Comisión Nacional de Energía

RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA SOBRE LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE GAS NATURAL SDG, S.A. DE FECHA 11 DE OCTUBRE DE 2005 DE SEGREGACIÓN EN FILIALES Y APORTACIÓN DE LAS RAMAS DE ACTIVIDAD DE TRANSPORTE SECUNDARIO Y DISTRIBUCIÓN Y LA SOLICITUD DE GAS NATURAL SDG, S.A. DE 7 DE SEPTIEMBRE DE 2005 DE TOMA DE PARTICIPACION EN EL CAPITAL SOCIAL QUE RESULTE DE LA LIQUIDACIÓN DE LA OPA PRESENTADA ANTE LA CNMV.

8 de noviembre de 2005.

ÍNDICE

I. ANTECEDENTES DE HECHO

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO: COMPETENCIA DE LA CNE

SEGUNDO: DEL PROCEDIMIENTO SEGUIDO

TERCERO: DE LA APLICACIÓN DEL PRINCIPIO DE IGUALDAD DE TRATO

CUARTO: DE LA INICIACION DEL PROCEDIMIENTO A INSTANCIA DE PARTE

QUINTO: SOBRE LA DECLARACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD DE DETERMINADA INFORMACIÓN APORTADA

SEXTO: LA NATURALEZA DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

1. De las actividades reguladas del sector gas
2. De las actividades reguladas del sector eléctrico

SÉPTIMO: SOBRE LA SEGREGACIÓN EN FILIALES DE LAS RAMAS DE ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL SDG S.A.

OCTAVO: DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE TOMA DE PARTICIPACIONES DE ENDESA POR PARTE DE GAS NATURAL

1. Oferta realizada
2. Número de valores a los que se extiende la oferta
3. Valoración de ENDESA
4. Contraprestación ofrecida a los accionistas
5. Garantías constituidas
6. Aspectos principales del grupo resultante
   - 6.1 Estructura societaria
   - 6.2. Sinergias derivadas de la operación
   - 6.3. Inversiones previstas
   - 6.4. Plan de desinversiones
7. La relevancia de la operación

NOVENO: REPERCUSIONES DE TOMA DE PARTICIPACIONES SOBRE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

1. Análisis y valoración técnica de la operación
2. Análisis y valoración económico-financiero de la operación

DÉCIMO: CONSIDERACIONES FINALES

RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA SOBRE LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE GAS NATURAL SDG, S.A. DE FECHA 11 DE OCTUBRE DE 2005 DE SEGREGACIÓN EN FILIALES Y APORTACIÓN DE LAS RAMAS DE ACTIVIDAD DE TRANSPORTE SECUNDARIO Y DISTRIBUCIÓN Y LA SOLICITUD DE GAS NATURAL SDG, S.A. DE 7 DE SEPTIEMBRE DE 2005 DE TOMA DE PARTICIPACION EN EL CAPITAL SOCIAL QUE RESULTE DE LA LIQUIDACIÓN DE LA OPA PRESENTADA ANTE LA CNMV.

I. ANTECEDENTES DE HECHO

I. Con fecha 7 de septiembre de 2005 ha tenido entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la ***CNE***) escrito presentado por Don Manuel García Cobaleda, en nombre y representación de GAS NATURAL, SDG, S.A., por el que pone en conocimiento de esta Comisión la operación consistente en la toma de participación en el capital social de ENDESA, S.A. que resulte de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores, después de los trámites oportunos. En el citado escrito solicita textualmente a la CNE que:

> *"declare la improcedencia del ejercicio de la función 14ª respecto de la referida Oferta Pública de Adquisición, toda vez que su intervención deberá producirse en el marco de los procesos de reordenación de activos una vez producida la toma de control efectivo, cuando se haya tomado un conocimiento del concreto del volumen y tipología de activos o participaciones a desinvertir en el marco del Plan de compromisos que esta sociedad presentará a las Autoridades. Subsidiariamente, en el caso de que la Comisión Nacional de Energía no compartiera el criterio de esta sociedad y estimara que sí es competente para autorizar la toma de participación, el ejercicio de la función 14ª debería diferirse al momento en que se haya tomado un conocimiento, al menos preliminar del concreto volumen y tipología de activos o participaciones a desinvertir en el marco del Plan de compromisos que esta sociedad presentará a las Autoridades. Se estima que ese momento sería el momento en que el Servicio de Defensa la Competencia emita su informe, de modo que hasta ese momento debiera no iniciarse o, en su caso, mantenerse suspendido el procedimiento ante la Comisión Nacional de Energía."*

II. Con fecha 12 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A. por el que, en relación con la OPA formulada por GAS NATURAL SDG,

S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común (en adelante, la ***LRJPAC***).

III. Con fecha 13 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la ASOCIACIÓN INDEPENDIENTE DE LA ENERGÍA (ASIE) por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada en el expediente administrativo de autorización previa previsto en la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1. Decimocuarta de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos (en adelante, la ***LSH***).

IV. Con fecha 14 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de IBERDROLA, S.A. por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de la LRJPAC.

V. Con fecha 15 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de INCOGAS por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE personarse en el expediente tramitado al amparo de lo establecido en la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1. Decimocuarta de la LSH.

VI. Con fecha 16 de septiembre de 2005, se notifica a GAS NATURAL SDG, S.A. el Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE de fecha 13 de septiembre de 2005, adoptado por unanimidad, por el que se pone en su conocimiento que la operación de oferta pública de adquisición del 100% de acciones de ENDESA, S.A. constituye una toma de participaciones en los términos previstos en la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1 de la LSH y del artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE (en adelante, el ***Real Decreto 1339/1999***), al tratarse de una adquisición de *"participaciones realizada*

por una sociedad con actividades que tienen la consideración de reguladas en una entidad que realiza actividades de naturaleza mercantil", entrando de lleno la citada operación en el supuesto autorizatorio previsto en las citadas normas.

En el mismo escrito, y de conformidad con lo establecido en el artículo 42.4 de la LRJPAC y con los criterios establecidos en la Orden de 14 de abril de 1999, se remite la pertinente comunicación a GAS NATURAL SDG, S.A.

Asimismo, y de conformidad con el artículo 71.1 en relación con el 32.4 de la LRJPAC, se requiere a GAS NATURAL SDG, S.A. para que aporte poder de representación del compareciente, D. Manuel García Cobaleda.

Por último, en virtud de lo dispuesto en el artículo 78 de la LRJPAC, se requiere a GAS NATURAL SDG, S.A. para que aporte copia del folleto explicativo de la oferta pública de adquisición sobre ENDESA S.A. y la documentación adicional presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores que considere oportuna, así como cualquier otra información de interés para esta Comisión, suspendiéndose el transcurso del plazo para resolver el procedimiento por el tiempo que medie entre la notificación del requerimiento y su efectivo cumplimiento por el destinatario o por el transcurso del plazo concedido de diez días.

VII. Con fecha 16 de septiembre de 2005, se remite escrito a GAS NATURAL SDG, S.A. por el que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 78 de la LRJPAC se solicita determinada información, necesaria a efectos del análisis de la operación comunicada, suspendiéndose el transcurso del plazo para resolver el procedimiento por el tiempo que medie entre la notificación del requerimiento y su efectivo cumplimiento por el destinatario o por el transcurso del plazo concedido de diez días.

VIII. Con fecha 22 de septiembre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A., la Resolución de fecha 15 de septiembre de 2005 del Consejo de Administración de la CNE, adoptada por unanimidad por la que se acuerda el reconocimiento a ENDESA, S.A., de su condición de interesada en el procedimiento. Dicho Acuerdo fue notificado con fecha 23 de septiembre de 2005 a GAS NATURAL SDG, S.A.

IX. Con fecha 19 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de IBERDROLA, S.A. por el que formula alegaciones complementarias a su solicitud de personación de fecha 14 de septiembre de 2005.

X. Con fecha 20 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A. por el que solicita a esta Comisión que declare la improcedencia de la solicitud cursada por IBERDROLA, S.A. por medio de su escrito de 14 de septiembre de 2005, en el sentido de no reconocerle el carácter de interesada en el expediente tramitado ante esta Comisión al amparo de lo establecido en la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1. Decimocuarta de la LSH.

XI. Con fecha 20 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de UNIÓN FENOSA, S.A. por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de la LRJPAC.

XII. Con fecha 22 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de la CNE acordó abrir pieza separada confidencial respecto del escrito de IBERDROLA, S.A. de fecha 19 de septiembre de 2005, y del acuerdo entre Gas Natural SDG, S.A., e IBERDROLA, S.A., de fecha 5 de septiembre de 2005 que se acompaña al mismo, incorporándose la información declarada confidencial a la pieza separada confidencial e incorporándose al expediente versión no confidencial del escrito de alegaciones y copia del hecho relevante comunicado por la citada sociedad a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, la ***CNMV***).

XIII. Con fecha 22 de septiembre de 2005, tiene entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA S.A., por el que se pone de manifiesto que el escrito de GAS NATURAL SDG, S.A. de fecha 7 de septiembre de 2005, no puede ser considerado como solicitud de autorización administrativa regulada en la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1. Decimocuarta de la LSH, y que, consecuentemente, no cabe tener por iniciado el

preceptivo procedimiento administrativo, debiendo revocarse el acto administrativo ya dictado por la CNE.

XIV. Con fecha 22 de septiembre de 2005 se notifica a la ASIE y a INCOGAS las Resoluciones del Consejo de Administración de la CNE, de fecha 22 de septiembre de 2005, por las que se acuerda por unanimidad desestimar sus solicitudes en cuanto a su reconocimiento como interesados en el procedimiento autorizatorio tramitado ante este Organismo conforme a la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima. Tercero. 1 de la LSH.

XV. Con fecha 22 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la CONFEDERACIÓN INTERSINDICAL GALEGA (CIG) por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31.1 de la LRJPAC.

XVI. Con fecha 22 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES Y USUARIOS EN ACCIÓN - FACUA por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31.1 de la LRJPAC.

XVII. Con fecha 23 de septiembre de 2005 se solicita a ENDESA, S.A., de conformidad con lo dispuesto en el artículo 78 de la LRJPAC, determinada información necesaria a efectos del análisis de la operación, suspendiéndose el transcurso del plazo para resolver el procedimiento por el tiempo que medie entre la notificación del requerimiento y su efectivo cumplimiento por el destinatario o por el transcurso del plazo concedido de diez días.

XVIII. Con fecha 26 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la FEDERACIÓN ANDALUZA DE CONSUMIDORES Y AMAS DE CASA (AL-ANDALUS) por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por

GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31.1 de la LRJPAC.

XIX. Con fecha 26 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la UNIÓN DE CONSUMIDORES - UCE por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31.1 de la LRJPAC.

XX. Con fecha 26 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con Fuentes de Energía Renovables (APPA) por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31.1 de la LRJPAC.

XXI. Con fecha 26 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la CÁMARA OFICIAL DE COMERCIO, INDUSTRIA Y NAVEGACIÓN DE MALLORCA, IBIZA Y FORMENTERA por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31.1 de la LRJPAC.

XXII. Con fecha 28 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de GAS NATURAL SDG, S.A. por el que, atendiendo a los requerimientos de documentación de información remitidos por la CNE con fecha 16 de septiembre de 2005, se aporta la información solicitada.

XXIII. Con fecha 28 de septiembre de 2005 se notifica a CIG, FACUA, FEDERACIÓN ANDALUZA DE CONSUMIDORES Y AMAS DE CASA AL-ANDALUS, UCE, CÁMARA DE COMERCIO DE MALLORCA, IBIZA Y FORMENTERA y APPA, las Resoluciones del Consejo de Administración de la CNE, de 27 de septiembre de 2005, por las que se

acuerda por unanimidad desestimar sus solicitudes en cuanto a reconocimiento como interesados en el procedimiento tramitado ante la CNE.

XXIV. Con fecha 28 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la CONFEDERACIÓN DE ASOCIACIONES EMPRESARIALES DE BALEARES (CAEB) por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de la LRJPAC.

XXV. Con fecha 29 de septiembre de 2005 se notifica a UNIÓN FENOSA, S.A. e IBERDROLA, S.A. las Resoluciones del Consejo de Administración de la CNE, de 22 de septiembre de 2005, por las que se acuerda por unanimidad desestimar sus solicitudes en cuanto a reconocimiento como interesados en el procedimiento tramitado ante la CNE.

XXVI. Con fecha 29 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de CÉNTRICA ENERGÍA, S.L. por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de la LRJPAC.

XXVII. Con fecha 30 de septiembre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de la ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES TORRE RAMONA por el que, en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., solicita a la CNE que se le reconozca la condición de interesada de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de la LRJPAC.

XXVIII. Con fecha 3 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A. por el que solicita que se rechace la solicitud de confidencialidad formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. respecto de la documentación aportada a requerimiento de este Organismo, y se acuerde dar íntegro traslado de dicha documentación a ENDESA, S.A.

