

Comisión Nacional del Mercado de Valores

Paseo de la Castellana, 19
28046 Madrid

Madrid, a 7 de junio de 2002

Ref: Oferta Pública de Venta de Acciones de ENAGAS

Muy Sres. nuestros:

Por la presente les confirmamos que el soporte informático adjunto a esta carta contiene el Folleto Informativo de la citada Oferta Pública (sin Anexos) que ha presentado para su verificación ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

Atentamente,

GAS NATURAL, SDG, S.A.

ENAGAS, S.A.

Fdo. D. Carlos J. Álvarez

Fdo. D. Diego de Reina Lovera

RESUMEN DEL FOLLETO INFORMATIVO

Oferta Pública de Venta de Acciones de ENAGAS, S.A.

formulada por

GAS NATURAL SDG, S.A.

Junio 2002

INTRODUCCIÓN

El presente documento ha sido elaborado conforme a lo previsto en el artículo 22 del Real Decreto 291/1992, de 27 de marzo modificado por el Real Decreto 2590/1998, de 7 de diciembre y es un mero resumen del Folleto Informativo Completo registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), que está a disposición de cualquier inversor, de forma gratuita, en el domicilio de ENAGAS, S.A., de Gas Natural SDG, S.A., en las Entidades Aseguradoras y Colocadoras de esta Oferta, en las Bolsas de Valores y en la CNMV. Este resumen se ha elaborado con el único fin de facilitar a los inversores una información muy resumida del contenido del citado Folleto Informativo Completo, único documento informativo oficial de esta Oferta Pública de Venta, y donde se describe esta Oferta en toda su extensión.

I. CIRCUNSTANCIAS RELEVANTES SOBRE EL EMISOR

La denominación social de la sociedad emisora de los valores ofrecidos es ENAGAS, S.A. (en adelante, "ENAGAS" o la "Sociedad"), con domicilio social en Madrid, Paseo de los Olmos, 19 y Código de Identificación Fiscal (C.I.F.) número A-28294726.

En la actualidad el capital social de ENAGAS asciende a 358.101.390 euros, representado por 238.734.260 acciones nominativas de 1,50 € de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas. Las acciones de ENAGAS están representadas por medio de anotaciones en cuenta, siendo el Servicio de Compensación y Liquidación de Valores, S.A., junto con sus entidades adheridas, las entidades encargadas de la llevanza de su registro contable.

La presente Oferta Pública de Venta se realiza al amparo de lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, añadida por el artículo 10 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, la cual 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.

ENAGAS es el principal transportista de gas natural en España, cuenta con una red de 6.123 km de gasoductos de alta presión con conexiones con el Magreb (Estrecho de Gibraltar), Noruega (Francia) y Portugal; tres plantas de regasificación, y opera dos almacenamientos subterráneos. ENAGAS es la única transportista que hasta la fecha adquiere gas natural para su posterior suministro a los consumidores a tarifa.

ENAGAS, como transportista principal, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el Real Decreto Ley 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.

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

II.- FACTORES DE RIESGO

ENAGAS viene desarrollando su actividad ordinaria de conformidad con los principios de prudencia y profesionalidad que deben presidir la buena gestión en cualquier grupo empresarial; no obstante, existen ciertos riesgos específicos que, de producirse, pueden afectar negativamente a sus distintas áreas de actividad.

1.- Factores de riesgo relativos a los recientes o futuros cambios del régimen legal aplicable a la industria del gas natural en España.

Modificación de la regulación que afecte al mercado del gas: ENAGAS opera en un mercado altamente regulado. La regulación existente nacional y europea (descrita en el Capítulo III del Folleto Informativo), así como las decisiones políticas de la Unión Europea, del Gobierno español, del Ministerio de Economía y de la Comisión Nacional de Energía determinan el alcance de las actividades que desarrolla ENAGAS, y por tanto afectan sustancialmente a sus ingresos y a la forma en que se gestionan las actividades que desarrolla ENAGAS.

El régimen normativo aplicable tras la aprobación de la Ley del Sector de Hidrocarburos en 1998 no regula ciertos aspectos relevantes que afectan a la forma en que por ENAGAS se desarrollan las actividades de su objeto social, y que pudieran afectar a su situación financiera y a sus resultados, tales como; regulación detallada de desarrollo del papel atribuido a ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema; el criterio seguido para la remuneración de las nuevas inversiones autorizadas mediante el proceso de concurso público; remuneración por las inversiones que tenga que llevar a cabo ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema; reconocimiento, a efectos de su retribución, de inversiones en proyectos que no se concluyan satisfactoriamente; y el modo exacto de cumplir con la obligación de mantenimiento de reservas estratégicas.

Existe, igualmente, cierta incertidumbre en relación con la interpretación que, sobre ciertos aspectos se pudiera hacer, por las autoridades correspondientes, de la normativa actual como por ejemplo; interpretación de los criterios que gobiernan el acceso de terceros a los activos titularidad de ENAGAS; la inexistencia de un método contable para el reconocimiento en los estados financieros de la remuneración obtenida por las actividades reguladas; un mecanismo definitivo de liquidación por el pago de dichas actividades.

ENAGAS no puede predecir el efecto que cualquier cambio en el régimen legal vigente pudiera tener sobre sus estados financieros y sobre sus resultados.

Modificación de la normativa sobre retribución: En relación con la remuneración por las actividades reguladas, la normativa actual prevé la estabilización durante periodos de cuatro años del marco remuneratorio, lo que implicaría que los ingresos que debe percibir ENAGAS no deberían modificarse sustancialmente. El inicio del primer periodo de cuatro años está previsto que comience entre el 1 de enero de 2003 y el 1 de enero de 2005. El Ministerio de Economía podría introducir modificaciones en la estructura retributiva con anterioridad al inicio del primer periodo mencionado. Igualmente, la estructura retributiva podría modificarse a la finalización del primer periodo de cuatro años.

Asimismo, podrían variar otros aspectos del régimen legal, si bien está previsto que las posibles modificaciones estén en concordancia con los principios básicos del marco actual. Sin embargo, no puede asegurarse que una modificación futura en el marco normativo sobre el mercado del gas no tenga un impacto negativo en el desarrollo de las actividades de ENAGAS, la manera en que se gestiona el negocio, en sus estados financieros o en sus resultados de explotación.

Incremento en la competencia como resultado del nuevo régimen legal: En la actualidad, ENAGAS es proveedor de servicios de transporte de gas natural en España, de servicios de regasificación y de servicios de almacenamiento de gas natural. La aprobación del nuevo marco normativo implica la liberalización del sector y por tanto el posible incremento en la competencia por parte de otros operadores en la realización de las actividades que desarrolla ENAGAS.

Falta de crecimiento de la red de transporte: En virtud del nuevo marco retributivo el incremento de la retribución de ENAGAS depende en gran medida de la capacidad de crecimiento de la red de transporte. Como se ha mencionado anteriormente, la construcción de ciertas infraestructuras del sector gasista quedan sujetas a planificación obligatoria que debe ser autorizada por el Ministerio de Economía. En la medida en que las inversiones en infraestructuras sean encomendadas a otros operadores, no se incrementará consecuentemente la retribución de ENAGAS, por dichas nuevas inversiones.

La ejecución de las inversiones previstas queda sujeta a la previa autorización del Ministerio de Economía: La Ley del Sector de Hidrocarburos prevé que las inversiones que afecten a la capacidad de regasificación del sistema, o al almacenamiento de reservas de gas, o conlleve la construcción de gasoductos que operen con una presión superior a 60 bares, estarán sujetas a la planificación obligatoria que, para el sector de hidrocarburos, debe establecer el Gobierno. Cualquier inversión en infraestructuras, incluidas en la planificación obligatoria será autorizada por el Ministerio de Economía, generalmente, mediante un procedimiento de concurso público. No puede asegurarse que, convocado un concurso para un caso particular, ENAGAS resulte adjudicataria del mismo. La falta de adjudicación de concursos podría tener un efecto material adverso en los estados financieros y en los resultados de explotación de ENAGAS.

Hasta que la planificación obligatoria sea aprobada, el Ministerio de Economía podrá autorizar de forma directa la construcción y explotación de las nuevas inversiones en la red gasista.

Debido a que las actuales infraestructuras del sistema gasista español son insuficientes para atender al incremento previsto de la demanda de gas natural, la CNE ha recomendado al Ministerio de Economía que ciertos proyectos de infraestructuras, sean calificados de urgentes. Gran parte de las mayores inversiones de ENAGAS previstas en su plan de inversiones, salvo la construcción del gasoducto que une el centro con la costa este de España, han sido recomendadas como urgentes por la CNE.

Sin embargo, no puede asegurarse que el Ministerio de Economía autorizará mediante el procedimiento de adjudicación directa todas las futuras inversiones que la CNE considera urgentes.

Retraso en la realización de los proyectos de inversión: Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones por parte del Ministerio de Economía, para la realización de nuevas inversiones en infraestructuras gasistas, el calendario de ejecución de las mismas puede verse alterado por el retraso que, en su caso, se produzca en la obtención de las autorizaciones y aprobaciones necesarias de las autoridades nacionales, autonómicas o municipales competentes, en el procedimiento de expropiación y construcción o por otros factores ajenos al control de ENAGAS. Cualquiera de los retrasos mencionados podría suponer un efecto material adverso en los estados financieros y resultados de ENAGAS. La CNE ha indicado, en sus resoluciones sobre conflictos en el acceso de terceros a la red gasista, que ENAGAS debe suscribir contratos de acceso de terceros a la red, no sólo sobre la base de la capacidad existente, sino también sobre la base de la capacidad futura según el plan de inversiones de ENAGAS. En términos generales, la capacidad presente y futura está comprometida hasta el año 2005. Por lo tanto, será necesario llevar a buen término, según el calendario previsto, el plan de inversiones para atender los compromisos surgidos de los contratos con terceros. Cualquier retraso en la construcción y puesta en funcionamiento de las nuevas infraestructuras podría hacer que ENAGAS tuviese que hacer frente a las reclamaciones formuladas por terceros por los daños y perjuicios que se les hubiese ocasionado como consecuencia del retraso en la construcción o puesta en funcionamiento de la infraestructura correspondiente, lo que podría suponer un efecto material adverso en los resultados y estados financieros de ENAGAS.

Necesidad de financiación adicional para llevar a cabo las inversiones proyectadas: Los recursos generados podrían no ser suficientes para acometer el plan de inversiones, por lo que la Sociedad necesitará financiación adicional a la actualmente disponible para acometer dicho plan. En la medida en que no se obtenga la financiación que se requiera en cada momento, podría retrasarse o abandonarse los planes de crecimiento de la red, en cuyo caso se perdería capacidad de capitalizar los gastos de dichos planes de crecimiento y de los incentivos que prevé la regulación existente. La posibilidad de no recuperar los importes adicionales puede tener un efecto material adverso en los resultados operativos de ENAGAS.

Está previsto que la Sociedad se financie mediante endeudamiento con entidades financieras, o bien mediante la emisión de deuda, sin que esté inicialmente prevista la financiación vía ampliación de capital. En los próximos ejercicios podrían generarse flujos de caja negativos.

Realización de inversiones no incluidas en el plan de inversiones: En virtud de lo previsto en el Real Decreto 949/2001, el Ministerio de Economía podría requerir, como consecuencia de la designación de ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema, que ENAGAS llevase a cabo inversiones en infraestructuras gasistas sujetas en un primer momento a concurso público pero para el que no se han presentado licitadores. En este supuesto, ENAGAS tendría que hacer frente a inversiones no previstas en el plan de inversiones actual, que requirieran de financiación adicional a la prevista.

Asimismo, cualquiera de estas inversiones no previstas podría ser menos rentable que otras para las que se hubieran presentado un mayor número de licitadores. La obligación de ENAGAS de desarrollar estas inversiones en infraestructuras podría tener un efecto material adverso en la capacidad de ejecutar el plan de inversiones y desarrollar la estrategia de la Sociedad. Esta obligación podría, además, suponer un mayor coste para ENAGAS en la gestión de esta parte de la red de transporte.

El acacimiento de alguno de los supuestos anteriormente descritos respecto de dichas inversiones, o la no determinación, por parte del Ministerio de Economía, de conceder una retribución adicional podrían tener efectos materiales adversos en los resultados de explotación futuros.

Relación entre gastos de explotación y costes estándar de explotación de ENAGAS: Con el nuevo marco legal, ciertos componentes de la retribución por las actividades reguladas que lleva a cabo ENAGAS son determinados por referencia con los costes de explotación y de construcción estándar. No obstante, gran parte de la retribución que percibirá ENAGAS serán fijos y determinados por adelantado para cada año. Si los costes de explotación y de construcción de ENAGAS exceden los costes de explotación y de construcción estándar que son reconocidos según la nueva estructura de remuneración, dicho exceso será soportado por ENAGAS. Lo anterior podría tener un efecto material adverso en la situación financiera y en los resultados de ENAGAS.

Incumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa aplicable al sector del gas: ENAGAS ha sido designado por la Ley del Sector de Hidrocarburos, Gestor Técnico del Sistema. Como tal, la Sociedad es responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Asimismo, ENAGAS es responsable de mantener determinadas reservas operativas y estratégicas de gas natural.

El incumplimiento de estas u otras obligaciones legales podría suponer tener que hacer frente a las reclamaciones presentadas por terceros en relación con los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de sus obligaciones.

Adicionalmente, las autoridades competentes podrían imponer a ENAGAS la sanciones previstas en la normativa aplicable. En este sentido, las sanciones previstas para las infracciones consideradas muy graves pueden ascender hasta 3.000.000 de euros y podrían conllevar la suspensión o revocación de la autorización administrativa y la consiguiente inhabilitación temporal para el ejercicio de la actividad por un período máximo de un año.

2.- Factores de Riesgo asociados a las relaciones con Gas Natural

En los Capítulos IV y VI del Folleto Informativo se describen detalladamente las relaciones existentes entre ENAGAS y Gas Natural.

Tras la Oferta Gas Natural controlará el 35% del capital social de ENAGAS: Con anterioridad a la realización de la Oferta, Gas Natural ostenta la titularidad directa o indirecta del 100% del capital social de ENAGAS. Después de la Oferta, y asumiendo que se ejercite en su totalidad la opción de compra que Gas Natural ha otorgado a las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales, Gas Natural seguirá siendo el mayor accionista, con una participación igual al 35% del capital social de ENAGAS.

Con posterioridad a la Oferta, es intención de Gas Natural que al menos tres de los miembros del Consejo de Administración de ENAGAS representen a Gas Natural. Tras la oferta Gas Natural continuará ejerciendo una influencia significativa sobre decisiones estratégicas, tanto de dirección como accionariales, de ENAGAS. Además, Gas Natural es el principal proveedor y cliente de ENAGAS (ver apartado IV.4.7 y VI.11 del Folleto Informativo). Los intereses de Gas Natural podrían, en el futuro, no coincidir con los intereses de los demás accionistas de la Sociedad.

Consecuencias de la escisión de la rama de aprovisionamientos: ENAGAS actualmente adquiere el gas necesario para el suministro al mercado a tarifa del Grupo Gas Natural, de conformidad con el contrato suscrito el 1 de agosto de 2001.

Con anterioridad a la escisión de la rama de actividad de aprovisionamiento de gas natural, (efectuado como consecuencia del mandato legal referido a la separación jurídica de actividades) ENAGAS se aprovisionaba sobre la base de los contratos suscritos directamente con los productores extranjeros de gas (excepto por el proveniente del contrato de suministro firmado entre la Sociedad y Enterprise Nationale Sonatrach (Sonatrach) de fecha 8 de julio de 1992, el cual fue cedido a la que entonces era filial 100% de ENAGAS, Sagane, S.A. (Sagane) el 20 de junio de 1994. En virtud de lo establecido en el citado contrato, ENAGAS actuaba como garante de las obligaciones de Sagane.

Como resultado de las operaciones relacionadas con la escisión de la rama de actividad de aprovisionamiento de gas natural, los activos relativos a este negocio (incluyendo los contratos suscritos con los productores extranjeros) fueron traspasados al Grupo Gas Natural, así como las acciones de Sagane. Alguna de las contrapartes de los contratos de suministro, no han aceptado de forma expresa la cesión de los contratos de suministro al Grupo Gas Natural, otras han condicionado su aceptación a que ENAGAS permanezca como garante de las obligaciones de Gas Natural. Conforme a lo anterior, ENAGAS puede estar sujeto a reclamaciones por los contratos de suministro, incluyendo las llamadas obligaciones "Take or pay", que imponen una obligación de pago por un volumen de gas concreto, incluso si no se entrega el mismo.

ENAGAS tiene concedida una contragarantía por Gas Natural, en virtud de la cual Gas Natural asume la obligación de indemnizar a ENAGAS por responsabilidades incurridas por ésta al amparo de los Contratos (que se listan en el contrato de contragarantía) de los que sigue siendo responsable ENAGAS. Adicionalmente, en el supuesto de que Gas Natural incumpliera sus obligaciones derivadas de la contragarantía, ENAGAS tendría que hacer frente a las responsabilidades frente a los productores extranjeros, que podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera de ENAGAS y en los resultados de sus operaciones.

Relaciones con el Grupo Gas Natural después de la Oferta

- a) Gas Natural y las sociedades que componen su Grupo son actualmente los principales clientes de ENAGAS como proveedor de los servicios de regasificación, transporte y almacenamiento en el mercado liberalizado. El Grupo Gas Natural (a través de Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. y Sagane) es actualmente el único proveedor de gas natural de ENAGAS y el principal cliente en relación con la posición de la Sociedad como suministrador de gas natural al mercado a tarifa.

Como consecuencia de lo anterior, ENAGAS depende en gran medida del Grupo Gas Natural, bien en su calidad de proveedor, bien en calidad de cliente de los servicios que presta ENAGAS. La pérdida de Gas Natural o de las sociedades de su grupo como clientes o como suministradores, el incumplimiento de sus obligaciones de pago por los servicios ofrecidos, o por el gas que se les suministra en su condición de distribuidores al mercado a tarifa, o la terminación o suspensión de los contratos descritos con anterioridad, o su negociación en términos menos favorables a los intereses de ENAGAS pueden tener un efecto material

adverso en la condición financiera y resultados de ENAGAS. Asimismo, el incumplimiento o la terminación de los contratos podría suponer que se incurriese en responsabilidades al amparo de lo dispuesto en la normativa vigente.

- b) 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 862 millones de euros. Al 31 de Marzo de 2002 la cifra de capital dispuesto ascendía 792 millones de euros. El Contrato establece que el tipo de interés aplicable será el EURIBOR a 3 meses más 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.

- c) Con fecha de 19 de diciembre de 1995 ENAGAS suscribió un contrato préstamo con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe aproximado de 102 millones de euros cuyo objeto era financiar el proyecto de construcción del gasoducto España-Portugal. El importe dispuesto en la actualidad asciende a 81,9 millones de euros. El mencionado contrato se encuentra garantizado, en cuanto a un 40% de los importes dispuestos más los intereses devengados, por Gas Natural, y en el mismo se establece que en el supuesto de cambio en el accionariado de ENAGAS, que suponga que la participación de Gas Natural en el capital de ENAGAS disminuya por debajo del 51%, o bien un cambio en el accionariado en Gas Natural que suponga que la participación de Repsol y La Caixa en el capital de Gas Natural sea inferior al 51%, el BEI puede requerir a ENAGAS la sustitución de la garantía inicialmente otorgada por Gas Natural por otra igualmente satisfactoria.

Adicionalmente, existe una garantía complementaria, otorgada por un sindicato de entidades de crédito (incluyendo La Caixa, Deutsche Bank y JP Morgan Chase, las cuales garantizan respectivamente los siguientes porcentajes de principal e intereses del mencionado préstamo: 17,85%, 14,29% y 14,29%) en virtud de la cual, las citadas entidades podrían verse liberadas de sus obligaciones, o podrían requerir la constitución de garantías adicionales, en el supuesto de que la participación de Gas Natural en el capital social de ENAGAS fuese inferior al 51%.

Por último, existe una tercera garantía del Fondo Europeo de Inversiones por el resto de los importes de principal e intereses del préstamo y de la que, asimismo, dicho garante puede verse liberado o requerir la constitución de garantías adicionales en el supuesto de que la participación de Gas Natural en el capital social de ENAGAS fuera inferior al 51%.

ENAGAS dispone en estos momentos de una oferta firme de La Caixa, en cuya virtud esta entidad financiera ha manifestado que está dispuesta a asumir el 46,43% de las garantías ante el BEI, en condiciones de mercado, en caso de que el resto de entidades del sindicato mencionado no den su consentimiento a continuar como garantistas tras la nueva composición accionarial de ENAGAS. Adicionalmente, La Caixa ha manifestado que está dispuesta a liberar, en condiciones de mercado, a Gas Natural SDG y al Fondo de Europeo de Inversiones, de los compromisos que tiene ante el BEI como garante de ENAGAS. Dichas operaciones se formalizarán 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.

- d) En virtud del contrato suscrito con Gas Natural de fecha 1 de abril de 2002, con efectos desde 1 de enero de 2002, ENAGAS alquila sus reservas estratégicas de gas de Gas Natural. El contrato tiene una duración de un año, prorrogable automáticamente, y puede resolverse mediante comunicación con antelación de tres meses por cualquiera de las partes. La resolución del mencionado contrato podría conllevar que ENAGAS incumpliera con sus obligaciones legales de mantener dichas reservas, y podría ser responsable frente a terceros si prosperase alguna reclamación como consecuencia de los daños y perjuicios causados por incumplimientos. Al amparo de la legislación vigente se le podrían imponer sanciones a ENAGAS. La posible responsabilidad frente a terceros, así como las posibles sanciones que se le impusieran a ENAGAS podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera y los resultados de ENAGAS.
- e) 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 esté integrada 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. No se espera que la segregación indicada motive una desviación significativa de los costes de los seguros 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 póliza actual, de una nueva póliza, con una cobertura de riesgos similar a la actualmente en vigor pero, al mismo tiempo, adaptada a las necesidades específicas de ENAGAS, y con una prima que esté acorde con el mercado asegurador actual. No obstante, las negociaciones de la nueva póliza en términos más desfavorables para ENAGAS que los actuales podría suponer un efecto material adverso en los estados financieros de ENAGAS. Existe un compromiso de MUSINI para asegurar los bienes e intereses de ENAGAS, en las condiciones que se deriven de las negociaciones que se están llevando a cabo.

3.- Factor de riesgo relacionado con la adquisición de participaciones relevantes

Con anterioridad al registro del Folleto, Gas Natural no ha alcanzado ningún pacto ni ha mantenido conversaciones con inversores potenciales a los que se haya asegurado la adjudicación de acciones en la presente Oferta, o la presencia en el Consejo de Administración de ENAGAS, una vez finalizada la Oferta. Gas Natural no tiene intención de mantener conversaciones ni realizar pactos con inversores con anterioridad a la adjudicación de acciones.

No obstante lo anterior, una vez revisado el libro de demanda de los Tramos Institucionales, Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, podría realizar adjudicaciones de participaciones relevantes en el Capital Social de ENAGAS a determinados inversores.

Además de las adjudicaciones de paquetes accionariales relevantes que se realicen en la presente Oferta, determinados inversores podrían adquirir en el mercado, con posterioridad a la oferta, otros paquetes relevantes de acciones que reducirían el número de acciones negociadas en las Bolsas, lo que podría reducir la liquidez de las acciones de ENAGAS.

Esos inversores podrían llegar a designar algún consejero en el órgano de administración de ENAGAS e influenciar la gestión de ENAGAS. Los intereses de esos inversores podrían no coincidir con los del resto de los accionistas.

4.-Factores de riesgo relacionados con las actividades de ENAGAS

Crecimiento de la demanda de gas natural a un ritmo inferior al esperado: El desarrollo de las actividades de ENAGAS se encuentra íntimamente ligado al crecimiento de la demanda de gas natural en España, la cual depende de una serie de factores que están fuera del control de ENAGAS. Dichos factores, entre otros, incluyen: el desarrollo del sector eléctrico, el precio del gas natural en comparación con el de otras energías; el crecimiento económico general en España; las fluctuaciones climáticas; la disponibilidad de capacidad en la importación internacional de gas por gasoductos; la legislación medioambiental; y la continuidad en la importación de gas de países extranjeros.

Igualmente, el plan de inversiones en infraestructuras de ENAGAS, se basa en la demanda de gas natural prevista en España, que se refleja de los datos actualmente disponibles y de la información histórica sobre la evolución del mercado. Si la demanda de gas natural no se incrementara al ritmo previsto, la situación financiera y los resultados de ENAGAS se verían afectados negativamente.

Bajo el nuevo marco retributivo, la retribución a percibir por ENAGAS por las infraestructuras de regasificación (operativas a 31 de diciembre de 2001), incluye un componente variable que depende del volumen de gas natural licuado que se regasifique en las Plantas que opera ENAGAS, en un año determinado. Asimismo, la retribución regulada para el abastecimiento al mercado a tarifa también depende de la demanda de gas natural. En consecuencia, una disminución de la demanda conllevaría la reducción de los componentes variables de la retribución a percibir por ENAGAS y por tanto podría afectar a sus resultados.

Interrupciones en las operaciones de gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos: Existen riesgos asociados con la operativa de la red de gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos, que podrían causar interrupciones imprevistas en las instalaciones por motivos ajenos al control de ENAGAS, por

ejemplo: accidentes, rotura o desgaste del equipo o de los procesos, funcionamiento de las infraestructuras gasistas a niveles por debajo de la capacidad y eficiencia previstas, catástrofes como explosiones, incendios, terremotos, etc. Cualquier interrupción de las actividades de ENAGAS como consecuencia de alguna de las citadas causas podría perjudicar la operatividad de ENAGAS y por otro lado, podría suponer un incremento de los costes, por el importe que excediera de la cobertura del seguro correspondiente, o la posibilidad de tener que hacer frente a reclamaciones presentadas por terceros. Dichas interrupciones podrían, igualmente, causar el incumplimiento de las obligaciones atribuidas a ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema o como suministrador de gas natural al mercado a tarifa, lo que podría conllevar la imposición de las sanciones establecidas en la legislación aplicable. Cualquiera de estos costes, reclamaciones o sanciones podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera y en los resultados de ENAGAS.

Sin perjuicio de lo anterior, los accidentes que pudieran ocurrir en las instalaciones de ENAGAS podrían ocasionar la pérdida de vidas humanas y daños en la propiedad de terceros y en el medioambiente. Las responsabilidades derivadas de los accidentes ocasionados en o por las instalaciones de ENAGAS, sin perjuicio de la cobertura de las correspondientes pólizas de seguro, podrían en el futuro afectar negativamente a los resultados de ENAGAS.

Legislación medioambiental: La legislación sobre contaminación medioambiental nacional y europea ha evolucionado rápidamente en el pasado y puede seguir en esta línea, requiriendo inversiones significativas para ENAGAS o que puedan tener un efecto material adverso en la situación financiera y en los resultados de ENAGAS. Aunque la Sociedad considera que cumple con la legislación vigente en todos los aspectos materiales, no puede asegurarse que ENAGAS continuará cumpliendo con la legislación presente o futura o que los costes que supongan la aplicación de la legislación correspondiente no afecten sustancialmente a los resultados operativos de ENAGAS. La Sociedad no puede asegurar que no se incurrirán en costes y responsabilidades, incluyendo el coste de las operaciones de limpieza y las reclamaciones por daños a las personas y a la propiedad de terceros resultantes de nuestras actividades.

5.- Factores de riesgo relacionados con la inestabilidad política internacional.

Inestabilidad Política Internacional: Una parte significativa del gas que transporta ENAGAS procede de países que pueden estar sujetos a cambios adversos en sus condiciones económicas o políticas. El gas natural objeto de importación, está consecuentemente, sujeto a riesgos, entre los que se incluyen; un incremento en las tasas e impuestos aplicables, el establecimiento de límites a la producción o a la exportación, la renegociación obligatoria de los contratos de aprovisionamiento suscritos, la nacionalización de los activos, la inestabilidad de los gobiernos y economías extranjeras, el desencadenamiento de hostilidades, actos de terrorismo, el cambio de las legislaciones locales relacionadas con el mercado del gas, etc.

Las dificultades que pudieran encontrar los proveedores de gas, como consecuencia de los sucesos mencionados podría suponer la falta o la reducción del abastecimiento de gas que transporta ENAGAS, lo que resultaría en una reducción de los volúmenes de gas transportados que implicaría un efecto negativo en la posición financiera y en los resultados de ENAGAS.

En particular, teniendo en cuenta que aproximadamente el 57% del suministro anual de gas natural en España proviene de Argelia, cualquier cambio significativo adverso en este país podría suponer un efecto negativo en los resultados de ENAGAS.

En el supuesto de que el Grupo Gas Natural, como consecuencia de los sucesos mencionados anteriormente, no fuera capaz de aprovisionar a ENAGAS del gas natural que la Sociedad está obligada proporcionar para el suministro a los consumidores a tarifa, dicho acontecimiento podría causar el incumplimiento de las obligaciones de ENAGAS. Los incumplimientos de ENAGAS de sus respectivos contratos podrían ocasionar costes significativos adicionales, como consecuencia de las reclamaciones de terceros. Podría, además tener que hacerse frente a las sanciones que se impusieran por aplicación de la normativa vigente. Estos costes o sanciones pueden tener un efecto material adverso en la posición financiera y en los resultados de ENAGAS.

Situación económica o política como consecuencia de los atentados terroristas de septiembre de 2001: Una repetición de los ataques terroristas ocurridos en Estados Unidos durante septiembre de 2001, bien en el mismo país o bien en otros países, podría tener como consecuencia que surgiese un clima de inseguridad política y económica en algunas regiones del mundo, causando el deterioro del entorno económico de los Estados Unidos y de Europa. Una recesión o una ralentización de la economía en España podría tener como consecuencia la disminución en el consumo de gas natural por parte de los clientes actuales lo que afectaría de forma negativa a los ingresos y perspectivas de crecimiento de ENAGAS.

En el supuesto de que la red de transporte de ENAGAS fuera objeto de un ataque terrorista, tanto de grupos terroristas nacionales como internacionales, dichos actos podrían repercutir negativamente en la posición financiera y en los resultados de ENAGAS.

Adicionalmente, la evolución política, militar y económica, a raíz de un acontecimiento como el descrito podría tener como consecuencia la volatilidad de los precios acciones de ENAGAS en los mercados en que se negocien.

6.- Fluctuaciones de los tipos de interés

ENAGAS pretende, financiar a corto-medio plazo, en parte, su plan de inversión en infraestructuras gasistas mediante endeudamiento financiero externo. ENAGAS prevé incrementar el ratio de endeudamiento respecto a los activos totales hasta aproximadamente un 55-60%. El incremento del endeudamiento financiero externo podría suponer un incremento de los costes de ENAGAS en función de la evolución de los tipos de interés. Así, una parte significativa de los intereses a pagar podría estar referida a la evolución de ciertos tipos de interés tales como EURIBOR, LIBOR, etc. ENAGAS no mantiene en este momento una política de cobertura de tipo de interés mediante la utilización de instrumentos derivados. Los movimientos en los tipos de interés pueden tener un impacto apreciable en los gastos financieros en lo referente a los préstamos con tipos variables.

7.- Información financiera pro forma

Durante los ejercicios 1999 y 2000 con el objeto de cumplir con el mandato legal referido a la separación jurídica de actividades que hasta esa fecha desarrollaba ENAGAS, y que se describe en el Capítulo III del Folleto Informativo, se realizaron tres escisiones parciales de ramas de actividad, descritas igualmente en el Capítulo III.

Se han incluido en el Folleto Informativo datos financieros pro forma correspondientes a esos años, con el objeto de; (i) indicar cuales hubieran sido los estados financieros y resultados de explotación si ENAGAS hubiese llevado a cabo sus actuales operaciones y si hubiera tenido durante esos ejercicios los activos y pasivos actuales y, (ii) mostrar la situación financiera y resultados del Grupo ENAGAS en base consolidada. Los estados financieros pro forma y la demás información financiera proforma incluida en el Folleto Informativo no reflejan el nuevo marco regulatorio aplicable desde febrero del 2002 que modifica sustancialmente el modo en que se calculan los ingresos para los ejercicios 2002 y siguientes, por lo que los estados financieros pro forma no son indicativos de los resultados futuros.

8.- Factores de riesgo referidos a la información contable facilitada

Los ingresos futuros podrían diferir sustancialmente de los ingresos pasados: La gran mayoría de los ingresos del ejercicio 2002 y de los ejercicios siguientes, son determinables de acuerdo con el marco retributivo establecido en febrero de 2002. El citado método difiere en gran medida de la forma en que ENAGAS ha obtenido sus ingresos en los ejercicios anteriores y podrían afectar materialmente al método por el que los ingresos sean reconocidos en las cuentas de futuros ejercicios. Consecuentemente, los resultados que aparecen en información financiera de ejercicios pasados de ENAGAS, puede no ser representativa de los resultados futuros.

9.- Restricciones a la participación en el Capital.

Ley 34/1988, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, 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. 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 quedarán en suspenso hasta que no se adecue la cifra de participación en el capital o en los derechos de voto. Además, en el sector energético español, los límites a la participación en el capital social de sus operadores varían, por ejemplo 25% en el sector de hidrocarburos fósiles y 10% en el sector eléctrico. El Gobierno podría armonizar estos límites para todo el sector energético. Esto podría conllevar, que para incrementar la competencia en el sector, dicha armonización se basase en una participación máxima en el capital social menor a la actual. ENAGAS no puede asegurar que el actual límite en su participación del 35% no sea reducido en el futuro. Cualquier accionista que adquiriese una participación significativa del capital social de ENAGAS como resultado de la Oferta, podría verse forzado a reducir su participación en dicho capital social si excediese cualquier futuro límite impuesto en la participación del capital social 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.

Igualmente, la Ley 55/1999, de 29 de diciembre, impide a las entidades o personas de naturaleza pública y entidades de cualquier naturaleza, participadas mayoritariamente o controladas por entidades o Administraciones públicas, que directa o indirectamente tomen el control o adquieran participaciones significativas (al menos el 3%) de sociedades de ámbito estatal que desarrollen actividades en los mercados energéticos, ejercer los derechos políticos correspondientes a dichas participaciones.

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, 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 gaseosos, en una proporción igual o superior al 3%, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una entidad.

Las restricciones mencionadas, podrían tener como consecuencia que no pudiera tomarse el control de ENAGAS.

10.- Factores de riesgo relativos a la oferta y a las acciones.

Mercado para las acciones: Las acciones no han sido anteriormente objeto de negociación en ningún mercado de valores y, por tanto, no puede asegurarse que las acciones vayan a cotizar a un precio igual o similar al que se realice la Oferta. No existen garantías respecto al volumen de contratación que alcancen las acciones, ni respecto a su efectiva liquidez.

Precio de las acciones como consecuencia de futuras ventas: El precio de mercado de las acciones podría verse negativamente afectado como resultado de transmisiones significativas de acciones después de la Oferta, o por la percepción de que tales transmisiones pudiesen llevarse a cabo. Después de la Oferta, el 65% del capital social, estará en manos de los inversores que acudan a la Oferta, y el 35% restante será titularidad de Gas Natural, asumiendo que las Entidades Aseguradoras de los tramos Institucionales ejerciten la opción de compra que les ha otorgado Gas Natural. Asimismo, cualquier reducción al actual límite sobre la participación en el capital social de ENAGAS del 35%, obligaría a Gas Natural a reducir su participación en el mismo, lo que puede tener un efecto negativo sobre el precio de las acciones de ENAGAS.

III. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA

La Oferta Pública de Venta (en adelante la "OPV", la "Oferta" o la "Oferta Pública") de acciones de ENAGAS la realiza Gas Natural SDG, S.A. (en adelante "Gas Natural"). El número inicial de acciones ofrecidas es de 141.091.948, lo que representa un 59,1 % del capital social de ENAGAS.

Dicho número podrá ampliarse hasta un total de 155.177.269 acciones, lo que representa un 65% del capital social de ENAGAS, en caso de ejercitarse la opción de compra (green-shoe) sobre 15.085.321 acciones de ENAGAS que Gas Natural tiene prevista conceder a las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales de la Oferta.

Distribución de la Oferta		
TRAMO	INVERSORES A LOS QUE ESTÁ DIRIGIDO CADA TRAMO	Nº de acciones ofrecidas % de la Oferta ⁽¹⁾
OFERTA ESPAÑOLA		88.182.468 Acciones 62,5% de la oferta
Tramo Minorista	Personas físicas o jurídicas residentes en España. Personas físicas o jurídicas no residentes en España, nacionales de uno de los Estados miembros de la Unión Europea y/o firmantes del Acuerdo y el Protocolo sobre el Espacio Económico Europeo (Estados miembros de la Unión Europea, más Islandia y Noruega) o del Principado de Andorra.	52.909.481 Acciones 37,5% de la oferta
Tramo Institucional	Inversores institucionales residentes en España	35.272.987 Acciones 25% de la oferta
OFERTA INTERNACIONAL	Exclusivamente para inversores institucionales residentes fuera del Reino de España	52.909.480 Acciones 37,5% de la oferta

(1) sin tener en cuenta el green shoe

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SUBTRAMO MINORISTA GENERAL DE LA OFERTA:

Cuándo se puede comprar: Desde las 8:30 horas del día 12 de junio hasta las 14:00 horas del día 18 de junio de 2002 (dentro del horario que tenga establecido cada entidad), ambos inclusive, mediante la presentación de Mandatos de compra ("Período de Formulación de Mandatos"). Dichos Mandatos serán revocables, en su totalidad, pero no parcialmente, hasta las 14:00 horas del día 21 de junio de 2002.

Desde las 8:30 horas del día 19 de junio hasta las 14:00 horas del día 21 de junio de 2002, ambos inclusive, mediante la formulación de Solicitudes no revocables ("Período de Oferta Pública").

Se hace expresamente constar que los Mandatos tendrán preferencia en el prorrateo sobre las Solicitudes

Cómo y dónde se puede comprar: Tanto los Mandatos como las Solicitudes de compra deberán presentarse exclusivamente ante las Entidades Aseguradoras y Colocadoras del Tramo Minorista que se relacionan en el Folleto Informativo de la Oferta, donde el inversor deberá abrir, en caso de no tenerla, una cuenta de valores y/o de efectivo.

Las entidades receptoras de los Mandatos o Solicitudes de compra podrán exigir a los correspondientes peticionarios la provisión de fondos necesaria para asegurar el pago de las acciones.

Los Mandatos o Solicitudes de compra deberán ser otorgados por escrito y firmados por el inversor interesado en el correspondiente impreso que la Entidad Aseguradora o Colocadora deberá facilitarle. Dicho impreso deberá reflejar, escrito de puño y letra por el peticionario, la cantidad en euros que desea invertir, así como todos los datos identificativos del peticionario que vengan exigidos por la legislación vigente para este tipo de operaciones (nombre y apellidos o denominación social, dirección y NIF, o en caso de no residentes en España que no dispongan de Número de Identificación Fiscal, Número de Pasaporte y su nacionalidad). En caso de Mandatos o Solicitudes formulados en nombre de menores de edad, deberá expresarse el NIF del menor o, si no lo tuviere, su fecha de nacimiento y el NIF del representante legal, sin que ello implique asignar el NIF del representante. Será aceptable que la cantidad figure impresa mecánicamente siempre que haya sido fijada por el inversor y así se confirme por el mismo mediante una firma autógrafa adicional sobre ella. Adicionalmente, los Mandatos de compra podrán también ser cursados por vía telemática (Internet) y/o telefónica a través de aquellas Entidades Aseguradoras o Colocadoras que estén dispuestas a aceptar órdenes cursadas por esa/s vía/s y reúnan los medios suficientes para garantizar la seguridad y confidencialidad de las correspondientes transacciones, en los términos que se contienen en el Capítulo II del Folleto Informativo.

Una misma persona no podrá formular más de dos peticiones de forma conjunta con otras personas utilizando distintas formas de cotitularidad. Los Mandatos y Solicitudes de Compra formulados en nombre de varias personas se entenderán hechos mancomunadamente por la cantidad reflejada en el Mandato o Solicitud. A los efectos de computar el límite máximo por peticionario, cuando coincidan todos y cada uno de los peticionarios en varias peticiones (ya sean basadas en Mandatos o en Solicitudes) se agregarán, formando una única petición.

El importe mínimo por el que podrá formularse Mandatos y Solicitudes en el Tramo Minorista será de 1.200 euros. El importe máximo será de 60.000 euros.

Cuál es el precio de las acciones objeto de la Oferta: En el Folleto Informativo se ha fijado una Banda de Precios No Vinculante para las acciones de ENAGAS objeto de la presente Oferta, de entre 5,85 euros y 7,55 euros por acción. Se hace constar que la Banda de Precios No Vinculante ha sido fijada por Gas Natural de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales e implica asignar a ENAGAS una capitalización bursátil o valor de mercado de la totalidad de sus acciones, de entre 1.396.595.421 millones de euros y 1.802.443.663 millones euros.

Está previsto que el 18 de junio de 2002, Gas Natural, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, fije el precio máximo de compra por acción (Precio Máximo Minorista); la fijación del mismo tiene por objeto permitir a los inversores conocer el importe que, como máximo, pagarán por las acciones de ENAGAS.

Está previsto que el 24 de junio de 2002, o en su caso, no más tarde de las 3:00 horas del día 25 de junio de 2002, Gas Natural, de acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, fije el Precio Institucional de la Oferta.

El precio de las acciones de ENAGAS para el Tramo Minorista (Precio Minorista) se fijará el 24 de junio de 2002 y será el menor de las siguientes cantidades: (i) el Precio Máximo Minorista o (ii) el Precio Institucional de la Oferta.

La fijación de los precios de la Oferta y la asignación definitiva de acciones a cada uno de los Tramos, el desistimiento y revocación de la Oferta, serán objeto de información adicional al Folleto Informativo y serán publicados en, al menos, un diario de difusión nacional.

Adjudicación de las acciones compradas y pago de las mismas: Los Mandatos y, en su caso, las Solicitudes de Compra, expresadas en euros se traducirán en Mandatos y Solicitudes de Compra expresadas en número de acciones, dividiendo las primeras por el Precio Máximo Minorista. En caso de fracción se redondeará por defecto.

En el caso de que los Mandatos o Solicitudes de Compra, convertidos en número de acciones, excedieran del número de acciones asignadas al Tramo Minorista se realizará un prorrateo de acuerdo con el procedimiento descrito en el Folleto Informativo, teniendo en cuenta que, los Mandatos de Compra formulados y no revocados tendrán preferencia sobre las Solicitudes de Compra. El número de acciones asignado al Tramo Minorista se destinará, en primer lugar, a atender las acciones solicitadas con base en Mandatos. Únicamente cuando se hayan atendido la totalidad de los Mandatos, las acciones sobrantes se destinarán a atender las acciones solicitadas con base en las Solicitudes.

La adjudicación definitiva de las acciones en todos los Tramos se realizará por la Entidad Agente el día 25 de junio de 2002.

Independientemente de la provisión de fondos que pudiera ser exigida a los inversores, el pago por parte de los mismos de las acciones finalmente adjudicadas se realizará no antes del día 25 de junio, ni más tarde del 28 de junio de 2002.

En la Fecha de Liquidación, que se prevé será el día 28 de junio de 2002, y con fecha valor de ese mismo día, se procederá a la liquidación definitiva de la Oferta a través del SCLV. Con esa misma fecha, la Entidad Agente procederá a abonar en la cuenta que Gas Natural designe al respecto, una vez recibido del SCLV, el total precio de venta de la Oferta, menos comisiones y gastos en la forma convenida en los correspondientes Protocolos y Contratos de Aseguramiento.

Desistimiento y Revocación Automática de la Oferta

Gas Natural, ante el cambio sustancial de las condiciones de mercado u otra causa relevante, podrá desistir de la Oferta en cualquier momento anterior al día en que se inicie el Periodo de la Oferta Pública. El desistimiento afectará a todos los Tramos de la Oferta

Asimismo, se ha previsto que la Oferta quede automáticamente revocada en todos sus Tramos en los siguientes supuestos: (a) En caso de que antes de las 03:00 horas de Madrid del 19 de junio de 2002 no se hubiera firmado el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista; o (b) En el caso de que alguna Entidad Aseguradora no hubiera firmado el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista y ninguna de las Entidades Aseguradoras firmantes del Contrato de Aseguramiento del Tramo Minorista quisiera asumir el compromiso de aseguramiento de dicha Entidad; o (c) En caso de que antes de las 03:00 horas de Madrid del 25 de junio de 2002, no se hubiera alcanzado un acuerdo entre Gas Natural y las Entidades Coordinadoras Globales para la fijación del Precio Institucional; o no se hubiera firmado alguno de los Contratos de Aseguramiento y Colocación de los Tramos Institucionales; o (d) En caso de que alguna Entidad Aseguradora no hubiera firmado cualquiera de los Contratos de Aseguramiento y Colocación de los Tramos Institucionales y ninguna de las Entidades Aseguradoras firmantes del Contrato de Aseguramiento de los Tramos Institucionales quisiera asumir el compromiso de aseguramiento de dicha Entidad; o (e) En caso de que en cualquier momento anterior a las 23:30 horas del día 25 de junio de 2002 quedara resuelto cualquiera de los Contratos

de Aseguramiento y Colocación como consecuencia de las causas previstas en los mismos y (f) En caso de que la Oferta sea suspendida o dejada sin efecto por cualquier autoridad administrativa o judicial competente.

El desistimiento y la revocación de la Oferta darán lugar a la anulación de todos los Mandatos no revocados y Solicitudes de Compra, así como de todas las Propuestas de los Tramos Institucionales, no existiendo obligación de entrega de las acciones por parte de Gas Natural ni obligación del pago del precio por parte de los peticionarios.

Las Entidades que hubieran recibido provisiones de fondos de los inversores, deberán devolver dichas provisiones, libres de comisiones y gastos, con fecha valor del día hábil siguiente al de la revocación o desistimiento.

Admisión a cotización: La fecha máxima fijada para la admisión a cotización de las acciones en las Bolsas Españolas es el 8 de julio de 2002, si bien está previsto que las acciones de ENAGAS sean admitidas a cotización el 26 de junio de 2002.

Revocación en caso de no admisión a cotización de las acciones: En caso de no producirse la admisión a cotización en Bolsa de las acciones de ENAGAS antes de las 8:30 horas de la mañana del día 8 de julio de 2002, quedarán resueltas las compraventas derivadas de la OPV; Como consecuencia de la resolución de las compraventas inherentes a la OPV, será devuelto a los inversores y, en su caso, a las Entidades Aseguradoras, el importe satisfecho por las mismas incrementado en el interés legal, estando aquellos y éstas obligados a restituir las acciones adjudicadas.

IV. BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL GRUPO ENAGAS

La regulación anterior implicaba un sistema de tarifas global, toda la venta era regulada, sin que pudiera hacerse, como se hace hoy tras la aprobación del nuevo marco normativo, un desglose de ingresos por actividades. 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.

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.

V. PRINCIPALES MAGNITUDES ECONÓMICO FINANCIERAS DE ENAGAS Y SU GRUPO

Enagas, S.A. no está obligada a presentar cuentas anuales e informe de gestión consolidados para los ejercicios 1999, 2000 y 2001, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9º del Real Decreto 1815/1991 de 20 de diciembre, ya que forma parte del Grupo perteneciente a Gas Natural SDG, S.A. en el que se consolidan las cuentas anuales de Enagas, S.A.

Dado que durante el ejercicio 2000 se realizaron las escisiones de las unidades económicas de aprovisionamiento de gas y de arrendamiento inmobiliario de Enagas, S.A. al 30 de junio de 2000 en favor de Gas Natural SDG, S.A., se han preparado estados financieros consolidados proforma para los ejercicios 1999 y 2000, de forma que las cifras de dichos años resulten comparables con las del ejercicio 2001.

En el Folleto Informativo se incluye un resumen de las hipótesis utilizadas en la preparación de los Estados Financieros Consolidados Proforma al 31 de diciembre de 2000 y 1999.

Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2001 y comparación con los Balances de Situación Consolidados pro forma a 31 de diciembre de 2000 y 1999.

ACTIVO	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Inmovilizado	2 310 870	2 238 715	2 141 854
Gastos de establecimiento	42	244	456
Inmovilizaciones inmateriales	5 671	4 209	4 758
Gastos de investigación y desarrollo	11 827	10 424	8 410
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	4 752	4 397	4 357
Aplicaciones informáticas	3 802	2 042	2 042
Amortizaciones	(14 710)	(12 654)	(10 051)
Inmovilizaciones materiales	2 261 184	2 186 824	2 083 282
Terrenos y construcciones	72 731	70 486	68 899
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 727 548	2 539 986	2 456 786
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	9 628	9 008	8 396
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	350 523	357 920	268 116
Otro inmovilizado	19 246	17 608	17 769
Provisiones	(12 732)	(13 260)	(10 158)
Amortizaciones	(905 760)	(794 924)	(726 526)
Inmovilizaciones financieras	43 973	47 438	53 358
Créditos a empresas del grupo	28 958	39 808	44 433
Créditos a empresas asociadas	7 488	-	-
Cartera de valores a largo plazo	1 320	767	1 781
Otros créditos	572	1 340	1 371
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	617	220	221
Provisiones	(312)	(312)	(312)
Administraciones públicas a largo plazo	5 330	5 615	5 864
Gastos a distribuir en varios ejercicios	19 898	21 000	22 103
Activo circulante	423 814	388 253	295 074
Existencias	8 120	7 850	7 872
Materias primas y otros aprovisionamientos	8 120	7 841	6 836
Subproductos, residuos y materiales recuperados	-	9	1 036
Deudores	408 736	375 949	277 603
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	27 334	27 671	15 327
Empresas del grupo, deudores	343 911	327 399	240 540
Empresas asociadas, deudores	32 326	21 101	16 436
Deudores varios	2 730	1 200	3 573
Personal	351	-	374
Administraciones públicas	3 633	127	2 902
Provisiones	(1 549)	(1 549)	(1 549)
Inversiones financieras temporales	1 947	2 667	1 766
Créditos a empresas del grupo	1 524	2 305	1 766
Créditos a empresas asociadas	423	-	-
Cartera de valores a corto plazo	-	362	-
Tesorería	4 102	1 098	7 044
Ajustes por periodificación	909	689	789
Total Activo	2 754 582	2 647 968	2 459 031

PASIVO	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Fondos propios	779 643	807 488	1 212 836
Capital suscrito	358 705	358 705	358 705
Reserva de revalorización	342 505	342 505	342 505
Reserva legal	46 988	34 473	23 835
Reservas voluntarias	15 942	18 652	401 683
Reservas en soc. consolidadas por integ. proporcional	(741)	(1 281)	(8 616)
Pérdidas y ganancias consolidadas	117 844	54 434	94 724
Dividendo activo a cuenta	(101 600)	-	-
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	479 553	476 574	448 151
Subvenciones de capital	410 579	400 174	363 383
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	68 974	76 400	84 768
Provisiones para riesgos y gastos	1 290	60 119	58 774
Provisiones para riesgos y gastos	-	59 358	57 747
Otras provisiones	1 290	761	1 027
Acreedores a largo plazo	985 513	1 121 758	490 963
Deudas con entidades de crédito	78 612	85 344	108 240
Deudas con empresas del grupo y asociadas	904 352	1 033 647	380 062
Deudas con empresas del grupo	904 352	1 033 647	380 062
Otros acreedores	2 549	2 767	2 661
Administraciones públicas a largo plazo	2 549	2 767	2 661
Acreedores a corto plazo	508 583	182 029	248 307
Deudas con entidades de crédito	83 383	30 719	14 282
Deudas con empresas del grupo y asociadas	322 711	33 042	124 134
Deudas con empresas del grupo	322 711	33 042	123 901
Deudas con empresas asociadas	-	-	233
Acreedores comerciales	85 231	97 065	88 668
Deudas por compras o prestaciones de servicios	85 231	97 065	88 668
Otras deudas no comerciales	17 258	21 203	21 223
Administraciones públicas	5 667	10 202	9 449
Otras deudas	814	695	1 505
Remuneraciones pendientes de pago	762	1 114	1 280
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	10 015	9 192	8 989
	2 754 582	2 647 968	2 459 031

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada del ejercicio 2001 y comparación con las Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas pro forma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.

	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Ingresos			
Importe neto de la cifra de negocios	2 414 258	2 662 983	1 500 214
Otros ingresos de explotación	51 284	71 686	39 526
Gastos			
Aprovisionamientos	(2 032 094)	(2 356 313)	(1 157 952)
Gastos de personal	(47 143)	(42 330)	(43 002)
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	(111 308)	(109 242)	(107 740)
Otros gastos de explotación	(136 884)	(123 172)	(91 214)
Beneficios de explotación	<u>138 113</u>	<u>103 612</u>	<u>139 832</u>
Ingresos en participaciones en capital	311	402	824
Ingresos de otros valores negociables	2 312	2 067	485
Otros intereses e ingresos asimilados	667	5 389	5 109
Diferencias positivas de cambio	85	435	791
Gastos financieros y gastos asimilados	(43 356)	(26 114)	(11 262)
Diferencias negativas de cambio	(50)	(688)	(212)
Resultados financieros	<u>(40 031)</u>	<u>(18 509)</u>	<u>(4 265)</u>
Beneficios de las actividades ordinarias	<u>98 082</u>	<u>85 103</u>	<u>135 567</u>
Beneficio de la enajenación de inmovilizado	3 420	14	5 926
Ingresos extraordinarios	61 751	808	571
Variación de provisiones de inmovilizado	(528)	(1 951)	564
Pérdidas procedentes del inmovilizado	(413)	(75)	(1)
Gastos extraordinarios	(2 966)	(77)	(171)
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	(1 041)	-	(8)
Resultados extraordinarios positivos	<u>60 223</u>	<u>(1 281)</u>	<u>6 881</u>
Beneficios antes de impuestos	<u>158 305</u>	<u>83 822</u>	<u>142 448</u>
Impuesto sobre Sociedades	(40 461)	(29 388)	(47 724)
Beneficio del ejercicio	<u><u>117 844</u></u>	<u><u>54 434</u></u>	<u><u>94 724</u></u>

En el Folleto Informativo se incluyen como Anexo: Las Cuentas anuales de ENAGAS, S.A. correspondiente al ejercicio 2001 con el Informe de Gestión y el Informe de Auditoría; Estados Financieros Consolidados de ENAGAS, S.A. y sus sociedades participadas correspondientes al ejercicio 2001 con el Informe de Auditoría y Estados Financieros Consolidados pro forma auditados de ENAGAS, S.A. y sus sociedades participadas correspondientes a los ejercicios 1999 y 2000 con el Informe de Auditoría. Por su parte, las Cuentas Anuales de ENAGAS de los últimos tres años están auditadas sin salvedades.

VI. LA ADMINISTRACIÓN DE ENAGAS

La gestión, administración y representación de ENAGAS, sin perjuicio de las facultades que con arreglo a la Ley y a los Estatutos corresponden a la Junta General, están encomendadas al Consejo de Administración. Los Estatutos Sociales de ENAGAS no establecen limitaciones para la elegibilidad de Consejeros ni del Presidente.

En la fecha de verificación del Folleto Informativo, el Consejo de Administración está compuesto por 12 miembros. Una vez finalizada la Oferta y dependiendo de la estructura accionarial resultante, Gas Natural propondrá la renuncia o el cese de hasta tres de los Consejeros Dominicales de GAS NATURAL SDG para permitir el nombramiento de hasta 3 consejeros en representación de accionistas titulares de participaciones relevantes. Dicho cese y nombramiento (por cooptación) se realizarán en un Consejo de Administración a celebrar antes del 16 de julio de 2002. En el supuesto de que no se produjera el nombramiento de consejeros en representación de otros accionistas relevantes, Gas Natural propondrá la reestructuración del Consejo de Administración para acomodarlo a la nueva realidad accionarial.

En el folleto Informativo se contienen detalles acerca del Consejo de Administración actual y altos directivos de ENAGAS.

El Consejo de Administración de ENAGAS en su reunión de 22 de mayo de 2002 aprobó el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo ("Reglamento del Consejo") y un Reglamento Interno de Conducta que contiene las normas de actuación en relación con los valores emitidos por ENAGAS que se negocian en mercados organizados.

