buques metaneros.

La legislación establece que el peaje del servicio de regasificación incluye el derecho al uso de un almacenamiento operativo de GNL en planta equivalente a 10 días de la capacidad de regasificación contratada (transitoriamente, se limita este derecho a 5 días de almacenamiento hasta el 1 de enero de 2004). Los días de autonomía de las plantas de GNL están actualmente entre 4,5 y 8 días. Para cumplir el requisito de 10 días de capacidad de almacenamiento en el año 2004, será preciso aumentar la capacidad de almacenamiento en todas las plantas, incluso sin considerar los incrementos previstos de la demanda.

La presión máxima de emisión de las plantas de regasificación es de 72 bar.

La Planta de Barcelona emite como máximo 600.000 m³ a 72 bar y además emite como máximo otros 600.000 m³ a 45 bar al anillo de Barcelona.

Por otra parte, la Planta de Huelva emite como máximo 500.000 m³ a 16 bar a la red local de distribución de Huelva.

El grado de utilización de las plantas de regasificación de ENAGAS ha sido en los últimos años el siguiente:

PLANTA DE BARCELONA

	1998	1999	2000	2001
Nº ATRAQUES INCLUIDOS TRASVASES	145	210	188	207
PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	49.441	58.203	59.531	60.857
FACTOR DE UTILIZACIÓN	43%	51%	52%	53%
Nº DE CISTERNAS CARGADAS	4.644	7.569	8.765	7.825

PLANTA DE HUELVA

	1998	1999	2000	2001
Nº ATRAQUES INCLUIDOS TRASVASES	7	43	100	94
PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	2.193	6.720	24.359	31.253
FACTOR DE UTILIZACIÓN	5%	15%	53%	68%
Nº DE CISTERNAS CARGADAS	4.303	6.640	7.597	6.583

PLANTA DE CARTAGENA

	1998	1999	2000	2001
Nº ATRAQUES INCLUIDOS TRASVASES	77	92	105	89
PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	16.250	16.848	19.778	24.874
FACTOR DE UTILIZACIÓN	100%	100%	100%	81%
Nº DE CISTERNAS	2.425	3.994	7.585	9.028

Fuente: ENAGAS S.A.

A continuación se describen en detalle las tres plantas de regasificación:

Planta de Regasificación de Barcelona

En operación desde 1969, la planta de regasificación de Barcelona ocupa un área aproximada de 155.000 metros cuadrados en el puerto de Barcelona. La planta tiene capacidad autorizada para regasificar 600.000 m³(n)/hora a una presión de 45 bares y 600.000 m³(n)/hora a 72 bares. Además la planta posee una capacidad de almacenamiento de 240.000 m³, con dos tanques de 40.000 m³ y otros dos de 80.000 m³. El muelle tiene capacidad para barcos con capacidad de 80.000 m³. Asimismo existe un muelle de carga para cisternas de gas licuado en tres cargaderos distintos con capacidad para cargar 45 cisternas al día.

En consonancia con el crecimiento del mercado de gas natural en España la planta de Barcelona ha ido incrementando su capacidad a lo largo del tiempo. La evolución de las instalaciones se puede resumir en lo siguiente:

- 1969: construcción inicial de la planta con dos tanques de 40.000 m³ y dos unidades de fraccionamiento de 120.000 m³(n)/hora a 35 bares.
- 1975: Se añade un tanque de 80.000 m³ y tres vaporizadores de agua de mar de 75.000 m³(n)/hora a 35 bares.
- 1981: Se incorpora otro tanque de 80.000 m³, cuatro vaporizadores de agua salada de 150.000 m³(n)/hora y vaporizadores sumergidos de combustión de 75.000 m³(n)/hora, cada uno a 75 bares.
- 1996: Incorporación de dos vaporizadores de agua salada a 150.000 m³(n)/hora a 35-45 bares para reemplazar las unidades de fraccionamiento.

La producción de la planta de Barcelona es empleada para ajustar las oscilaciones diarias en la demanda de la zona este de España.

Planta de Regasificación de Huelva

La planta de regasificación de Huelva ocupa una superficie de aproximadamente 141.000 m² a la entrada del puerto de Huelva, junto a la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel.

La planta posee una capacidad autorizada para regasificar 50.000 m³(n)/hora a una presión de 16 bares y 400.000 m³(n)/hora a 72 bares. Asimismo la planta tiene capacidad para almacenar un total de 160.000 m³, con un tanque de 60.000 m³ y otro de 105.000 m³. Los muelles pueden atracar y recibir barcos con una capacidad de 140.000 m³. Asimismo existe un cargadero de cisternas con capacidad para 45 cisternas al día.

La evolución de las instalaciones se resume a continuación:

- 1988: Construcción inicial de la planta con un tanque de 60.000 m³, un vaporizador de intercambio de agua de 50.000 m³(n)/hora y un vaporizador de combustión sumergida de 50.000 m³(n)/hora a 50 bares.
- 1992: Se incorporó un tanque de almacenamiento con 100.000 m³ de capacidad, dos vaporizadores de agua salada de 165.000 m³(n)/hora cada uno, un vaporizador de intercambio de 75.000 m³(n)/hora y dos vaporizadores de combustión sumergida de 100.000 y 165.000 m³(n)/hora.
- 1996: Ampliación del área de atraque para acomodar barcos de hasta 140.000 m³ de capacidad.

Planta de Regasificación de Cartagena

La planta de regasificación de Cartagena tiene una superficie aproximada de 100.000 metros cuadrados en el puerto de Escombreras.

La planta tiene una capacidad autorizada para regasificar 450.000 m³(n)/hora bajo condiciones normales y hasta 600.000 m³(n)/hora en su máximo a 72 bares. Asimismo la planta tiene una capacidad de almacenamiento total de 160.000 m³, con un tanque de 55.000 m³ y otro de 105.000 m³. Los muelles tienen capacidad para barcos de hasta 140.000 m³ de capacidad. Existe un muelle de atraque para cisternas con tres cargaderos con capacidad total de 45 cisternas al día.

La evolución de las instalaciones se resume a continuación:

- 1988: construcción de la planta con un tanque de 55.000 m³ dos vaporizadores (uno de 25.000 m³(n)/hora a 16 bares; otro de 19,500 m³(n)/hora a 50 bares), y dos vaporizadores de combustión sumergida (uno de 25.000 m³(n)/hora a 16 bares; otro de 19,500 m³(n)/hora a 50 bares).
- 1997: Aumento de la capacidad de regasificación a 150.000 m³(n)/hora con el aumento de un vaporizador de agua salada y otro vaporizador de combustión sumergida.
- 2000-1: Aumento de la capacidad de atraque para poder albergar metaneros de hasta 140.000 m³ de capacidad, así como la incorporación de dos vaporizadores de agua salada y dos vaporizadores de combustión sumergida.
- Abril 2002: Aumento capacidad de almacenamiento con la entrada en servicio de un nuevo tanque de 105.000 m³.

IV.3.1.2 Competencia

Actualmente, ENAGAS es el único proveedor de servicios de regasificación en España y en consecuencia controla todos los puntos de entrada de GNL al mercado español.

No obstante, con el propósito de acomodar el incremento esperado en futuros suministros de GNL al mercado de la península ibérica, terceras partes tienen prevista la construcción de nuevas infraestructuras de GNL. Es de destacar que la construcción de instalaciones de regasificación es una actividad libre, para la cual basta la autorización del Ministerio de Economía. Una breve descripción de dichos planes se detalla a continuación:

- **Bilbao.** British Petroleum, Repsol-YPF, Iberdrola y EVE (Ente Vasco de Energía) están construyendo una terminal de GNL en Bilbao al norte de España para importar GNL de Trinidad y Tobago. La capacidad inicial de regasificación de esta planta será de 2,7 bcm al año, con posibilidad de aumentar dicha capacidad hasta 6 bcm. La planta se espera que se encuentre operativa en el segundo semestre de 2003.
- **El Ferrol.** Otra planta de regasificación está proyectada en El Ferrol (Galicia). En Julio 2000 un consorcio llamado Reganosa, formado por la Xunta de Galicia, Sonatrach, Unión Fenosa, Endesa, Caixa Galicia y el grupo industrial Tojeiro, firmaron un acuerdo para la construcción de esta planta que tendrá una capacidad inicial anual de 2,5 bcm, capacidad que podría ser doblada en un futuro. Debido a la participación de Sonatrach en el proyecto es razonable pensar que una parte importante del gas regasificado en esta planta proceda de Argelia
- **Valencia.** Diversas sociedades, lideradas por Unión Fenosa tienen proyectada la construcción de una planta de regasificación en Sagunto que, con una capacidad aproximada de 5,5 bcm anuales, se utilizaría en gran medida para el suministro a las centrales de ciclo combinado que están proyectadas en sus cercanías. Está previsto que una gran parte del GNL a regasificar proceda de Egipto.

Estos proyectos no están sometidos a procedimiento alguno de concurso.

Cuando se completen estas nuevas plantas de regasificación competirán directamente con las plantas de regasificación de ENAGAS existentes. ENAGAS está estudiando, dada la considerable experiencia y know-how acumulado, en el diseño, construcción, mantenimiento, operación y expansión de plantas de regasificación, en la posibilidad de convertirse en operadora (sin propiedad) de alguna de esas plantas, obteniendo la correspondiente contraprestación por tales servicios.

IV.3.2. Transporte

IV.3.2.1. Instalaciones propiedad de ENAGAS.

Durante 2001 se incorporaron 540 km. de nuevos gasoductos que hacen que el sistema de gasoductos de transporte propiedad y que opera ENAGAS alcanzase, a 31 de diciembre, una longitud total de 6.123 km. quedando constituida como sigue:

Sistema 80 bar

Lo componen los siguientes gasoductos que pueden operar a una presión máxima de 80 bar:

- Gasoducto Larrau-Calahorra, puesto en servicio en 1993, con diámetro 26". Conexión internacional
- Gasoducto Magreb-Europa, que en su paso por España está compuesto por los tramos de Cruce del estrecho de Gibraltar (aguas territoriales españolas) formado por un doble gasoducto de diámetro 22" (con presión máxima de diseño de 155 bar), Tarifa-Córdoba en 48" y 36", Córdoba-Frontera portuguesa en 32" y 28", en operación desde 1996
- Córdoba-Jaén-Granada, en operación desde 1996, de diámetros 16", 12" y 10"
- Gasoducto Tuy-Villalba-Llanera, puesto en servicio en 1998 y de diámetro 20". Conexión internacional
- Gasoducto Ruta de la Plata, formado por los tramos Almedralejo-Salamanca-Zamora (26"), Zamora-Benavente-León (20"), en operación desde 1998, y León-Oviedo (20"), en operación desde 2000
- Gasoducto Villamañán-Ponferrada, con diámetro 16" y puesto en servicio en dic-2001
- Granada-Motril, en operación desde mar-2001, de diámetro 10"

El Sistema de 80 bar se alimenta desde las conexiones internacionales de Lacal (Francia) y Tarifa (GME).

Sistema 72 bar

Está integrado por los gasoductos en transporte que pueden operar a una presión máxima de 72 bar, entre los que se incluyen:

- Gasoducto Barcelona-Bilbao-Valencia (Paterna), en operación desde 1979, con diámetros 24", 26" y 30", incluyendo los tramos Bermeo-Lemona (16") y Calahorra-Pamplona (8")
- Gasoducto Serrablo-Zaragoza, en operación desde 1984, de diámetros 26" y 20". Incluye los tramos Huesca-Barbastro-Monzón (6") y Monzón-Alfarrás (12"), puestos en servicio en 1997 y 1998, respectivamente
- Gasoducto Haro-Burgos-Madrid, en operación desde 1986, con diámetros 26", 20" y 16", incluyendo los tramos Lerma-Palencia-Valladolid (12"), también en operación desde 1986, Aranda-Valladolid-Zamora (20"), en operación desde 1997-1998 y Aranda-Soria-Almazán (12", 10", 6"), en operación desde 2001
- Gasoducto Burgos-Santander-Asturias, en operación desde 1988, con diámetros 16" y 12", incluyendo el tramo Villapresente-Laredo (12"), en operación desde 2001
- Gasoducto Huelva-Sevilla, en operación desde 1988 con diámetro 20", incluyendo el tramo Almonte-Marismas (8")
- Gasoducto Sevilla-Madrid, puesto en operación en 1991, con diámetro 26", que incluye el Ramal a Talavera (8")
- Gasoducto Valencia-Alicante (Paterna-Onteniente). Formado por un primer gasoducto de diámetro 20" en servicio desde 1995, cuyo desdoblamiento en 24" fue puesto en operación en jun-2001
- Gasoducto Onteniente-Orihuela-Planta Cartagena, puesto en servicio en 1997 y 1998, de diámetro 30", que incluye el Ramal Bañeras-Caudete (12").

El Sistema de 72 bar se alimenta desde las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena, los yacimientos del Valle del Guadalquivir, y los almacenamientos subterráneos de Serrablo y Gaviota.

Los principales gasoductos de transporte puestos en servicio durante el ejercicio 2001 son los siguientes:

PUESTAS EN GAS AÑO 2001

GASODUCTO	DIÁMETRO	LONG. Km	FECHA	Nº POS.	Nº ERM'S	SALIDAS DIRECTAS
Villapresente-Camargo	12"	26	26-feb	4	1	1
Camargo-Gajano	12"	16	29-oct	6	1	2
Granada-Motril	10"	76	09-mar	6	2	1
Ramal Vilches	6"	23	14-jun	2	1	-
Chilches-Segorbe	8"/6"	17	12-mar	2	1	-
Dblo. Valencia-Alicante	24"	91	26-jun	8	-	-
Rivas-Loeches-Alcalá Fase I	20"	12	25-jul	3	1	-
Rivas-Loeches-Alcalá Fase II	12"/8"	20	10-oct	3	2	-
Aranda-Soria	12"	114	29-ago	6	3	-
Ramal Almazán	6"	26	03-sep	1	1	-
Ramal de Soria	10"	10	25-sep	1	1	1
Colmenar-Alpedrete	16"	27	20-dic	2	1	-
Villamañán-Ponferrada	16"	83	13-dic	4	3	1
TOTAL		540		48	18	6

Fuente: ENAGAS

Para incrementar la capacidad de transporte se dispone de las estaciones de compresión de Tivissa, Haro, Arbós, Sevilla, Algete, Almodóvar, Almendralejo, Zamora y Paterna. Esta última se incorporó el 27-julio de 2001. La Estación de Compresión de Paterna incrementa la capacidad del tramo Murcia-Tivissa, dando salida, en operación normal, a la producción de la planta de Cartagena.

La utilización de las estaciones de compresión ha sido la siguiente:

Estaciones de compresión

Estación	Año 2000			Volumen comprimido Millones m ³ (n)	Año 2001	
	Volumen comprimido Millones m ³ (n)	Nº horas en Operación	Factor de Utilización % (*)		Nº horas en operación	Factor de Utilización % (*)
Bañeras	517	735	8,4	296	857	9,8
Tivissa	844	3.264	37,3	556	2.313	26,4
Haro	1.860	6.921	79,0	1.121	4.365	49,8
Algete	1.421	7.502	85,6	1.032	6.061	69,2
Almodovar	3.297	8.720	99,5	3.072	8.737	99,7
Sevilla	691	2.722	31,1	1.546	5.710	65,2
Almendralejo	3.678	7.327	83,6	3.344	7.202	82,2
Zamora	1.299	5.125	58,5	1.376	5.399	61,6
Paterna	En fase de construcción			0	0	0,0

(*) N° de horas trabajadas dividido por n° de horas anuales.