XXIX. Con fecha 3 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A. por el que, atendiendo al requerimiento de información remitido por la CNE con fecha 23 de septiembre de 2005, se aporta parte de la información solicitada. Asimismo, solicita que se acuerde, en aplicación del artículo 49.1 de la LRJPAC, ampliar el plazo concedido de 10 días por otros cinco días hábiles adicionales.

Finalmente, solicita que se declare la improcedencia de tramitar un procedimiento para el otorgamiento de la autorización regulada en la Disposición Adicional Undécima. Tercero. 1. Decimocuarta de la LSH, relativo a la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A., y requiera a GAS NATURAL SDG, S.A. para que formule dicha solicitud de autorización aportando toda la documentación relevante y la realización, a partir de ese momento, de las actuaciones llevadas a cabo hasta la fecha.

XXX. Con fecha 3 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que aporta determinada documentación en relación con el Auto del Juzgado de Barcelona, solicitando la confidencialidad del escrito y de la documentación que se acompaña al mismo.

XXXI. Con fecha 4 de octubre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A. el Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE, de 4 de octubre de 2005, por el que se tiene por cumplimentado parcialmente el requerimiento de información efectuado a ENDESA, S.A. con fecha 23 de septiembre de 2005, y concede la ampliación en cinco días hábiles del plazo concedido para presentar la información solicitada.

XXXII. Con fecha 4 de octubre de 2005 se notifica a GAS NATURAL SDG, S.A. el Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE de 4 de octubre de 2005 por el que se amplía en cinco días hábiles el plazo concedido a ENDESA, S.A. para presentar la información solicitada.

XXXIII. Con fecha 4 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A. por el que solicita a esta Comisión que requiera a GAS NATURAL SDG,

S.A. para que solicite la autorización administrativa exigida por el artículo 63.7 y la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1. Decimoquinta de la LSH, respecto a las operaciones consistentes en la ampliación de capital de GAS NATURAL DISTRIBUCION, S.A. por valor de 1.100 millones de euros, a suscribir por GAS NATURAL SDG, S.A., mediante la aportación de la rama de actividad de distribución de gas natural, y la ampliación de capital de GAS NATURAL TRANSPORTE, S.L. por valor de 52 millones de euros mediante la aportación de la rama de actividad de transporte secundario de gas natural.

Asimismo, solicita que se suspenda, hasta la obtención de las autorizaciones administrativas precisas para efectuar las operaciones mencionadas, la tramitación del procedimiento que, pese a la ausencia de solicitud de autorización por parte de GAS NATURAL SDG, S.A., viene tramitando la CNE en relación con la oferta pública de adquisición de acciones formulada por GAS NATURAL SDG, S.A. sobre ENDESA, S.A.

XXXIV. Con fecha 5 de octubre de 2005 tiene entrada en el registro de la CNE escrito de GAS NATURAL SDG, S.A. por medio del cual formula alegaciones en relación a la solicitud presentada por ENDESA, S.A. ante esta Comisión, para que se rechace la solicitud de confidencialidad formulada por GAS NATURAL SDG, S.A.

XXXV. Con fecha 6 de octubre de 2005 se requiere a GAS NATURAL SDG, S.A., de conformidad con el artículo 78 de la LRJPAC la aportación de determinada información/documentación adicional, suspendiéndose el transcurso del plazo para resolver el procedimiento por el tiempo que medie entre la notificación del requerimiento y su efectivo cumplimiento por el destinatario o por el transcurso del plazo concedido de diez días.

XXXVI. Con fecha 7 de octubre de 2005 se notifica a CAEB, CÉNTRICA ENERGÍA, S.L. y ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES TORRE RAMONA, las Resoluciones del Consejo de Administración de fecha 6 de octubre de 2005, por las que se acuerda desestimar por unanimidad, sus solicitudes en cuanto al reconocimiento como interesados en el procedimiento tramitado ante la CNE.

XXXVII. Con fecha 7 de octubre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A., la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de fecha 6 de octubre de 2005 en relación con su escrito de fecha 21 de septiembre de 2005, por la que se acuerda por unanimidad, "*comunicar a ENDESA, S.A., que el escrito de fecha 7 de septiembre de 2005 de GAS NATURAL SDG, S.A., es una solicitud de iniciación del procedimiento, cuyo objeto será resolver sobre la autorización a Gas Natural SDG, S.A., para la toma de participaciones en el capital social de ENDESA, S.A. en las condiciones que resulten de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores. […]. En consecuencia, procede desestimar la petición de ENDESA, S.A., de revocación del acto de petición de información cursado a GAS NATURAL SDG, S.A., tanto por motivos de legalidad como de oportunidad*".

XXXVIII. Con fecha 11 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que aporta la documentación requerida por la CNE con fecha 23 de septiembre de 2005, solicitando la confidencialidad de la misma.

XXXIX. Con fecha 11 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que solicita a la CNE que "*se oficie de conformidad al artículo 78 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y demás concordantes al Banco de España para que aporte a la CNE el informe completo al que se hace referencia en Expositivo IV de este escrito, así como cuanta otra información económica, contable o financiera, pudiera disponer en relación con la OPA a que se refiere el presente expediente y los participantes en la misma, particularmente GAS NATURAL y LA CAIXA y que pudiera afectar al resultado de la misma o a los compromisos de inversión en negocio regulado anunciados por la compañía gasista, información que deberá incorporarse el expediente administrativo el que trae causa este escrito."*

XL. Con fecha 11 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., por el que solicita la autorización prevista en la función 14ª de la Disposición Adicional Undécima Tercera. 1, de la LSH, para la segregación, en filiales de las ramas de actividad de distribución de gas y transporte, y aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución, solicitando la confidencialidad del escrito y de la documentación que se acompaña al mismo.

XLI. Con fecha 17 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., por el que pone en conocimiento de la CNE la difusión pública por parte de ENDESA, S.A., de proponer a la Junta General de accionistas la distribución, como dividendos extraordinarios, de determinados ingresos de la compañía, por si, a juicio de esta Comisión, pudieran suponer algún riesgo o peligro sobre el desarrollo de la actividad regulada y, en particular, sobre la capacidad del grupo ENDESA para acometer las inversiones requeridas en sus redes de distribución de gas y electricidad.

XLII. Con fecha 18 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de Gas Natural SDG, S.A., por el que, en cumplimiento del requerimiento de información adicional efectuado por la CNE con fecha 6 de octubre, se remite la información solicitada, solicitando la confidencialidad de la misma.

XLIII. Con fecha 18 de octubre de 2005 se incorpora al expediente administrativo el escrito de alegaciones presentado por ENDESA, S.A., con fecha 3 de octubre y del que había solicitado la confidencialidad, por el que, al amparo de lo establecido en el artículo 79 de la LRJPAC pone en conocimiento de la CNE el Auto dictado por el Juzgado de Primera Instancia número 24 de Barcelona el 22 de septiembre de 2005 a instancia de ENDESA, S.A., y efectúa determinadas alegaciones en relación con el mismo, una vez que la citada documentación es calificada como no confidencial, por Acuerdo del Consejo de administración de fecha 13 de octubre de 2005. La citada Resolución de confidencialidad se notifica a las partes con fecha 21 de octubre de 2005.

XLIV. Con fecha 19 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., por el que manifiesta a la CNE su especial interés en que se extreme la cautela en el tratamiento de la confidencialidad de todas las estimaciones de futuro contenidas en las aportaciones de información que ha remitido a este Organismo.

XLV. Con fecha 20 de octubre de 2005, y previo Acuerdo del Consejo de Administración de fechas 18 y 20 de octubre de 2005 se abre pieza separada confidencial respecto de los escritos de GAS NATURAL SDG, S.A. de fecha 6 y 11 de octubre de 2005, por los que

se remite la información solicitada por la CNE mediante requerimiento de fecha 28 de septiembre de 2005, una vez que se declara el carácter confidencial de la misma. Se procede a incorporar, la documentación calificada como no confidencial al expediente,. La citada Resolución sobre la confidencialidad se notifica a las partes con fecha 21 de octubre de 2005.

XLVI. Con fecha 20 de octubre de 2005, y previo Acuerdo del Consejo de Administración de fecha 18 de octubre de 2005 se abre pieza separada confidencial respecto de determinada documentación aportada por ENDESA, S.A. mediante escrito de fecha 11 de octubre de 2005, por el que se remite la información solicitada por la CNE mediante requerimiento de fecha 23 de septiembre de 2005, una vez que se declara el carácter confidencial de la misma. Se procede a incorporar la documentación calificada como no confidencial al expediente. La citada Resolución sobre la confidencialidad se notifica a las partes con fecha 21 de octubre de 2005.

XLVII. Con fecha 20 de octubre de 2005, y previo acuerdo del Consejo de Administración de la CNE de fecha 18 de octubre de 2005, se incorpora al expediente administrativo el escrito presentado por GAS NATURAL SDG, S.A. con fecha 11 de octubre, así como la documentación que se acompaña al mismo, una vez que ha sido calificado en su totalidad como no confidencial. En este escrito GAS NATURAL SDG, S.A., solicita la autorización prevista en la función 14ª de la disposición Adicional Undécima Tercera. 1, de la LSH, para la segregación, en filiales de las ramas de actividad de distribución de gas y transporte, y aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución, y solicita, asimismo, la acumulación de este procedimiento con el procedimiento que se tramita en la CNE como consecuencia de la solicitud de la misma sociedad de fecha 7 de septiembre de 2005, para la autorización de la toma de participación en el capital social de ENDESA, S.A., que resulte de la liquidación de la oferta pública de adquisición de valores. La citada Resolución sobre la confidencialidad se notifica a las partes con fecha 21 de octubre de 2005.

XLVIII. Con fecha 20 de octubre de 2005, y previo Acuerdo del Consejo de Administración de fecha 20 de octubre de 2005 se abre pieza separada confidencial respecto del escrito de GAS NATURAL SDG, S.A. de fecha 18 de octubre de 2005, por el que se remite la

información solicitada por la CNE mediante requerimiento de fecha 6 de octubre de 2005, una vez que se declara el carácter confidencial de la misma. Se procede a incorporar, la documentación calificada como no confidencial al expediente

XLIX. Con fecha 21 de octubre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A. y a GAS NATURAL SDG, S.A., la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de fecha 13 de octubre de 2005 en relación con el escrito de ENDESA, S.A., de fecha 4 de octubre de 2005, adoptada por mayoría, por la que se desestima la petición de suspensión del procedimiento de autorización iniciado por GAS NATURAL SDG, S.A. hasta la obtención por esta sociedad de cuantas autorizaciones administrativas son precisas para efectuar la operación de segregación de filiales y aportación de ramas de actividad. Asimismo, se notifica el Voto Particular formulado por el Vicepresidente, Don Fernando Marti Scharfhausen, y por el Consejero Don Francisco Javier Peón Torre.

L. Con fecha 21 de octubre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A. y a GAS NATURAL SDG, S.A., la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de fecha 18 de octubre de 2005, adoptada por mayoría, en relación con el escrito de fecha 11 de octubre de 2005, de GAS NATURAL SDG, S.A., por el que se acuerda la acumulación del procedimiento iniciado mediante la solicitud de autorización de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 7 de septiembre de 2005 de la operación consistente en la toma de participación en el capital social de ENDESA, S.A. que, después de los trámites oportunos, resulte de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores y del procedimiento de solicitud de autorización iniciado mediante el escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 11 de octubre de 2005 para la reestructuración societaria de la sociedad GAS NATURAL SDG, S.A., consistente en la creación de dos sociedades, GAS NATURAL SDG TRANSPORTE, S.A., y GAS NATURAL SDG DISTRIBUCIÓN, S.A., y posterior aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución. Asimismo, se notifica el Voto Particular formulado por el Vicepresidente, Don Fernando Marti Scharfhausen, y por el Consejero Don Francisco Javier Peón Torre.

LI. Con fecha 21 de octubre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A., y a GAS NATURAL SDG, S.A. la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de fecha 20 de octubre de

2005, adoptada por mayoría, por la que se desestima la petición de ENDESA, S.A., de fecha 11 de octubre de 2005 de que por la CNE *"se oficie de conformidad al artículo 78 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre y demás concordantes al Banco de España para que aporte a la CNE el informe completo al que se hace referencia en Expositivo IV de este escrito, así como cuanta otra información económica, contable o financiera, pudiera disponer en relación con la OPA a que se refiere el presente expediente y los participantes en la misma, particularmente GAS NATURAL y LA CAIXA y que pudiera afectar al resultado de la misma o a los compromisos de inversión en negocio regulado anunciados por la compañía gasista, información que deberá incorporarse el expediente administrativo el que trae causa este escrito."* El Consejo de Administración de la CNE acuerda desestimar, por mayoría, la citada solicitud por motivos de forma al no concurrir ninguno de los supuestos previstos en el artículo 78 anteriormente citado y al estimar que este Organismo, no tiene que valorar los "*riesgos asumidos"* por La Caixa, pues dicha valoración excedería no sólo del objeto del presente procedimiento, sino también de las funciones y competencias que tiene atribuidas este Organismo. Por todo ello, la CNE concluyó sobre la improcedencia del acto de instrucción propuesto por ENDESA, S.A., pues el mismo no resultaba necesario ni para la determinación, ni para el conocimiento, ni para la comprobación de los datos en virtud de los cuales deba pronunciarse la resolución final del procedimiento.