VII. BREVE REFERENCIA DE EXPECTATIVAS Y EVOLUCION DE ENAGAS Y SU GRUPO

VII.1. Evolución de los negocios

Balance de Situación Consolidado de Grupo ENAGAS a 31 de marzo de 2002 y 2001

ACTIVO	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
Inmovilizado	2 318 491	2 278 917
Gastos de establecimiento	-	193
Inmovilizaciones inmateriales	7 954	4 283
Gastos de investigación y desarrollo	12 155	10 828
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	6 428	4 397
Aplicaciones informáticas	4 566	2 042
Amortizaciones	(15 195)	(12 984)
Inmovilizaciones materiales	2 266 179	2 190 460
Terrenos y construcciones	72 731	72 119
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 763 613	2 544 771
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	10 053	9 098
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	347 744	381 713
Otro inmovilizado	19 238	17 783
Provisiones	(12 732)	(13 260)
Amortizaciones	(934 468)	(821 764)
Inmovilizaciones financieras	44 358	83 981
Créditos a empresas del grupo	36 882	38 817
Participaciones en empresas del grupo	-	34 175
Cartera de valores a largo plazo	1 320	767
Otros créditos	567	1 359
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	621	220
Provisiones	(312)	(312)
Administraciones públicas a largo plazo	5 280	8 955
Gastos a distribuir en varios ejercicios	19 623	20 724
Activo circulante	270 400	378 611
Existencias	8 285	99 715
Materias primas y otros aprovisionamientos	8 285	7 972
Productos terminados	-	91 743
Deudores	249 795	268 381
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	62 740	45 188
Empresas del grupo, deudores	117 812	194 631
Empresas asociadas, deudores	47 165	25 580
Deudores varios	4 830	3 445
Personal	288	15
Administraciones públicas	18 509	1 071
Provisiones	(1 549)	(1 549)
Inversiones financieras temporales	8 245	8 323
Créditos a empresas del grupo	1 844	3 069
Cartera de valores a corto plazo	6 401	5 254
Tesorería	3 620	1 951
Ajustes por periodificación	455	241
Total Activo	2 608 514	2 678 252

PASIVO	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
Fondos propios	815 431	789 980
Capital suscrito	358 705	358 705
Reserva de revalorización	342 505	342 505
Reserva Legal	46 988	34 473
Reservas Voluntarias	15 942	1 388
Reservas en sociedades consolidadas por Integración proporcional	(741)	(741)
Reservas en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	-	14 554
Remanente	117 844	125 155
Pérdidas y ganancias consolidadas	35 788	16 113
Dividendo activo a cuenta	(101 600)	(102 172)
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	494 464	495 216
Subvenciones de capital	428 291	421 024
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	66 173	74 192
Provisiones para riesgos y gastos	2 051	60 595
Provisiones para riesgos y gastos	-	59 358
Otras provisiones	2 051	1 237
Acreedores a largo plazo	910 049	939 046
Deudas con entidades de crédito	74 298	86 321
Deudas con empresas del grupo	833 257	849 970
Deudas con empresas del grupo	833 257	849 970
Otros acreedores	2 494	2 755
Administraciones públicas a largo plazo	2 494	2 755
Acreedores a corto plazo	386 519	393 415
Deudas con entidades de crédito	85 134	17 956
Deudas con empresas del grupo y asociadas	202 631	288 872
Deudas con empresas del grupo	202 631	288 872
Acreedores comerciales	66 814	59 780
Deudas por compras o prestaciones de servicios	66 814	59 780
Otras deudas no comerciales	31 940	26 807
Administraciones públicas	22 323	15 200
Otras deudas	2 233	5 045
Remuneraciones pendientes de pago	328	542
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	7 056	6 020
Total Pasivo	2 608 514	2 678 252

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de Grupo ENAGAS a 31 de marzo 2002 y 2001

	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
INGRESOS		
Importe neto de la cifra de negocios	568 278	752 713
Otros ingresos de explotación	12 923	13 038
GASTOS		
Aprovisionamientos	(445 158)	(662 360)
Gastos de personal	(12 323)	(11 581)
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	(29 435)	(27 222)
Otros gastos de explotación	(30 943)	(31 165)
Beneficios de explotación	63 342	33 423
Ingresos de otros valores negociables	397	631
Otros intereses e ingresos asimilados	92	110
Diferencias positivas de cambio	2	12
Gastos financieros y gastos asimilados	(8 996)	(13 407)
Diferencias negativas de cambio	(8)	(38)
Resultados financieros	(8 513)	(12 692)
Beneficios de las actividades ordinarias	54 829	20 731
Beneficio de la enajenación de inmovilizado	147	2 636
Resultados extraordinarios positivos	147	2 636
Beneficios antes de impuestos	54 976	23 367
Impuesto sobre Sociedades	(19 188)	(7 254)
Beneficio del ejercicio	35 788	16 113

En el Folleto Informativo se incluyen como Anexo los Estados Financieros individuales y consolidados de ENAGAS, S.A. a 31 de marzo de 2002 y 2001, junto con el informe de revisión imitada.

VII.2. Política de dividendos

Durante los ejercicios 1999, 2000 y 2001 la compañía ha repartido unos dividendos anuales de 63.833, 112.641 y 117.644 miles de euros, respectivamente. La futura política de distribución de beneficios, que dependerá en todo caso de la última decisión de la Junta General de Accionistas, se espera que sea la de repartir un dividendo anual que represente como mínimo un 50% del beneficio neto consolidado después de impuestos. No obstante lo anterior, la Sociedad no puede asegurar hoy que el reparto final de dividendos sea coincidente con la política de dividendos anteriormente descrita.

VII.3. Política de Inversiones

El plan de inversiones de ENAGAS prevé una inversión total de aproximadamente 2.600 millones de euros para expandir la red de transporte en el periodo comprendido entre los años 2002 a 2006. La política de inversiones figura descrita en el Capítulo IV del Folleto Informativo.

VII.4. Estructura Financiera y endeudamiento

Los recursos generados por la Sociedad pueden no ser suficientes para llevar a cabo el plan de inversiones previsto. La correcta ejecución del plan de inversiones requiere de flexibilidad financiera. Es intención de ENAGAS incrementar el ratio de endeudamiento respecto a los activos totales, desde su nivel actual de aproximadamente el 40% hasta un 55-60% aproximadamente, en línea con la de otros operadores del sector gasista europeos. ENAGAS tiene previsto solicitar, de forma inmediata, la correspondiente calificación de solvencia financiera a dos casas de calificación de modo que, una vez obtenida la misma, esté en disposición de financiarse en los mercados de capitales, mediante las oportunas emisiones de valores de renta fija las cuales, en su caso, se complementarían con financiación bancaria o institucional. Inicialmente, no está prevista la financiación vía ampliación de capital.

ÍNDICE DEL FOLLETO INFORMATIVO

CAPÍTULO 0

CIRCUNSTANCIAS RELEVANTES A CONSIDERAR SOBRE LA EMISIÓN U OFERTA DE VALORES

0.1. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES OBJETO DE EMISIÓN U OFERTA AMPARADAS POR ESTE FOLLETO.

- 0.1.1.** Identificación del Oferente de los valores objeto del presente Folleto
- 0.1.2.** Identificación del Emisor de los valores objeto del presente Folleto
- 0.1.3.** Consideraciones específicas sobre la Oferta Pública que han de tenerse en cuenta para una mejor comprensión de las características de los valores objeto de la presente Oferta.
 - 0.1.3.1.** Acciones objeto de la Oferta Pública
 - 0.1.3.2.** Precios de las Acciones
 - 0.1.3.3.** Admisión a cotización de las acciones de ENAGAS
 - 0.1.3.4.** Desistimiento y Revocación de la Oferta
 - 0.1.3.5.** Compromiso de no transmisión de acciones
 - 0.1.3.6.** Asistencia a las Juntas Generales
 - 0.1.3.7.** Dividendos

0.2. CONSIDERACIONES EN TORNO A LAS ACTIVIDADES Y CIRCUNSTANCIAS MÁS RELEVANTES DE ENAGAS

- 0.2.1.** Principales actividades del Emisor
- 0.2.2.** Factores de Riesgo

CAPÍTULO I

PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DEL CONTENIDO DEL FOLLETO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL MISMO.

- I.1 PERSONAS QUE ASUMEN LAS RESPONSABILIDAD POR EL CONTENIDO DEL FOLLETO**
- I.2 ORGANISMOS SUPERVISORES**
- I.3 VERIFICACIÓN Y AUDITORIA DE LAS CUENTAS ANUALES**

CAPÍTULO II

LA OFERTA PÚBLICA Y LOS VALORES NEGOCIABLES DE LA MISMA

II.1. ACUERDOS DE EMISIÓN

- II.1.1.** Acuerdos de emisión
- II.1.2.** Acuerdo de realización de una Oferta Pública
- II.1.3.** Información sobre los requisitos y acuerdos para la admisión a negociación oficial

II.2 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA A LA EMISIÓN

- II.3 EVALUACIÓN DEL RIESGO INHERENTE A LOS VALORES O A SU EMISOR**
- II.4 VARIACIONES SOBRE EL RÉGIMEN LEGAL TÍPICO DE LOS VALORES OFERTADOS PREVISTO EN LAS DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES**
- II.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES**
 - II.5.1. Naturaleza y denominación de los valores
 - II.5.2. Representación de los valores
 - II.5.3. Importe nominal global de la Oferta
 - II.5.4. Número de acciones ofrecidas y proporción sobre el capital social
 - II.5.5. Precio de las acciones
 - II.5.6. Comisiones y gastos de la Oferta que ha de desembolsar el comprador
- II.6 COMISIONES POR INSCRIPCIÓN Y MANTENIMIENTO DE SALDOS POR EL REGISTRO CONTABLE DE LAS ACCIONES**
- II.7 INEXISTENCIA DE RESTRICCIONES A LA LIBRE TRANSMISIBILIDAD DE LOS VALORES**
- II.8 NEGOCIACIÓN OFICIAL EN LAS BOLSAS DE VALORES**
- II.9 DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS COMPRADORES DE LOS VALORES**
 - II.9.1. Derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación
 - II.9.2. Derecho de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones
 - II.9.3. Derecho de asistencia y voto en las Juntas Generales
 - II.9.4. Derecho de información
 - II.9.5. Obligatoriedad de prestaciones accesorias
 - II.9.6. Fecha de entrada en vigor de los derechos y obligaciones del punto II.9., de los tenedores de las acciones
- II.10 DISTRIBUCIÓN DE LA OFERTA Y PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN**
 - II.10.1. Colectivo de potenciales inversores. Distribución de la Oferta
 - II.10.2. Procedimiento de colocación del Tramo Minorista
 - II.10.3. Procedimiento de colocación del Tramo Institucional español
 - II.10.4. Procedimiento de colocación del Tramo Internacional
 - II.10.5. Información adicional a incorporar al Folleto registrado o como suplemento del mismo
- II.11 DESISTIMIENTO Y REVOCACIÓN DE LA OFERTA**
 - II.11.1. Desistimiento de la Oferta
 - II.11.2. Revocación automática total
 - II.11.3. Revocación en caso de no admisión a cotización de las acciones
- II.12 ENTIDADES QUE INTERVIENEN EN LA OFERTA**
 - II.12.1. Relación de las Entidades que intervendrán en la colocación. Descripción y funciones de las mismas
 - II.12.2. Verificación de las Entidades Coordinadoras Globales y de las Entidades Directoras
 - II.12.3. Características de los Contratos de Aseguramiento y Colocación
 - II.12.4. Prorratio
- II.13 ADJUDICACIÓN DEFINITIVA. FORMALIZACIÓN Y PAGO**
 - II.13.1. Adjudicación definitiva de las acciones
 - II.13.2. Liquidación de la Oferta

II.14 GASTOS DE LA OPERACIÓN

- II.14.1. Imputación de gastos
- II.14.2. Estimación de Gastos

II.15 RÉGIMEN FISCAL

II.16 FINALIDAD DE LA OPERACIÓN

II.17 DATOS RELATIVOS A LA NEGOCIACIÓN DE LAS ACCIONES DE ENAGAS

- II.17.1. Número de las acciones admitidas a negociación oficial
- II.17.2. Resultados y dividendos por acción de los últimos tres ejercicios.
- II.17.3. Reducciones y ampliaciones de capital realizadas en los tres últimos años.
- II.17.4. Ofertas Públicas de Adquisición
- II.17.5. Estabilización

II.18 PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN EL DISEÑO Y ASESORAMIENTO DE LA OFERTA PÚBLICA

- II.18.1. Personas que han participado en el diseño y/o asesoramiento de la presente Oferta
- II.18.2. Inexistencia de vínculos o intereses económicos

CAPÍTULO III

EL EMISOR Y SU CAPITAL

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.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 IV

ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

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.1.3 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.3.6.2. 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 V

EL PATRIMONIO, SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DEL EMISOR

V.1 INTRODUCCIÓN

V.2. INFORMACIONES CONTABLES INDIVIDUALES DE ENAGAS, S.A.

- V.2.1 Balance de Situación al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
- V.2.2 Cuenta de Pérdidas y Ganancias del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
- V.2.3 Cuadro de Financiación del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
- V.2.4 Evolución de los fondos propios durante los ejercicios 1999, 2000 y 2001.
- V.2.5 Estado de flujos de caja del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores
- V.2.6 Evolución del endeudamiento financiero neto del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
- V.2.7. Fondo de Maniobra al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
- V.2.8. Evolución de los ratios de endeudamiento (individuales y consolidados) a 31 de diciembre de 1999, 2000 y 2001.

V.3 INFORMACIONES CONTABLES CONSOLIDADAS DE ENAGAS, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES

- V.3.1 Resumen de las hipótesis utilizadas para la preparación de los estados financieros consolidados proforma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.
- V.3.2 Balance de Situación consolidado al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los balances consolidados pro forma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.

- V.3.3** Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada del ejercicio 2001, y comparación con las Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas pro forma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.
- V.3.4** Resumen de los principales criterios contables utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2001 y de los estados financieros consolidados pro forma de los ejercicios 2000 y 1999.
- V.3.5** Cuadro de Financiación consolidado del ejercicio 2001, y comparación con el cuadro de financiación consolidado pro forma correspondiente al ejercicio 2000.
- V.3.6** Evolución de los fondos propios consolidados durante el ejercicio 2001 y de los fondos propios consolidados proforma durante el ejercicio 2000.
- V.3.7** Estado de flujos de caja consolidado correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el estado de flujos de caja consolidado pro forma correspondiente al ejercicio 2000.
- V.3.8** Endeudamiento financiero consolidado neto correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el endeudamiento financiero consolidado pro forma neto correspondiente a los ejercicios 2000 y 1999.
- V.3.9.** Fondo de Maniobra consolidado correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el fondo de maniobra consolidado pro forma correspondiente a los ejercicios 2000 y 1999.

CAPÍTULO VI

LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DEL EMISOR

VI.1. IDENTIFICACIÓN Y FUNCIÓN DE LOS ADMINISTRADORES Y ALTOS DIRECTIVOS

- VI.1.1.** Miembros del órgano de administración.
- VI.1.2.** Delegación de facultades y Reglamento del Consejo de Administración.
- VI.1.3.** Reglamento Interno de Conducta.
- VI.1.4.** Directores y demás personas que asumen la gestión al nivel más elevado.

VI.2. CONJUNTO DE INTERESES EN LA SOCIEDAD DE ADMINISTRADORES, ALTOS DIRECTIVOS Y OTROS PROFESIONALES.

- VI.2.1.** Acciones con derecho a voto y otros valores que den derecho a su adquisición.
- VI.2.2.** Participaciones en las transacciones de los miembros del Consejo de Administración y Altos Directivos.
- VI.2.3.** Importes de los sueldos, dietas y remuneraciones.
- VI.2.4.** Obligaciones en materia de pensiones y seguros de vida.
- VI.2.5.** Anticipos, créditos concedidos y garantías en vigor constituidas por la Sociedad Emisora a favor de los Administradores y Altos Directivos.
- VI.2.6.** Actividades significativas ejercidas por los administradores fuera de la Sociedad.

VI.3. CONTROL SOBRE EL EMISOR.

VI.4. RESTRICCIONES ESTATUTARIAS A LA ADQUISICIÓN POR TERCEROS DE PARTICIPACIONES EN LA SOCIEDAD.

VI.5. PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS EN EL CAPITAL DE LA SOCIEDAD.

VI.6. NÚMERO APROXIMADO DE ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD.

- VI.7. PRESTAMISTAS DE MÁS DEL 20% DE LA DEUDA A LARGO PLAZO DE LA SOCIEDAD.**
- VI.8. CLIENTES O SUMINISTRADORES SIGNIFICATIVOS.**
- VI.9. ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN DEL PERSONAL EN EL CAPITAL.**
- VI.10. RELACIÓN DE LA SOCIEDAD CON SUS AUDITORES DE CUENTAS.**
- VI.11. PRINCIPALES OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS.**

CAPITULO VII

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR

VII.1. INTRODUCCIÓN

VII.2 INDICACIONES GENERALES SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LOS NEGOCIOS DEL EMISOR CON POSTERIORIDAD AL CIERRE DEL ÚLTIMO EJERCICIO

- VII.2.1.** Balances de Situación Individual de ENAGAS a 31 de marzo de 2002 y 2001
- VII.2.2.** Cuenta de Pérdidas y Ganancias Individual de ENAGAS a 31 de marzo 2002 y 2001
- VII.2.3.** Balance de Situación consolidado de Grupo ENAGAS a 31 de marzo de 2002 y 2001
- VII.2.4.** Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de Grupo ENAGAS a 31 de marzo 2002 y 2001
- VII.2.5.** Estado de flujos de caja (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2002 y 2001.
- VII.2.6.** Estructura financiera y fondo de maniobra (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2002 y 2001.
- VII.2.7.** Evolución de los ratios de endeudamiento (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2001 y 2002.
- VII.2.8.** Evolución de los negocios de Grupo ENAGAS durante el primer trimestre de 2002.

VII.3. PERSPECTIVAS DEL EMISOR

- VII.3.1.** Perspectivas comerciales, industriales y financieras
- VII.3.2.** Política de inversiones
- VII.3.3.** Política de dividendos
- VII.3.4.** Estructura financiera y endeudamiento
- VII.3.5.** Política de amortizaciones

ANEXOS AL FOLLETO INFORMATIVO

ANEXO 1.

Cuentas Anuales de ENAGAS, S.A. correspondientes al ejercicio 2001 con el Informe de Auditoría y el Informe de Gestión.

Estados Financieros consolidados de ENAGAS, S.A. y sus sociedades participadas correspondientes al ejercicio 2001 con el Informe de Auditoría.

Estados Financieros Pro forma Consolidados correspondientes a los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 1999 y 2000 con el Informe de Auditoría.

Estados Financieros individuales y consolidados de ENAGAS, S.A. a 31 de marzo de 2001 y 2000.

ANEXO 2.

Certificación emitida por el Secretario del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. referida a la Oferta Pública de Venta

ANEXO 3.

Certificación emitida por el Secretario del Consejo de Administración de ENAGAS referidas a la solicitud de admisión a cotización de las acciones

ANEXO 4.

Carta expedida por el auditor de cuentas de ENAGAS relativa al requisito de la obtención de beneficios

ANEXO 5.

Cartas de verificación de las Entidades Directoras y Codirectoras

ANEXO 6.

Ordenes Ministeriales

CAPÍTULO 0
CIRCUNSTANCIAS RELEVANTES A CONSIDERAR
SOBRE LA EMISIÓN U OFERTA DE VALORES

ÍNDICE

- 0.1. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES OBJETO DE EMISIÓN U OFERTA AMPARADAS POR ESTE FOLLETO.**
 - 0.1.1.** Identificación del Oferente de los valores objeto del presente Folleto
 - 0.1.2.** Identificación del Emisor de los valores objeto del presente Folleto
 - 0.1.3.** Consideraciones específicas sobre la Oferta Pública que han de tenerse en cuenta para una mejor comprensión de las características de los valores objeto de la presente Oferta.
 - 0.1.3.1.** Acciones objeto de la Oferta Pública
 - 0.1.3.2.** Precios de las Acciones
 - 0.1.3.3.** Admisión a cotización de las acciones de ENAGAS
 - 0.1.3.4.** Desistimiento y Revocación de la Oferta
 - 0.1.3.5.** Compromiso de no transmisión de acciones
 - 0.1.3.6.** Asistencia a las Juntas Generales
 - 0.1.3.7.** Dividendos

- 0.2. CONSIDERACIONES EN TORNO A LAS ACTIVIDADES Y CIRCUNSTANCIAS MÁS RELEVANTES DE ENAGAS**
 - 0.2.1.** Principales actividades del Emisor
 - 0.2.2.** Factores de Riesgo

CAPITULO 0

CIRCUNSTANCIAS RELEVANTES A CONSIDERAR SOBRE LA EMISIÓN U OFERTA DE VALORES

Se describen a continuación las principales circunstancias relevantes que, entre otras y sin perjuicio de la restante información que figura en el presente Folleto Informativo, deben tenerse en cuenta para una adecuada comprensión de la Oferta Pública de Venta de Acciones de ENAGAS, S.A. (en adelante "ENAGAS").

0.1 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES OBJETO DE EMISIÓN U OFERTA AMPARADAS POR ESTE FOLLETO

0.1.1. Identificación del Oferente de los valores objeto del presente Folleto

El oferente de las acciones objeto de la presente Oferta Pública de Venta de Acciones es la mercantil Gas Natural SDG, S.A. (en adelante "Gas Natural"), con domicilio social en Barcelona, Avenida Portal de l'Àngel, nº 20-22 y C.I.F.A-08015497.

La presente Oferta Pública de Venta se realiza al amparo de lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, añadida por el artículo 10 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, la cual 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 fin de dar cumplimiento a lo anterior, la citada Disposición Adicional estableció la necesidad de la presentación ante la Secretaría de Estado de Economía, Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, de un plan de actuaciones de ENAGAS, con el fin de hacer efectiva la limitación de participación accionarial en dicha entidad, dispuesta por la referida Disposición Adicional.

En cumplimiento de dicha previsión legal, Gas Natural presentó oportunamente ante la Secretaría de Estado de Economía, Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, el plan de actuaciones de ENAGAS, cuya versión definitiva se presentó con fecha de 25 de julio de 2001.

Con fecha 2 de agosto de 2001, la Comisión Delegada del Gobierno para asuntos económicos acordó aprobar el plan de actuaciones para la ampliación del accionariado de ENAGAS.

La Oferta Pública de Venta de acciones a que se refiere este Folleto se efectúa conforme a los acuerdos adoptados por el Consejo de Administración de Gas Natural en su reunión de fecha 26 de abril de 2002.

0.1.2. Identificación del Emisor de los valores objeto del presente Folleto

ENAGAS fue constituida el 13 de julio de 1972 y tiene su domicilio social en Paseo de los Olmos, 19, Madrid.

El capital social de ENAGAS, en la fecha del registro del presente Folleto, asciende a 358.101.390 euros, íntegramente suscrito y desembolsado, se encuentra representado por 238.734.260 acciones de 1,50 euros de valor nominal cada una de ellas, representadas mediante anotaciones en cuenta, siendo el Servicio de Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (SCLV) y sus entidades adheridas, los encargados de la llevanza del registro contable de las acciones de ENAGAS.

0.1.3. Consideraciones específicas sobre la Oferta Pública que han de tenerse en cuenta para una mejor comprensión de las características de los valores objeto de la presente Oferta

0.1.3.1. Acciones objeto de la Oferta Pública

El número de acciones ofertadas inicialmente es de 141.091.948 acciones de ENAGAS de 1,50 euros de valor nominal cada una de ellas, de titularidad plena y legítima de Gas Natural, que tiene plena disponibilidad sobre las mismas, no estando sujetas a carga o gravamen alguno, que representan el 59,1% del capital social de ENAGAS.

Adicionalmente, el mencionado número de acciones podrá ampliarse en 14.085.321 acciones que representan el 5,9% del capital social de ENAGAS en virtud de la opción de compra que Gas Natural ha otorgado a las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales de la Oferta.

Si se vendieran todas las acciones objeto de la presente Oferta Pública de Venta y se ejercitara en su totalidad la opción de compra, la oferta comprendería 155.177.269 acciones representativas del 65% del capital social de ENAGAS. Después de la Oferta Gas Natural sería titular de un número de acciones de ENAGAS que representan el 35% de su capital social.

En el supuesto de que no se ejerciera la mencionada opción de compra a que tienen derecho las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales de la Oferta, la participación de Gas Natural en el capital social de ENAGAS excedería del 35%, participación máxima que una entidad puede ostentar en el capital social de ENAGAS, en virtud de lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998. De darse este supuesto, Gas Natural vendería de forma ordenada el exceso sobre dicho 35% una vez transcurrido el periodo denominado de *lock up* a que se refiere el apartado 0.1.3.5. siguiente y el epígrafe 9º del apartado II.12.3.1 del Capítulo II. Durante ese periodo y conforme a lo previsto en la mencionada Disposición Adicional Vigésima, Gas Natural no ejercerá los derechos políticos que correspondan a las acciones que excedan del 35% del capital social de ENAGAS.

De las 141.091.948 acciones que, sin incluir las correspondientes a la opción de compra, son objeto de la Oferta Pública de Venta:

- 52.909.481 acciones (37,5%) están asignadas al Tramo Minorista;
- 35.272.987 acciones (25%) están asignadas al Tramo Institucional Español; y
- 52.909.480 acciones (37,5%) están asignadas al Tramo Institucional Internacional.

No obstante la asignación mencionada, podrán realizarse redistribuciones de acciones entre tramos, de acuerdo con lo previsto en el Capítulo II del presente Folleto.

0.1.3.2. Precios de las acciones

Banda de Precios No Vinculante

Al solo objeto de que los inversores dispongan de una referencia para la formulación de sus peticiones, Gas Natural, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, ha fijado una **banda de precios indicativa y no vinculante**, de entre 5,85 euros y 7,55 euros por acción para las acciones de ENAGAS objeto de la presente Oferta, dentro de la cual no necesariamente estarán el Precio Máximo Minorista, el Precio Minorista o el Precio Institucional. Se hace constar que la banda de precios no vinculante implica asignar a ENAGAS una capitalización bursátil o valor de mercado de la totalidad de sus acciones, de entre 1.396.595.421 euros y 1.802.443.663 euros

Precio Máximo Minorista:

El precio máximo de las acciones de ENAGAS correspondientes al Tramo Minorista de la Oferta (el "Precio Máximo Minorista") se fijará por Gas Natural, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, el día 18 de junio de 2002. Este Precio Máximo Minorista se utilizará a efectos de realizar el prorrateo que se describe en el Capítulo II del presente Folleto.

Precios de la Oferta:

Precio Institucional: Se fijará por Gas Natural, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, el 24 de junio de 2002, una vez finalizado el Periodo de la Oferta Pública en el Tramo Minorista y el Periodo de Prospección de Demanda en los Tramos Institucionales.

Precio Minorista: Quedará fijado el día 24 de junio de 2002 y será el menor de los precios siguientes: (i) Precio Máximo Minorista y (ii) Precio Institucional.

0.1.3.3. Admisión a cotización de las acciones de ENAGAS

ENAGAS solicitará la admisión a cotización de la totalidad de sus acciones. La fecha máxima fijada para la admisión a cotización es el 8 de julio de 2002, si bien está previsto que la totalidad de las acciones de

ENAGAS sean admitidas a cotización el día 26 de junio de 2002. Si las acciones de ENAGAS no son objeto de admisión a cotización en el plazo máximo fijado en el apartado II.8 y en el II.11.3 del Folleto (esto es, no más tarde del 8 de julio de 2002), la Oferta quedará revocada en los términos que se indican en los referidos apartados.

0.1.3.4. Desistimiento y Revocación de la Oferta

Gas Natural podrá desistir de la Oferta ante el cambio sustancial de las condiciones de mercado u otra causa relevante a su juicio, en cualquier momento anterior al día en que se inicie el Período de Oferta Pública del Tramo Minorista (19 de junio de 2002). El desistimiento afectará a todos los tramos de la Oferta. Por otro lado, la Oferta podrá ser revocada de forma automática en los supuestos mencionados en el apartado II.11.2. del Folleto, con los efectos que allí se mencionan.

0.1.3.5. Compromiso de no transmisión de acciones

Está previsto que en los Contratos de Aseguramiento y Colocación se incluya un compromiso por parte de ENAGAS y de Gas Natural, en relación con las acciones de su titularidad que no son objeto de la OPV de no ofrecer, vender, acordar la venta o de cualquier otro modo disponer, directa o indirectamente, ni realizar cualquier transacción que pudiera tener un efecto económico similar a la venta o al anuncio de la venta de acciones de ENAGAS o valores convertibles o canjeables o cualesquiera otros instrumentos que pudieran dar derecho a la suscripción o adquisición de acciones de ENAGAS, incluso mediante transacciones con derivados, durante los 180 días siguientes a la fecha de admisión a cotización prevista para el 26 de junio de 2002.

Las anteriores restricciones no se aplicarán al préstamo de valores que, en su caso, conceda Gas Natural en relación con el "green-shoe" de conformidad con lo establecido en el apartado II.10.1.3 del Folleto Informativo.

Este compromiso se entenderá sin perjuicio de las obligaciones que asumiere ENAGAS en relación con la concesión a sus empleados de opciones sobre sus acciones, en los términos previstos en el Capítulo VI del presente Folleto, si bien, en este caso los empleados que adquieran acciones en ejercicio de dichas opciones no podrán venderlas durante los 180 días siguientes a la fecha de la admisión a negociación de las acciones de ENAGAS. De acuerdo con lo indicado en el apartado VI.9 del Folleto, la instrumentación del Plan no se realizará antes de 2003.

0.1.3.6. Asistencia a las Juntas Generales.

Conforme a lo previsto en los estatutos sociales, podrán asistir a la Junta General todos los accionistas que sean titulares de, al menos, 100 acciones, inscritas en el correspondiente registro contable de anotaciones en cuenta con cinco días de antelación a la celebración de la Junta y que se provean de la correspondiente tarjeta de asistencia.

0.1.3.7. Dividendos

Durante los ejercicios 1999, 2000 y 2001 la Sociedad ha repartido unos dividendos anuales de 63.833, 112.641 y 117.644 miles de euros, respectivamente. La Junta General de Accionistas de 30 de octubre de 2000 aprobó la distribución de un dividendo con cargo a reservas voluntarias por importe de 414.698 miles de euros.

La futura política de distribución de beneficios, que dependerá en todo caso de la última decisión de la Junta General de Accionistas, se espera que sea la de repartir un dividendo anual que represente como mínimo un 50% del beneficio neto consolidado después de impuestos. No obstante lo anterior, la Sociedad no puede asegurar hoy que el reparto final de dividendos sea coincidente con la política de dividendos anteriormente descrita.

0.2 CONSIDERACIONES EN TORNO A LAS ACTIVIDADES Y CIRCUNSTANCIAS MAS RELEVANTES DE ENAGAS

0.2.1. Principales actividades del Emisor

Al amparo del nuevo marco regulatorio del sector gasista, ENAGAS se dedica hoy en día a las siguientes actividades: 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.

ENAGAS, como transportista principal, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el Real Decreto Ley 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.

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.

La actividad de ENAGAS está, en gran medida, regulada por el Ministerio de Economía, que es responsable de establecer su régimen de retribución, en consulta con la Comisión Nacional de Energía. Con la publicación en febrero de 2002 de la Orden Ministerial que describe la nueva retribución de ENAGAS comienza una nueva etapa para la Sociedad, que ahora pretende invertir en desarrollar la infraestructura gasística adicional que precisa el país.

El importe de las inversiones previstas en el horizonte temporal 2001-2006 asciende aproximadamente a 2.600 millones de euros.

Los beneficios individuales de los ejercicios 2000 y 2001 y consolidados 2001 han sido respectivamente – 125.157, 130.716, y 117.844 miles de euros.

0.2.3. Factores de Riesgo

ENAGAS viene desarrollando su actividad ordinaria de conformidad con los principios de prudencia y profesionalidad que deben presidir la buena gestión en cualquier Grupo empresarial; no obstante, existen ciertos riesgos específicos que, de producirse, pueden afectar negativamente a sus distintas áreas de actividad, por lo que antes de adoptar una decisión de inversión en las acciones objeto de la Oferta, los inversores deberán ponderar, entre otros, los factores de riesgo que a continuación se señalan.

1.- Factores de riesgo relativos a los recientes o futuros cambios del régimen legal aplicable a la industria del gas natural en España.

- Modificación de la regulación que afecte al mercado del gas:

ENAGAS opera en un mercado altamente regulado. La regulación existente nacional y europea (descrita en el Capítulo III del presente Folleto Informativo), así como las decisiones políticas de la Unión Europea, del Gobierno español, del Ministerio de Economía y de la Comisión Nacional de Energía determinan el alcance de las actividades que desarrolla ENAGAS, y por tanto afectan sustancialmente a sus ingresos y a la forma en que se gestionan las actividades que desarrolla ENAGAS.

El régimen normativo aplicable tras la aprobación de la Ley del Sector de Hidrocarburos en 1998 no regula ciertos aspectos relevantes que afectan a la forma en que por ENAGAS se desarrollan las actividades de su objeto social, y que pudieran afectar a su situación financiera y a sus resultados, tales como; regulación detallada de desarrollo del papel atribuido a ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema; el criterio seguido para la remuneración de las nuevas inversiones autorizadas mediante el proceso de concurso público; remuneración por las inversiones que tenga que llevar a cabo ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema; reconocimiento, a efectos de su retribución, de inversiones en proyectos que no se concluyan satisfactoriamente; y el modo exacto de cumplir con la obligación de mantenimiento de reservas estratégicas.

Existe, igualmente, cierta incertidumbre en relación con la interpretación que, sobre ciertos aspectos se pudiera hacer, por las autoridades correspondientes, de la normativa actual como por ejemplo; interpretación de los criterios que gobiernan el acceso de terceros a los activos titularidad de ENAGAS; la inexistencia de un método contable para el reconocimiento en los estados financieros de la remuneración obtenida por las actividades reguladas; un mecanismo definitivo de liquidación por el pago de dichas actividades.

ENAGAS no puede predecir el efecto que cualquier cambio en el régimen legal vigente pudiera tener sobre sus estados financieros y sobre sus resultados.

- Modificación de la normativa sobre retribución

En relación con la remuneración por las actividades reguladas, la normativa actual prevé la estabilización durante periodos de cuatro años del marco remuneratorio, lo que implicaría que los ingresos que debe percibir ENAGAS no deberían modificarse sustancialmente. El inicio del primer periodo de cuatro años está previsto que comience entre el 1 de enero de 2003 y el 1 de enero de 2005. El Ministerio de Economía podría introducir modificaciones en la estructura retributiva con anterioridad al inicio del primer periodo mencionado. Igualmente, la estructura retributiva podría modificarse a la finalización del primer periodo de cuatro años.

Asimismo, podrían variar otros aspectos del régimen legal, si bien está previsto que las posibles modificaciones estén en concordancia con los principios básicos del marco actual. Sin embargo, no puede asegurarse que una modificación futura en el marco normativo sobre el mercado del gas no tenga un impacto negativo en el desarrollo de las actividades de ENAGAS, la manera en que se gestiona el negocio, en sus estados financieros o en sus resultados de explotación.

- Incremento en la competencia como resultado del nuevo régimen legal.

En la actualidad, ENAGAS es proveedor de servicios de transporte de gas natural en España, de servicios de regasificación y de servicios de almacenamiento de gas natural. La aprobación del nuevo marco normativo implica la liberalización del sector y por tanto el posible incremento en la competencia por parte de otros operadores en la realización de las actividades que desarrolla ENAGAS.

- Falta de crecimiento de la red de transporte.

En virtud del nuevo marco retributivo el incremento de la retribución de ENAGAS depende en gran medida de la capacidad de crecimiento de la red de transporte. Como se ha mencionado anteriormente, la construcción de ciertas infraestructuras del sector gasista quedan sujetas a planificación obligatoria que debe ser autorizada por el Ministerio de Economía. En la medida en que las inversiones en infraestructuras sean encomendadas a otros operadores, no se incrementará consecuentemente la retribución de ENAGAS, por dichas nuevas inversiones.

- La ejecución de las inversiones previstas queda sujeta a la previa autorización del Ministerio de Economía

La Ley del Sector de Hidrocarburos prevé que las inversiones que afecten a la capacidad de regasificación del sistema, o al almacenamiento de reservas de gas, o conlleve la construcción de gasoductos que operen con una presión superior a 60 bares, estarán sujetas a la planificación obligatoria que, para el sector de hidrocarburos, debe establecer el Gobierno. Cualquier inversión en infraestructuras, incluidas en la planificación obligatoria será autorizada por el Ministerio de Economía, generalmente, mediante un procedimiento de concurso público. No puede asegurarse que, convocado un concurso para

un caso particular, ENAGAS resulte adjudicataria del mismo. La falta de adjudicación de concursos podría tener un efecto material adverso en los estados financieros y en los resultados de explotación de ENAGAS.

Hasta que la planificación obligatoria sea aprobada, el Ministerio de Economía podrá autorizar de forma directa la construcción y explotación de las nuevas inversiones en la red gasista.

Debido a que las actuales infraestructuras del sistema gasista español son insuficientes para atender al incremento previsto de la demanda de gas natural, la CNE ha recomendado al Ministerio de Economía que ciertos proyectos de infraestructuras, sean calificados de urgentes. Gran parte de las mayores inversiones de ENAGAS previstas en su plan de inversiones, salvo la construcción del gasoducto que une el centro con la costa este de España, han sido recomendadas como urgentes por la CNE.

Sin embargo, no puede asegurarse que el Ministerio de Economía autorizará mediante el procedimiento de adjudicación directa todas las futuras inversiones que la CNE considera urgentes.

- Retraso en la realización de los proyectos de inversión

Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones por parte del Ministerio de Economía, para la realización de nuevas inversiones en infraestructuras gasistas, el calendario de ejecución de las mismas puede verse alterado por el retraso que, en su caso, se produzca en la obtención de las autorizaciones y aprobaciones necesarias de las autoridades nacionales, autonómicas o municipales competentes, en el procedimiento de expropiación y construcción o por otros factores ajenos al control de ENAGAS. Cualquiera de los retrasos mencionados podría suponer un efecto material adverso en los estados financieros y resultados de ENAGAS.

La CNE ha indicado, en sus resoluciones sobre conflictos en el acceso de terceros a la red gasista, que ENAGAS debe suscribir contratos de acceso de terceros a la red, no sólo sobre la base de la capacidad existente, sino también sobre la base de la capacidad futura según el plan de inversiones de ENAGAS. En términos generales, la capacidad presente y futura está comprometida hasta el año 2005. Por lo tanto, será necesario llevar a buen término, según el calendario previsto, el plan de inversiones para atender los compromisos surgidos de los contratos con terceros. Cualquier retraso en la construcción y puesta en funcionamiento de las nuevas infraestructuras podría hacer que ENAGAS tuviese que hacer frente a las reclamaciones formuladas por terceros por los daños y perjuicios que se les hubiese ocasionado como consecuencia del retraso en la construcción o puesta en funcionamiento de la infraestructura correspondiente, lo que podría suponer un efecto material adverso en los resultados y estados financieros de ENAGAS.

- Necesidad de financiación adicional para llevar a cabo las inversiones proyectadas

Los recursos generados podrían no ser suficientes para acometer el plan de inversiones, por lo que la Sociedad necesitará financiación adicional a la actualmente disponible para acometer dicho plan. En la medida en que no se obtenga la financiación que se requiera en cada momento, podría retrasarse o abandonarse los planes de crecimiento de la red, en cuyo caso se perdería capacidad de capitalizar los gastos de dichos planes de crecimiento y de los incentivos que prevé la regulación existente. La posibilidad de no recuperar los importes adicionales puede tener un efecto material adverso en los resultados operativos de ENAGAS.

Está previsto que la Sociedad se financie mediante endeudamiento con entidades financieras, o bien mediante la emisión de deuda, sin que esté inicialmente prevista la financiación vía ampliación de capital. En los próximos ejercicios podrían generarse flujos de caja negativos.

- Realización de inversiones no incluidas en el plan de inversiones.

En virtud de lo previsto en el Real Decreto 949/2001, el Ministerio de Economía podría requerir, como consecuencia de la designación de ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema, que ENAGAS llevase a cabo inversiones en infraestructuras gasistas sujetas en un primer momento a concurso público pero para el que no se han presentado licitadores. En este supuesto, ENAGAS tendría que hacer frente a inversiones no previstas en el plan de inversiones actual, que requirieran de financiación adicional a la prevista.

Asimismo, cualquiera de estas inversiones no previstas podría ser menos rentable que otras para las que se hubieran presentado un mayor número de licitadores. La obligación de ENAGAS de desarrollar estas inversiones en infraestructuras podría tener un efecto material adverso en la capacidad de ejecutar el plan

de inversiones y desarrollar la estrategia de la Sociedad. Esta obligación podría, además, suponer un mayor coste para ENAGAS en la gestión de esta parte de la red de transporte.

El acaecimiento de alguno de los supuestos anteriormente descritos respecto de dichas inversiones, o la no determinación, por parte del Ministerio de Economía, de conceder una retribución adicional podrían tener efectos materiales adversos en los resultados de explotación futuros.

- Relación entre gastos de explotación y costes estándar de explotación de ENAGAS.

Con el nuevo marco legal, ciertos componentes de la retribución por las actividades reguladas que lleva a cabo ENAGAS son determinados por referencia con los costes de explotación y de construcción estándar. No obstante, gran parte de la retribución que percibirá ENAGAS serán fijos y determinados por adelantado para cada año. Si los costes de explotación y de construcción de ENAGAS exceden los costes de explotación y de construcción estándar que son reconocidos según la nueva estructura de remuneración, dicho exceso será soportado por ENAGAS. Lo anterior podría tener un efecto material adverso en la situación financiera y en los resultados de ENAGAS.

- Incumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa aplicable al sector del gas

ENAGAS ha sido designado por la Ley del Sector de Hidrocarburos, Gestor Técnico del Sistema. Como tal, la Sociedad es responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Asimismo, ENAGAS es responsable de mantener determinadas reservas operativas y estratégicas de gas natural.

El incumplimiento de estas u otras obligaciones legales podría suponer tener que hacer frente a las reclamaciones presentadas por terceros en relación con los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de sus obligaciones.

Adicionalmente, las autoridades competentes podrían imponer a ENAGAS la sanciones previstas en la normativa aplicable. En este sentido, las sanciones previstas para las infracciones consideradas muy graves pueden ascender hasta 3.000.000 de euros y podrían conllevar la suspensión o revocación de la autorización administrativa y la consiguiente inhabilitación temporal para el ejercicio de la actividad por un periodo máximo de un año.

2.- Factores de Riesgo asociados a las relaciones con Gas Natural

En los Capítulos IV y VI del presente Folleto se describen detalladamente las relaciones existentes entre ENAGAS y Gas Natural.

- Tras la Oferta Gas Natural controlará el 35% del capital social de ENAGAS.

Con anterioridad a la realización de la Oferta, Gas Natural ostenta la titularidad directa o indirecta del 100% del capital social de ENAGAS. Después de la Oferta, y asumiendo que se ejercite en su totalidad la opción de compra que Gas Natural ha otorgado a las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales, Gas Natural seguirá siendo el mayor accionista, con una participación igual al 35% del capital social de ENAGAS.

Con posterioridad a la Oferta, es intención de Gas Natural que al menos tres de los miembros del Consejo de Administración de ENAGAS representen a Gas Natural. Tras la oferta Gas Natural continuará ejerciendo una influencia significativa sobre decisiones estratégicas, tanto de dirección como accionariales, de ENAGAS. Además, Gas Natural es el principal proveedor y cliente de ENAGAS (ver apartado IV.4.7 y VI.11 del Folleto Informativo). Los intereses de Gas Natural podrían, en el futuro, no coincidir con los intereses de los demás accionistas de la Sociedad.

- Consecuencias de la escisión de la rama de aprovisionamientos

ENAGAS actualmente adquiere el gas necesario para el suministro al mercado a tarifa del Grupo Gas Natural, de conformidad con el contrato suscrito el 1 de agosto de 2001.

Con anterioridad a la escisión de la rama de actividad de aprovisionamiento de gas natural, (efectuado como consecuencia del mandato legal referido a la separación jurídica de actividades) ENAGAS se aprovisionaba sobre la base de los contratos suscritos directamente con los productores extranjeros de

gas (excepto por el proveniente del contrato de suministro firmado entre la Sociedad y Enterprise Nationale Sonatrach (Sonatrach) de fecha 8 de julio de 1992, el cual fue cedido a la que entonces era filial 100% de ENAGAS, Sagane, S.A. (Sagane) el 20 de junio de 1994. En virtud de lo establecido en el citado contrato, ENAGAS actuaba como garante de las obligaciones de Sagane.

Como resultado de las operaciones relacionadas con la escisión de la rama de actividad de aprovisionamiento de gas natural, los activos relativos a este negocio (incluyendo los contratos suscritos con los productores extranjeros) fueron traspasados al Grupo Gas Natural, así como las acciones de Sagane. Alguna de las contrapartes de los contratos de suministro, no han aceptado de forma expresa la cesión de los contratos de suministro al Grupo Gas Natural, otras han condicionado su aceptación a que ENAGAS permanezca como garante de las obligaciones de Gas Natural. Conforme a lo anterior, ENAGAS puede estar sujeto a reclamaciones por los contratos de suministro, incluyendo las llamadas obligaciones "Take or pay", que imponen una obligación de pago por un volumen de gas concreto, incluso si no se entrega el mismo.

ENAGAS tiene concedida una contragarantía por Gas Natural, en virtud de la cual Gas Natural asume la obligación de indemnizar a ENAGAS por responsabilidades incurridas por ésta al amparo de los Contratos (que se listan en el contrato de contragarantía) de los que sigue siendo responsable ENAGAS. Adicionalmente, en el supuesto de que Gas Natural incumpliera sus obligaciones derivadas de la contragarantía, ENAGAS tendría que hacer frente a las responsabilidades frente a los productores extranjeros, que podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera de ENAGAS y en los resultados de sus operaciones.

- Relaciones con el Grupo Gas Natural después de la Oferta

- a) Gas Natural y las sociedades que componen su Grupo son actualmente los principales clientes de ENAGAS como proveedor de los servicios de regasificación, transporte y almacenamiento en el mercado liberalizado. El Grupo Gas Natural (a través de Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. y Sagane) es actualmente el único proveedor de gas natural de ENAGAS y el principal cliente en relación con la posición de la Sociedad como suministrador de gas natural al mercado a tarifa.

Como consecuencia de lo anterior, ENAGAS depende en gran medida del Grupo Gas Natural, bien en su calidad de proveedor, bien en su calidad de cliente de los servicios que presta ENAGAS. La pérdida de Gas Natural o de las sociedades de su grupo como clientes o como suministradores, el incumplimiento de sus obligaciones de pago por los servicios ofrecidos, o por el gas que se les suministra en su condición de distribuidores al mercado a tarifa, o la terminación o suspensión de los contratos descritos con anterioridad, o su renegociación en términos menos favorables a los intereses de ENAGAS pueden tener un efecto material adverso en la condición financiera y resultados de ENAGAS. Asimismo, el incumplimiento o la terminación de los contratos podría suponer que se incurriese en responsabilidades al amparo de lo dispuesto en la normativa vigente.

- b) 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 862 millones de euros. Al 31 de Marzo de 2002 la cifra de capital dispuesto ascendía 792 millones de euros. El Contrato establece que el tipo de interés aplicable será el EURIBOR a 3 meses 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.

- c) Con fecha de 19 de diciembre de 1995 ENAGAS suscribió un contrato préstamo con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe aproximado de 102 millones de euros cuyo objeto era financiar el proyecto de construcción del gasoducto España-Portugal. El importe dispuesto en la actualidad asciende a 81,9 millones de euros. El mencionado contrato se encuentra garantizado, en cuanto a un 40% de los importes dispuestos más los intereses devengados, por Gas Natural, y en el mismo se establece que en el supuesto de cambio en el accionariado de ENAGAS, que suponga que la participación de Gas Natural en el capital de ENAGAS disminuya por debajo del 51%, o bien un cambio en el accionariado en Gas Natural que suponga que la participación de Repsol y La Caixa en el capital de Gas Natural sea inferior al 51%, el BEI puede requerir a ENAGAS la sustitución de la garantía inicialmente otorgada por Gas Natural por otra igualmente satisfactoria.

Adicionalmente, existe una garantía complementaria, otorgada por un sindicato de entidades de crédito (incluyendo La Caixa, Deutsche Bank y JP Morgan Chase, las cuales garantizan respectivamente los siguientes porcentajes de principal e intereses del mencionado préstamo: 17,85%, 14,29% y 14,29%) en virtud de la cual, las citadas entidades podrían verse liberadas de sus obligaciones, o podrían requerir la constitución de garantías adicionales, en el supuesto de que la participación de Gas Natural en el capital social de ENAGAS fuese inferior al 51%.

Por último, existe una tercera garantía del Fondo Europeo de Inversiones por el resto de los importes de principal e intereses del préstamo y de la que, asimismo, dicho garante puede verse liberado o requerir la constitución de garantías adicionales en el supuesto de que la participación de Gas Natural en el capital social de ENAGAS fuera inferior al 51%.

ENAGAS dispone en estos momentos de una oferta firme de La Caixa, en cuya virtud esta entidad financiera ha manifestado que está dispuesta a asumir el 46,43% de las garantías ante el BEI, en condiciones de mercado, en caso de que el resto de entidades del sindicato mencionado no den su consentimiento a continuar como garantes tras la nueva composición accionarial de ENAGAS. Adicionalmente, La Caixa ha manifestado que está dispuesta a liberar, en condiciones de mercado, a Gas Natural SDG y al Fondo de Europeo de Inversiones, de los compromisos que tiene ante el BEI como garante de ENAGAS. Dichas operaciones se formalizarán 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.

- d) En virtud del contrato suscrito con Gas Natural de fecha 1 de abril de 2002, con efectos desde 1 de enero de 2002, ENAGAS alquila sus reservas estratégicas de gas de Gas Natural. El contrato tiene una duración de un año, prorrogable automáticamente, y puede resolverse mediante comunicación con antelación de tres meses por cualquiera de las partes. La resolución del mencionado contrato podría conllevar que ENAGAS incumpliera con sus obligaciones legales de mantener dichas reservas, y podría ser responsable frente a terceros si prosperase alguna reclamación como consecuencia de los daños y perjuicios causados por incumplimientos. Al amparo de la legislación vigente se le podrían imponer sanciones a ENAGAS. La posible responsabilidad frente a terceros, así como las posibles sanciones que se le impusieran a ENAGAS podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera y los resultados de ENAGAS.
- e) 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 esté integrada 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. No se espera que la segregación indicada motive una desviación significativa de los costes de los seguros 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 póliza 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. No obstante, las negociaciones de la nueva póliza en términos más desfavorables para ENAGAS que los actuales podría suponer un efecto material adverso en los estados financieros de ENAGAS. Existe un compromiso de MUSINI para asegurar los bienes e intereses de ENAGAS, en las condiciones que se deriven de las negociaciones que se están llevando a cabo.

3.- Factor de riesgo relacionado con la adquisición de participaciones relevantes

Con anterioridad al registro del Folleto, Gas Natural no ha alcanzado ningún pacto ni ha mantenido conversaciones con inversores potenciales a los que se haya asegurado la adjudicación de acciones en la presente Oferta, o la presencia en el Consejo de Administración de ENAGAS, una vez finalizada la Oferta. Gas Natural no tiene intención de mantener conversaciones ni realizar pactos con inversores con anterioridad a la adjudicación de acciones.

No obstante lo anterior, una vez revisado el libro de demanda de los Tramos Institucionales, Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, podría realizar adjudicaciones de participaciones relevantes en el Capital Social de ENAGAS a determinados inversores.

Además de las adjudicaciones de paquetes accionariales relevantes que se realicen en la presente Oferta, determinados inversores podrían adquirir en el mercado, con posterioridad a la oferta, otros paquetes relevantes de acciones que reducirían el número de acciones negociadas en las Bolsas, lo que podría reducir la liquidez de las acciones de ENAGAS.

Esos inversores podrían llegar a designar algún consejero en el órgano de administración de ENAGAS e influenciar la gestión de ENAGAS. Los intereses de esos inversores podrían no coincidir con los del resto de los accionistas.

4.-Factores de riesgo relacionados con las actividades de ENAGAS

- *Crecimiento de la demanda de gas natural a un ritmo inferior al esperado*

El desarrollo de las actividades de ENAGAS se encuentra íntimamente ligado al crecimiento de la demanda de gas natural en España, la cual depende de una serie de factores que están fuera del control de ENAGAS. Dichos factores, entre otros, incluyen:

- el desarrollo del sector eléctrico,
- el precio del gas natural en comparación con el de otras energías;
- el crecimiento económico general en España;
- las fluctuaciones climáticas;
- la disponibilidad de capacidad en la importación internacional de gas por gaseoductos;
- la legislación medioambiental;y
- la continuidad en la importación de gas de países extranjeros.

Igualmente, el plan de inversiones en infraestructuras de ENAGAS, se basa en la demanda de gas natural prevista en España, que se refleja de los datos actualmente disponibles y de la información histórica sobre la evolución del mercado. Si la demanda de gas natural no se incrementara al ritmo previsto, la situación financiera y los resultados de ENAGAS se verían afectados negativamente.

Bajo el nuevo marco retributivo, la retribución a percibir por ENAGAS por las infraestructuras de regasificación (operativas a 31 de diciembre de 2001), incluye un componente variable que depende del volumen de gas natural licuado que se regasifique en las Plantas que opera ENAGAS, en un año determinado. Asimismo, la retribución regulada para el abastecimiento al mercado a tarifa también

depende de la demanda de gas natural. En consecuencia, una disminución de la demanda conllevaría la reducción de los componentes variables de la retribución a percibir por ENAGAS y por tanto podría afectar a sus resultados.

- *Interrupciones en las operaciones de gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos*

Existen riesgos asociados con la operativa de la red de gasoductos, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos, que podrían causar interrupciones imprevistas en las instalaciones por motivos ajenos al control de ENAGAS, por ejemplo: accidentes, rotura o desgaste del equipo o de los procesos, funcionamiento de las infraestructuras gasistas a niveles por debajo de la capacidad y eficiencia previstas, catástrofes como explosiones, incendios, terremotos, etc. Cualquier interrupción de las actividades de ENAGAS como consecuencia de alguna de las citadas causas podría perjudicar la operatividad de ENAGAS y por otro lado, podría suponer un incremento de los costes, por el importe que excediera de la cobertura del seguro correspondiente, o la posibilidad de tener que hacer frente a reclamaciones presentadas por terceros. Dichas interrupciones podrían, igualmente, causar el incumplimiento de las obligaciones atribuidas a ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema o como suministrador de gas natural al mercado a tarifa, lo que podría conllevar la imposición de las sanciones establecidas en la legislación aplicable. Cualquiera de estos costes, reclamaciones o sanciones podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera y en los resultados de ENAGAS.

Sin perjuicio de lo anterior, los accidentes que pudieran ocurrir en las instalaciones de ENAGAS podrían ocasionar la pérdida de vidas humanas y daños en la propiedad de terceros y en el medioambiente. Las responsabilidades derivadas de los accidentes ocasionados en o por las instalaciones de ENAGAS, sin perjuicio de la cobertura de las correspondientes pólizas de seguro, podrían en el futuro afectar negativamente a los resultados de ENAGAS.

- *Legislación medioambiental*

La legislación sobre contaminación medioambiental nacional y europea ha evolucionado rápidamente en el pasado y puede seguir en esta línea, requiriendo inversiones significativas para ENAGAS o que puedan tener un efecto material adverso en la situación financiera y en los resultados de ENAGAS. Aunque la Sociedad considera que cumple con la legislación vigente en todos los aspectos materiales, no puede asegurarse que ENAGAS continuará cumpliendo con la legislación presente o futura o que los costes que supongan la aplicación de la legislación correspondiente no afecten sustancialmente a los resultados operativos de ENAGAS. La Sociedad no puede asegurar que no se incurrirán en costes y responsabilidades, incluyendo el coste de las operaciones de limpieza y las reclamaciones por daños a las personas y a la propiedad de terceros resultantes de nuestras actividades.

5.- Factores de riesgo relacionados con la inestabilidad política internacional.

- *Inestabilidad Política Internacional*

Una parte significativa del gas que transporta ENAGAS procede de países que pueden estar sujetos a cambios adversos en sus condiciones económicas o políticas. El gas natural objeto de importación, está consecuentemente, sujeto a riesgos, entre los que se incluyen; un incremento en las tasas e impuestos aplicables, el establecimiento de límites a la producción o a la exportación, la renegociación obligatoria de los contratos de aprovisionamiento suscritos, la nacionalización de los activos, la inestabilidad de los gobiernos y economías extranjeras, el desencadenamiento de hostilidades, actos de terrorismo, el cambio de las legislaciones locales relacionadas con el mercado del gas, etc.