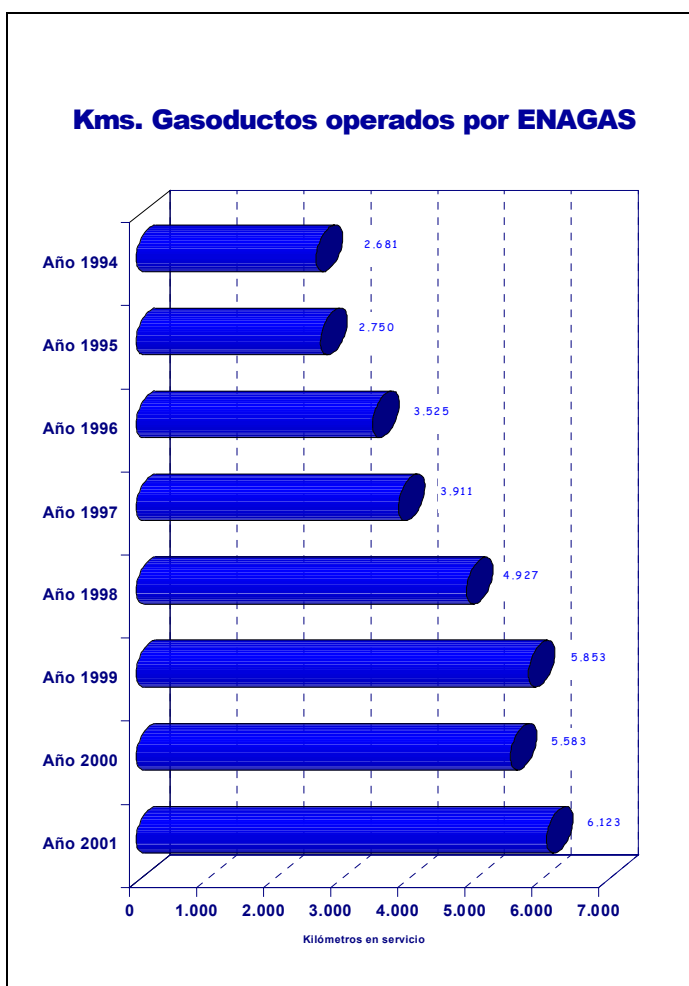
El Centro Principal de Control de ENAGAS, situado en Madrid, ejerce la supervisión y control general sobre la red de transporte. El sistema de supervisión y control se completa con el Centro de Control y Atención de Urgencias situado en Barcelona y con el Centro de Control de Distribución en Madrid, que son operados por el Grupo Gas Natural y que controlan la red de distribución y garantizan el suministro de gas de alta calidad.

Los centros mencionados supervisan, en tiempo real, el funcionamiento de toda la red de gas y se anticipan a los problemas de suministro que pudieran existir.

En abril-2001 se llegó a un acuerdo operativo con Transgas para la utilización conjunta de los turbocompresores de Almendralejo, en el que se determinó mantener la presión de aspiración en 50 bar y la presión de impulsión en 80 bar tanto hacia la Ruta de la Plata como hacia Portugal, abandonando los 84 bar de impulsión hacia la frontera portuguesa. Este acuerdo se hizo efectivo a partir de oct-2001 y permite una explotación más racional del conjunto de turbocompresores de Almendralejo.

Situados a lo largo del sistema, se encuentran 28 centros de mantenimiento, operación y control (CMOCS) y 11 destacamentos, que se encargan de las labores de operación, mantenimiento, vigilancia, inspección y control del mismo. Dos de estos, los Destacamentos de Soria y Ponferrada, se han incorporado durante 2001.

En el gráfico adjunto se presenta la evolución de los gasoductos en servicio en los diferentes años.



Los gasoductos de ENAGAS están amparados por los derechos de servidumbre legales necesarios para su construcción, operación y mantenimiento. En cuanto a las Estaciones y Centros de mantenimiento, están mayoritariamente construidas en terrenos propiedad de ENAGAS.

Una vez que se ha obtenido la autorización administrativa para construir el gasoducto, ENAGAS expropia los bienes y derechos afectados por la construcción del gasoducto (servidumbre de acceso y paso y derecho de ocupación temporal). Una vez construido el gasoducto, ENAGAS goza de las citadas servidumbres y derechos para controlar, mantener y reparar el gasoducto y las instalaciones.

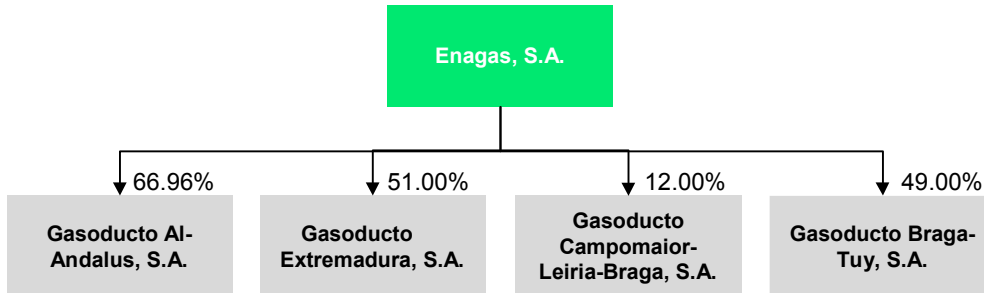
IV.3.2.2 Otras Actividades de transporte

El 19 de noviembre de 1994 ENAGAS llegó a un acuerdo con la sociedad portuguesa de transporte de gas Transgas, S.A., perteneciente al grupo Galp Energia, SGPS, en virtud del cual se establecían las líneas fundamentales para la construcción de cuatro gasoductos de transporte conjunto, que conectando con el Gasoducto del Magreb, transportan gas natural a los mercados español y portugués. Este acuerdo se complementó con un Acuerdo de Socios, de 16 de octubre de 1995, a cuyo tenor se definen, entre otras cuestiones, el esquema societario de las cuatro sociedades que operan los cuatro gasoductos, el sistema de adopción de acuerdos, el capital social y los beneficios. Así en virtud de los mencionados acuerdos, los derechos de uso de los gasoductos se cedieron a las cuatro sociedades que se mencionan a continuación, siendo la propiedad del gasoducto en España de ENAGAS y la propiedad del gasoducto en Portugal de TRANSGAS.

Finalmente, existen una serie de contratos de transporte y de operación y mantenimiento para cada uno de los tramos de gasoducto de titularidad conjunta.

. La participación de ENAGAS en estas compañías se refleja en el siguiente cuadro:

COMPAÑÍAS DE TRANSPORTE PARTICIPADAS POR ENAGAS



NOTA: Los porcentajes del cuadro se refieren a participación de ENAGAS en el capital social de las compañías de transporte.

Al-Andalus

Los derechos de uso del gasoducto Al-Andalus, de 277 kilómetros que conecta Tarifa y Córdoba, son de la compañía "Gasoducto Al Andalus S.A.". Esta entidad es propiedad de ENAGAS con un 66.96%, y Transgas, S.A., con el 33.04% restante. La capacidad de transporte está reservada proporcionalmente para cada compañía. Este gasoducto fue construido en 1996 y tienen un diseño de presión de 80 bares.

Extremadura

Los derechos de uso del gasoducto de Extremadura, de 250 km y que conecta Córdoba con Campo Mayor (Portugal), son propiedad de la compañía "Gasoducto Extremadura, S.A.". Esta entidad propiedad de ENAGAS con un 51%, y Transgas, S.A., con el restante 49%. ENAGAS y Transgas tienen una capacidad reservada de este gasoducto de 41% y 59% del total, respectivamente. Este gasoducto fue construido en 1997 y tiene un diseño de presión de 80 bar.

Campo Maior-Leiria-Braga

Los derechos de uso de este gasoducto, que se extiende por el centro de Portugal, están repartidos entre ENAGAS y Transgas de acuerdo con su participación en el accionariado de Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., siendo del 12% y 88%, respectivamente.

Braga-Tuy

El derecho de uso de este gasoducto que atraviesa el norte de Portugal conectando con la red española en Galicia está dividido entre ENAGAS y Transgas, siendo del 90% y 10%, respectivamente.

De conformidad con los acuerdos entre TRANSGAS y ENAGAS, la participación societaria y financiera en cada una de las sociedades conjuntas es proporcional a la reserva de capacidad de transporte ostentada por cada socio, en cada tramo de gasoducto conjunto, con una condición: la mayoría en el capital debe ser siempre del socio anfitrión. Por ello en la Sociedad Gasoducto Braga-Tuy, ENAGAS tiene el 90 % de la capacidad de transporte y TRANSGAS tiene el 10%, pero las participaciones en capital social son TRANSGAS 51% y ENAGAS 49%.

El mismo esquema se repite en la Sociedad Gasoducto de Extremadura donde pese a que TRANSGAS tiene un porcentaje superior en la capacidad de transporte, las participaciones accionariales son ENAGAS 51% sociedad anfitriona y TRANSGAS 49%.

IV.3.2.3 Competencia

Aunque no existen limitaciones legislativas en la entrada al negocio de servicios de transporte en España, la construcción de una red de gasoductos que compita con los existente requeriría una importante inversión de capital y la aprobación de las autoridades competentes.

En la actualidad, sólo Gas de Euskadi, S. A., sociedad participada por Gas Natural en un 20,5%, posee gasoductos de alta presión, si bien discurren por zonas distintas de los gasoductos de ENAGAS, por lo que no puede hablarse propiamente de competencia.

La posibilidad de entrada de competidores en el mercado de ENAGAS dependerá de factores como el marco regulatorio en el futuro, el incremento en la demanda de gas e inversiones suficientes en la infraestructura de distribución para dar salida al incremento de capacidad del sistema de transporte.

No obstante otros operadores pueden ser capaces de competir con ENAGAS por el desarrollo de la red necesario para alcanzar el crecimiento de demanda en el mercado de gas natural. Si los nuevos entrantes pueden ofrecer menores costes de inversión y de otro tipo, otras empresas distintas de ENAGAS pueden obtener la aprobación de las autoridades para la construcción de nuevos gasoductos.

En concreto, están anunciados diversos proyectos de construcción de gasoductos de transporte que, en su caso, habrán de ser sometidos a concurso en la medida en que se integren en la planificación obligatoria.

En el momento actual, no existen aún concursos convocados para la construcción de redes de transporte.

IV.3.3. Almacенamientos Subterráneos

IV.3.3.1 Actividades

La Ley de Hidrocarburos española requiere que los transportistas de gas natural, comercializadores y consumidores cualificados mantengan en reserva el equivalente de al menos 35 días del consumo en firme, con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro. Este volumen de gas únicamente se puede almacenar de una forma económicamente rentable en una estructura subterránea.

De acuerdo con lo anterior, los almacenamientos subterráneos son instalaciones necesarias para el sistema gasista, existiendo en la actualidad diversos estudios de ENAGAS para aumentar la capacidad de almacenamiento

ENAGAS gestiona en España la capacidad de los dos almacenamientos subterráneos existentes..

Adicionalmente existe capacidad de almacenamiento en múltiples tanques criogénicos en las plantas de regasificación y en los gasoductos en sí, pero estos almacenamientos tienen una finalidad operativa más que estacional / estratégico.

Este apartado se centra en los almacenamientos subterráneos de ENAGAS, que actualmente tienen dos propósitos principales:

- Como reservas estratégicas para cubrir la falta de gas en caso de desabastecimiento o de avería en alguna de las instalaciones, y
- Como almacenamiento modular para cubrir el exceso o déficit del balance entre la oferta y la demanda.

En el futuro, la continua liberalización del mercado debería incrementar la introducción de aspectos comerciales como la compra spot, almacenamiento virtual, trading, swaps y pasos internacionales.

ENAGAS almacena gas para atender a la modulación del mercado regulado y tiene gas alquilado a Gas Natural para cumplir su obligación de reservas estratégicas. Al mismo tiempo, alquila la capacidad existente a los sujetos con derecho de acceso tanto para mantener las reservas estratégicas como para cualquier otro propósito.

Las instalaciones de almacenamiento de ENAGAS consisten en dos yacimientos de gas natural, Serrablo y Gaviota. El yacimiento de Serrablo se localiza en Sabiñánigo (Huesca), y el de Gaviota es una plataforma situada a 8 km de la costa en Bermeo (Vizcaya) conectado por un gasoducto a una planta situada en el cabo de Machicaco, cerca de Bermeo. Las instalaciones de Serrablo son propiedad y están operadas por ENAGAS, mientras que la instalación de Gaviota es propiedad y está

operada por el Grupo Gaviota, en el que el Grupo Repsol-YPF tiene una participación del 82%, pero es alquilada a ENAGAS de acuerdo con un acuerdo formalizado en 1993 y válido hasta 2018. En virtud del mencionado contrato, ENAGAS paga al Grupo Gaviota un importe de 25.689.232 euros por el alquiler y mantenimiento de la capacidad de almacenamiento.

Las instalaciones del almacenamiento subterráneo de Serrablo se asientan sobre terrenos sujetos a concesión administrativa otorgada el 6 de septiembre de 1995 por un periodo de 30 años.

ENAGAS dispone de una capacidad adicional de almacenamiento de 560.000 m3 en los diferentes tanques criogénicos situados en las plantas de regasificación, que, unida a la capacidad de almacenamiento de los gasoductos, ayuda a ENAGAS a acomodarse a los requisitos operativos del sistema exigidos en cada momento.

La siguiente tabla muestra las características de ambos almacenamientos.

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL

	Capacidad de almacenamiento			Capacidad de vehiculación	
	Gas Inmovilizado	Gas disponible	Mm3 (n)	Inyección	Extracción
			Gas Total		
Serrablo (Aurín y Jaca)*	280	775	1.055	3,9	4,6
Gaviota	1.135	1.347	2.482	4,5	5,7
TOTAL	1.415	2.122	3.537	8,4	10,3

* Capacidad de inyección/extracción disponible a partir de junio 2002

Fuente: ENAGAS.

En un almacenamiento sólo es computable el gas útil, máximo volumen de gas que puede llegar a extraerse cuando el almacenamiento está lleno, y que dependerá de las características de cada almacenamiento, suponiendo, en el caso de Gaviota, del orden de un tercio del gas total.

El gas colchón es un inmovilizado que sólo se podrá recuperar, en parte, cuando se dé por finalizada la explotación del almacenamiento.

Los almacenamientos de Serrablo y Gaviota se utilizan como reguladores de la estacionalidad de la demanda, inyectando gas en verano y extrayendo en invierno según las necesidades, de forma que algunos inviernos, hacia finales de marzo se vacía de gas útil.

En el siguiente cuadro se resume la utilización de los almacenamientos subterráneos durante los años 2000 y 2001.

GAS ÚTIL	Año 2000		Año 2001	
	GWh	%	GWh	%
Máximas existencias	27.148	100	24.477	97
Mínimas existencias	16.152	64	14.889	59

IV.3.3.2 Competencia

La competencia en el negocio de almacenamientos es teóricamente posible desde el punto de vista normativo. No obstante, se prevé muy limitada en la práctica porque la inversiones necesarias para encontrar una estructura adecuadas son significativas, y las probabilidades de éxito escasas. ENAGAS cuenta con una ventaja competitiva a este respecto, por su experiencia y know-how en este tipo de explotaciones.

IV.3.4. GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

IV.3.4.1 Actividades

ENAGAS, como transportista principal, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el R.D.-L 6/2000. En el papel de ENAGAS como gestor técnico del sistema sus obligaciones incluyen coordinar el desarrollo, operación y mantenimiento de la red básica y de transporte secundario, supervisando la seguridad del suministro de gas natural (niveles de almacenamiento y planes de emergencia), llevar a cabo planes para el futuro desarrollo de las infraestructuras gasistas y controlar el acceso de terceras partes a la red. ENAGAS posee una avanzada red de sistemas que permiten el análisis de la calidad, presión, temperatura y volumen de gas natural transportado por el sistema.

El artículo 64 de la Ley del Sector de Hidrocarburos establece las principales funciones del **Gestor Técnico**, las cuales pueden resumirse como sigue:

- Controlar la garantía de abastecimiento a corto/medio plazo.
- Prever a corto/medio plazo la utilización de instalaciones del sistema y las reservas de gas, según las previsiones de demanda.
- Impartir las instrucciones necesarias para la explotación del sistema de gas natural y su transporte de forma fiable y segura.
- Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones.
- Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema, así como los planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.
- Impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte y conexiones internacionales
- Proponer al Ministerio de Economía el desarrollo de la Red Básica y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos.
- Proponer al Ministerio de Economía los planes de emergencia que considere necesarios.
- Dar las órdenes oportunas para que las empresas titulares de redes de transporte y almacenamientos operen sus instalaciones de modo que se asegure el suministro en condiciones adecuadas.
- Gestionar las entradas de gas en las conexiones internacionales y las salidas de las plantas de regasificación, de los yacimientos y de los almacenamientos.
- Controlar las salidas de gas natural a los consumidores cualificados y a las empresas distribuidoras.
- Control de los almacenamientos.
- Efectuar el cálculo del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista, con inclusión de sus existencias operativas y estratégicas.