LII. Con fecha 21 de octubre de 2005 se notifica a GAS NATURAL SDG, S.A., y a ENDESA, S.A., el Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE de fecha 20 de octubre de 2005 por el que se acuerda poner de manifiesto a las partes el procedimiento acumulado tramitado en la CNE, por un período de diez días hábiles, a fin de que puedan presentar los documentos y justificaciones que estimen oportunos y formular las alegaciones que convengan a su derecho.

LIII. Con fecha 21 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que solicita a la CNE que efectúe y notifique a esa sociedad el cómputo del plazo para resolver en el expediente acumulado, con indicación expresa del *dies a quo* para ambas autorizaciones acumuladas.

LIV. Con fecha 24 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que efectúa una serie de alegaciones primeras y previas en el trámite de audiencia. Las citadas alegaciones pueden resumirse en las siguientes:

i. *"Nulidad del procedimiento como consecuencia de la vulneración por GAS NATURAL SDG, S.A., de su deber de solicitar autorización previa para llevar a cabo los proyectos de segregación de sus actividades de distribución y transporte*". Estima ENDESA, S.A., que la OPA sobre esta sociedad está vinculada con un conjunto de operaciones societarias anunciadas por GAS NATURAL cuya consideración por la CNE tiene implicaciones sustanciales a los efectos de poder evaluar adecuadamente los riesgos significativos o efectos negativos de la operación. Dichas operaciones son la creación de Gas Natural Distribución y Gas Natural Transporte, la ampliación de Gas Natural Electricidad y la segregación de las ramas de actividad de transporte y distribución. A su juicio, se trata de operaciones que son presupuesto de la OPA, y la CNE no ha procedido a una evaluación o análisis de las mismas. Presupuesto en cuanto determinan cual va a ser la estructura jurídica y financiera de las sociedades reguladas que integran el grupo de la entidad que formula la OPA y la posible traslación de rentas reguladas dentro de dicho grupo. Para ENDESA, S.A., la acumulación de procedimientos, no salva el escollo de prioridad temporal de procedimientos, pues, insiste esta sociedad, la autorización de las operaciones antes descritas debe ser previa a la autorización sobre la OPA. Además, estima ENDESA, S.A., que también debe existir y deben ser previas las autorizaciones individuales de la transmisión de cada una de las instalaciones. Se trataría, a juicio de la citada sociedad, de cuestiones prejudiciales que en tanto no sean resueltas determinan, la necesidad de suspensión del procedimiento de autorización de la OPA.

ii. "*Nulidad de pleno derecho de las actuaciones por vulneración grave de derechos constitucionalmente protegidos por manifiesta indefensión de ENDESA, mediante el abuso de la clasificación como confidencial de información."* Básicamente, considera ENDESA, S.A., que con la declaración de confidencialidad efectuada por la CNE del Acuerdo de Transmisión de

Activos entre GAS NATURAL e Iberdrola se está privando del derecho a opinar al actual propietario sobre las hipótesis numéricas con que dos extraños pretenden negociar la transmisión de los activos de aquél.

iii. *"Obligación de resolver sobre la operación explícitamente planteada. Principio de congruencia."* Considera ENDESA, S.A., que en virtud del principio de congruencia la CNE no puede, válidamente, dar cobertura a actuaciones que se aparten de, exactamente, lo que ha sido sometido a su conocimiento, por lo que la CNE podría considerar el otorgamiento de una autorización en la que se recociera la posibilidad de mejorar las condiciones de la oferta en un determinado rango de precios, con lo que GAS NATURAL quedaría habilitada para mejorar las condiciones de la oferta eludiendo la obligación de solicitar nueva autorización.

iv. *"Riesgos significativos y efectos negativos directos e indirectos derivados de la operación planteada.* Básicamente, ENDESA, S.A. mantiene el deterioro de la capacidad patrimonial y financiera del grupo que resultaría de la ejecución de la operación, existiendo una incapacidad actual por parte de GAS NATURAL para cumplir con los compromisos de inversión asumidos como consecuencia de la transferencia de rentas. Por otra parte, pone de manifiesto que la segregación de activos regulados de GAS NATURAL a favor de las filiales Gas Natural Transporte y Gas Natural Distribución suponen una apropiación de rentas reguladas que afecta seriamente a la viabilidad financiera de las actividades del Grupo resultante. Continúa la empresa valorando el Acuerdo entre Iberdrola y Gas Natural, resaltando la nulidad del mismo, por constituir un supuesto de asistencia financiera prohibida por el artículo 81 de la Ley de Sociedades Anónimas, ser un pacto colusorio y, además, porque aún en el caso de que se considerase válido sería insuficiente para cubrir las necesidades de financiación y no despeja las incertidumbres asociadas. Por otra parte, resalta ENDESA, S.A. el hecho de que, a su juicio, la operación requiere OPAS sobrevenidas sobre algunas filiales iberoamericanas que exigirían mayor desembolso. A juicio de ENDESA, S.A. la OPA es inviable sIno se recurre al patrimonio regulado, por lo que aumentaría el riesgo sobre las mismas. Por último, señala ENDESA, S.A., que de la operación se derivan efectos directos o indirectos sobre las

actividades reguladas, tales como, sobrecostes para el sistema, presión al alza sobre las tarifas por mayores necesidades de retribución, subordinación de las inversiones comprometidas en actividades reguladas a las propias intereses estratégicos de GAS NATURAL, particularmente, el llamado efecto de doble red y otros.

LV. En el mismo escrito, solicita mediante OTROSÍ ENDESA, S.A., "q*ue se abra el trámite de prueba, en ejercicio de lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, debido a que es conditio sine qua non para la resolución del expediente conocer si la Comisión Nacional del Mercado de Valores estima que procede la aplicación de lo dispuesto en el artículo 3 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición en relación con Enersis, S.A., y Empresa Nacional de Electricidad, S.A., como sociedades chilenas que están sometidas a negociación en la Bolsa de Valores de Santiago de Chile y cuyas acciones están admitidas a negociación en España a través del Latibex, así como si la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile estima que es de aplicación el régimen de ofertas públicas de adquisición obligatorio establecido por la legislación chilena en relación con la misma participación, tal y como sugieren noticias de prensa recientemente aparecidas en los medios de comunicación, tanto nacionales como chilenos.*

LVI. Con fecha 26 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que se efectúan alegaciones en el trámite de audiencia conferido, reiterándose las alegaciones efectuadas con fecha 24 de octubre de 2005, anteriormente transcritas, y aportando los documentos adicionales que a su derecho convienen.

LVII. Con fecha 27 de octubre de 2005 tiene entrada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que solicita la suspensión del plazo para la resolución del procedimiento por el tiempo que medie entre la fecha en que se soliciten a la CNMV y la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile sobre la necesidad de lanzar como consecuencia del eventual resultado de la OPA de GAS NATURAL SDG, S.A., sobre las acciones de ENDESA, S.A., OPAS sobrevenidas en relación con la participación de

accionistas minoritarios en ENERSIS, S.A., y EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.

LVIII. Con fecha 28 de octubre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A., y a GAS NATURAL SDG, S.A., el Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE de fecha 27 de octubre de 2005 adoptado por mayoría por el que se pone de manifiesto a esas sociedades el plazo legal máximo para resolver el procedimiento, de conformidad con la solicitud efectuada por ENDESA, S.A.

LIX. Con fecha 28 de octubre de 2005 se notifica a ENDESA, S.A., y a GAS NATURAL SDG, S.A., la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de fecha 27 de octubre de 2005, adoptada por mayoría, por la que se inadmite la solicitud de ENDESA, S.A., de que por esta Comisión se oficie a la CNMV para que determine si resulta procedente la aplicación de del artículo 3 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, y a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, para que determine si resulta de aplicación el sistema de OPAS obligatorias previsto en la legislación chilena, todo ello en relación con las sociedades participadas por ENDESA, S.A., ENERSIS, S.A., y Empresa Nacional de Electricidad, S.A. Asimismo, se notifica el Voto Particular formulado por el Vicepresidente, Don Fernando Marti Scharfhausen, y por el Consejero Don Francisco Javier Peón Torre. El Consejo de Administración de la CNE acordó por mayoría y mediante Resolución motivada la inadmisión de la prueba propuesta al considerar que la misma resultaba improcedente desde el punto de vista de vista de la pertinencia formal y material. En la citada Resolución se pone de manifiesto que la solicitud de práctica de prueba, después del trámite de audiencia, debe considerarse extemporánea y, en consecuencia, debe ser rechazada. A mayor abundamiento y, desde la perspectiva material, la CNE estimó que la prueba resultaba improcedente ya que, en todo caso, las eventuales OPAS sobrevenidas sobre algunas de las filiales iberoamericanas de ENDESA, en el caso de resultar éstas necesarias conforme a la normativa en cada caso de aplicación, serían analizadas por esta Comisión en el momento de producirse, y siempre y cuando, constituyesen el supuesto de hecho previsto en la Disposición Adicional Undécima Tercero.1, de la Función 14ª de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que determinaría la obligación de solicitar autorización de este

Organismo y la tramitación de un nuevo procedimiento conforme a la misma, en el que se realizaría un análisis de los riesgos y efectos en las actividades reguladas españolas.

LX. Con fecha 2 de noviembre de 2005 ha tenido entrada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., por el que solicita la suspensión del plazo máximo para resolver, reiterando la solicitud de que se abra período probatorio en relación con que por esta Comisión se oficie a la CNMV y a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile en relación con las eventuales OPAS sobrevenidas.

LXI. Con fecha 3 de noviembre de 2005 ha tenido entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA S.A. por el que la citada sociedad formula alegaciones complementarias. Las citadas alegaciones complementarias se refieren a la acumulación de los procedimientos, y a la separación jurídica de GAS NATURAL SDG, S.A.

LXII. Con fecha 3 de noviembre de 2005 tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A. en el que la citada sociedad formula una serie de consideraciones relativas a la imposibilidad de que la CNE pueda establecer condiciones en el presente procedimiento autorizatorio.

LXIII. Con fecha 3 de noviembre de 2005 ha tenido entrada escrito de GAS NATURAL SDG, S.A. por el que la citada sociedad formula alegaciones en el trámite de audiencia. Así, GAS NATURAL SDG, S.A. pone de manifiesto que la tramitación del expediente se ha ajustado a la más estricta legalidad por las siguientes razones: el escrito de fecha 7 de septiembre de 2005 reseñado en el Antecedente I anterior de la presente Resolución constituye una solicitud de autorización administrativa; la acumulación efectuada por la CNE mediante Resolución de 18 de octubre de 2005 cumple con los requisitos exigidos en el artículo 73 de la LRJPAC, y finalmente considera que no resulta necesaria la previa obtención de autorizaciones administrativas relativas a las transmisión de instalaciones derivadas de la operación prevista en el artículo 86 del Real Decreto 1434/2002. Además, estima la citada sociedad que el análisis de la existencia de riesgos significativos derivados de la operación se ha de relacionar en primer lugar con la situación financiera del NUEVO GRUPO y que el adecuado examen de la situación financiera del NUEVO GRUPO no revela una estructura y capacidad financiera más

saneada que la media de las empresas del sector y perfectamente capaz de asumir los compromisos del grupo resultante, tanto en sus actividades reguladas como en las liberalizadas, sin que se produzca efecto negativo alguno, como la transferencia de rentas. Analiza posteriormente los posibles efectos negativos o riesgos que pudieran surgir, para concluir que, a su juicio, no existe ninguno de los riesgos o efectos negativos que se analizan en la operación.

Por último, concluye reiterando los compromisos presentados por GAS NATURAL:

(i) Mantenimiento del esfuerzo inversor en actividades reguladas comunicado previa y formalmente al mercado por ENDESA y aprobado por el Consejo de Administración de GAS NATURAL con anterioridad al anuncio de la operación para el periodo 2005-2009.

(ii) GAS NATURAL asume el compromiso de no modificar el reparto territorial de dicho volumen de inversiones de las actividades reguladas del gas y de electricidad como consecuencia de la operación prevista.

(iii) GAS NATURAL se compromete a que en el contrato de compra-venta de los activos regulados a desinvertir figure el compromiso por parte del comprador de realizar el volumen de inversiones asociado a dichos activos con arreglo a los planes estratégico de GAS NATURAL o ENDESA.

(iv) Las eficiencias que puedan surgir del solapamiento de las redes, que se han calculado en 75 millones de euros, se reinvertirán en mejorar la calidad del servicio.

Estos compromisos se asumen, señala GAS NATURAL, con pleno respeto del principio de separación de actividades y sin incurrir en riesgo regulatorio alguno.