Las dificultades que pudieran encontrar los proveedores de gas, como consecuencia de los sucesos mencionados podría suponer la falta o la reducción del abastecimiento de gas que transporta ENAGAS, lo que resultaría en una reducción de los volúmenes de gas transportados que implicaría un efecto negativo en la posición financiera y en los resultados de ENAGAS.

En particular, teniendo en cuenta que aproximadamente el 57% del suministro anual de gas natural en España proviene de Argelia, cualquier cambio significativo adverso en este país podría suponer un efecto negativo en los resultados de ENAGAS.

En el supuesto de que el Grupo Gas Natural, como consecuencia de los sucesos mencionados anteriormente, no fuera capaz de aprovisionar a ENAGAS del gas natural que la Sociedad está obligada proporcionar para el suministro a los consumidores a tarifa, dicho acontecimiento podría causar el incumplimiento de las obligaciones de ENAGAS. Los incumplimientos de ENAGAS de sus respectivos contratos podrían ocasionar costes significativos adicionales, como consecuencia de las reclamaciones de terceros. Podría, además tener que hacerse frente a las sanciones que se impusieran por aplicación de la normativa vigente. Estos costes o sanciones pueden tener un efecto material adverso en la posición financiera y en los resultados de ENAGAS.

- Situación económica o política como consecuencia de los atentados terroristas de septiembre de 2001

Una repetición de los ataques terroristas ocurridos en Estados Unidos durante septiembre de 2001, bien en el mismo país o bien en otros países, podría tener como consecuencia que surgiese un clima de inseguridad política y económica en algunas regiones del mundo, causando el deterioro del entorno económico de los Estados Unidos y de Europa. Una recesión o una ralentización de la economía en España podría tener como consecuencia la disminución en el consumo de gas natural por parte de los clientes actuales lo que afectaría de forma negativa a los ingresos y perspectivas de crecimiento de ENAGAS.

En el supuesto de que la red de transporte de ENAGAS fuera objeto de un ataque terrorista, tanto de grupos terroristas nacionales como internacionales, dichos actos podrían repercutir negativamente en la posición financiera y en los resultados de ENAGAS.

Adicionalmente, la evolución política, militar y económica, a raíz de un acontecimiento como el descrito podría tener como consecuencia la volatilidad de los precios acciones de ENAGAS en los mercados en que se negocien.

6.- Fluctuaciones de los tipos de interés

ENAGAS pretende, financiar a corto-medio plazo, en parte, su plan de inversión en infraestructuras gasistas mediante endeudamiento financiero externo. ENAGAS prevé incrementar el ratio de endeudamiento respecto a los activos totales hasta aproximadamente un 55-60%. El incremento del endeudamiento financiero externo podría suponer un incremento de los costes de ENAGAS en función de la evolución de los tipos de interés. Así, una parte significativa de los intereses a pagar podría estar referida a la evolución de ciertos tipos de interés tales como EURIBOR, LIBOR, etc. ENAGAS no mantiene en este momento una política de cobertura de tipo de interés mediante la utilización de instrumentos derivados. Los movimientos en los tipos de interés pueden tener un impacto apreciable en los gastos financieros en lo referente a los préstamos con tipos variables.

7.- Información financiera pro forma

Durante los ejercicios 1999 y 2000 con el objeto de cumplir con el mandato legal referido a la separación jurídica de actividades que hasta esa fecha desarrollaba ENAGAS, y que se describe en el Capítulo III del presente Folleto Informativo, se realizaron tres escisiones parciales de ramas de actividad, descritas igualmente en el Capítulo III.

Se han incluido en el Folleto Informativo datos financieros pro forma correspondientes a esos años, con el objeto de; (i) indicar cuales hubieran sido los estados financieros y resultados de explotación si ENAGAS hubiese llevado a cabo sus actuales operaciones y si hubiera tenido durante esos ejercicios los activos y pasivos actuales y, (ii) mostrar la situación financiera y resultados del Grupo ENAGAS en base consolidada. Los estados financieros pro forma y la demás información financiera proforma incluida en el Folleto Informativo no reflejan el nuevo marco regulatorio aplicable desde febrero del 2002 que modifica sustancialmente el modo en que se calculan los ingresos para los ejercicios 2002 y siguientes, por lo que los estados financieros pro forma no son indicativos de los resultados futuros.

8.- Factores de riesgo referidos a la información contable facilitada

- Los ingresos futuros podrían diferir sustancialmente de los ingresos pasados

La gran mayoría de los ingresos del ejercicio 2002 y de los ejercicios siguientes, son determinables de acuerdo con el marco retributivo establecido en febrero de 2002. El citado método difiere en gran medida de la forma en que ENAGAS ha obtenido sus ingresos en los ejercicios anteriores y podrían afectar materialmente al método por el que los ingresos sean reconocidos en las cuentas de futuros ejercicios.

Consecuentemente, los resultados que aparecen en información financiera de ejercicios pasados de ENAGAS, puede no ser representativa de los resultados futuros.

9.- Restricciones a la participación en el Capital.

Ley 34/1988, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, 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. 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. Además, en el sector energético español, los límites a la participación en el capital social de sus operadores varían, por ejemplo 25% en el sector de hidrocarburos fósiles y 10% en el sector eléctrico. El Gobierno podría armonizar estos límites para todo el sector energético. Esto podría conllevar, que para incrementar la competencia en el sector, dicha armonización se basase en una participación máxima en el capital social menor a la actual. ENAGAS no puede asegurar que el actual límite en su participación del 35% no sea reducido en el futuro. Cualquier accionista que adquiriese una participación significativa del capital social de ENAGAS como resultado de la Oferta, podría verse forzado a reducir su participación en dicho capital social si excediese cualquier futuro límite impuesto en la participación del capital social 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.

Igualmente, la Ley 55/1999, de 29 de diciembre, impide a las entidades o personas de naturaleza pública y entidades de cualquier naturaleza, participadas mayoritariamente o controladas por entidades o Administraciones públicas, que directa o indirectamente tomen el control o adquieran participaciones significativas (al menos el 3%) de sociedades de ámbito estatal que desarrollen actividades en los mercados energéticos, ejercer los derechos políticos correspondientes a dichas participaciones.

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, 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 gaseosos, en una proporción igual o superior al 3%, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una entidad.

Las restricciones mencionadas, podrían tener como consecuencia que no pudiera tomarse el control de ENAGAS.

10.- Factores de riesgo relativos a la oferta y a las acciones.

- *Mercado para las acciones.*

Las acciones no han sido anteriormente objeto de negociación en ningún mercado de valores y, por tanto, no puede asegurarse que las acciones vayan a cotizar a un precio igual o similar al que se realice la Oferta. No existen garantías respecto al volumen de contratación que alcancen las acciones, ni respecto a su efectiva liquidez.

- *Precio de las acciones como consecuencia de futuras ventas*

El precio de mercado de las acciones podría verse negativamente afectado como resultado de transmisiones significativas de acciones después de la Oferta, o por la percepción de que tales transmisiones pudiesen llevarse a cabo. Después de la Oferta, el 65% del capital social, estará en manos de los inversores que acudan a la Oferta, y el 35% restante será titularidad de Gas Natural, asumiendo que las Entidades Aseguradoras de los tramos Institucionales ejerciten la opción de compra que les ha otorgado Gas Natural. Asimismo, cualquier reducción al actual límite sobre la participación en el capital social de ENAGAS del 35%, obligaría a Gas Natural a reducir su participación en el mismo, lo que puede tener un efecto negativo sobre el precio de las acciones de ENAGAS.

CAPÍTULO I

PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DEL CONTENIDO DEL FOLLETO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL MISMO

INDICE

- I.1 PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD POR EL CONTENIDO DEL FOLLETO**

- I.2 ORGANISMOS SUPERVISORES**

- I.3 VERIFICACIÓN Y AUDITORÍA DE LAS CUENTAS ANUALES**

CAPÍTULO I

PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DE SU CONTENIDO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL FOLLETO

I.1 PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD POR EL CONTENIDO DEL FOLLETO

Don Carlos Javier Álvarez Fernández, con NIF nº 43496304S, en su condición de Director Corporativo Financiero de GAS NATURAL SDG, S.A. (en adelante "Gas Natural" o el "Oferente"), con domicilio social en Avenida Portal de l'Angel, 22 Barcelona, C.I.F. A-08015497, asume, en nombre y representación de la misma, la responsabilidad del contenido del presente Folleto y de la totalidad de los **Anexos**, con la excepción del número **3** y confirma la veracidad de su contenido y que no se omite ningún dato relevante ni induce a error.

Asimismo, Don Diego de Reina Lovera, con NIF nº 01471789 L, en su condición de Director Financiero de ENAGAS, S.A. (en adelante "ENAGAS" o la "Sociedad") con domicilio en Madrid, Paseo de los Olmos, 19, C.I.F nº A-28294726, C.N.A.E. nº 1120 asume, en nombre y representación de ENAGAS, la responsabilidad del presente Folleto, en lo que se refiere a los Capítulos 0 y I, y a los Capítulos III a VII y a la totalidad de los **Anexos** excepto el **2** y confirma la veracidad de su contenido y que no se omite ningún dato relevante ni induce a error.

I.2 ORGANISMOS SUPERVISORES

I.2.1

El presente Folleto Informativo Completo (en lo sucesivo, el "Folleto") ha sido inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, la "CNMV"), con fecha 10 de junio de 2002 y se refiere a una Oferta Pública de Venta de acciones ordinarias de ENAGAS que realiza Gas Natural.

El registro del presente Folleto Informativo por la CNMV no implica recomendación de la compra de los valores a que se refiere el mismo, ni pronunciamiento en sentido alguno sobre la solvencia de la entidad emisora o la rentabilidad de los valores emitidos u ofertados.

I.2.2

La Oferta Pública a que se refiere el presente Folleto no requiere autorización o pronunciamiento administrativo previo, distinto de la verificación y registro del mismo en la CNMV.

I.3 VERIFICACIÓN Y AUDITORÍA DE LAS CUENTAS ANUALES

Las Cuentas Anuales de ENAGAS correspondientes a los ejercicios sociales terminados el 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999 han sido auditadas y objeto de informe de auditoría sin salvedades por la firma PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. con domicilio social en Madrid, Paseo de la Castellana, 43, que figura inscrita en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC) con el número de inscripción S0242.

Al objeto de presentar para su verificación y registro el presente Folleto, y en cuanto que ENAGAS no estaba legalmente obligada a formular Cuentas Anuales Consolidadas al consolidar sus cuentas con las del Grupo Gas Natural, se han preparado los Estados Financieros consolidados de ENAGAS y de sus sociedades participadas correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2001 que han sido igualmente auditadas y objeto de informe de auditoría sin salvedades por la mencionada firma.

Se acompañan al presente Folleto como **Anexo 1** los siguientes documentos:

- Cuentas anuales de ENAGAS, S.A. correspondiente al ejercicio 2001 con el Informe de Gestión y el Informe de Auditoría y;

- Estados Financieros Consolidados de ENAGAS, S.A. y sus sociedades participadas correspondientes al ejercicio 2001 con el Informe de Auditoría y;
- Estados Financieros Consolidados pro forma auditados de ENAGAS, S.A. y sus sociedades participadas correspondientes a los ejercicios 1999 y 2000 con el Informe de Auditoría.
- Estados Financieros individuales y consolidados de ENAGAS, S.A. a 31 de marzo de 2002 y 2001, junto con el informe de revisión imitada.

El auditor de la Sociedad, PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., ha verificado los datos contables de los Capítulos V y VII, así como los datos referidos a las cuentas anuales del Capítulo IV.

CAPÍTULO II

LA OFERTA PÚBLICA Y LOS VALORES NEGOCIABLES DE LA MISMA

ÍNDICE

- II.1. ACUERDOS DE EMISIÓN**
 - II.1.1. Acuerdos de emisión
 - II.1.2. Acuerdo de realización de una Oferta Pública
 - II.1.3. Información sobre los requisitos y acuerdos para la admisión a negociación oficial
- II.2. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA A LA EMISIÓN**
- II.3. EVALUACIÓN DEL RIESGO INHERENTE A LOS VALORES O A SU EMISOR**
- II.4. VARIACIONES SOBRE EL RÉGIMEN LEGAL TÍPICO DE LOS VALORES OFERTADOS PREVISTO EN LAS DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES**
- II.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES**
 - II.5.1. Naturaleza y denominación de los valores
 - II.5.2. Representación de los valores
 - II.5.3. Importe nominal global de la Oferta
 - II.5.4. Número de acciones ofrecidas y proporción sobre el capital social
 - II.5.5. Precio de las acciones
 - II.5.6. Comisiones y gastos de la Oferta que ha de desembolsar el comprador
- II.6. COMISIONES POR INSCRIPCIÓN Y MANTENIMIENTO DE SALDOS POR EL REGISTRO CONTABLE DE LAS ACCIONES**
- II.7. INEXISTENCIA DE RESTRICCIONES A LA LIBRE TRANSMISIBILIDAD DE LOS VALORES**
- II.8. NEGOCIACIÓN OFICIAL EN LAS BOLSAS DE VALORES**
- II.9. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS COMPRADORES DE LOS VALORES**
 - II.9.1. Derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación
 - II.9.2. Derecho de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones
 - II.9.3. Derecho de asistencia y voto en las Juntas Generales
 - II.9.4. Derecho de información
 - II.9.5. Obligatoriedad de prestaciones accesorias
 - II.9.6. Fecha de entrada en vigor de los derechos y obligaciones del punto II.9., de los tenedores de las acciones
- II.10. DISTRIBUCIÓN DE LA OFERTA Y PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN**
 - II.10.1. Colectivo de potenciales inversores. Distribución de la Oferta
 - II.10.1.1. Distribución inicial de la Oferta
 - II.10.1.2. Redistribución por Tramos
 - II.10.1.3. Ampliación de la Oferta. Opción de compra a las Entidades Aseguradoras o “green-shoe”
 - II.10.2. Procedimiento de colocación del Tramo Minorista
 - II.10.2.1. Tramo Minorista

- II.10.2.1.1 Forma de efectuar las peticiones
- II.10.2.1.2. Fijación del Precio Máximo y del Precio Minorista
- II.10.2.1.3. Pago por los inversores de las acciones adjudicadas
- II.10.2.1.4. Determinación del número de acciones asignadas al Tramo Minorista

- II.10.2.1.5. Compromiso de Aseguramiento.

- II.10.3. Procedimiento de colocación del Tramo Institucional español
- II.10.4. Procedimiento de colocación del Tramo Internacional
- II.10.5. Información adicional a incorporar al Folleto registrado o como suplemento del mismo

II.11 DESISTIMIENTO Y REVOCACIÓN DE LA OFERTA

- II.11.1. Desistimiento de la Oferta
- II.11.2. Revocación automática total
- II.11.3. Revocación en caso de no admisión a cotización de las acciones

II.12 ENTIDADES QUE INTERVIENEN EN LA OFERTA

- II.12.1. Relación de las Entidades que intervendrán en la colocación. Descripción y funciones de las mismas
- II.12.2. Verificación de las Entidades Coordinadoras Globales y de las Entidades Directoras
- II.12.3. Características de los Contratos de Aseguramiento y Colocación
- III.12.3.1. Contratos de Aseguramiento y Colocación de los Tramos españoles
- II.12.4. Prorrateo

II.13 ADJUDICACIÓN DEFINITIVA. FORMALIZACIÓN Y PAGO

- II.13.1. Adjudicación definitiva de las acciones
- II.13.2. Liquidación de la Oferta

II.14 GASTOS DE LA OPERACIÓN

- II.14.1. Imputación de gastos
- II.14.2. Estimación de Gastos

II.15 RÉGIMEN FISCAL

II.16 FINALIDAD DE LA OPERACIÓN

II.17 DATOS RELATIVOS A LA NEGOCIACIÓN DE LAS ACCIONES DE ENAGAS

- II.17.1. Número de las acciones admitidas a negociación oficial
- II.17.2. Resultados y dividendos por acción de los últimos tres ejercicios.
- II.17.3. Reducciones y ampliaciones de capital realizadas en los tres últimos años.
- II.17.4. Ofertas Públicas de Adquisición
- II.17.5. Estabilización

II.18 PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN EL DISEÑO Y ASESORAMIENTO DE LA OFERTA PÚBLICA

- II.18.1. Personas que han participado en el diseño y/o asesoramiento de la presente Oferta
- II.18.2. Inexistencia de vínculos o intereses económicos

CAPÍTULO II

LA OFERTA PÚBLICA Y

LOS VALORES NEGOCIABLES OBJETO DE LA MISMA

II.1 ACUERDOS DE LA EMISIÓN

II.1.1. *Acuerdos de Emisión.*

No procede

II.1.2. *Acuerdo de realización de la Oferta Pública.*

La Oferta Pública de Venta (en adelante la "OPV", la "Oferta" o la "Oferta Pública") de acciones de ENAGAS a que se refiere el presente Folleto la realiza GAS NATURAL SDG, S.A. (en adelante "Gas Natural" o el "Oferente") al amparo de los acuerdos adoptados por su Consejo de administración con fecha de 26 de abril de 2002.

Se adjunta como **Anexo 2** de este Folleto certificación emitida por el Secretario del Consejo de Administración de Gas Natural con el Visto Bueno de su Presidente, relativa a la adopción de los acuerdos sociales oportunos para la Oferta Pública.

Las acciones objeto de la Oferta Pública son de titularidad plena y legítima de Gas Natural, que tiene plena disponibilidad sobre las mismas, no estando sujetas a carga o gravamen alguno. A efectos de garantizar la entrega de las acciones objeto de la Oferta Pública a los posibles adjudicatarios de las mismas, Gas Natural ha cursado a la entidad BBVA Bolsa Sociedad de Valores, S.A., en cuyos registros contables se hallan inscritas las acciones, orden de inmovilizar las 141.091.948 acciones de ENAGAS que constituyen el objeto de la Oferta Pública, para lo que se ha emitido el oportuno certificado de legitimación que acredita la titularidad de las acciones objeto de esta Oferta y su inmovilización y afectación al resultado de la misma. Asimismo, se ha emitido un certificado de inmovilización sobre las 14.085.321 acciones que serán objeto de la opción de compra descrita en el apartado II.10.1.3 siguiente (en adelante la "opción de compra" o "green shoe") y del préstamo de valores a que se refiere dicho apartado.

Antes de realizarse la presente Oferta Pública, Gas Natural es propietaria directamente de 238.734.240 acciones de ENAGAS y la sociedad Propagadora de Gas, S.A. (filial al 100% de Gas Natural) es titular de las restantes 20 acciones, lo que representa el 100 % del capital social.

Si se vendieran todas las acciones objeto de la presente Oferta Pública y se ejercitara en su totalidad la opción de compra ("green-shoe") de 14.085.321 acciones de ENAGAS a que tienen derecho las entidades aseguradoras de los tramos institucionales, Gas Natural sería titular directa o indirecta de 83.556.991 acciones de ENAGAS, lo que representa un 35% de su capital social.

II.1.3. *Información sobre los requisitos y acuerdos para la admisión a negociación oficial.*

La Junta General de Accionistas de ENAGAS, en su reunión de 3 de mayo de 2002 acordó solicitar la admisión a negociación de las acciones de ENAGAS en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, así como su inclusión en el Sistema de Interconexión Bursátil Español (Mercado Continuo). Como **Anexo 3** al presente Folleto se acompaña copia de la certificación del mencionado acuerdo.

La fecha máxima fijada para la admisión a cotización de las acciones de la Sociedad es el 8 de julio de 2002, si bien está previsto que la totalidad de las acciones de ENAGAS sean admitidas a cotización el día 26 de junio de 2002, comprometiéndose la Sociedad en caso de que la admisión a cotización no se hubiera producido el 8 de julio, a comunicar a los inversores las razones del retraso mediante la oportuna comunicación a la CNMV y un anuncio publicado en al menos un diario de difusión nacional.

En caso de que las acciones de ENAGAS no se hubieran admitido a cotización antes de las 8:30 horas del 8 de julio de 2002, la Oferta quedará revocada y resuelta en todos sus tramos, siendo entonces de aplicación lo dispuesto en el apartado II.11.3.

Los requisitos previos para la admisión a negociación en las Bolsas de Valores mencionadas y para su inclusión en el Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) son básicamente los siguientes:

1. Verificación por la CNMV del cumplimiento de los requisitos legales para la admisión a cotización y puesta a disposición del público del presente Folleto, junto con el tríptico/resumen del mismo, en el domicilio social de las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, como paso previo para solicitar a sus Sociedades Rectoras la admisión a negociación oficial de las acciones.
2. Depósito de testimonio notarial o copia autorizada de la escritura pública de constitución y posteriores escrituras de ampliación de capital de la Sociedad, junto con la documentación complementaria, en la Sociedad Rectora de la Bolsa de Madrid, como Bolsa cabecera para la CNMV y las Bolsas de Barcelona, Valencia y Bilbao, y ventanilla única del proceso de admisión a negociación.
3. Acuerdos de admisión a negociación de todas las acciones representativas del capital social de ENAGAS en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, adoptados por las correspondientes Sociedades Rectoras.
4. Acuerdo de integración de las acciones en el Sistema de Interconexión Bursátil Español (Mercado Continuo), adoptado por la CNMV con el informe favorable de la Sociedad de Bolsas.

En el momento de registro del presente Folleto Informativo, se cumplen por ENAGAS las condiciones mínimas para la admisión a cotización exigidas por la normativa del Mercado de Valores y, en particular, por el Artículo 32 del Reglamento de Bolsas, excepto la condición referida a la difusión necesaria, la cual se espera alcanzar con la presente Oferta Pública.

En especial, ENAGAS cumple con el requisito relativo a la obtención de beneficios en los dos últimos años o en tres no consecutivos en un periodo de cinco que hayan sido suficientes para repartir un dividendo de al menos un 6% del capital social desembolsado, una vez hecha la previsión para impuestos y dotadas las reservas legales, como acredita la certificación de la firma PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., que se incorpora como **Anexo 4** del presente Folleto.

La Sociedad conoce y acepta someterse a las normas que existan en materia de Bolsa y especialmente sobre admisión, contratación, permanencia y exclusión de la negociación, y se someterá igualmente a las que puedan dictarse en el futuro.

II.2 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA DE LA EMISIÓN

La presente Oferta Pública no requiere autorización administrativa previa, estando únicamente sujeta al régimen general de verificación por la CNMV.

La Disposición Adicional Vigésima de la ley 34/1998 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, añadida por el artículo 10 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece que ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de ENAGAS, Sociedad Anónima, en una proporción superior al 35% del capital social o de los derechos de voto de la entidad. A fin de dar cumplimiento a lo anterior, la citada Disposición Adicional estableció la necesidad de la presentación ante la Secretaría de Estado de Economía, Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, de un Plan de Actuaciones de ENAGAS, S.A., con el fin de hacer efectiva la limitación de participación accionarial en dicha entidad, dispuesta por la referida disposición adicional.

En cumplimiento de dicha previsión legal, GAS NATURAL SDG, S.A., presentó oportunamente ante la Secretaría de Estado de Economía, Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, el Plan de Actuaciones de ENAGAS, S.A., cuya versión definitiva se presentó con fecha de 25 de julio de 2001.

Con fecha 2 de agosto de 2001, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos acordó aprobar el Plan de Actuaciones para la ampliación del accionariado de ENAGAS.

II.3. EVALUACIÓN DEL RIESGO INHERENTE A LOS VALORES O A SU EMISOR

No se ha realizado ninguna evaluación del riesgo inherente a las acciones ofertadas ni a su sociedad emisora por parte de entidad calificadoras alguna.

II.4. VARIACIONES SOBRE EL RÉGIMEN LEGAL TÍPICO DE LOS VALORES OFERTADOS PREVISTO EN LAS DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES

No existen variaciones sobre el régimen legal típico previsto en las disposiciones legales aplicables en materia de acciones de Sociedades Anónimas. No obstante, debe tenerse en cuenta, la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, en relación con la limitación en la participación en el capital social de ENAGAS, así como las disposiciones específicas descritas en el Capítulo III, apartado III.2.2 y en el apartado II.9.3 del presente Capítulo.

II.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES

II.5.1. Naturaleza y denominación de los valores.

Los valores a los que se refiere la OPV son acciones ordinarias de ENAGAS, de UN EURO CON CINCUENTA CÉNTIMOS DE EURO (1,50 €) de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas, propiedad de Gas Natural.

Todas las acciones de ENAGAS objeto de la OPV gozan de plenos derechos políticos y económicos, pertenecen a la misma clase, sin que existan acciones privilegiadas y están libres de cargas y gravámenes.

II.5.2. Representación de los valores.

Las acciones de ENAGAS están representadas por medio de anotaciones en cuenta y se hallan inscritas en el Registro Central del Servicio de Compensación y Liquidación de Valores (SCLV), entidad domiciliada en Madrid, calle Orense, 34, que es la encargada del registro contable de las acciones, junto con sus Entidades Adheridas.

II.5.3. Importe nominal global de la Oferta.

El importe nominal global inicial de la Oferta Pública es de doscientos once millones seiscientos treinta y siete mil novecientos veintidós euros (211.637.922 €), correspondiente a 141.091.948 acciones de 1,50 euros de valor nominal cada una. El mencionado importe podrá ser ampliado por las acciones sobre las que se ejercite la opción de compra o "green shoe" concedida a las Entidades Aseguradoras del Tramo Institucional Español y del Tramo Internacional (14.085.321 acciones, en los términos del apartado II.10.1.3. siguiente, que representan un nominal de 21.127.981,5 euros), con lo que el número máximo de acciones y el valor nominal máximo sería de 155.177.269 acciones y de 232.765.903,5 euros, respectivamente, en total.

II.5.4. Número de acciones ofrecidas y proporción sobre el capital social.

El número de acciones inicialmente ofertadas es de 141.091.948 acciones, lo que representa un 59,1% del capital social de ENAGAS.

La Oferta es ampliable hasta 155.177.269 acciones (65% del capital social actual) en virtud de la opción de compra de hasta 14.085.321 acciones, a que se refiere el apartado II.10.1.3 siguiente.

El valor efectivo de la OPV, incluidas las acciones de la opción de compra, tomando como base el precio medio de la Banda de Precios No Vinculante a que se refiere el apartado II.5.5 siguiente, asciende a mil treinta y nueve millones seiscientos ochenta y siete mil setecientos dos euros (1.039.687.702 euros)

II.5.5. Precio de las acciones

Banda de Precios No Vinculante

Al solo objeto de que los inversores dispongan de una referencia para la formulación de sus peticiones, Gas Natural, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales y habiendo escuchado la opinión de su Asesor Financiero, ha fijado una Banda de Precios Indicativa y No Vinculante, de entre 5,85 euros y 7,55 euros por acción para las acciones de ENAGAS objeto de la presente Oferta, dentro del cual no necesariamente se encontrarán el Precio Máximo Minorista, el Precio Minorista o, el Precio Institucional.

Esta Banda de Precios se ha establecido siguiendo procedimientos de valoración generalmente aceptados por el mercado en este tipo de operaciones (descuento de flujos de caja y múltiplos del valor empresarial) y teniendo en cuenta la situación presente de los mercados financieros doméstico e internacionales.

La citada Banda de Precios No Vinculante implica asignar a ENAGAS una capitalización bursátil o valor de mercado de la totalidad de sus acciones, de entre 1.396.595.421 euros y 1.802.443.663 euros.

En términos de valor empresarial, teniendo en cuenta la deuda neta a 31/12/01, dicha capitalización bursátil o valor de mercado se trasladaría a unos valores de entre 2.457 millones de euros y 2.862 millones de euros.

Se hace constar expresamente que la Banda de Precios ha sido fijada por Gas Natural, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, sin que exista un experto independiente que asuma responsabilidad alguna por la misma.

Precio de las acciones

Los distintos precios de la Oferta se fijarán de conformidad con lo establecido en los apartados II.10.2.1.2. y II.10.3 (2).

II.5.6. Comisiones y gastos de la Oferta que ha de desembolsar el comprador.

El importe a pagar por los adjudicatarios de las acciones será únicamente el precio de las mismas. Los Mandatos, Solicitudes o Propuestas deberán formularse exclusivamente ante las Entidades Aseguradoras o Colocadoras de la Oferta Pública, las cuales no repercutirán a los inversores gastos ni comisiones de ningún tipo derivados de la colocación de las acciones.

II.6. COMISIONES POR INSCRIPCIÓN Y MANTENIMIENTO DE SALDOS POR EL REGISTRO CONTABLE DE LAS ACCIONES

Las Entidades Adheridas al citado Servicio podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y gastos repercutibles en concepto de administración de valores que libremente determinen, derivados del mantenimiento de los valores en los registros contables.

Estará libre de gastos, comisiones y cualquier otro cargo, la apertura por los inversores de cuentas de valores y cuentas corrientes obligatorias para proceder a la formulación de los Mandatos y Solicitudes de Compra en el Tramo Minorista.

II.7. INEXISTENCIA DE RESTRICCIONES A LA LIBRE TRANSMISIBILIDAD DE LOS VALORES

No existen restricciones estatutarias a la libre transmisibilidad de las acciones de ENAGAS, por lo que las acciones objeto de la Oferta serán libremente transmisibles con arreglo a lo dispuesto en la Ley de Sociedades Anónimas, Ley del Mercado de Valores y demás normativa vigente.

No obstante, deben tenerse en cuenta las disposiciones específicas descritas en el Capítulo III, apartado 2.2.

II.8. NEGOCIACIÓN OFICIAL EN LAS BOLSAS DE VALORES

Las acciones objeto de la presente Oferta, al igual que el resto de acciones que integran el capital social de ENAGAS, no están actualmente admitidas a negociación oficial en ninguna Bolsa de Valores; no obstante y de conformidad con los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de ENAGAS de 3 de mayo de 2002, se solicitará la admisión a negociación de la totalidad de las acciones de la Sociedad en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Valencia y Bilbao, así como su incorporación al Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo).

La fecha máxima fijada para la admisión a cotización de las acciones de la Sociedad es el 8 de julio de 2002, si bien está previsto que la totalidad de las acciones de ENAGAS sean admitidas a cotización el día 26 de junio de 2002, comprometiéndose la Sociedad en caso de que la admisión a cotización no se hubiera producido el 8 de julio de 2002, a comunicar a los inversores las razones del retraso mediante la oportuna comunicación a la CNMV y un anuncio publicado en al menos un diario de difusión nacional. En caso de que las acciones de ENAGAS no se hubieran admitido a cotización antes de las 8:30 horas del 8 de julio de 2002, la Oferta quedará revocada y resuelta en todos sus tramos, siendo entonces de aplicación lo dispuesto en el apartado II.11.3; este supuesto no determinaría responsabilidad alguna para Gas Natural ni para ENAGAS frente a los adjudicatarios de las acciones ni frente a las entidades que formen parte del sindicato de aseguramiento y colocación, salvo de mediar dolo o culpa grave por su parte.

Se hace constar que ENAGAS conoce y acepta cumplir los requisitos y condiciones que se exigen para la admisión, permanencia y exclusión de los valores en los mercados secundarios mencionados, según la legislación vigente y los requerimientos de sus organismos rectores.

II.9. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS COMPRADORES DE LOS VALORES

Las acciones que se ofrecen en la OPV y, en su caso, en la opción de compra, gozarán de los mismos derechos políticos y económicos que las restantes acciones de ENAGAS. En particular, cabe citar los siguientes:

II.9.1. Derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación.

Las acciones que se ofrecen gozan del derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación en las mismas condiciones que las restantes acciones en circulación y, al igual que las demás acciones que componen el capital social, no tienen derecho a percibir un dividendo mínimo por ser todas ellas ordinarias. Las acciones ofrecidas darán derecho a participar en los dividendos que se repartan a partir de la Fecha de la Operación (prevista para el día 25 de junio de 2002). Se hace constar expresamente que el dividendo con cargo al ejercicio 2001 de ENAGAS fue ya repartido, por lo que aquellos que acudan a la Oferta no tendrán derecho al mismo. Hasta la fecha no se han distribuido dividendos a cuenta con cargo a los beneficios del ejercicio 2002.

Los rendimientos que produzcan las acciones podrán ser hechos efectivos en la forma que para cada caso se anuncie, siendo el plazo de la prescripción del derecho a su cobro el establecido en el artículo 947 del Código de Comercio, es decir, cinco años. El beneficiario de la prescripción será ENAGAS.

II.9.2. Derecho de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones.

Todas las acciones de ENAGAS confieren a su titular, en los términos establecidos por la Ley, el derecho de suscripción preferente (artículo 158 de la Ley de Sociedades Anónimas) en los aumentos de capital con emisión de nuevas acciones (ordinarias o privilegiadas) y en la emisión de obligaciones convertibles en acciones, salvo exclusión del derecho de suscripción preferente.

Igualmente confieren a sus titulares el derecho de asignación gratuita reconocido en la propia Ley de Sociedades Anónimas para el supuesto de realización de ampliaciones de capital con cargo a reservas.

II.9.3. Derecho de asistencia y voto en las Juntas Generales.

Los tenedores de las acciones de la Oferta tendrán derecho a asistir y votar en las Juntas Generales de Accionistas, así como el derecho de impugnar los acuerdos sociales en las mismas condiciones que los tenedores de las acciones antiguas, de acuerdo con el régimen general establecido en la Ley de Sociedades Anónimas.

De conformidad con lo previsto en los estatutos sociales, podrán asistir a la Junta General todos los accionistas que sean titulares de, al menos, 100 acciones, inscritas en el correspondiente registro contable de anotaciones en cuenta con cinco días de antelación a la celebración de la Junta y que se provean de la correspondiente tarjeta de asistencia.

Los accionistas que no posean el número de acciones señalado podrán agruparse y otorgar su representación a otro accionista, siendo acumulables las que correspondan a cada persona por derecho propio y por representación.

Los accionistas con derecho de asistencia podrán hacerse representar en la Junta General por otra persona, aunque ésta no sea accionista, por medio de escrito de carácter especial para cada Junta, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 107 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Cada acción dará derecho a un voto, sin que se prevean en los Estatutos Sociales limitaciones al número máximo de votos que pueden ser emitidos por cada accionista o por sociedades pertenecientes al mismo grupo.

No obstante lo anterior, la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1988, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, 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. 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 este supuesto la Comisión Nacional de Energía estará legitimada para ejercer las acciones legales que correspondan tendientes a hacer efectivas las limitaciones a la participación en el capital de ENAGAS.

II.9.4. Derecho de información.

Todas las acciones de ENAGAS confieren a su titular el derecho de información recogido, con carácter general, en el artículo 48.2.d) de la Ley de Sociedades Anónimas y, con carácter particular, en el artículo 112 del mismo texto legal. Gozan asimismo de los derechos que, como manifestaciones especiales del derecho de información, son recogidos en el articulado de la Ley de Sociedades Anónimas de forma pormenorizada al tratar de la modificación de estatutos, ampliación y reducción del capital social, aprobación de las cuentas anuales, emisión de obligaciones convertibles o no en acciones, transformación, fusión y escisión, disolución y liquidación de la sociedad y otros actos u operaciones societarias.

II.9.5. Obligatoriedad de prestaciones accesorias.

Ni las acciones objeto de la presente Oferta Pública ni las restantes acciones emitidas por ENAGAS llevan aparejada prestación accesoria alguna. De igual modo, los Estatutos Sociales de ENAGAS no contienen ninguna previsión sobre privilegios, facultades ni deberes especiales dimanantes de la titularidad de las acciones.

II.9.6 Fecha de entrada en vigor de los derechos y obligaciones del punto II.9, de los tenedores de las acciones

Todos los derechos y obligaciones de los titulares de los valores objeto de la presente Oferta podrán ser ejercitados por los adjudicatarios de las acciones desde la fecha de la compraventa (la Fecha de la Operación, que previsiblemente tendrá lugar el 25 de junio de 2002) de las acciones objeto de esta Oferta.

II.10. DISTRIBUCIÓN DE LA OFERTA Y PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN

II.10.1. *Colectivo de potenciales inversores. Distribución de la Oferta.*

II.10.1.1 *Distribución inicial de la Oferta.*

La presente Oferta se distribuye en distintos Tramos, de acuerdo con lo que se indica a continuación.

(A) Oferta Española:

Una oferta dirigida al territorio del Reino de España y a la que se asignan inicialmente 88.182.468 acciones que representan el 62,5% del número de acciones objeto de la presente Oferta (sin incluir el "green shoe"), que consta de dos Tramos:

(1) Tramo Minorista:

Dirigido a las siguientes personas o entidades:

- (i) Personas físicas o jurídicas residentes en España cualquiera que sea su nacionalidad.
- (ii) Personas físicas o jurídicas no residentes en España que tengan condición de nacionales de uno de los Estados miembros de la Unión Europea y/o sean firmantes del Acuerdo y el Protocolo sobre el Espacio Económico Europeo (Estados miembros de la Unión Europea, más Islandia y Noruega) o del Principado de Andorra.

A este Tramo le asignan inicialmente 52.909.481 acciones que representan el 37,5% del número de acciones objeto de la Oferta (sin incluir el "green shoe"). No obstante, el número de acciones asignadas a este Tramo podrá verse modificado en función de la redistribución entre Tramos prevista en el apartado II.10.1.2.

(2) Tramo Institucional Español:

Dirigido de forma exclusiva a inversores institucionales residentes en España tales como entidades que realicen habitual y profesionalmente inversiones en valores negociables (Fondos de Pensiones, Entidades de Seguros, Entidades de Crédito, Sociedades y Agencias de Valores, Sociedades de Inversión Mobiliaria, Fondos de Inversión Mobiliaria, Entidades habilitadas de acuerdo con los artículos 64 y 65 de la Ley de Mercado de Valores para gestionar carteras de valores de terceros...), así como aquellas entidades cuando las actividades que constituyan su objeto social puedan ser realizadas mediante el mantenimiento, de manera estable o estratégica, de valores de renta variable emitidos por otras sociedades.

A este Tramo se le asignan inicialmente 35.272.987 acciones que representan el 25% del número de acciones objeto de la Oferta (sin incluir el "green shoe"). No obstante, el número de acciones asignadas a este Tramo podrá verse modificado en función de la redistribución entre Tramos prevista en el apartado II.10.1.2 y del ejercicio de la opción de compra establecida en el apartado II.10.1.3.

(B) Oferta Internacional:

Una oferta dirigida a inversores fuera del territorio del Reino de España (Tramo Internacional) y a la que se asignan inicialmente 52.909.480 acciones que representan el 37,5% del número de acciones objeto de la Oferta (sin incluir el "green shoe"). No obstante, el número de acciones asignadas a este Tramo podrá verse modificado en función de la redistribución entre Tramos prevista en el apartado II.10.1.2 y del ejercicio de la opción de compra establecida en el apartado II.10.1.3.

Esta Oferta Pública irá dirigida a inversores institucionales y no será objeto de registro en ninguna jurisdicción distinta de España. En particular se hace constar que las acciones objeto de la presente oferta no han sido registradas bajo la United States Securities Act de 1933 ("US

Securities Act) ni aprobadas o desaprobadas por la Securities Exchange Commission ni ninguna autoridad o agencia de los Estados Unidos de América. Por lo tanto la presente Oferta no está dirigida a personas de los Estados Unidos, según los mismos se definen en la "Regulation S" de la US Securities Act, salvo en los casos en que ello esté permitido de conformidad con la "Regulation 144 A" de la US Securities Act.

En adelante, el Tramo Internacional y el Tramo Institucional Español podrán ser denominados conjuntamente como los "Tramos Institucionales".

II.10.1.2. Redistribución entre Tramos.

Corresponderá a Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, la determinación del tamaño final de todos y cada uno de los Tramos que componen la Oferta Pública, así como la adopción de todas las decisiones de reasignación entre Tramos, de acuerdo con las siguientes reglas:

- (i) Antes de la fijación del Precio Máximo Minorista, Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, podrá variar el volumen de acciones inicialmente asignado al Tramo Minorista.
- (ii) En ningún caso podrá verse reducido el Tramo Minorista si se produce en el mismo un exceso de demanda.
- (iii) Gas Natural podrá aumentar, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, en cualquier momento anterior a la firma de los Contratos de Aseguramiento y Colocación del Tramo Institucional Español y del Tramo Internacional, el volumen asignado al Tramo Minorista, en caso de exceso de demanda en éste, a costa de reducir el volumen global asignado a los Tramos Institucionales, aunque en éstos se haya producido exceso de demanda. El volumen de acciones inicialmente asignado al Tramo Minorista podrá incrementarse libremente hasta la fecha de la firma del Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista, es decir, el 18 de junio de 2002, y a partir de dicha fecha, hasta en un máximo de 14.085.321 acciones adicionales.
- (iv) En el supuesto de que no quedara cubierto el Tramo Minorista, las acciones sobrantes podrán reasignarse a los Tramos Institucionales. Esta eventual reasignación a los Tramos Institucionales se realizará, en su caso, por decisión de Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, para atender los excesos de demanda de dichos Tramos.
- (v) La redistribución entre los Tramos Institucionales se realizará libremente por Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, hasta la fecha de asignación definitiva de acciones a dichos Tramos.

El volumen de acciones finalmente asignado a los Tramos Institucionales de la Oferta (excluidas las acciones correspondientes a la opción de compra descrita en el apartado II.10.1.3) se fijará el 25 de junio de 2002, una vez finalizado el plazo de confirmación de Propuestas en dichos Tramos y antes de la adjudicación definitiva. Este hecho será objeto de información adicional al presente Folleto.

A los efectos del presente apartado, Gas Natural se ha comprometido a no rechazar, sin justificación, la decisión unánime de las Entidades Coordinadoras Globales, sobre la redistribución entre Tramos.

La redistribución de acciones entre los distintos Tramos aquí referida se realizará dentro de unos límites razonables, con objeto de que no se altere sustancialmente la configuración de la Oferta.

II.10.1.3. Ampliación de la Oferta. Opción de compra a las Entidades Aseguradoras o "green-shoe".

Con independencia de las posibles redistribuciones a las que se refiere el apartado anterior, el volumen de la Oferta asignado globalmente a los Tramos Institucionales podrá ser ampliado en

hasta 14.085.321 acciones, por decisión de las Entidades Coordinadoras Globales, actuando en su propio nombre y en nombre y por cuenta de las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales, en virtud de la opción de compra sobre 14.085.321 acciones de ENAGAS que Gas Natural tiene previsto conceder a dichas Entidades a la firma de los contratos de aseguramiento de los Tramos Institucionales. Esta opción de compra se otorga para atender libremente los excesos de demanda que se puedan producir en estos Tramos. La citada opción (internacionalmente conocida como "green-shoe") será ejercitable, en una o varias veces total o parcialmente, en la Fecha de Operación, prevista para el 25 de junio de 2002, o durante los 30 días siguientes a dicha fecha. Su ejercicio deberá ser comunicado a la CNMV. El precio de compra de las acciones de ENAGAS en caso de ejercicio del "green-shoe" será igual al Precio Institucional de la Oferta. La opción de compra podrá, eventualmente, acompañarse de un préstamo de valores, con el cual se cubrirían las sobreadjudicaciones que se realicen, en su caso, para atender los posibles excesos de demanda que se produzcan en la Oferta. Dicho préstamo sería otorgado por Gas Natural a una o varias de las Entidades Coordinadoras Globales o a aquella entidad que Gas Natural y las Entidades Coordinadoras Globales conjuntamente designen, por cuenta de las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales, y tendría por objeto como máximo un número de acciones igual al número de acciones objeto de la opción de compra referida anteriormente.

En el supuesto de que no se ejerciera la mencionada opción de compra por las Entidades Coordinadoras Globales, la participación de Gas Natural en el capital social de ENAGAS excedería del 35%, participación máxima que una entidad puede ostentar en el capital social de ENAGAS, en virtud de lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998. Es intención de Gas Natural, en este caso, vender de forma ordenada el exceso sobre dicho 35% una vez transcurrido el periodo de 180 días desde la Fecha de Admisión a Cotización a que se refiere el epígrafe 9º del apartado II.12.3.1 siguiente. Durante ese periodo y conforme a lo previsto en la mencionada Disposición Adicional Vigésima, Gas Natural no ejercerá los derechos políticos que correspondan a las acciones que excedan del 35% del capital social de ENAGAS.

II.10.2. Procedimiento de colocación del Tramo Minorista.

Calendario Básico del Tramo Minorista :

6 de junio de 2002:

- Día en que se ha firmado el Protocolo de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación.

10 de junio:

- Día en que se registra el Folleto Informativo en la CNMV.

12 de junio de 2002:

- Día en que se inicia el periodo de formulación de Mandatos de Compra.
- Día en que se inicia el periodo de revocación de Mandatos de Compra.

18 de junio de 2002:

- Día en que finaliza el periodo para la formulación de Mandatos de Compra.
- Día en el que se fija el Precio Máximo Minorista.
- Día en que se firma el Contrato de Aseguramiento y Colocación.

19 de junio de 2002:

- Día en que se inicia el Período de Oferta Pública (formulación de Solicitudes).

21 de junio de 2002:

- Día en que finaliza el plazo para la formulación de Solicitudes.
- Día en que finaliza el plazo para la revocación de los Mandatos.

24 de junio de 2002:

- Día en que finaliza la práctica, en su caso, del prorrateo.
- Día en que se fija el Precio Minorista.
- Día en que se asignan las acciones al Tramo Minorista.

25 de junio de 2002:

- Día en que se adjudican las acciones.
- Fecha de la Operación.

26 de junio de 2002:

- Fecha en que está previsto se admitan a cotización las acciones.

28 de junio de 2002:

- Fecha de liquidación de la OPV.

Los horarios que se mencionan en este Folleto lo son siempre referidos al horario oficial peninsular español.

II.10.2.1 Tramo Minorista.

II.10.2.1.1. Forma de efectuar las peticiones.

Las peticiones podrán realizarse:

- Desde las 8:30 horas de Madrid del día el día 12 de junio hasta las 14:00 horas de Madrid del día 18 de junio de 2002, ambos inclusive (dentro del horario que tenga establecido cada entidad), mediante la presentación de Mandatos ("Período de Formulación de Mandatos"). Dichos Mandatos serán revocables, en su totalidad, pero no parcialmente, hasta las 14:00 horas de Madrid el día 21 de junio de 2002 (dentro del horario que tenga establecido cada entidad).
- Desde las 8:30 horas de Madrid del día 19 de junio hasta las 14:00 horas de Madrid del día 21 de junio de 2002, ambos inclusive (dentro del horario que tenga establecido cada entidad), mediante la formulación de Solicitudes no revocables ("Período de Oferta Pública").

(1) Reglas generales aplicables a los Mandatos y Solicitudes de Compra:

Tanto los Mandatos como las Solicitudes de Compra se ajustarán a las siguientes reglas:

- (i) Deberán presentarse exclusivamente ante las Entidades Aseguradoras del Tramo Minorista (en adelante "Entidades Aseguradoras del Tramo Minorista") y las Entidades Colocadoras Asociadas, cuya relación se encuentra en el apartado II.12.1. Cualquier variación que se produzca en la identidad de dichas entidades será objeto de información adicional al presente Folleto y publicada en al menos un diario de difusión nacional. El inversor deberá abrir cuenta corriente y de valores en aquella de estas entidades ante las que presente su Mandato o Solicitud, en el caso de no disponer de ellas con anterioridad. La apertura y cierre de la cuenta deberá estar libre de gastos y comisiones para el inversor.
- (ii) Deberán ser otorgados por escrito y firmados por el inversor interesado (en adelante "peticionario") en el correspondiente impreso que, unido al Tríptico al que se refiere el presente Folleto, la Entidad Aseguradora o Colocadora Asociada deberá facilitarle. No se aceptará ningún Mandato o Solicitud que no posea todos los datos identificativos del petionario que vengan exigidos por la legislación

vigente para este tipo de operaciones (nombre y apellidos o denominación social, dirección y NIF, o en caso de no residentes en España que no dispongan de Número de Identificación Fiscal, Número de Pasaporte y su nacionalidad). En caso de Mandatos o Solicitudes formulados en nombre de menores de edad, deberá expresarse el NIF del menor o, si no lo tuviere, su fecha de nacimiento y el NIF del representante legal, sin que ello implique asignar el NIF del representante a la petición a efectos del control del número de Mandatos o Solicitudes realizados en cotitularidad ni del control del límite máximo de inversión descritos en el presente Folleto Informativo.

- (iii) Deberán reflejar, escrito de puño y letra por el peticionario, la cantidad en euros que desea invertir, cantidad que (salvo revocación, en el caso de los Mandatos) se aplicará a la adquisición de acciones al Precio Minorista que se determine al final del Periodo de Oferta Pública. Será, no obstante, aceptable que la cantidad figure impresa mecánicamente siempre que haya sido fijada por el inversor y así se confirme por el mismo mediante una firma autógrafa adicional sobre ella.
- (iv) Adicionalmente los Mandatos y Solicitudes podrán ser cursados por vía telemática (Internet) a través de aquellas Entidades Aseguradoras y Colocadoras que estén dispuestas a aceptar peticiones cursadas por estas vías y reúnan los medios suficientes para garantizar la seguridad y confidencialidad de las correspondientes transacciones. Las reglas aplicables a los Mandatos y Solicitudes de Compra cursados por vía telemática (Internet) serán las siguientes:

Acceso y contratación: El peticionario deberá ser cliente de cualquiera de las Entidades Aseguradoras o Colocadoras que ofrezcan esta vía de contratación y deberá disponer de una tarjeta de claves (TIP) que obtendrá previa firma de un contrato relativo a su uso con la correspondiente Entidad. Aquellas Entidades Aseguradoras o Colocadoras que no utilicen tarjetas de clave TIP, sino otro sistema de seguridad y control, podrán ofrecer a sus clientes la contratación de acciones de ENAGAS a través de su aplicación telemática siempre que tales clientes se registren y se den de alta siguiendo el procedimiento que la Entidad tenga expresamente estipulado. Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras que no utilicen tarjetas TIP deberán garantizar que su aplicación telemática cumple con los requisitos de autenticidad, integridad y confidencialidad a que se hace referencia más adelante. En aquellos supuestos en que dos o más personas tengan intención de contratar acciones de ENAGAS en régimen de cotitularidad, deberán cumplir, individualmente, lo previsto anteriormente. Por consiguiente, todos y cada uno de los peticionarios deberán estar dados de alta individualmente en la aplicación telemática de la Entidad Aseguradora o Colocadora a través de la que se desee cursar el correspondiente Mandato o Solicitud de Compra en Régimen de Cotitularidad. El peticionario se autenticará a través de un certificado digital que tenga asignada una clave secreta y que haya sido emitido por la Entidad Aseguradora o Colocadora. Adicionalmente, para proceder a la ejecución de los Mandatos o Solicitudes de Compra se solicitarán al peticionario dígitos aleatorios de la tarjeta de claves TIP y se garantizará la integridad y confidencialidad de la información encriptando el mensaje de los datos de la transacción a través del certificado digital. Tratándose de clientes de Entidades Aseguradoras o Colocadoras que no utilicen la tarjeta de claves TIP, la autenticación deberá realizarse a través de las claves y códigos secretos que la entidad hubiera asignado al cliente. Una vez autenticada su identidad, el cliente podrá cursar órdenes de compra de acciones de ENAGAS. El peticionario, antes de proceder a la contratación de acciones de ENAGAS, podrá acceder a información relativa a la oferta y, en particular, al Folleto registrado en la C.N.M.V., en formato Internet. Supuesto que el peticionario decida acceder a la página de contratación de acciones de ENAGAS la entidad deberá asegurarse de que, con carácter previo, el peticionario haya cumplimentado un campo que garantice que éste ha tenido acceso al "tríptico" a que se refiere el presente Folleto Informativo. Posteriormente, el peticionario accederá a la página de contratación de acciones de ENAGAS, en la que introducirá su Mandato o Solicitud de Compra cuyo importe no podrá ser inferior ni superior a los límites mínimo y máximo fijados en el Folleto. El peticionario tendrá también la opción de revocar los Mandatos de Compra que hubiera formulado, debiendo ser dicha revocación total y no parcial. Por último, el peticionario deberá introducir el número de cuenta de custodia de valores donde desea que se anote la

suscripción de acciones de ENAGAS. Si tuviera más de una cuenta abierta en la Entidad Aseguradora o Colocadora, deberá elegir una de ellas. Si el peticionario no tuviera contratada una cuenta de custodia de valores en la Entidad Aseguradora o Colocadora, deberá proceder a contratarla en los términos establecidos por dicha entidad.

Autenticidad: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras deberán establecer los medios necesarios para dejar constancia de la fecha y hora en que se cursen los correspondientes Mandatos y Solicitudes de Compra por parte de los peticionarios. Una vez cursada la petición, el peticionario deberá poder imprimir la confirmación de la misma.

Archivo de Mandatos y Solicitudes de Compra: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras a través de las que se cursen Mandatos y Solicitudes de Compra por vía telemática deberán mantener un archivo de justificantes de los Mandatos y Solicitudes de Compra recibidos, que estará formado por el registro magnético correspondiente.

Confidencialidad: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras deberán establecer los medios necesarios para asegurar que ningún usuario no autorizado tendrá acceso a los Mandatos y Solicitudes de Compra cursados por los peticionarios.

Integridad: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras deberán establecer los medios necesarios para impedir la pérdida o manipulación de los Mandatos y Solicitudes de Compra cursados por los peticionarios.

- (v) Asimismo, los Mandatos y Solicitudes podrán ser cursados por vía telefónica a través de aquellas Entidades Aseguradoras y Colocadoras que estén dispuestas a aceptar peticiones cursadas por esta vía y reúnan los medios suficientes para garantizar la seguridad y confidencialidad de las correspondientes transacciones. Las reglas aplicables a los Mandatos y Solicitudes cursados por vía telefónica serán las siguientes:

Acceso y contratación: El peticionario deberá ser cliente de cualquiera de las Entidades Aseguradoras o Colocadoras que ofrezcan esta vía de contratación y deberá disponer de una tarjeta de claves (TIP) que obtendrá previa firma de un contrato relativo a su uso con la correspondiente Entidad. Aquellas Entidades Aseguradoras o Colocadoras que no utilicen tarjetas de clave TIP, sino otro sistema de seguridad y control, podrán ofrecer a sus clientes la compra de acciones de ENAGAS a través de la vía telefónica siempre que tales clientes se registren y se den de alta siguiendo el procedimiento que la Entidad tenga expresamente estipulado. Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras que no utilicen tarjetas TIP deberán garantizar que su aplicación telefónica cumple con los requisitos de autenticidad, integridad y confidencialidad a que se hace referencia más adelante. En aquellos supuestos en que dos o más personas tengan intención de contratar acciones de ENAGAS en régimen de cotitularidad, deberán cumplir, individualmente, lo previsto anteriormente. El peticionario se autenticará a través de un certificado digital que tenga asignada una clave secreta y que haya sido emitido por la Entidad Aseguradora o Colocadora. Adicionalmente, para proceder a la ejecución de los Mandatos y Solicitudes se solicitarán al peticionario dígitos aleatorios de la tarjeta de claves TIP y se garantizará la integridad y confidencialidad de la información. Tratándose de clientes de Entidades Aseguradoras o Colocadoras que no utilicen la tarjeta de claves TIP, la autenticación deberá realizarse a través de las claves y códigos secretos que la entidad hubiera asignado al cliente. Una vez autenticada su identidad, el cliente podrá cursar Mandatos o Solicitudes de acciones de ENAGAS. El peticionario, antes de proceder a la petición de acciones de ENAGAS, deberá afirmar haber tenido a su disposición el "tríptico" a que se refiere el presente Folleto; en caso de que manifieste no haberlo leído, se le señalará la forma en que puede obtenerlo y en caso de que no desee hacerlo, se le comentará la información contenida en el mismo. Posteriormente, el peticionario responderá a cada uno de los apartados previstos en el Mandato o

Solicitud en su formato escrito. El importe del Mandato o Solicitud no podrá ser inferior ni superiora los límites mínimo y máximo fijados en el Folleto. El peticionario tendrá también la opción de revocar los Mandatos que hubiera formulado, debiendo ser dicha revocación total y no parcial. Por último, el peticionario deberá designar el número de cuenta de custodia de valores donde desea que se anote la compra de acciones de ENAGAS. Si tuviera más de una cuenta abierta en la Entidad Aseguradora o Colocadora, deberá elegir una de ellas. Si el peticionario no tuviera contratada una cuenta de custodia de valores en la Entidad Aseguradora o Colocadora, deberá proceder a contratarla en los términos establecidos por dicha entidad.