Las normas de gestión técnica del sistema, cuyo objeto es garantizar el correcto funcionamiento del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro del gas, se desarrollan siguiendo las líneas y criterios básicos establecidos en el Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto de 2001. Estas normas son propuestas por el Gestor Técnico del Sistema en colaboración con los diferentes agentes del sistema Gasista y su aprobación corresponde, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, al Ministro de Economía.

Las actividades incluidas en el ámbito de aplicación de las normas son:

- La regasificación incluyendo la recepción, almacenamiento y regasificación de GNL, así como la carga de GNL en cisternas.

- El transporte de gas natural por los gasoductos de transporte primario y secundario
- El almacenamiento de gas en almacenamientos subterráneos, incluyendo la inyección y extracción en los mismos.
- La distribución por las redes de distribución, incluyendo las alimentadas por plantas satélites de GNL.
- La comercialización en relación con el derecho de acceso a las instalaciones, por parte de los comercializadores y clientes cualificados.

Los aspectos que regulan las normas y que permiten garantizar el correcto funcionamiento del Sistema gasista, son:

- Obligaciones, derechos y relaciones entre los sujetos del Sistema gasista
- Planificación del Sistema Gasista
- Predicción de la demanda de gas
- Acceso de terceros al sistema gasista distinguiendo entre:
 - Reservas de capacidad
 - Programaciones
 - Nominaciones, renominaciones y calendario de las mismas
 - Mediciones
 - Repartos y balances de gas
- Operación del Sistema
- Situaciones de emergencia
- Mecanismos de comunicación

Planificación de la demanda

La importancia de una previsión de la demanda surge con un triple objetivo:

1. optimización de la planificación
2. optimización de la programación
3. optimización de la operación

Una buena predicción de la demanda permite gestionar eficazmente los aprovisionamientos, medios de producción e infraestructuras de transporte.

En el ejercicio 2001 ENAGAS disponía de tres herramientas de predicción de demanda:

- ✓ **PATRONES:** Facilita predicciones diarias de la demanda convencional de cada uno de los puntos de entrega de ENAGÁS (más de 200), de la Red de 45 y de la Red Básica de Gasoductos. El horizonte de predicción es de 18 meses y no contempla el efecto de las temperaturas, es decir, cada predicción se ha de interpretar en el supuesto de temperaturas 'normales' para la época y zona geográfica. Esta herramienta se utiliza en la Dirección de Operación para las simulaciones que dan soporte a los planes estratégicos, la programación anual y la elaboración de los planes de operación, y está siendo revisada y mejorada en profundidad.
- ✓ **DELFO:** Facilita predicciones diarias de la demanda convencional del gas de emisión de 12 tramos del gasoducto (posteriormente desagregadas en posiciones), la Red de 45 y la Red Básica de Gasoductos. El horizonte de predicción es de 10 días y cuantifica el efecto de la temperatura. Esta herramienta se utiliza principalmente en el Centro Principal de Control (C.P.C.) para la elaboración de planes de operación.

- ✓ **AUGUR:** Facilita predicciones horarias de la demanda diaria con horizonte 1 día. Sus predicciones se actualizan cada hora con la última información de demanda procedente del sistema de control y adquisición de datos (Scada). Esta herramienta se utiliza fundamentalmente en C.P.C. para confirmar, con la última y más reciente información horaria de la demanda real, que las consignas de producción y transporte se mantienen adecuadas y/o corregirlas para que se ajusten a las variaciones reales del mercado. Contempla la influencia en la demanda de las temperaturas máximas y mínimas previstas para el día en cuestión por el Instituto Nacional de Meteorología (INM).

Control de calidad

La calidad del gas natural es controlada por cromatógrafos estratégicamente situados a lo largo de las distintas redes de distribución, en conexiones internacionales (Alçay, Tarifa y Badajoz), en plantas de regasificación y en los almacenamientos de Serrablo y Gaviota. El número de cromatógrafos fue de 48 a finales de 2001.

ENAGAS es asimismo responsable de la odorización que se realiza de acuerdo con la recomendación RS-T-01.91 realizada por Sedigás para el sector. El gas se odora en los puntos de emisión (yacimientos de gas y plantas de regasificación) así como en los puntos de salida.

IV.3.4.2. Competencia

Por su propia definición, la función de Gestor Técnico del Sistema ha sido asignada en exclusiva a ENAGAS por el Legislador, con lo que no es susceptible de competencia.

IV.3.5. Compraventa de Gas para el Mercado a Tarifa

ENAGAS es la única transportista que hasta la fecha adquiere gas natural para su posterior suministro a los consumidores a tarifa. A estos efectos, ENAGAS, alcanzó en el año 2001 un acuerdo con sociedades del grupo Gas Natural, en virtud del cual Gas Natural suministrará el gas a ENAGAS del contrato que su filial SAGANE tiene suscrito con SONATRACH (Gas de Argelia) (que en virtud de la Orden de 28 de junio de 2001 se asignó en un 75% a ENAGAS), que podrá ser complementado con GNL procedente de otros contratos que otras sociedades del Grupo Gas Natural tienen con Argelia, Libia y Trinidad y Tobago, que se descargarán en las plantas de regasificación adecuándose a las programaciones

El acuerdo con el grupo Gas Natural está previsto que se mantenga mientras la legislación obligue a ENAGAS a suministrar al mercado a tarifa, y tiene total flexibilidad para que se retiren las cantidades necesarias para el mismo.

En consecuencia, el mencionado contrato garantiza a ENAGAS el suministro al mercado de tarifa.

La parte del gas que ENAGAS adquiere para el suministro del mercado a tarifa en forma de GNL es regasificado en sus propias instalaciones y transportado por su Red de gasoductos, hasta la salida de la misma. En tales puntos, ENAGAS transmite el gas a las distribuidoras conectadas a sus redes o a otros transportistas. El precio de cesión viene determinado reglamentariamente, y parte del coste medio de la materia prima (cmp) que es, precisamente, el precio de adquisición por parte de ENAGAS. A ello se añade un componente que refleja el coste de la actividad de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión asociadas al suministro al mercado a tarifa.

Desde enero de 2003, todos los consumidores tendrán la opción de elegir su suministrador de gas y por lo tanto el mercado a tarifa se espera que migre de manera gradual hacia el mercado liberalizado. A medida que el mercado a tarifa disminuya en importancia también disminuirán las ventas de gas al mercado a tarifa.

Kw/hora

	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>%</u> <u>2000/1999</u>	<u>%</u> <u>2001/2000</u>
<u>MERCADO A TARIFA</u>					
Grupo Gas Natural	158.905	159.595	111.347	0,43	-30,23
Resto distribuidoras ajenas	15.712	18.371	19.451	16,92	5,88
TOTAL MERCADO A TARIFA	174.617	177.966	130.798	1,92	-26,50
<u>MERCADO LIBERALIZADO</u>					
		18.753	80.944		331,62
TOTAL VENTAS	174.617	196.719	211.742	12,66	7,64

IV.3.6. Descripción de ingresos y gastos

IV.3.6.1. Ingresos

Los ingresos a percibir por ENAGAS por el desarrollo de sus actividades gasistas, están regulados de acuerdo con lo establecido por la Ley 34/1998 y los posteriores desarrollos reglamentarios.

La Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos establece, en el capítulo VII del título IV, los criterios y principios básicos del régimen económico del sector del gas natural. Estos aspectos económicos han sido modificados y desarrollados posteriormente a través de dos Reales Decretos y 3 Ordenes Ministeriales:

- *Real Decreto-Ley 6/2000*, de 23 de junio de 2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia
- *Real Decreto 949/2001* de 3 de agosto en el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un régimen económico integrado del sector del gas natural
- *Orden ECO/301/2002* de 15 de febrero de 2002, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
- *Ordenes ECO/302/2002 y ECO/303/2002* por la que se establecen las tarifas de gas natural y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Los criterios básicos que establece la ley 34/1998 en relación con el régimen económico son los siguientes:

- El artículo 60 establece que las actividades de **regasificación, almacenamiento, transporte y distribución** de gas natural están reguladas y su régimen económico sujeto a lo establecido en la Ley.
- Los artículos 69 y 75 de la ley reconocen el derecho de los titulares de instalaciones de **regasificación, transporte, almacenamiento y distribución** a percibir una **retribución** por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista.

El Real Decreto 949/2001 desarrolla el capítulo VII, del Título IV de la Ley 34/1998 configura el régimen retributivo actual. Las principales características del mismo son:

- Las actividades destinadas al suministro de combustibles serán retribuidas reglamentariamente, de forma que se les asegure una adecuada rentabilidad.

- Establece que la retribución de las actividades de **regasificación, transporte y almacenamiento** se realizará a través del cobro de los correspondientes peajes y cánones, y que ésta se hará de forma **individual** para cada instalación.
- Estos peajes y cánones por el uso de la red serán facturados mensualmente.
- Establece un procedimiento de liquidación por el cual la Comisión Nacional de la Energía (CNE) efectuará las propuestas de liquidación entre los agentes que podrán dar lugar a una serie de cobros y pagos. Estas liquidaciones tendrán carácter provisional a cuenta de la definitiva que se efectúe cada año.

La aplicación del nuevo marco retributivo, representa un cambio sustancial en la retribución de las actividades reguladas del sistema gasista. Este hecho impide la realización de un análisis comparativo directo de la evolución histórica y de las previsiones futuras de los ingresos de los operadores implicados.

Miles de Euros

Conceptos	Pro forma 31-12-1999	Pro forma 31-12-2000	Real 31-12-2001	%variación 00/99	% Variación 01/00
Cifra de negocios	1.500.214	2.662.983	2.414.258	77,5	-9,3
Venta de Gas	1.488.519	2.607.063	2.239.412	75,14	-14,1
Prestaciones de Servicios	11.695	55.920	174.846	378,15	212,7
Otros ingresos de explotación	39.247	71.439	51.085	82,65	-28,4
Otros ingresos	24.643	54.631	32.895	121,69	-39,7
Subvenciones	14.604	16.808	18.190	15,09	8,2

Factores que afectaron a los ingresos

Durante los tres ejercicios terminados el 31 de diciembre de 1999, 2000 y 2001, los principales factores que afectaron a los ingresos fueron la evolución de la demanda de gas natural en España y las fluctuaciones en el precio medio por unidad de gas natural.

Entre 1999 y 2001, la demanda de gas natural en España aumentó de aproximadamente el 10,3% del total de las fuentes de energía primaria en España en 1999 a aproximadamente el 12,8% en 2001, según información del Ministerio de Economía.

Como reflejo de la introducción del nuevo marco regulatorio, un cambio en la composición de los consumidores se refleja en los ingresos de ENAGAS correspondientes a los tres ejercicios terminados el 31 de diciembre de 1999, 2000 y 2001, conforme aumentaba el acceso de terceros a la red y disminuían las ventas distribuidores. Aproximadamente el 38% del gas transportado en 2001 fue para el mercado liberalizado.

2002 y ejercicios posteriores – Nueva estructura de retribución para las actividades reguladas

De acuerdo con la nueva estructura de retribución, los principios generales que rigen el importe de la retribución a pagar por las actividades reguladas son:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

El método para determinar la retribución de actividades reguladas se fijará para períodos de cuatro años y será revisada por el Ministerio de Economía durante el último año de cada período de cuatro

años. El primer período regulatorio de cuatro años deberá comenzar no más tarde del 1 de enero de 2005.

El método preciso para calcular la retribución a percibir por Enagás por las actividades reguladas está establecido en las Ordenes ECO/301/302/303 2002 de 15 de febrero. Hasta ese momento la empresa prestaba servicios que eran remunerados según la legislación vigente en cada uno de ellos.

La retribución a pagar a ENAGAS por sus actividades reguladas incluye tres elementos distintos:

- retribución por sus actividades de regasificación, transporte y almacenamiento;
- retribución por gestionar la compraventa de gas natural, de conformidad con sus obligaciones de garantizar un suministro de gas continuo y seguro al mercado a tarifa.
- retribución por su función como Gestor Técnico del Sistema.

La Orden ECO/301/2002 establece el procedimiento concreto para el cálculo de la retribución a percibir por el desarrollo de estas actividades, estando pendiente en la actualidad la Orden Ministerial de liquidaciones. El procedimiento de cálculo de la retribución se describe en el epígrafe siguiente.

IV.3.6.1.1 Retribución de las actividades reguladas

Esquema de retribución de la infraestructura básica

$$\begin{array}{c} \text{Transporte + Regasificación + Almacenamiento} \\ = \\ \text{RAB(Activos Brutos Actualizados) Implícito (2.600. MM de euros)} \\ \times \\ \text{Tasa de Retorno (Deuda Pública a 10 años + 150 puntos básicos) = 6,77\%} \\ \downarrow \\ \text{Retorno Financiero} \\ + \\ \text{Amortizaciones} \\ + \\ \text{Costes Operativos} \end{array}$$

La retribución por estas actividades se calcula de forma individual para cada instalación, y en la determinación de la misma se tienen en cuenta los siguientes costes:

- Costes de inversión: Estos costes son función de las características de la instalación, de la fecha de puesta en marcha, de las inversiones realizadas, de la vida útil, las aportaciones de fondos públicos y de la tasa de rentabilidad establecida.
- Costes de operación y mantenimiento: Se consideran como tales los costes reales de operación y mantenimiento asociados a cada instalación en los últimos ejercicios.

En las instalaciones que se utilicen para el tránsito de gas natural con destino a otros países, se descontará de los costes reconocidos la parte proporcional correspondiente a esta utilización.

La cantidad a recibir por ENAGAS en concepto de estas actividades se obtiene por suma de las cantidades a retribuir a cada instalación.

La retribución por estas actividades consta de un término fijo y de uno variable, función de la cantidad de gas regasificado.

$$\text{Retribución total} = \text{Retribución Fija} + \text{Retribución Variable Regasificación}$$

La retribución variable se obtiene multiplicando el coste variable unitario de regasificación actualizado al año que corresponda, por el volumen anual de gas regasificado.

Para el cálculo de la retribución fija, se distingue entre las instalaciones puestas en marcha antes del 31 de diciembre de 2001, y las que lo hacen con posterioridad a esta fecha.

- Instalaciones puestas en marcha antes del 31 de diciembre de 2001. Para el cálculo de la retribución se utilizan los valores contables de las inversiones realizadas, (descontadas las subvenciones públicas recibidas), y los valores reales de los costes de explotación. Ambos valores se actualizan a 2002, utilizando un factor de eficiencia.
- Nuevas Instalaciones: Para las nuevas instalaciones se distingue a su vez en función de la forma en que hayan sido autorizadas:
 - Instalaciones autorizadas mediante concurrencia: La retribución se calculará según las condiciones de adjudicación del contrato.
 - Instalaciones autorizadas de forma directa: La retribución a recibir es la suma de los costes de inversión más los costes de explotación de la instalación.

$$\text{Retribución total} = \text{Costes inversión} + \text{Costes explotación}$$

Los costes de inversión se calculan como suma de los costes de amortización más los costes de retribución de la inversión. La inversión reconocida se obtiene a partir de los valores unitarios de referencia para las inversiones publicados en la Orden Ministerial.

$$\text{Costes inversión} = \text{Costes amortización} + \text{Costes retribución inversión}$$

Para el cálculo de los costes de amortización se utilizan los valores de la vida útil definidos para cada tipo de instalación. La retribución de la inversión depende de la tasa de retribución de la inversión anual. Esta tasa se define como la media anual de los Bonos del Estado a diez años (o tipo de interés que lo sustituya), más el 1,5%.

Cuando una instalación termina su vida útil pero sigue estando operativa, dejan de reconocerse los costes de amortización, y los costes de inversión son reconocidos al 50% únicamente.

Los costes de explotación se obtienen a partir de los valores unitarios de referencia publicados también en esta Orden Ministerial.

Hay que señalar que, en el caso de instalaciones de regasificación, el coste anual se retribuirá una parte como coste anual fijo y otra como coste anual variable. El coste anual fijo será el resultado de descontar al coste total el resultado de multiplicar el coste variable unitario acreditado a la actividad de regasificación actualizado al año en cuestión por la capacidad de diseño anual de regasificación de la instalación afectada de un coeficiente de 0,75.