LXIV. Con fecha 4 de noviembre de 2005 ha tenido entada en el Registro de la CNE escrito de ENDESA, S.A., presentado por correo administrativo de fecha 3 de noviembre de 2005, sobre el principio de congruencia, solicitando pronunciamiento de la CNE en la resolución que se dicte aclarando que la autorización que se dicte, o en su caso denegación, lo será única y exclusivamente a los efectos del presupuesto fáctico, técnico y económico planteado por GAS NATURAL SDG, S.A.

LXV. Con fecha 26 de octubre de 2005 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía, escrito presentado por la ASOCIACION PRIMERAS DE CATALUNYA, por el que solicita a la Comisión Nacional de Energía que se le tenga por personada y parte interesada en el expediente como consecuencia de la OPA formulada por GAS NATURAL SDG, S.A., sobre el Grupo ENDESA, S.A. Con fecha 28 de octubre de 2005, se notifica a la ASOCIACION PRIMERAS DE CATALUNYA la Resolución del Consejo de Administración de la CNE, de 27 de noviembre de 2005, por la que se acuerda desestimar su solicitud en cuanto a reconocimiento como interesado en el procedimiento tramitado ante la CNE.

LXVI. Con fecha 31 de octubre de 2005 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía, escrito presentado por la CONFEDERACIÓN EMPRESARIAL TUROLENSE, por el que solicita a la Comisión Nacional de Energía que se le tenga por personada y parte interesada en el expediente como consecuencia de la OPA formulada por GAS NATURAL SDG, S.A., sobre el Grupo ENDESA, S.A., dando traslado o vista de la documentación presentada ante este Organismo. Con fecha 7 de noviembre de 2005, se notifica a la CONFEDERACIÓN EMPRESARIAL TUROLENSE la Resolución del Consejo de Administración de la CNE, de 3 de noviembre de 2005, por la que se acuerda desestimar su solicitud en cuanto a reconocimiento como interesado en el procedimiento tramitado ante la CNE.

LXVII. Con fecha 7 de noviembre de 2005 tiene entrada escrito de ENDESA S.A. por el que solicita que, en tanto no se resuelva por la Audiencia Nacional la pieza separada de suspensión tramitada en el procedimiento especial de derechos fundamentales instado por esa sociedad en el recurso contra tres resoluciones de la CNE de fechas 18 de octubre de 2005, y dos de 20 de octubre de 2005, se abstenga este Organismo de realizar cualquier tipo de actuación tendente a la ejecución o puesta en práctica de dichas resoluciones, y en concreto, acuerde la inmediata suspensión del procedimiento administrativo del que trae causa este escrito hasta que la Audiencia Nacional dicte resolución en la pieza separada de suspensión.

LXVIII. Con fecha 8 de noviembre de 2005 se notifica a GAS NATURAL S.A., y ENDESA, S.A., la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de fecha 8 de noviembre de 2005 por la que se desestima la solicitud de ENDESA, S.A., contenida en su escrito de fecha 7 de noviembre de que este Organismo se abstenga de realizar cualquier tipo de actuación tendente a la ejecución o puesta en práctica de las resoluciones recurridas ante la Audiencia Nacional, así como la solicitud de suspensión del procedimiento al existir dos Autos de fechas 3 y 7 de noviembre de 2005 de la Audiencia Nacional que desestiman las medidas cauteladísimas solicitadas por esa sociedad en relación con la suspensión del procedimiento tramitado ante la CNE y por los demás fundamentos contenidos en las citada Resolución.

LXIX. Con fecha 8 de noviembre de 2005 se notifica a GAS NATURAL SDG, S.A., y a ENDESA, S.A., la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de fecha 8 de noviembre de 2005 sobre la confidencialidad del escrito de Gas Natural SDG, S.A., de fecha 3 de noviembre de 2005.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

JURIDICO-PROCESALES

PRIMERO: COMPETENCIA DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Mediante escrito de fecha 7 de septiembre de 2005, dirigido a la CNE, GAS NATURAL SDG, S.A., comunica la operación consistente en la toma de participación en el capital social de ENDESA, S.A. que, después de los trámites oportunos, resulte de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores. El Consejo de Administración de la CNE, en su sesión del 13 de septiembre de 2005, pone de manifiesto que la operación de oferta pública de adquisición del 100% de acciones de ENDESA, S.A., comunicada por GAS NATURAL SDG, S.A., constituye una toma de participaciones en los términos previstos en la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima. Tercero.1 de la LSH, y del artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, al tratarse de una adquisición de *"participaciones realizada por una sociedad con actividades que tienen la consideración de reguladas en una entidad que realiza actividades de naturaleza mercantil"*, entrando de lleno en el supuesto autorizatorio previsto en las citadas normas.

Con fecha 11 de octubre de 2005, GAS NATURAL SDG, S.A., solicita la autorización prevista en la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima Tercero. 1 de la LSH, para la reestructuración societaria de la sociedad GAS NATURAL SDG, S.A., consistente en la creación de dos sociedades, GAS NATURAL SDG TRANSPORTE, S.A., y GAS NATURAL SDG DISTRIBUCIÓN, S.A., y posterior aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución.

La segregación en filiales de las ramas de actividad de distribución de gas y transporte de gas, está sujeta al procedimiento autorizatorio previsto en la Disposición Adicional Undécima, Tercero, 1, función decimocuarta, de la LSH en la medida en que las

operaciones realizadas supondrían una toma de participación por parte de sociedades reguladas en entidades que realizan actividades de naturaleza mercantil.

Ambas solicitudes, dada la íntima conexión existente y la solicitud de la propia peticionaria, son objeto de acumulación en un único procedimiento, de conformidad con lo establecido en el artículo 73 de la LRJPAC.

El expediente autorizatorio acumulado tramitado ante la CNE obedece a la exigencia contenida en el apartado 7 del artículo 63 de la LSH, según el cual "*aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos del sector del gas natural, previa obtención de la autorización a que se refiere la disposición adicional undécima, tercero, 1 decimotercera (*debe decir decimocuarta*) de esta Ley..."* y a la ya citada función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima en la que se define la función de la CNE.

La competencia autorizatoria prevista en la citada función decimocuarta se desarrolla en el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999 en cuyo apartado primero se reiteran los criterios que deberán tenerse en consideración para autorizar o denegar las tomas de participación planteadas a esta Comisión por las sociedades que realizan actividades reguladas, referidos éstos a la eventual "*existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas*".

El apartado segundo del artículo 18 establece un plazo máximo de un mes para que la Comisión dicte la resolución que proceda, de modo que, transcurrido dicho plazo sin que haya sido emitida Resolución expresa, se entenderá concedida la autorización. Finalmente, establece en su apartado tercero la obligación de la CNE de comunicar al Ministerio de Industria y Energía la resolución que recaiga. Tras la reestructuración de Ministerios operada en virtud del Real Decreto 553/2004, de 17 de abril, esta obligación de comunicación se entiende referida al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 19 del Real Decreto 1339/1999 corresponde al Consejo de Administración de la CNE dictar la pertinente resolución.

La Comisión Nacional de Energía se pronuncia en el presente expediente sobre las solicitudes de autorización formuladas por GAS NATURAL SDG, S.A. antes indicadas en los términos en que las operaciones han sido presentadas por el solicitante, según resulta de la totalidad de la documentación aportada.

Debe subrayarse que esta función autorizatoria, al amparo de la cual se dicta la presente resolución, debe ser diferenciada de la función decimoquinta de la citada Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 de la LSH según la cual, corresponde a la CNE *"informar preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o de toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia".*

Son pues dos procedimientos de distinta naturaleza y objeto cuya tramitación dependerá del momento efectivo de presentación de la solicitud de autorización por el sujeto peticionario en la función 14ª y del momento de la solicitud de informe por el Gobierno en la función 15ª, pudiendo ejercitarse, por tanto, ambas funciones de forma sucesiva o simultánea en el tiempo. A este respecto, véanse los antecedentes relativos a la OPA de HIDRCANTÁBRICO y UNIÓN FENOSA y a la fusión de ENDESA e IBERDROLA.

Finalmente, cabe señalar que, en la tramitación del presente procedimiento resultan de aplicación las disposiciones contenidas en la LRJPAC, en virtud de lo dispuesto en la Disposición Adicional Undécima, Primero, 2 de la LSH.

SEGUNDO: DEL PROCEDIMIENTO SEGUIDO

a) Acumulación de los procedimientos

Con fecha 7 de septiembre de 2005 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía, escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., por el que comunicaba a la Comisión la operación consistente en la toma de participación en el capital social de ENDESA, S.A. que, después de los trámites oportunos, resultase de la liquidación de la oferta pública de

adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores. En el citado escrito, GAS NATURAL SDG, S.A., ponía de manifiesto la segregación de sus actividades reguladas de distribución y transporte de gas, con fecha de efectos desde el 1 de octubre de 2005.

Con fecha 11 de octubre de 2005, tuvo entrada en el Registro de la CNE escrito de la citada sociedad por el que, solicitaba la autorización prevista en la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima Tercero. 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, para la reestructuración societaria de la sociedad GAS NATURAL SDG, S.A., consistente en la creación de dos sociedades, GAS NATURAL SDG TRANSPORTE, S.A., y GAS NATURAL SDG DISTRIBUCIÓN, S.A., y posterior aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución.

En el mismo escrito, y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, solicitaba la acumulación de ambos de procedimientos, dada la íntima conexión existente entre los mismos.

Con fecha 18 de octubre de 2005, el Consejo de Administración de la CNE, al amparo del mencionado artículo 73 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, acordó la acumulación de ambos procedimientos al estimar que, en efecto, existía íntima conexión entre los mismos.

El artículo 73 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y Procedimiento Administrativo Común, prevé que "*El órgano administrativo que inicie o tramite un procedimiento, cualquiera que haya sido la forma de iniciación, podrá disponer su acumulación a otros con los que guarde identidad sustancial o íntima conexión. Contra el acuerdo de acumulación no procederá recurso alguno".*

A la vista del citado artículo debe señalarse que la acumulación se configura como una facultad discrecional de la Administración, cuyo presupuesto, debe ser la íntima conexión entre procedimientos. Así, cabe señalar, por todas, la Sentencia del Tribunal Supremo de fecha de 13 abril 1985, en relación con la acumulación:

> "(…) *precepto* — el artículo 73 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre— *del que ciertamente cumple destacar como característica singular la discrecionalidad otorgada a la Administración para adoptar tal decisión y que es claro que en manera alguna cabe confundir con el libre arbitrio que la pudiera inspirar, pero en todo caso, si es presupuesto lógico y elemental que para que esa acumulación sea posible que exista más de un expediente y que por la íntima conexión existente entre ellos, sea oportuno por razones de brevedad, economía y unidad de criterio que puedan ser resueltos por la misma autoridad que resultaría competente para conocer por separado de cada una de las infracciones que dieran lugar a ellos (…)."*

En este sentido, no existe duda alguna acerca de la íntima conexión entre ambos procedimientos. Esta conexión, ha sido reconocida y afirmada por ENDESA, S.A., en su escrito de fecha 4 de octubre de 2005, así como en sus posteriores escritos de fechas 24 de octubre y siguientes.

Asimismo, ha sido solicitada por la empresa peticionaria de las autorizaciones y, finalmente, y de conformidad con lo dispuesto en el mencionado artículo 73 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, acordada por la Administración, una vez acreditada la conexión entre ambos procedimientos por los motivos y fundamentos jurídicos expuestos en la Resolución de este Organismo por la que se acuerda la acumulación de fecha 18 de octubre de 2005. Así, la citada Resolución establecía que:

> *En este sentido, y para efectuar este análisis,* —existencia o no de íntima conexión entre ambos procedimientos— *debe partirse del escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 7 de septiembre de 2005, en el que la citada sociedad solicita la autorización para la toma de participación, significando que la sociedad que tomará esa participación es GAS NATURAL SDG, S.A., tras la reestructuración. Así, cabe recordar, que la citada sociedad puso de manifiesto que la reestructuración sería efectiva a partir del 1 de octubre de 2005.*
>
> *Una vez sentado lo anterior, debe señalarse que la CNE solicitó a GAS NATURAL SDG, S.A., en el marco del procedimiento de la función 14ª iniciada para analizar la toma de participación en ENDESA, S.A., información acerca de la situación actual del proceso de separación jurídica de las actividades de transporte y distribución de gas de GAS NATURAL SDG, S.A. a favor de las filiales GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L. y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A., acompañando balance y, en su caso, cuenta de resultados, de estas dos sociedades así como de aquellas otras en las que participe GAS NATURAL y que desarrollen actividades energéticas reguladas, a 31 de diciembre de 2004 y a 30 de junio de 2005.*

Por otra parte, debe señalarse, que la propia ENDESA, S.A., manifiesta la relación existente entre ambos procedimientos, al señalar que "todo ello tiene una incidencia indudable en el propio procedimiento que en la actualidad se tramita ante esa Comisión en el ejercicio de la función establecida por la disposición adicional undécima, tercero, 1, decimocuarta de la LSH sobre la OPA formulada por Gas Natural SDG, S.A. sobre la totalidad de las acciones de ENDESA, S.A. hasta el punto de que llega incluso a desnaturalizarse el carácter de la sociedad oferente, creando una situación de incertidumbre legal (…) que alcanza al patrimonio de la sociedad que realmente titula la operación, el cual, inusitadamente, en pleno análisis de su viabilidad y capacidad de la sociedad oferente, se ve mayoritariamente sustituido en su composición, intercambiando activos afectos al negocio de gas por activos financieros, con los evidentes efectos en su diferente tratamiento."