Autenticidad: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras deberán establecer los medios necesarios para dejar constancia de la fecha y hora en que se cursen los correspondientes Mandatos y Solicitudes por parte de los peticionarios.

Archivo de Mandatos/Solicitudes: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras a través de las que se cursen Mandatos o Solicitudes por vía telefónica deberán mantener un archivo de justificantes de los Mandatos o Solicitudes recibidos, que estará formado por las grabaciones de las conversaciones telefónicas habidas con los peticionarios.

Confidencialidad: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras deberán establecer los medios necesarios para asegurar que ningún usuario no autorizado tendrá acceso a los Mandatos y Solicitudes cursados por los peticionarios.

Integridad: Las Entidades Aseguradoras y Colocadoras deberán establecer los medios necesarios para impedir la pérdida o manipulación de los Mandatos y Solicitudes cursados por los peticionarios.

Las Entidades Aseguradoras en su nombre, y en nombre de las Entidades Colocadoras que acepten Mandatos y Solicitudes de Compra por vía telemática o telefónica, han confirmado por escrito en el Protocolo de Aseguramiento y Compromiso de Colocación del Tramo Minorista tanto su suficiencia de medios para garantizar la seguridad y confidencialidad de las transacciones por vía telemática y/o telefónica, como su compromiso de indemnizar a los peticionarios por cualquier daño o perjuicio que éstos pudieran sufrir como consecuencia del incumplimiento de las condiciones previstas en el Protocolo de Aseguramiento y Compromiso de Colocación del Tramo Minorista.

- (vi) El número de acciones en que se convertirá la petición de compra basada en la ejecución del Mandato o Solicitud será el cociente resultante de dividir la mencionada cantidad señalada en euros por el Precio Máximo Minorista, redondeado por defecto.
- (vii) Todas las peticiones individuales formuladas por una misma persona se agregarán a efectos de control de máximos, formando una única petición de compra que computará como tal.

Una misma persona no podrá formular más de dos peticiones de forma conjunta con otras personas utilizando distintas formas de cotitularidad. Es decir, no se podrán formular peticiones en forma tal que una misma persona aparezca en más de dos peticiones formuladas de forma conjunta. A estos efectos, cuando coincidan todos y cada uno de los peticionarios en varias peticiones de compra, las mismas se agregarán a efectos de control de máximos, formando una única petición que computará como tal. Si una misma persona formula más de dos peticiones, de forma conjunta, se anularán, a todos los efectos, las peticiones que haya formulado de forma conjunta, respetándose únicamente la(s) petición(es) formulada(s) de forma individual.

Se tendrán en cuenta para el límite de dos peticiones mencionado anteriormente, tanto los Mandatos como las Solicitudes de Compra.

No obstante lo anterior, si el número de acciones correspondiente a los Mandatos de Compra no revocados formulados durante el Periodo de Formulación de Mandatos superara el número de acciones asignadas al Tramo Minorista, sólo se tomará en consideración para el límite de dos peticiones anterior los Mandatos citados, sin considerar las Solicitudes de Compra recibidas.

El límite del número de peticiones que se pueden formular utilizando distintas formas de cotitularidad que se indican en los párrafos anteriores, es independiente del límite máximo de inversión descrito en el apartado siguiente.

- (viii) El importe mínimo por el que podrán formularse Mandatos y Solicitudes en el Tramo Minorista será de 1.200 euros. El importe máximo será de 60.000 euros, ya se trate de Mandatos no revocados, de Solicitudes directas o de la suma de ambos.

En consecuencia, no se tomarán en consideración las peticiones de compra en el Tramo Minorista que, formuladas de forma plural, ya sea individual o conjuntamente, por un mismo peticionario, excedan en conjunto del límite establecido de 60.000 euros, en la parte que excedan conjuntamente de dicho límite.

Los controles de máximos que se describen en este apartado se realizarán utilizando el N.I.F. o el número de pasaporte de los peticionarios y, en el caso de menores de edad, la fecha de nacimiento. En el supuesto de que coincidan las fechas de nacimiento se utilizará a estos efectos el nombre de cada menor.

A estos efectos, los Mandatos o Solicitudes de compra formulados en nombre de varias personas se entenderán hechos por cada una de ellas por la cantidad reflejada en el Mandato o Solicitud.

A los efectos de computar el límite máximo por peticionario, cuando coincidan todos y cada uno de los peticionarios en varias peticiones (ya sean basadas en Mandatos o en Solicitudes de Compra) se agregarán, formando una única petición de compra.

Si algún peticionario excediera los límites de inversión se estará a las siguientes reglas:

- Se dará preferencia a los Mandatos de Compra sobre las Solicitudes de Compra, de forma que se eliminará el importe que corresponda de las Solicitudes para que, en conjunto, la petición del peticionario no exceda el límite de inversión. Por tanto, si un mismo peticionario presentara uno o varios Mandatos que en conjunto superasen el límite establecido y además presentara Solicitudes, se eliminarán las Solicitudes presentadas.
- En el supuesto de que hubiera que reducir peticiones del mismo tipo (ya sean Mandatos o Solicitudes), se procederá a reducir proporcionalmente el exceso entre los distintos tipos de Mandatos o Solicitudes afectados.
- A efectos de reducir el importe de las peticiones de igual tipo, si un mismo peticionario efectuara diferentes peticiones de igual tipo con base en distintas fórmulas de cotitularidad, se procederá de la siguiente forma:
 - (1) Las peticiones donde aparezca más de un titular se dividirán en tantas peticiones como titulares aparezcan, asignándose a cada titular el importe total reflejado en cada petición original.
 - (2) Se agruparán todas las peticiones obtenidas de la forma descrita en el apartado (1) en las que coincida el mismo titular.
 - (3) Si conjuntamente consideradas las peticiones del mismo tipo que presente un mismo titular de la forma establecida en los apartados (1) y (2), se produjese un exceso sobre el límite de inversión, se

procederá a distribuir dicho exceso proporcionalmente entre las peticiones afectadas, teniendo en cuenta que si una petición se viera afectada por más de una operación de redistribución de excesos sobre límites se aplicará aquella cuya reducción sea un importe mayor.

EJEMPLO A EFECTOS DEL COMPUTO MAXIMO

ENTIDAD	TIPO DE PETICION	PETICIONARIOS	IMPORTE €
A	Mandato Individual	Sr. nº 1	48.080,97
B	Mandato en Cotitularidad	Sr. nº 1 Sr. nº 2	42.070,85
C	Mandato en Cotitularidad	Sr. nº 2 Sr. nº 3	24.040,48
D	Solicitud individual	Sr. nº 1	18.030,36

A efectos de computabilidad del límite de inversión se consideraría que:

El Sr. nº 1 solicita 90.151,82 Euros en Mandatos de Compra (48.080,97 Euros en la Entidad A y 42.070,85 Euros en la Entidad B, en cotitularidad con el Sr. nº 2) y 18.030,36 Euros en Solicitudes de Compra en la Entidad D. En total, 108.182,18 Euros (48.080,97+42.070,85+18.030,36).

El Sr. nº 2 solicita 66.111,33 Euros en Mandatos de Compra (42.070,85 Euros en la Entidad B, en cotitularidad con el Sr. nº 1 y 24.040,48 Euros en la Entidad C, en cotitularidad con el Sr. nº 3).

El Sr. nº 3 solicita 24.040,48 Euros en un Mandato de Compra (en cotitularidad con el Sr. nº 2, en la Entidad C).

Por lo tanto, los Peticionarios que superan el límite máximo de inversión serían:

El Sr. nº1, con un exceso de 48.182,18 Euros (108.182,18-60.000). Considerando que ha realizado Mandatos que exceden de 60.000 Euros, se eliminaría la Solicitud de Compra realizada en el Período de Oferta Pública. En consecuencia el exceso de los Mandatos sería de 30.151,82 Euros (90.151,82-60.000).

El Sr. nº 2, que supera el límite con un exceso de 6.111,33 Euros (66.111,33-60.000).

Dichos excesos de 30.151,82 y 6.111,33 Euros, respectivamente, se distribuirían entre las peticiones de Compra afectadas (la de la Entidad A, la de la Entidad B y la de la Entidad C), para lo cual se efectuará la siguiente operación.

ENTIDAD "A"

$$\text{Sr. nº 1} \Rightarrow \frac{30.151,82 \text{ (exceso)} \times 48.080,97 \text{ (importe solicitado)}}{90.151,82} = 16.080,97 \text{ Euros}$$

ENTIDAD "B"

$$\text{Sr. nº 1} \Rightarrow \frac{30.151,82 \text{ (exceso)} \times 42.070,85 \text{ (importe solicitado)}}{90.151,82} = 14.079,84 \text{ Euros}$$

$$\text{Sr. nº 2} \Rightarrow \frac{6.111,33 \text{ (exceso)} \times 42.070,85 \text{ (importe solicitado)}}{66.111,33} = 3.889,02 \text{ Euros}$$

ENTIDAD "C"

$$\text{Sr. nº 2} \Rightarrow \frac{6.111,33 \text{ (exceso)} \times 24.040,48 \text{ (importe solicitado)}}{66.111,33} = 2.222,30 \text{ Euros}$$

ENTIDAD "D"

Se elimina la Solicitud al haber excedido el Sr. nº 1 con sus Mandatos el límite de inversión.

Dado que la petición de Compra cursada por la Entidad B está afectada por dos operaciones distintas de eliminación de excesos, se aplicará la mayor. Por tanto, los correspondientes excesos se eliminarán deduciendo:

- de la Petición de Compra de la Entidad A: 16.080,97 Euros
- de la Petición de Compra de la Entidad B: 14.079,84 Euros
- de la Petición de Compra de la Entidad C: 2.222,30 Euros

La Petición de la Entidad D se elimina en su totalidad por verse afectada por las peticiones de los Bancos A y B.

Las Peticiones quedarían de la siguiente forma:

ENTIDAD	TIPO DE PETICIÓN	PETICIONARIOS	Importe
A	Mandato Individual	Sr. n° 1	32.000
B	Mandato en Cotitularidad	Sr. n° 1 Sr. n° 2	27.991,01
C	Mandato en Cotitularidad	Sr. n° 2 Sr. n° 3	21.818,18
D	Solicitud individual	Sr. n° 1	0

- (ix) Las Entidades receptoras de los Mandatos y Solicitudes de Compra podrán exigir de los correspondientes peticionarios la provisión de fondos necesaria para ejecutarlos. Si como consecuencia del prorrateo, anulación de la petición, desistimiento de la Oferta o revocación, fuera necesario devolver a los adjudicatarios de las acciones la totalidad o parte de la provisión efectuada, la devolución deberá hacerse con fecha valor el día hábil siguiente a la fecha de adjudicación, desistimiento o revocación.

Si por causas imputables a las Entidades Aseguradoras y/o Colocadoras se produjera cualquier retraso sobre la fecha límite indicada para la devolución del exceso o de la totalidad de provisión efectuada, dichas Entidades deberán abonar intereses de demora al tipo de interés legal del dinero vigente a partir de la citada fecha y hasta el día de su abono al peticionario.

En el caso de revocación de los Mandatos, la Entidad receptora del Mandato deberá devolver al inversor, al día siguiente de la revocación, la provisión de fondos recibida, sin que pueda cobrarle ningún tipo de gasto o comisión por dicha revocación.

- (x) Las Entidades Aseguradoras o Colocadoras deberán poner a disposición del público en el momento de la formulación de los Mandatos y Solicitudes de Compra, un resumen de las líneas generales de la Oferta, editado en forma de tríptico, elaborado conforme a lo previsto en el artículo 22 del Real Decreto 291/1992.
- (xi) Las Entidades Aseguradoras deberán enviar a la Entidad Agente (que actuará por cuenta del Oferente e informará con carácter inmediato a éste y a las Entidades Coordinadoras Globales), las relaciones de los Mandatos y Solicitudes de Compra recibidos en las fechas y términos establecidos en los respectivos Protocolos o Contratos. La Entidad Agente podrá denegar la recepción de aquellas relaciones de Solicitudes o Mandatos de compra que no se hubieran entregado por las Entidades Aseguradoras en los términos establecidos en los respectivos Protocolos o Contratos. De las reclamaciones por daños y perjuicios o por cualquier otro concepto que pudieran derivarse de la negativa de la Entidad Agente a recibir las mencionadas relaciones, serán exclusivamente responsables ante los inversores las Entidades Aseguradoras y Colocadoras que hubieran entregado las relaciones fuera de tiempo, defectuosas o con errores u omisiones substanciales, sin que en tal caso pueda imputarse ningún tipo de responsabilidad al Oferente y/o a ENAGAS.

(2) Reglas especiales aplicables a los Mandatos de Compra:

- (i) Los Mandatos tendrán carácter revocable, desde la fecha en que se formulen hasta las 14:00 horas del día 21 de junio de 2002. La revocación de los Mandatos deberá presentarse ante la Entidad en la que se hubieran otorgado, mediante el impreso que ésta facilite al efecto, y sólo podrá referirse al importe total del Mandato, no admitiéndose revocaciones parciales, todo ello sin perjuicio de que puedan formularse nuevos Mandatos o Solicitudes de Compra. En el supuesto de haberse formulado varios Mandatos de Compra, deberá indicarse con claridad a qué Mandato de Compra se refiere la revocación. Después de la citada fecha, los Mandatos que no hubieran sido expresamente revocados adquirirán carácter irrevocable y serán ejecutados por la Entidad Aseguradora o Colocadora ante la

que se hayan formulado, salvo que se produjera un supuesto de Revocación Automática Total en los términos previstos en el presente Folleto.

- (ii) Los inversores que formulen Mandatos tendrán preferencia en el prorrateo en la forma establecida en el apartado II.12.4.

II.10.2.1.2. Fijación del Precio Máximo Minorista y del Precio Minorista

1. Precio Máximo

El precio máximo de compra por acción para el Tramo Minorista (el "Precio Máximo Minorista"), será fijado en euros el 18 de junio de 2002 por Gas Natural, de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, comunicado a la CNMV no más tarde del día hábil siguiente a su fijación y será publicado en, al menos, un diario de difusión nacional tan pronto como sea posible y, en cualquier caso, no más tarde del segundo día hábil siguiente a la comunicación a la CNMV.

El precio de compra por acción en el Tramo Minorista (el "Precio Minorista") no podrá ser superior al Precio Máximo Minorista.

La fijación del Precio Máximo Minorista tiene por finalidad permitir que los inversores del Tramo Minorista puedan conocer el importe que, como máximo, pagarán por la compra de cada acción de ENAGAS que les sea adjudicada. Asimismo, dicho Precio Máximo Minorista será tenido en cuenta a efectos del prorrateo en el Tramo Minorista.

2. Precio Minorista

El precio en el Tramo Minorista ("Precio Minorista") será fijado en euros el 24 de junio de 2002, o en su caso no más tarde de las 3:00 horas del día 25 de junio de 2002 y será la menor de las siguientes cantidades:

- El Precio Máximo Minorista expresado en euros establecido conforme a lo previsto en el apartado 1 anterior.
- El precio determinado para los Tramos Institucionales, teniendo tal consideración el Precio Institucional de la Oferta expresado en euros, fijado de común acuerdo por Gas Natural y las Entidades Coordinadoras Globales.

En el supuesto de que Gas Natural y las Entidades Coordinadoras Globales no llegaran a un acuerdo en la determinación del Precio Institucional, se produciría la Revocación Automática de la Oferta conforme a lo previsto en el apartado II. 11.2 siguiente.

Una vez fijado, el Precio Minorista será objeto de información adicional al Folleto prevista en el apartado II.10.5 y será publicado dentro de los dos días hábiles siguientes en, al menos, un diario de difusión nacional.

II.10.2.1.3 Pago por los inversores de las acciones adjudicadas.

Independientemente de la provisión de fondos que pudiera ser exigida a los inversores, el pago por parte de los mismos de las acciones finalmente adjudicadas se realizará no antes de la Fecha de la Operación (25 de junio de 2002), ni más tarde de la Fecha de Liquidación (28 de junio de 2002).

II.10.2.1.4 Determinación del número de acciones asignadas al Tramo Minorista.

La determinación del número final de acciones asignado al Tramo Minorista se realizará por Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales no más tarde del 24 de junio de 2002, con anterioridad a la realización del prorrateo, en su caso. No obstante lo anterior, no más tarde del 19 de junio de 2002, se comunicará a la CNMV, como Información Adicional al presente Folleto, y se publicará en al menos un diario de difusión nacional dentro de los dos días hábiles siguientes al día en que se hubiera comunicado a la CNMV, el número de acciones que en el momento de la firma del Contrato de Aseguramiento del Tramo Minorista se hayan asignado al Tramo Minorista, sin que pueda

aumentarse a partir de dicha fecha el número de acciones asignado al Tramo Minorista en más de 14.085.321 acciones, en las condiciones mencionadas en el apartado II.10.1.2.

II.10.2.1.5. Compromiso de Aseguramiento

En el supuesto de que los Mandatos o Solicitudes de Compra presentados por una Entidad Aseguradora no alcanzaran el número de acciones aseguradas por ésta, dicha Entidad presentará, en los términos descritos en los Protocolos y Contratos de Aseguramiento, una petición de compra en nombre propio o en nombre de una sociedad controlada por ella por el número de acciones no colocadas a terceros, al Precio de Aseguramiento a que se refiere el apartado II.12.3.1 siguiente, que coincide con el Precio Institucional de la Oferta.

II.10.3. Procedimiento de colocación del Tramo Institucional Español.

Calendario Básico:

6 de junio de 2002:

- Día en que se firma el Protocolo de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación.

10 de junio de 2002:

- Día en que se registra el Folleto Informativo en la CNMV.

12 de junio de 2002:

- Día en que se inicia el Período de Prospección de la Demanda.

21 de junio de 2002:

- Día en que finaliza el Período de Prospección de la Demanda.

24 de junio de 2002:

- Día en que se fija el Precio Institucional (o en su caso antes de las 03:00 horas del día 25 de junio).
- Día en que se firma el Contrato de Aseguramiento y Colocación.
- Día en que comienza el plazo de confirmación de Propuestas de Compra.

25 de junio de 2002:

- Día en que finaliza el plazo de confirmación de Propuestas de Compra .
- Día en que definitivamente se asignan las acciones a los Tramos Institucionales.
- Día en que se adjudican las acciones.
- Fecha de la Operación.

26 de junio de 2002:

- Fecha en que está previsto se admitan a cotización las acciones.

28 de junio de 2002:

- Fecha de liquidación.

(1) Propuestas.

Las Propuestas en este Tramo deberán formularse durante el Período de Prospección de la Demanda que comenzará a las 08:30 horas del día 12 de junio de 2002 y finalizará a las 14:00 horas del día 21 de junio de 2002.

Durante el Período de Prospección de la Demanda, las Entidades Aseguradoras de este Tramo desarrollarán la actividad de difusión y promoción de la Oferta, de acuerdo con el Protocolo de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación, con el fin de obtener de los potenciales destinatarios una indicación del número de acciones y el precio al que estarían dispuestos a adquirir acciones de ENAGAS cada uno de ellos.

Las reglas a que se ajustarán las Propuestas serán las siguientes:

- (i) La formulación de Propuestas de acciones deberá realizarse exclusivamente ante cualquiera de las Entidades Aseguradoras de este Tramo.
- (ii) Las Propuestas constituyen únicamente una indicación del interés de los destinatarios por los valores, sin que su formulación tenga carácter vinculante para quienes las realicen ni para el Oferente.
- (iii) Las Propuestas no podrán ser por un importe inferior a 60.000 euros. En el caso de las Entidades habilitadas para la gestión de carteras de valores de terceros, dicho límite se referirá al global de las Propuestas formuladas por la entidad gestora.

Dichas entidades gestoras, previamente a realizar Propuestas por cuenta de sus clientes, deberán tener firmado con los mismos el oportuno contrato de gestión de cartera de valores, incluyendo la gestión de renta variable. Las entidades gestoras de carteras que resulten adjudicatarias de acciones en la presente Oferta deberán, a su vez, adjudicar a cada uno de los clientes por cuya cuenta hubieran adquirido las acciones, un mínimo de 100 acciones, siempre que la entidad gestora tenga asignado un volumen de acciones suficientes para permitir dicha adjudicación mínima.

Las entidades gestoras de carteras de valores, las entidades gestoras de instituciones de inversión colectiva y las de fondos de pensiones deberán quedar debidamente identificadas en las Propuestas de Compra que formulen por cuenta de dichos clientes y entidades.

- (iv) Las Entidades Aseguradoras deberán rechazar aquellas Propuestas que no cumplan cualesquiera de los requisitos que para las mismas se exigen en este Folleto o en la legislación vigente.
- (v) Cada una de las Entidades Aseguradoras del Tramo Institucional Español deberá remitir diariamente antes de las 17:00 horas de Madrid a BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A. en su condición de entidades Directoras y Entidades responsables del libro de demanda del Tramo Institucional Español, las Propuestas de Compra válidas que le hayan sido formuladas, facilitando a dichas Entidades los documentos relativos a las Propuestas de Compra que puedan serle solicitados. BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A., a su vez, informarán a Gas Natural sobre dichas Propuestas de Compra.

En la remisión diaria de información, las Entidades Aseguradoras deberán indicar el importe total solicitado por una misma entidad gestora por cuenta de sus clientes o de las instituciones o fondos que gestionen, con indicación del nombre de la correspondiente entidad gestora.

Por otro lado, una entidad gestora no podrá actuar por cuenta de otras entidades gestoras.

- (vi) Las Entidades Aseguradoras podrán exigir a los peticionarios provisión de fondos para asegurar el pago del precio de las acciones. En tal caso, deberán devolver a tales peticionarios la provisión de fondos correspondiente, libre de cualquier gasto o comisión, con fecha valor no más tarde del día hábil siguiente de producirse cualquiera de las siguientes circunstancias:
 - a) Falta de selección o de confirmación de la Propuesta realizada por el peticionario; en caso de selección o confirmación parcial de las Propuestas realizadas, la devolución de la provisión sólo afectará a la parte correspondiente a las Propuestas no seleccionadas o no confirmadas.

- b) Desistimiento por Gas Natural de continuar la Oferta Pública, en los términos previstos en el presente Folleto Informativo.
- c) Revocación Automática Total de la Oferta Pública, en los términos previstos en el presente Folleto.

Si por causas imputables a las Entidades Aseguradoras se produjera un retraso en la devolución de la provisión de fondos correspondiente, dichas Entidades Aseguradoras deberán abonar intereses de demora al tipo de interés legal del dinero vigente que se devengará desde la fecha límite hasta el día de su abono al peticionario.

(2) Precio del Tramo Institucional.

El día 24 de junio de 2002, o en su caso no más tarde de las 03:00 horas del día 25 de junio de 2002, Gas Natural de común acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales, fijará el Precio Institucional de la Oferta. El Precio Institucional de la Oferta estará expresado en euros. El Precio Institucional de la Oferta o, en su caso, la imposibilidad de su determinación, serán objeto de la información adicional al presente Folleto y serán comunicados a la CNMV no más tarde del día 25 de junio de 2002.

A falta de acuerdo entre Gas Natural y las Entidades Coordinadoras Globales en la determinación del Precio Institucional de la Oferta, se producirá la Revocación Automática de la Oferta en los términos previstos en el apartado II.11.2 siguiente. En su caso, la falta de acuerdo se confirmará mediante escrito firmado por Gas Natural y las Entidades Coordinadoras Globales, y cada Entidad Aseguradora informará de este hecho a los inversores que hubieran formulado ante ella alguna Propuesta de Compra.

(3) Asignación definitiva de acciones al Tramo Internacional y al Tramo Institucional Español.

Una vez fijado el Precio Institucional, Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, procederá a la asignación definitiva de acciones al Tramo Internacional y al Tramo Institucional Español, atendiendo a las reglas de Selección de Propuestas, Confirmación de Propuestas, admisión de Peticiones Adicionales, Remisión de Peticiones y Pago por los Inversores Institucionales que se establecen en los apartados (4) a (8) siguientes.

(4) Selección de Propuestas de Compra.

El 24 de junio de 2002, Gas Natural, oídas las Entidades Directoras del Tramo Institucional Español, procederá a admitir total o parcialmente, o a rechazar, cualquier Propuesta recibida, a su sola discreción y sin necesidad de motivación alguna a las Entidades Aseguradoras o a los peticionarios, aplicando criterios de calidad y estabilidad de la inversión, y teniendo en cuenta la forma y plazo en que se hubieran formulado, valorándose el que las Propuestas hayan sido presentadas por escrito firmado y con indicación del precio, y respetando que no se produzcan discriminaciones injustificadas entre Propuestas del mismo rango. Gas Natural será la encargada de realizar las adjudicaciones, basándose para ello en el asesoramiento de las Entidades Coordinadoras Globales.

Con anterioridad al registro de este Folleto, Gas Natural no ha alcanzado ningún pacto ni ha mantenido conversaciones con inversores potenciales a los que se haya asegurado la adjudicación de acciones en la presente Oferta. Gas Natural no tiene intención de mantener conversaciones ni realizar pactos con inversores con anterioridad a la adjudicación de acciones.

No obstante lo anterior, una vez revisado el libro de demanda de los Tramos Institucionales, Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, podría realizar adjudicaciones de participaciones relevantes en el Capital Social de ENAGAS a determinados inversores.

No obstante lo dispuesto en el primer párrafo, se dará prioridad a las Propuestas de los inversores que no pertenezcan al mismo grupo societario que las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales. En consecuencia, sólo se podrán seleccionar Propuestas realizadas por cuenta propia por Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales en el supuesto de que, una vez llevada a cabo, con arreglo a lo previsto anteriormente, la selección de Propuestas realizadas por

terceros que no sean las entidades que formen parte de los sindicatos de aseguramiento de los Tramos Institucionales, no se hubiera cubierto el importe de la Oferta en dichos Tramos.

A estos efectos, el concepto de grupo societario será interpretado de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 42 del Código de Comercio y en el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores.

Como excepción a lo establecido en el párrafo anterior, se podrán seleccionar Propuestas de instituciones de inversión colectiva, fondos de pensiones, sociedades gestoras de unas y otros, sociedades gestoras de carteras y compañías de seguros vinculadas a una Entidad Aseguradora de los Tramos Institucionales, en la medida en que tales Propuestas se realicen para dichas instituciones, fondos o carteras o para cubrir las reservas técnicas de las compañías de seguros.

A los efectos anteriormente expuestos, las Entidades Aseguradoras deberán identificar adecuadamente las Propuestas formuladas por ellas por cuenta propia o por cuenta de sociedades de su grupo.

BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A. en su condición de entidades Directoras y Entidades responsables del libro de la demanda del Tramo Institucional Español procederán a comunicar a las Entidades Aseguradoras el precio por acción, las acciones asignadas al Tramo Institucional Español y la relación de las Propuestas recibidas de cada una de ellas y seleccionadas.

Las Entidades Directoras declararán a Gas Natural, que las propuestas que le son presentadas han sido confirmadas por cada una de las entidades ante las que, se hubieran presentado como propuestas reales, formuladas –en cuanto a precio y volumen indicado- en los términos que le son presentadas.

(5) Confirmación de Propuestas de Compra.

Una vez comunicada la selección de las Propuestas, cada Entidad Aseguradora informará a cada inversor que hubiera formulado ante ella Propuestas de la selección realizada de su Propuesta, del número de acciones adjudicadas y del precio por acción, comunicándole que puede confirmar dicha Propuesta hasta las 08:30 horas del día 25 de junio de 2002 (hora de Madrid), y advirtiéndole en todo caso que, de no confirmar la Propuesta inicialmente seleccionada, quedará sin efecto.

Las confirmaciones, que serán irrevocables, se realizarán ante las Entidades Aseguradoras ante las que se hubieran formulado las Propuestas, salvo que las mismas no hubieran firmado el Contrato de Aseguramiento y Colocación.

En el supuesto de que alguna de las Entidades que hubiera recibido Propuestas de Compra no llegara a firmar el Contrato de Aseguramiento y Colocación, BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A. informarán a los peticionarios que hubieran formulado Propuestas de Compra ante dicha Entidad de la selección total o parcial de su Propuesta, del Precio Institucional, de que pueden confirmar las Propuestas ante BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A. y del plazo límite para confirmar las Propuestas seleccionadas.

Las Propuestas confirmadas se convertirán en peticiones de compra en firme y serán irrevocables, sin perjuicio de lo establecido en el apartado II.11 siguiente.

(6) Peticiones distintas de las Propuestas inicialmente seleccionadas y nuevas Propuestas.

Excepcionalmente, podrán admitirse Propuestas distintas de las inicialmente seleccionadas o nuevas Propuestas, pero únicamente se les podrán adjudicar acciones si fueran aceptadas por Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, y siempre que las confirmaciones de Propuestas no cubrieran la totalidad de la Oferta Pública en el Tramo Institucional Español.

Ningún peticionario, salvo autorización expresa de Gas Natural, podrá realizar confirmaciones de Propuestas de Compra por un número de acciones superior del número de acciones previamente seleccionadas.

(7) Remisión de Peticiones de Compra.

El mismo día de la finalización del Plazo de Confirmación de Propuestas, cada Entidad Aseguradora informará antes de las 09:00 horas a BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A., de conformidad con lo indicado en el Contrato de Aseguramiento del Tramo Institucional español, que a su vez informarán a Gas Natural, a las Entidades Coordinadoras Globales y a la Entidad Agente, de las Confirmaciones recibidas, indicando la identidad de cada peticionario y el importe solicitado en firme por cada uno de ellos.

Las Entidades Aseguradoras del Tramo Institucional Español deberán enviar a la Entidad Agente, antes de las 17:00 horas de Madrid del día en que finaliza el plazo para la confirmación de Propuestas las relaciones de las Confirmaciones recibidas en las fechas y términos establecidos en el Contrato de Aseguramiento del Tramo Institucional Español. La Entidad Agente podrá denegar la recepción de aquellas relaciones de Peticiones que no se hubieran entregado por las Entidades Aseguradoras en los términos establecidos en el mencionado Contrato. De las reclamaciones por daños y perjuicios o por cualquier otro concepto que pudieran derivarse de la negativa de la Entidad Agente a recibir las mencionadas relaciones, serán exclusivamente responsables ante los inversores las Entidades Aseguradoras que hubieran entregado las relaciones fuera de tiempo, defectuosas o con errores u omisiones substanciales, sin que en ningún caso pueda imputarse cualquier tipo de responsabilidad a Gas Natural.

(8) Compromiso de Aseguramiento

Finalizado el proceso de confirmación de Propuestas de Compra, y en el supuesto de que las confirmaciones presentadas por una Entidad Aseguradora no alcanzaran el número de acciones aseguradas por ésta, dicha Entidad Aseguradora presentará, en los términos descritos en los Protocolos y Contratos de Aseguramiento, una Petición de Compra, en nombre propio o en nombre de una sociedad controlada por ella, por el número de acciones no colocadas a terceros, al Precio de Aseguramiento referido en el apartado II.12.3.1 posterior, que coincide con el Precio Institucional.

(9) Pago por los inversores institucionales.

El pago por los inversores de las acciones finalmente adjudicadas en el Tramo Institucional Español se realizará no antes de la Fecha de la Operación (25 de junio de 2002) ni después de la Fecha de Liquidación (28 de junio de 2002).

II.10.4. Procedimiento de colocación del Tramo Internacional

El procedimiento de colocación en el Tramo Internacional será similar al descrito para el Tramo Institucional Español.

II.10.5. Información adicional a incorporar al Folleto registrado o como suplementos del mismo.

Gas Natural comunicará a la Comisión Nacional del Mercado de Valores los siguientes hechos o decisiones, a más tardar en las fechas que se indican a continuación, quedando así completada la información comprendida en el Folleto y fijados todos aquellos aspectos que por las especiales características de este tipo de Oferta quedan pendientes de determinación a la fecha de registro del Folleto:

- El Precio Máximo Minorista por acción en el Tramo Minorista: el día en que se fije o el día hábil siguiente.
- La firma del Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista, y si se ha producido alguna variación respecto de las Entidades que firmaron el Protocolo correspondiente: el día en que se firme o el día hábil siguiente.
- La firma del Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Institucional, las variaciones que se produzcan en la identidad de las Entidades Aseguradoras y Colocadoras del Tramo Institucional, según lo que resulte del definitivo Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Institucional y la identidad de los aseguradores del Tramo Internacional: el día en que se produzca o el día hábil siguiente.

- El Precio Minorista y el Precio Institucional, así como en su caso, la inexistencia de acuerdo en la fijación del Precio Institucional y la asignación definitiva de acciones a cada Tramo de la Oferta: el día en que se fijen o el día hábil siguiente.
- El resultado, en su caso, del prorrateo en el Tramo Minorista, realizado conforme a lo previsto en el presente Folleto: el día en que se obtenga o el día hábil siguiente.
- La circunstancia de haberse producido el desistimiento o la Revocación Automática Total de la Oferta; a ser posible el mismo día en que se produzca y no más tarde del día hábil siguiente.
- El ejercicio por las Entidades Aseguradoras de la opción de compra descrita en el apartado **II.10.1.3**: a ser posible el mismo día de su ejercicio y no más tarde del siguiente día hábil.

La fijación del Precio Máximo Minorista, y de los precios de la Oferta, la asignación definitiva de acciones a cada Tramo, la revocación, el desistimiento de la Oferta serán también publicados en, al menos, un diario de difusión nacional no más tarde del segundo día hábil siguiente al de su comunicación a la CNMV.

II.11. DESISTIMIENTO Y REVOCACIÓN DE LA OFERTA

II.11.1. *Desistimiento de la Oferta.*

Gas Natural podrá desistir de la Oferta ante el cambio sustancial de las condiciones de mercado u otra causa relevante a su juicio, en cualquier momento anterior al día en que se inicie el Período de Oferta Pública del Tramo Minorista (19 de junio de 2002). El desistimiento afectará a todos los tramos de la Oferta.

Gas Natural deberá comunicar, en el plazo más breve posible, dicho desistimiento a la CNMV y difundirlo a través de, al menos, un diario de difusión nacional y deberá hacerlo público a través de los Boletines de Cotización de las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Valencia y Bilbao.

El desistimiento de la Oferta dará lugar a la anulación de todos los Mandatos no revocados, así como de todas las Propuestas de los Tramos Institucionales. Por tanto, el hecho del desistimiento de conformidad con lo previsto en el Folleto Informativo no será causa de responsabilidad por parte de ENAGAS ni del Oferente frente a las Entidades Coordinadoras Globales, las Entidades Directoras, Codirectoras, Colocadoras Asociadas o las personas físicas o jurídicas que hubieran formulado Mandatos o Propuestas de compra.

En este caso, las Entidades que hubieran recibido provisiones de fondos de los inversores, deberán devolver dichas provisiones, libres de comisiones y gastos, con fecha valor del día hábil siguiente al del desistimiento. Si se produjese un retraso en la devolución, deberán abonarse intereses de demora al tipo de interés legal, que se devengarán desde el día siguiente al día hábil siguiente en que se produzca, en su caso, el desistimiento y hasta la fecha de su abono efectivo.

II.11.2. *Revocación Automática Total.*

La Oferta quedará automáticamente revocada en todos sus Tramos en cualquiera de los siguientes supuestos:

- (a) En caso de que antes de las 03:00 horas de Madrid del 19 de junio de 2002 no se hubiera firmado el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista; o
- (b) En el caso de que alguna/s Entidad/es Aseguradora/s no hubieran firmado el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista y ninguna de las Entidades Aseguradoras firmantes del Contrato de Aseguramiento del Tramo Minorista quisiera asumir el compromiso de aseguramiento de dicha Entidad/es; o
- (c) En caso de que antes de las 03:00 horas de Madrid del 25 de junio de 2002, no se hubiera alcanzado un acuerdo entre Gas Natural y las Entidades Coordinadoras Globales para la fijación del Precio Institucional; o

- (d) En caso de que antes de las 03:00 horas de Madrid del 25 de junio de 2002, no se hubiera firmado alguno de los Contratos de Aseguramiento y Colocación de los Tramos Institucionales; o
- (e) En caso de que alguna/s Entidad/es Aseguradora/s no hubieran firmado cualquiera de los Contratos de Aseguramiento y Colocación de los Tramos Institucionales y ninguna de las Entidades Aseguradoras firmantes del Contrato de Aseguramiento de los Tramos Institucionales quisiera asumir el compromiso de aseguramiento de dicha Entidad/es; o
- (f) En caso de que en cualquier momento anterior a las 23:30 horas del día 25 de junio de 2002 quedara resuelto cualquiera de los Contratos de Aseguramiento y Colocación como consecuencia de las causas previstas en los mismos y que se exponen en el apartado II.12.3 siguiente; y
- (g) En caso de que la Oferta sea suspendida o dejada sin efecto por cualquier autoridad administrativa o judicial competente.

La Revocación Automática Total dará lugar a la anulación de todos los Mandatos, Solicitudes o Propuestas de Compra formuladas y no revocadas, así como, en su caso, a la resolución de todas las compraventas inherentes a la OPV. En consecuencia no existirá obligación de entrega de las acciones por el Oferente ni obligación de pago o desembolso por los inversores, y en caso de resolución de las compraventas inherentes a la OPV existirá obligación por las partes involucradas de restitución de las prestaciones.

Las Entidades que hubieran recibido provisiones de fondos de los inversores, deberán devolver dichas provisiones, libres de comisiones y gastos, con fecha valor del día hábil siguiente al de la revocación.

En caso de Revocación Automática Total, Gas Natural lo comunicará, en el plazo más breve posible, a la CNMV, y lo hará público mediante su difusión a través de, al menos, un diario de difusión nacional. El hecho de la revocación de conformidad con lo previsto en el Folleto Informativo no será causa de responsabilidad por parte de ENAGAS ni del Oferente frente a las Entidades Coordinadoras Globales, las Entidades Directoras, Codirectoras, Colocadoras Asociadas, Aseguradoras o las personas físicas o jurídicas que hubieran formulado Mandatos o Propuestas de compra.

II.11.3. Revocación en caso de no admisión a cotización de las acciones

En caso de no producirse la admisión a cotización en Bolsa de las acciones de ENAGAS antes de las 8:30 de la mañana del 8 de julio de 2002, quedarán resueltas las compraventas derivadas de la OPV. Como consecuencia de la resolución de las compraventas inherentes a la OPV, será devuelto a los inversores adjudicatarios de las acciones y, en su caso, las Entidades Aseguradoras que hubieran adquirido acciones en virtud de la OPV el importe satisfecho por las mismas incrementado en el interés legal, estando aquellos y éstas obligados a restituir las acciones adjudicadas.

En caso de que la oferta fuera revocada de conformidad con lo indicado en el párrafo anterior, Gas Natural lo comunicaría a la CNMV, en el plazo más breve posible, y lo haría público mediante su difusión a través de, al menos, un diario de difusión nacional y de los Boletines de Cotización de las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Valencia y Bilbao.

El hecho de la revocación de conformidad con lo previsto en el Folleto Informativo no será causa de responsabilidad por parte de ENAGAS ni de Gas Natural frente a las Entidades Coordinadoras Globales, las Entidades Directoras, Codirectoras, Colocadoras, Colocadoras Asociadas, Aseguradoras, o las personas físicas o jurídicas que hubieran formulado Mandatos o Propuestas de compra, excepción hecha de los gastos incurridos por las Entidades Aseguradoras, en los términos previstos en los Protocolos de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación.

II.12 ENTIDADES QUE INTERVIENEN EN LA OFERTA

II.12.1. Relación de las Entidades que intervendrán en la colocación. Descripción y funciones de las mismas.

Para realizar la coordinación global de la colocación, tanto de la Oferta Española como de la Oferta Internacional, se formarán Sindicatos de Colocadores y Aseguradores, actuando BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., Goldman Sachs International, Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A., como Entidades Coordinadoras Globales.

En el Tramo Minorista y en el Tramo Institucional de la Oferta Española intervendrán inicialmente las siguientes Entidades:

TRAMO MINORISTA:

Entidades Directoras:

BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A.
InverCaixa Valores, S.V., S.A.
Santander Central Hispano Investment, S.A.

Entidades Codirectoras:

Banco Español de Crédito, S.A. (Banesto)
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid

Entidades Aseguradoras :

Banco de Finanzas e Inversiones, S.A. ("Fibanc")
Benito y Monjardín, S.V.B., S.A.
Banco Pastor, S.A.
Banco Popular Español, S.A.
Banco Sabadell, S.A.
Banco Urquijo, S.A.
Bankinter, S.A.
Banco Zaragozano, S.A.
Bilbao Bizkaia Kutxa
Caja de Ahorros de Galicia (Caixa Galicia)
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Gipuzkoa y San Sebastián ("Kutxa")
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Zaragoza, Aragón y Rioja ("Ibercaja")
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona
Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante ("Bancaja")
Caja de Ahorros de Santander y Cantabria
Caja Laboral Popular
Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA)
Morgan Stanley, S.V., S.A.
Renta 4, S.V.B. S.A.

Entidades Colocadoras Asociadas:

BANCO ESPAÑOL DE CRÉDITO, S.A.

Banco de Vitoria, S.A.
Banco de Desarrollo Económico Español, S.A. (Bandesco)
Banesto Bolsa, S.V.B., S.A.

BANCO POPULAR ESPAÑOL

Banco de Andalucía, S.A.
Banco de Castilla, S.A.
Banco de Crédito Balear, S.A.
Banco de Galicia, S.A.
Banco de Vasconia, S.A.
Popular Bolsa, S.V., S.A.
Bacopopular-e, S.A.

Iberagentes Popular Banca Privada, S.A.

BANCO URQUIJO, S.A.

Banca March, S.A.
Urquijo Bolsa y Valores, S.V.B., S.A.

BANKINTER, S.A.

Mercavalor, S.V.B., S.A

BENITO Y MONJARDÍN, S.V.B., S.A.

Banco Espirito Santo, S.A.

BBVA BOLSA, S.V., S.A.

Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.
BBVA Privanza Banco, S.A.
Banco Depositario BBVA, S.A.
Banco de Crédito Local de España, S.A.
Unoe Bank, S.A.
Finanzia Banco de Crédito, S.A.

BILBAO BIZKAIA KUTXA

Norbolsa, S.V.B, S.A.

CAJA DE AHORROS Y MONTE DE PIEDAD DE GUIPÚZCOA Y SAN SEBASTIÁN

Norbolsa, S.V.B., S.A.

CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA

InverCaixa Valores, S.V. S.A.

SANTANDER CENTRAL HISPANO INVESTMENTS, S.A.

Banco Santander Central Hispano, S.A.
Santander Central Hispano Bolsa, S.V., S.A.
Banco BSN-Banif, S.A.
Patagón Internet Bank, S.A.
Hispamer Banco Financiero, S.A.

BANCO DE SABADELL, S.A.

Banco Herrero, S.A
Banco Asturias, S.A.
Sabadell Banca Privada, S.A.
Activobank, S.A.
Ibersecurities, A.V., S.A.

CAJA DE AHORROS DE VALENCIA, CASTELLÓN Y ALICANTE (BANCAJA)

Banco de Valencia, S.A.
Banco de Murcia, S.A.
SB Activos, A.V., S.A.

CAJA DE AHORROS Y MONTE DE PIEDAD DE MADRID

Caja Madrid Bolsa, Sociedad de Valores y Bolsa
Altae Banco, S.A.

CONFEDERACIÓN ESPAÑOLA DE CAJAS DE AHORROS (CECA)

Caja de Ahorros del Mediterraneo
Caja de Ahorros de Ávila
Monte de Piedad y Caja General de Ahorros de Badajoz
Caixa d'Estalvis de Catalunya
Caja de Ahorros y Monte de Piedad del C.C.O. de Burgos
Caja de Ahorros Municipal de Burgos
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Extremadura
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Córdoba (CajaSur)
Caja de Ahorros de Castilla-La Mancha
Caixa d'Estalvis de Girona
Caja General de Ahorros de Granada

Caja de Ahorro Provincial de Guadalajara
Caja Provincial de Ahorros de Jaén
Caja España de Inversiones, Caja de Ahorros y Monte de Piedad
Caja de Ahorros de La Rioja
Monte de Piedad y Caja de Ahorros de Ronda, Cádiz, Almería, Málaga y Antequera (Unicaja)
Caixa d'Estalvis Comarcal de Manlleu
Caixa d'Estalvis de Manresa
Caixa d'Estalvis Laietana
Caja de Ahorros de Murcia
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Ontinyent
Caja de Ahorros de Asturias
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de las Baleares
Caja Insular de Ahorros de Canarias
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Navarra
Caja de Ahorros de Pollensa
Caixa d'Estalvis de Sabadell
Caja Duero
Caja General de Ahorros de Canarias
Caja de Ahorros de Santander y Cantabria
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Segovia
Monte de Piedad y Caja de Ahorros de Huelva y Sevilla
Caja San Fernando de Sevilla y Jerez
Caixa d'Estalvis de Tarragona
Caixa d'Estalvis de Terrassa
Caixanova
Banco Gallego, S.A.
Caixa d'Estalvis del Penedès
Caja de Ahorros de Vitoria y Álava
Caja de Ahorros de la Inmaculada de Aragón
Ahorro Corporación Financiera
ACA, S.A., Agencia de Valores
Banca Pueyo, S.A.
Caja Caminos
Banco de la Pequeña y Mediana Empresa

TRAMO INSTITUCIONAL ESPAÑOL:

Entidades Directora:

BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A.
Invercaixa Valores, S.V., S.A.
Santander Central Hispano Investment, S.A.

Entidades Codirectoras

Bankinter, S.A.
Banco Español de Crédito, S.A. (Banesto)
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid

Entidades Aseguradoras :

Norbolsa, S.V.B., S.A.
Benito y Monjardín, S.V., S.A.
Goldman Sachs International
Salomon Brothers International Limited.
Beta Capital, S.V., S.A.

TRAMO INTERNACIONAL:

Asegurador Principal (Lead Manager)

Goldman Sachs International
Salomon Brothers International Limited

Asegurador (Co-Leads)

Deutsche Bank AG London
JP Morgan Securities Ltd.
BNP Paribas, S.A.

Asegurador (Co-Manager)

Société Générale
 Cazenove & Co. Ltd.
 ING Barings
 BBVA Bolsa, S.V., S.A.
 Banca d'Intermediazione Mobiliare IMI S.p.A.
 InverCaixa Valores, S.V., S.A.
 Santander Central Hispano Investments, S.A.

El Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista se firmará el 18 de junio y los Contratos de Aseguramiento y Colocación de los Tramos Institucionales se firmarán el día 24 de junio de 2002.

Las variaciones en la identidad de las entidades que formarán finalmente parte de los Sindicatos Aseguradores Colocadores serán objeto de la información adicional al presente Folleto y publicada en, al menos, un diario de difusión nacional.

Estimación del porcentaje de acciones a asegurar por cada Entidad y de los ingresos por comisiones (de dirección, aseguramiento y colocación) que se devengarán por cada una de ellas.

Tramo Minorista:

Entidades Directoras	Acciones Aseguradas (*)	Ingresos Comisiones (**)
BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A.	13.227.370	2.178.992,55
Invercaixa Valores, S.V., S.A.(***)	-	-
Santander CentralHispano Investment, S.A.	13.227.370	2.184.280,90
Subtotal	26.454.740	4.363.273,45
Entidades Codirectoras		
Banesto, S.A.	3.968.211	591.295,19
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid	3.968.211	591.295,19
Subtotal	7.936.422	1.182.590,38
Entidades Aseguradoras	Acciones Aseguradas (*)	Ingresos Comisiones (**)
Benito y Monjardín, S.V.B.,S.A.	293.942	40.648,65
Banco de Finanzas e Inversiones, S.A. ("Fibanc")	293.941	40.648,51
Banco Pastor, S.A.	293.942	40.648,65
Banco Popular Español, S.A.	293.942	40.648,65
Banco Sabadell, S.A.	293.942	40.648,65
Banco Urquijo, S.A.	293.942	40.648,65
Bankinter, S.A.	293.942	40.648,65
Banco Zaragozano, S.A.	293.942	40.648,65
Bilbao Bizkaia Kutxa	293.942	40.648,65
Caja de Ahorros de Galicia (Caixa Galicia)	293.942	40.648,65
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Gipuzkoa y San Sebastián ("Kutxa")	293.941	40.648,51
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Zaragoza, Aragón y Rioja	293.941	40.648,65
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	13.227.370	2.178.992,55
Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante (Bancaja)	293.942	40.648,65
Caja de Ahorros de Santander y Cantabria	293.942	40.648,65
Caja Laboral Popular	293.941	40.648,51
Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA)	293.941	40.648,51
Morgan Stanley, S.V., S.A:	293.941	40.648,51
Renta 4, S.V.B., S.A.	293.941	40.648,51
Subtotal	18.518.319	2.910.667,27
TOTAL	52.909.481	8.456.531,12

Tramo Institucional Español:

Entidades Directoras	Acciones Aseguradas (*)	Ingresos por comisiones (**)
BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A.	7.054.597	725.186,83
Invercaixa Valores, S.V., S.A.	7.054.597	725.186,83
Santander Central Hispano Investment, S.A.	7.054.597	728.007,28
Subtotal	21.163.791	2.178.380,94
Entidades Codirectoras		
Banco Español de Crédito, S.A. (Banesto)	3.280.388	285.625,78
Bankinter, S.A.	3.280.388	285.625,78
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid	3.280.388	285.625,78
Subtotal	9.841.164	852.877,34
Entidades Aseguradoras		
Beta Capital, S.V., S.A.	1.058.190	85.362,07
Banco Espirito Santo- Benito Monjardin	1.058.190	85.362,07
Norbolsa, S.V.B., S.A.	1.058.190	85.362,07
Goldman Sachs International	529.095	52.698,57
Salomon Brothers International Limited	564.367	45.526,36
Subtotal	4.268.032	354.311,14
TOTAL		3.389.569,41

Tramo Internacional:

Asegurador Principal (Manager)	Acciones Aseguradas (*)	Ingresos por comisiones (**)
Goldman Sachs International	17.195.581	1.829.301,27
Salomon Brothers International Limited	17.195.581	1.503.731,60
Subtotal	34.391.162	3.333.032,87
Aseguradores (Co-Leads)		
BNP Paribas, S.A.	3.174.569	277.612,00
Deutsche Bank AG London	3.174.569	277.612,00
JP Morgan Securities Ltd.	3.174.569	277.612,00
Subtotal	9.523.707	832.836,00
Aseguradores (Co-Managers)		
Banca d'Intermediazione Mobiliare IMI S.p.A.	1.587.284	128.043,04
Cazenove & Co. Ltd.	1.587.284	128.043,04
ING Barings	1.587.284	128.043,04
Société Générale	1.587.284	128.043,04
BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A.	1.058.190	102.002,76
Invercaixa Valores, S.V., S.A.	1.058.190	102.002,76
Santander Central Hispano Investment, S.A.	529.095	51.212,91
Subtotal	8.994.611	767.390,59
Total	52.909.480	4.933.259,43

(*) El número de acciones es el que para cada entidad se establece en el correspondiente Protocolo de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación, teniendo en cuenta que el número de acciones definitivo se fijará para cada entidad en los Contratos de Aseguramiento correspondientes.

(**) Los ingresos por comisiones de cada entidad son meramente estimativos y se han calculado asumiendo que (i) cada entidad coloca el número de acciones que, en principio, serán objeto de aseguramiento por ella, (ii) el Precio Institucional y el Precio Minorista es de 6,7 euros por acción, que es el precio medio de la Banda No Vinculante a que se refiere el apartado II.5.5. anterior y (iii) no se ejercita la opción de compra "green shoe".

(***) Invercaixa es Entidad Directora del Tramo minorista y percibirá, por ello, la comisión de dirección a prorrata del compromiso de aseguramiento de su Grupo, LA CAIXA, que a su vez percibirá las comisiones de colocación y aseguramiento que correspondan, de conformidad con lo establecido en el Folleto Informativo.

Las funciones de las distintas entidades que intervienen en la Oferta son las siguientes:

- ◆ **Entidades Coordinadoras Globales:** son las entidades encargadas de la coordinación general de la Oferta en todos sus Tramos, con los efectos previstos en el RD 291/1992, modificado por el RD 2590/1998.
- ◆ **Entidades Directoras y Codirectoras:** son las que han participado en la dirección y preparación de la Oferta en cada uno de sus tramos conforme a lo previsto en el RD 291/1992, modificado por el RD 2590/1998. Asimismo, asumen un mayor compromiso de aseguramiento que las Entidades Aseguradoras.

- ◆ Entidades Aseguradoras y Colocadoras Asociadas: son las que median por cuenta de Gas Natural en la colocación de las acciones objeto de la Oferta y que, en caso de firmar los contratos de aseguramiento y colocación, asumirán el compromiso de aseguramiento de la Oferta en cada uno de sus tramos. Las Entidades Aseguradoras del Tramo Minorista y sus Entidades Colocadoras Asociadas son las únicas autorizadas para recibir y cursar los Mandatos y Solicitudes en dicho Tramo. Las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales son las únicas autorizadas para recibir y dar curso a las Propuestas y sus confirmaciones en dichos Tramos. Las Entidades Aseguradoras del Tramo Minorista que no firmen el correspondiente contrato de Aseguramiento perderán esta condición y permanecerán como Entidades Colocadoras exclusivamente.
- ◆ Entidad responsable del libro de Propuestas: Como Entidades responsables del libro de Propuestas del Tramo Institucional Español actuarán BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A, Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A., y como Entidades responsables del libro de Propuestas del Tramo Internacional actuará Goldman Sachs International y Salomon Brothers International Limited .
- ◆ Entidades Colocadoras Asociadas: entidades colocadoras vinculadas a las Entidades Aseguradoras del Tramo Minorista autorizadas por estas para recibir los Mandatos y Solicitudes, las cuales deberán cursarlos a través de éstas últimas.
- ◆ Entidad Agente: BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A., encargada de realizar, entre otras funciones, los cobros y pagos derivados de la liquidación de la Oferta, en virtud de lo previsto en el Contrato de Agencia.
- ◆ Entidad liquidadora: SCLV y las Entidades Adheridas al mismo que lleven los registros contables de las acciones adjudicadas.
- ◆ Entidades adheridas al SCLV: entidades depositarias de las acciones finalmente adjudicadas a cada inversor.

II.12.2. Verificación de las Entidades Coordinadoras Globales y de las Entidades Directoras.

Los representantes, cuyas firmas constan en las cartas de verificación que se adjuntan como **Anexo 5** del presente Folleto, apoderados por las entidades que se relacionan a continuación:

- BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A, Goldman Sachs International, Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A. como Entidades Coordinadoras Globales.
- BBVA Bolsa, Sociedad de Valores, S.A, Invercaixa Valores, S.V., S.A. y Santander Central Hispano Investment, S.A como Entidades Directoras del Tramo Minorista, y como Entidades Directoras del Tramo Institucional Español.
- Banco Español de Crédito, S.A. y Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid como Entidades Codirectoras del Tramo Minorista; y Banco Español de Crédito, S.A. Bankinter, S.A. y Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid como Entidades Codirectoras del Tramo Institucional Español.

Hacen constar:

- 1º que han llevado a cabo las comprobaciones necesarias para contrastar la veracidad e integridad de la información contenida en este Folleto Informativo;
- 2º que, como consecuencia de estas comprobaciones, no se advierten circunstancias que contradigan o alteren la información recogida en este Folleto, ni el mismo omite hechos o datos significativos que puedan resultar relevantes para el inversor.

Esta declaración no se refiere a los datos objeto de auditoria de cuentas, ni a los estados financieros intermedios ni a los estados financieros proforma.

II.12.3. Características de los Contratos de Aseguramiento y Colocación.

II.12.3.1 Contratos de Aseguramiento y Colocación de los Tramos Españoles.

Con fecha 6 de junio de 2002 han sido firmados los Protocolos de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación del Tramo Minorista y del Tramo Institucional Español. Con fecha 18 de junio de 2002 está previsto que sea firmados el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista y, con fecha 24 de junio de 2002, los Contratos de Aseguramiento y Colocación del Tramo Institucional Español y del Tramo Internacional.

Las Entidades que firmen el correspondiente Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Minorista o del Tramo Institucional Español (Entidades Aseguradoras) asumirán los siguientes compromisos:

1º Aseguramiento:

Las Entidades Aseguradoras se comprometerán a colocar en el mercado español o a adquirir al Precio de Aseguramiento, para sí mismas, las acciones correspondientes al volumen de la Oferta Pública en el Tramo Minorista o en el Tramo Institucional Español que, aseguradas por cada una de ellas en el respectivo Contrato de Aseguramiento y Colocación, no hayan sido adquiridas por cuenta de terceros en el supuesto de que no se presenten durante el periodo establecido al efecto peticiones suficientes para cubrir el número total de acciones asignado a dicho Tramo. Estas obligaciones no serán exigibles en los supuestos de revocación automática de la Oferta previstos en el presente Folleto.