La retribución obtenida por cualquiera de los conceptos anteriormente mencionados, instalaciones en operación antes del 31/12/01, nuevas instalaciones adjudicadas de forma directa y la parte variable de regasificación, así como los valores unitarios de referencia utilizados para la estimación del valor de la inversión y de los costes de explotación de las nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, se van actualizando anualmente en función de un factor de actualización.

Este factor de actualización, se obtiene multiplicando un índice de actualización (media de la variación del índice de precios al consumo y de la variación del índice de precios industriales) por un índice de eficiencia que se define en cada caso concreto y que tiene así mismo una revisión anual.

La CNE ha elaborado un informe de fecha 7 de febrero de 2002 que contiene cifras de la retribución anual estimada para 2002 para los operadores de actividades reguladas. Este informe se elaboró sobre la base y en relación con la Memoria de la Orden Ministerial que establece la estructura de retribución de actividades reguladas dentro del sector gasista (actual orden ECO/301/2002, ECO/302/2002 y ECO/303/2002). Las cifras de retribución estimada incluidas en el informe de la CNE (el "Informe de la CNE") fueron extraídas de un anexo a la Memoria de Orden Ministerial (la "Memoria").

La retribución estimada total de 2002 que aparece en el Informe de la CNE con respecto a actividades reguladas en el sector del gas natural incluía las siguientes estimaciones:

Actividades reguladas: 470,346 millones de euros, desglosados del siguiente modo:

- 88,469 millones de euros representaban la retribución estimada de la regasificación,
- 324,060 millones de euros representaban la retribución estimada del transporte; y
- 57,817 millones de euros representaban la retribución estimada del almacenamiento;
- gestión del suministro de gas natural al mercado basado en tarifas: 23,983 millones de euros; y
- importe de la retribución al Gestor Técnico del Sistema: 8,955 millones de euros.

Las cifras que se muestran en el Informe de la CNE se refieren a las actividades reguladas en su conjunto, sin que en dicho informe se haga referencia a la retribución de ENAGAS o cualquier otro operador a título individual en el mercado español.

La Memoria a que se refiere el Informe de la CNE, de donde se han extraído las cifras anteriores, desglosa, sin embargo, la retribución estimada para 2002 por grupos de sociedades para cada actividad regulada.

La retribución estimada que se muestra en el informe de la CNE para las actividades de regasificación y almacenamiento para el sector del gas natural en su conjunto, coincide con las cifras que se indican en la Memoria de Orden Ministerial estimadas para el Grupo Gas Natural (en este sentido hay que tener en cuenta que ENAGAS es actualmente la única prestadora de servicios de regasificación y almacenamiento relacionados con el transporte de gas natural).

Para los servicios de transporte, la Memoria de Orden Ministerial, sin embargo, menciona que del total de 324,060 millones de euros estimados para la retribución de las actividades de transporte, 315,0 millones de euros corresponden a ENAGAS. La Sociedad cree que esta estimación tiene en cuenta tanto la red de gasoductos de ENAGAS como la de ciertos gasoductos de alta presión propiedad de otras sociedades del Grupo Gas Natural.

ENAGAS estima que la proporción de la retribución estimada por transporte para el Grupo Gas Natural, como se menciona en la Memoria de Orden Ministerial, en relación con sus activos es de aproximadamente 15,2 millones de euros. ENAGAS, por tanto ha excluido dicho importe del total para calcular el importe estimado de retribución para 2002 para las actividades de transporte.

A la luz de lo anterior, los ingresos estimados de las actividades reguladas para 2002, mencionados en el Informe de la CNE y en la Memoria, que corresponden a ENAGAS serían:

Actividad regulada	Retribución estimada para 2002 (año completo) (millones de euros)
Actividades de transporte (incluida la regasificación, transporte y almacenamiento)	446,5
Gestión de compraventa de gas	24,0
Gestor Técnico del Sistema	9,0
Total	479,5

No obstante lo anterior, las cifras de retribución estimada que se muestran en el citado informe de la CNE y en la Memoria de Orden Ministerial, son cifras anuales basadas en una proyección de demanda de gas natural en España para todo el 2002 de 237,246 Gwh, y fueron preparadas bajo la asunción de la entrada en vigor de una nueva estructura retributiva en vigor el 1 de enero de 2002, que finalmente entró en vigor el 19 de febrero de 2002.

La Orden Ministerial (ECO/301/2002) establece un ajuste proporcional al final del año 2002 para las cifras de retribución anual que han sido publicadas o que se publiquen por el Ministerio de Economía para el año 2002. El ajuste se realizará por referencia a la demanda real de gas natural en España para el conjunto del año 2002. A la fecha de registro del presente Folleto, la única cifra de retribución anual estimada publicada por el Ministerio de Economía es el componente fijo de la retribución por actividades de transporte del Grupo Gas Natural, Endesa y Gas de Euskadi, S.A. incluidas en el Anexo 1 de la Orden ECO/301/2002.. El importe por el componente fijo para transporte (incluyendo regasificación, transporte y almacenamiento) dado para el Grupo Gas Natural en la Orden ECO/301/2002 es de 422.725.000 euros.

El componente variable de la remuneración anual correspondiente al año 2002 para actividades de regasificación y la tarifa para el mantenimiento de la compra de gas natural para el mercado a tarifa también dependerá de la demanda real de gas natural.

Los ingresos de ENAGAS correspondientes a las actividades reguladas para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2002 comprenderán: (i) la parte de la retribución de las actividades reguladas que finalmente correspondan a ENAGAS y (ii) los ingresos generados por las actividades reguladas durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 18 de febrero de 2002.

A la luz de los factores indicados, los ingresos actuales de ENAGAS correspondientes a las actividades reguladas para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2002 podrían diferir de forma no material de la estimación de retribución que se menciona tanto en el informe de la CNE, como en la Memoria de la Orden Ministerial, como en la Orden ECO/301/2002, así como de las estimaciones de la Sociedad sobre la proporción del estimado que corresponde a ENAGAS.

Criterios de reconocimiento de Ingresos

Para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 1999, 2000 y 2001, así como para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2002 y el 18 de febrero de 2002 los ingresos se reconocen por un criterio de devengo, sobre la base de las cantidades facturadas, por las compañías distribuidoras a sus clientes o por las provisiones del acceso de terceros a la red de transporte. Los ingresos de ENAGAS por los periodos intermedios, han estado sujetos a las fluctuaciones de la demanda de gas natural durante el periodo en cuestión.

La forma en que por ENAGAS se reconocen los ingresos por las actividades reguladas ha cambiado como resultado de la entrada en vigor del nuevo marco regulatorio en febrero de 2002. La Orden del Ministerio de Economía 301/2002 establece que, para cada año a partir de 2002, el Ministerio de Economía establecerá unos importe con anterioridad a la finalización del año de (i) el componente fijo de la retribución por actividades de transporte (incluyendo regasificación, transporte y almacenamiento); (ii) retribución por la gestión de la actividad de compraventa de gas natural para el mercado de consumidores a tarifa; y (iii) la retribución de ENAGAS en su condición de Gestor Técnico del Sistema. Igualmente, el Ministerio de Economía informará del criterio para calcular el componente variable de la actividad de regasificación para ese año.

El 19 de febrero de 2002, ENAGAS comenzó a reconocer sus ingresos correspondientes a las actividades reguladas al amparo del nuevo régimen regulatorio de la siguiente forma:

- De forma lineal: ENAGAS reconocerá el importe facilitado por el Ministerio de Economía para cada año para la siguiente retribución de forma lineal sobre el ejercicio.

- (i) El componente fijo de la retribución por regasificación, transporte y almacenamiento;
- (ii) La retribución como Gestor Técnico del Sistema y
- (iii) La tarifa por la gestión del suministro del mercado a tarifa.

ENAGAS considera que el método de reconocimiento de ingresos lineal refleja mejor los principios subyacentes del nuevo marco retributivo, el cual vincula la retribución a los activos.

- Principio de Devengo: ENAGAS reconocerá (i) el componente variable de su retribución por regasificación y (ii) el margen permitido de venta a las distribuidoras para suministro al mercado a tarifa en base al principio de devengo de la siguiente forma:

(i) componente variable de la retribución por regasificación: se reconocerá cada mes el producto de: (a) el coste reconocido aplicable en el año de que se trate y (b) el número actual de KWh de gas natural licuado regasificado ese mes;

(ii) Margen permitido del gas al mercado a tarifa: se reconocerá en cada mes el producto de (a) el margen permitido y (b) el importe de kWh facturado ese mes por las sociedades distribuidoras a las que ENAGAS vende el gas para el suministro al mercado a tarifa.

La facturación a los consumidores, así como la retribución por las actividades reguladas (excepto el margen obtenido por el mantenimiento del suministro de gas al mercado a tarifa) quedarán sujetas a una detallada normativa sobre liquidación, que en el momento actual está en fase de propuesta. No obstante, el Real Decreto 949/2001 establece liquidaciones provisionales a cuenta de la liquidación definitiva al finalizar el año.

ENAGAS continuará reconociéndose ingresos por las actividades no reguladas tales como;

- ✓ Servicios de Operación y Mantenimiento de instalaciones de terceros (ej. Servicios de mantenimiento del Gasoducto Magreb-Europa, Tramo Submarino, Servicios de Mantenimiento del Cable de Fibra Optica, propiedad de Desarrollo del Cable (Grupo GN)
- ✓ Servicios de operación y mantenimiento de los gasoductos hispano portugueses situados en España.
- ✓ Servicios de ingeniería y construcción de gasoductos para otros sujetos del sistema gasista (Ej. líneas directas, ERM o posiciones de comercializadores o clientes cualificados).
- ✓ Actividades de transporte y servicios adicionales prestados a TRANSGAS y participación en los resultados de las sociedades hispano portuguesas.

conforme al principio de devengo (incluidos en "otros ingresos de explotación"), reflejando los importes facturados en el periodo correspondiente.

Los ingresos de ENAGAS correspondientes a los tres primeros meses de los ejercicios 2001 y 2002 no son, por tanto comparables.

IV.3.6.2. Gastos

La estructura de gastos de ENAGAS es la siguiente:
Miles de Euros

Conceptos	Pro forma 31-12-99	Pro forma 31-12-2000	%Variación 00/99	% que suponen los gastos sobre el total 2000	% que suponen los gastos sobre el Subtotal sin tener en cuenta Consumos de Gas 2000	Real 31-12-2001	% Variación 01/00	% que suponen los gastos sobre el total 2001	% que suponen los gastos sobre el Subtotal sin tener en cuenta Consumos de Gas 2001
<i>Gastos de personal</i>	43.002	42.330	-159	1,57	15,40	47.143	11,37	1,95	15,96
<i>Servicios exteriores</i>	90.178	121.690	34,90	4,52	44,30	135.314	11,20	5,60	45,82
<i>Tributos</i>	1.036	1.482	43	0,06	0,54	1.570	5,94	0,07	0,53
<i>Amortizaciones</i>	107.730	109.242	1,40	4,06	39,77	111.308	1,89	4,61	37,69
<i>Subtotal</i>	241.946	274.744	13,56	10,22	100,00	295.335	7,49	12,23	100,00
<i>Consumos de gas y otras materias consumibles</i>	1.157.952	2.356.313	103,5	87,62	--	2.032.094	-13,76	84,14	--

Gastos de personal: el número medio de empleados del Grupo en el ejercicio 2001 asciende a 853 que corresponde en su totalidad a Enagas, S.A.

La compra de gas para suministro al mercado a tarifa no conlleva riesgo para ENAGAS. El precio de cesión viene determinado reglamentariamente, y parte del coste medio de la materia prima (el precio de adquisición por parte de ENAGAS).

Los servicios exteriores corresponden básicamente a los costes de estructura, cuyos principales componentes son: reparaciones y conservación de plantas de regasificación, redes de transporte y estaciones de compresión; costes informáticos y arrendamientos de almacenamientos subterráneos. Los servicios exteriores se detallan en el siguiente cuadro

Desglose de los gastos por servicios exteriores

miles de euros

<i>Conceptos</i>	<i>Proforma 31/12/2000</i>	<i>Real 31/12/2001</i>	<i>% Variación</i>
<i>Arrendamientos</i>	<i>42.040</i>	<i>38.290</i>	<i>-8,9%</i>
<i>Reparación y conservación</i>	<i>13.089</i>	<i>18.920</i>	<i>44,5%</i>
<i>Suministros</i>	<i>7.867</i>	<i>9.045</i>	<i>15,0%</i>
<i>Cánones</i>	<i>19.142</i>	<i>23.175</i>	<i>21,1%</i>
<i>Servicios profesionales independientes</i>	<i>6.829</i>	<i>6.605</i>	<i>-3,3%</i>
<i>Transportes y fletes</i>	<i>17.412</i>	<i>16.855</i>	<i>-3,2%</i>
<i>Otros servicios</i>	<i>15.312</i>	<i>22.424</i>	<i>46,4%</i>
<i>Total</i>	<i>121.691</i>	<i>135.314</i>	<i>11,2%</i>

FUENTE: ENAGAS

Es de destacar principalmente el incremento en gastos de reparación y conservación al comenzar la reparación extraordinaria de las estaciones de compresión al llevar en funcionamiento más de 20.000 horas.

El incremento de los suministros se produce como consecuencia del mayor consumo de energía eléctrica al aumentarse la producción de las plantas de regasificación.

Los principales incrementos se deben a un mayor gasto en el mantenimiento y conservación de las estaciones de compresión (4 millones de euros), a la mayor extensión de la red de fibra óptica alquilada (5 millones de euros) y al incremento de los servicios corporativos).

En cuanto a gastos de personal, la plantilla de personal al final del año 2001 (857 empleados) es inferior de la que constaba al final del año 2000 (872 empleados) y las plantillas medias de los años indicados fueron de 853 y 852 empleados al final de los años indicados, lo que indica que el descenso producido se explica porque en el número de personas que en el año 2000 estaban efectuando funciones que se escindieron de Gas Natural sdg fue de 31 empleados.

El incremento de gastos se debe a los gastos no recurrentes como consecuencia de las indemnizaciones que Enagás pagó en concepto de bajas y jubilaciones anticipadas que alcanzó un importe de 1503 mil euros.

IV.4. CIRCUNSTANCIAS CONDICIONANTES

IV.4.1. *Regulación*

Los ingresos de ENAGAS se encuentran fijados en función de unos parámetros determinados por Orden Ministerial. En este sentido existe el riesgo que el organismo regulador considere necesario cambiar este régimen lo cual afectaría a la compañía. Debido a las importantes infraestructuras que se deben realizar en España en los próximos años en este sector debido al fuerte incremento de la demanda, estas inversiones deben ser retribuidas de una manera justa. La normativa vigente recoge una estabilidad cuatrienal a partir de una fecha, aún por determinar que, como muy tarde, comenzará el 1 de enero de 2005 . Como se ha mencionado anteriormente, existe una estimación de los ingresos para el año 2002 , y se espera que para el resto de este período se reconozca una retribución adecuada y razonable.

IV.4.2. Financiación del plan de inversiones

El plan de inversiones de ENAGAS hasta el 2006, que se describe en el apartado IV.6. siguiente, es extenso y supone una gran ampliación de la base de activos de ENAGAS. Estas inversiones requerirán de financiación externa, ya que ENAGAS no verá reconocidos nuevos ingresos hasta que no sean operativas las inversiones. Está previsto que la financiación de las inversiones se realice vía endeudamiento en lugar de vía ampliaciones de capital. Mantener el acceso a financiación a través de este proceso será muy importante.

IV.4.3 Clientes.

Nuestros clientes pueden dividirse en dos grupos: compañías distribuidoras que operan en el mercado a tarifa y terceros con derecho de acceso en el mercado liberalizado.

- Mercado a tarifa: Nuestros principales clientes son las compañías distribuidoras del Grupo Gas Natural que representaron un 86,1% de las ventas totales de ENAGAS en el año 2001 en el mercado a tarifa.
El resto de las ventas a distribuidoras ajenas al Grupo Gas Natural (Dicogexsa, Distribuidora Regional del Gas, Gas Alicante, Gas Aragón, Gas Asturias, Gas Directo, Gas de Euskadi, Gas Figueras, Gasnalsa y Meridional del Gas) representaron un 13,9% en el año 2001.