Por último, debe señalarse que la propia GAS NATURAL SDG, S.A., solicita en su escrito de fecha 11 de octubre de 2005 reseñado en el Expositivo III anterior la acumulación de procedimientos al estimar que ambos guardan íntima conexión.

Por tanto, resulta conclusión indubitada la íntima conexión existente entre ambas solicitudes que no sólo permiten, sino que aconsejan, su acumulación en un único procedimiento, tal y como ha sido acordado por la Comisión Nacional de Energía, por razones de brevedad, economía procesal y unidad de criterio.

b) Consideraciones sobre la autorización de transmisión de instalaciones previsto en el artículo 86 del Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre

En relación con la necesidad de transmisión particular e individualizada de instalaciones deben hacerse una serie de consideraciones.

Los artículos 67 y 73 de la Ley del Sector de Hidrocarburos exigen la comunicación a la Administración concedente de la autorización original de la transmisión de instalaciones de la red básica y de transporte reseñadas en el artículo 59 de la Ley, así como de las instalaciones de distribución de gas natural.

Por su parte, el artículo 86 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural exige autorización

administrativa previa para este tipo de instalaciones, debiendo solicitarse la misma por el sujeto adquirente con el consentimiento del transmitente, y debiendo acreditarse la capacidad legal, económica y técnica del sujeto que adquiere la instalación.

Por otro lado, debe reiterarse que el procedimiento administrativo tramitado como consecuencia de las solicitudes de GAS NATURAL SDG, S.A., de fechas 7 de septiembre y 11 de octubre de 2005, se tramita conforme a la función 14ª prevista en la Disposición Adicional Undécima, Tercero 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y responde a la necesidad de autorizar la toma de participaciones por parte de empresas que realicen actividades reguladas en otras empresas, con la finalidad de comprobar si esa toma de participación pudiese producir riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, en el desarrollo de las actividades reguladas.

El artículo 86 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, establece la necesidad de autorización previa de la transmisión concreta de instalaciones de transporte y distribución, y su objeto es comprobar que la nueva empresa adquirente de la instalación cuente con la capacidad legal, económica y técnica necesaria para operar y mantener la instalación y que existe, voluntad de transmitir por parte del transmitente de la instalación.

Son, por tanto, dos procedimientos de naturaleza jurídica diferente, teniendo el procedimiento que se tramita ante la CNE un alcance más amplio que el que pudiere tramitarse como consecuencia de la autorización de transmisión de una instalación.

En todo caso, debe señalarse que, si bien la CNE es el Organismo competente para autorizar las tomas de participación efectuadas por empresas que realicen actividades reguladas en otras empresas, la autorización de transmisión de una instalación será otorgada por el órgano competente, en cada caso, atendiendo a los criterios de distribución de competencias establecidos en el artículo 3 Ley 34/998, de 7 de octubre.

Por tanto, deberá ser la Dirección General de Política Energética y Minas, o los órganos respectivos de las Comunidades Autónomas, como órganos competentes, los que determinen si la misma está sujeta a la autorización de la transmisión de la titularidad de instalaciones, contenida en el artículo 86 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre,

atendiendo a las particularidades de esta operación y teniendo en cuenta que la misma no se configura como un supuesto de transmisión típico y ordinario.

Sin perjuicio de lo anterior, y a los efectos del procedimiento acumulado que está tramitándose en la CNE, como consecuencia de las solicitudes de autorización de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 7 de septiembre de 2005 y 11 de octubre de 2005, cabe analizar si la eventual ausencia de la autorización de transmisión de instalaciones, en caso de que los citados órganos estimasen que las citadas autorizaciones fuesen necesarias, tiene algún efecto en relación con el citado procedimiento acumulado.

En este sentido, debe ponerse de manifiesto que la eventual ausencia de la autorización administrativa de transmisión de instalaciones en el supuesto de que ésta fuera necesaria, no tendría efecto alguno sobre el procedimiento acumulado tramitado ante la CNE, pues en todo caso, las mencionadas autorizaciones no constituyen requisito previo, ni presupuesto legal de la autorización de la toma de participaciones solicitada por GAS NATURAL SDG, S.A.

Lo anterior no sólo se desprende de la normativa reguladora de tales autorizaciones, sino también de numerosas Resoluciones de este Organismo, pues está claro que esta Comisión debe pronunciarse sólo en el ámbito de su competencia y sus pronunciamientos, como el del resto de los órganos administrativos, deben entenderse sin perjuicio de otras autorizaciones o licencias que sean necesarias para una misma operación o actuación.

Cabe citar, por todas, por su inmediatez, por referirse al sector del gas natural y por contemplar un supuesto casi idéntico al que ahora se analiza, la Resolución de la CNE de fecha 1 de diciembre de 2003, sobre la solicitud de autorización formulada por NATURCORP I, S.A. El proceso para el que se solicitaba autorización se divide en dos fases: la fusión y la creación de una nueva sociedad a la que se aportarán las actividades reguladas. Tras la fusión, NATURCORP I, S.A. pasa a ser la sociedad cabecera del *grupo* y titular de los activos de las distribuidoras GAS DE ASTURIAS, S.A., GAS FIGUERES, S.A.U., GAS DE EUSKADI, S.A. y DONOSTIGAS, S.A.U. Así, se constituirá una nueva sociedad anónima (*NUEVA SOCIEDAD REGULADA*) a la que se aportarán la rama de

actividad de distribución, así como las participaciones accionariales en las sociedades transportistas y distribuidoras del grupo y transporte de gas natural.

En esta Resolución, en la que se autorizaba la reordenación societaria del Grupo Naturcorp, y en la que al igual que en la operación ahora propuesta por GAS NATURAL SDG, S.A., se produce la aportación de rama de actividad, con la consecuente e inherente transmisión de instalaciones, la Comisión Nacional de Energía no se planteó la necesidad o no de la autorización de transmisión de instalaciones, por los motivos antes expuestos ni, por otra parte, se tiene tampoco constancia de la existencia de autorización de transmisión de instalaciones ni por parte de la DGPEM, ni por parte de los órganos competentes de las Comunidades Autónomas.

En relación con ambos procedimientos, debe reiterarse que en el procedimiento acumulado que se ha tramitado ante la CNE únicamente se analizan, conforme a lo dispuesto en la Función 14ª, las tomas de participación que GAS NATURAL efectúa en ENDESA y la toma de participación que se produce como consecuencia de la constitución de las sociedades y la posterior aportación de las ramas de actividad, pero no se analiza la autorización de transmisión particular e individualizada de cada una de las instalaciones, autorización que, en todo caso, sería posterior, y que debería ser solicitada por el adquirente de la instalación, una vez constituida la misma y aportada la rama de actividad.

Ambas autorizaciones, la prevista en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y la prevista en el artículo 86 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, son diferentes e independientes y cada una de ellas opera en un ámbito distinto.

Es por ello, por lo que esta Comisión no se pronuncia sobre la autorización de transmisión de instalaciones tal y como aparece configurada en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. En consecuencia, y al no estar efectuándose la tramitación de la citada autorización de transmisión individualizada de instalaciones, al tratarse de dos procedimientos diferentes tampoco deben seguirse los trámites previstos en el citado artículo y, por tanto, la CNE no debe emitir Informe alguno al respecto como prevé el

artículo 87 del mencionado Real Decreto. Informe que, en cualquier caso, debe emitirse a solicitud de la DGPEM, órgano que, como ya hemos señalado, sería el competente para autorizar una transmisión de instalaciones de las previstas en el artículo 86.

En definitiva, debe concluirse que la autorización de transmisión de instalaciones prevista en el artículo 86 del Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, no es un requisito previo, ni presupuesto legal de la autorización de toma de participaciones prevista en la Función 14ª de la Disposición Adicional Undécima, Tercero 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, tratándose de dos procedimientos distintos.

Por último, considera ENDESA, S.A., que se produce la vulneración del principio de reparto de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas**,** derivada de la acumulación de procedimientos. Dicha vulneración se produciría, a juicio de ENDESA, S.A., cuando la CNE en su Resolución autorizase de tal forma la segregación que, materialmente anule, impida o haga ineficaz el ejercicio de la competencia de la Comunidad Autónoma.

A este respecto, sólo cabe añadir respecto de lo hasta ahora expuesto que, de aceptarse la tesis mantenida por ENDESA, S.A., y a *sensu contrario* la Comunidad Autónoma respectiva que debiera, en su caso, autorizar la transmisión de instalaciones, emitiría en su Resolución un juicio de valor al pronunciarse sobre la capacidad legal, económica y técnica del solicitante de la autorización que, según ENDESA, S.A., privaría al pronunciamiento de la CNE de los efectos y consideración que la normativa ha conferido a sus las autorizaciones.

En definitiva, debe reiterarse que, en todo caso, si las autorizaciones de transmisión de instalaciones fuesen necesarias, no constituyen requisito legal, ni presupuesto básico de la Resolución que deba emitir la CNE al respecto.

c) Momento de tramitación de los procedimientos administrativos a instancia de parte

Por lo que se refiere al momento concreto en que deben tramitarse los procedimientos administrativos, cabe señalar que la normativa de aplicación no establece regla específica alguna en cuanto al momento en que deben tramitarse los procedimientos administrativos. Y esta consideración es predicable respecto de la solicitud de autorización de la toma de participación en ENDESA formulada por GAS NATURAL SDG, S.A., respecto de la segregación en filiales de GAS NATURAL SDG y, posterior aportación de actividad, y respecto de las eventuales autorizaciones de transmisión de instalaciones en el supuesto de que fueran necesarias.

De esta forma, en ausencia de normativa acerca de la prioridad temporal de estas solicitudes, y tratándose de procedimientos que se inician a instancia de parte, la Administración debe tramitarlos cuando se produzca la efectiva solicitud de autorización por los interesados.

En este sentido, y de la misma forma que se ha expuesto en el apartado anterior respecto de las eventuales autorizaciones de transmisión de instalaciones, debe señalarse que, la autorización de la segregación en filiales y posterior aportación de ramas de actividades, no es presupuesto previo, ni requisito necesario para la autorización de la toma de participación de GAS NATURAL SDG, S.A., en ENDESA, S.A. Cuestión distinta, es que ambas cuestiones, por su identidad, y por el momento en que se plantean puedan y deban ser analizadas en un único procedimiento por los motivos de celeridad y economía procesal expuestos anteriormente, pero ni una ni otra constituyen, requisito necesario y previo de la otra.

No existe, por tanto, prioridad temporal en los procedimientos ni, en consecuencia, en las Resoluciones que traerán causa de aquéllos que deba emitir este Organismo conforme a las solicitudes formuladas por GAS NATURAL SDG, S.A.

A la vista de todo lo anterior, debe insistirse en el hecho de que la normativa nada prevé en cuanto al orden en la tramitación de estos procedimientos, por lo que debe reiterarse que su tramitación, al tratarse de procedimientos iniciados a instancia de parte, debe responder al momento de su efectiva solicitud por el interesado, sin que ninguna de las autorizaciones que deben emitirse o que debieran emitirse, en su caso, sean presupuesto previo, ni requisito necesario anterior de las demás.

d) Suspensión de los procedimientos administrativos

Efectuadas las consideraciones anteriores, cabe analizar la posibilidad de suspensión solicitada por ENDESA, S.A., del procedimiento tramitado como consecuencia de la solicitud de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 7 de septiembre de 2005 en relación con la OPA sobre ENDESA, S.A.

En primer lugar, y por lo que se refiere a la solicitud de suspensión de la tramitación de la solicitud de autorización mencionada, debe insistirse que al no constituir la eventual obligatoriedad de la obtención de las autorizaciones de transmisión de instalaciones prevista en el artículo 86 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, ni la autorización de la reordenación societaria, presupuesto previo para la obtención de la autorización solicitada por GAS NATURAL SDG, S.A., con fecha 7 de septiembre de 2005, esta solicitud reunía todos y cada uno de los requisitos previstos en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, como más adelante se detallará.

De esta forma, y al estar la solicitud de autorización a la que se hace referencia completa, no resultaba necesario que, por parte de la Administración y en virtud de lo dispuesto en el artículo 71 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, se solicitase a GAS NATURAL SDG, S.A., subsanación de la solicitud, como pretende ENDESA, S.A.