El compromiso de aseguramiento en firme, por parte de las Entidades Aseguradoras, solamente existirá desde el momento en que por ellas se suscriban los Contratos de Aseguramiento correspondientes.

Las obligaciones asumidas por cada una de las Entidades Aseguradoras serán independientes y, en consecuencia, tendrán carácter mancomunado. No obstante, en los respectivos Contratos de Aseguramiento, se preverá que en el supuesto de que alguna o algunas Entidades Aseguradoras no cumplieran el compromiso de aseguramiento asumido en virtud de dicho contrato, y sin perjuicio de las responsabilidades en que pudieran incurrir, las acciones que no hubiesen sido adquiridas por dicha o dichas Entidades Aseguradoras, hasta un límite máximo del 20% del número total de acciones asignadas a cada Tramo, serán adquiridas por las restantes Entidades Aseguradoras del Tramo a prorrata de sus respectivos compromisos de aseguramiento.

En el Tramo Minorista, el compromiso de aseguramiento se extenderá a las acciones que se asignen al mismo de acuerdo con las normas de redistribución entre Tramos del presente Folleto, entre las que no se incluirán las acciones objeto del green-shoe. A estos efectos, el Contrato establecerá el aseguramiento genérico de las acciones que pudieran asignarse al Tramo Minorista si resultara de aplicación una redistribución de acuerdo con el presente Folleto. En este caso las acciones adicionales se distribuirán entre las Entidades Aseguradoras en proporción a su compromiso inicial de aseguramiento, devengándose sobre esta ampliación las respectivas comisiones de dirección, aseguramiento y colocación.

En el supuesto de que el Tramo Minorista y/o los Tramos Institucionales no queden totalmente asegurados, se producirá la revocación automática de la Oferta.

2º Colocación:

La colocación de acciones se realizará a través de las Entidades Aseguradoras y, en el Tramo Minorista, también a través de las Entidades Colocadoras Asociadas. Dichas entidades se obligarán a adquirir, por orden y cuenta de terceros, todas las acciones que se adjudiquen definitivamente a los peticionarios que hayan cursado sus peticiones de compra (Mandatos, Solicitudes o Propuestas) directa o indirectamente a través de aquéllas (o a través de sus Entidades Colocadoras Asociadas, en el caso del Tramo Minorista).

En el Tramo Minorista, cada Entidad Aseguradora y Colocadora deberá recibir y cursar cualquier petición válida de compra de acciones que se le pueda formular directamente, y las Entidades Aseguradoras, además, las que le sean presentadas por sus Entidades Colocadoras

Asociadas, no estando ninguna Entidad Aseguradora o Colocadora Asociada facultada para recibir ni cursar peticiones que le sean presentadas por inversores a los que no va dirigida la Oferta Pública o, en el caso de las Entidades Aseguradoras, por quienes no sean sus Entidades Colocadoras Asociadas.

En el Tramo Institucional Español, las Entidades Aseguradoras del Tramo Institucional obtendrán Propuestas entre inversores institucionales de forma que puedan ser objeto de selección por parte de Gas Natural. Dichas Entidades Aseguradoras deberán recibir y cursar cualquier Propuesta válida de compra de acciones que se le formule.

Gas Natural hará públicas las variaciones que se produzcan en la identidad de las entidades que suscriban los Contratos de Aseguramiento.

En todos los Tramos, las Entidades Aseguradoras y Colocadoras han asumido el compromiso de no cobrar de los inversores gasto o comisión alguna por su participación en la presente Oferta Pública.

3º Causas de fuerza mayor previstas en los Contratos:

Los Protocolos y los Contratos de Aseguramiento del Tramo Minorista y del Tramo Institucional Español podrán ser resueltos por Gas Natural, previa consulta a las Entidades Coordinadoras Globales, o por decisión de la mayoría de las Entidades Coordinadoras Globales (es decir por decisión adoptada, al menos, por tres de las Entidades Coordinadoras Globales), previa consulta al Oferente, en el supuesto de que se produzca, en cualquier momento desde su firma y hasta las 23:30 horas de Madrid de la Fecha de la Operación (25 de junio de 2002), algún supuesto de fuerza mayor o de alteración extraordinaria de las condiciones del mercado.

A estos efectos, tendrán la consideración de supuestos de fuerza mayor o de alteración extraordinaria de las condiciones del mercado las siguientes situaciones, siempre que hicieran excepcionalmente gravoso u objetivamente desaconsejable el cumplimiento de los Contratos de Aseguramiento por las Entidades Aseguradoras:

- (i) La suspensión o limitación importante, declarada por las autoridades competentes en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia, Londres o Nueva York.
- (ii) La suspensión general de la actividad bancaria en el Reino Unido, Estados Unidos o en España, declarada por las autoridades competentes o una alteración significativa de las actividades bancarias o de compensación y liquidación de valores de dichos países.
- (iii) Un desencadenamiento o agravamiento de hostilidades o de cualquier conflicto de naturaleza similar, o un acto terrorista de gran alcance en España, Estados Unidos o Reino Unido, o una declaración de guerra o emergencia nacional en dichos países, que afecte de modo extraordinario a los índices de cotización de las Bolsas en las que se vaya a solicitar la cotización de las acciones de ENAGAS.
- (iv) La ocurrencia de cualquier otro tipo de calamidad o crisis o la alteración sustancial de la situación política, económica, financiera, nacional o internacional o en los mercados de cambios en España, Estados Unidos o Reino Unido.
- (v) La alteración sustancial en la situación económica, financiera o patrimonial de ENAGAS o del Grupo ENAGAS.
- (vi) La modificación extraordinaria de la Legislación en España (incluyendo en particular cambios en la normativa fiscal) o la aprobación de cualquier proyecto que implicara una previsible modificación de la legislación en España (incluyendo en particular cambios en la normativa fiscal) que pudiera afectar negativamente y de modo relevante a ENAGAS o a su Grupo, a la Oferta Pública, a las acciones de ENAGAS, a su transmisibilidad o a los derechos de los titulares de dichas acciones.
- (vii) El acaecimiento de hechos no conocidos en el momento del registro del Folleto Informativo que, a juicio de Gas Natural o de las Entidades Coordinadoras Globales, pudiera afectar muy negativamente y de modo relevante a ENAGAS, al Grupo

ENAGAS, a las acciones de ENAGAS, a su transmisibilidad, o a los derechos de los titulares de acciones de ENAGAS.

En el supuesto de que se resolviera cualquiera de los Contratos de Aseguramiento se producirá la revocación automática total de la Oferta.

En el supuesto de que no se llegara a firmar el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Institucional o el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Internacional, quedará automáticamente resuelto el Contrato de Aseguramiento del Tramo Minorista. Igualmente, en caso de resolución de cualquiera de los Contratos de Aseguramiento, quedarán automáticamente resueltos todos los Contratos de Aseguramiento.

4° Desistimiento y Revocación

De conformidad con los citados Protocolos de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación, y con lo establecido en el presente Folleto, Gas Natural podrá desistir de la Oferta Pública en cualquier momento anterior al día en que se inicie el periodo de Oferta Pública en el Tramo Minorista.

Por otra parte y conforme a lo establecido en el presente Folleto y en los Protocolos de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación, se producirá la revocación en los supuestos establecidos en el presente Folleto.

5° Comisiones previstas en los Protocolos de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación

Tramo Minorista:

Como contraprestación por el aseguramiento, la colocación y las demás tareas asumidas en relación con el Tramo Minorista de la Oferta Pública, el Oferente abonará las siguientes comisiones, determinadas considerando el conjunto de actividades a desarrollar por las diversas entidades y sin que su respectiva denominación implique que se esté retribuyendo aisladamente una actividad concreta:

Comisión de dirección: 0,48% del Importe Asegurado de este Tramo que será igual al resultado de multiplicar el Precio de Aseguramiento por el Número de Acciones Aseguradas en el Tramo Minorista, con la siguiente distribución:

- un 0,192% corresponderá a las Entidades Coordinadoras Globales a partes iguales.
- un 0,144% corresponderá a las Entidades Directoras y Codirectoras, distribuyéndose entre ellas a prorrata de sus respectivos compromisos de aseguramiento, y
- un 0,144% corresponderá a las Entidades Aseguradoras (incluyendo a las Entidades Directoras y Codirectoras) distribuyéndose entre ellas a prorrata de sus respectivos compromisos de aseguramiento.

Comisión de aseguramiento: 0,48% del Importe Asegurado por cada Entidad Aseguradora, que será igual al número de acciones aseguradas por cada Entidad Aseguradora multiplicado por el Precio de Aseguramiento.

Comisión de colocación: 1,44% sobre el importe que resulte de multiplicar el Precio Minorista por el número de acciones finalmente adjudicadas en el Tramo Minorista a los Mandatos y/o Solicitudes de Compra que se hayan presentado a través de esa Entidad Aseguradora (incluidas las presentadas a través de sus Entidades Colocadoras Asociadas), excluidos los Mandatos de Compra que fueran objeto de anulación conforme a lo previsto en el presente Folleto.

Prima de Sobrecolocación:

El porcentaje básico se verá incrementado, si la Entidad Aseguradora presenta Mandatos no revocados o Solicitudes de Compra (excluidos los Mandatos o Solicitudes que deban anularse

conforme a lo previsto en el apartado II.10.2.1) en los siguientes porcentajes y en los siguientes supuestos:

% Demanda S / Aseguramiento Inicial	Durante los 3 primeros días del período de formulación de Mandatos	Durante el Resto del Período de Formulación de Mandatos de Compra y Solicitudes de Compra
Más del 250%	0,80%	0,40%
Entre el 100% y el 250%	0,50%	0%
Menos del 100%	0%	0%

En caso de que después de ser adjudicadas las acciones a los Mandatos de Compra no revocados quedasen Mandatos no revocados por atender, y, por consiguiente, no se pudiese atender ninguna Solicitud de Compra, éstas no serán tenidas en cuenta para el cálculo de la prima de sobrecolocación.

Tramo Institucional Español:

Como contraprestación por el aseguramiento, la colocación y las demás tareas asumidas en relación con el Tramo Institucional Español de la Oferta Pública, el Oferente abonará las siguientes comisiones, determinadas considerando el conjunto de actividades a desarrollar por las diversas entidades y sin que su respectiva denominación implique que se esté retribuyendo aisladamente una actividad concreta:

Comisión de dirección: 0,28% del Importe Asegurado de este Tramo que será igual al resultado de multiplicar el Precio de Aseguramiento por el Número de Acciones Aseguradas en el Tramo Institucional, con la siguiente distribución:

- un 0,112% corresponderá a las Entidades Coordinadoras Globales a partes iguales,
- un 0,084% corresponderá a las Entidades Directoras y Codirectoras, distribuyéndose entre ellas a prorrata de sus respectivos compromisos de aseguramiento, y
- un 0,084% corresponderá a las Entidades Aseguradoras (incluyendo a las Entidades Directoras y Codirectoras) distribuyéndose entre ellas a prorrata de sus respectivos compromisos de aseguramiento.

Comisión de aseguramiento: 0,28% del Importe Asegurado por cada Entidad Aseguradora, que será igual al número de acciones aseguradas por cada Entidad Aseguradora multiplicado por el Precio de Aseguramiento.

Comisión de colocación: : 0,84% sobre el importe que resulte de multiplicar el Precio Institucional por el número de acciones finalmente adjudicadas en el Tramo Institucional a las Propuestas de Compra seleccionadas y confirmadas presentados a través de cada Entidad Aseguradora.

La comisión de colocación que, en su caso, se devengue por la adjudicación de acciones a aquellas entidades que para el Oferente, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, tengan la condición de socios no convencionales será distribuida a partes iguales entre dichas Entidades Coordinadoras Globales y la entidad co-encargada del libro de propuestas ("*joint bookrunner*") del Tramo Internacional, correspondiendo el 20% a cada una de las entidades mencionadas. A estos efectos se entenderá por inversor no convencional aquél que, a juicio de Gas Natural, oídas las Entidades Coordinadoras Globales, revista especiales características respecto de otros inversores manifestadas, entre otras, en una clara vocación de permanencia en la sociedad, en la aportación de valor a la Sociedad, y en la intención de adquirir una participación relevante.

Comisión de éxito: Se ha previsto una comisión de hasta el 0,60% sobre el importe total asegurado del Tramo Institucional de éxito que será abonada por el Oferente a las entidades miembros del sindicato asegurador, si bien tanto el importe como, en su caso, su distribución, entre los miembros del sindicato será determinado de manera discrecional.

6° Cesión de Comisiones:

Las Entidades Aseguradoras no podrán ceder total o parcialmente las comisiones mencionadas, salvo que la cesión se realice a favor de intermediarios financieros autorizados para realizar las actividades descritas en los artículos 63 y 65 de la Ley del Mercado de Valores que formen parte de su grupo o de sus representantes o agentes debidamente registrados en la CNMV o en el Banco de España, o en el caso del Tramo Minorista, cuando la cesión se realice en favor de sus Entidades Colocadoras de acuerdo con lo previsto en los respectivos Protocolos y Contratos.

7° Precio de Aseguramiento:

Será el precio por acción al que las Entidades Aseguradoras se comprometerán a adquirir las acciones sobrantes aseguradas (el "Precio de Aseguramiento").

El Precio de Aseguramiento para todos los Tramos será igual al Precio Institucional determinado por Gas Natural de acuerdo con las Entidades Coordinadoras Globales. En el supuesto de que no sea posible la determinación del Precio Institucional, conforme a lo previsto en el presente Folleto, no se otorgará el Contrato de Aseguramiento del Tramo Institucional, y se producirá la Revocación Automática Total.

En el supuesto de que no se llegara a firmar el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Institucional o el Contrato de Aseguramiento y Colocación del Tramo Internacional, quedará automáticamente resuelto el Contrato de Aseguramiento del Tramo Minorista. Igualmente, en caso de resolución de cualquiera de los Contratos de Aseguramiento, quedarán automáticamente resueltos todos los Contratos de Aseguramiento.

Sólo existirá compromiso en firme de Aseguramiento de las Entidades Aseguradoras cuando éstas otorguen los respectivos Contratos de Aseguramiento y Colocación.

8° Publicidad no autorizada:

En virtud de lo previsto en los Protocolos de Intenciones de Aseguramiento y Compromiso de Colocación, las Entidades Aseguradoras y Colocadoras se obligarán en los Contratos de Aseguramiento y Colocación a abstenerse y conseguir que sus respectivas Entidades Colocadoras Asociadas se abstengan de realizar publicidad relacionada con la Oferta Pública o su participación en la misma sin la autorización de Gas Natural y de ENAGAS.

9° Otros Compromisos de los Oferentes ("Lock-Up"):

En los Contratos de Aseguramiento se incluirá un compromiso por parte de ENAGAS y Gas Natural, en relación con las acciones de su titularidad que no son objeto de la OPV- de no ofrecer, vender, acordar la venta o de cualquier otro modo disponer, directa o indirectamente, ni realizar cualquier transacción que pudiera tener un efecto económico similar a la venta o al anuncio de la venta de acciones de ENAGAS o valores convertibles o canjeables o cualesquiera otros instrumentos que pudieran dar derecho a la suscripción o adquisición de acciones de ENAGAS, incluso mediante transacciones con derivados, durante los 180 días siguientes a la fecha de admisión a cotización de las acciones de ENAGAS, prevista para el día 26 de junio de 2002. Las anteriores restricciones no se aplicarán al préstamo de valores que conceda Gas Natural de conformidad con lo establecido en el apartado II.10.1.3 anterior.

Quedarán únicamente exceptuadas de este compromiso las entregas de acciones, opciones sobre acciones o cualesquiera otros valores que den derecho a la suscripción o adquisición de acciones que ENAGAS efectúe como consecuencia de algún sistema retributivo referenciado al valor de las acciones, siempre y cuando los empleados o cualesquiera terceros receptores de las acciones u otros valores entregados asuman la obligación de no transmitirlos durante los 180 días siguientes a la fecha de admisión a cotización de las acciones de ENAGAS, salvo en ejecución del referido plan. En ningún caso quedarán exceptuadas cualesquiera operaciones de cobertura que pudieran efectuarse para dar servicio al referido plan, siempre que impliquen venta de acciones en el mercado u operaciones que tengan el mismo efecto. No obstante lo anterior, el mencionado Plan de Opciones no se formalizará antes de 2003.

II.12.3.2. Contrato de Aseguramiento del Tramo Internacional.

Está previsto firmar el día 24 de junio de 2002 un Contrato de Aseguramiento Internacional (en adelante el "Contrato de Aseguramiento Internacional"), por el que los Aseguradores del Tramo Internacional se comprometerán a adquirir de Gas Natural las acciones que se asignen al Tramo Internacional.

Este Contrato de Aseguramiento Internacional se ajustará a las prácticas internacionales habituales en este tipo de ofertas, en cuanto a causas de resolución.

El Precio de Aseguramiento para el Tramo Internacional será el Precio Institucional.

Será aplicable al aseguramiento de la Oferta Pública en el Tramo Internacional lo dispuesto en los apartados II.12.3.1.7. y II.12.3.1.9.

Las comisiones específicas para el Tramo Internacional son las indicadas en el apartado II.12.3.1.5. para el tramo Institucional Español.

En el supuesto de que no se fijara el Precio Institucional en los términos establecidos en este Folleto, no se otorgará el Contrato de Aseguramiento del Tramo Internacional, al producirse la Revocación Automática Total. Ninguna Entidad Coordinadora Global ni cualquier otra que hubiera sido invitada a suscribir el Contrato de Aseguramiento Internacional, ni las entidades peticionarias de acciones de este Tramo tendrá derecho a reclamar indemnización alguna.

II.12.4. Prorrateo.

A efectos de realizar los Prorrateos que se mencionan en este apartado, las peticiones de compra expresadas en euros, se traducirán en peticiones de compra expresadas en número de acciones, dividiendo las primeras por el Precio Máximo Minorista. En caso de fracción se redondeará por defecto. Al no fijarse el Precio Minorista hasta el día anterior a la adjudicación, es necesaria la utilización del Precio Máximo Minorista para realizar, con la oportuna antelación, las operaciones de prorrateo y adjudicación con base en un baremo objetivo y no discriminatorio para los inversores.

En el supuesto de que las peticiones de compra en el Tramo Minorista, formuladas en el Período de Formulación de Mandatos de Compra o en el Período de Oferta Pública de Venta, excedan del volumen de acciones asignado al Tramo Minorista, se realizarán prorrateos entre las peticiones de compra, de acuerdo con los siguientes principios:

- (a) A los efectos del prorrateo, sólo se tendrán en cuenta los Mandatos no revocados ni anulados, y las Solicitudes no anuladas.
- (b) Los Mandatos de Compra tendrán preferencia en la adjudicación sobre las Solicitudes de Compra. Por consiguiente, el número de acciones asignado al Tramo Minorista se destinará, en primer lugar, a atender las acciones solicitadas con base en Mandatos de Compra. Únicamente cuando se hayan atendido la totalidad de las peticiones basadas en Mandatos de Compra, las acciones sobrantes se destinarán a atender las acciones solicitadas con base en Solicitudes de Compra.
- (c) A efectos de la adjudicación, cuando coincidan todos y cada uno de los peticionarios en varias peticiones de compra basadas en Mandatos de Compra, se agregarán, formando una única petición de compra. El número de acciones adjudicadas al Mandato o Mandatos de Compra, considerados de forma agregada, se distribuirá proporcionalmente entre los Mandatos de Compra afectados.
- (d) Para el caso de que las peticiones basadas en Mandatos de Compra excedan del volumen de acciones asignado al Tramo Minorista, no se tomarán en consideración -conforme se indica en el párrafo (b) anterior- las peticiones basadas en Solicitudes de Compra y, por tanto, se adjudicará en primer lugar, a todos y cada uno de los Mandatos de Compra, un número de acciones que sea igual al número entero que resulte de dividir 1.200 euros (petición mínima en el Tramo Minorista) por el Precio Máximo Minorista.

En el supuesto de que el número de acciones asignadas al Tramo Minorista no fuera suficiente para adjudicar ese número mínimo de acciones, se adjudicará un número entero de acciones a todos los Mandatos, calculado de manera tal que todos los Mandatos reciban el mismo número

de acciones, salvo peticiones inferiores a esta cifra, que recibirán el importe total solicitado; dicho número entero será el que resulte de dividir el número de acciones asignadas al Tramo Minorista, entre el número de Mandatos de Compra recibidos, redondeado por defecto. A estos efectos, los Mandatos de Compra en los que coincidan todos y cada uno de sus peticionarios, se considerarán como un único Mandato de Compra. Una vez realizada esta adjudicación, y debido a que puede haber peticiones inferiores a esta cantidad, las acciones sobrantes, caso de haberlas, se adjudicarán de forma proporcional al volumen no satisfecho de los Mandatos de Compra.

Como reglas generales de este prorrateo:

- En caso de fracciones en la adjudicación, se redondeará por defecto, de forma que resulte un número exacto de acciones a adjudicar.
- Los porcentajes a utilizar para la asignación proporcional se redondearán también por defecto hasta tres cifras decimales (es decir 0,78974 se igualará a 0,789).

Si, tras la aplicación de esta adjudicación, hubiese acciones no adjudicadas por efecto del redondeo, estas se distribuirán una a una, por orden de mayor a menor cuantía de la petición y, en caso de igualdad, por el orden alfabético de los peticionarios, a partir de la primera posición del campo "Nombre y Apellidos o Razón Social", sea cual sea el contenido de las cuarenta posiciones de dicho campo (en caso de cotitularidades se tomará el primer titular que aparezca en la primera petición encontrada), a partir de la letra que resulte de sorteo celebrado ante Fedatario Público.

No obstante lo anterior, si el número de acciones que resulte del referido cociente fuera inferior a 100, los Mandatos se ordenarán alfabéticamente con base al contenido en los datos personales que figuren en los ficheros informáticos enviados a la Entidad Agente, a partir de la primera posición del campo "Nombre y Apellidos o Razón Social", sea cual sea el contenido de las cuarenta posiciones de dicho campo (en caso de que existan inversores cuyos datos personales sean coincidentes según la información remitida, se ordenarán éstos por orden de mayor a menor cuantía de sus Mandatos y en caso de cotitularidades se tomará el primer titular que aparezca en la primera petición encontrada) y se adjudicarán 100 acciones, por Mandato a partir de la letra que resulte del sorteo realizado por fedatario público, hasta agotar el número de acciones asignadas al Tramo Minorista. No obstante, se adjudicará al último Mandato que corresponda, siguiendo el orden indicado, el número de acciones, inferior a 100, sobrantes.

- (e) En el supuesto de que conforme al primer y segundo párrafo del apartado (d) anterior, se haya podido realizar la adjudicación mínima por Mandato de Compra las acciones sobrantes se adjudicarán de forma proporcional al volumen no satisfecho de los Mandatos de Compra.

Como reglas generales de este prorrateo:

- En caso de fracciones en la adjudicación, se redondeará por defecto, de forma que resulte un número exacto de acciones a adjudicar.
- Los porcentajes a utilizar para la asignación proporcional se redondearán también por defecto hasta tres cifras decimales (es decir 0,78974 se igualará a 0,789).

- (f) Si, tras la aplicación del prorrateo referido en el apartado (e) anterior, hubiese acciones no adjudicadas por efecto del redondeo, estas se distribuirán una a una, por orden de mayor a menor cuantía de la petición y, en caso de igualdad, por el orden alfabético de los peticionarios, a partir de la primera posición del campo "Nombre y Apellidos o Razón Social", sea cual sea el contenido de las cuarenta posiciones de dicho campo (en caso de cotitularidades se tomará el primer titular que aparezca en la primera petición encontrada), a partir de la letra que resulte de sorteo celebrado ante Fedatario Público.

- (g) En caso de que las peticiones de compra basadas en Mandatos de Compra hayan sido totalmente atendidas, las acciones sobrantes se adjudicarán a las Solicitudes de Compra (peticiones de compra no basadas en Mandatos de Compra) según se indica a continuación:

A efectos de la adjudicación, cuando coincidan todos y cada uno de los peticionarios en varias Solicitudes de Compra, se agregarán, formando una única Solicitud de Compra. El número de acciones adjudicadas a la Solicitud o Solicitudes de Compra, consideradas de forma agregada, se determinará, proporcionalmente entre las Solicitudes de Compra afectadas.

Si las Solicitudes de Compra exceden del volumen de acciones pendientes de adjudicar, se adjudicará en primer lugar, a todas y cada una de dichas solicitudes, un número de acciones que sea igual al número entero que resulte de dividir 1.200 euros (petición mínima en el Tramo Minorista) entre el Precio Máximo Minorista.

Si el número de acciones pendientes de adjudicar no fuera suficiente para adjudicar el número mínimo de acciones a que se refiere el párrafo anterior, se adjudicará el número entero de acciones que resulte de aplicar a las Solicitudes de Compra las reglas del párrafo segundo del apartado (d) anterior.

Asimismo se realizará, en caso de ser necesario, un prorrateo conforme a las reglas previstas en los apartados (e) y (f) anteriores.

Los prorrateos descritos en este apartado se realizará por la Entidad Agente no más tarde del día 25 de junio de 2002, después de la asignación definitiva de acciones al Tramo Minorista.

A efectos ilustrativos se incorporan seguidamente ejemplos de prorrateo. Se hace constar que se trata de meros ejemplos y que su resultado no es significativo de lo que pueda ocurrir en la realidad, habida cuenta, sobre todo, de que dicho resultado dependerá en cada caso de diversas variables entre las cuales, la más sensible es el número real de peticiones y que, en todo caso, las reglas de aplicación serán las mencionadas anteriormente.

Ejemplo de Prorrateo en el Tramo Minorista

Acciones asignadas al Tramo Minorista: 56.000.000 acciones

Precio Máximo: 10- Euros

Los ejemplos se realizan sobre la base de que con carácter previo se han realizado:

- *el control sobre el cumplimiento de los requisitos aplicables a los Mandatos y Solicitudes.*
- *el control del número de Mandatos de Compra no revocados en régimen de cotitularidad, eliminando aquellos formulados por un mismo inversor por exceder del límite previsto (2 peticiones),*
- *la eliminación de excesos sobre la cantidad máxima a solicitar (60.000 Euros) y*
- *la refundición de aquellos Mandatos y Solicitudes en los que coincidan todos y cada uno de los inversores.*

1) Si se cubre la oferta en el Período de Mandatos

Supuesto A:

Mandatos de Compra:

DEMANDA	Nº Mandatos	Importe Petición (Euros)	Acciones por petición	Acciones demandadas
	100.000	1.200,00	120	12.000.000
	75.000	3.005,06	300	22.500.000
	50.000	6.010,12	601	30.050.000
	30.000	30.050,60	3.005	90.150.000
	20.000	60.000,00	6.000	120.000.000
Totales	275.000			274.700.000

Asignación Inicial: Petición de 1.200 € / Precio Máximo (10 €) = 120 acciones por Mandato

DEMANDA	Nº Mandatos	Importe Petición (Euros)	Acciones adjudicadas por petición	Total Acciones Adjudicadas
	100.000	1.200,00	120	12.000.000
	75.000	3.005,06	120	9.000.000
	50.000	6.010,12	120	6.000.000
	30.000	30.050,60	120	3.600.000
	20.000	60.000,00	120	2.400.000
Totales	275.000			33.000.000

Demanda Insatisfecha:

Nº Mandatos	Acciones por petición	Demanda Insatisfecha
75.000	180	13.500.000
50.000	481	24.050.000
30.000	2.885	86.550.000
20.000	5.880	117.600.000

Total Demanda insatisfecha: 241.701.000 acciones

1. Acciones sobrantes: 56.000.000 - 33.000.000 = 23.000.000

Asignación Proporcional: 23.000.000 / 241.701.000 = 9,515%

A cada una de los Mandatos formulados por más de 120 acciones se le asignará:

Demanda Insatisfecha	Coficiente	Acciones Adicionales
180	9,515	17
481	9,515	45
2.885	9,515	274
5.880	9,515	559

Total acciones asignadas por criterio proporcional: 22.925.000

Nº Mandatos	Acciones asignadas por petición	Total acciones asignadas adicionales
75.000	17	1.275.000
50.000	45	2.250.000
30.000	274	8.220.000
20.000	559	11.180.000

En el supuesto de que una vez realizado el prorrateo quedaran acciones no adjudicadas por efecto del redondeo (como es el caso en este ejemplo), estas se distribuirán una a una, por orden de mayor a menor cuantía de la petición y, en caso de igualdad, por el orden alfabético con base en los datos personales que figuren en las transmisiones electrónicas de ficheros, o en, su defecto, en los soportes magnéticos, enviadas al Banco Agente, a partir de la primera posición del campo "Nombre y Apellidos o Razón Social" sea cual sea el contenido de las 40 posiciones de dicho campo, a partir de la letra que resulte de sorteo celebrado ante Fedatario Público.

Asignación Global por Mandato:

DEMANDA	Nº Mandatos	Importe Petición (Euros)	Acciones por petición	Acciones adjudicadas
	100.000	1.200,00	120	12.000.000
	75.000	3.005,06	137	10.275.000
	50.000	6.010,12	165	8.250.000
	30.000	30.050,60	394	11.820.000
	20.000	60.000,00	679	13.580.000
Totales	275.000			55.925.000

Supuesto B:

Mandatos depurados por tramos y expresados en acciones:

DEMANDA	Nº Mandatos	Importe Petición (Euros)	Acciones por petición	Acciones demandadas
	200.000	1.200,00	120	24.000.000
	150.000	3.005,06	300	45.000.000
	75.000	6.010,12	601	45.075.000
	60.000	30.050,60	3.005	180.300.000
	30.000	60.000,00	6.000	180.000.000
Totales	515.000			474.375.000

Asignación Inicial: Petición de 1.200 € / Precio Máximo (10€) = 120 acciones por Mandato

En el supuesto de que el número de acciones asignadas al Tramo Minorista no fuera suficiente para adjudicar ese número mínimo de acciones (120), se adjudicará un número entero de acciones a todos los Mandatos, calculado de manera tal que todos los Mandatos reciban el mismo número de acciones; dicho número entero será el que resulte de dividir el número de acciones asignadas al Tramo Minorista, entre el número de Mandatos de Compra recibidos, redondeado por defecto. Dicho número entero deberá ser igual o superior a 100 acciones para poder realizar esta asignación.

Asignación:

Acciones Tramo / Número Total de Mandatos = 56.000.000 / 515.000 = 108 acciones

DEMANDA	Nº Mandatos	Importe Petición (Euros)	Acciones por petición	Acciones demandadas
	200.000	1200,00	108	21.600.000
	150.000	3.005,06	108	16.200.000
	75.000	6.010,12	108	8.100.000
	60.000	30.050,60	108	6.480.000
	30.000	60.000,00	108	3.240.000
Totales	515.000			55.620.000

En el supuesto de que una vez realizado el prorrateo quedaran acciones no adjudicadas por efecto del redondeo (como es el caso en los Supuestos A y B), estas se distribuirán en proporción a la demanda no satisfecha, y si una vez adjudicadas estas acciones, siguiesen sobrando acciones, estas se adjudicarán una a una, por orden de mayor a menor cuantía de la petición y, en caso de igualdad, por el orden alfabético con base en los datos personales que figuren en las transmisiones electrónicas de ficheros, o en, su defecto, en los soportes magnéticos, enviadas al Banco Agente, a partir de la primera posición del campo "Nombre y Apellidos o Razón Social" sea cual sea el contenido de las 40 posiciones de dicho campo, a partir de la letra que resulte de sorteo celebrado ante Fedatario Público..

Supuesto C:

Mandatos depurados por tramos y expresados en acciones:

DEMANDA	Nº Mandatos	Importe Petición (Euros)	Acciones por petición	Acciones demandadas
	200.000	1.200,00	Mínimo 100	
	150.000	3.005,06	Mínimo 100	
	100.000	6.010,12	Mínimo 100	
	75.000	30.050,60	Mínimo 100	
	50.000	60.000,00	Mínimo 100	
Totales	575.000			56.000.000

Asignación Inicial :

Acciones Tramo / Número Total de Mandatos = 56.000.000 /575.000 =97 acciones

Dado que la asignación es inferior a 100 acciones por Mandato, los Mandatos se ordenarán alfabéticamente con base en los datos personales que figuren en las transmisiones electrónicas de ficheros, o en su defecto, en los soportes magnéticos, enviados a la Entidad Agente, a partir de la primera posición del campo "Nombre y Apellidos o Razón Social" sea cual sea el contenido de las 40 posiciones de dicho campo (en caso de que existan inversores cuyos datos personales sean coincidentes según la información remitida, se ordenarán éstos por orden de mayor a menor cuantía de sus Mandatos y en caso de cotitularidades se tomará el primer titular que aparezca en la primera petición encontrada) y se adjudicarán a cada Mandato 100 acciones, a partir de la letra que resulte del sorteo realizado por fedatario público, hasta agotar el número de acciones asignadas al Tramo Minorista. En el supuesto de que tras dicha adjudicación no hubiera suficientes acciones para adjudicar 100 acciones al último peticionario que resultara adjudicatario de acciones, según el sorteo alfabético realizado, se procederá a entregar a éste último peticionario una cantidad inferior a 100 acciones.

2) Si no se cubre la oferta en el Período de Mandatos

Mandatos depurados por tramos y expresados en acciones:

DEMANDA	Nº Mandatos	Importe Petición (Euros)	Acciones por petición	Acciones adjudicadas demandadas
	30.000	1.200,00	120	3.600.000
	20.000	3.005,06	300	6.000.000
	10.000	6.010,12	601	6.010.000
	5.000	30.050,60	3.005	15.025.000
	2.000	60.000,00	6.000	12.000.000
Total	67.000		1	42.635.000

Acciones Tramo – Total Acciones asignadas =56.000.000 – 42.635.000 acciones a adjudicar al las Solicitudes de Compra

Las 13.365.000 acciones se adjudicarán a las Solicitudes de Compra, realizándose en caso de ser necesario un prorrateo, con el mismo criterio y de igual manera que a los Mandatos de Compra.

II.13. ADJUDICACIÓN DEFINITIVA. FORMALIZACIÓN Y PAGO

II.13.1 Adjudicación definitiva de las acciones

La adjudicación definitiva de las acciones en todos los Tramos se realizará por la Entidad Agente el día 25 de junio de 2002, coincidiendo con la Fecha de la Operación de la Oferta.

Ese mismo día, la Entidad Agente remitirá el detalle de la adjudicación definitiva de las acciones a cada una de las Entidades Aseguradoras y a las Entidades Colocadoras del Tramo Minorista y a cada una de las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales, quienes lo comunicarán a los peticionarios adjudicatarios.

En la Fecha de la Operación, la Entidad Agente gestionará ante las Sociedades Rectoras de Bolsa la necesaria asignación de las correspondientes referencias de registro.

La perfección de la venta, en el precio y condiciones en que la adjudicación esté efectuada, se entenderá realizada en la Fecha de la Operación.

II.13.2 Liquidación de la Oferta

En la Fecha de Liquidación que se prevé será el día 28 de junio de 2002, es decir, el tercer día hábil bursátil posterior a la Fecha de la Operación, y con fecha valor de ese mismo día, se procederá a la liquidación definitiva de la Oferta a través del SCLV. Con esa misma fecha, la Entidad Agente procederá a abonar en la cuenta que el Oferente designe al respecto, una vez recibido del SCLV, el total precio de venta de la Oferta, menos comisiones y gastos, en su caso, y en la forma convenida en los correspondientes Protocolos y Contratos de Aseguramiento.

En el supuesto de que la admisión a negociación oficial de las acciones de ENAGAS no tenga lugar antes de las 8:30 horas de Madrid del 8 de julio de 2002, la Oferta Pública se entenderá revocada en todos sus Tramos con las consecuencias y efectos que se establecen el apartado II.11.2 del presente Capítulo.

Las Entidades Aseguradoras garantizarán mancomunadamente a Gas Natural la más plena indemnidad respecto de cualesquiera daños o perjuicios que le pudiera ocasionar, directa o indirectamente, el incumplimiento total o parcial, por parte de dichas Entidades Aseguradoras o sus Entidades Colocadoras Asociadas de sus obligaciones legales o contractuales frente a sus clientes o frente al SCLV, en particular la falta de provisión de los medios de pago necesarios en la fecha prevista para la liquidación de la operación.

II.14 GASTOS DE LA OPERACIÓN

II.14.1 Imputación de gastos.

La adquisición de las acciones objeto de esta Oferta Pública estará libre de gastos para el inversor, siempre que los Mandatos o Solicitudes de Compra se tramiten ante las Entidades Aseguradoras, o Colocadoras de la operación. Asimismo, serán por cuenta de Gas Natural cualesquiera gastos que se puedan generar con ocasión de la liquidación de la operación por el SCLV, excepto los que sean imputables a las Entidades Aseguradoras o Entidades Colocadoras.

II.14.2 Estimación de gastos.

Los gastos estimados de la Oferta Pública, de forma meramente indicativa dada la dificultad de precisar su importe en la fecha de elaboración de este Folleto, son los que se detallan a continuación:

GASTOS	EUROS
1. Publicidad legal y comercial de la Oferta (en España).	5.135.000
2. Comisiones de Dirección, Aseguramiento, Colocación, éxito y Agencia.	20.374.295
3. Tasas (CNMV).	61.303
4. SCLV	130.000
5. Pólizas y corretajes, cánones de contratación, asesoramiento legal y financiero de la operación y otros gastos	3.245.000
TOTAL	28.945.598

(*) Las comisiones de dirección, aseguramiento y colocación han sido calculadas de acuerdo con lo indicado en el apartado II.12.3.1.

El porcentaje aproximado que los mencionados gastos representan sobre el importe efectivo de la operación (considerando que el precio de venta es igual al precio medio de la banda de precios no vinculante, que no existen redistribuciones entre Tramos, que no se ejercita la opción de compra y que las comisiones son las previstas en el apartado II.13.1), es del 3 %.

II.15 RÉGIMEN FISCAL

Se facilita a continuación un breve extracto del régimen fiscal aplicable a las inversiones que se deriven de la OPV objeto del presente Folleto, a cuyo efecto se tiene en cuenta exclusivamente la legislación estatal vigente y los aspectos de carácter general que puedan afectar a los inversores. Todo ello, sin perjuicio de los regímenes tributarios forales de Concierto y Convenio Económico en vigor, respectivamente, en los Territorios Históricos del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

Debe tenerse en cuenta que el presente análisis no explicita todas las posibles consecuencias fiscales de las mencionadas operaciones, ni el régimen aplicable a todas las categorías de accionistas, algunos de los cuales (como por ejemplo las entidades financieras, las Instituciones de Inversión Colectiva, las cooperativas, residentes fiscales en Ceuta y Melilla, etc.) están sujetos a normas especiales.

Por lo tanto, es recomendable que los inversores consulten con sus abogados o asesores fiscales, quienes les podrán prestar un asesoramiento personalizado teniendo en cuenta tanto sus posibles circunstancias fiscales específicas, como la legislación vigente en el momento de la obtención y declaración de las rentas correspondientes.

Adquisición de los Valores:

La adquisición y, en su caso, ulterior transmisión de los valores objeto de la presente Oferta está exenta del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados y del Impuesto sobre el Valor Añadido, de acuerdo con el artículo 108 de la Ley del Mercado de Valores y demás legislación reguladora de los impuestos citados.

Régimen fiscal aplicable a los rendimientos y a la transmisión de los valores:

1. Inversores residentes en España:

1.1. Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas:

Tendrán la consideración de rendimientos del capital mobiliario para los contribuyentes por el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (I.R.P.F.) los dividendos, primas de asistencia a Juntas los rendimientos derivados de la constitución o cesión de derechos o facultades de uso o disfrute sobre los valores objeto de la presente Oferta, o cualquier otra utilidad percibida de la entidad en virtud de su condición de accionistas.

A efectos de su integración en la base imponible del I.R.P.F., el rendimiento íntegro se cuantificará, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 23 de la Ley 40/1998, de 9 de diciembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras Normas Tributarias de 9 de diciembre de 1998 (Ley del I.R.P.F.), en el 140% de los importes mencionados, no obstante se cuantificará en el 100% cuando se trate de acciones adquiridas dentro de los dos meses anteriores a la fecha en que aquellos se hubieran satisfecho cuando, con posterioridad a esta fecha, dentro del mismo plazo, se produzca una transmisión de valores homogéneos. Para el cálculo del rendimiento neto serán deducibles los gastos de administración y depósito de las acciones, en la forma prevista en el artículo 24 de la Ley del I.R.P.F. pero no los de gestión discrecional e individualizada de cartera.

Los accionistas tendrán derecho a deducir de la cuota líquida total del I.R.P.F. el 40% del importe íntegro percibido por tales conceptos. No se aplicará esta deducción en relación con los rendimientos que correspondan a acciones adquiridas dentro de los dos meses anteriores a la fecha en que aquellos se hubieran satisfecho cuando, con posterioridad a esta fecha, dentro del mismo plazo, se produzca una transmisión de valores homogéneos.

Las transmisiones de acciones realizadas por contribuyentes del I.R.P.F., así como las restantes alteraciones patrimoniales contempladas en el artículo 31 de la Ley del I.R.P.F., darán lugar a ganancias y pérdidas patrimoniales, que se integrarán en la base imponible y se someterán a tributación de acuerdo con las normas generales para este tipo de rentas. Entre dichas normas cabe destacar:

- a) La ganancia o pérdida patrimonial, en caso de transmisión a título oneroso se establecerá por diferencia entre el importe satisfecho por la adquisición de los valores – incrementado en los gastos y tributos inherentes a la misma- y el importe de la enajenación -minorado en los gastos y tributos inherentes a la misma-.

El importe de la enajenación vendrá determinado por la cotización en el mercado secundario oficial de valores españoles en la fecha en que se produzca aquélla o por el precio pactado cuando sea superior a la cotización.

- b) El importe obtenido por la venta de derechos de suscripción preferente minora el coste de adquisición de las acciones de las que los mismos procedan, a efectos de futuras transmisiones, hasta que el coste de adquisición quede reducido a cero. Las cantidades percibidas en exceso sobre el coste de adquisición se considerarán ganancia patrimonial en el ejercicio en que tenga lugar la transmisión
- c) Cuando el inversor posea valores homogéneos adquiridos en distintas fechas, se entenderán transmitidos los adquiridos en primer lugar. Cuando se transmitan derechos de suscripción, pero no su totalidad, se entenderá que los transmitidos corresponden a los valores adquiridos en primer lugar.
- d) La entrega de nuevas acciones, total o parcialmente liberadas, por la ENAGAS a sus accionistas, no constituye renta para éstos.

En el supuesto de acciones totalmente liberadas, el valor de adquisición de las nuevas y de las antiguas de las que procedan, quedará fijado en el resultado de dividir el coste total de las antiguas entre el número de acciones, tanto antiguas como liberadas, que correspondan. Para las acciones parcialmente liberadas se estará al importe realmente satisfecho.

La antigüedad de las acciones totalmente liberadas será la misma que la de las acciones de las que procedan.

- e) No se computarán como pérdidas patrimoniales las derivadas de la transmisión de acciones cotizadas en alguno de los mercados secundarios oficiales de valores españoles cuando el contribuyente hubiera adquirido valores homogéneos dentro de los dos meses anteriores o posteriores a dicha transmisión. Las pérdidas patrimoniales se integrarán, en su caso, a medida que se transmitan las acciones que permanezcan en el patrimonio del contribuyente.

Las ganancias patrimoniales que se pongan de manifiesto como consecuencia de la transmisión de acciones adquiridas con un año o menos de antelación a la fecha en que tenga lugar la alteración en la composición del patrimonio, se integrarán en la parte general de la base imponible, gravándose al tipo marginal correspondiente.

Por el contrario, las ganancias patrimoniales que se pongan de manifiesto como consecuencia de la transmisión de acciones adquiridas con más de un año de antelación a la fecha en que tenga lugar la alteración en la composición del patrimonio, se integraran en la parte especial de la base imponible, gravándose al tipo fijo del 18%.

1.2. Impuesto sobre Sociedades.

Los contribuyentes del Impuesto sobre Sociedades (I.S.) integrarán en su base imponible el importe íntegro de los dividendos o participaciones en beneficios y las demás rentas obtenidas de la transmisión de las acciones o por cualquier otro concepto, así como los gastos inherentes a la participación, en la forma prevista en los artículos 10 y siguientes de la Ley 43/1995 de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades (Ley del I.S.).

Los contribuyentes del I.S., tendrán derecho a una deducción del 50% de la cuota íntegra que corresponda a la base imponible derivada de los dividendos o participaciones en beneficios en los términos previstos en el artículo 28 de la Ley del I.S., a cuyo efecto se considerará que la base imponible es el importe íntegro de los mismos.

Esta deducción no será aplicable, entre otros supuestos contemplados en dicho precepto, cuando los dividendos o participaciones en beneficios correspondan a acciones adquiridas dentro de los dos meses anteriores a la fecha en que aquellos se hubieran satisfecho cuando con posterioridad a esta fecha, dentro del mismo plazo, se produzca una transmisión de valores homogéneos.

La deducción anterior será del 100% cuando los dividendos o participaciones en beneficios procedan de una participación, directa o indirecta de al menos el 5% del capital, que se hubiera poseído de manera ininterrumpida durante el año anterior al día en que sea exigible el beneficio que se distribuya y se cumplan los demás requisitos exigidos por el artículo 28 de la Ley del I.S.

Los contribuyentes del I.S. también tendrán derecho a las restantes deducciones para evitar la doble imposición previstas en el artículo 28 de la Ley del I.S.

1.3 Retenciones a cuenta.

En general, tanto los contribuyentes del I.R.P.F., como los sujetos pasivos del I.S., soportarán una retención del 18% del importe íntegro del beneficio distribuido, a cuenta de los referidos impuestos, en la forma prevista en los Reales Decretos 214/1999, de 5 de febrero, 2717/1998, de 18 de diciembre y 537/1997, de 14 de abril. En el caso de sujetos pasivos del IS no soportarán retención alguna en el caso de que les resulte aplicable la deducción por doble imposición del 100% de los dividendos percibidos. La retención a cuenta será deducible de la cuota líquida del I.R.P.F. o de la cuota íntegra del I.S. y, en caso de insuficiencia de cuota, dará lugar a las devoluciones previstas en el artículo 85 de la Ley del I.R.P.F. y en el artículo 145 de la Ley del I.S.

1.4. Impuesto sobre el Patrimonio.

Las personas físicas que adquieran acciones objeto de esta oferta, que estén obligadas a presentar declaración por el Impuesto del Patrimonio, deberán declarar las acciones que posean el 31 de diciembre de cada año por el valor de cotización medio del cuarto trimestre.

El Ministerio de Hacienda publicará anualmente dicha cotización media.

1.5. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.

La transmisión de acciones por causa de muerte o donación en favor de personas físicas, se encuentra sometida a las reglas generales del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones. En caso de transmisión gratuita a favor de un sujeto pasivo del Impuesto sobre Sociedades, el incremento de patrimonio que se produzca tributará de acuerdo con las normas del Impuesto sobre Sociedades.

2. **Inversores no residentes a efectos fiscales en España.**

2.1 Impuesto sobre la Renta de no Residentes.

Las rentas obtenidas por los titulares de las acciones que tengan la condición de contribuyentes por el Impuesto sobre la Renta de no Residentes (I.R.N.R.), tanto por el concepto de dividendos, como con motivo de la transmisión de las mismas, tendrán la consideración de rentas obtenidas en España, con o sin establecimiento permanente, en los términos de la Ley 41/1998, de 9 de diciembre, del Impuesto sobre la Renta de no Residentes y Normas Tributarias (L.I.R.N.R.).

El régimen fiscal que se describe a continuación es de carácter general, por lo que se deben tener en cuenta las particularidades de cada sujeto pasivo y las que puedan resultar de los convenios internacionales suscritos entre España y otros países para evitar la doble imposición.

2.1.1. Rentas obtenidas mediante establecimiento permanente.

Las rentas de las acciones obtenidas por un establecimiento permanente en España tributarán con arreglo a las normas del Capítulo III de la mencionada Ley 41/1998, sin perjuicio de lo dispuesto en los Convenios para evitar la doble imposición suscritos por España, que pueden determinar la no tributación de las rentas correspondientes o la aplicación de tipos reducidos.

Las citadas rentas estarán sujetas a retención a cuenta del Impuesto sobre la Renta de no Residentes en los mismos supuestos y condiciones que se han mencionado para los contribuyentes por el Impuesto sobre Sociedades.

2.1.2. Rentas obtenidas sin mediación de establecimiento permanente.

Las rentas obtenidas de las acciones por personas físicas o entidades no residentes en España que actúen, a estos efectos, sin establecimiento permanente, tributarán por el Impuesto sobre la Renta de no Residentes con arreglo a las normas del Capítulo IV de la L.I.R.N.R., de cuyo régimen se pueden destacar los siguientes extremos, sin perjuicio de lo dispuesto en los Convenios para evitar la doble imposición suscritos por España, que podría determinar la no tributación de las rentas correspondientes o la aplicación de tipos reducidos:

- (a) La base imponible correspondiente a los dividendos y otros rendimientos de capital se cuantificará en el importe íntegro del rendimiento obtenido, calculado de acuerdo con las normas de la Ley del I.R.P.F. no resultando de aplicación el coeficiente multiplicador del 140% ni la deducción en cuota del 40%, mencionados anteriormente al tratar de inversores residentes y sin que sean aplicables a tal efecto las reducciones previstas en dicha Ley.

La Compañía pagadora efectuará una retención a cuenta de dicho impuesto en el momento del pago del 18%, o la que sea procedente en virtud de disposición legal o convenio para evitar la doble imposición cuando resultaren debidamente acreditadas las condiciones para su disfrute. En los supuestos en que la renta esté exenta o sea de aplicación un tipo impositivo aplicable sea inferior al 18%, por aplicación de normas especiales o de algún convenio internacional, el importe retenido en exceso dará derecho a obtener la devolución de la Hacienda Pública si la solicitud se realiza en la forma y plazos correspondientes.

En la actualidad se encuentra vigente un procedimiento especial, aprobado por la Orden del Ministerio de Economía y Hacienda de 13 de abril de 2000, sobre el procedimiento para hacer efectivas las retenciones a no residentes al tipo de retención que corresponda en cada caso o para excluir la retención, cuando en el procedimiento de pago intervengan entidades financieras domiciliadas en España que sean depositarias o gestionen el cobro de las rentas de dichos valores.

De acuerdo con esta norma, en el momento de distribuir el dividendo, la compañía practicará una retención sobre el importe íntegro del dividendo al tipo del 18% y transferirá el importe líquido a las entidades depositarias. Las entidades depositarias que acrediten, en la forma establecida, el derecho a la aplicación de tipos deducidos o a la exclusión de retenciones de sus clientes (para lo cual éstos habrán de aportar a la entidad depositaria la documentación que, en su caso, resulte procedente, antes del día 10 del mes siguiente a aquél en el que se distribuya el dividendo) recibirá de inmediato, para el abono a los mismos, el importe retenido en exceso.

Cuando resultara de aplicación una exención o, por la aplicación de algún convenio para evitar la doble imposición el tipo de retención fuera inferior al 18%, y el inversor no hubiera podido acreditar el derecho a la tributación a un tipo reducido o a la exclusión de retención dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, aquél podrá solicitar de la Hacienda Pública la devolución del importe retenido en exceso con sujeción al procedimiento y al modelo de declaración previstos en la Orden Ministerial de 22 de diciembre de 1999.

- (b) Las ganancias patrimoniales tributarán al tipo del 35%, sin perjuicio de los convenios suscritos por España para evitar la doble imposición, mediante autoliquidación que debe cumplimentar el sujeto pasivo, su representante fiscal o el depositario o gestor de las acciones del no residente en España, con sujeción al procedimiento y modelo de declaración previstos en la Orden Ministerial de 22 de diciembre de 1.999, o los que procedan en cada momento.

La base imponible correspondiente a las ganancias patrimoniales se determinará aplicando, a cada alteración patrimonial que se produzca, las normas previstas en la sección 4, a) del capítulo I del Título II, salvo el artículo 31, apartados 2 y 3a) de la Ley del I.R.N.R.. En el caso de entidades no residentes, cuando la ganancia patrimonial provenga de una adquisición a título lucrativo, su importe será el valor normal de mercado del elemento adquirido.

A dichos efectos, se tendrán en cuenta para el cálculo de la ganancia o pérdida los gastos y tributos inherentes a la adquisición y enajenación, en tanto se justifiquen adecuadamente.

La tributación se realizará de forma separada para cada devengo total o parcial de renta sometida a gravamen, sin que sea posible compensación alguna entre las mismas.

Estarán exentas las rentas derivadas de la transmisión de dichos valores en mercados secundarios oficiales de valores españoles, obtenidas por personas físicas o entidades no residentes, sin mediación de establecimiento permanente en territorio español, que sean residentes en un estado que tenga suscrito con España un convenio para evitar la doble imposición con cláusula de intercambio de información.

Estarán igualmente exentas las ganancias patrimoniales derivadas de las acciones, obtenidas por residentes en otros Estados miembros de la Unión Europea, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley del I.R.N.R. La exención no será aplicable a las ganancias obtenidas a través de países o territorios calificados reglamentariamente como paraísos fiscales.

En caso de no ser aplicables las anteriores excepciones, la mayoría de los convenios para evitar la doble imposición firmados por España eximen de tributación en España las ganancias patrimoniales derivadas de acciones de sociedades españolas cuando son obtenidas por residentes en el otro Estado contratante.

El derecho al disfrute de los beneficios anteriores deberá ser acreditado mediante la correspondiente declaración tributaria acompañando el certificado de residencia emitido con los requisitos exigidos por las autoridades fiscales españolas.

2.2. Impuesto sobre el Patrimonio.

Sin perjuicio de lo que resulte de los convenios para evitar la doble imposición suscritos por España, las personas físicas no residentes deben tributar por el Impuesto sobre el Patrimonio en España de acuerdo con una escala comprendida entre 0,2% y el 2,5%, en relación con los bienes o derechos que estén situados, puedan ejercitarse o deban cumplirse en territorio español a 31 de diciembre de cada año. A tal fin las acciones negociadas en mercados organizados se valoran por la cotización media del cuarto trimestre de cada año.

No obstante lo anterior, existen exenciones y especialidades previstas en determinados Convenios para evitar la doble imposición.

El Ministerio de Hacienda publicará anualmente la cotización media del cuarto trimestre a efectos de este Impuesto.

2.3. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.

La transmisión de bienes o derechos que estén situados, puedan ejercitarse o hayan de cumplirse en España, por causa de muerte o donación, a favor de personas físicas tributa en España por este impuesto cualquiera que sea la residencia del transmitente y del beneficiario, de acuerdo con una escala variable entre el 0% y el 81,6%.

No obstante lo anterior, existen exenciones y especialidades previstas en determinados Convenios para evitar la doble imposición.

Las sociedades no residentes son sujetos pasivos de este impuesto y las rentas que obtengan de esta fuente deben tributar, de acuerdo con las normas del Impuesto sobre la Renta de no Residentes, como ganancias patrimoniales, y por el valor de mercado de las acciones adquiridas.

II.16. FINALIDAD DE LA OPERACIÓN

La presente Oferta Pública tiene por objeto la enajenación de una parte de la participación que Gas Natural ostenta actualmente en ENAGAS, con el objeto de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la cual establece que ninguna persona física o jurídica podrá participar en una proporción superior al 35% del capital social de ENAGAS, aumentándose en virtud de la presente Oferta, significativamente la difusión del capital social mediante la entrada de un mayor número de accionistas en el capital social de ENAGAS; ello permitiría dotar a ENAGAS con una base accionarial acorde con las prácticas habituales en los mercados oficiales.

II.17 DATOS RELATIVOS A LA NEGOCIACIÓN DE LAS ACCIONES DE ENAGAS

II.17.1 Número de acciones admitidas a negociación oficial.

A la fecha de registro del presente Folleto, las acciones de ENAGAS no se encuentran admitidas a negociación oficial, si bien está prevista que se produzca su admisión a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Valencia y Bilbao y su incorporación al Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo), de conformidad con lo indicado en el apartado II.8 anterior.

II.17.2 Resultados y dividendos por acción de los últimos tres ejercicios.