Nuestros contratos con las empresas distribuidoras están regulados y suelen tener una duración de 5 años. Además, los pagos están estipulados de conformidad con las tarifas oficialmente aprobadas, facturadas quincenalmente y pagaderas en veinte días.

- Mercado libre (ATR): Nuestros clientes son comercializadoras y consumidores cualificados. Nuestro principal cliente es Gas Natural Comercializadora, una compañía comercializadora que representó en el año 2001 un 75,14% de la contratación total del mercado ATR.
Otros clientes importantes de este mercado son Unión Fenosa Gas Comercializadora, Iberdrola Gas, Shell España, BP Gas España, Edison Gas España, Endesa Energía, Cepsa Gas Comercializadora e Hidrocantábrico Energía.

Nuestros principales consumidores cualificados son, entre otros, Iberdrola Generación, Bahía de Bizkaia Electricidad, Nueva Generadora del Sur y Repsol-Ypf.

Nuestros contratos de ATR también están regulados y generalmente tienen una duración de menos de dos años (23 meses) los de corto plazo, o entre 15 y 20 años los de largo plazo.

Las retribuciones están determinadas de conformidad con los peajes y cánones vigentes aunque se podrían acordar descuentos sobre aquellos peajes y cánones con terceros contratantes con derechos de acceso. Los pagos por peajes y cánones, tienen la consideración de liquidaciones a cuenta para el transportista, son facturados mensualmente y liquidados de conformidad con el procedimiento de liquidaciones establecido por el Ministerio de Economía.

Al tener los peajes y cánones el carácter de máximos, el transportista puede realizar descuentos, si bien éstos serán a su cargo y el importe de dicho descuento tiene la consideración de retribución del transportista a los efectos de liquidaciones.

Los descuentos no pueden ser aplicados de forma arbitraria ni discriminatoria, de tal forma que los mismos, en caso de aplicarse, deben hacerse extensivos, en forma equivalente a todos aquellos clientes, con contratos de características similares.

El Real Decreto 949/2001 establece que ENAGAS reserve el 75% de la capacidad presente o futura para contratos de largo plazo. A 31 de diciembre de 2001, con respecto al período comprendido entre los años 2002 y 2005, ENAGAS ha reservado entre el 55,6% y el 73,7% de su capacidad futura para contratos de largo plazo. Esta restricción no afecta de ningún modo a los contratos existentes con terceros y, por lo tanto, estos contratos van a seguir en vigor durante el tiempo pactado, pues lo anterior sólo es de aplicación a los contratos posteriores al Real Decreto.

	Año 2001				Enero-Marzo 2002			
	Kwh	%	Euros	%	Kwh	%	Euros	%
Ventas a distribuidoras Mercado a Tarifa	138.652.271.656		2.237.398.140		36.424.507.014		484.214.545	
- Distribuidoras del Grupo	119.201.885.776	85,97	1.926.292.640	86,1	30.049.202.734	82,5	400.929.189	82,8
- Distribuidoras no del Grupo	19.450.385.880	14,03	311.105.500	13,9	6.375.305.280	17,5	83.285.356	17,2
Contratos ATR	79.329.430.760		164.411.722		40.133.586.563		82.582.278	
- Gas Natural Comercializadora	65.144.897.085	82,12	123.530.883	75,14	27.453.547.554	68,41	57.325.388	69,42
- Otras Comercializadoras	14.184.533.675	17,88	40.880.839	24,86	12.680.039.009	31,59	25.256.890	30,58

IV.4.4 Ejecución del plan de inversiones

El sistema retributivo fijado por la Orden Ministerial considera que los activos entran en remuneración cuando se ponen en funcionamiento en los términos descritos en la normativa aplicable. Debido a esta circunstancia el cumplimiento con el calendario de inversiones cobra gran importancia y las posibles demoras que puedan ocurrir en las obras de estos activos pueden hacer retrasar su remuneración y tener consecuencias en las cuentas de la compañía.

En el apartado IV.6 siguiente se describen con más detalle las inversiones previstas.

IV.4.5. Grado de estacionalidad de los negocios del emisor

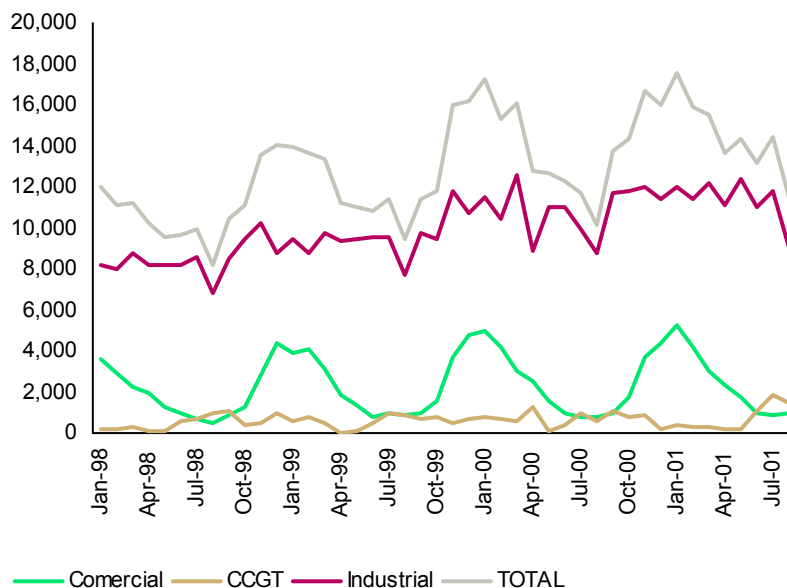
La modulación diaria de la demanda convencional presenta las siguientes características:

- Estacionalidad semanal: Típica del mercado industrial, se caracteriza por la marcada diferencia entre días laborables y festivos, por lo que es menos acusada en periodos vacacionales como navidad, semana santa y el mes de agosto.
- Ciclo anual: De comportamiento ligado a las estaciones climatológicas.
- La incidencia de festividades y periodos vacaciones es determinante en la demanda y su efecto es, además, creciente.
- La influencia de las temperaturas, entendiéndose como tal la incidencia de un conjunto de variables meteorológicas que bien podría denominarse "sensación térmica" (temperatura, viento, grado de humedad, pluviosidad, etc.) es especialmente significativa, como consecuencia del importante crecimiento del mercado doméstico. De hecho, temperaturas anuales pueden distorsionar el ciclo anual.

A continuación se muestra un gráfico ilustrativo de los niveles mensuales de demanda.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR MERCADO (ENERO 1998-AGOSTO 2001)

Millones de termias mensuales



CCGT= Generación eléctrica

Fuente: CNE.

Durante el año 2001, el pico de consumo fue el 19 de diciembre, registrando 938 GWh/día excluyendo las plantas de electricidad y las plantas satélite de GNL. El factor de carga (cociente entre la demanda del día máximo y la demanda del día medio) fue en el año 2001 de 1,58, significativamente inferior al año anterior, debido a las altas temperaturas del invierno.

IV.4.6. Subvenciones

Las subvenciones recibidas a origen, básicamente corresponden a inversiones de la infraestructura gasista. Sin tener en cuenta las escindidas a Gas Natural SDG, S.A. con fecha 01.01.99, las subvenciones recibidas han sido:

Miles de Euros

	Subvenciones Recibidas			Acumulado 31.12.01	Aplicación resultados acumulado 31.12.01	Pendiente aplicar 31.12.01
	Acumulado 31.12.99	Año 2000	Año 2.001			
Fondos estructurales de la CEE.	278.222	45.484	24.811	348.518	40.382	308.136
Organismos Oficiales de las CCAA.	33.174	9.412	3.771	46.357	5.061	41.296
Estado	113.848	0	0	113.848	52.701	61.147
TOTAL	425.243	54.896	28.583	508.723	98.144	410.579

Dichas subvenciones han sido aplicadas principalmente a:

Miles de euros

	Subvenciones Recibidas			Acumulado 31.12.01	Aplicación resultados acumulado 31.12.01	Pendiente aplicar 31.12.01
	Acumulado 31.12.99	Año 2000	Año 2.001			
Plantas de Regasificación	37.170	20.740	10.555	68.465	17.587	50.878
Infraestructuras transporte de gas	384.358	31.217	18.028	433.603	80.557	353.046
Almacenamientos subterráneos	3.715	2.939	0	6.655	0	6.655
TOTAL	425.243	54.896	28.583	508.723	98.144	410.579

Las subvenciones se aplican a ingresos en función de la vida útil de los activos materiales a los que subvencionan.

Los principales proyectos subvencionados son:

- Gasoductos Tarifa-Badajoz.
- Gasoducto Ruta de la Plata.
- Ampliación Planta de Cartagena.
- Estudios previos a los Almacenamientos subterráneos de Brihuega, Reus y Huete.

No se prevé que, en un futuro, las subvenciones tengan relevancia en la actividad de ENAGAS .

IV.4.7. Relaciones de ENAGAS con Gas Natural y sus accionistas significativos

En la fecha de redacción del presente documento, las principales relaciones entre ENAGAS y las empresas y accionistas significativos del Grupo Gas Natural se acomodan a condiciones de mercado. A continuación se describen, de modo resumido, las condiciones principales de los contratos que permanecen en vigor, junto con la duración de los mismos:

a) Actividad de compraventa de gas para suministro al mercado a tarifa:

El gas natural para el suministro al mercado regulado lo adquiere ENAGAS a diversas sociedades del grupo GAS NATURAL. Como se ha explicado anteriormente, ENAGAS suscribió un contrato con Gas Natural Aprovisionamientos y con SAGANE; ambas sociedades del grupo Gas Natural, en virtud del cual le suministran a ENAGAS el gas que ésta necesita para, a su vez, suministrar a las transportistas y distribuidoras conectadas a sus redes para el abastecimiento de los consumidores a tarifa. Ello se corresponde con el 75 por 100 del gas procedente del Gasoducto de El Magreb (porcentaje que podrá aumentar al 100 por 100 a partir de enero de 2004), complementado con GNL propiedad de Gas Natural Aprovisionamientos. El precio de adquisición de ese gas viene determinado por el que oficialmente se refleja como coste de materia prima fijado por el Ministerio de Economía a los efectos de la cesión a las distribuidoras. ENAGAS dispone de una absoluta flexibilidad para retirar las cantidades que en cada caso demande el mercado a tarifa, y está exente de toda clase de compromisos "take or pay". El citado contrato es el único que tiene firmado ENAGAS para la adquisición de gas; en el año 2001 el coste total de adquisición de gas ascendió a € 1.936.156.764.

- El gas adquirido es transmitido por ENAGAS a las distribuidoras para el suministro al mercado a tarifa, a un precio de cesión fijado administrativamente. En su mayoría la cesión se articula a través de contratos anteriores a la Ley de Hidrocarburos, en proceso de revisión, si bien hasta la fecha no ha existido problema alguno, por tratarse de una relación intervenida administrativamente en sus elementos esenciales (obligación de comprar y de vender, cantidades y precio). La venta de gas a las distribuidoras también tiene como destino mayoritario las distribuidoras del grupo GAS NATURAL, y en el año 2001 alcanzaron, aproximadamente, un 86 por 100 del total de ventas de ENAGAS para el mercado regulado.
- Las existencias de gas natural necesarias para la modulación estacional y para el cumplimiento de las obligaciones de reservas estratégicas que legalmente le corresponden a ENAGAS son también

alquiladas a GAS NATURAL, SDG. Los contratos que regulan el alquiler de existencias para estos fines son los únicos suscritos para esta finalidad, y se mantendrán en vigor mientras ENAGAS tenga obligación de mantener este tipo de reservas. No obstante, Gas Natural podrá requerir el vencimiento del contrato con un preaviso de tres meses. El precio que ENAGAS satisface a Gas Natural se calcula como un porcentaje sobre el precio de coste del gas como materia prima fijado administrativamente. ENAGAS dispone de una gran flexibilidad para fijar la cantidad que necesita en cada momento.

- Como consecuencia de la escisión de la rama de aprovisionamiento y de las comunicaciones llevadas a cabo para proceder a la subrogación de sociedades del grupo Gas Natural en la posición de ENAGAS en los contratos de aprovisionamiento y de fletamento integrantes de dicha rama de actividad escindida, ENAGAS quedó como responsable del cumplimiento en algunos de los contratos. En ellos se incluye, en diversa cuantía, "cláusulas Take or pay" que obligan a pagar por el gas no retirado por debajo de ciertos volúmenes. GAS NATURAL SDG tiene prestadas a ENAGAS contragarantías para cubrir cualquier responsabilidad de ENAGAS derivada de los mencionados contratos.

Existe un acuerdo suscrito entre Gas Natural y ENAGAS que regula el procedimiento por el que Gas Natural asume y se hace cargo de las reclamaciones que clientes y terceros insten contra ENAGAS con motivo de la escisión de la rama de actividad de distribución y suministro industrial efectuada en 1999 .

b) Actividad de ATR:

- ENAGAS tiene suscritos diversos contratos de regasificación, transporte y almacenamiento con la sociedad comercializadora del grupo GAS NATURAL. Varios de ellos tienen una duración superior a 15 y 20 años, mientras que otros lo son a corto plazo, por menos de dos años, en línea con los criterios generales de actuación de ENAGAS.
- También ha suscrito contratos de regasificación y transporte a largo plazo (más de 15 años) con REPSOL-YPF.
- Estos contratos responden a los modelos elaborados por ENAGAS con carácter general para todas las comercializadoras, sin condiciones discriminatorias, y en su día fueron remitidos, para su conocimiento, a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Economía. El régimen económico de todos ellos se ajusta a los precios oficiales, sin que en ellos se haya previsto ni se aplique descuento alguno para las sociedades del Grupo Gas Natural.
- Uno de los contratos que ENAGAS tiene con el grupo Gas Natural se corresponde con los volúmenes de los contratos que ENAGAS tenía para atender el mercado regulado, y que contenían cláusulas take or pay. En dicho contrato se contiene una cláusula en cuya virtud parte de la capacidad contratada puede ser utilizada, con la máxima flexibilidad, por ENAGAS para cubrir sus necesidades de regasificación para atender el mercado regulado, de forma que ENAGAS, anualmente, determina qué cantidad de regasificación necesita para el año siguiente, quedando el resto de capacidad a disposición de Gas Natural.
- Los contratos de acceso a las instalaciones de ENAGAS (Regasificación y transporte) suscritos con las sociedades del grupo Gas Natural representaron, durante el año 2001, el 75 por 100 del total de la actividad total de ATR prestada por ENAGAS.

c) Contratos de servicios:

- La fibra óptica necesaria para el telecontrol de la red de gasoductos es propiedad de Desarrollo del Cable, S.A, sociedad del grupo Gas Natural, en virtud de un Contrato de compraventa de 1999, por el que, además se arriendan a ENAGAS 8 fibras ópticas, por un plazo de 30 años, prorrogables por periodos sucesivos de tres años. Este arrendamiento permite a ENAGAS S.A. cubrir suficientemente sus necesidades de comunicaciones, presentes y futuras.

El precio del alquiler se pactó de acuerdo a la situación del mercado al tiempo de la celebración de Contrato, con una cláusula de revisión anual de acuerdo a IPC y una cláusula de revisión extraordinaria, aplicable quinquenalmente, que permite adaptar el precio del arrendamiento a la

posible variación de las condiciones objetivas del mercado. En el año 2001, la cantidad satisfecha por ENAGAS por este concepto ascendió, aproximadamente, a € 14.500.000.

El Contrato establece un mecanismo para la instalación de fibra óptica, conjuntamente con la construcción de los nuevos gasoductos. La propiedad de los nuevos tramos de fibra es de DESARROLLO DEL CABLE, siendo ENAGAS arrendataria de 8 fibras oscuras en los nuevos tramos. ENAGAS recibe una retribución por la ejecución de la obra civil correspondiente a la nueva fibra.

Por otra parte, ENAGAS presta servicios de mantenimiento de la fibra óptica a Desarrollo del Cable, percibiendo por tales servicios la correspondiente retribución.