Consecuentemente, al no resultar necesaria la subsanación ni la mejora de la solicitud en los términos señalados anteriormente, tampoco resulta oportuna la suspensión del procedimiento conforme a lo dispuesto en el mencionado artículo 71, al no concurrir ninguna de las causas tasadas en la ley 30/1992, de 26 de noviembre.

En este sentido, debe señalarse que la posibilidad de suspensión del procedimiento no es una facultad de la Administración sino que, tal y como señala, la Ley 4/1999, de 13 de enero, por la que se modifica la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, "*el plazo puede suspenderse, acogiendo la inspiración del moderno derecho público comunitario,* ***por causas tasadas previstas en el apartado 5 del artículo 42****: requerimiento a los interesados para subsanar deficiencias, intervención previa y preceptiva de un órgano de las Comunidades Europeas, informes preceptivos y determinantes del contenido de la resolución, realización de pruebas técnicas o análisis contradictorios o dirimentes propuestos por los interesados o el inicio de negociaciones para finalizar convencionalmente el procedimiento administrativo."*

A la vista de lo dispuesto en el citado artículo, y reiterando que la eventual autorización de transmisión de instalaciones no es requisito legal previo para la eventual toma de participación en ENDESA, ni para la segregación de actividades no concurre ninguna de las causas previstas en el artículo 42.5, apartado a), de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de suspensión, no estando entre las citadas causas la eventual pendencia de autorizaciones administrativas que no son requisito previo para la tramitación del procedimiento.

Cuestión ésta que, por otra parte, ya fue resuelta por la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución del Consejo de Administración de fecha 13 de octubre de 2005, en la que se señala: *"La falta de autorización administrativa de las operaciones descritas por ENDESA S.A. no constituiría causa de suspensión de las previstas en el artículo 42.5 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, del procedimiento seguido por este Organismo al amparo de la función decimocuarta, tercero. 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre."*

e) Aplicación de la prejudicialidad civil

Como se ha señalado en los párrafos precedentes, la suspensión del procedimiento administrativo sólo cabe de conformidad con lo dispuesto en el artículo 42.5 de la ley 30/1992, de 26 de noviembre. No obstante, ENDESA, S.A., considera que resulta aplicable lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley de Enjuiciamiento Civil (en adelante, la

LEC), esto es, que existe prejudicialidad como consecuencia de que aún no se haya resuelto sobre la solicitud de autorización de segregación en filiales de GAS NATURAL, SDG, S.A. y posterior aportación de ramas de actividad, ni sobre las eventuales autorizaciones previstas en el artículo 86 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por lo que, hasta el momento de que se resuelvan ambas autorizaciones, el procedimiento deberá ser suspendido conforme a lo dispuesto en el artículo 43 de la LEC.

Al respecto, debe señalarse que el artículo 43 de la LEC, establece que:

> *"Cuando para resolver sobre el objeto del litigio sea necesario decidir acerca de alguna cuestión que, a su vez, constituya el objeto principal de otro proceso pendiente ante el mismo o distinto Tribunal civil, si no fuere posible la acumulación de autos, el tribunal, a petición de ambas partes o de una de ellas, oída la contraria, podrá mediante auto decretar la suspensión del curso de las actuaciones, en el estado en que se hallen, hasta que finalice el proceso que tenga por objeto la cuestión prejudicial."*

En primer lugar, y por lo que se refiere a la aplicación supletoria del citado artículo, debe señalarse que la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, contiene normas específicas en cuanto a la acumulación de procesos y suspensión del plazo para resolver los procedimientos, estableciendo las causas tasadas por las que puede suspenderse el mismo, por lo que faltaría el presupuesto jurídico para aplicar supletoriamente otra norma, pues es claro que si hay una norma en vigor con previsión específica, no puede hablarse de laguna normativa.

En segundo lugar, debe ponerse de manifiesto que el artículo 43 de la LEC resulta de aplicación en el ámbito judicial y, además, civil, no previendo, por otra parte, la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, la aplicación supletoria de la LEC.

En tercer lugar, hay que señalar, como establece la Sentencia del Tribunal Supremo de 25 de enero de 1989, que, en todo caso, en el supuesto de que existiese una laguna que debiera ser llenada, *"(…), si el Derecho Administrativo no es un Derecho excepcional ni especial sino el Derecho común y general de las Administraciones Públicas con principios*

propios dotados de fuerza expansiva, sus lagunas han de cubrirse ante todo utilizando los propios criterios del Derecho Administrativo."

Por otra parte, y desde otra perspectiva, no puede dejar de mencionarse la Sentencia de 28 de junio de 2005 del mismo Tribunal, en un recurso promovido por ENDESA ENERGÍA, S.A.U., que fija doctrina legal respecto de la citada "*suspensión del procedimiento por prejudicialidad previsto en el artículo 43 de la Ley de Enjuiciamiento Civil".*

La mencionada Sentencia dispone que, dicha suspensión por prejudicialidad, no es aplicable a la jurisdicción contencioso-administrativa en aquellos supuestos en los que la cuestión previa a dilucidar consiste en la determinación sobre la legalidad o validez de una disposición de carácter general de rango reglamentario. Si bien, la citada Sentencia se refiere a la Ley de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa y fija doctrina legal cuando la cuestión previa es la validez de una disposición de carácter general, resulta expresiva de los principios que deben regir el análisis de esta cuestión.

Así, la citada Sentencia pone de manifiesto que la supletoriedad procesal civil debe jugar en su ámbito propio, esto es, en aquéllos casos en que la Ley Jurisdiccional no regula una cuestión, pero tácitamente tampoco se oponga a ella por resultar la regla de la supletoriedad incompatible con el régimen diseñado por la propia Ley, como ocurre en este caso, en que al tratarse de una cuestión de naturaleza administrativa no podríamos hablar de prejudicialidad, sino de cuestión incidental, y, además, porque debe partirse de la presunción de legalidad de los actos administrativos.

Por último, y aún en el hipotético caso, de que se estimase que dicho artículo resulta de aplicación, debe señalarse que no se cumplen tampoco los requisitos y presupuestos establecidos en el mismo para que la suspensión fuese acordada.

Por una parte, y respecto de la necesidad de autorización de la segregación de actividades y posterior aportación de ramas de actividad, porque el citado artículo se aplicaría, en su caso, *"si no fuere posible la acumulación de los autos",* como establece el citado artículo 43 de la LEC. En el presente supuesto, y dado que la citada acumulación

no sólo resulta posible sino que ha sido acordada por la Administración, no se cumple el presupuesto básico previsto en el citado artículo para que opere el mismo.

Por otra parte, y tanto respecto de la autorización anterior de reordenación societaria, como en el supuesto de las eventuales autorizaciones de transmisión de instalaciones, no se cumplen tampoco los requisitos previstos en el mismo para que opere, pues la eventual autorización de transmisión de instalaciones, no es cuestión necesaria, ni constituye objeto esencial del procedimiento acumulado que se tramita ante la CNE, por lo que, no se cumpliría el presupuesto de hecho previsto en el citado artículo 43 para que la Administración *"pueda",* tal y como establece el citado artículo *"decretar la suspensión del curso de las actuaciones (…) hasta que finalice el proceso que tenga por objeto la cuestión prejudicial."*

TERCERO: DE LA APLICACIÓN DEL PRINCIPIO DE IGUALDAD DE TRATO

En primer lugar, estima ENDESA, S.A., que se produce una vulneración del **principio de contradicción**. Al respecto debe señalarse que, tal y como señala la propia ENDESA, S.A., el artículo 73 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, nada dispone en cuanto a la necesidad de que de la acumulación se dé traslado a las partes, por lo que dicho trámite no resulta, por tanto, preceptivo para la CNE.

Además, debe ponerse de manifiesto, que el propio artículo 73 configura la acumulación como una cuestión incidental que no es capaz de producir indefensión a las partes en el procedimiento, configuración jurídica que deriva de la previsión contenida en el citado artículo cuando señala que frente al acuerdo de acumulación no cabe recurso alguno. Al establecer la propia Ley, la irrecurribilidad del acuerdo de acumulación, con independencia del que pueda interponerse frente a la Resolución final del procedimiento, no cabe duda alguna acerca de que constituye un acto de trámite que no decide ni directa ni indirectamente la imposibilidad de continuar un procedimiento, ni produce indefensión o perjuicio irreparable a derechos o intereses legítimos.

Por otra parte, y teniendo en cuenta que el principio de contradicción de quien es parte en un procedimiento, a los efectos de defender sus intereses, y que presupone que el

interesado disfrute de una posibilidad de defensa previa a la toma de decisión y, por ende, que la Administración siga un procedimiento en el que el interesado tenga oportunidad de aportar los documentos y alegar lo que a su derecho convenga, no se ha visto infringido en el supuesto que nos ocupa, toda vez que ENDESA, S.A., como más adelante se analizará de forma detallada, ha podido contradecir en todo momento el acuerdo de acumulación de la CNE.

Es más, ENDESA, S.A., no puede ahora alegar válidamente la nulidad del acuerdo de acumulación, cuando, en su propio escrito de alegaciones de fecha 4 de octubre de 2005, como ya se ha señalado anteriormente, ha manifestado la íntima conexión existente entre ambos procedimientos, único presupuesto necesario para que proceda la acumulación.

En este sentido, ENDESA, S.A., ha considerado cumplido el presupuesto básico del mismo y ha alegado en todo momento respecto de ambas solicitudes.

En segundo lugar, pone de manifiesto ENDESA, S.A., la vulneración del **principio de transparencia** en la instrucción del procedimiento acumulado ya que el efecto de la acumulación es el de tener en cuenta el diferente plazo transcurrido en uno y otro procedimiento a efectos de poder desarrollar una tramitación conjunta de ambos.

En relación con la citada consideración debe ponerse de manifiesto, en cuanto a los efectos de la acumulación de procedimientos que, acordada la acumulación, el efecto esencial es que las distintas cuestiones acumuladas deberán ser examinadas en un solo procedimiento y decididas en un solo acto.

Tal y como señala la propia ENDESA, S.A., cuando en alguno de los procedimientos estuviese más avanzada la tramitación, se suspenderá hasta que los demás se hallen en el mismo estado. Esta previsión, según la doctrina administrativista, que antes se hacía extensiva a todos los procedimientos administrativos por el artículo 45.3 del Reglamento de Procedimiento Económico Administrativo del año 1996, citado por ENDESA, S.A., se considera igualmente aplicable actualmente por razones de lógica jurídica, a pesar de que el Reglamento citado por ENDESA, S.A., se encuentra derogado por la publicación y entrada en vigor del Real Decreto 520/2005, de 13 de mayo, por el que se aprueba el

Reglamento General de Desarrollo de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre de 2003, General Tributaria, en materia de revisión en vía administrativa, que nada prevé en cuanto a la suspensión de los procedimientos administrativos en los supuestos de acumulación.

No obstante lo anterior, para que opere la suspensión de uno de los procedimientos, resulta necesario que los procedimientos que se acumulan, se encuentren en estados diferentes de tramitación.

En este sentido, debe señalarse que el procedimiento iniciado mediante el escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 7 de septiembre de 2005, se encontraba, en el momento de la acumulación, en fase de instrucción y pendiente de Resolución, sin que fuese necesaria solicitar mayor información que la que ya había sido aportada por GAS NATURAL SDG, S.A. y ENDESA, S.A. Por su parte, y una vez que iniciado el procedimiento para la autorización de las operaciones descritas en el escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 11 de octubre de 2005, este último procedimiento también se encontraría en fase de instrucción y pendiente de Resolución, ya que no se necesitaba para su Resolución información distinta de la que ya obraba en el expediente administrativo. Nótese que la CNE ya contaba con la información solicitada mediante escrito de fecha 16 de septiembre de 2005 información detallada sobre las cuestiones planteadas en el expediente de segregación de actividades, información que es completada por el solicitante mediante escrito de 11 de octubre de 2005.

A mayor abundamiento, y si se analiza la información solicitada por la Comisión Nacional de Energía en otros procedimientos tramitados conforme a la Función 14ª, se observa claramente que, con carácter general y dejando a salvo las particularidades de cada caso, toda la documentación que la CNE solicita adicionalmente por resultar necesaria para su Resolución, obraba en el expediente administrativo. No sólo la documentación es coincidente, sino la tramitación seguida en el procedimiento.

De esta forma, y ya que no resultaba preciso solicitar más información a GAS NATURAL SDG, S.A., ambos procedimientos se encontraban en el mismo estado de tramitación y, en consecuencia, no resultaba necesario, ni posible suspender la tramitación de ninguno de los procedimientos, conforme a la normativa vigente.

Consecuencia lógica de la anterior consideración es el hecho de que el plazo máximo para resolver el procedimiento, vendrá determinado por el inicio del primero de los procedimientos acumulados, esto es, el iniciado por GAS NATURAL SDG, S.A., en fecha 7 de septiembre de 2005.

Dicha previsión resulta, además, en el presente supuesto, más garantista para ENDESA, S.A., porque no puede olvidarse que en el presente procedimiento, en caso de falta de resolución expresa por parte de este Organismo, la solicitud se podrá entender estimada, esto es, el silencio tendrá carácter positivo.