ENAGAS	2001	2000	1999
Resultado del Ejercicio (miles)	130.716	125.157	106.381
Capital (miles euros)	358.705	358.705	540.909
Valor Teórico Contable por acción	65,24 €	72,23 €	78,95 €
Número de Acciones	11.936.713	11.936.713	17.999.935
Resultado por Acción	10,95 €	10,49 €	5,91€
Pay-out (%)	90	90	60
Dividendos (miles de euros)	117.644	112.641	63.833
Dividendo por acción	9,86 €	9,44 €*	3,55€

(*) Adicionalmente, la Junta General de Accionistas de 30 de octubre de 2000 aprobó la distribución de un dividendo con cargo a reservas voluntarias por importe de 414.698 miles de euros.

ENAGAS CONSOLIDADO	2001
Resultado del Ejercicio (miles euros)	117.844
Capital (miles euros)	358.705
Valor Teórico Contable por acción	65,3€
Número de Acciones	11.936.713
Resultado por Acción	9,87€
Pay-out (%)	99,9
Dividendos (miles de euros)	117.644
Dividendo por acción	9,86 €

II.17.3 Reducciones y ampliaciones de capital realizadas en los tres últimos años.

Las modificaciones en el capital de ENAGAS durante los años 1999, 2000, 2001 y 2002 de detallan en el apartado III.3.4. del Capítulo III del presente Folleto.

II.17.4 Ofertas Públicas de Adquisición.

Las acciones emitidas por ENAGAS no han sido objeto de Oferta Pública de Adquisición por compra o canje.

II.17.5. Estabilización.

En conexión con esta Oferta y desde el día de admisión a cotización de las acciones de ENAGAS, siempre que no se hubiera producido la Revocación Automática Total, las Entidades Coordinadoras Globales (o la entidad que ENAGAS y las Entidades Coordinadoras Globales conjuntamente determinen), de conformidad con lo dispuesto en el apartado II.10.1.3 anterior, podrán realizar operaciones de estabilización en el Mercado Continuo español, por cuenta de las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales y siguiendo las prácticas internacionales habituales para estas operaciones de oferta internacional de acciones.

Dichas prácticas de estabilización tienen por objeto permitir al mercado absorber gradualmente el flujo extraordinario de órdenes de venta ("flow back") de acciones que habitualmente suele producirse con posterioridad a una Oferta Pública. A tal efecto, las Entidades Coordinadoras Globales podrá realizar una sobreadjudicación al Tramo Internacional y al Tramo Institucional Español que será cubierta por las propias Entidades Aseguradoras, directamente o mediante el ejercicio de la opción de compra descrita en el apartado II.10.1.3 del presente Folleto.

Conforme a las prácticas internacionales que suelen ser seguidas, aunque sin suponer obligación o compromiso alguno al respecto, las entidades aseguradoras de los tramos institucionales suelen atender los excesos de demanda tomando valores prestados (o adquiriendo la disponibilidad sobre los valores en virtud de títulos diversos) a accionistas, por un importe igual al del "green-shoe". Dichos préstamos de valores suelen tener una duración similar a la de la opción "green-shoe". La posición deudora de valores asumida por los sindicatos aseguradores suele cubrirse a través de la adquisición de estos valores en Bolsa, lo que podría favorecer, en su caso, la estabilización de la cotización de la acción o, directamente, mediante el ejercicio de la opción "green-shoe".

Las Entidades Coordinadoras Globales (o la entidad que ENAGAS y las Entidades Coordinadoras Globales conjuntamente determinen), de llevarse a cabo estas operaciones, las realizaría por cuenta de las Entidades Aseguradoras.

No existe ninguna obligación de las Entidades Coordinadoras Globales, frente a Gas Natural, ENAGAS, o los inversores, de atender los excesos de demanda que puedan producirse en la presente Oferta, ni de llevar a cabo las prácticas de estabilización antes referidas, ni de ejercitar el "green-shoe". La descripción se ha realizado a efectos meramente ilustrativos de las prácticas internacionales, siendo las Entidades Coordinadoras Globales libres para definir el procedimiento que consideren más adecuado a los efectos señalados.

II.18 PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN EL DISEÑO Y ASESORAMIENTO DE LA OFERTA PÚBLICA

II.18.1. Personas que han participado en el diseño y/o asesoramiento de la presente Oferta.

Además de las Entidades Coordinadoras Globales, de las Entidades Directoras y de las Entidades Codirectoras de la Oferta Pública, han participado en el diseño de la misma o como asesores:

Garrigues, Abogados y Asesores Tributarios, asesores legales en Derecho español de Gas Natural y ENAGAS.

Freshfields, Bruckhaus, Deringer, asesores legales en Derecho internacional de Gas Natural y ENAGAS.

Uría & Menéndez, asesores legales en Derecho español del Sindicato Asegurador.

Sullivan & Cromwell, asesores legales internacionales del Sindicato Asegurador.
PricewaterhouseCoopers, auditores de ENAGAS.

II.18.2. Inexistencia de vínculos o intereses económicos.

No existe constancia de ninguna vinculación o interés económico significativo entre ENAGAS y las entidades mencionadas en el punto II.18.1 anterior, salvo la relación estrictamente profesional derivada del asesoramiento legal, fiscal y financiero.

La Entidad Coordinadora Global, InverCaixa Valores, S.V. S.A. es filial 100% de Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona, la cual ostenta una participación indirecta, a través de la sociedad Caixaholding S.A, del 26,090% en el capital social de Gas Natural (accionista único de ENAGAS) y una participación indirecta del 10% en el capital social de Repsol YPF, S.A. accionista titular de un 22% del capital social de Gas Natural. Un Consejero de la Entidad Coordinadora Global Invercaixa ha sido designado Consejero Independiente de ENAGAS.

La Entidad Coordinadora Global, BBVA Bolsa, S.V., S.A. pertenece al Grupo de Sociedades del Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. que ostenta una participación directa en Repsol-YPF del 5%.

Asimismo, otras entidades del grupo BBVA, la Caixa y SCH tienen otorgados créditos y garantías a favor de ENAGAS y Gas Natural.

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 accesorio 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

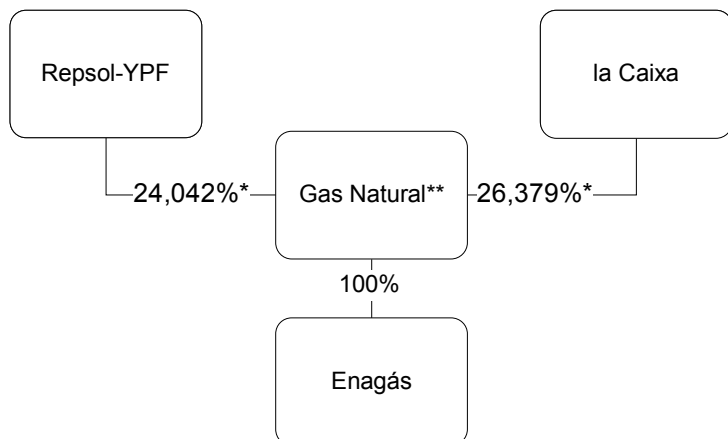
En el Capítulo II, apartado 17.2, se muestran datos relativos a los beneficios, así como a los dividendos repartidos en los ejercicios de 1999, 2000 y 2001.

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:

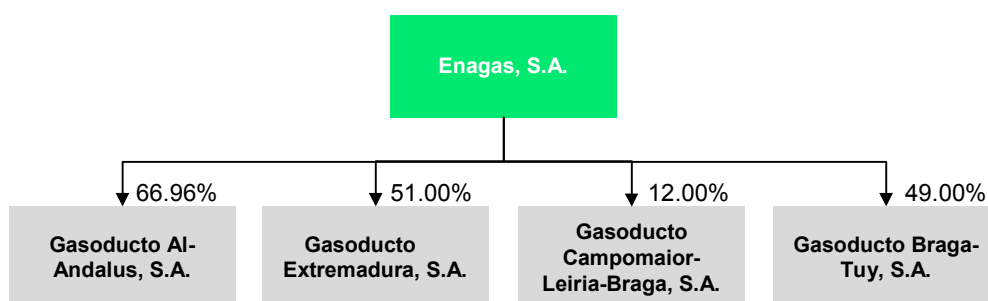


*Participación directa e indirecta

** 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.

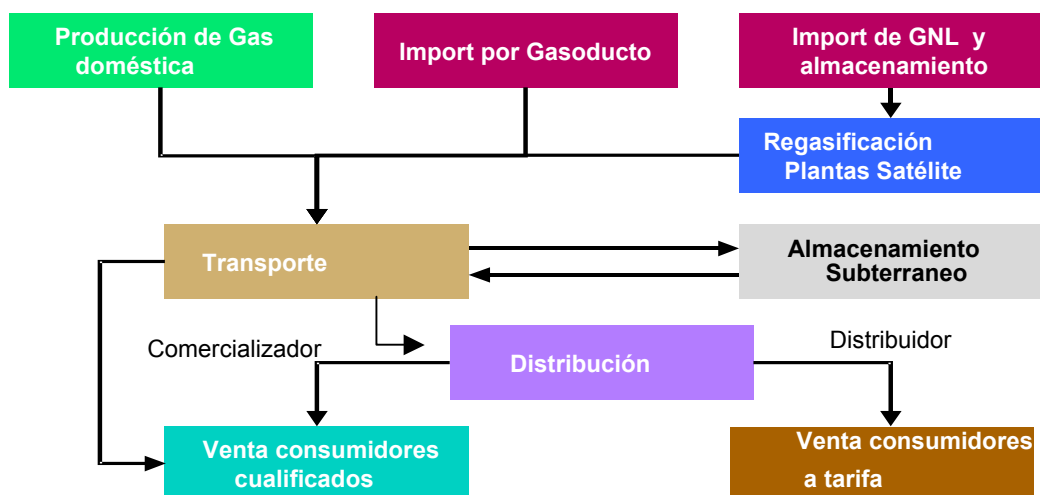
Las actividades principales del negocio del gas se pueden distribuir en:

- ✦ **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, Hidrocantábrico 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., Hidrocantábrico 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.

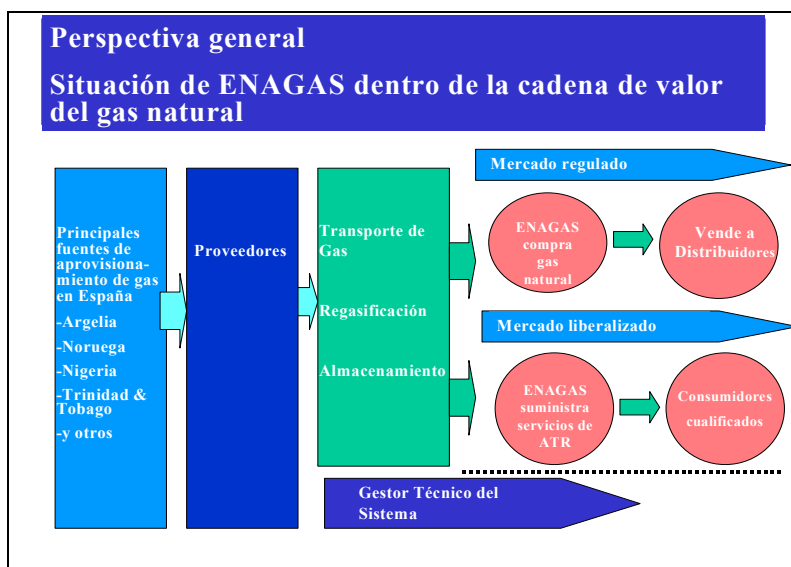
Consumidores cualificados: A partir del 1 de enero del 2003, todos los consumidores, con independencia de su nivel de consumo tendrán la consideración de consumidores cualificados. Durante el año 2002, son considerados como cualificados aquellos consumidores en cuyas instalaciones ubicadas en un mismo 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 prevé 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	Hidrocantábrico	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 Aprovechamientos 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 Aprovechamientos, 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. Almeralejo – 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, Hidrocantábrico, 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 Almendralejo-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.

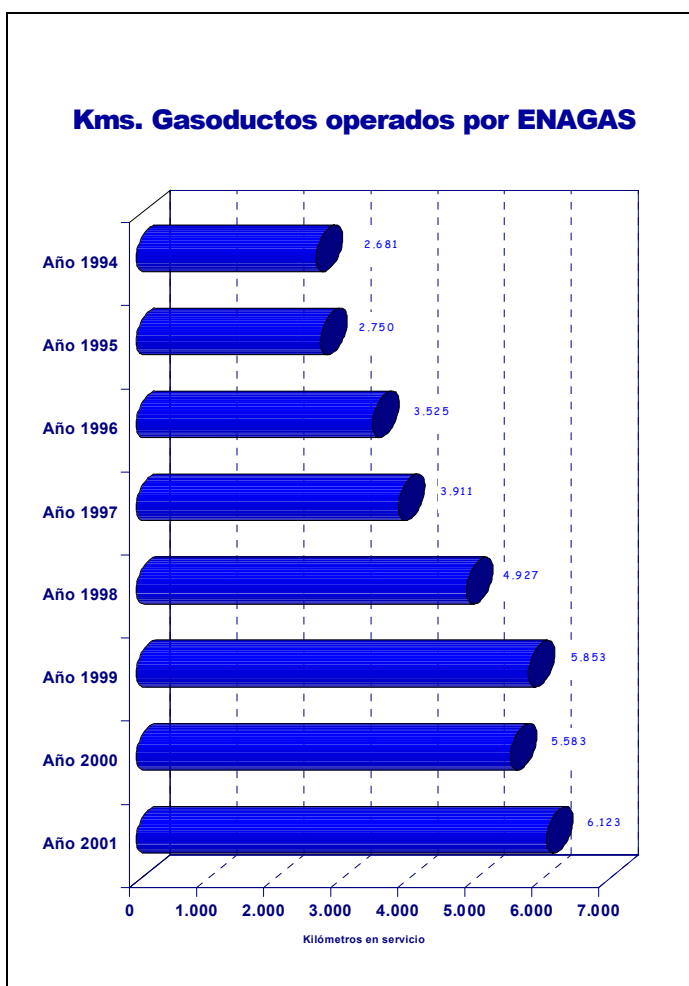
El Centro Principal de Control de ENAGAS, situado en Madrid, ejerce la supervisión y control general sobre la red de transporte. El sistema de supervisión y control se completa con el Centro de Control y Atención de Urgencias situado en Barcelona y con el Centro de Control de Distribución en Madrid, 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.

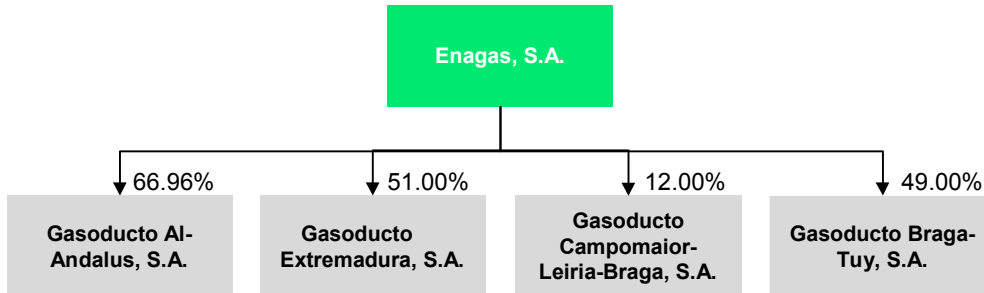
IV.3.2.2 Otras Actividades de transporte

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 Hidrocarburo 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

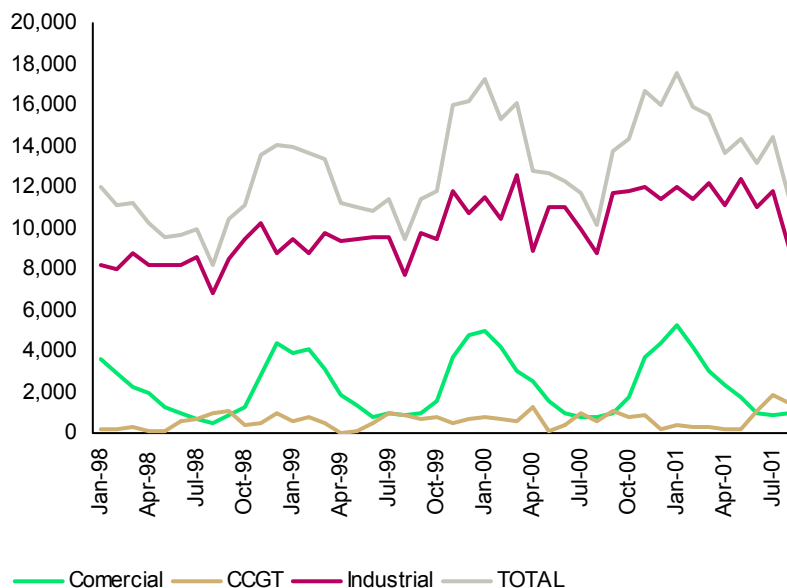
La modulación diaria de la demanda convencional presenta las siguientes características:

- 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

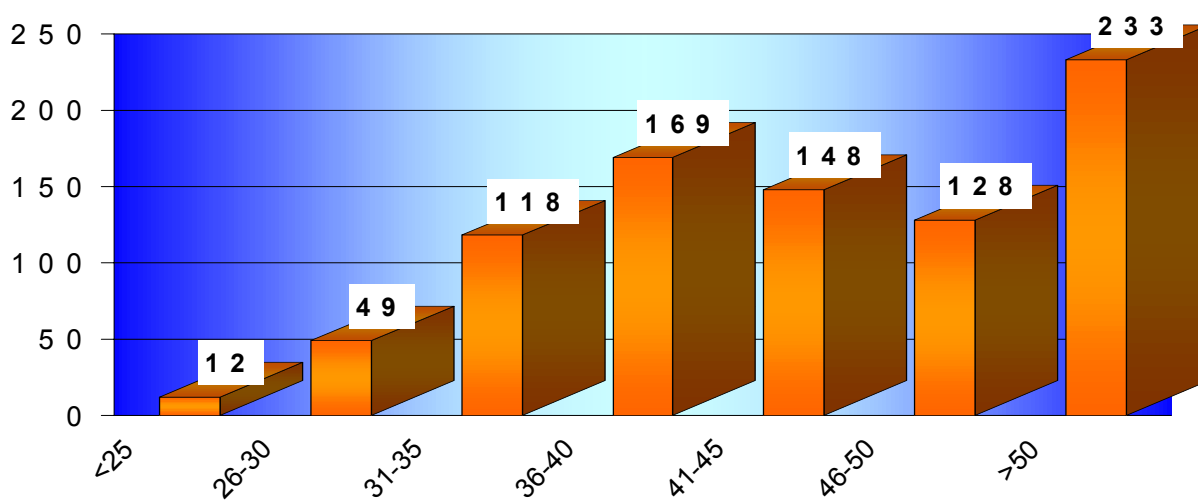
IV.5.1. *Plantilla*

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:

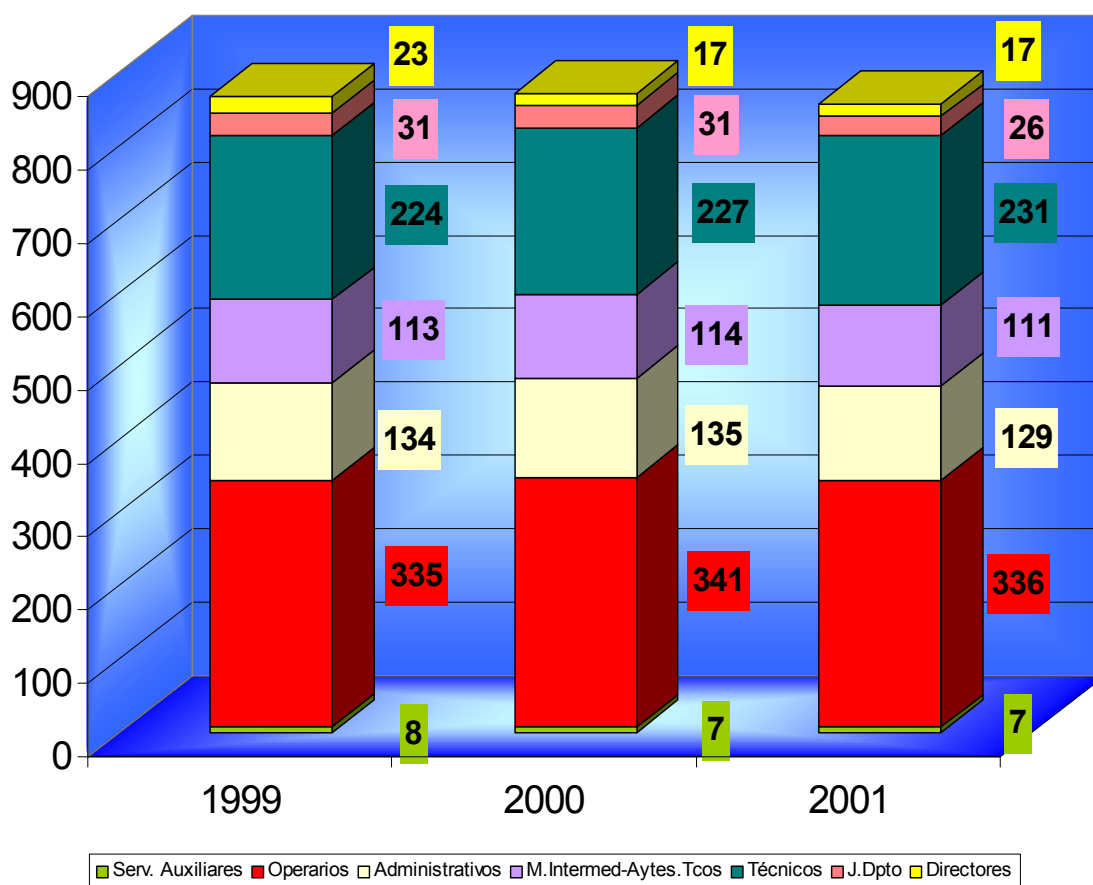
Nº. de empleados	1999	2000	2001
Transporte	330	332	335
Regasificación	207	215	212
Almacenamiento	24	24	26
Gestión del Sistema	31	33	35
Estructura Corporativa	228	214	205
Otros	48	54	44
Total	868	872	857

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 Enagas, 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 Enagas, 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
Almacенamientos 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

Almacенamientos 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:

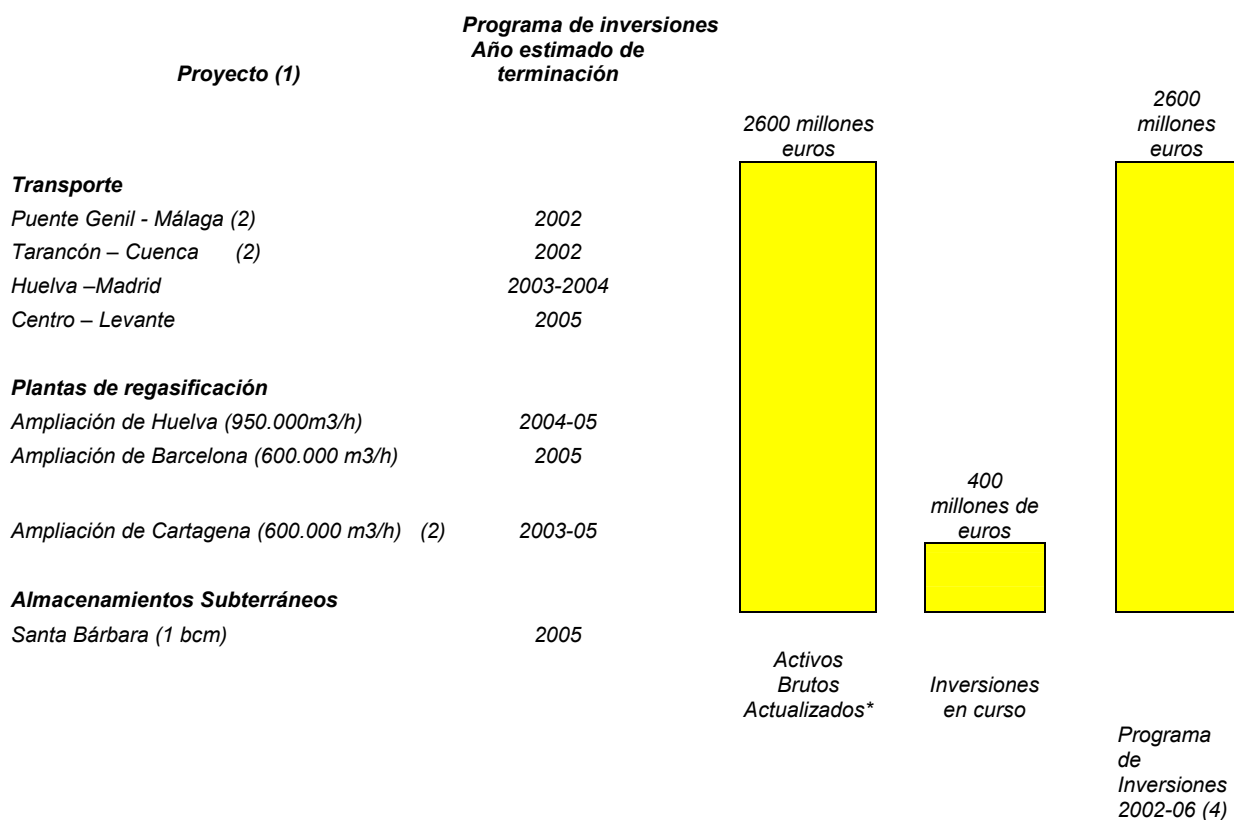
- Fase de ingeniería básica y conceptual, llevada a cabo por medios internos o externos.
- Una vez aprobado el proyecto, se desarrolla el mismo, al tiempo que comienza la fase de obtención del resto de autorizaciones, procedimiento expropiatorio (mediante la realización de la relación de bienes y derechos, 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 todas 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.

CAPÍTULO V

EL PATRIMONIO, SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DEL EMISOR

ÍNDICE

- V.1 INTRODUCCIÓN**
- V.2. INFORMACIONES CONTABLES INDIVIDUALES DE ENAGAS, S.A.**
 - V.2.1** Balance de Situación al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
 - V.2.2** Cuenta de Pérdidas y Ganancias del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
 - V.2.3** Cuadro de Financiación del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
 - V.2.4** Evolución de los fondos propios durante los ejercicios 1999, 2000 y 2001.
 - V.2.5** Estado de flujos de caja del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores
 - V.2.6** Evolución del endeudamiento financiero neto del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
 - V.2.7.** Fondo de Maniobra al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.
 - V.2.8.** Evolución de los ratios de endeudamiento (individuales y consolidados) a 31 de diciembre de 1999, 2000 y 2001.
- V.3 INFORMACIONES CONTABLES CONSOLIDADAS DE ENAGAS, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES**
 - V.3.1** Resumen de las hipótesis utilizadas para la preparación de los estados financieros consolidados proforma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.
 - V.3.2** Balance de Situación consolidado al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los balances consolidados pro forma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.
 - V.3.3** Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada del ejercicio 2001, y comparación con las Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas pro forma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.
 - V.3.4** Resumen de los principales criterios contables utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2001 y de los estados financieros consolidados pro forma de los ejercicios 2000 y 1999.
 - V.3.5** Cuadro de Financiación consolidado del ejercicio 2001, y comparación con el cuadro de financiación consolidado pro forma correspondiente al ejercicio 2000.
 - V.3.6** Evolución de los fondos propios consolidados durante el ejercicio 2001 y de los fondos propios consolidados proforma durante el ejercicio 2000.
 - V.3.7** Estado de flujos de caja consolidado correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el estado de flujos de caja consolidado pro forma correspondiente al ejercicio 2000.

- V.3.8** Endeudamiento financiero consolidado neto correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el endeudamiento financiero consolidado pro forma neto correspondiente a los ejercicios 2000 y 1999.
- V.3.9.** Fondo de Maniobra consolidado correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el fondo de maniobra consolidado pro forma correspondiente a los ejercicios 2000 y 1999.

CAPÍTULO V

EL PATRIMONIO, SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DEL EMISOR

V.1 INTRODUCCIÓN

- Enagas, S.A. no está obligada a presentar cuentas anuales e informe de gestión consolidados para los ejercicios 1999, 2000 y 2001, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9º del Real Decreto 1815/1991 de 20 de diciembre, ya que forma parte del Grupo perteneciente a Gas Natural SDG, S.A. en el que se consolidan las cuentas anuales de Enagas, S.A.
- Como Anexo 1 al presente Folleto se incluyen las Cuentas Anuales de Enagas, S.A. correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2001, junto con el Informe de Gestión y el Informe de auditoría.
- Dado que durante el ejercicio 2000 se realizaron las escisiones de las unidades económicas de aprovisionamiento de gas y de arrendamiento inmobiliario de Enagas, S.A. al 30 de junio de 2000 en favor de Gas Natural SDG, S.A., se han preparado estados financieros consolidados proforma para los ejercicios 1999 y 2000, de forma que las cifras de dichos años resulten comparables con las del ejercicio 2001.

Como Anexo 1 al presente Folleto se incluyen los Estados Financieros Consolidados Proforma al 31 de diciembre de 2000 y 1999.

Asimismo, en el apartado V.3.2 se incluye un resumen de las hipótesis utilizadas en la preparación de los Estados Financieros Consolidados Proforma al 31 de diciembre de 2000 y 1999.

V.2. INFORMACIONES CONTABLES INDIVIDUALES DE ENAGAS, S.A.

A continuación se presenta la información financiera más relevante de ENAGAS, S.A. correspondiente a los ejercicios 2001, 2000 y 1999.

V.2.1 *Balance de Situación al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.*

ACTIVO	Miles de euros		
	2001	2000	1999
Inmovilizado	2 402 065	2 355 736	2 359 502
Inmovilizaciones inmateriales	5 671	4 209	4 758
Gastos de investigación y desarrollo	11 827	10 424	8 410
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	4 752	4 397	4 354
Aplicaciones informáticas	3 802	2 042	2 045
Amortizaciones	(14 710)	(12 654)	(10 051)
Inmovilizaciones materiales	2 261 184	2 186 824	2 104 850
Terrenos y construcciones	72 731	70 486	98 312
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 727 548	2 539 986	2 456 821
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	9 628	9 008	12 111
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	350 523	357 920	268 116
Otro inmovilizado	19 246	17 608	21 964
Provisiones	(12 732)	(13 260)	(4 749)
Amortizaciones	(905 760)	(794 924)	(747 725)
Inmovilizaciones financieras	135 210	164 703	249 894
Participaciones en empresas del grupo	33 476	33 476	75 481
Créditos a empresas del grupo	79 655	85 250	92 781
Participaciones en empresas asociadas	5 322	24 944	19 622
Créditos a empresas asociadas	9 231	10 259	12 076
Cartera de valores a largo plazo	1 319	766	7 248
Otros créditos	572	1 340	1 460
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	617	220	1 054
Provisiones	(312)	(551)	(2 099)
Administraciones públicas a largo plazo	5 330	8 999	42 271
Gastos a distribuir en varios ejercicios	567	634	7 813

Activo circulante	<u>422 890</u>	<u>479 588</u>	<u>535 673</u>
Existencias	8 120	95 365	228 808
Materias primas y otros aprovisionamientos	8 120	6 544	24 515
Productos terminados	-	88 812	203 256
Subproductos, residuos y materiales recuperados	-	9	1 037
Deudores	<u>407 541</u>	<u>376 224</u>	<u>281 850</u>
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	25 305	25 899	13 516
Empresas del grupo, deudores	345 756	329 577	248 631
Empresas asociadas, deudores	32 326	21 101	16 436
Deudores varios	3 812	1 196	3 489
Personal	351	-	374
Administraciones públicas	1 540	-	953
Provisiones	(1 549)	(1 549)	(1 549)
Inversiones financieras temporales	<u>4 678</u>	<u>6 608</u>	<u>7 737</u>
Créditos a empresas del grupo	4 192	6 608	7 737
Créditos a empresas asociadas	486	-	-
Tesorería	<u>1 855</u>	<u>884</u>	<u>8 397</u>
Ajustes por periodificación	<u>696</u>	<u>507</u>	<u>8 881</u>
Total Activo	<u>2 825 522</u>	<u>2 835 958</u>	<u>2 902 988</u>

PASIVO	Miles de euros		
	2001	2000	1999
Fondos propios	778 703	862 228	1 421 009
Capital suscrito	358 705	358 705	540 909
Reserva de revalorización	342 505	342 505	348 199
Reserva legal	46 989	34 473	41 348
Reservas voluntarias	1 388	1 388	384 172
Pérdidas y ganancias (beneficios)	130 716	125 157	106 381
Dividendo activo a cuenta	(101 600)	-	-
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	601 856	605 850	584 576
Subvenciones de capital	410 579	400 175	363 384
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	191 277	205 675	221 192
Provisiones para riesgos y gastos	1 290	60 119	153 128
Provisiones para impuestos	-	59 358	57 747
Otras provisiones	1 290	761	95 381
Acreedores a largo plazo	943 233	893 467	390 129
Deudas con entidades de crédito	78 612	85 344	108 240
Deudas con empresas del grupo y asociadas	862 072	805 356	279 137
Deudas con empresas del grupo	862 072	805 356	279 137
Otros acreedores	2 549	2 767	2 752
Fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	-	-	41
Administraciones públicas a largo plazo	2 549	2 767	2 711
Acreedores a corto plazo	500 440	414 294	354 146
Deudas con entidades de crédito	79 034	23 326	6 890
Deudas con empresas del grupo y asociadas	321 914	274 673	148 350
Deudas con empresas del grupo	321 914	274 673	148 344
Deudas con empresas asociadas	-	-	6
Acreedores comerciales	85 228	97 046	181 616
Deudas por compras o prestaciones de servicios	85 228	97 046	181 616
Otras deudas no comerciales	14 264	19 249	17 290
Administraciones públicas	1 650	8 444	5 800
Otras deudas	1 837	500	1 221
Remuneraciones pendientes de pago	762	1 114	1 280
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	10 015	9 191	8 989
Total Pasivo	2 825 522	2 835 958	2 902 988

En el balance de situación destacan las siguientes fluctuaciones:

- Entre 1999 y 2000

- Los descensos entre 1999 y 2000 de los epígrafes de Terrenos y construcciones, Participaciones en empresas del grupo, Gastos a distribuir en varios ejercicios, Existencias, Reserva de revalorización, Reserva legal, Otras provisiones y Acreedores comerciales y, los aumentos de los epígrafes de Deudas con empresas del grupo (a largo y corto plazo) son consecuencia de las escisiones de las unidades económicas de aprovisionamiento de gas y arrendamiento inmobiliario producidas durante el año 2000 (con efecto 1 de julio).
- El descenso de Reservas Voluntarias corresponde a la distribución de dividendos con cargo a Reservas voluntarias realizado en 2000, tal como aprobó la Junta de Accionistas de 30 de octubre de 2000. Este reparto se registró como mayor deuda a pagar a empresas del grupo a largo plazo.
- El descenso de Acreedores comerciales es debido a que en 2000 las compras de gas se realizan a empresas del grupo debido a la escisión de la unidad económica de aprovisionamiento de gas realizada en 2000.
- Incremento en el inmovilizado material debido a las adquisiciones de activos de transporte de gas a Gas Natural SDG, S.A. y, a las inversiones en el gasoducto León-Oviedo y en la estación de compresión de Zamora, entre otras.
- Incremento en el saldo a cobrar de empresas del grupo producido por el incremento en las ventas de gas como consecuencia del incremento en el precio unitario de venta.

- Entre 2000 y 2001

- Incremento de inmovilizado material debido a la adquisición de activos de transporte de gas a Gas Natural SDG, S.A., así como a las inversiones en la planta de Cartagena realizadas en 2001.
- Descenso en el epígrafe de Participaciones en empresas asociadas debido a la venta de la participación (20,5%) en el capital social de Sociedad Gas de Euskadi, S.A., obteniéndose un beneficio de 14.554 miles de euros.
- Descenso de Productos terminados producido por la venta de las existencias de gas a Gas Natural SDG, S.A. a su valor neto contable.
- Incremento de Reserva legal por el reparto del resultado 2000.
- Descenso de la Provisión para impuestos producido por la sentencia favorable para Enagas, S.A. en relación con el acta de IGTE.
- Incremento de las Deudas con empresas del grupo debido al incremento de inversiones en inmovilizado material una vez deducida la venta de existencias y de Gas de Euskadi.

V.2.2 Cuenta de Pérdidas y Ganancias del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.

	Miles de euros		
	2001	2000	1999
INGRESOS			
Importe neto de la cifra de negocios	2 405 140	2 669 457	1 503 786
Otros ingresos de explotación	63 151	87 786	71 533
GASTOS			
Aprovisionamientos	(2 032 094)	(2 261 335)	(1 153 858)
Gastos de personal	(47 143)	(43 303)	(44 739)
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	(111 106)	(109 557)	(108 760)
Variación de las provisiones de tráfico	-	-	(10)
Otros gastos de explotación	(155 864)	(149 279)	(118 138)
Beneficios de explotación	122 084	193 769	149 814
Ingresos de participaciones en capital	7 817	8 290	3 781
Ingresos de otros valores negociables	5 406	5 418	4 764
Otros intereses e ingresos asimilados	659	5 383	5 105
Diferencias positivas de cambio	86	(*) 438	791
Gastos financieros y gastos asimilados	(40 488)	(25 243)	(12 423)
Variación de las provisiones de inversiones financieras	-	-	203
Diferencias negativas de cambio	(50)	(688)	(212)
Resultados financieros	(26 570)	(*) (6 408)	2 009
Beneficios de las actividades ordinarias	95 514	187 367	151 823
Variación de provisiones de inmovilizado	(553)	(403)	563
Beneficio de la enajenación de inmovilizado	15 262	14	5 926
Ingresos extraordinarios	61 749	687	3
Pérdidas procedentes del inmovilizado	(149)	(75)	(1)
Gastos extraordinarios	(2 964)	(64)	(171)
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	(1 041)	-	(8)
Ingresos y beneficios de otros ejercicios	-	120	568
Resultados extraordinarios positivos	72 304	279	6 880
Beneficios antes de impuestos	167 818	187 646	158 703
Impuesto sobre Sociedades	(37 102)	(62 489)	(52 322)
Beneficio del ejercicio	130 716	125 157	106 381

(*) En las cuentas anuales de Enagas, S.A. al 31 de diciembre de 2000 aparecen 435 y 6.405 miles de euros, respectivamente, debido a errores tipográficos.

En la cuenta de pérdidas y ganancias destaca lo siguiente:

- Entre 1999 y 2000

- Incremento del Importe neto de la cifra de negocios y de los Aprovisionamientos debido, principalmente, al incremento del precio unitario de compra y venta del gas.
- Incremento de Otros gastos de explotación debido al incremento de los servicios recibidos del Grupo Gas Natural.
- Incremento de los Gastos financieros producto del incremento de deuda con empresas del grupo.
- Descenso en Beneficio en venta de inmovilizado debido a que en 1999 se incluye el beneficio en la venta de la participación en Gas Galicia.

- Entre 2000 y 2001

- Descenso del Importe neto de la cifra de negocios y de Aprovisionamientos producto de la disminución de ventas de gas como consecuencia del proceso de liberalización del mercado, lo que provoca el pase de clientes industriales al mercado libre.
- Incremento de Otros gastos de explotación producto del incremento de costes corporativos y servicios informáticos.
- Incremento de los Gastos financieros producto del incremento de la deuda financiera por el pago de los dividendos con cargo a reservas y con cargo al resultado de 2000.
- Incremento del Beneficio en enajenación de inmovilizado debido a la plusvalía obtenida en la venta de la participación en Sociedad de Gas de Euskadi, S.A..
- Incremento en los Ingresos extraordinarios debido a la reversión de la Provisión para impuestos motivada por la sentencia favorable a Enagas, S.A. en relación con el Acta de IGTE.

V.2.3 Cuadro de Financiación del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores.

APLICACIONES	Miles de euros			ORIGENES	Miles de euros		
	2001	2000	1999		2001	2000	1999
Adquisición de Inmovilizado:				Recursos procedentes de las operaciones	151 036	212 127	269 007
Inmovilizaciones inmateriales	3 184	2 085	3 059	Ingresos a distribuir en varios ejercicios	(*) 28 584	54 896	20 206
Inmovilizaciones materiales	209 379	289 820	397 025	Deudas a largo plazo	49 766	503 432	245 325
Inmovilizaciones financieras	8 334	6 878	27 039	Enajenación de Inmovilizado:			
Dividendos del ejercicio anterior	112 641	478 527	-	Inmovilizaciones inmateriales	-	4	475
Dividendo a cuenta	101 600	-	-	Inmovilizaciones materiales	24 842	76 084	106 870
Cancelación o traspaso a corto plazo de deuda a largo plazo	-	-	-	Inmovilizaciones financieras	38 066	15 311	34 022
Salidas por efecto de la escisión	-	200 778	-	Salidas por efecto de escisión	-	-	7 114
Total aplicaciones	435 138	978 088	427 123	Total orígenes	(*)292 294	861 854	683 019
Exceso de orígenes sobre aplicaciones (aumento de capital circulante)			255 896	Exceso de aplicaciones sobre orígenes (disminución de capital circulante)	142 844	116 234	

(*) En las cuentas anuales del ejercicio 2001 aparecen los importes 28.582 y 292.292 miles de euros, respectivamente, debido a errores tipográficos.

Variación del capital circulante	Miles de euros					
	2001		2000		1999	
	Aumentos	Disminuciones	Aumentos	Disminuciones	Aumentos	Disminuciones
Existencias	-	87 245	106 841	-	57 828	-
Deudores	31 317	-	144 833	-	144 710	-
Acreedores	-	86 146	-	158 862	27 047	-
Inversiones financieras temporales	-	1 930	43	-	6 604	-
Tesorería	971	-	-	4 290	6 528	-
Ajuste por periodificación	189	-	-	4 022	6 065	-
Salidas por efecto de la escisión	-	-	-	200 777	7 114	-
	32 477	175 321	251 717	367 951	255 896	-
Variación del capital circulante	-	142 844	-	116 234	255 896	-

Recursos procedentes de las operaciones	Miles de euros		
	2001	2000	1999
Resultado del ejercicio	130 716	125 157	106 381
Aumento del resultado:	112 212	118 869	194 640
. Dotación a las amortizaciones	111 106	109 557	148 974
. Dotación a provisiones para riesgos y gastos	553	7 683	46 511
. Variación de provisiones de inmovilizado financiero	(239)	(1 548)	(2 081)
. Variación de provisiones de inmovilizado material	792	3 102	1 236
. Pérdidas enajenación inmovilizado	-	75	-
Disminución del resultado:	91 892	31 899	32 014
. Ingresos y gastos diferidos	32 510	(1 563)	32 014
. Provisiones aplicadas	59 382	33 448	-
. Beneficio enajenación de inmovilizado	-	14	-
	151 036	212 127	269 007

V.2.4 Evolución de los fondos propios durante los ejercicios 1999, 2000 y 2001.

	Distribución del resultado 1998		Distribución del resultado 1999		Distribución del resultado 1999		Distribución de reservas		Resultado 2000		Saldo 31.12.00		
	Saldo 01.01.99	Resultado 1998	Escisión	Resultado 1999	Saldo 31.12.99	Resultado 1999	Saldo 31.12.99	Distribución de reservas	Escisión	Resultado 2000	Saldo 31.12.00	Resultado 2000	Saldo 31.12.00
Capital suscrito	632 119	-	(91 210)	-	540 909	-	-	-	(182 204)	-	358 705	-	358 705
Reserva de revalorización	429 389	-	(81 190)	-	348 199	-	-	-	(5 694)	-	342 505	-	342 505
Reserva legal	38 563	9 756	(6 971)	-	41 348	10 638	-	-	(17 513)	-	34 473	-	34 473
Otras reservas	334 826	87 807	(38 461)	-	384 172	31 914	(*) (414 698)	-	-	-	1 388	-	1 388
Pérdidas y ganancias	97 563	(97 563)	-	106 381	106 381	(106 381)	-	-	-	125 157	125 157	-	125 157
	<u>1 532 460</u>	<u>-</u>	<u>(217 832)</u>	<u>106 381</u>	<u>1 421 009</u>	<u>(63 829)</u>	<u>(414 698)</u>	<u>(205 411)</u>	<u>(205 411)</u>	<u>125 157</u>	<u>862 228</u>	<u>125 157</u>	<u>862 228</u>

	Distribución del resultado 2000		Distribución del resultado 2001		Dividendo a cuenta 2001		Saldo 31.12.01	
	Saldo 31.12.00	Resultado 2000	Resultado 2001	Resultado 2001	Dividendo a cuenta 2001	Saldo 31.12.01	Resultado 2001	Saldo 31.12.01
Capital suscrito	358 705	-	-	-	-	358 705	-	358 705
Reserva de revalorización	342 505	-	-	-	-	342 505	-	342 505
Reserva legal	34 473	12 516	-	-	-	46 989	-	46 989
Otras reservas	1 388	-	-	-	-	1 388	-	1 388
Pérdidas y ganancias	125 157	(125 157)	130 716	130 716	-	130 716	-	130 716
Dividendo activo a cuenta	-	-	-	-	(101 600)	(101 600)	-	(101 600)
	<u>862 228</u>	<u>(112 641)</u>	<u>130 716</u>	<u>130 716</u>	<u>(101 600)</u>	<u>778 703</u>	<u>130 716</u>	<u>778 703</u>

(*) La Junta General de Accionistas celebrada el 30 de octubre de 2000 aprobó la distribución de un dividendo con cargo a reservas voluntarias por importe de 414.698 miles de euros.

V.2.5. Estado de Flujos de Caja del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores

	Miles de euros		
	2001	2000	1999
Resultado del ejercicio (beneficio neto)	130 716	125 157	106 381
Amortizaciones	111 106	109 557	148 974
Gastos / Ingresos diferidos netos	(32 510)	1 563	(32 014)
Beneficio / Pérdida en enajenación de inmovilizado	(15 113)	61	(5 925)
Abonos / Cargos netos de provisiones	(58 276)	(24 211)	45 666
Caja Neta proveniente de las actividades operativas antes de variaciones del capital circulante	135 923	212 127	263 082
Variación neta del capital circulante:			
(Aumento) / Disminución de deudores comerciales	(31 317)	(144 833)	(144 710)
(Aumento) / Disminución de existencias	87 245	(106 841)	(57 828)
(Aumento) / Disminución de acreedores circulante	86 146	158 862	(27 047)
(Aumento) / Disminución de inversiones financieras temporales	1 930	(43)	(6 604)
(Aumento) / Disminución de ajustes de periodificación	(189)	4 022	(6 065)
(Aumento) / Disminución efecto de escisión	-	197 553	(7 114)
Flujos netos de actividades ordinarias	279 738	320 847	13 714
Cash flows de actividades de inversión			
Enajenación de inmovilizado	78 021	91 399	147 292
Adquisición de inmovilizado	(220 897)	(298 783)	(427 123)
Aumento/(Disminución) por efecto de escisión	-	(200 777)	7 114
Flujos netos de actividades de inversión	(142 876)	(408 161)	(272 717)
Cash flows de actividades financieras			
Aumento/(Disminución) de deudas a largo plazo	78 350	558 328	265 531
Dividendos	(214 241)	(478 527)	-
Flujos netos de actividades financieras	(135 891)	79 801	265 531
Flujo neto de caja del periodo	971	(7 513)	6 528
Tesorería al inicio del ejercicio	884	8 396	1 868
Tesorería al final del ejercicio	1 855	883	8 396

V.2.6. Evolución del endeudamiento financiero neto del ejercicio 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores

	Miles de euros		
	2001	2000	1999
Deudas con entidades de crédito a largo plazo	78 612	85 344	108 240
Deudas con empresas del grupo a largo plazo	862 072	805 356	279 137
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	79 034	23 326	6 890
Tesorería	(1 855)	(884)	(8 397)
Total endeudamiento financiero neto	1 017 863	913 142	385 870

Las deudas con empresas del grupo a corto plazo corresponden a deudas por operaciones comerciales.

V.2.7. Fondo de Maniobra al 31 de diciembre de 2001 y comparación con los dos ejercicios anteriores

	Miles de euros		
	31.12.01	31.12.00	31.12.99
Activo circulante:	422 890	479 588	535 673
Existencias	8 120	95 365	228 808
Deudores	407 541	376 224	281 850
Inversiones financieras temporales	4 678	6 608	7 737
Tesorería	1 855	884	8 397
Ajustes por periodificación	696	507	8 881
Acreedores a corto plazo:	500 440	414 294	354 146
Deudas con entidades de crédito	79 034	23 326	6 890
Deudas con empresas del grupo y asociadas	321 914	274 673	148 350
Acreedores comerciales	85 228	97 046	181 616
Otras deudas no comerciales	14 264	19 249	17 290
Fondo de Maniobra	(77 550)	65 294	181 527

V.2.8. Evolución de los ratios de endeudamiento (individuales y consolidados) al 31 de diciembre de 2001, 2000 y 1999

Deudas con entidades de crédito a L/P + Deudas con entidades de crédito a C/P +
Deudas financieras con empresas del grupo a L/P + Deudas financieras con empresas del grupo a C/P

Fondos propios

Deuda total a largo plazo sobre deuda total

Acreeedores a largo plazo

Acreeedores a largo plazo + Acreeedores a corto plazo

Endeudamiento financiero total sobre deuda total

Deudas con entidades de crédito a L/P + Deudas con entidades de crédito a C/P +
Deudas financieras con empresas del grupo a L/P + Deudas financieras con empresas del grupo a C/P

Acreeedores a largo plazo + Acreeedores a corto plazo

Deuda financiera neta sobre recursos propios

Deudas con entidades de crédito a L/P + Deudas con entidades de crédito a C/P +
Deudas financieras con empresas del grupo a L/P + Deudas financieras con empresas del grupo a C/P –
Tesorería

Fondos propios

INDIVIDUALES

Ratios	31.12.2001	31.12.2000	31.12.1999
• Deuda financiera sobre recursos propios	1,31	1,06	0,28
• Deuda total a largo plazo sobre deuda total	0,65	0,68	0,52
• Endeudamiento financiero total sobre deuda total	0,71	0,70	0,53
• Deuda financiera neta sobre recursos propios	1,31	1,06	0,27

CONSOLIDADOS

Ratios	31.12.2001	31.12.2000 Proforma	31.12.1999 Proforma
• Deuda financiera sobre recursos propios	1,31	1,37	0,37
• Deuda total a largo plazo sobre deuda total	0,66	0,86	0,66
• Endeudamiento financiero total sobre deuda total	0,69	0,85	0,61
• Deuda financiera neta sobre recursos propios	1,31	1,37	0,37

V.3 INFORMACIONES CONTABLES CONSOLIDADAS DE ENAGAS, S.A. Y SUS SOCIEDADES PARTICIPADAS

A continuación se presenta la información consolidada más relevante de ENAGAS, S.A. y sus sociedades participadas correspondiente al ejercicio 2001, así como la información financiera consolidada proforma correspondiente a los ejercicios 2000 y 1999.

V.3.1 *Resumen de las hipótesis utilizadas para la preparación de los estados financieros consolidados pro forma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.*

Bases de presentación

Para la preparación de los estados financieros consolidados proforma se ha procedido de la siguiente manera:

- Se han ajustado las Cuentas Anuales auditadas de Enagas, S.A. al 31 de diciembre de 2000 y 1999 por los efectos de eliminar de las mismas las operaciones de escisión y otras operaciones realizadas por la Sociedad en los ejercicios 1999 y 2000, tal y como se indica en los apartados "Escisiones" y "Otras operaciones" siguientes.
- Los estados financieros resultantes de Enagas, S.A., una vez ajustados por las operaciones descritas anteriormente, se consolidaron siguiendo la normativa de consolidación española, con las Cuentas Anuales auditadas al 31 de diciembre de 2000 y 1999 de las sociedades participadas Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto Extremadura, S.A., Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A..

Escisiones

Durante el ejercicio 2000, la Junta General de Enagas, S.A. aprobó el 30 de octubre de 2000 los proyectos de escisión parcial de las unidades económicas de aprovisionamiento de gas y de arrendamiento inmobiliario de Enagas, S.A. al 30 de junio de 2000. Dichas unidades económicas pasaron a formar parte de Gas Natural SDG, S.A. con efectos 1 de julio de 2000.

Sobre las cuentas anuales de Enagas, S.A. al 31 de diciembre de 2000 y 31 de diciembre de 1999 se ha realizado lo siguiente para la preparación de los estados financieros consolidados proforma:

- Para el ejercicio 2000 se han identificado y eliminado las transacciones correspondientes a las unidades económicas de aprovisionamiento de gas y arrendamiento inmobiliario desde el 1 de enero de 2000 al 30 de junio de 2000, de forma que los estados financieros consolidados proforma de 2000 no incluyan transacciones y saldos correspondientes a dichas unidades económicas escindidas.
- Para el ejercicio 1999 se han identificado y eliminado las transacciones correspondientes a las unidades económicas de aprovisionamiento de gas y arrendamiento inmobiliario desde el 1 de enero de 1999 al 31 de diciembre de 1999, de forma que los estados financieros consolidados proforma de 1999 no incluyan transacciones y saldos correspondientes a dichas unidades económicas.

Motivado por la escisión de la unidad económica de aprovisionamiento de gas, a partir del 1 de julio de 2000 Enagas, S.A. realiza sus compras de gas a Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. y Sagane, S.A. en lugar de a los proveedores en origen. Debido a lo anterior y con el objetivo de que resulten comparables los importes de compras de gas de los ejercicios 1999 y 2000 de los estados financieros consolidados proforma, se han efectuado los siguientes ajustes en las cuentas anuales de Enagas, S.A. al 31 de diciembre de 1999 y 2000:

- Se ha sustituido el precio real de compra del gas en origen pagado por Enagas, S.A. (durante el primer semestre de 2000 y año 1999 completo) por un precio teórico de compra de gas basado en los acuerdos para la compra de gas aplicables a partir del 1 de julio 2000, establecidos en base a los costes de la materia prima (CMP) fijados en las tarifas de venta publicadas en el BOE.
- Este precio teórico se ha aplicado a las cantidades reales de gas compradas en los periodos mencionados, habiéndose obtenido de esta forma los importes de compras de gas (aprovisionamientos) que figuran en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada proforma de 1999 y 2000.

El resumen de los efectos, aumentos/(disminuciones), en los estados financieros consolidados proforma al 31 de diciembre de 1999 y 2000 de las operaciones anteriores es el siguiente:

	Miles de euros	
	1999	2000
TOTAL ACTIVO	(144 663)	(3 382)
Capital y reservas	(202 453)	2 712
Pérdidas y ganancias consolidadas	(18 843)	(71 107)
Total pasivo	76 633	65 013
TOTAL FONDOS PROPIOS Y PASIVO	(144 663)	(3 382)

Otras operaciones

Con el fin de completar el proceso de especialización de las actividades de Enagas, S.A., de acuerdo con el objeto social exclusivo definido en el Real Decreto Ley 6/2000, durante el ejercicio 2001 se han producido otras dos operaciones, cuyo impacto ha sido considerado en la preparación de los estados financieros consolidados proforma de 1999 y 2000, con la finalidad de que resulten comparables con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2001.

Dichas operaciones y su tratamiento en los estados financieros consolidados proforma han sido las siguientes:

- En el ejercicio 2001 se realizó la venta por parte de Enagas, S.A. a Gas Natural SDG, S.A. de la participación del 20,5 % en el capital social de Sociedad Gas Euskadi, sociedad dedicada a la distribución y a otras actividades incompatibles con el objeto social de Enagas, S.A.. A los efectos de la preparación de los estados financieros consolidados proforma, se ha considerado que la venta de esta participación fue realizada con anterioridad al 1 de enero de 1999. En consecuencia, el beneficio obtenido en dicha operación de 14.554 miles de euros, incrementa las reservas voluntarias y deduce por el mismo importe, más el importe del valor contable de la participación en Sociedad Gas de Euskadi de 19.622 miles de euros, la deuda a largo plazo con empresas del Grupo en los estados financieros consolidados proforma al 31 de diciembre de 1999 y 2000.
- En la escisión de la unidad económica de aprovisionamiento de gas a favor de Gas Natural SDG, S.A. mencionada en el apartado "Escisiones" anterior se transfirieron las existencias de gas. No obstante, por la operativa llevada a cabo en los meses sucesivos, Enagas, S.A. ha realizado determinadas adquisiciones de gas para existencias, por encima de lo estrictamente necesario para atender el suministro de gas al mercado regulado. Por dicho motivo, en el ejercicio 2001 Enagas, S.A. vendió a Gas Natural SDG, S.A. las existencias de gas que desde la fecha de escisión había comprado. A los efectos de la preparación de los estados financieros consolidados proforma, se ha considerado que las existencias de gas que Enagas, S.A. tenía al 31 de diciembre de 1999 y 2000, por importes de 203.256 y 87.513 miles de euros respectivamente, fueron transferidas a Gas Natural SDG, S.A. con anterioridad al cierre de dichos ejercicios, por sus respectivos valores netos contables. Como contrapartida, dichos importes se han deducido de la deuda a largo plazo con empresas del Grupo en la preparación de los estados financieros consolidados proforma.