- El almacenamiento subterráneo de Gaviota es propiedad de un consorcio en el que REPSOL-YPF participa, indirectamente, en un 82 por 100. ENAGAS tiene alquilada la capacidad de almacenamiento en los términos explicados anteriormente en este Capítulo, y utiliza dicha capacidad tanto para las necesidades de almacenamiento propias como, en su caso, para prestar servicios de ATR a terceros. El contrato es de larga duración (vence el 30 de septiembre de 2018), y las labores de mantenimiento y operación del almacenamiento corresponden al arrendador. Durante el año 2001, el canon satisfecho por ENAGAS ascendió, aproximadamente, a € 25.700.000.
- Gas Natural Comercializadora es la suministradora de energía eléctrica a dos de las Plantas de regasificación de ENAGAS (como consumidores cualificados).
- Desde 1999, ENAGAS ha venido prestando servicios de mantenimiento de gasoductos a determinadas sociedades de distribución del grupo Gas Natural. La extinción de tales servicios ha sido anunciada por Gas Natural y está prevista durante el año 2002. En el año 2001, la cantidad que ENAGAS ingresó por estos conceptos ascendió, aproximadamente, a € 7.450.000. En los primeros cinco meses de 2002, ENAGAS ha ingresado aproximadamente 2.208.000 €.
- ENAGAS presta servicios de mantenimiento del tramo submarino del gasoducto del Magreb a la sociedad Metragaz, filial de Gas Natural.
- ENAGAS mantiene un contrato de prestación de servicios informáticos con GNI (Gas Natural Informática). Dicho contrato quedará extinguido a partir del 1 de julio de 2002. ENAGAS dispone de los medios adecuados para garantizar la continuidad de los servicios que hasta ahora le prestaba Gas Natural.

d) Relaciones financieras

- ENAGAS tiene abierta con GAS NATURAL, SDG una línea de crédito con un importe disponible máximo de 961 millones de Euros. A 31 de diciembre de 2001 la cifra de capital dispuesto ascendía a 862M€. Al 31 de Marzo de 2002 la cifra de capital dispuesto ascendía 792 M€.. El Contrato establece que el tipo de interés aplicable será el EURIBOR 3 M mas un diferencial máximo de un 1% anual. El diferencial real que se está pagando es el 0,5%. La fecha del vencimiento del contrato, al no haber sido denunciado, es el 28 de Febrero de 2005, si bien está prevista también la posibilidad de amortización anticipada siempre que una de las dos partes lo comunique necesariamente a la otra con tres meses de anticipación.

ENAGAS dispone de una oferta firme, facilitada por varias entidades financieras (BBVA, LA Caixa, y Goldman Sachs), por un importe de hasta € 1.000 millones, con una duración de hasta 364 días, que permitiría a ENAGAS cancelar el préstamo con Gas Natural SDG antes de la finalización de la OPV. Las condiciones ofertadas, tanto en cuanto a los tipos de interés y comisiones, como en lo relativo a garantías y demás obligaciones del prestatario, están en línea con los mercados, y suponen unos costes algo inferiores a los que el préstamo actual implica para ENAGAS. No existe, en la oferta citada, condición alguna que afecte o limite la situación financiera de ENAGAS ni que entre en contradicción con las declaraciones que la compañía ha efectuado en el presente folleto. La oferta presentada prevé la sindicación del préstamo con otras entidades financieras, así como la posibilidad de amortización anticipada del mismo en el supuesto de no obtenerse por parte de ENAGAS, con anterioridad al 30 de noviembre de 2002 una calificación crediticia (rating) de Standard & Poors o de Moody' s o en el supuesto de que dicha calificación sea inferior a BBB (Standard & Poors) o Baa3 (Moody's).

ENAGAS se compromete a: (i) formalizar el préstamo con anterioridad a la terminación del Periodo de Revocación de Mandatos, 21 de junio de 2002, (ii) cuando se formalice la operación a remitir

información adicional a la CNMV con los términos de la formalización y (iii) cuando se obtenga la calificación crediticia, comunicarlo a la CNMV mediante Hecho Relevante..

- GAS NATURAL, SDG actúa como garante de ENAGAS ante el BEI por un importe de 32,8 millones de Euros .Este importe equivale al 40% de la deuda viva del Préstamo del BEI. ENAGAS paga a Gas Natural una comisión anual del 0,20%.Es intención de las partes liberar a Gas Natural de esta Garantía tan pronto sea posible. ENAGAS dispone en estos momentos de una oferta firme de La Caixa, en cuya virtud esta entidad financiera ha manifestado que está dispuesta a liberar, en condiciones de mercado, a Gas Natural de dicha garantía. La operación se formalizará tan pronto estén preparados los correspondientes contratos. ENAGAS se compromete a: (i) formalizar la operación con anterioridad a la terminación del Periodo de Revocación de Mandatos, 21 de junio de 2002 y (ii) cuando se formalice la operación a remitir información adicional a la CNMV con los términos de la formalización.
- ENAGAS tiene otras líneas de crédito con:
 - Línea de crédito con La Caixa: El 13 de Julio de 2001 se firmo un contrato de crédito en cuenta corriente por importe de 18 Millones de €. El interés aplicable está en condiciones de mercado y los intereses se calculan y se liquidan trimestralmente. El Contrato vence el 21 de Julio de 2003
 - Línea de crédito con BBVA : En el año 2001 el Banco concedió a ENAGAS una línea de crédito por un importe total de 36 Millones de €. El interés aplicable a las cantidades dispuestas está en condiciones de mercado. El crédito que tenía como vencimiento el 21 de Mayo de 2002 ha sido renovado hasta el 21 de mayo de 2003.

e) Otras relaciones contractuales

- El desarrollo y ejecución de determinados proyectos de ENAGAS se lleva a cabo por una Central de Ingeniería que, bajo la forma de una Asociación de Interés Económico (AIE), comparten ENAGAS y REPSOL-YPF. La AIE no se ha visto afectada por la reducción de la participación de REPSOL-YPF en Gas Natural. El plazo inicial de duración de la AIE fue de 5 años, que vencieron en 1999, siendo en dicha fecha prorrogada por otros 5 años, hasta el año 2004.
- ENAGAS y Gas Natural tienen suscrito un contrato de prestación de servicios corporativos, en cuya virtud Gas Natural ha venido prestando a ENAGAS, desde 1996, determinadas labores de asistencia corporativa. En el periodo enero – abril del año 2002, la cantidad satisfecha por ENAGAS ha sido de € 1.400.000 mensuales. Está previsto que dicho contrato cese tan pronto como Gas Natural deje de tener mayoría en el capital de ENAGAS, y ENAGAS dispone de los medios adecuados para garantizar la continuidad de los servicios que hasta ahora le prestaba Gas Natural.
- Los seguros de ENAGAS se encuentran incluidos en el Plan de Seguros Integrados del grupo Repsol-YPF, cuya póliza expira el 30 de junio de 2002. La vigencia de la póliza se mantendrá hasta dicha fecha con independencia de que ENAGAS no se integre en el grupo REPSOL-YPF.

En la actualidad se están llevando a cabo las acciones necesarias para suscribir pólizas de seguros independientes y específicas de ENAGAS, una vez que finalice la Oferta Pública de Venta, sin que en ningún momento llegue a producirse falta de cobertura.

IV.4.8. Dependencia respecto de patentes y marcas

ENAGAS es titular (a título individual) de aproximadamente 85 marcas y tiene debidamente registradas todas ellas a su nombre en la Oficina Española de Patentes y Marcas (O.E.P.M), en la Oficina de Armonización del Mercado Interior (O.A.M.I.) y en la Organización Mundial de la Propiedad Industrial (O.P.I.). Dichas marcas reflejan la imagen propia de ENAGAS, pues sus denominaciones son: “ENAGAS” (mixta), “ENAGAS” (figurativa), “G” (mixta) y “G” (figurativa).

ENAGAS no tiene ninguna patente actualmente.

IV.4.9. Política de investigación y desarrollo

Las actividades de Innovación Tecnológica se orientan al desarrollo de proyectos de I+D+i que tienen como objeto optimizar las tecnologías utilizadas en el almacenamiento y transporte de gas natural, para reducir las inversiones de las nuevas infraestructuras, minimizar los costes operativos, así como mejorar la seguridad. Por otro lado, se realizan actividades de Apoyo Tecnológico en áreas tales como laboratorios de calibración (contadores, patrones de presión, temperatura y medidas eléctricas), laboratorios de ensayo (análisis de gas, materiales y técnicas gasistas), realización de estudios y formación técnica.

Las inversiones en proyectos de I+D+i, ascendieron durante el año 2000 a aproximadamente 2.014 millones € y durante 2001 a un total de 1.403 millones €.

Las actividades de Innovación Tecnológica se desarrollan fundamentalmente en las instalaciones ubicadas en el Centro de Innovación Tecnológica de ENAGAS en Zaragoza, no obstante también se llevan a cabo allí donde sea conveniente por razones operativas.

Hay un total de 15 personas asignadas a labores de Innovación Tecnológica y Desarrollo.

IV.4.10. Litigios y arbitrajes

No existen reclamaciones, demandas, juicios, o litigios contra ENAGAS o empresas de su Grupo que por su cuantía afecten al equilibrio patrimonial o a la solvencia de la Sociedad o del Grupo en su conjunto.

IV.4.11 Medioambiente

ENAGAS ha realizado en los últimos años un esfuerzo continuado por preservar el Medio Ambiente y mantener un comportamiento ambiental adecuado en el desarrollo de sus actividades.

ENAGAS asume todas las obligaciones que se le aplican en materia de seguridad industrial y prevención de riesgos laborales, a través de la implantación de una Política de Prevención y un Sistema de Gestión de Prevención de Riesgos (SIGPRI) que dan cumplimiento tanto al RD 1254/1999 sobre control de Accidentes Graves (Directiva "Seveso II"), como a la Ley 31/1995 sobre Prevención de Riesgos Laborales. Este sistema se ha desarrollado en base a la familia de normas UNE 81900 y a la norma internacional OHSAS 18001 y se está sometiendo actualmente a la preceptiva auditoría reglamentaria externa por una entidad acreditada.

Para ello, ENAGAS ha implantado y certificado un Sistema de Gestión Medioambiental según Norma ISO 14001 en todas sus instalaciones operativas: Plantas de Regasificación de GNL, Red de Gasoductos de Transporte y Almacenamiento Subterráneo de Serrablo. De esta manera, se garantiza que las actividades llevadas a cabo en las mismas se realizan de manera respetuosa con el Medio Ambiente y asegurando el cumplimiento de la normativa ambiental vigente.

Durante la construcción de los proyectos, ENAGAS aplica el principio de prevención de contaminación y evaluación de riesgos ambientales desde la planificación hasta la ejecución y puesta en marcha de aquéllos.

Asimismo, ENAGAS cumple con la preceptiva Declaración de Impacto Ambiental en los Proyectos sometidos, según la legislación vigente, al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental.

CERTIFICACIONES ISO 14001 OBTENIDAS EN ENAGAS

DIRECCIÓN DE TRANSPORTE DE GAS

AREA	FECHA CERTIFICACIÓN
CENTRO	JULIO 2000
NORTE	JULIO 2000
OESTE	NOVIEMBRE 2000
LEVANTE	NOVIEMBRE 2000
SUR	JUNIO 2001
ESTE	JULIO 2001

DIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN

PLANTA REGASIFICACIÓN	FECHA CERTIFICACIÓN
HUELVA	MAYO 2000
BARCELONA	NOVIEMBRE 2000
CARTAGENA	JULIO 2001

DIRECCIÓN DE ALMACENAMIENTOS DE GAS

ALMACENAMIENTO	FECHA CERTIFICACIÓN
ALMACEN. SUBTERRÁNEO SERRABLO	OCTUBRE 2000

Nota: En la actualidad, se está a la espera de la emisión por parte de AENOR de un certificado único que engloba toda la Red Básica de Gas. Se han realizado ya las auditorías para la obtención de dicho certificado.

Asimismo, en los últimos años se ha prestado especial atención a la recuperación de las áreas afectadas por la construcción de redes de transporte de gas e instalaciones, restituyendo los terrenos afectados por los trazados y revegetando zonas especiales.

IV.4.12 Interrupciones en las actividades del Emisor

La suspensión del suministro al mercado interrumpible por necesidades operativas se ha limitado a casos aislados y puntuales, de tal modo que en los últimos cinco años no se ha realizado ningún corte generalizado a este mercado.

IV.4.13 Seguros

Los seguros de ENAGAS se encuentran incluidos en el Plan de Seguros Integrados del grupo Repsol-YPF, cuya póliza expira el 30 de junio de 2002. La vigencia de la póliza se mantendrá hasta dicha fecha con independencia de que ENAGAS no se integre en el grupo REPSOL-YPF.

En la actualidad se están llevando a cabo las acciones necesarias para suscribir pólizas de seguros independientes y específicas de ENAGAS, una vez que finalice la Oferta Pública de Venta, sin que en ningún momento llegue a producirse falta de cobertura. Se prevé que la nueva póliza implique un incremento sustancial de las primas, aunque ello no suponga una desviación significativa de los costes en comparación con los precios actualmente vigentes en el mercado, teniendo en cuenta la tipología de los riesgos a cubrir en ENAGAS.

En relación con ello, ENAGAS se compromete a realizar todos los esfuerzos precisos con el fin de disponer, antes de la finalización de los efectos de la actual, de una nueva póliza, con una cobertura de riesgos similar a la actualmente en vigor pero, al mismo tiempo, adaptada a las necesidades específico de ENAGAS, y con una prima que esté acorde con el mercado asegurador actual. Existe un compromiso de MUSINI para asegurar, desde el mismo instante en que venza la póliza actual, los bienes e intereses de ENAGAS, de forma similar a la cobertura actualmente en vigor, y en las condiciones que se deriven de las negociaciones que se están llevando a cabo.

Los riesgos cubiertos por la póliza actual son: daños materiales, pérdida de beneficios, responsabilidad civil y mercancías.

Las cantidades satisfechas por ENAGAS se reflejan en el siguiente cuadro:

Seguros

<i>Prima de seguros</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>Primer trimestre 2002</i>
<i>Euros</i>				
Total gastos correspondientes a los años indicados	1.942.614	1.910.774	1.749.315	493.526

IV.5. INFORMACIONES LABORALES

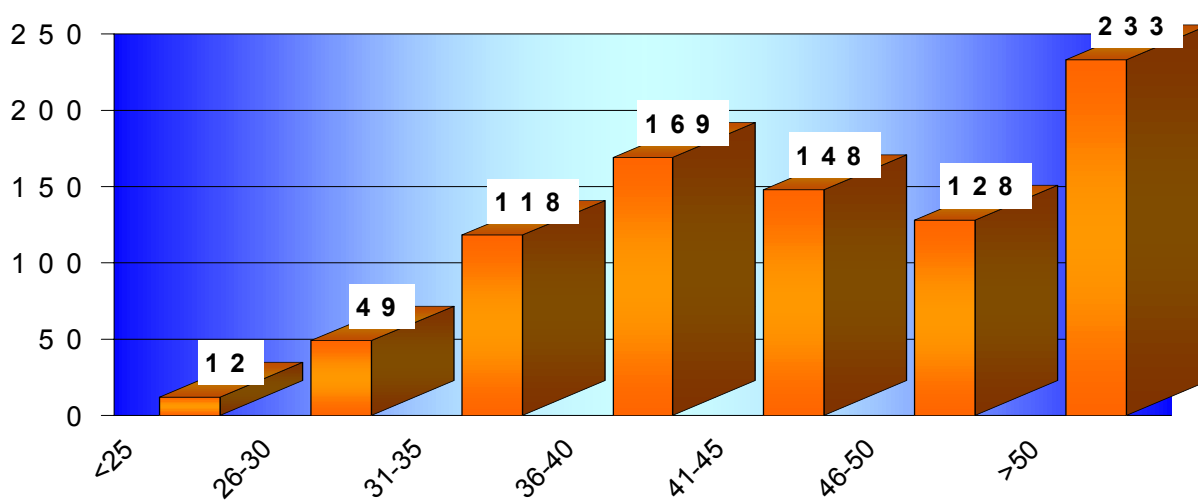
IV.5.1. *Plantilla*

A final de 2001, la empresa contaba con 839 empleados fijos y 18 temporales. La evolución de los mismos se recoge en la siguiente tablas:

El desglose de empleados asignados a cada área de negocio es el siguiente:

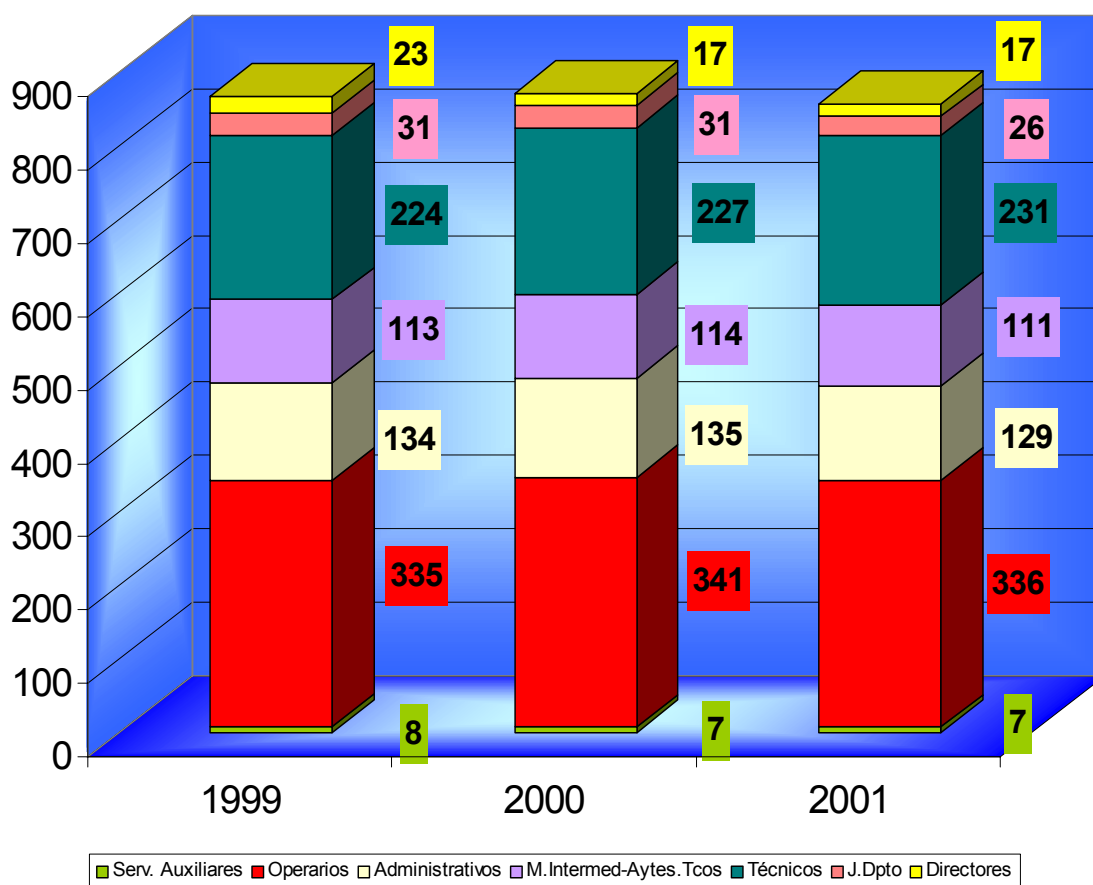
Nº. de empleados	1999	2000	2001
Transporte	330	332	335
Regasificación	207	215	212
Almacenamiento	24	24	26
Gestión del Sistema	31	33	35
Estructura Corporativa	228	214	205
Otros	48	54	44
Total	868	872	857

Estructura de empleados por edades (Diciembre 2001)



Fuente: Enagás.

Estructura de empleados por categorías profesionales (Diciembre 2001)



Fuente: Enagás

La dirección considera que la relación con los empleados de la compañía es generalmente buena. En los últimos cinco años no ha habido ninguna parada de la producción o acción industrial que haya tenido un efecto negativo en los resultados operativos de Enagás.

IV.5.2. Negociación colectiva

COLECTIVOS DE PERSONAL:

Dentro de la plantilla de Enagás, S.A., existen dos colectivos de empleados, a efectos de la regulación de las relaciones laborales:

Personal incluido en el ámbito de aplicación del Convenio Colectivo: **693** personas
 Personal excluido del ámbito de aplicación del Convenio Colectivo: **164** personas

CONVENIO COLECTIVO

El XII Convenio Colectivo de Enagás, S.A. ha estado vigente durante los años 2.000 y 2.001, encontrándose en este momento en fase de negociación colectiva el XIII Convenio Colectivo, que regulará las relaciones de trabajo en la Empresa, para los trabajadores incluidos en su ámbito. Dentro de la actual regulación, que abarca los principales aspectos que componen la dinámica propia de las relaciones laborales, cabe destacar:

Organización del trabajo y clasificación profesional: Se establecen cuatro grupos profesionales (Técnico, Administrativo Informático, Especialista Técnico y Servicios Auxiliares). Estos Grupos se distribuyen a su

vez en dos bandas retributivas (Alta Cualificación y General). Cada banda se define por un intervalo de niveles salariales, dentro de una escala de niveles del 1 al 20, clasificándose, en función del desempeño, en nivel de entrada, nivel básico y nivel de desarrollo.

Sistema Retributivo: La masa salarial bruta de Enagas esta compuesta por:

Estructura retributiva: Sueldo (nivel salarial y Desarrollo de Carreras Profesionales), Antigüedad y Pluses por condiciones de trabajo

Otros conceptos económicos: Complementos especiales, Conceptos sociales no retribuidos y Horas extraordinarias

Se establecía una cláusula de crecimiento salarial para cada uno de los años de vigencia del Convenio Colectivo. Durante los años 2.000 y 2.001 este crecimiento se fijó, para cada año, en el IPC previsto más el 0,4%. Asimismo, existía una cláusula de revisión que operaba en función de la desviación del IPC real con respecto al IPC previsto.

REPRESENTACION COLECTIVA Y SINDICAL

Como órganos de representación unitaria se establecen el Comité Intercentros, los Comités de Empresa y Delegados de Personal.

Asimismo, como representación sindical se regula la existencia de los Delegados Sindicales Estatales, Regionales, Provinciales o de Centro, cuando se cumplan las condiciones establecidas en el Convenio.

Por lo que se refiere al porcentaje de representatividad sindical, los Sindicatos mayoritarios en Enagas son UGT y CCOO con un 40% de la representación unitaria cada uno de ellos (Delegados de Personal y miembros de Comités de Empresa). También cuentan con representantes elegidos: CC-ATEPE (8,33%), CGT (5%) y ELA STV (1,67%).

IV.5.3. Beneficios Sociales

PLAN DE PENSIONES

Enagas tiene constituido un Plan de Pensiones del sistema de empleo en razón de los sujetos constituyentes, en la modalidad de plan mixto en razón de las obligaciones estipuladas.

Para ser partícipe se requiere la condición previa de empleado del Promotor con, al menos, dos años de antigüedad en la Empresa, efectiva o reconocida por proceder de otra Empresa del Grupo Repsol o Gas Natural.

Sistema de aportaciones a cargo del Promotor: Se establece un sistema de aportación basado en la aplicación de coeficientes individuales sobre el Salario Computable del partícipe en cada periodo. La aportación individual por partícipe está limitada en cómputo anual a la cantidad de 7.212 €.

Cobertura de riesgos: Para las contingencias de invalidez permanente y fallecimiento se prevén unas prestaciones consistentes en:

Un Capital asegurado de 2,3 anualidades del salario computable menos derechos consolidados.

Un Capital de 60.101,21 euros en caso de que el fallecimiento o la invalidez se produjera como consecuencia de accidente.

Un capital adicional de 6.010,12 euros en el caso de que el accidente fuera de circulación.

Gestor y Depositario: La Entidad Gestora del Fondo es "GESTION DE PREVISION Y PENSIONES, S.A." y La Entidad Depositaria del Fondo es "BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A."

Aportaciones al Plan de pensiones (Miles):

1999=	1.764 EUROS
2000=	1.806 EUROS
2001=	1.789 EUROS
1er trimestre 2002=	451 EUROS

OTROS BENEFICIOS

Además de los beneficios sociales regulados en el Convenio Colectivo (Régimen de anticipos y préstamos, seguros, complemento por Incapacidad Temporal, ayuda por estudios), la Empresa tiene suscritas pólizas colectivas con tres sociedades médicas para la cobertura de esta contingencia para los empleados, cónyuges e hijos.

Cifras satisfechas a las sociedades médicas:

2000= 805.490 EUROS
2001= 816.310 EUROS

Para el personal directivo también existe una póliza de seguro médico, contratada con "La Estrella".

Igualmente, ENAGAS tiene constituido para los Directores un concepto retributivo con el fin de recompensar su permanencia y la no concurrencia de actividades. A fecha 31 de diciembre de 2001, las participaciones acumuladas (se trata de un FIM) tenían un valor de 1.506.944. euros.

COMITÉ DE DIRECCIÓN = 1.112.000 EUROS
RESTO= 394.944 EUROS

IV.5.4. Formación

Debido a la preocupación de la Sociedad por los retos futuros, en los últimos años, el objetivo del plan de formación ha sido aumentar el potencial humano, dotando a los empleados con las cualidades necesarias para participar activamente en los cambios y procesos de innovación y transfiriendo información para su uso en toda la organización. Este plan resulta de especial importancia en un momento de liberalización del sector e incremento de la competencia.

PLAN DE FORMACION DE ENAGAS			
Area Formativa	Nº de Horas		
	Formación Interna	Formación Externa	Acumulado
AREA GESTION	1345.00	472.50	1817.5
AREA ADMINISTRATIVA	14.00	0.00	14
AREA IDIOMAS	2810.00	0.00	2810
AREA INFORMATICA DE GESTION	3251.00	536.00	3787
AREA OFIMATICA	231.00	0.00	231
AREA CALIDAD Y MEDIOAMBIENTE	475.68	14.00	489.68
AREA SEGURIDAD	3488.00	84.00	3572
AREA TECNICA	6473.00	316.50	6789.5
AREA FORMACION EXTERNA	0.00	42.00	42
OTROS CURSOS	600.00	700.00	1300
Totales.	18.688	2.166	20.854
Nº participantes	985	39	1.024
Coste Total			354.600 EUROS

IV.5.5. Estructura Corporativa

La estructura corporativa de la Sociedad, definida como servicios staff (o de soporte a la línea) y de Dirección, cuentan con una plantilla de 205 empleados. En los últimos años, a pesar del incremento de la actividad e instalaciones de la Sociedad, la Estructura Corporativa ha disminuido su porcentaje respecto al total de empleados. El total de costes imputables a la estructura corporativa incluye, además de los gastos de personal, otros costes como, consultores, auditorías, externalización de sistemas de información, seguridad, servicios generales, etc.,

IV.6. POLÍTICA DE INVERSIONES

IV.6.1. *Inversiones Materiales e Inmateriales*

Datos referidos a los estados financieros Individuales

Miles de euros

	Inversiones acumuladas				
	31.12.99	31.12.00	% Var.	31.12.01	% Var.
Terrenos y construcciones	98.312	70.486	(28,30)	72.731	3,19
Instalaciones técnicas y maquinaria:					
Red de transporte	1.954.172	2.002.033	2,45	2.150.930	7,44
Plantas de regasificación	326.821	355.901	8,90	393.575	10,59
Almacenamientos subterráneos	174.431	180.602	3,54	181.503	0,50
Maquinaria	1.397	1.450	3,79	1.540	6,21
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12.111	9.008	(25,62)	9.628	6,88
Otro inmovilizado	21.964	17.608	(19,83)	19.246	9,30
Anticipos e inmovilizaciones en curso	268.116	357.920	33,49	350.523	(2,07)
Provisiones	(4.749)	(13.260)	179,22	(12.732)	(3,98)
Totales	2.852.575	2.981.748	4,53	3.166.944	6,21

En el ejercicio 1998 con motivo de la escisión de la actividad de Distribución se segregaron a Gas Natural, SDG, S.A. los activos de distribución por un importe de 430.961 miles de euros.

Así mismo se adquirieron a Gas Natural, Sdg, S.A. los activos de Transporte de gas por un importe de 116.159 miles de euros.

En el ejercicio 2000 con motivo de la escisión de la unidad económica de Arrendamiento inmobiliario se segregaron a Gas Natural, Sdg, S.A. los activos por importe de 21.675 miles de euros.

Las principales inversiones realizadas durante los últimos años corresponden básicamente a:

Regasificación: Miles de Euros

- Atrache metaneros en Planta de Cartagena iniciado en 1995 finalizado en 1999 14.172
- Modificaciones Planta de Barcelona iniciadas en 1998 puesta en servicio 2001 27.911
- Ampliación Planta de Cartagena iniciada en 1995 finalizada en 2001- 2002 146.493

Redes de Transporte:

- Gasoducto Almendralejo-Salamanca iniciado en 1996 finalizado en 1999 68.823
- Gasoducto León-Oviedo iniciado en 1995 finalizado en 2000 63.571
- Desdoblamiento Valencia-Alicante tramo I iniciado en 1997 finalizado en 2001 40.119
- Gasoducto Granada-Motril iniciado en 1998 finalizado en 2001 15.298
- Gasoducto Aranda-Soria-Almazán iniciado en 1998 finalizado en 2001 21.673
- Estación de Comprensión de Almendralejo iniciada en 1996 finalizado en 1999 21.712
- Estación de Comprensión de Zamora iniciada en 1996 finalizado en 2000 15.815
- Estación de Comprensión de Paterna iniciada en 1997 finalizado en 2001 19.687

Almacenamientos Subterráneos:

Corresponde a la inversión en curso realizada hasta 31.12.2001 en estudios de viabilidad.

- Huete	9.265
- Santa Bárbara	15.844
- Valle del Ebro	4.156
- Sariñena	3.371
- Reus	4.224

Los costes de expropiación se consideran activo.

AMORTIZACIONES MATERIALES DE ENAGAS, SA (INDIVIDUAL).

Acumulada a 31 de diciembre de 2001

Miles de Euros

	Bruto	Amort. Acumul	Neto Pte. Amort.	% Pte. Amort.
Construcciones	72.731	24.187	48.544	66,74
Instalaciones Técnicas y Maquinaria				
Red de transporte	2.150.930	528.259	1.622.671	75,44
Plantas de Regasificación	393.575	259.809	133.766	33,99
Almacenamientos Subterráneos	181.503	68.866	112.637	62,06
Maquinaria	1.540	1.198	342	22,21
Otras Instalaciones, utillaje y Mobiliario	9.628	7.879	1.749	18,16
Otro Inmovilizado	19.246	15.562	3.684	19,14
TOTALES	2.829.153	905.760	1.923.393	67,98

INMOVILIZACIONES INMATERIALES Y GASTOS DE ESTABLECIMIENTO DEL GRUPO ENAGAS

Miles de Euros	Inversiones Acumuladas. Consolidado			
	31/12/00	%Var	31/12/01	%Var
Gastos de Establecimiento	244	()	42	(82,79)
Gastos de I+D	10.424	23,94	11.827	13,47
Concesiones, patentes, marcas	4.397	1,00	4.752	8,06
Aplicaciones informáticas	2.042	(0,15)	3.802	86,20
Amortización acumulada	(12.654)	25,90	(14.710)	16,25

IV.6.2. Inversiones Financieras

Las inversiones que componen el inmovilizado financiero de ENAGAS, S.A. (Individual) son las siguientes:

	31-12-99	31-12-00	31-12-01	Variación
Participaciones en empresas del Grupo	75.481	33.476	33.476	-
Créditos a empresas del Grupo	92.781	85.250	79.655	-5.595
Participaciones en empresas asociadas	24.944	24.944	5.322	-19.622
Créditos a empresas asociadas	12.075	10.259	9.231	-1.028
Cartera de valores a largo plazo	1.926	766	1.319	553
Otros créditos	1.461	1.340	572	-768
Depósitos y fianzas constituidas a largo plazo	1.054	220	617	397
Administraciones Públicas a largo plazo	42.271	8.999	5.330	-3.669
Provisiones	-2.099	-551	-312	239
	249.894	164.703	135.210	-29.493

Miles de euros

La disminución de los 29.493 miles de euros corresponde básicamente a la venta de la participación en la Sociedad de Gas de Euskadi, S.A. a Gas Natural, SDG, S.A.