En todo caso, no puede olvidarse que el plazo de un mes previsto en el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, es un "plazo máximo para resolver", es decir, que la Administración puede resolver antes si así lo estima, pero no está obligada a resolver en el plazo exacto del mes. Eso sí, si la Administración resuelve fuera de ese plazo máximo entraría en juego la institución del silencio positivo. En todo caso, y en relación con esta cuestión, debe ponerse de manifiesto que la diferencia del plazo de un mes entre ambos procedimientos, si éstos hubiesen sido tramitados de forma independiente, sería exactamente de tres días.

Por tanto, queda claro que el estado de tramitación de ambos procedimientos era la misma. Así, se procedió, por los motivos expuestos con anterioridad, a la acumulación de ambos procedimientos y, después de los trámites oportunos a la concesión del trámite de audiencia en el procedimiento acumulado tramitado ante la CNE, habiendo efectuado ENDESA, S.A., alegaciones, tanto respecto de la solicitud de autorización de toma de participación en la OPA, como respecto de la segregación de filiales y posterior aportación de ramas de actividad, como consta en el expediente administrativo instruido.

En tercer lugar, manifiesta ENDESA, S.A., la **vulneración del principio de igualdad** entre las partes ya que no puede pronunciarse sobre determinados aspectos de la segregación de activos.

En relación con la citada alegación debe ponerse de manifiesto, en primer lugar, y tal y como se ha señalado con anterioridad, que la documentación que la CNE ha utilizado para pronunciarse sobre la segregación en filiales y aportación de rama de actividad es la documentación que obra en el expediente y a la que ha tenido acceso íntegro ENDESA, S.A. como consta en el folio 1497 del expediente, en todo momento de la tramitación del expediente administrativo, sin que ninguno de los documentos relacionados con dicha cuestión hayan sido declarados confidenciales, tal y como consta en las Resoluciones de confidencialidad de fechas 18 y 20 de octubre.

Estima ENDESA, S.A., que dicha situación supone una clara vulneración del principio de igualdad a que se refiere el artículo 14 en relación con el artículo 24 de la Constitución.

En la fundamentación ofrecida por la recurrente no se aprecia de forma clara y manifiesta, tal y como han exigido la Jurisprudencia Constitucional y del Tribunal Supremo, la vulneración del derecho fundamental de igualdad consagrado en el artículo 14 de la Constitución.

El Tribunal Supremo ha declarado en reiterada doctrina los siguientes criterios jurisprudenciales: *"El principio de igualdad contenido en el art. 14 de la Constitución no implica, en todos los casos, un tratamiento legal igual con abstracción de cualquier elemento diferenciador de trascendencia jurídica; de donde se deduce que entre los casos confrontados ha de existir una igualdad sustancial y no un puro parecido» -Sentencia del Tribunal Supremo de 4 de octubre de 1984 (RJ 1984\5574)-. «No se trata de valorar la legalidad o no de las compatibilidades declaradas en cada caso, sino de hallar ante situaciones iguales si se han producido tratamientos distintos o discriminatorios, partiendo para ello de la base de esa situación de igualdad, identidad o exactitud y no de equivalencia, analogía o equiparación con otras profesiones» -Sentencias de 29 de mayo y 15 de junio de 1984 (RJ 1984\2940 y RJ 1984\3382). «El principio de igualdad ha de entenderse en función de las circunstancias que concurren en cada caso concreto, en relación con el cual se invoca, y sólo podrá aducirse a la quiebra cuando dándose los requisitos previos de una igualdad de situaciones entre los sujetos afectados por la norma, se produce un tratamiento diferenciado entre los mismos en razón a una conducta arbitraria o no justificada de los poderes públicos y que deberá interpretarse entre iguales,*

es decir, entre aquéllos que tienen circunstancias de todo tipo iguales» -Sentencia de 3 de junio de 1985 (RJ 1985\3173).

Es necesario, por tanto, cuando se invoca una discriminación contraria al artículo 14 de la Constitución, señalar un término comparativo idóneo consistente en la identificación de decisiones anteriores que hayan resuelto de manera diversa en situaciones idénticas de aquel en el cual recayó la resolución impugnada, ya que el derecho a la igualdad en la aplicación de la Ley no se infringe cuando el término de comparación es desigual, sino que, es necesario aportar un término válido de comparación demostrativo de la identidad sustancial de situaciones jurídicas que han recibido un trato diferente, sin causa objetiva y razonable.

Por su parte, el artículo 24 de la Constitución reconoce en el apartado 1 el derecho a la tutela judicial efectiva en el ejercicio de los derechos e intereses legítimos, sin que pueda producirse indefensión, mediante una formulación general que tiene un contenido complejo y autónomo. Comprende, según la doctrina constitucional, los siguientes derechos: el acceso a la jurisdicción, el de obtener una resolución judicial fundada en derecho en relación con las pretensiones oportunamente deducidas, el de acceso a las instancias y recursos legalmente establecidos y el de ejecución de las sentencias.

Sin embargo, es necesario señalar que la propia naturaleza del derecho a la tutela judicial efectiva supone que su violación haya de ser cometida en el propio procedimiento judicial, es decir, por el órgano jurisdiccional que ejerció la función jurisdiccional, y no por el órgano administrativo, pues las infracciones de trámite en el procedimiento administrativo, salvo que cerrasen el acceso a la vía judicial tienen las consecuencias previstas en la LRJ-PAC, según su entidad, y para la revisión judicial —al no suponer normalmente infracción constitucional— resulta adecuado el cauce ordinario del Recurso Contencioso-Administrativo (STS de 23 de diciembre de 1991).

El Tribunal Constitucional, en Sentencia de 17 de mayo de 1985 y auto de 14 de enero de 1987, ha señalado que las exigencias del artículo 24 de la Constitución no son trasladables a todo procedimiento administrativo.

Por tanto, y la vista de la doctrina jurisprudencial expuesta, queda claro que no se produce ni vulneración del principio de igualdad, ni vulneración del derecho a la tutela judicial efectiva.

A este respecto, debe insistirse y reiterarse el hecho de que ENDESA, S.A., ha ejercido su derecho al acceso al expediente en numerosas ocasiones tal y como consta en los folios 46, 92, 114, 158, 243, 554 y 1497 del expediente, obteniendo copia de todos los documentos obrantes en el mismo y presentando escritos de alegaciones en las siguientes fechas: 12 de septiembre de 2005, 20 de septiembre, tres escritos con fecha 3 de octubre, 4 de octubre, 21 de octubre, 24 de octubre, 26 de octubre, 27 de octubre, 2 de noviembre y tres escritos de fecha 3 de noviembre de 2005. Además todas las solicitudes y pretensiones formuladas por ENDESA, S.A., han sido resueltas, como es obligación legal, por la CNE, como consta en los Antecedentes de la presente Resolución.

En definitiva, ENDESA, S.A., ha gozado de todos los derechos que la Ley le atribuye como interesado en el procedimiento, ha comparecido ante la CNE y retirado copia de toda la documentación obrante en el expediente, de forma periódica, por lo que ha tenido conocimiento en todo momento de los trámites sucesivos acaecidos, efectuando las alegaciones que a su derecho han convenido por lo que no puede alegar en ningún caso la vulneración del derecho a la tutela judicial efectiva.

En conclusión, debe señalarse que, en atención a los fundamentos expuestos, no se ha producido vulneración alguna de ningún principio, ni de ningún derecho fundamental.

CUARTO: DE LA INICIACION DEL PROCEDIMIENTO A INSTANCIA DE PARTE

El procedimiento de autorización previsto en la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 de la LSH establece que el procedimiento se inicia a instancia de parte.

El escrito de Gas Natural SDG, S.A. de fecha 7 de septiembre de 2005, finaliza solicitándose por las razones expuestas en el mismo a esta Comisión que:

"declare la improcedencia del ejercicio de la función 14ª respecto de la referida Oferta Pública de Adquisición, toda vez que su intervención deberá producirse en el marco de los procesos de reordenación de activos una vez producida la toma de control efectivo, cuando se haya tomado un conocimiento del concreto del volumen y tipología de activos o participaciones a desinvertir en el marco del Plan de compromisos que esta sociedad presentará a las Autoridades."

A continuación, el escrito plantea como petición subsidiaria:

"Subsidiariamente, en el caso de que la Comisión Nacional de Energía no compartiera el criterio de esta sociedad y estimara que sí es competente para autorizar la toma de participación, el ejercicio de la función 14ª debería diferirse al momento en que se haya tomado un conocimiento, al menos preliminar del concreto volumen y tipología de activos o participaciones a desinvertir en el marco del Plan de compromisos que esta sociedad presentará a las Autoridades. Se estima que ese momento sería el momento en que el Servicio de Defensa la Competencia emita su informe, de modo que hasta ese momento debiera no iniciarse o, en su caso, mantenerse suspendido el procedimiento ante la Comisión Nacional de Energía."

A la vista del contenido del escrito de Gas Natural y de las peticiones en él contenidas, resulta indubitado que la operación comunicada supone una toma de participación por parte de una sociedad que realiza actividades reguladas en otra entidad que realiza actividades de naturaleza mercantil y, en consecuencia, estará sometida, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 63.7, y en la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1, función 14ª, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, a la autorización de la Comisión Nacional de Energía.

Por tanto, y una vez sentado que la operación está sujeta a la autorización de la CNE, circunstancia que se comunica a Gas Natural mediante escrito de fecha 16 de septiembre de 2005 por el que se da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 42.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, procede entrar a analizar la petición subsidiaria de Gas Natural SDG, S.A. Y ello, dado que la propia sociedad señala: "*en el caso de que la Comisión Nacional de Energía no compartiera el criterio de esta sociedad y estimara que sí es competente para autorizar la toma de participación, el ejercicio de la función 14ª".* Esta aseveración constituye ya una primera manifestación en el momento que comparece el administrado de su voluntad de someter la operación a la potestad autorizatoria de la CNE.

La petición subsidiaria del escrito objeto de análisis se desdobla en dos: la primera relativa a la *"no iniciación"* del procedimiento y la segunda a la "suspensión temporal" del mismo.

En este sentido, debe ponerse de manifiesto que la solicitud de diferir el procedimiento de la función 14ª hasta la emisión de informe por parte del Servicio de Defensa de la Competencia debe desestimarse, pues tal y como ya se ha señalado en reiteradas ocasiones por la CNE, el ejercicio de la función 14ª y de la función 15ª por este Organismo son dos funciones de naturaleza diferenciada y con objeto distinto, por lo que, el hecho de que la Comisión Nacional de Energía vaya a intervenir, de conformidad con lo previsto en la función 15ª, no constituye razón para obviar el ejercicio de la función 14ª.

Es por ello, que el propio solicitante consciente de la inviabilidad de su petición de diferir el procedimiento a un momento posterior insta la suspensión temporal del procedimiento.

Por lo que se refiere a esta solicitud, debe señalarse, en primer lugar, que esta petición **presupone necesariamente la iniciación por el solicitante del procedimiento.** Sin perjuicio de lo anterior, en cuanto al fondo de la misma, debe señalarse que una vez iniciado el procedimiento, las causas de suspensión se encuentran previstas en el artículo 42.5 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, siendo éstas causas tasadas, por lo que tampoco cabría atender la petición de suspensión en los términos postulados por la peticionaria, al no concurrir los supuestos predeterminados por el legislador.

A la vista de lo expuesto, y sobre la base de que la operación está sujeta a autorización, cabe entender que el procedimiento se ha iniciado con la presentación del escrito de 7 de septiembre de 2005, escrito que cumple con todos y cada uno de los requisitos contenidos en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, para ser considerado como una petición de iniciación del procedimiento. A estos efectos, el escrito de 7 de septiembre contiene con toda claridad el *"nombre y apellidos del interesado"*; y *"de la persona que lo represente"*; *"los hechos, razones y petición en que se concrete, con toda claridad, la solicitud"*; *"lugar y fecha"; "firma del solicitante*"; y *"órgano, centro o unidad administrativa al que se dirige".*

En este sentido, debe recordarse que, aún en el caso de que pudieran existir dudas acerca de la solicitud de GAS NATURAL SDG, S.A., la aplicación de los principios *indubio pro actione* (STC 104/1997, de 2 de junio) y el carácter antiformalista del derecho administrativo, llevarían a idéntica conclusión, pues el mencionado escrito de 7 de septiembre, cumple con todos los requisitos propios de una solicitud de autorización.

Es por todo ello que la Administración debe entrar a conocer la solicitud formulada y tramitar el procedimiento, practicando los actos de instrucción necesarios para la determinación, conocimiento y comprobación de los datos en virtud de los cuales debe pronunciarse la resolución, y en definitiva, impulsar de oficio el procedimiento en todos sus trámites, según prevé el artículo 74 de la Ley 30/1992. No debe olvidarse en este punto que, de conformidad con lo previsto en el artículo 90 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, *"todo interesado podrá desistir de su solicitud,"* de acuerdo con los medios y efectos previstos en el artículo 91 de la misma Ley 30/1992. Es por ello que inclusive en el caso de que la Administración errara en la calificación del escrito, el solicitante siempre podría desistir de su petición en los términos indicados en los citados preceptos.