V.3.2. Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2001 y comparación con los Balances de Situación Consolidados pro forma a 31 de diciembre de 2000 y 1999.

ACTIVO	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Inmovilizado	2 310 870	2 238 715	2 141 854
Gastos de establecimiento	42	244	456
Inmovilizaciones inmateriales	5 671	4 209	4 758
Gastos de investigación y desarrollo	11 827	10 424	8 410
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	4 752	4 397	4 357
Aplicaciones informáticas	3 802	2 042	2 042
Amortizaciones	(14 710)	(12 654)	(10 051)
Inmovilizaciones materiales	2 261 184	2 186 824	2 083 282
Terrenos y construcciones	72 731	70 486	68 899
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 727 548	2 539 986	2 456 786
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	9 628	9 008	8 396
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	350 523	357 920	268 116
Otro inmovilizado	19 246	17 608	17 769
Provisiones	(12 732)	(13 260)	(10 158)
Amortizaciones	(905 760)	(794 924)	(726 526)
Inmovilizaciones financieras	43 973	47 438	53 358
Créditos a empresas del grupo	28 958	39 808	44 433
Créditos a empresas asociadas	7 488	-	-
Cartera de valores a largo plazo	1 320	767	1 781
Otros créditos	572	1 340	1 371
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	617	220	221
Provisiones	(312)	(312)	(312)
Administraciones públicas a largo plazo	5 330	5 615	5 864
Gastos a distribuir en varios ejercicios	19 898	21 000	22 103
Activo circulante	423 814	388 253	295 074
Existencias	8 120	7 850	7 872
Materias primas y otros aprovisionamientos	8 120	7 841	6 836
Subproductos, residuos y materiales recuperados	-	9	1 036
Deudores	408 736	375 949	277 603
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	27 334	27 671	15 327
Empresas del grupo, deudores	343 911	327 399	240 540
Empresas asociadas, deudores	32 326	21 101	16 436
Deudores varios	2 730	1 200	3 573
Personal	351	-	374
Administraciones públicas	3 633	127	2 902
Provisiones	(1 549)	(1 549)	(1 549)
Inversiones financieras temporales	1 947	2 667	1 766
Créditos a empresas del grupo	1 524	2 305	1 766
Créditos a empresas asociadas	423	-	-
Cartera de valores a corto plazo	-	362	-
Tesorería	4 102	1 098	7 044
Ajustes por periodificación	909	689	789
Total Activo	2 754 582	2 647 968	2 459 031

PASIVO	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Fondos propios	779 643	807 488	1 212 836
Capital suscrito	358 705	358 705	358 705
Reserva de revalorización	342 505	342 505	342 505
Reserva legal	46 988	34 473	23 835
Reservas voluntarias	15 942	18 652	401 683
Reservas en soc. consolidadas por integ. proporcional	(741)	(1 281)	(8 616)
Pérdidas y ganancias consolidadas	117 844	54 434	94 724
Dividendo activo a cuenta	(101 600)	-	-
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	479 553	476 574	448 151
Subvenciones de capital	410 579	400 174	363 383
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	68 974	76 400	84 768
Provisiones para riesgos y gastos	1 290	60 119	58 774
Provisiones para riesgos y gastos	-	59 358	57 747
Otras provisiones	1 290	761	1 027
Acreeedores a largo plazo	985 513	1 121 758	490 963
Deudas con entidades de crédito	78 612	85 344	108 240
Deudas con empresas del grupo y asociadas	904 352	1 033 647	380 062
Deudas con empresas del grupo	904 352	1 033 647	380 062
Otros acreedores	2 549	2 767	2 661
Administraciones públicas a largo plazo	2 549	2 767	2 661
Acreeedores a corto plazo	508 583	182 029	248 307
Deudas con entidades de crédito	83 383	30 719	14 282
Deudas con empresas del grupo y asociadas	322 711	33 042	124 134
Deudas con empresas del grupo	322 711	33 042	123 901
Deudas con empresas asociadas	-	-	233
Acreeedores comerciales	85 231	97 065	88 668
Deudas por compras o prestaciones de servicios	85 231	97 065	88 668
Otras deudas no comerciales	17 258	21 203	21 223
Administraciones públicas	5 667	10 202	9 449
Otras deudas	814	695	1 505
Remuneraciones pendientes de pago	762	1 114	1 280
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	10 015	9 192	8 989
	2 754 582	2 647 968	2 459 031

En el activo del balance destacan las siguientes fluctuaciones:

- Entre 1999 y 2000

- Incremento del inmovilizado material debido a las adquisiciones de activos de transporte a Gas Natural SDG, S.A. y, las inversiones en el gasoducto León-Oviedo y en la estación de compresión de Zamora, entre otras.
- Incremento del saldo a cobrar de empresas del grupo producido por el incremento en las ventas de gas como consecuencia del incremento en el precio unitario de venta.

- Entre 2000 y 2001

- Incremento en el inmovilizado material debido a la adquisición de activos de transporte de gas a Gas Natural SDG, S.A., así como a las inversiones en la planta de Cartagena realizadas en 2001.

En el pasivo del balance destacan las siguientes fluctuaciones:

- Entre 1999 y 2000

- Incremento de la Reserva legal por el reparto del resultado de 1999.
- Descenso de las Reservas voluntarias debido al reparto del dividendo con cargo a Reservas voluntarias, tal como aprobó la Junta de Accionistas de 30 de octubre de 2000
- Incremento de la deuda con empresas del grupo a largo plazo debido al reparto de dividendos antes mencionado, así como al reparto de dividendos con cargo al resultado de 1999.

- Entre 2000 y 2001

- Incremento de la Reserva legal por el reparto del resultado de 2000.
- Descenso de la Provisión para impuestos producido por la sentencia favorable para Enagas, S.A. en relación con el Acta de IGTE.

V.3.3 Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada del ejercicio 2001 y comparación con las Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas pro forma correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.

	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Ingresos			
Importe neto de la cifra de negocios	2 414 258	2 662 983	1 500 214
Otros ingresos de explotación	51 284	71 686	39 526
Gastos			
Aprovisionamientos	(2 032 094)	(2 356 313)	(1 157 952)
Gastos de personal	(47 143)	(42 330)	(43 002)
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	(111 308)	(109 242)	(107 740)
Otros gastos de explotación	(136 884)	(123 172)	(91 214)
Beneficios de explotación	<u>138 113</u>	<u>103 612</u>	<u>139 832</u>
Ingresos en participaciones en capital	311	402	824
Ingresos de otros valores negociables	2 312	2 067	485
Otros intereses e ingresos asimilados	667	5 389	5 109
Diferencias positivas de cambio	85	435	791
Gastos financieros y gastos asimilados	(43 356)	(26 114)	(11 262)
Diferencias negativas de cambio	(50)	(688)	(212)
Resultados financieros	<u>(40 031)</u>	<u>(18 509)</u>	<u>(4 265)</u>
Beneficios de las actividades ordinarias	<u>98 082</u>	<u>85 103</u>	<u>135 567</u>
Beneficio de la enajenación de inmovilizado	3 420	14	5 926
Ingresos extraordinarios	61 751	808	571
Variación de provisiones de inmovilizado	(528)	(1 951)	564
Pérdidas procedentes del inmovilizado	(413)	(75)	(1)
Gastos extraordinarios	(2 966)	(77)	(171)
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	(1 041)	-	(8)
Resultados extraordinarios positivos	<u>60 223</u>	<u>(1 281)</u>	<u>6 881</u>
Beneficios antes de impuestos	<u>158 305</u>	<u>83 822</u>	<u>142 448</u>
Impuesto sobre Sociedades	(40 461)	(29 388)	(47 724)
Beneficio del ejercicio	<u>117 844</u>	<u>54 434</u>	<u>94 724</u>

En la cuenta de pérdidas y ganancias destaca lo siguiente:

- Entre 1999 y 2000

- Incremento del Importe neto de la cifra de negocios y de los Aprovisionamientos debido, principalmente, al incremento del precio unitario de compra y venta de gas.
- Incremento de Otros gastos de explotación debido al incremento de los servicios recibidos del Grupo Gas Natural.
- Incremento de los Gastos financieros producto del incremento de deuda con empresas del grupo.

- Entre 2000 y 2001

- Descenso del Importe neto de la cifra de negocios y de Aprovisionamientos producto de la disminución de ventas de gas como consecuencia del proceso de liberalización del mercado, lo que provoca el pase de clientes industriales al mercado libre.
- Incremento de Otros gastos de explotación producto del incremento de costes corporativos y servicios informáticos.
- Incremento de los Gastos financieros producto del incremento de la deuda financiera por el pago de dividendos con cargo a reservas y con cargo al resultado de 2000.
- Incremento en los Ingresos extraordinarios debido a la reversión de la Provisión para impuestos motivada por la sentencia favorable a Enagas, S.A. en relación con el Acta de IGTE.

V.3.4 *Resumen de los principales criterios contables utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2001 y de los estados financieros consolidados proforma de los ejercicios 2000 y 1999 (todos ellos denominados estados financieros consolidados, en el presente apartado V.3.4).*

Los estados financieros consolidados se han preparado de acuerdo con el Plan General de Contabilidad y la normativa de consolidación aplicable en España. Todas las sociedades del Grupo cierran el ejercicio el 31 de diciembre.

Las sociedades participadas por Enagas, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación han sido las siguientes:

Sociedad	% de participación
Gasoducto Al – Andalus, S.A. (España)	66,96
Gasoducto Extremadura, S.A. (España)	51,00
Gasoducto Campo Maior – Leiria – Braga, S.A. (Portugal)	12,00
Gasoducto Braga – Tuy, S.A. (Portugal)	49,00

Todas estas sociedades tienen como actividad el transporte de gas.

Existen otras participaciones directas e indirectas que no se han consolidado por representar un interés poco significativo respecto a la imagen fiel de los estados financieros consolidados.

La consolidación se ha realizado de la siguiente manera:

- Por el método de integración proporcional para las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto Extremadura, S.A., Gasoducto Campo Maior –Leiria - Braga, S.A. y Gasoducto Braga – Tuy, S.A., gestionadas conjuntamente con Transgas, S.A. (empresa portuguesa).
- Transacciones entre sociedades incluidas en el perímetro de consolidación:

Se han eliminado en el proceso de consolidación los créditos, débitos, ingresos y gastos y los resultados por operaciones con otras sociedades del Grupo en la proporción que representa la participación de Enagas, S.A. en el capital de aquéllas.

- Homogeneización de criterios

En las sociedades participadas en las que se sigue un criterio de contabilización y valoración distinto al del Grupo, se ha procedido en el proceso de consolidación a su ajuste, siempre que su efecto fuera significativo, con el fin de presentar los estados financieros consolidados en base a normas de valoración homogéneas.

- Conversión de estados financieros en moneda extranjera

Todas las Sociedades incluidas en el perímetro de consolidación, registran sus cuentas en euros, por lo que no ha sido necesario realizar conversión de estados financieros en moneda extranjera.

Los criterios contables más significativos aplicados en la formulación de los estados financieros consolidados son los que se describen a continuación:

a) Gastos de establecimiento

Corresponden a los gastos de constitución, primer establecimiento y ampliación de capital, que se amortizan en un período de cinco años, para los Gasoductos Al-Andalus, S.A. y Extremadura, S.A. y en cuatro años para el Gasoducto Braga – Tuy, S.A..

b) Inmovilizaciones inmateriales

Los elementos incluidos en el inmovilizado inmaterial figuran valorados a su precio de adquisición o a su coste de producción, amortizándose en un período de cinco años, excepto las concesiones administrativas que se amortizan en el periodo de concesión.

c) Inmovilizaciones materiales

Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se valoran al precio de adquisición o al coste de producción, con excepción de la revalorización efectuada como consecuencia de la actualización de balances realizada en el ejercicio de 1996 en Enagas, S.A..

Forman parte del inmovilizado material los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de infraestructura cuando su período de construcción supera un año.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente cuando suponen un aumento de su capacidad, productividad o prolongación de su vida útil, deduciendo en su caso el valor neto contable de los bienes sustituidos.

Se registra como inmovilizado material el gas inmovilizado no extraíble preciso para la explotación de los almacenamientos subterráneos de gas natural, amortizándose en el período de vida útil del almacenamiento subterráneo o en el período de arrendamiento si éste es menor.

Los importes relacionados con los trabajos efectuados para el inmovilizado material corresponden al coste directo de producción.

Se dotan las provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir las posibles contingencias que pueda generar la inactividad del inmovilizado.

El inmovilizado material se amortiza linealmente en base a su vida útil estimada. Los coeficientes de amortización que resultan de las vidas útiles estimadas, son los siguientes:

	Porcentaje Anual
Construcciones	2-3
Instalaciones técnicas (red de transporte)	3,33-5
Depósitos	5
Almacenamientos subterráneos	4
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	5-12
Útiles y herramientas	30
Mobiliario y enseres	10
Equipos informáticos	25
Elementos de transporte	16

d) Inmovilizaciones financieras

Los títulos sin cotización oficial se encuentran contabilizados a su coste de adquisición minorado, si fuese preciso, por las provisiones necesarias para reflejar las desvalorizaciones sufridas.

e) Gastos a distribuir en varios ejercicios

En Enagas, S.A. se registran como gastos a distribuir en varios ejercicios los pagos que se devengan en ejercicios futuros, aplicándose a resultados en el período que corresponda. En Gasoducto Campo Maior-Leiria – Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A. se recogen los derechos de transporte de gas y gastos financieros directamente relacionados, los cuales son amortizados de forma constante a una tasa del 4,35% al año.

f) Existencias

La materia prima, gas natural licuado, se valora al coste de adquisición FIFO (primera entrada-primera salida) resultando un valor igual o inferior al de mercado. El resto de materiales al coste promedio de las compras, resultando en ambos casos un valor igual o inferior al de mercado.

Se dotan las provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir la obsolescencia de los materiales.

g) Deudores y acreedores comerciales y no comerciales

Los débitos y créditos originados por las operaciones, ya sean o no consecuencia del tráfico normal del negocio, se registran por su valor nominal y se clasifican a corto o a largo plazo según sea su vencimiento inferior o superior a un ejercicio económico.

Se practican las correcciones valorativas que se estiman necesarias para provisionar el riesgo de insolvencia. Las cuentas de crédito se muestran por el importe dispuesto.

h) Reservas en sociedades consolidadas por integración proporcional

Estas reservas corresponden a la diferencia entre el valor contable de la participación en las sociedades consolidadas y el valor teórico contable (fondos propios) de las mismas.

i) Ingresos a distribuir en varios ejercicios

Las subvenciones de capital no reintegrables se aplican linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado que financian.

Para mostrar la imagen fiel las subvenciones de capital transferidas al resultado del ejercicio se aplican a Otros ingresos de explotación con el fin de correlacionarlas con las amortizaciones de los inmovilizados afectados.

Los importes recibidos por anticipado por los contratos de transporte de gas natural, se aplican a resultados en el período de los contratos.

j) Fondo de pensiones

El fondo de pensiones externo de Enagas, S.A. se constituye de acuerdo con el Plan de Pensiones firmado y adaptado a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones. Es un plan de contribución definida que cubre los compromisos adquiridos por la sociedad con el personal activo afectado. Reconoce unos derechos consolidados por servicios pasados y se compromete a la aportación mensual de un porcentaje medio del 6,8 % del salario computable. Es un plan de modalidad mixta destinado a cubrir tanto las prestaciones de jubilación, como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

k) Otras provisiones

Los compromisos de pago futuros correspondientes a responsabilidades probables o ciertas se materializan con la constitución de las correspondientes provisiones para riesgos y gastos. Su dotación se efectúa cuando estas circunstancias se ponen de manifiesto y en función del importe estimado de los riesgos.

l) Impuesto sobre Sociedades

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada recoge el gasto por el Impuesto sobre Sociedades de cada una de las sociedades consolidadas. En su cálculo se contempla la cuota del impuesto devengado en el ejercicio, el efecto del diferimiento de las diferencias producidas entre la base imponible del impuesto y el resultado contable antes de impuestos que revierten en períodos subsiguientes, así como las bonificaciones y deducciones de la cuota a que tiene derecho cada sociedad. Es política del Grupo registrar impuestos anticipados únicamente si no existen dudas de su recuperación futura.

m) Ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo, es decir, cuando se produce la corriente real de bienes y servicios que los mismos representan, con independencia del momento en que se produzca la corriente monetaria o financiera derivada de ellos.

Las ventas de gas se contabilizan en base a la facturación de los consumos. Los consumos de las sociedades distribuidoras de gas se registran a través de las lecturas mensuales de sus aparatos de medición.

Los ingresos en concepto de los servicios prestados por almacenamiento, transporte y regasificación (Acceso de Terceros a la Red) se contabilizan en base a la facturación de la prestación de dichos servicios, calculándose en función de las lecturas mensuales de las termias procesadas y transportadas.

n) Diferencias de cambio en moneda extranjera. La conversión en euros de los créditos y débitos en moneda extranjera se realiza aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre del ejercicio los saldos nominados en moneda extranjera se ajustan al tipo de cambio vigente en ese momento.

V.3.5 Cuadro de Financiación consolidado del ejercicio 2001 y comparación con el Cuadro de Financiación consolidado pro forma correspondiente al ejercicio 2000.

APLICACIONES	Proforma		ORIGENES	Proforma	
	2001	2000		2001	2000
Adquisición de Inmovilizado:			Recursos consolidados procedentes de las operaciones	216 751	231 100
Inmovilizaciones inmateriales	3 184	2 086	Subvenciones de capital	28 583	53 496
Inmovilizaciones materiales	209 379	288 922	Otras reservas	154	18 739
Inmovilizaciones financieras	4 273	4 878	Deudas a largo plazo	-	630 795
Dividendos del ejercicio anterior	112 640	478 521			
Dividendo a cuenta	101 600	-			
Disminución de acreedores a largo plazo	155 268	-			
Aplicación de provisión para riesgos y gastos	-	266			
Total aplicaciones	586 344	774 673	Total orígenes	245 488	934 130
Exceso de orígenes sobre aplicaciones (aumento de capital circulante)		159 457	Exceso de aplicaciones sobre orígenes (disminución de capital circulante)	340 856	
		934 130		586 344	

Variación capital circulante	2001		Miles de euros Proforma 2000	
	Aumentos	Disminuciones	Aumentos	Disminuciones
Deudores	32 788	-	98 346	-
Acreedores	-	288 903	66 278	-
Existencias	-	87 245	-	22
Inversiones financieras temporales	-	720	901	-
Tesorería	3 004	-	-	5 946
Ajustes por periodificación	220	-	-	100
	36 012	376 868	165 525	6 068
Variación capital circulante	-	340 856	159 457	-

Recursos consolidados procedentes de las operaciones	Miles de euros	
	2001	Proforma 2000
Beneficio del ejercicio	117 844	54 434
Dotación para amortizaciones	111 308	107 244
Gastos a distribuir en varios ejercicios	1 102	1 103
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	(25 606)	(25 073)
Dotación/(Aplicación) neta de provisión para riesgos y gastos	(58 829)	1 611
Bajas de inmovilizado material	26 163	77 881
Bajas de inmovilizado financiero	45 297	10 798
Variación provisión inmovilizado material	(528)	3 102
Recursos consolidados procedentes de las operaciones	<u>216 751</u>	<u>231 100</u>

V.3.6 Evolución de los fondos propios consolidados durante el ejercicio 2001 y de los fondos propios consolidados proforma durante el ejercicio 2000.

Ejercicio 2001	Miles de euros				
	Saldo	Distribución		Resultado	Dividendo
	01.01.01	de resultado	Otros	ejercicio	a cuenta
		2000			2001
					31.12.01
Capital suscrito	358 705	-	-	-	358 705
Reserva de revalorización	342 505	-	-	-	342 505
Reserva legal	34 473	12 515	-	-	46 988
Reservas voluntarias	4 099	-	11 843	-	15 942
Reservas consolidadas por integración proporcional	(1 281)	386	154	-	(741)
Reservas consolidadas en situaciones especiales	(3 782)	15 625	(11 843)	-	-
Pérdidas y ganancias consolidadas	141 166	(141 166)	-	117 844	117 844
Dividendo activo a cuenta	-	-	-	-	(101 600)
	<u>875 885</u>	<u>(112 640)</u>	<u>154</u>	<u>117 844</u>	<u>(101 600)</u>
					<u>779 643</u>

Proforma Ejercicio 2000	Miles de euros				
	Saldo	Distribución	Distribución	Resultado	Saldo
	31.12.99	de Resultado	de Reservas	Ejercicio	31.12.00
		1999		2000	
Capital suscrito	358 705	-	-	-	358 705
Reserva de revalorización	342 505	-	-	-	342 505
Reserva legal	23 835	10 638	-	-	34 473
Reservas voluntarias	401 683	30 303	(414 698)	1 364	18 652
Reservas en Soc. consolidadas por I. Prop.	(8 616)	(10 040)	-	17 375	(1 281)
Pérdidas y ganancias consolidadas	94 724	(94 724)	-	-	54 434
	<u>1 212 836</u>	<u>(63 823)</u>	<u>(414 698)</u>	<u>18 739</u>	<u>54 434</u>
					<u>807 488</u>

V.3.7. Estado de Flujos de Caja consolidado del ejercicio 2001 y comparación con el Estado de Flujos de Caja consolidado pro forma del ejercicio 2000

A continuación se incluyen los Estados de flujos de caja consolidado del ejercicio 2001 y consolidado proforma de 2000. No se incluye el correspondiente al consolidado proforma 1999 dado que no se han preparado los estados financieros consolidados (ni reales, ni proforma) de 1998 y por lo tanto, no es posible obtener el estado de flujos de caja de 1999.

	Miles de euros	
	Consolidado 2001	Consolidado Pro forma 2000
Resultado del ejercicio (beneficio neto)	117 844	54 434
Amortizaciones	111 308	107 244
Gastos / Ingresos diferidos netos	(24 504)	(23 970)
Beneficio / Pérdida en enajenación de inmovilizado	(5 925)	61
Abonos / Cargos netos de provisiones	(59 357)	4 713
Caja Neta proveniente de las actividades operativas antes de variaciones del capital circulante	139 366	142 482
Variación neta del capital circulante:		
(Aumento) / Disminución de deudores comerciales	(32 788)	(98 346)
(Aumento) / Disminución de existencias	87 245	22
(Aumento) / Disminución de acreedores circulante	288 903	(66 278)
(Aumento) / Disminución de inversiones financieras temporales	720	(901)
(Aumento) / Disminución de ajustes de periodificación	(220)	100
Flujos netos de actividades ordinarias	483 226	(22 921)
Cash flows de actividades de inversión		
Enajenación de inmovilizado	77 385	88 618
Adquisición de inmovilizado	(216 836)	(295 886)
Flujos netos de actividades de inversión	(139 451)	(207 268)
Cash flows de actividades financieras		
Otras reservas	154	18 739
Aumento / (Disminución) de deudas a largo plazo	(126 685)	684 025
Dividendos	(214 240)	(478 521)
Flujos netos de actividades financieras	(340 771)	224 243
Flujo neto de caja del periodo	3 004	(5 946)
Tesorería al inicio del ejercicio	1 098	7 044
Tesorería al final del ejercicio	4 102	1 098

V.3.8. Endeudamiento financiero consolidado neto correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el endeudamiento financiero consolidado pro forma neto correspondientes a los ejercicios 2000 y 1999.

	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Deudas con entidades de crédito a largo plazo	78 612	85 344	108 240
Deudas con empresas del grupo a largo plazo	904 352	1 033 647	380 062
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	83 383	30 719	14 282
Tesorería	(4 102)	(1 098)	(7 044)
Total endeudamiento financiero neto	1 062 245	1 148 612	495 540

Las deudas con empresas del grupo a corto plazo corresponden a deudas por operaciones comerciales.

V.3.9. Fondo de Maniobra consolidado correspondiente al ejercicio 2001 y comparación con el Fondo de Maniobra consolidado pro forma correspondiente a los ejercicios 2000 y 1999

	Miles de euros		
	2001	Proforma 2000	Proforma 1999
Activo circulante:	423 814	388 253	295 074
Existencias	8 120	7 850	7 872
Deudores	408 736	375 949	277 603
Inversiones financieras temporales	1 947	2 667	1 766
Tesorería	4 102	1 098	7 044
Ajustes por periodificación	909	689	789
Acreedores a corto plazo:	508 583	182 029	248 307
Deudas con entidades de crédito	83 383	30 719	14 282
Deudas con empresas del grupo y asociadas	322 711	33 042	124 134
Acreedores comerciales	85 231	97 065	88 668
Otras deudas no comerciales	17 258	21 203	21 223
Fondo de maniobra	(84 769)	206 224	46 767

CAPÍTULO VI

LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DEL EMISOR

ÍNDICE

VI.1. IDENTIFICACIÓN Y FUNCIÓN DE LOS ADMINISTRADORES Y ALTOS DIRECTIVOS

- VI.1.1.** Miembros del órgano de administración.
- VI.1.2.** Delegación de facultades y Reglamento del Consejo de Administración.
- VI.1.3.** Reglamento Interno de Conducta.
- VI.1.4.** Directores y demás personas que asumen la gestión al nivel más elevado.

VI.2. CONJUNTO DE INTERESES EN LA SOCIEDAD DE ADMINISTRADORES, ALTOS DIRECTIVOS Y OTROS PROFESIONALES.

- VI.2.1.** Acciones con derecho a voto y otros valores que den derecho a su adquisición.
- VI.2.2.** Participaciones en las transacciones de los miembros del Consejo de Administración y Altos Directivos.
- VI.2.3.** Importes de los sueldos, dietas y remuneraciones.
- VI.2.4.** Obligaciones en materia de pensiones y seguros de vida.
- VI.2.5.** Anticipos, créditos concedidos y garantías en vigor constituidas por la Sociedad Emisora a favor de los Administradores y Altos Directivos.
- VI.2.6.** Actividades significativas ejercidas por los administradores fuera de la Sociedad.

VI.3. CONTROL SOBRE EL EMISOR.

VI.4. RESTRICCIONES ESTATUTARIAS A LA ADQUISICIÓN POR TERCEROS DE PARTICIPACIONES EN LA SOCIEDAD.

VI.5. PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS EN EL CAPITAL DE LA SOCIEDAD.

VI.6. NÚMERO APROXIMADO DE ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD.

VI.7. PRESTAMISTAS DE MÁS DEL 20% DE LA DEUDA A LARGO PLAZO DE LA SOCIEDAD.

VI.8. CLIENTES O SUMINISTRADORES SIGNIFICATIVOS.

VI.9. ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN DEL PERSONAL EN EL CAPITAL.

VI.10. RELACIÓN DE LA SOCIEDAD CON SUS AUDITORES DE CUENTAS.

VI.11. PRINCIPALES OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS.

CAPÍTULO VI

LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DEL EMISOR

VI.1 IDENTIFICACIÓN Y FUNCIÓN DE LOS ADMINISTRADORES Y ALTOS DIRECTIVOS

VI.1.1 *Miembros del órgano de administración*

Composición del Consejo de Administración

En la fecha de registro del presente Folleto el Consejo de Administración está compuesto por las siguientes personas:

	<u>Nombre</u>	<u>Fecha de primer nombramiento como Consejero</u>	<u>Representación</u>
Presidente:	Antonio González- Adalid García-Zozaya	29-09-2000 (1)	Ejecutivo(2)
Vocales:	José Manuel Basañez Villaluenga	07-11-1994	Dominical(2)
	Antonio Brufau Niubó	07-09-1994	Dominical(2)
	Isidro Fainé Casas	07-09-1994	Dominical(2)
	José Luis López de Silanes Busto	29-07-1999	Dominical (2)
	Ramón Blanco Balín	29-07-1999	Dominical (2)
	Juan Badosa Pages (3)	31-05-2002	Independiente
	Rafael Villaseca Marco	31-05-2002	Independiente
	Robert Malpas	31-05-2002	Independiente
	Dionisio Martínez Martínez (4)	31-05-2002	Independiente
	José Riva Francos	31-05-2002	Independiente
	José Manuel Fernández Norniella (5)	31-05-2002	Independiente
Secretario No Consejero:	Luis Pèrez de Ayala Becerril	22- 12- 2000	
Vicesecretario No Consejero	Beatriz Martínez-Falero García	22-12- 2000	

(1) Nombrado Presidente el 22 de mayo de 2002, aunque era consejero con anterioridad

(2) Consejeros designados por Gas Natural

(3) De acuerdo con lo que se indica en el apartado VI.2.7., el señor Badosa ha sido directivo del Grupo REPSOL-YPF y es un reconocido experto en el sector del gas.

(4) De acuerdo con lo que se indica en el apartado VI.2.7, el señor Martínez es Consejero de Invercaixa y es un reconocido abogado y fiscalista.

(5) De acuerdo con lo que se indica en el apartado VI.2.7, el señor Fernández Norniella es consejero de ENDESA y un profesional de reconocido prestigio y experiencia.

Una vez finalizada la Oferta y dependiendo de la estructura accionarial resultante, Gas Natural propondrá la renuncia o el cese de hasta tres de los Consejeros Dominicales de GAS NATURAL SDG para permitir el nombramiento de hasta 3 consejeros en representación de accionistas titulares de participaciones relevantes. Dicho cese y nombramiento (por cooptación) se realizarán en un Consejo de Administración a celebrar antes del 16 de julio de 2002. En el supuesto de que no se produjera el nombramiento de consejeros en representación de otros accionistas relevantes, Gas Natural propondrá la reestructuración del Consejo de Administración para acomodarlo a la nueva realidad accionarial.

Con anterioridad al registro de este Folleto, Gas Natural no ha alcanzado ningún pacto ni ha mantenido conversaciones con inversores potenciales a los que se haya asegurado la presencia en el Consejo de Administración de ENAGAS, una vez finalizada la Oferta. Gas Natural no tiene intención de mantener conversaciones ni realizar pactos con inversores, a ese respecto, con anterioridad a la adjudicación de acciones.

La gestión, administración y representación de ENAGAS, sin perjuicio de las facultades que con arreglo a la Ley y a los Estatutos corresponden a la Junta General, están encomendadas al Consejo de Administración. Los Estatutos Sociales de ENAGAS no establecen limitaciones para la elegibilidad de Consejeros ni del Presidente.

El Consejo, conforme a lo establecido en el artículo 38 de los Estatutos, se considera válidamente constituido cuando concurran a la reunión, presentes o representados, la mitad más uno de sus componentes. Los acuerdos se adoptan por mayoría absoluta de los concurrentes a la sesión. No se requieren mayorías reforzadas para la adopción de determinados acuerdos, salvo las expresamente previstas en la Ley. El Presidente del Consejo no goza de voto de calidad.

En la fecha de verificación del presente Folleto, el número de consejeros está fijado por la Junta General en 12, dentro del número mínimo (6) y máximo (16) fijado por el artículo 35 de los Estatutos Sociales.

Los Consejeros son elegidos por la Junta General por un plazo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos indefinidamente por períodos de igual duración. No existe edad límite para ser consejero.

El Consejo elige de entre sus miembros a su Presidente y puede nombrar a un Vicepresidente. Conforme a lo dispuesto en el artículo 43 de los Estatutos Sociales, corresponde al Presidente: la representación individual de la Sociedad, en juicio y fuera de él; convocar y presidir las reuniones del Consejo de Administración y, en su caso, de la comisión ejecutiva; dirigir las deliberaciones de los órganos de la Sociedad que presida; velar por el fiel cumplimiento de los acuerdos adoptados por dichos órganos; ejercer la alta dirección de todos los servicios de la sociedad; llevar la firma social; y cualesquiera otras facultades que legal o estatutariamente le estén atribuidas.

El Consejo elige también un Secretario, que puede no ser consejero, y puede nombrar un Vicesecretario que, igualmente, puede no ser miembro del Consejo.

Los Consejeros pueden desempeñar en la Sociedad cualquier otro cargo o puesto gratuito o retribuido, salvo incompatibilidad legal o discrecional del Consejo.

Los Estatutos Sociales establecen que el Consejo se debe reunir, por lo menos, una vez cada 2 meses, y siempre que lo estime pertinente el Presidente o así lo soliciten la mayoría de los Consejeros. No obstante, hasta la fecha el Consejo de Administración de ENAGAS se reúne habitualmente con una periodicidad mensual.

VI.1.2 Delegación de facultades y Reglamento del Consejo de Administración.

a) Delegación de Facultades:

- **Consejero Delegado:** El artículo 42 de los Estatutos Sociales establece que el Consejo de Administración podrá designar un Consejero Delegado, y delegarle las facultades que crea necesarias. En la fecha de registro del presente Folleto, el Consejo de Administración de ENAGAS no ha designado Consejero Delegado.
- **Comisión Ejecutiva:** El artículo 42 de los Estatutos Sociales establece que el Consejo de Administración podrá designar de su seno una Comisión Ejecutiva, determinando, en cada caso, su composición y las personas que ostenten los cargos dentro de la misma. La Comisión Ejecutiva se reunirá cuantas veces la convoque el Presidente o lo pida la mayoría de sus miembros. En la fecha de registro del presente Folleto, el Consejo de Administración no tiene designada Comisión Ejecutiva.

- Comisión de Nombramientos y Retribuciones: El artículo 42 de los Estatutos Sociales establece que el Consejo de Administración podrá designar de su seno una Comisión de Nombramientos y retribuciones con facultades ejecutivas en materia de retribuciones del personal de alta dirección y con facultades de información, asesoramiento y propuesta en materia de nombramientos y retribuciones, si bien el Reglamento del Consejo a que se refiere el siguiente apartado b) epígrafe limita las funciones a las de estudio y propuestas al Consejo sobre las materias de su competencia. A la fecha de registro del Folleto no está todavía constituida la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, si bien es intención del Consejo constituirla una vez concluida la Oferta, como se menciona más adelante.
- Comisión de Auditoría y Cumplimiento: Igualmente, el artículo 42 de los Estatutos Sociales prevé que el Consejo de Administración pueda designar, de su seno una Comisión de Auditoría y Cumplimiento, regulando su funcionamiento interno y su composición. A la fecha de registro del Folleto no está todavía constituida la Comisión de Auditoría y Cumplimiento, si bien es intención del Consejo constituirla una vez concluida la Oferta, como se menciona más adelante.

b) Reglamento del Consejo de Administración

El Consejo de Administración de ENAGAS en su reunión del 22 de mayo de 2002 aprobó el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo ("Reglamento del Consejo") siguiendo algunas de las recomendaciones contenidas en el Informe sobre el Gobierno de las Sociedades Cotizadas, elaborado por la Comisión especial para el estudio de un Código Ético de los Consejos de Administración de las Sociedades, hecho público en el mes de febrero de 1998 (generalmente conocido como "Código Olivencia"). ENAGAS considera que el Reglamento del Consejo se ajusta a la mayoría de las recomendaciones del mencionado Código Olivencia.

El contenido básico del Reglamento del Consejo, que entró en vigor el mismo día de su aprobación, afecta entre otros aspectos, al Consejo de Administración, a la retribución de sus miembros, a la composición y funciones de los Comités del mismo y a los conflictos de interés, siendo los aspectos más relevantes los siguientes:

Consejo de Administración:

- Corresponde al Consejo de Administración la realización de cuantos actos resulten necesarios para el cumplimiento del objeto social previsto en los Estatutos. El criterio que ha de presidir en todo momento la actuación del Consejo de Administración es la maximización del valor de la empresa.
- El Consejo se reserva expresamente, entre otras, las siguientes facultades: (i) la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de ENAGAS, S.A. como del Grupo ENAGAS; (ii) la aprobación del Plan Estratégico del Grupo y de sus Presupuestos Anuales; (iii) la aprobación de las operaciones que entrañen la disposición de activos sustanciales de la Compañía y las grandes operaciones societarias, (iv) la emisión en serie de obligaciones u otros títulos similares, (v) concesión de afianzamiento y (vi) cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas.
- El Reglamento del Consejo establece tres categorías de Consejeros: ejecutivos (con competencias ejecutivas y de alta dirección en la Sociedad), cuyo número no podrá exceder de tres, dominicales (propuestos por quienes son titulares de participaciones significativas estables en el capital de la Sociedad, pudiendo recaer el nombramiento en quienes realicen funciones ejecutivas) e independientes (los no incluidos en las categorías anteriores y que cumplan los requisitos que para dichos consejeros independiente se indican en el epígrafe siguiente "Consejeros").

No existe en el Reglamento una regla específica sobre la proporción que debe existir entre los diversos tipos de Consejeros (a excepción de la regla relativa al número máximo de consejeros ejecutivos).

- Todos los Consejeros tienen los mismos derechos, deberes y responsabilidades.

Consejeros:

- El nombramiento de consejeros deberá recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencia personales adecuados al ejercicio de sus funciones.

- No podrán ser propuestos o designados como Consejeros Independientes quienes, en ese momento estén vinculados a los Accionistas significativamente, así como quienes desempeñen o hayan desempeñado en los dos últimos años puestos de Alta Dirección en la Sociedad; los familiares directos de quien sea o haya sido en los últimos dos años Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad; las personas que directa o indirectamente hayan realizado o percibido pagos de la Sociedad que pudieran comprometer su independencia y, en general, cuantas personas tengan alguna relación con la gestión ordinaria de la compañía o se hallen vinculadas por razones profesionales o comerciales con los Consejeros ejecutivos o con otros Altos Directivos de la Sociedad..
- No se establece ningún requisito especial para el acceso al cargo de Presidente o Vicepresidente.
- El Reglamento regula los derechos y deberes de los Consejeros, entre ellos su deber de abstención en caso de conflictos ocasionales de interés y la limitación para ejercer determinadas actividades que puedan suponer conflictos de interés con la Sociedad.

Comisiones

El Reglamento del Consejo prevé la constitución de las siguientes Comisiones: Comisión Ejecutiva, Comisión de Auditoría y Control y Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

- La Comisión Ejecutiva, estará integrada por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de cinco Consejeros, pertenecientes a los tres grupos diferentes de Consejeros existentes. No está prevista, por el momento, la constitución de una Comisión Ejecutiva.
- La Comisión de Auditoría y Cumplimiento, estará integrada por un máximo de cuatro Consejeros. Corresponde al Consejo de Administración la designación de sus miembros. El Presidente de la Comisión, también designado por el Consejo, no tendrá voto de calidad. La Comisión tiene funciones de estudio y propuestas al Consejo, principalmente sobre (i) nombramiento o sustitución de auditor externo para su aprobación por la Junta General, así como sus emolumentos, (ii) seguimiento del desarrollo de la auditoría anual, (iii) Investigación de cualquier aspecto interno relacionado con la actividad de auditoría, (iv) Seguimiento de la actuación del sistema de control financiero interior, y (v) revisión de la información sobre actividades y resultados de la Compañía que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil.

En la fecha de verificación del presente Folleto no se ha constituido la Comisión de Auditoría y Cumplimiento, si bien es intención del Consejo constituirla una vez concluida la Oferta, como se menciona más adelante.

- La Comisión de Nombramientos y Retribuciones estará integrada por un máximo de cuatro Consejeros. Corresponde al Consejo de Administración la designación de sus miembros. El Presidente de la Comisión, también designado por el Consejo, no tendrá voto de calidad. La Comisión tiene funciones de estudio y de propuesta al Consejo sobre, entre otros, (i) criterios de retribución de los Consejeros de la Sociedad, (ii) política general de remuneración de los Directivos del Grupo ENAGAS, (iii) directrices relativas al nombramiento, selección, carrera, promoción y despido de altos Directivos, (iv) revisión de la estructura del Consejo de Administración, criterios que deban informar la renovación estatutaria de los Consejeros, la incorporación de nuevos miembros y (v) Informar al Consejo sobre las transacciones que impliquen o puedan implicar conflictos de intereses.

En la fecha de verificación y registro del presente Folleto no se ha constituido la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, si bien es intención del Consejo constituirla una vez concluida la Oferta, como se menciona más adelante.

Gas Natural se compromete a llevar a cabo cuantas medidas estén a su alcance para que, en un Consejo de Administración de ENAGAS, a celebrar antes del 16 de julio de 2002, se propongan y adopten las siguientes modificaciones al Reglamento del Consejo:

- (i) La Comisión de nombramientos y retribuciones, que informa sobre los conflictos de interés, deberá estar compuesta, en su mayoría, por consejeros independientes.
- (ii) La Comisión de Auditoría y Cumplimiento no incluirá a ningún consejero ejecutivo.
- (iii) El Consejo de Administración quedará obligado a reflejar en la Memoria Anual información sobre las transacciones realizadas con accionistas significativos (volumen de las

operaciones y naturaleza de las más relevantes), a fin de que todos los demás accionistas puedan conocer su alcance e importancia.

- (iv) El consejo deberá estar vigilante ante la posible distribución asimétrica de la información entre accionistas y por el acceso de los accionistas significativos a información reservada de la sociedad.
- (v) Obligación de abstención de los Consejeros en el supuesto de que se plantee un conflicto de interés entre ENAGAS y una sociedad, no perteneciente al Grupo ENAGAS, de la que el Consejero sea también miembro del órgano de administración.

Asimismo en dicho Consejo se nombrarán a los integrantes de las Comisiones de Auditoría y Cumplimiento y de Nombramientos y Retribuciones.

También está previsto el estudio de la modificación del Reglamento Interno de Conducta en aquellos aspectos relativos a los conflictos de interés y medidas para mitigarlos.

VI.1.3 Reglamento Interno de Conducta

En cumplimiento de lo dispuesto en el Real Decreto 629/1993, de 3 de mayo, sobre normas de actuación en los mercados de valores y registros obligatorios, el Consejo de Administración de ENAGAS, en su sesión celebrada el 22 de mayo de 2002, ha aprobado un Reglamento Interno de Conducta que contiene las normas de actuación en relación con los valores emitidos por ENAGAS que se negocien en mercados organizados.

Dicho Reglamento, cuyo texto ha sido depositado en los registros de la CNMV, entrará en vigor el día en que comience la negociación de las acciones de ENAGAS en las Bolsas de Valores españolas. El Reglamento contiene, entre otros aspectos, reglas sobre confidencialidad de la información, operaciones de las personas incluidas en su ámbito, política de autocartera, comunicaciones de hechos relevantes y conflictos de interés.

El Reglamento Interno de Conducta es de aplicación a las siguientes personas:

- Los miembros del Consejo de Administración;
- Los miembros del Comité de Dirección;
- Los Directores Generales y, en su caso, miembros del Consejo de Administración y del Comité de Dirección de las sociedades filiales o participadas en las que ENAGAS tenga el control de su gestión y;
- En general, a todas aquellas personas que tengan acceso a información privilegiada o reservada de la Sociedad.

VI.1.4. Directores y demás personas que asumen la gestión al nivel más elevado

Además del Presidente, Antonio González Adalid, los Directores y demás personas que asumen la gestión de ENAGAS al nivel más elevado, integrantes del Comité de Dirección (en adelante, "Altos Directivos") son las siguientes:

Nombre	Cargo
Diego de Reina Lovera	Director Financiero
Luis J. Calderón Castro	Director de Relaciones Externas
José Antonio Velasco San Pedro	Director de Tecnología, Construcción y Medioambiente
Ignacio Carbonell Porras	Director de Sistemas de Información
Francisco Javier Alcaide Guindo	Director de Planificación y Desarrollo
Erundino Neira Quintas	Director de Recursos Humanos
Luis Pérez de Ayala Becerril	Director de Asuntos Jurídicos

VI.2 CONJUNTO DE INTERESES EN LA SOCIEDAD DE ADMINISTRADORES, ALTOS DIRECTIVOS Y OTROS PROFESIONALES**VI.2.1 Acciones con derecho a voto y otros valores que den derecho a su adquisición**

Teniendo en cuenta que los únicos accionistas de ENAGAS hasta la fecha son Gas Natural (100% menos 20 acciones) y La Propagadora del Gas, S.A., los miembros del Consejo de Administración de ENAGAS, así como los directores y demás personas que asumen la gestión de ENAGAS no son titulares de ninguna acción de ENAGAS, sin perjuicio de lo que pudiera resultar en su caso de los sistemas retributivos a que hace referencia el apartado VI.9 siguiente

VI.2.2 Participación en las transacciones de los miembros del Consejo de Administración y Altos Directivos.

Los miembros del Consejo de Administración, los Altos Directivos de la Sociedad y las demás personas que asumen su representación al nivel más elevado no participan actualmente en transacciones inusuales o relevantes de ENAGAS. En el apartado VI.11 se describen las principales operaciones con partes vinculadas.

VI.2.3 Importes de los sueldos, dietas y remuneraciones.

Los miembros del Consejo de Administración de ENAGAS devengaron durante los ejercicios 2000, 2001 y primer trimestre de 2002, los importes siguientes:

(importes en euros)	2000	2001	1er trimestre 2002
Sueldos y salarios	172.000	601.012	127.715
Dietas	262.000	288.500	78.678
Retribuciones en especie	430	3.770	2.568
Total	434.430	893.289	214.054

Respecto del ejercicio 2001, la diferencia entre el importe total (893.289 euros) y el que aparece reflejado en la memoria individual de ese ejercicio (924.000 euros), se explica porque en la memoria se incluye un importe de 30.646 euros pagado por la Sociedad en concepto de seguros de vida (ver apartado VI.2.5. siguiente) al anterior presidente en su condición de directivo de la Sociedad. Los miembros del Consejo de Administración de ENAGAS no forman parte de los Consejos de Administración de las Sociedades que componen el Grupo ENAGAS, por lo que no perciben retribución ni dieta alguna.

El anterior presidente del Consejo de Administración percibió durante el primer trimestre del ejercicio 2002 una indemnización como consecuencia de su cese por importe de 3.081 miles de euros.

El Comité de Dirección actual de ENAGAS se constituyó como tal en el ejercicio 2001, durante los ejercicios anteriores no existía un comité de dirección de la Sociedad, siendo personal empleado y retribuido directamente por Gas Natural quienes realizaban las funciones propias del comité de dirección.

Durante el ejercicio 2001 y durante el primer trimestre del ejercicio 2002 los componentes del comité de dirección (excluido el Presidente) han percibido los siguientes importes:

(importes en euros)	2001	1er trimestre 2002
Sueldos y salarios	1.011.314	226.522
Retribuciones en especie	17.920	9.506
Total	1.029.234	236.028

Ciertos Altos Directivos de ENAGAS son miembros de Consejos de Administración de las Sociedades del Grupo ENAGAS, sin embargo no perciben remuneración alguna por esta condición.

Adicionalmente, ENAGAS tiene constituido para los miembros del Comité de Dirección (además de otros Directivos, tal y como se indica en el capítulo IV), e incluidos los consejeros que forman parte del Comité de Dirección, en su condición de directivos un concepto retributivo con el fin de recompensar su permanencia y la no concurrencia de actividades. A fecha 31 de diciembre de 2001, y primer trimestre de 2002, los ingresos realizados y las participaciones acumuladas en el Fondo de Inversión Mobiliaria, cuya gestora es BBVA Gestión, S.A., SGIIC, a través del cual se articula este concepto retributivo, tenían, para estos colectivos, un valor de:

(importes en euros)	2001	Primer trimestre 2001
Aportaciones realizadas		
Consejeros	81.737,65	20.434,41
Comité de Dirección	87.751,67	21.937,92
Valor Participaciones		
Consejeros	580.841,51	570.306,88
Comité de Dirección	531.245,01	521.609,90

Los importes aportados por la Sociedad se calculan individualmente en función de un porcentaje, variable fijado anualmente para cada tramo de salario. En 2001 los porcentajes aplicados fueron los siguientes:

Salario Euros	Aportación %
Superior a 186.775	16
Entre 139.527 y 186.775	14
Entre 109.924 y 139.527	12
Entre 88.589 y 109.924	9
Entre 80.460 y 88.589	7
80.459 o inferior	6

Las participaciones (o su importe equivalente) pasan a ser titularidad de los sujetos incluidos en el colectivo en caso de jubilación a los 65 años, al cumplir 30 años en la empresa, despido improcedente y abandono de la empresa a iniciativa de ésta.

El artículo 35 vigente de los Estatutos Sociales establece lo siguiente:

“Los Consejeros, con independencia de la remuneración que se menciona más adelante, tendrán derecho al cobro de dietas por asistencia a las sesiones del Consejo de Administración, así como el pago de los gastos de desplazamiento que origine la asistencia a las reuniones que se celebren, todo ello en la forma y cuantía que se acuerde por la Junta General de Accionistas.

Además de las dietas previstas anteriormente, la Sociedad destinará en cada ejercicio a retribuir a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 4% del beneficio líquido, que sólo podrá ser retraída después de estar dotada la reserva legal y otras que fueren obligatorias y de haberse reconocido a los accionistas un dividendo del 4%. Dicha suma será distribuida por acuerdo del propio Consejo de Administración, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada Consejero, su dedicación efectiva y su asistencia a las reuniones de los órganos sociales. El Consejo podrá no aplicar la totalidad de la participación en beneficios los años en que así lo estime oportuno, en cuyo caso no se devengarán derechos para los Consejeros por la parte no aplicada.

Los Consejeros podrán ser remunerados adicionalmente con la entrega de acciones de la sociedad, derecho de opción sobre acciones o de otros valores que den derecho a la obtención de acciones o mediante sistemas retributivos referenciados al valor de cotización de las acciones. La aplicación de dichos sistemas deberá ser acordada por la Junta General, que determinará el valor de las acciones que se tome como referencia, el número de acciones a entregar a cada Consejero, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el plazo de duración del sistema que se acuerde y cuantas condiciones estime oportunas.

La retribución prevista en este artículo será compatible e independiente de los sueldos, retribuciones, indemnizaciones, pensiones o compensaciones de cualquier clase, establecidas con carácter general o singular para aquellos miembros del Consejo de Administración que mantengan con la Sociedad una relación laboral común o especial de alta dirección o de servicios, relaciones que serán compatibles con la condición de miembro del Consejo de Administración.”

Por otro lado, el Reglamento del Consejo establece que los Consejeros tendrán derecho a obtener la retribución que se fije por el Consejo de Administración con arreglo a las previsiones estatutarias y a la vista del informe emitido por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

VI.2.5. Obligaciones en materia de pensiones y seguros de vida

Las obligaciones contraídas en materia de pensiones respecto de los miembros del Consejo de Administración ascienden en el ejercicio 2001a 6.616,51 euros, y a 6.610,04 euros en el ejercicio 2002.

Respecto de las personas que componen el Comité de Dirección (sin incluir a consejeros), la aportación por la Sociedad durante el ejercicio 2001 al Plan de Pensiones asciende a 45.440 euros y a 26.839 euros durante el primer trimestre del ejercicio 2002.

Las aportaciones de ENAGAS en materia de seguros de vida a los miembros del Consejo (aunque se hacen en concepto de directivos) durante el ejercicio 2001 ascendieron a 30.646,25 euros y a 11.346,02 euros durante el primer trimestre del ejercicio 2002.

Las aportaciones de ENAGAS en materia de seguros de vida a los miembros del Comité de Dirección (sin incluir a los consejeros) durante el ejercicio 2001 ascendieron a 14.737,81 euros y a 7.661,56 euros durante el primer trimestre del ejercicio 2002.

VI.2.6. Anticipos, créditos concedidos y garantías en vigor constituidas por la Sociedad Emisora a favor de los Administradores o Altos Directivos

A 31 de diciembre de 2001 la Sociedad tenía concedidos préstamos a los Consejeros por importe de 135.380,55 euros siendo el capital pendiente de amortizar de 122.362,23 euros. A 31 de marzo de 2002 el capital pendiente de amortizar ascendía a 119.442,96 euros, siendo el tipo de interés aplicable a los contratos de préstamo el 70% del tipo de interés legal cada año (en 2002= 70% sobre 4,25%) y la fecha de vencimiento el 31 de diciembre de 2009.

Asimismo, ENAGAS ha concedido préstamos a los miembros del Comité de Dirección (sin incluir a los consejeros) por importe de 75.013,21 quedando, a 31 de diciembre de 2001 pendiente de amortización 55.105,75 euros y 52.263,03 euros a 31 de marzo de 2002

VI.2.7. Actividades significativas ejercidas por los administradores fuera de la Sociedad.

Los Consejeros de ENAGAS ostentan, en la actualidad, los siguientes cargos en otras sociedades mercantiles cotizadas o relevantes no pertenecientes al GRUPO ENAGAS:

<u>Nombre</u>	<u>Cargos en otras sociedades cotizadas y/o relevantes</u>
Antonio González- Adalid García-Zozaya	Consejero de GAS NATURAL SDG hasta Abril 2002
José Manuel Basañez Villaluenga	Presidente de CAPRABO Consejero de SABA APARCAMIENTOS Presidente de MEEFF AIAF SENAF HOLDING DE MERCADOS FINANCIEROS.

Consejero de GAS NATURAL SDG e INMOBILIARIA COLONIAL.

Antonio Brufau Niubó	Presidente de GAS NATURAL SDG, S.A. Director General del Grupo "la Caixa" Consejero de REPSOL, AGUAS DE BARCELONA, ACESA, INMOBILIARIA COLONIA Y CAIXA HOLDING
Isidro Fainé Casas	Director General del Grupo "la Caixa" Presidente de ACESA. Vicepresidente de TELEFÓNICA y de AGUAS DE BARCELONA Consejero de GAS NATURAL SDG, SOCIEDAD DE APARCAMIENTOS DE BARCELONA, INMOBILIARIA COLONIAL y CAIXA HOLDING, BPI-SGPS, CAIXABANK ANDORRA Y CAIXABANK FRANCE.
José Luis López de Silanes Busto	Consejero Delegado de GAS NATURAL SDG, S.A. Consejero o Presidente de diversas filiales del Grupo GAS NATURAL
Ramón Blanco Balín	Vicepresidente Corporativo, no consejero, de Grupo REPSOL YPF Consejero de GAS NATURAL SDG, S.A., Consejero de ERCROS y Consejero de NH HOTELES
Juan Badosa Pages	Presidente de Repsol Química y Vicepresidente Corporativo no consejero de Repsol-YPF, S.A. hasta marzo de 2002
Rafael Villaseca Marco	Consejero de Grupo PANRICO Y AMPER S.A. Presidente de TUNELES Y ACCESOS DE BARCELONA SAC Y DE TUNEL DE CADÍ SAC, participada por LA CAIXA
Robert Malpas	Presidente de FERGHANA PARTNERS LTD y de INDUSTRIAL TRUST Consejero de Evolution plc y SpecialChem S.A. (Paris).
Dionisio Martínez Martínez	Consejero de INVERCAIXA Vocal de la Comisión General de Codificación
José Riva Francos	Vicepresidente y Consejero Delegado de las empresas del Grupo VAPORES SUARDIAZ Consejero de ALDEASA y de LOGISTA
José Manuel Fernández Nomiella	Presidente del Consejo Superior de Cámaras de Comercio e Industria. Presidente del Grupo EBRO-PULEVA. Consejero de ENDESA Miembro del Consejo Asesor de ABENGOA.

Los Altos Directivos no realizan actividades relevantes fuera de su actividad en la Sociedad.

VI.3 CONTROL SOBRE EL EMISOR

A la fecha de registro del presente Folleto Informativo, el principal accionista de ENAGAS es la Sociedad Gas Natural, SDG, S.A. con una participación directa e indirecta del 100% (directa 100% menos 20 acciones titularidad de la Sociedad Propagadora del Gas, S.A., siendo Gas Natural titular 100% de las acciones representativas del capital social de esta última)

Si se vendieran todas las acciones objeto de la presente Oferta Pública de Venta y se ejercitara en su totalidad la opción de compra (green-shoe) que Gas Natural concederá a las Entidades Aseguradoras de los Tramos Institucionales, Gas Natural sería titular de acciones que representan un 35% del capital social de ENAGAS.