Los créditos a empresas del grupo tienen su vencimiento en el ejercicio 2011 y están sujetos a tipo de interés de mercado. Los saldos corresponden al porcentaje de participación de Transgas, S.A. en los préstamos a Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto Extremadura, S.A., Gasoducto Campo Maior - Leiría - Braga, S.A. y Gasoducto Braga - Tuy, S.A.

IV.6.3 Principales Inversiones Previstas

ENAGAS pretende satisfacer las necesidades de regasificación, almacenamiento y transporte de los operadores del mercado español de gas (distribuidores, comercializadores y operadores de ciclos combinados fundamentalmente) a través de un desarrollo de sus infraestructuras coherente con las previsiones de demanda.

Los proyectos de ENAGAS se desarrollan en diversas fases, sucesivamente, si bien en algunos casos pueden coincidir de forma parcial en el tiempo algunas de ellas:

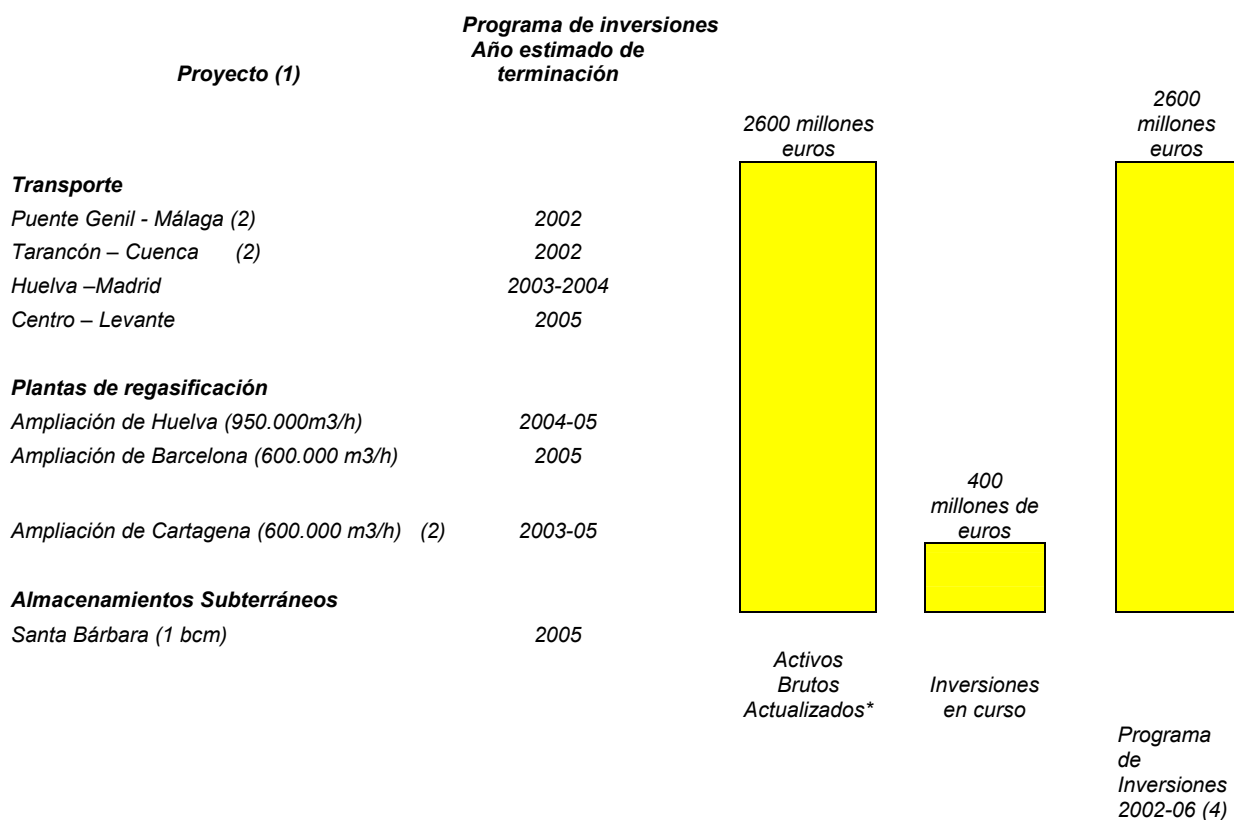
- Fase de ingeniería básica y conceptual, llevada a cabo por medios internos o externos.
- Una vez aprobado el proyecto, se desarrolla el mismo, al tiempo que comienza la fase de obtención del resto de autorizaciones, procedimiento expropiatorio (mediante la realización de la relación de bienes y derechos, publicaciones oficiales, levantamiento de actas, pagos o consignaciones, etc.), y contratación de obras, servicios y materiales.
- Se adjudica la obra correspondiente.

La construcción del proyecto corresponde al contratista, sin perjuicio de las facultades de coordinación y supervisión de ENAGAS.

- No existe grado de concentración relevante en las empresas contratistas.

ENAGAS tiene previsto invertir en torno a 2.600 millones de Euros en los próximos cinco años (2002-2006). La distribución de las inversiones en cada año se espera que sea lineal, sin perjuicio de que sea ligeramente inferior en el año 2002 y ligeramente superior en el año 2003. Del valor de inversiones en curso a 31 de diciembre de 2001, 350,5 mm de euros, 44,8 mm de euros están puestos en gas pendiente de traspaso contable por falta de certificado oficial y 150,7 mm de euros están puestos en gas habiéndose realizado el traspaso en contabilidad.

El cuadro siguiente recoge el programa de inversiones en curso de ENAGAS y las fechas estimadas para su finalización.



1 Sujeto a la obtención de licencia por la Administración

2 Incluye inversiones que totalizan 90 Millones de euros que comenzarán a ser remuneradas en el 2003

3 Dato a 31 de Diciembre del 2001

4 Sujeto a la aprobación del regulador

*Activos Brutos Actualizados: Base de los activos brutos actualizados a 31 de diciembre de 2001 (implícita por el retorno financiero previsto para el año 2002)

Fuente: ENAGAS S.A.

Las tres columnas representa, por lo tanto, las inversiones ya efectuadas, las inversiones en curso y las previstas para los próximos cinco años, sin que exista ninguna otra relación o condicionante entre ellas.

Desglose del Programa de Inversiones (CAPEX) 2002 Estimado- 2006 Estimado

Transporte: 43%

Regasificación: 38%

Alamcenamiento: 19%

Estructura de Capital (deuda/totalactivos)

2001= 38% → 2006=55-60% (CAPEX: 2.600 millones euros)

Las inversiones pueden clasificarse en función de su tamaño e importancia en dos categorías:

- ▶ Grandes proyectos de infraestructura que aumentan la capacidad de manera considerable y tienen un largo tiempo de ejecución
- ▶ Inversiones más pequeñas y de carácter local, que se relacionan directamente con la evolución de la demanda local y crecimiento del mercado.

a) Proyectos previstos

Los Principales Proyectos que ENAGAS tiene previsto acometer con carácter inmediato son:

- Planta de Barcelona: aumento de capacidad de regasificación hasta 1.350.000 m³(n)/h y nuevo atraque para metaneros de hasta 140.000 m³ de GNL.
- Planta de Huelva: aumento de capacidad de regasificación hasta 900.000 m³(n)/h.
- Planta de Cartagena: nuevo tanque de 105.000 m³ de GNL y ampliaciones sucesivas de capacidad de regasificación hasta 600.000 y 750.000 m³(n)/h respectivamente.
- Gasoducto Huelva-Córdoba-Madrid.
- Nueva E.C de Córdoba
- Centro - Levante

Otros Proyectos previstos en el corto plazo son:

- Ampliación de las EE.CC. de Almendralejo y Sevilla.
- Nueva E.C. de Elche.
- Tarancón – Cuenca
- Puente Genil - Málaga

Además existen otros proyectos de menor entidad que no se numeran en el listado anterior.

b) Desarrollo de los proyectos

ENAGAS lleva a cabo sus proyectos con la colaboración de empresas externas y utilizando ingeniería básica propiedad de ENAGAS.

Una vez autorizado el proyecto por el Ministerio de Economía, obtenida la declaración de utilidad pública y los permisos y licencias preceptivos, se inicia el proceso de compra de los materiales y equipos necesarios y la contratación de las obras. Simultáneamente, comienza el proceso expropiatorio.

Las compras y contrataciones se encuentran sometidas a procedimientos internos que aseguran la libre concurrencia y la transparencia en las adjudicaciones, cumpliendo lo dispuesto en la Ley 48/1998, de Contratación de Sectores Excluidos.

La calidad, el impacto ambiental y la seguridad son aspectos primordiales que ENAGAS tiene en cuenta a lo largo de toda la gestión de proyectos: construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento.

C) Mantenimiento del sistema

El mantenimiento tiene una importancia clave en una empresa como ENAGAS. Un buen mantenimiento permite operar los gasoductos con seguridad, evitando fugas de gas y riesgo de explosión. Asimismo gracias al mantenimiento se pueden disminuir los costes operativos a largo plazo.

ENAGAS cuenta con un extenso y regular programa de mantenimiento para todos las áreas de la división de transporte. Las estaciones de compresión y turbinas realizan un mantenimiento de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, apoyados por exámenes diagnósticos y basados en el uso actual.

Los trabajos de mantenimiento son realizados principalmente por ENAGAS, si bien en ocasiones se acude a empresas subcontratadas.

A continuación se acompaña un mapa que muestra el desarrollo previsto de las infraestructuras de ENAGAS.



IV. 7. GLOSARIO

Para una mejor comprensión de los términos específicos del mercado del gas, se acompaña a continuación la definición de los principales términos utilizados a lo largo de éste Folleto.

Acceso de terceros a la red (ATR): Es el derecho que reconoce la Legislación española a comercializadores y a consumidores cualificados a utilizar, en condiciones regladas, las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución de gas natural.

BAR: Unidad de presión equivalente a 100.000 pascales

Bcm: Cantidad de gas equivalente a mil millones de metros cúbicos normales.

CANON DE ALMACENAMIENTO: Tiene en cuenta la cantidad contratada de almacenamiento de gas.

CANON DE CONEXIÓN Y SEGURIDAD DEL SISTEMA: Tiene por objeto asegurar la rentabilidad de las inversiones de la red básica y de transporte secundario destinadas a dotar de seguridad al sistema de gas natural que hubiesen sido objeto de concesión antes de la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos. Este término desaparecerá el 1 de enero del 2005.

CÁNONES Y PEAJES DE REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO: para transportar el gas desde el punto de entrada al sistema gasista español hasta el punto de suministro del cliente cualificado, el comercializador deberá pagar los cánones y peajes que establece la regulación vigente, con carácter de máximos.

CENTRAL DE CICLO COMBINADO (CCGT): Instalaciones donde se genera energía eléctrica a partir de la combustión del gas natural en una turbina de gas y que aprovecha el calor residual de los productos de la combustión para generar energía eléctrica adicional en una turbina de vapor.

COMERCIALIZADOR: Entidad que adquiere gas natural (a los productores o a otros comercializadores) y los vende a sus clientes cualificados o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

Utiliza las instalaciones de transportistas y distribuidores para el transporte y suministro de gas a sus clientes, a cambio de un peaje. No puede comprar gas natural a los transportistas al precio de transferencia.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA: es el organismo público encargado 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. Participa en el proceso de desarrollo reglamentario, en la resolución de conflictos y actúa como órgano arbitral en aquellas situaciones que voluntariamente plantean los agentes.

CONSUMIDORES A TARIFA: son aquellos que tienen suscrito su contrato de suministro (póliza de abono) con una empresa distribuidora, a la que abonan la tarifa establecida reglamentariamente.

CONSUMIDORES CUALIFICADOS: aquellos consumidores en cuyas instalaciones, ubicadas en el mismo emplazamiento, el consumo anual sea igual o superior a 1.000.000 m³. Son también consumidores cualificados las Centrales productoras de electricidad y los Cogeneradores, independientemente de su consumo.

A partir del 1 de enero del 2003 todos los consumidores serán cualificados y podrán elegir comercializador.

CONSUMIDORES FIRMES: Aquellos consumidores que no tienen la consideración de interrumpibles

CONSUMIDORES INTERRUMPIBLES: Los consumidores que utilizan el gas natural en actividades y/o procesos industriales cuya especial naturaleza permite la interrupción del servicio.

COSTE DE APROVISIONAMIENTO: Es el precio de compra del gas en los mercados internacionales, al que hay que sumar el coste de transporte de gas, por barco o por gasoducto, hasta el territorio español.

DISTRIBUIDOR: Es el titular de instalaciones de distribución de gas natural (con presión menor o igual de 16 bares o que alimenten a un sólo consumidor). Compra el gas al transportista a un precio de transferencia regulado y lo vende también a precio regulado a los clientes a tarifa. Debe permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a su red, a cambio del pago del peaje establecido.

ENERGÍA FINAL: es la energía suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil.

ENERGÍA PRIMARIA: es la energía que no ha sido sometida a ningún proceso de conversión.

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN: Instalación donde se comprime el gas para compensar la pérdida de presión que ha sufrido durante su transporte por gasoducto.

ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA (ERM) : Instalación donde se lleva a cabo la filtración, la regulación de la presión y la medición del gas entregado.

GAS NATURAL LICUADO (GNL): Gas natural en fase líquida a presión cercana a la atmosférica.

GASODUCTOS: Conducciones por las que circula el gas a presión igual o superior a 4 bares.

GASTOS OPERATIVOS Y DE GESTIÓN DEL COMERCIALIZADOR: Son los gastos que tiene el comercializador para llevar a cabo su actividad.

GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA: Es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro, el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la coordinación entre los sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. La Ley del Sector de Hidrocarburos designa a ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema.

GWh: Cantidad de energía equivalente a un millón de kilowatios hora

KWh: Cantidad de energía equivalente a 3,6 Megajulios.

m³(n)/hora: Caudal de gas por el que circula la cantidad de un metro cúbico durante una hora.

MERCADO SPOT: Mercado de gas natural en el que las cantidades que se compran y venden no están sujetas a contratos a largo plazo.

MW: Potencia desarrollada por un millón de vatios.

PEAJE DE REGASIFICACIÓN: Se calcula en función de la capacidad de regasificación contratada por día y de las termias regasificadas mensualmente.

PEAJE DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN: Se calcula en función de la capacidad contratada y de las termias transportadas teniendo en cuenta la distancia. El peaje de distribución no tiene en cuenta la distancia y considera la capacidad contratada a nivel diario y las termias mensuales transportadas.

PLANTA DE REGASIFICACIÓN: Instalación donde se realiza la descarga, el almacenamiento y la regasificación del GNL para su emisión a la red básica de gasoductos.

PLANTA SATÉLITE DE GNL: Instalaciones donde se recibe el GNL mediante camiones cisternas o vagones de tren, se almacena y posteriormente se regasifica para su emisión a una red de distribución local.

PRODUCTOR: Entidad que se encarga de realizar la exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos. Dado que la producción nacional de gas natural es muy limitada, la mayor parte del gas produce en países extranjeros, y se transporta hasta España a través de gasoductos internacionales o de buques metaneros, que transportan el gas natural en estado líquido (a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$) hasta las terminales de almacenamiento y regasificación existentes en España.

SUMINISTRO A TARIFA: corresponde al modelo tradicional de relación entre cliente y empresa gasista: el cliente suscribe un contrato de suministro con la compañía distribuidora (póliza de abono) y paga por el gas la tarifa establecida reglamentariamente.

SUMINISTRO A TRAVÉS DE COMERCIALIZADORA: el cliente cualificado suscribe un contrato de suministro con una empresa Comercializadora. La comercializadora, a su vez, suscribe los contratos necesarios para realizar dicho suministro con el productor (abastecimiento) y con el transportista y/o distribuidor (contrato de acceso). El cliente puede elegir y cambiar de compañía comercializadora. El precio que paga el cliente por el gas está liberalizado.

TERMIA: Cantidad de energía que equivale aproximadamente a 0,86 kwh.

TRANSPORTISTA: Es el titular de instalaciones de almacenamiento, plantas de regasificación o gasoductos de transporte de gas natural (con presión > de 16 bares). Puede adquirir gas natural para su venta a otros transportistas o a los distribuidores, al precio de transferencia regulado. Debe permitir el acceso de terceros (comercializadores, clientes cualificados y transportistas) a sus instalaciones, recibiendo en contraprestación los peajes y cánones establecidos.