En el supuesto de que no se ejerciera la opción de compra (green-shoe) por las Entidades Coordinadoras Globales, la participación de Gas Natural en el capital social de ENAGAS excedería del 35%, participación máxima que una entidad puede ostentar en el capital social de ENAGAS, en virtud de lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998. Es intención de Gas Natural, en este caso, vender de forma ordenada el exceso sobre dicho 35% una vez transcurrido el periodo de 180 días desde la Fecha de Admisión a Cotización a que se refiere el epígrafe 9º del apartado II.12.3.1 de este Folleto. Durante ese periodo y conforme a lo previsto en la mencionada Disposición Adicional Vigésima, Gas Natural no ejercerá los derechos políticos que correspondan a las acciones que excedan del 35% del capital social de ENAGAS.

VI.4 RESTRICCIONES ESTATUTARIAS A LA ADQUISICIÓN POR TERCEROS DE PARTICIPACIONES EN LA SOCIEDAD

Las acciones de ENAGAS son libremente transmisibles, no existiendo ningún precepto estatutario que suponga restricción o limitación alguna a la adquisición de participaciones en ENAGAS por parte de terceros ajenos a la misma.

El artículo 27 de los Estatutos Sociales establece que podrán asistir y votar en las Juntas Generales los accionistas que con cinco días de antelación a aquél en que haya de celebrarse la Junta posean 100 acciones que deberán figurar inscritas en el correspondiente registro contable de las entidades adheridas al Servicio de Compensación y Liquidación de Valores o de la entidad que lo sustituya.

Los accionistas que no posean el número de acciones señalado podrán agruparse y otorgar su representación a otro accionista, siendo acumulables las que correspondan a cada persona por derecho propio y por representación. Los accionistas con derecho de asistencia podrán hacerse representar en la Junta General por otra persona aunque esta no sea accionista.

Lo anterior se entiende sin perjuicio de lo dispuesto en 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, la cual 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 aquella, de forma concertada o formando parte de una unidad de decisión.
- A los socios junto a los que aquella 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 tendientes 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.

Adicionalmente, de acuerdo con lo indicado en el Capítulo III:

- 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. Asimismo, 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, ni 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.
- La Ley 55/1999, de 29 de diciembre, 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, salvo que sea autorizado por el Consejo de Ministros.

VI.5 PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS EN EL CAPITAL DE LA SOCIEDAD

A la fecha de registro del presente Folleto, Gas Natural y Propagadora del Gas, S.,A. son los únicos accionistas de ENAGAS.

VI.6 NÚMERO APROXIMADO DE ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

A la fecha de registro del presente Folleto, Gas Natural y Propagadora del Gas, S.,A. son los únicos accionistas de ENAGAS

VI.7 PRESTAMISTAS DE MÁS DEL 20% DE LA DEUDA A LARGO PLAZO DE LA SOCIEDAD

A 31 de diciembre de 2001, la única entidad que participaba en un importe superior al 20% en las deudas a largo plazo de la Sociedad era Gas Natural, accionista mayoritario de ENAGAS, en virtud del contrato de línea de crédito otorgado con fecha 29 de febrero de 2000, por importe de 390 millones de euros, cuya finalidad era financiar el plan de inversiones de la Sociedad. Con fecha 30 de octubre de 2000, el límite máximo del crédito se amplió a 961 millones de euros. El importe dispuesto a 31 de marzo de 2002, incluyendo los intereses devengados, asciende a 792 millones de euros, que representaba el 91,4% % sobre el total de la deuda de ENAGAS.

De acuerdo con lo indicado en el apartado IV.4.7., 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.

VI.8 CLIENTES O SUMINISTRADORES SIGNIFICATIVOS

Conforme se describe con más detalle en el Capítulo IV y en el apartado VI.11 siguiente, el Grupo Gas Natural es el único suministrador de gas de ENAGAS y el mayor cliente de ENAGAS, en cuanto que las ventas de gas a las distribuidoras del grupo GAS NATURAL alcanzaron, en el año 2001, aproximadamente, un 86 por 100 del total de ventas de ENAGAS para el mercado regulado. . Asimismo 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.

Con independencia de Gas Natural y las sociedades que componen su grupo, no existen clientes o suministradores significativos que supongan, individualmente, un porcentaje de concentración igual o superior al 25% de las ventas o compras totales de la Sociedad.

VI.9 ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN DEL PERSONAL EN EL CAPITAL

A la fecha de registro del presente Folleto no existe participación alguna del personal en el capital de la Sociedad, sin embargo es intención de ENAGAS establecer un sistema de retribución para Directivos referenciado al valor de las acciones, sin que hasta la fecha se haya decidido la forma de instrumentar el mismo. El mencionado sistema de retribución podrá consistir bien en la entrega de acciones, opciones sobre acciones, obligaciones convertibles o en cualquier otra fórmula, por lo que podría requerir de acuerdos de ampliación de capital o emisión de obligaciones convertibles, que implicarían la exclusión del derecho de suscripción preferente. No existe plazo concreto para la implantación del plan, aunque en ningún caso la misma se realizará antes del 2003.

VI.10 RELACIÓN DE LA SOCIEDAD CON SUS AUDITORES DE CUENTAS

Durante el ejercicio 2001, de la facturación total girada al Grupo ENAGAS por PRICEWATERHOUSE COOPERS AUDITORES, S.L. y las restantes compañías integradas en su Grupo, un 87,4% (188.267,85 euros) correspondió a servicios de auditoría y un 12,6% (27.189,78 euros) a servicios profesionales ajenos a la auditoría.

VI.11 PRINCIPALES OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS Y CONFLICTOS DE INTERES

De acuerdo con lo descrito en el capítulo IV, las principales relaciones de ENAGAS con partes vinculadas son las siguientes:

a) Relaciones con el Grupo Gas Natural:

(i) 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 aumentará al 100 por 100 a partir de enero de 2004) que, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto Ley 6/2000 se ha asignado a ENAGAS, 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 € 1.936.352.981.

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.

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.

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.

ENAGAS es el único Transportista que adquiere gas para el suministro al mercado a tarifa. En consecuencia con lo anterior, teniendo en cuenta el actual marco normativo y contractual entre ENAGAS y Gas Natural, Gas Natural considera que difícilmente pueden surgir conflictos de interés que no estén ya regulados.

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. 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. No existe ninguna obligación legal que exija a Gas Natural alquilar las mencionadas reservas a ENAGAS.

Con motivo 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 .

(ii) Actividad de ATR:

En este Mercado, la actividad de ENAGAS, se limita básicamente a actuar como Transportista (incluyendo regasificación, almacenamiento y transporte). Gas Natural es el principal transportista en España, por lo que actualmente, Gas Natural debe necesariamente utilizar los servicios de regasificación, transporte y almacenamiento que presta ENAGAS.

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.

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 es utilizado por ENAGAS para cubrir las necesidades de regasificación propias de ENAGAS para atender el mercado regulado, de forma que ENAGAS, anualmente, determina qué cantidad de regasificación necesita para el año siguiente, cantidad que queda a su disposición.

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.

En este mercado, Gas Natural considera que la intervención de la CNE, como órgano de resolución de los conflictos del mercado, especialmente en los conflictos de acceso de terceros a la red, es garante de la resolución de cualquier conflicto de interés que pudiera surgir, frente a terceros.

(iii) 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.

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.

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.

(iv) Relaciones financieras

De acuerdo con lo que se explica en el apartado IV.4.7. 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%. El vencimiento del contrato 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. Una vez cancelado el préstamo con Gas Natural desaparecería el potencial conflicto de interés con Gas Natural.

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.

(b) Grupo Repsol YPF y accionistas significativos (La Caixa y BBVA)

ENAGAS ha suscrito contratos de regasificación y transporte a largo plazo (más de 15 años) con REPSOL-YPF.

- 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.

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.

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.

- De acuerdo con lo indicado en el Capítulo IV, en la actualidad se están llevando a cabo las acciones necesarias para suscribir pólizas de seguros industriales 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..

ENAGAS tiene líneas 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 euros . 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
- BBVA : En el año 2001 el Banco concedió a ENAGAS una línea de crédito por un importe total de 36 Millones de euros. 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.

De acuerdo con lo indicado anteriormente la Caixa y BBVA, entre otros, han hecho una oferta en firme a ENAGAS para refinanciar la línea de crédito con Gas Natural.

Un sindicato de entidades de crédito (que incluye a la Caixa) garantiza los porcentajes de principal e intereses de un préstamo concedido por el BEI que se describe en el Capítulo 0.

Medidas mitigadoras de los potenciales conflictos de interés con Gas Natural SDG:

Gas Natural considera que los siguientes aspectos son mitigadores de las situaciones de eventuales conflictos de interés:

1. ENAGAS opera en un mercado altamente regulado. La regulación existente nacional y europea determinan el alcance de las actividades que desarrolla ENAGAS.

2. El sector gasista se encuentra supervisado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Creada por la Ley del Sector de los Hidrocarburos, 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.
3. Las responsabilidades de los administradores de las sociedades anónimas viene suficientemente regulada en el artículo 133 de la Ley de Sociedades Anónimas que determina la responsabilidad de éstos, frente a la sociedad, los accionistas y los acreedores sociales, del daño que causen por actos contrarios a la Ley, a los estatutos o por los realizados sin la diligencia con la que deben desempeñar su cargo.
4. Finalmente Gas Natural, en el marco de la salida a Bolsa de ENAGAS, ha promovido las siguientes medidas, descritas en este Capítulo que mitigan posibles conflictos de interés con accionistas significativos:
 - a. La Junta General de Accionistas de ENAGAS ha designado a seis consejeros independientes, sobre un total de 12 consejeros.
 - b. El Consejo de Administración de ENAGAS ha aprobado un Reglamento del Consejo, en el que conforme se describe anteriormente se han incluido las siguientes reglas, protectoras de posibles conflictos de interés:
 - (i) Deberes de los consejeros de independencia y defensa del interés social
 - (ii) Deber del consejero de abstenerse en los asuntos en que se halle directa o indirectamente interesado personalmente. Se considerará que también existe interés personal del Consejero cuando el asunto afecte a un miembro de su familia o a una sociedad no perteneciente al Grupo ENAGAS, en la que desempeñe un puesto directivo o tenga una participación significativa en su capital.
 - (iii) Reserva de competencia a favor del Consejo en las aprobaciones de transacciones con accionistas significativos, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones
5. Adicionalmente, tal y como se ha descrito anteriormente, se prevén, entre otras, las siguientes modificaciones a dicho Reglamento:
 - a. Composición mayoritaria de consejeros independientes en la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, que es la que informa de potenciales conflictos de interés con accionistas significativos.
 - b. Exclusión de consejeros ejecutivos de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento
 - c. Obligación de transparencia en las operaciones con accionistas significativos.
 - d. Obligación de vigilancia del Consejo ante distribución asimétrica de información.
 - e. Obligación de abstención de los Consejeros en el supuesto de que se plantee un conflicto de interés entre ENAGAS y una sociedad, no perteneciente al Grupo ENAGAS, de la que el Consejero sea también miembro del órgano de administración.

CAPITULO VII
EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR

ÍNDICE

VII.1. INTRODUCCIÓN

VII.2 INDICACIONES GENERALES SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LOS NEGOCIOS DEL EMISOR CON POSTERIORIDAD AL CIERRE DEL ÚLTIMO EJERCICIO

- VII.2.1.** Balances de Situación Individual de ENAGAS a 31 de marzo de 2002 y 2001
- VII.2.2.** Cuenta de Pérdidas y Ganancias Individual de ENAGAS a 31 de marzo 2002 y 2001
- VII.2.3.** Balance de Situación consolidado de Grupo ENAGAS a 31 de marzo de 2002 y 2001
- VII.2.4.** Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de Grupo ENAGAS a 31 de marzo 2002 y 2001
- VII.2.5.** Estado de flujos de caja (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2002 y 2001.
- VII.2.6.** Estructura financiera y fondo de maniobra (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2002 y 2001.
- VII.2.7.** Evolución de los ratios de endeudamiento (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2001 y 2002.
- VII.2.8.** Evolución de los negocios de Grupo ENAGAS durante el primer trimestre de 2002.

VII.3. PERSPECTIVAS DEL EMISOR

- VII.3.1.** Perspectivas comerciales, industriales y financieras
- VII.3.2.** Política de inversiones
- VII.3.3.** Política de dividendos
- VII.3.4.** Estructura financiera y endeudamiento
- VII.3.5.** Política de amortizaciones

CAPITULO VII

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR

VII. 1. INTRODUCCIÓN

- Se incorporan como **Anexo 1** al presente Folleto los Estados financieros individuales y consolidados correspondientes a los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2002 y 2001, junto con los Informes de Revisión Limitada correspondientes.
- Como consecuencia de la nueva normativa aplicable al sector gasista español publicada en el Boletín Oficial del Estado el 18 de febrero de 2002 y aplicable a partir del 19 de febrero de 2002 las cifras del epígrafe Importe neto de la cifra de negocios de la cuenta de pérdidas y ganancias al 31 de marzo de 2002 y 2001 no resultan comparables.

**VII.2. INDICACIONES GENERALES SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LOS NEGOCIOS DEL EMISOR
CON POSTERIORIDAD AL CIERRE DEL ÚLTIMO EJERCICIO**

VII.2.1 Balances de Situación Individual de ENAGAS a 31 de marzo de 2002 y 2001

ACTIVO	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
Inmovilizado	2 409 293	2 357 204
Inmovilizaciones inmateriales	7 954	4 283
Gastos de investigación y desarrollo	12 155	10 828
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	6 428	4 397
Aplicaciones informáticas	4 566	2 042
Amortizaciones	(15 195)	(12 984)
Inmovilizaciones materiales	2 266 179	2 190 460
Terrenos y construcciones	72 731	72 119
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 763 613	2 544 771
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	10 053	9 098
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	347 744	381 713
Otro inmovilizado	19 238	17 783
Provisiones	(12 732)	(13 260)
Amortizaciones	(934 468)	(821 764)
Inmovilizaciones financieras	135 160	162 461
Participaciones en empresas del grupo	33 476	33 476
Participaciones en empresas asociadas	5 322	24 944
Créditos a empresas del grupo	79 655	82 945
Créditos a empresas asociadas	9 231	10 108
Cartera de valores a largo plazo	1 319	766
Otros créditos	568	1 359
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	621	220
Provisiones	(312)	(312)
Administraciones públicas a largo plazo	5 280	8 955
Gastos a distribuir en varios ejercicios	551	617
Activo circulante	264 886	378 635
Existencias	8 285	99 715
Materias primas y otros aprovisionamientos	8 285	7 972
Productos terminados	-	91 743
Deudores	249 581	269 455
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	60 091	43 941
Empresas del grupo, deudores	120 276	197 152
Empresas asociadas, deudores	47 165	25 580
Deudores varios	4 826	3 445
Personal	288	15
Administraciones públicas	18 484	871
Provisiones	(1 549)	(1 549)
Inversiones financieras temporales	5 652	8 083
Créditos a empresas del grupo	5 071	8 083
Cartera de valores a corto plazo	581	-
Tesorería	1 003	1 218
Ajustes por periodificación	365	164
Total Activo	2 674 730	2 736 456

PASIVO	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
Fondos propios	812 227	774 853
Capital suscrito	358 705	358 705
Reserva de revalorización	342 505	342 505
Reserva legal	46 988	34 473
Reservas voluntarias	1 388	1 388
Remanente	130 716	125 155
Pérdidas y ganancias	33 525	14 799
Dividendo activo a cuenta	(101 600)	(102 172)
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	614 622	623 286
Subvenciones de capital	428 291	421 024
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	186 331	202 262
Provisiones para riesgos y gastos	2 051	60 595
Provisiones para riesgos y gastos	-	59 358
Otras provisiones	2 051	1 237
Acreedores a largo plazo	868 792	890 091
Deudas con entidades de crédito	74 298	81 978
Deudas con empresas del grupo	792 000	805 356
Deudas con empresas del grupo	792 000	805 356
Otros acreedores	2 494	2 757
Administraciones públicas a largo plazo	2 494	2 757
Acreedores a corto plazo	377 038	387 631
Deudas con entidades de crédito	78 317	14 305
Deudas con empresas del grupo y asociadas	203 178	289 201
Deudas con empresas del grupo	203 178	289 201
Acreedores comerciales	66 703	59 648
Deudas por compras o prestaciones de servicios	66 703	59 648
Otras deudas no comerciales	28 840	24 477
Administraciones públicas	19 700	13 330
Otras deudas	1 756	4 585
Remuneraciones pendientes de pago	328	542
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	7 056	6 020
Total Pasivo	2 674 730	2 736 456

En el activo de balance destacan las siguientes fluctuaciones significativas:

- Venta de la participación en Sociedades Gas de Euskadi, S.A. en abril de 2001 a Gas Natural, SDG, S.A. obteniéndose una plusvalía de 14.554 miles de euros.
- Venta de las existencias de gas en julio de 2001 a Gas Natural SDG, S.A. por su valor neto contable.

En el pasivo del balance destacan las siguientes fluctuaciones significativas:

- Eliminación de la provisión para riesgos y gastos por importe de 59.358 miles de euros como consecuencia de la sentencia favorable para ENAGAS, S.A. en relación con el acta sobre el IGTE.

VII.2.2. Cuenta de Pérdidas y Ganancias Individual de ENAGAS a 31 de marzo 2002 y 2001

	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
INGRESOS		
Importe neto de la cifra de negocios	567 605	752 124
Otros ingresos de explotación	16 242	15 370
GASTOS		
Aprovisionamientos	(445 158)	(662 360)
Gastos de personal	(12 323)	(11 581)
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	(29 392)	(27 170)
Otros gastos de explotación	(38 086)	(37 039)
Beneficios de explotación	58 888	29 344
Ingresos en participaciones en capital	-	2 711
Ingresos de otros valores negociables	983	1 489
Otros intereses e ingresos asimilados	92	108
Diferencias positivas de cambio	2	12
Gastos financieros y gastos asimilados	(8 527)	(12 635)
Diferencias negativas de cambio	(8)	(38)
Resultados financieros	(7 458)	(8 353)
Beneficios de las actividades ordinarias	51 430	20 991
Ingresos extraordinarios	-	238
Beneficio de la enajenación de inmovilizado	147	79
Resultados extraordinarios positivos	147	317
Beneficios antes de impuestos	51 577	21 308
Impuesto sobre Sociedades	(18 052)	(6 509)
Beneficio del periodo	33 525	14 799

En la cuenta de pérdidas y ganancias destaca lo siguiente:

- Ausencia de comparabilidad del Importe neto de la cifra de negocios como consecuencia de lo mencionado en el capítulo VII.1 Introducción.
- Descenso de los aprovisionamientos (fundamentalmente compras de gas) motivado por el pase de clientes industriales al mercado libre, con la consiguiente reducción del consumo industrial a tarifa (regulado).
- Descenso de los ingresos financieros debido a la no recepción en 2002 de dividendos de Gas de Euskadi, S.A.
- Descenso de los gastos financieros debido a la reducción de tipos y al menor saldo dispuesto durante 2002.

Resultados extraordinarios individuales al 31 de marzo de 2002 y 2001

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
Ingresos extraordinarios (1)	-	238
Beneficio en enajenación de inmovilizado (2)	147	79
Resultados extraordinarios positivos	147	317

(1) Corresponde a la reversión de la provisión por depreciación de inmovilizado financiero por Gasoducto Extremadura, S.A. existente al 31 de diciembre de 2000.

(2) El importe al 31 de marzo de 2002 corresponde al beneficio en la venta de una planta de GNL a Gas Natural SDG, S.A. El importe al 31 de marzo de 2001 corresponde al beneficio en la venta de unos terrenos propiedad de la Sociedad en Ferrol.

VII.2.3. Balance de Situación Consolidado de Grupo ENAGAS a 31 de marzo de 2002 y 2001

Miles de euros

ACTIVO	31.03.2002	31.03.2001
Inmovilizado	2 318 491	2 278 917
Gastos de establecimiento	-	193
Inmovilizaciones inmateriales	7 954	4 283
Gastos de investigación y desarrollo	12 155	10 828
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	6 428	4 397
Aplicaciones informáticas	4 566	2 042
Amortizaciones	(15 195)	(12 984)
Inmovilizaciones materiales	2 266 179	2 190 460
Terrenos y construcciones	72 731	72 119
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 763 613	2 544 771
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	10 053	9 098
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	347 744	381 713
Otro inmovilizado	19 238	17 783
Provisiones	(12 732)	(13 260)
Amortizaciones	(934 468)	(821 764)
Inmovilizaciones financieras	44 358	83 981
Créditos a empresas del grupo	36 882	38 817
Participaciones en empresas del grupo	-	34 175
Cartera de valores a largo plazo	1 320	767
Otros créditos	567	1 359
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	621	220
Provisiones	(312)	(312)
Administraciones públicas a largo plazo	5 280	8 955
Gastos a distribuir en varios ejercicios	19 623	20 724
Activo circulante	270 400	378 611
Existencias	8 285	99 715
Materias primas y otros aprovisionamientos	8 285	7 972
Productos terminados	-	91 743
Deudores	249 795	268 381
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	62 740	45 188
Empresas del grupo, deudores	117 812	194 631
Empresas asociadas, deudores	47 165	25 580
Deudores varios	4 830	3 445
Personal	288	15
Administraciones públicas	18 509	1 071
Provisiones	(1 549)	(1 549)
Inversiones financieras temporales	8 245	8 323
Créditos a empresas del grupo	1 844	3 069
Cartera de valores a corto plazo	6 401	5 254
Tesorería	3 620	1 951
Ajustes por periodificación	455	241
Total Activo	2 608 514	2 678 252

PASIVO	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
Fondos propios	815 431	789 980
Capital suscrito	358 705	358 705
Reserva de revalorización	342 505	342 505
Reserva Legal	46 988	34 473
Reservas Voluntarias	15 942	1 388
Reservas en sociedades consolidadas por Integración proporcional	(741)	(741)
Reservas en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	-	14 554
Remanente	117 844	125 155
Pérdidas y ganancias consolidadas	35 788	16 113
Dividendo activo a cuenta	(101 600)	(102 172)
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	494 464	495 216
Subvenciones de capital	428 291	421 024
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	66 173	74 192
Provisiones para riesgos y gastos	2 051	60 595
Provisiones para riesgos y gastos	-	59 358
Otras provisiones	2 051	1 237
Acreeedores a largo plazo	910 049	939 046
Deudas con entidades de crédito	74 298	86 321
Deudas con empresas del grupo	833 257	849 970
Deudas con empresas del grupo	833 257	849 970
Otros acreedores	2 494	2 755
Administraciones públicas a largo plazo	2 494	2 755
Acreeedores a corto plazo	386 519	393 415
Deudas con entidades de crédito	85 134	17 956
Deudas con empresas del grupo y asociadas	202 631	288 872
Deudas con empresas del grupo	202 631	288 872
Acreeedores comerciales	66 814	59 780
Deudas por compras o prestaciones de servicios	66 814	59 780
Otras deudas no comerciales	31 940	26 807
Administraciones públicas	22 323	15 200
Otras deudas	2 233	5 045
Remuneraciones pendientes de pago	328	542
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	7 056	6 020
Total Pasivo	2 608 514	2 678 252

En el activo del balance consolidado destacan las siguientes fluctuaciones significativas:

- Al 31 de marzo de 2002 no se incluye en el consolidado la participación en Sociedad Gas de Euskadi, S.A. ya que fue vendida en abril de 2001.
- Venta de las existencias de gas en julio de 2002 a Gas Natural SDG, S.A. por su valor neto contable.

En el pasivo del balance consolidado destacan las siguientes fluctuaciones significativas:

- Las reservas en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia al 31 de marzo de 2001 corresponden a la diferencia entre los fondos propios de Gas de Euskadi, S.A. y el valor de la inversión de Enagas, S.A. en dicha sociedad correspondiente al porcentaje de participación que Enagas, S.A. posee en la misma. Dado que dicha participación fue vendida durante 2001, esta diferencia (plusvalía) se reclasifica al epígrafe de reservas voluntarias al 31 de marzo de 2002 dentro del proceso de consolidación.
- Eliminación de la provisión para riesgos y gastos por importe de 59.358 miles de euros como consecuencia de la sentencia favorable para Enagas, S.A. en relación con el acta sobre el IG

Inmovilizaciones inmateriales

Las variaciones experimentadas por las principales partidas que componen el inmovilizado inmaterial para el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2000 y el 31 de marzo de 2001 son las siguientes:

	Saldo 31.12.00	Aumentos	Saldo 31.03.01
Gastos de investigación y desarrollo	10 424	404	10 828
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	4 397	-	4 397
Aplicaciones informáticas	2 042	-	2 042
Amortización acumulada	(12 654)	(330)	(12 984)
	4 209	74	4 283

Las variaciones experimentadas por las principales partidas que componen el inmovilizado inmaterial para el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2001 y el 31 de marzo de 2002 son las siguientes:

	Saldo 31.12.01	Aumentos	Saldo 31.03.02
Gastos de investigación y desarrollo	11 827	328	12 155
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	4 752	1 676	6 428
Aplicaciones informáticas	3 802	764	4 566
Amortización acumulada	(14 710)	(485)	(15 195)
	5 671	2 283	7 954

Inmovilizaciones materiales

Los importes y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen el activo inmovilizado material para el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2000 y el 31 de marzo de 2001 son los siguientes:

	Miles de euros				
	Saldo 31.12.00	Aumentos	Disminuciones	Trasposos	Saldo 31.03.01
Terrenos y construcciones	70 486	2 147	(514)	-	72 119
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 539 986	4 785	-	-	2 544 771
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	9 008	90	-	-	9 098
Anticipos e inmovilizaciones en curso	357 920	23 793	-	-	381 713
Otro inmovilizado	17 608	175	-	-	17 783
Provisiones	(13 260)	-	-	-	(13 260)
Amortización acumulada	(794 924)	(26 840)	-	-	(821 764)
	2 186 824	4 150	(514)	-	2 190 460

Los importes y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen el activo inmovilizado material para el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2001 y el 31 de marzo de 2002 son los siguientes:

	Miles de euros				
	Saldo 31.12.01	Aumentos	Disminuciones	Trasposos	Saldo 31.03.02
Terrenos y construcciones	72 731	-	-	-	72 731
Instalaciones técnicas y maquinaria	2 727 548	6 979	(1 409)	30 495	2 763 613
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	9 628	425	-	-	10 053
Anticipos e inmovilizaciones en curso	350 523	27 754	-	(30 533)	347 744
Otro inmovilizado	19 246	6	(14)	-	19 238
Provisiones	(12 732)	-	-	-	(12 732)
Amortización acumulada	(905 760)	(28 907)	161	38	(934 468)
	2 261 184	6 257	(1 262)	-	2 266 179

Inmovilizaciones financieras

El importe y las variaciones experimentadas durante el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2000 y 31 de marzo de 2001 por las partidas que componen el inmovilizado financiero son:

	Miles de euros			
	Saldo 31.12.00	Aumentos	Disminuciones	Saldo 31.03.01
Créditos a empresas del grupo	39 808	-	(991)	38 817
Participaciones en empresas asociadas	34 175	-	-	34 175
Cartera de valores a largo plazo	767	-	-	767
Otros créditos	1 340	38	(19)	1 359
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	220	-	-	220
Administraciones públicas a largo plazo	8 999	12	(56)	8 955
Provisiones	(312)	-	-	(312)
	84 997	50	(1 066)	83 981

El importe y las variaciones experimentadas durante el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2001 y 31 de marzo de 2002 por las partidas que componen el inmovilizado financiero son:

	Miles de euros			
	Saldo 31.12.01	Aumentos	Disminuciones	Saldo 31.03.02
Créditos a empresas del grupo	36 446	436	-	36 882
Cartera de valores a largo plazo	1 320	-	-	1 320
Otros créditos	572	-	(5)	567
Depósitos y fianzas constituidos a largo Plazo	617	4	-	621
Administraciones públicas a largo plazo	5 330	-	(50)	5 280
Provisiones	(312)	-	-	(312)
	43 973	440	(55)	44 358

Situación fiscal

Enagas, S.A. tributa en Régimen de Declaración Consolidada, dentro del Grupo Consolidado Fiscal de Gas Natural SDG, S.A.. Una vez que se lleve a efecto la Oferta Pública de Venta de Acciones de Enagas, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A. durante el ejercicio 2002, Enagas, S.A. comenzará a tributar en régimen de tributación individual con efecto retroactivo al 1 de enero de 2002.

Durante marzo de 2002 han finalizado las actuaciones inspectoras fiscales para la sociedad Gasoducto Al-Andalus, S.A., relativas al Impuesto sobre el Valor Añadido e Impuesto sobre la renta de las Personas Físicas para los años 1998 y 1999 e Impuesto sobre Sociedades para los años 1997, 1998 y 1999, de las que no ha surgido aspecto significativo alguno para dicha sociedad.

Provisiones para riesgos y gastos

El movimiento de las provisiones para riesgos y gastos durante el periodo comprendido de 31 de diciembre de 2000 a 31 de marzo de 2001 ha sido el siguiente:

	<u>Miles de euros</u>
Saldo al 1 de enero de 2001	60 119
Dotación del ejercicio	<u>476</u>
Saldo al 31 de marzo de 2001	<u>60 595</u>

El movimiento de las provisiones para riesgos durante el periodo comprendido de 31 de diciembre de 2001 a 31 de marzo de 2002 ha sido el siguiente:

	<u>Miles de euros</u>
Saldo al 1 de enero de 2002	1 290
Dotación del ejercicio	<u>761</u>
Saldo al 31 de marzo de 2002	<u>2 051</u>

VII.2.4. Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de Grupo ENAGAS a 31 de marzo 2002 y 2001

	Miles de euros	31.03.2001
	31.03.2002	31.03.2001
INGRESOS		
Importe neto de la cifra de negocios	568 278	752 713
Otros ingresos de explotación	12 923	13 038
GASTOS		
Aprovisionamientos	(445 158)	(662 360)
Gastos de personal	(12 323)	(11 581)
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	(29 435)	(27 222)
Otros gastos de explotación	(30 943)	(31 165)
Beneficios de explotación	63 342	33 423
Ingresos de otros valores negociables	397	631
Otros intereses e ingresos asimilados	92	110
Diferencias positivas de cambio	2	12
Gastos financieros y gastos asimilados	(8 996)	(13 407)
Diferencias negativas de cambio	(8)	(38)
Resultados financieros	(8 513)	(12 692)
Beneficios de las actividades ordinarias	54 829	20 731
Beneficio de la enajenación de inmovilizado	147	2 636
Resultados extraordinarios positivos	147	2 636
Beneficios antes de impuestos	54 976	23 367
Impuesto sobre Sociedades	(19 188)	(7 254)
Beneficio del ejercicio	35 788	16 113

En la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada destaca lo siguiente:

- Ausencia de comparabilidad del Importe neto de la cifra de negocios como consecuencia de lo mencionado en el capítulo VII.1 Introducción.
- Descenso de los aprovisionamientos (fundamentalmente compras de gas) motivado por el pase de clientes industriales al mercado libre, con la consiguiente reducción del consumo industrial a tarifa (regulado).
- Descenso de los gastos financieros debido a la reducción de tipos y al menor saldo dispuesto durante 2002.

Resultados extraordinarios consolidados al 31 de marzo de 2002 y 2001

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
Beneficios en enajenación de inmovilizado (1)	147	2 636

(1) El importe al 31 de marzo de 2002 corresponde al beneficio en la venta de una planta de GNL a Gas Natural SDG, S.A.. El importe al 31 de marzo de 2001 corresponde básicamente al reparto de dividendos efectuado por la Sociedad Gas de Euskadi, S.A. correspondiente al ejercicio 2000.

II.2.5 Estado de flujos de caja

INDIVIDUALES

A continuación se presenta el estado de flujos individuales de caja correspondiente a los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2002 y 2001:

	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
	Individual	Individual
Resultado del ejercicio (beneficio neto)	33 525	14 799
Amortizaciones	29 392	27 170
Gastos / Ingresos diferidos netos	(5 780)	(4 016)
Beneficio / Pérdida en enajenación de inmovilizado	(147)	(79)
Abonos / Cargos netos de provisiones	761	476
Caja Neta proveniente de las actividades operativas antes de variaciones del capital circulante	57 751	38 350
Variación neta del capital circulante:		
(Aumento) / Disminución de deudores	157 960	106 769
(Aumento) / Disminución de existencias	(165)	(4 350)
(Aumento) / Disminución de acreedores circulante	(123 402)	(26 663)
(Aumento) / Disminución de inversiones financieras temporales	(974)	(1 475)
(Aumento) / Disminución de ajustes de periodificación	331	343
Flujos netos de actividades ordinarias	91 501	112 974
Cash flows de actividades de inversión		
Enajenación de inmovilizado	1 462	3 122
Adquisición de inmovilizado	(37 936)	(31 444)
Flujos netos de actividades de inversión	(36 474)	(28 322)
Cash flows de actividades financieras		
Aumento/(Disminución) de deudas a largo plazo	(55 879)	17 854
Dividendos	-	(102 172)
Flujos netos de actividades financieras	(55 879)	(84 318)
Flujo neto de caja del periodo	(852)	334
Tesorería al inicio del periodo	1 855	884
Tesorería al final del periodo	1 003	1 218

CONSOLIDADOS

A continuación se presenta el estado de flujos consolidados de caja correspondiente a los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2002 y 2001:

	Miles de euros	
	31.03.2002	31.03.2001
	Consolidado	Consolidado
Resultado del ejercicio (beneficio neto)	35 788	16 113
Amortizaciones	29 235	27 222
Gastos / Ingresos diferidos netos	(5 521)	(3 758)
Beneficio / Pérdida en enajenación de inmovilizado	(147)	(2 636)
Abonos / Cargos netos de provisiones	761	476
Caja Neta proveniente de las actividades operativas antes de variaciones del capital circulante	60 116	37 417
Variación neta del capital circulante:		
(Aumento) / Disminución de deudores	158 941	107 567
(Aumento) / Disminución de existencias	(166)	(4 350)
(Aumento) / Disminución de acreedores circulante	(122 064)	173 735
(Aumento) / Disminución de inversiones financieras temporales	(6 298)	(5 656)
(Aumento) / Disminución de ajustes de periodificación	454	448
Flujos netos de actividades ordinarias	90 983	309 161
Cash flows de actividades de inversión		
Enajenación de inmovilizado	1 665	4 216
Adquisición de inmovilizado	(38 372)	(31 444)
Flujos netos de actividades de inversión	(36 707)	(27 228)
Cash flows de actividades financieras		
Aumento/(Disminución) de deudas a largo plazo	(54 758)	(179 062)
Dividendos	-	(102 172)
Otras reservas	-	154
Flujos netos de actividades financieras	(54 758)	(281 080)
Flujo neto de caja del periodo	(482)	853
Tesorería al inicio del periodo	4 102	1 098
Tesorería al final del periodo	3 620	1 951

VII.2.6 Estructura financiera y fondo de maniobra (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2002 y 2001

INDIVIDUALES

Endeudamiento financiero neto

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Individual	Individual
Deudas con entidades de crédito a largo plazo	74 298	81 978
Deudas con empresas del grupo a largo plazo	792 000	805 356
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	78 317	14 305
Tesorería	(1 003)	(1 218)
Total endeudamiento financiero neto	943 612	900 421

Las deudas con empresas del grupo a corto plazo corresponden a deudas por operaciones comerciales.

Inversiones financieras temporales

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Individual	Individual
Créditos a empresas del Grupo	4 678	6 608
Intereses de créditos a corto plazo	974	1 475
Total inversiones financieras temporales	5 652	8 083

Fondo de maniobra

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Individual	Individual
Activo circulante:	264 886	378 635
Existencias	8 285	99 715
Deudores	249 581	269 455
Inversiones financieras temporales	5 652	8 083
Tesorería	1 003	1 218
Ajustes por periodificación	365	164
Acreedores a corto plazo:	377 038	387 631
Deudas con entidades de crédito	78 317	14 305
Deudas con empresas del grupo y asociadas	203 178	289 201
Acreedores comerciales	66 703	59 648
Otras deudas no comerciales	28 840	24 477
Fondo de Maniobra	(112 152)	(8 996)

CONSOLIDADOS

Endeudamiento financiero neto

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Consolidado	Consolidado
Deudas con entidades de crédito a largo plazo	74 298	86 321
Deudas con empresas del grupo a largo plazo	833 257	849 970
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	85 134	17 956
Tesorería	(3 620)	(1 951)
Total endeudamiento financiero neto	<u>989 069</u>	<u>952 296</u>

Las deudas con empresas del grupo a corto plazo corresponden a deudas por operaciones comerciales.

Inversiones financieras temporales

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Consolidado	Consolidado
Créditos a empresas del Grupo	1 525	2 439
Intereses de créditos a corto plazo	319	630
Cartera de valores a corto plazo (eurobonos)	6 401	5 254
Total inversiones financieras temporales	<u>8 245</u>	<u>8 323</u>

Fondo de maniobra

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Consolidado	Consolidado
Activo circulante:	<u>270 400</u>	<u>378 611</u>
Existencias	8 285	99 715
Deudores	249 795	268 381
Inversiones financieras temporales	8 245	8 323
Tesorería	3 620	1 951
Ajustes por periodificación	455	241
Acreedores a corto plazo:	<u>386 519</u>	<u>393 415</u>
Deudas con entidades de crédito	85 134	17 956
Deudas con empresas del grupo y asociadas	202 631	288 872
Acreedores comerciales	66 814	59 780
Otras deudas no comerciales	31 940	26 807
Fondo de Maniobra	<u>(116 119)</u>	<u>(14 804)</u>

CONSOLIDADOS

Endeudamiento financiero

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Consolidado	Consolidado
Deudas con entidades de crédito a largo plazo	74 298	86 321
Deudas con empresas del grupo a largo plazo	833 257	849 970
Deudas con entidades de crédito a corto plazo	85 134	17 956
Total endeudamiento financiero	<u>992 689</u>	<u>954 247</u>

Inversiones financieras temporales

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Consolidado	Consolidado
Créditos a empresas del Grupo	1 525	2 439
Intereses de créditos a corto plazo	319	630
Cartera de valores a corto plazo (eurobonos)	6 401	5 254
Total inversiones financieras temporales	<u>8 245</u>	<u>8 323</u>

Fondo de maniobra

	Miles de euros	
	31.03.02	31.03.01
	Consolidado	Consolidado
Activo circulante:	<u>270 400</u>	<u>378 611</u>
Existencias	8 285	99 715
Deudores	249 795	268 381
Inversiones financieras temporales	8 245	8 323
Tesorería	3 620	1 951
Ajustes por periodificación	455	241
Acreedores a corto plazo	<u>386 519</u>	<u>393 415</u>
Fondo de Maniobra	<u>(116 119)</u>	<u>(14 804)</u>

VII.2.7 Evolución de los ratios de endeudamiento (individuales y consolidados) a 31 de marzo de 2001 y 2002

DEFINICIÓN DE LOS RATIOS

Deuda financiera sobre recursos propios

Deudas con entidades de crédito a L/P + Deudas con entidades de crédito a C/P +
Deudas financieras con empresas del grupo a L/P + Deudas financieras con empresas del grupo a C/P

Fondos propios

Deuda total a largo plazo sobre deuda total

Acreeedores a largo plazo

Acreeedores a largo plazo + Acreeedores a corto plazo

Endeudamiento financiero total sobre deuda total

Deudas con entidades de crédito a L/P + Deudas con entidades de crédito a C/P +
Deudas financieras con empresas del grupo a L/P + Deudas financieras con empresas del grupo a C/P

Acreeedores a largo plazo + Acreeedores a corto plazo

Deuda financiera neta sobre recursos propios

Deudas con entidades de crédito a L/P + Deudas con entidades de crédito a C/P +
Deudas financieras con empresas del grupo a L/P + Deudas financieras con empresas del grupo a C/P –
Tesorería

Fondos propios

INDIVIDUALES

Ratios	31.03.02	31.03.01
• Deuda financiera sobre recursos propios	1,16	1,16
• Deuda total a largo plazo sobre deuda total	0,70	0,70
• Endeudamiento financiero total sobre deuda total	0,76	0,71
• Deuda financiera neta sobre recursos propios	1,16	1,16

CONSOLIDADOS

Ratios	31.03.02	31.03.01
• Deuda financiera sobre recursos propios	1,17	1,15
• Deuda total a largo plazo sobre deuda total	0,70	0,70
• Endeudamiento financiero total sobre deuda total	0,73	0,68
• Deuda financiera neta sobre recursos propios	1,16	1,15

VII.2.8 Evolución de los negocios de Grupo Gas Natural durante el primer trimestre de 2002

Sin perjuicio de su explicación más detallada en otros Capítulos del presente Folleto Informativo, a continuación se resumen los principales acontecimientos ocurridos desde el 1 de enero de 2002.

a) Beneficio Consolidado:

El beneficio consolidado neto se sitúa al cierre del periodo en 35.788 miles de euros, con un incremento del 122 % con respecto al periodo anterior.

b) Ventas:

Las ventas de gas para el mercado regulado ascendieron a 485.023 miles de euros para el periodo, con una disminución del 33 % respecto del mismo periodo del año anterior, como consecuencia del traspaso de negocio del mercado a tarifa hacia el mercado liberalizado. Los ingresos por prestaciones de servicios al mercado liberalizado se situaron en 83.255 miles de euros, lo que supone un incremento del 155 % respecto al periodo anterior.

c) Recursos de Operaciones

Los recursos procedentes de sus operaciones se sitúan en 60.116 miles de euros. Estos recursos se han destinado a financiar en parte el plan de inversiones por importe de 38.372 miles de euros y la amortización de deuda financiera a largo plazo, por importe de 75.467 miles de euros .

d) Ordenes Ministeriales

El día 18 de febrero de 2002 se publicaron en el Boletín Oficial del Estado tres Ordenes Ministeriales (Órdenes ECO/301/2002, ECO/302/2002 y ECO 303/2002) que desarrollan la regulación de los precios establecida en los artículos 91 y siguientes de la Ley del Sector de Hidrocarburos y desarrollada por el Real Decreto 949/2001, el cual los describe 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.

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. La Orden ECO/301/2002 contiene los valores para el año 2002 de los costes fijos y variables acreditados tanto a la actividad de regasificación, como de transporte y almacenamiento.

Es de destacar que hasta el 18 de febrero de 2002 los ingresos se facturaban y se reconocían contablemente en función de la utilización del gas consumido en el mercado regulado y en función del gas regasificado, transportado y almacenado para el mercado liberalizado. A partir del 19 de febrero los ingresos se reconocen en función de las retribuciones establecidas en las Ordenes Ministeriales anteriormente citadas para ambos mercados y su reconocimiento contable se produce, principalmente, de forma lineal al estar en su mayoría relacionados con los activos puestos en gas.

Las mencionadas órdenes establecen unos ingresos que tienen como objetivo el asegurar la recuperación de la inversión, la remuneración de los coste de explotación y una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.

e) Dividendo

La Junta General de Accionistas de ENAGAS celebrada el día 26 de abril de 2002 acordó un dividendo complementario de 16.044.656,13 euros con cargo a los beneficios del ejercicio 2001, que ha sido repartido a la fecha de registro del presente Folleto. El mencionado dividendo más el dividiendo a cuenta del ejercicio 2001 acordado por el Consejo de administración de ENAGAS con fecha 10 de diciembre de 2001 por importe de 101.600.000 euros, que fue repartido el 14 de diciembre de 2001, supone un dividiendo total correspondiente al ejercicio 2001 de 117.644.656,13.

f) Operaciones societarias

Como consecuencia de la solicitud de admisión a cotización de las acciones de ENAGAS, la Junta General de Accionistas celebrada el pasado 3 de mayo de 2002 acordó, entre otros, lo siguiente:

- 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.
- 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 30€ a un 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.

- Transformación de la forma de representación de las acciones en anotaciones en cuenta, designándose al Servicio de Compensación y Liquidación de Valores como entidad encargado, junto con sus entidades adherida de la llevanza del registro contable de las acciones.
- Solicitar la admisión a cotización de la totalidad de las acciones de ENAGAS en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Valencia y Bilbao, así como su inclusión en el Sistema de Interconexión Bursátil.

g) Contratos con el Grupo Gas Natural

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 si bien está prevista durante el año 2002, la misma tendrá efectos desde 2003. Durante el ejercicio 2001, los importes facturados a Gas Natural por dichos conceptos ascendieron aproximadamente a 7.450.000 euros.

En enero de 2002, ENAGAS vendió a Gas Natural la Planta Satélite de Fuentes por importe de 1.405.968 euros, con esta transmisión, se completan, en opinión de ENAGAS las transmisiones necesarias para la adecuada separación entre las actividades de transporte y distribución.

En mayo de 2002, ENAGAS vendió a Gas Natural unas calibradoras por importe de 759.154 euros, por su valor neto contable a la fecha de venta por lo que no se produjo beneficio alguno en la operación.

h) Presidente del Consejo de Administración:

El anterior presidente del Consejo de Administración percibió durante el primer trimestre del ejercicio 2002 una indemnización como consecuencia de su cese por importe de 3.081 miles de euros.

VII.3 PERSPECTIVAS DEL EMISOR

En aplicación de lo previsto en la Orden Ministerial de 12 de julio de 1993, por la que se desarrolla el Real Decreto 291/1992, de 27 de marzo, se hace constar expresamente que el contenido de este apartado se refiere a previsiones, estimaciones o perspectivas susceptibles de ser realizadas o no. Aunque la información contenida en la totalidad de este apartado VII. 2 se corresponde con la mejor estimación de la Sociedad en relación con dichas perspectivas, las mismas se basan en hechos futuros e inciertos cuyo cumplimiento es imposible determinar en el momento actual. La Sociedad no se hace responsable de las posibles desviaciones que pudieran producirse en los diferentes factores que influyan en la evolución futura del Grupo ni, por tanto, del cumplimiento de las perspectivas contenidas en este apartado.

VII.3.1 Perspectivas Comerciales, Industriales y Financieras

Tomando como base los datos facilitados por el Ministerio de Economía, se espera que la demanda de gas natural en España crezca por encima de la demanda del sector energético español y por encima de la demanda de gas natural como energía primaria en la Unión Europea.

Año	Consumo total de Gas Natural (bcm)
2001	18,2
2002	21,1
2003	26,8
2004	28,9
2005	30,8
2006	32,8
2007	35,1
2008	37,6
2009	39,7
2010	41,7

Fuente: MINECO

Consumo de energía primaria

	2000		2005		2010		%2005/2000	%2010/2005	%2010/2000
	Ktep.	Estruct.%	Ktep.	Estruct.%	Ktep.	Estruct.%	anual	anual	anual
CARBON	21.635	17,3	18.440	12,7	15.244	9,1	-3,15	-3,73	-3,44
PETROLEO	64.663	51,7	73.207	50,5	81.752	48,5	2,51	2,23	2,37
GAS NATUAL	15.223	12,2	16.018	17,9	37.826	22,5	11,32	7,77	9,53
NUCLEAR	16.211	13,0	16.548	11,4	16.602	9,9	0,41	0,06	0,24
ENERGÍAS RENOVABLES	7.061	5,6	10.492	7,2	16.640	9,9	8,24	9,66	8,95
SALDO ELECTR. (Imp.-Exp.)	382	0,3	327	0,2	327	0,2	-3,07	0,00	-1,55
TOTAL	125.175	100,00	145.032	100,00	168.390	100,00	2,99	3,03	3,01

(Ktep. Kiloneladas equivalentes de petróleo.)

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

Según las previsiones del Ministerio de Economía, se espera que la demanda crezca, altamente influenciada por la implantación de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado. Se estima que en el 2006 la demanda de las centrales eléctricas de ciclo combinado represente alrededor del 27% del consumo de gas natural en España. La primera central eléctrica de ciclo combinado dio comienzo a sus operaciones en el primer trimestre de 2002.

El consumo en los sectores doméstico-comercial e industrial, está previsto que continúe creciendo alrededor de un 8,7% y un 5,3 por año respectivamente entre 2001 y 2006. Estos porcentajes de crecimiento reflejan el esperado crecimiento económico en España, la expansión de las redes de transporte y distribución de gas natural, y que continúe la migración de usuarios de energías convencionales al gas natural, por sus ventajas caloríficas y medioambientales.

En relación con el suministro de gas natural al mercado español, se prevé que el mismo se continúe realizando a través de gasoductos y de tanques de gas natural licuado, tal y como ha venido haciéndose hasta ahora.

Las previsiones del incremento en la demanda de gas natural podrían resultar erróneas debido a un gran número de factores, entre los que se encuentran: el desarrollo del sector eléctrico, la pérdida de competitividad del precio del gas respecto a otras fuentes de energía, desaceleración económica global, fluctuaciones climáticas, disponibilidad de gas natural en los países de origen para su importación a España, aparición de nueva legislación medioambiental, o de otros factores también ajenos a nuestro control o predicción

En cuanto a los ingresos, 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).

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.

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	Ingresos estimados 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.

Estrategia

El mercado del gas natural en España ha venido caracterizándose por un fuerte crecimiento durante los últimos años. Se espera que la demanda de gas natural continúe creciendo más rápido que las demanda de otras energías primarias. Este crecimiento se ha reflejado en el crecimiento de la red de gasoductos de ENAGAS de 3,525 Km. en 1996 a 6.123 Km en la fecha de registro del presente Folleto. En el mismo periodo, el kilometraje de gasoducto por empleado creció de 4,6 Km. a 7,2 Km, y el volumen de gas transportado por empleado creció de 12,2 millones de m³ a 21,3 millones de m³.

La capacidad de la red transporte de gas natural en España sigue siendo insuficiente para atender al aumento de la demanda previsto para los próximos años. El plan de inversiones de ENAGAS prevé una inversión total de aproximadamente 2.600 millones de euros para ampliar la red de transporte en el periodo comprendido entre los años 2002 a 2006.

El calendario de realización de las inversiones previstas llega hasta el año 2006. La distribución de las inversiones en cada año se espera que sea lineal, sin perjuicio de que sea ligeramente inferior en 2002 y ligeramente superior en 2003.

El nuevo marco regulatorio, reconoce la urgente necesidad de expansión de la red de gas natural en España. En este sentido, la estructura remuneratoria para las actividades reguladas en el sector del gas natural introducidas en febrero de 2002 establece los siguientes principios gobernantes de la determinación de la retribución para los operadores de transporte de gas natural:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares de infraestructuras en el periodo de vida útil de las mismas.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos invertidos, e;
- Incentivar, a través de la retribución de los costes de explotación, una gestión eficaz y la mejora de la productividad.

A la luz de los factores anteriormente descritos, la estrategia, a medio plazo, se centrará en el crecimiento de las actividades de transporte de gas natural,. El plan estratégico diseñado, contempla una mejora de la rentabilidad a través de las siguientes claves:

- Efectiva y eficiente realización del plan de inversiones para aprovechar las oportunidades de crecimiento del mercado del gas natural en España.

La Sociedad estima que se puede generar valor invirtiendo en la red de transporte de la siguiente forma:

- Beneficiándose de la justa remuneración por nuevas inversiones tal y como se establece en la nueva normativa sobre remuneración; y
- Optimizando los costes de inversión efectivos. Al amparo del nuevo marco remuneratorio, uno de los componentes utilizados para calcular la remuneración, es el valor reconocido por el coste de construcción de las nuevas inversiones autorizadas mediante le procedimiento de adjudicación directa. Se espera que se reconozcan costes similares en el procedimiento de construcción de infraestructuras mediante la adjudicación por concurso público. El objetivo es generar valor optimizando la eficiencia en la realización de inversiones en proyectos para mejorar el componente de coste de construcción reconocido, lo que incrementaría la rentabilidad. ENAGAS estima que su extensa experiencia en el desarrollo y gestión de proyectos de infraestructura para el sistema gasista le sitúa en una buena posición para hacerlo; y
- La nueva regulación prevé que se continúe remunerando por la infraestructura plenamente amortizada que aún permanezca en uso, sobre la base del 50% del componente fijo más el 100% de los gastos de explotación reconocidos del activo de que se trate. El objetivo es generar valor alargando la vida útil de sus activos más allá de los periodos de depreciación establecidos por la regulación.

La Ley del Sector de Hidrocarburos establece que las inversiones que afecten a la capacidad de regasificación del sistema, la construcción de gasoductos de una presión superior a 60 bares, así como las infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas quedan sujetas a planificación obligatoria, que realiza el gobierno para el sector de hidrocarburos. Cualquier inversión debe ser autorizada por el Ministerio de Economía a través del procedimiento de concurso público.

Hasta que la planificación obligatoria sea aprobada, el Ministerio d economía podrá, mediante el procedimiento de adjudicación directa, autorizar la construcción y puesta en operación de nuevas inversiones en la red de transporte.

El plan previsto comprende inversiones por aproximadamente 2.600 millones de euros durante el periodo 2002 a 2006 y se centrará principalmente en el desarrollo de grandes proyectos. Gran parte de los mayores proyectos previstos en el plan de inversiones que se espera estén operativos antes

del ejercicio 2006, excepto la construcción del gasoducto que une el centro peninsular con la costa este, han sido recomendados por la CNE al Ministerio de Economía como urgentes. En este sentido la Sociedad espera que la gran parte de las inversiones previstas queden sujetas al procedimiento de adjudicación directa.

- Mejora de la eficiencia operativa en relación con los activos actuales y futuros.

Bajo el nuevo marco regulatorio, otro componente para el cálculo de la remuneración se realiza por referencia al valor reconocido a los costes de explotación. El objetivo de ENAGAS es aprovechar este incentivo de gestión eficiente, mejorando los costes de explotación estándar reconocidos para la determinación de la remuneración. En los últimos años se ha mejorado significativamente la eficiencia de los costes de ENAGAS, demostrándose, por ejemplo, en el incremento de la red de gasoductos y volúmenes de gas transportado por empleado.

En cualquier caso, ENAGAS espera mejorar la eficiencia de sus costes mediante el aprovechamiento de las economías de escala gracias a la naturaleza de las actividades que desarrolla ENAGAS y de las nuevas inversiones (muchas de las cuales son actualizaciones de las ya existentes).

Adicionalmente, ENAGAS espera poder mejorar los costes mediante otros factores tales como la implantación de medidas de racionalización (redefinición de la estructura corporativa), o mediante programas activos de entrenamiento (el aprovechamiento de la experiencia, "Know-how", del equipo directivo y del bien preparado personal, aproximadamente el 24% del personal tiene titulación técnica), el incremento de la inversión en sistemas de control remoto y vigilancia a distancia de la red de transporte que permita una mejor operatividad de la misma, etc.

- Política de endeudamiento: Ver apartado VII.3.4. siguiente.

VII.3.2 Política de Inversiones

La política de inversiones de ENAGAS figura descrita en el Capítulo IV del presente Folleto.

VII.3.3 Política de Dividendos

En los ejercicios 1999, 2000 y 2001, la Sociedad ha repartido los dividendos que se mencionan en el apartado II.17.2 del Capítulo II.

En los próximos ejercicios, el reparto de dividendos estará en función del cumplimiento del plan de inversiones de la Sociedad. La futura política de distribución de beneficios, que dependerá en todo caso de la última decisión de la Junta General de Accionistas, se espera que sea la de repartir un dividendo anual que represente como mínimo un 50% del beneficio neto consolidado después de impuestos. No obstante lo anterior, la Sociedad no puede asegurar hoy que el reparto final de dividendos sea coincidente con la política de dividendos anteriormente descrita.

Las acciones objeto de la Oferta Pública, al igual que las demás acciones que componen el capital social, gozarán del derecho de participar en el reparto de dividendos que, en su caso, se acuerde con cargo a los resultados del ejercicio 2002.

VII.3.4 Estructura Financiera y Endeudamiento

Los recursos generados por la Sociedad pueden no ser suficientes para llevar a cabo el plan de inversiones previsto. La correcta ejecución del plan de inversiones requiere de flexibilidad financiera. Es intención de ENAGAS incrementar el ratio de endeudamiento respecto a los activos totales, desde su nivel actual de aproximadamente el 40% hasta un 55-60% aproximadamente, en línea con la de otros operadores del sector gasista europeos. ENAGAS tiene previsto solicitar, de forma inmediata, la correspondiente calificación de solvencia financiera a dos casas de calificación de modo que, una vez obtenida la misma, esté en disposición de financiarse en los mercados de capitales, mediante las oportunas emisiones de valores de renta fija las cuales, en su caso, se complementarían con financiación bancaria o institucional. Inicialmente, no está prevista la financiación vía ampliación de capital. Todo ello se llevaría a cabo, si fuera posible, durante la vigencia del préstamo puente que se menciona a continuación.

Como se ha mencionado en el apartado IV.4.7. del presente Folleto, en relación con el crédito otorgado a ENAGAS por Gas Natural, 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 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.

VII.3.5 Política de Amortizaciones

No se prevén cambios en la política de amortización del inmovilizado inmaterial, material y de otros derechos.