En conclusión, el presupuesto fáctico determinante del inicio del procedimiento autorizatorio previsto en la Disposición Adicional Undécima, Tercero, 1 función decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, viene dado por el escrito presentado por GAS NATURAL SDG S.A. de 7 de septiembre.

Por otra parte, debe ponerse de manifiesto, que el interesado principal del procedimiento, sujeto que inicia el mismo, no ha manifestado desde la presentación del escrito de 7 de septiembre, y las posteriores comunicaciones de este Organismo de 16 de septiembre y demás obrantes en el expediente, ninguna oposición a la tramitación del procedimiento por la CNE, ni ha manifestado su voluntad de desistir del mismo de conformidad con lo previsto en el artículo 90 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

Más bien al contrario, GAS NATURAL SDG, S.A. ha manifestado de forma inequívoca su voluntad de tramitar el procedimiento administrativo, sin que pueda entenderse que simplemente se haya avenido a participar en él como pretende ENDESA, S.A., habiendo

comparecido en la CNE para acceder al expediente administrativo, obteniendo copia del mismo, efectuando alegaciones y cumplimentando todos y cada uno de los requerimientos de información efectuados por la CNE, reiterando el carácter de solicitud de autorización de la toma de participación de su escrito inicial en el escrito de alegaciones presentado con fecha 3 de noviembre de 2005, en el que literalmente dispone que *"en cualquier caso, GAS NATURAL en su escrito de 6 de septiembre y para el caso en el que la CNE lo estimase necesario, también solicitó la tramitación de la correspondiente autorización administrativa, al señalar, "subsidiariamente, en el caso de que la Comisión Nacional de Energía no compartiera el criterio de esta sociedad y estimara que sí es competente para autorizar la toma de participación, el ejercicio de la función 14ª debería diferirse al momento en que se haya tomado un conocimiento, al menos preliminar del concreto volumen y tipología de activos o participaciones a desinvertir en el marco del Plan de compromisos que esta sociedad presentará a las Autoridades. Se estima que ese momento sería el momento en que el Servicio de Defensa la Competencia emita su informe, de modo que hasta ese momento debiera no iniciarse o, en su caso, mantenerse suspendido el procedimiento ante la Comisión Nacional de Energía."*

Desde otra perspectiva debe señalarse que ENDESA, S.A., no sólo ha solicitado su personación en el procedimiento administrativo, personación que le ha sido reconocida por Acuerdo del Consejo de Administración de la CNE de fecha 15 de septiembre de 2005, sino que ha presentado los documentos que a su derecho han convenido, y ha comparecido en la CNE en varias ocasiones para ejercitar su derecho de acceso al expediente, obteniendo copias de los documentos obrantes en el mismo.

En definitiva, debe concluirse que mediante escrito de fecha 7 de septiembre de 2005 GAS NATURAL SDG, S.A., solicitó autorización administrativa para la toma de participación que resultase de la liquidación de la OPA sobre ENDESA, S.A., siendo los términos de la autorización precisos al respecto y sin que pueda existir ninguna acerca duda de cuál es el objeto de la solicitud: autorización de la toma de participación en el capital social de ENDESA, S.A.

QUINTO: SOBRE LA DECLARACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD DE DETERMINADA INFORMACIÓN APORTADA

En el marco del procedimiento autorizatorio seguido ante esta Comisión, se han dictado tres Resoluciones relativas a solicitudes de confidencialidad planteadas por GAS NATURAL SDG, S.A. y ENDESA, S.A.:

(a) Resolución de la Comisión Nacional de Energía en relación con las solicitudes de GAS NATURAL SDG, S.A. de tratamiento de confidencialidad de los escritos remitidos a la Comisión Nacional de Energía con fecha 28 de septiembre de 2005, 11 de octubre 2005 y 18 de octubre de 2005.

(b) Resolución de la Comisión Nacional de Energía en relación con las solicitudes de ENDESA, S.A. de tratamiento de confidencialidad del escrito remitido a la Comisión Nacional de Energía con fecha 23 de septiembre de 2005.

(c) Resolución de la Comisión Nacional de Energía de fecha 13 de octubre en relación con la solicitud de confidencialidad de ENDESA, S.A., del auto dictado por el juzgado de Primera Instancia número 24 de Barcelona el 22 de septiembre de 2005 a instancia de ENDESA, S.A., y efectúa determinadas alegaciones en relación con el mismo, una vez que la citada documentación ha sido calificada como no confidencial.

(i) Sobre los criterios de confidencialidad utilizados por la CNE

Tal y como se desprende del texto de las Resoluciones de la CNE antes citadas, así como de precedentes administrativos pasados, véase, a estos efectos, la Resolución de la CNE de 30 de abril de 2003, al objeto de lograr el justo equilibrio entre la necesidad de desvelar la información imprescindible para que las partes interesadas puedan hacer alegaciones y presentar los documentos y justificaciones que estimen pertinentes y la necesidad de salvaguardar los secretos que pertenecen a cada empresa, se procede por la CNE a realizar un análisis caso por caso de la documentación aportada.

Así, la Disposición Adicional Undécima, Tercero, 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece un procedimiento específico para la declaración de confidencialidad por la CNE de la información que debe ser suministrada por los sujetos que actúan en los mercados energéticos. Así, las entidades obligadas podrán indicar qué parte de los datos o informaciones consideran de trascendencia comercial o industrial, cuya difusión podría perjudicarles, y para la que reivindican la confidencialidad frente a cualesquiera personas o entidades que no sean la propia CNE, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o las Comunidades Autónomas, previa la oportuna justificación.

Corresponde a la CNE decidir, de forma motivada, sobre la información que, según la legislación vigente, está exceptuada del secreto comercial e industrial y sobre la amparada por la confidencialidad.

En este sentido, debe destacarse lo dispuesto en el artículo 37.5 d) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, que limita el derecho de acceso a archivos y registros sobre aquellas materias protegidas por el secreto comercial e industrial y el artículo 84.1, que establece que este tipo de materias están exceptuadas del trámite de audiencia. Igualmente, el artículo 9.4.e) del Real Decreto 772/1999, de 7 de mayo, exime a las Administraciones públicas de su obligación de expedir copias auténticas de documentos públicos administrativos que hayan sido validamente emitidos por los órganos de la Administración General del Estado o sus Organismos Públicos, en los casos de copias de documentos que contengan información sobre materias protegidas por el secreto comercial o industrial.

Tal y como se señala en las Resolución citada, no existe en el ordenamiento jurídico un criterio claro y estricto sobre qué información puede tener carácter reservado o confidencial y cual está exenta de tal consideración. Sí que existe numerosa jurisprudencia de la que se deriva que debe de ser la propia Comisión la que haga una valoración de lo alegado y acreditado, emitiendo en su decisión un juicio de valor sobre la razonabilidad de lo solicitado.

Los ámbitos donde más se ha desarrollado esta cuestión son los sectores de las telecomunicaciones y los expedientes en materia de competencia. Así, ante la falta de

normativa interna sobre las características que pueden definir la información como confidencial, la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, en sus Resoluciones de 19 de noviembre de 1998 y de 4 de febrero de 1999 se remite a las consideraciones contenidas en la Comunicación de la Comisión Europea de 23 de enero de 1997, relativa a las normas de procedimiento interno para el tratamiento de las solicitudes de acceso al expediente en los supuestos de aplicación de los artículos 85 y 86 del Tratado CE, de los artículos 65 y 66 del Tratado CECA y del reglamento CEE nº 4064/89 del Consejo, que desarrolla la práctica de ésta sobre la información confidencial. Dicha Comunicación ha sido reemplazada por la Comunicación de la Comisión Europea relativa a la revisión de la comunicación de 1997 relativa a las normas de procedimiento interno para la tramitación de las solicitudes de acceso al expediente (Diario Oficial de la Unión Europea núm. C259 de 21/10/2004).

Dicha Comunicación apoya los siguientes criterios de confidencialidad:

(a) los secretos comerciales de las empresas, esto es, información técnica y/o financiera relativa a los conocimientos técnicos de una empresa, los métodos de evaluación de costes, los secretos y procesos de producción, las fuentes de suministro, las cantidades producidas y vendidas, las cuotas de mercado, los ficheros de clientes y distribuidores, la estrategia comercial, etc.

(b) la información confidencial distinta que los secretos comerciales citados. Se trata, por ejemplo, de la información proporcionada sobre empresas que permitiría a éstas ejercer presiones de carácter económico o comercial muy fuertes sobre sus competidores o sobre sus socios comerciales, clientes o proveedores.

(c) Tampoco se puede conceder acceso a documentos cuando existe el riesgo de que la empresa ejerza represalias sobre sus autores, ni a información que permitiría identificar personas o empresas que quieren de forma justificada permanecer en el anonimato.

(d) En cambio, las informaciones relativas a una empresa que ya se conocen fuera de ésta no son consideradas confidenciales en principio. También, la información que haya perdido su importancia comercial, por ejemplo debido al paso del tiempo, ya no podrá considerarse confidencial (la Comisión suele considerar que la información referente al volumen de negocios de las partes y a las ventas, los

datos sobre cuotas de mercado y las informaciones similares que tengan más de cinco años ya no son confidenciales).

Las citadas resoluciones de la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones han sido confirmadas por las Sentencias de la Audiencia Nacional de 1 de marzo de 2000 y 10 de mayo de 2001, en las que se señala que, entre las fuentes de referencia que sirven de pauta para la declaración de confidencialidad "*tiene especial trascendencia que el documento sometido a declaración de confidencialidad sea revelador de relaciones comerciales de las empresas o los componentes de los costes de las mismas; y en general, aquellos datos que revelan la estrategia comercial de las mismas*".

Por tanto, la declaración de confidencialidad que ha efectuado la CNE, sobre la información aportada por GAS NATURAL SDG, S.A. y por ENDESA, S.A. ha tenido como objeto proteger del conocimiento por terceros de aquella información de carácter sensible de la empresa, permitiendo, no obstante, que ésta pueda ser debidamente analizada y valorada por la CNE como Organismo que, en el ejercicio de sus funciones, tiene atribuida la defensa de la legalidad.

En este sentido, en el presente procedimiento, se ha considerado que determinada parte de la información facilitada contenía datos de la operación de adquisición de acciones, susceptibles de revelar la estrategia comercial actual y futura del Grupo oferente. El conocimiento de este tipo de información por parte de un competidor directo, vendría en claro perjuicio de la sociedad, máxime teniendo en cuenta que, caso de no prosperar la oferta, ambas continuarían compitiendo en el mercado.

Finalmente, esta Comisión quiere señalar que resultan, cuanto menos paradójicas, las consideraciones de confidencialidad puestas de manifiesto por ENDESA, S.A. sobre todo si se tiene en cuenta que en los propios escritos presentados por la citada empresa ante este Organismo se solicita la confidencialidad de documentos que están disponibles públicamente, bien en Registros o bien en ciertas páginas de Internet especializadas. Incluso solicita ENDESA, S.A. la confidencialidad de documentos como el analizado en la Resolución de fecha 13 de octubre citada, en la que se solicitaba la confidencialidad de documentación que obraba ya en poder de GAS NATURAL SDG S.A. si bien, esta

práctica ha sido utilizada por GAS NATURAL SDG, S.A., igualmente en el presente expediente.

En definitiva, no se comprende que ENDESA, S.A., solicite para sí la declaración de confidencialidad de buena parte de la información aportada, y paralelamente rebata la actuación de esta Comisión en relación con los datos de la otra interesada, máxime si se tiene en cuenta que, con el objeto de proporcionar a ENDESA, S.A., un adecuado conocimiento de las operaciones, esta Comisión ha efectuado un análisis exhaustivo de toda la documentación aportada, tal y como consta en las resoluciones de confidencialidad de este Organismo, levantando la confidencialidad de determinados documentos respecto de los cuales las partes han reivindicado la confidencialidad en aras a garantizar la adecuada transparencia en el procedimiento.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que el principio de igualdad es el que ha regido en la calificación de la documentación respecto de la que las partes han solicitado la confidencialidad, determinándose el carácter confidencial de las previsiones a futuro, tanto respecto de los documentos de GAS NATURAL SDG, S.A., como respecto de los aportados por ENDESA, S.A.

(ii) Sobre la confidencialidad del Acuerdo entre GAS NATURAL SDG, S.A. e IBERDROLA, S.A.

Especial mención requiere la declaración de confidencialidad del Acuerdo entre GAS NATURAL SDG, S.A. e IBERDROLA, S.A. Dicha mención no se refiere en este punto a los criterios utilizados por la CNE para mantener la confidencialidad del mismo, pues es evidente que se han preservado los intereses contrapuestos de las dos partes; sino a la alegación realizada por ENDESA, S.A., quien señala que debido al tratamiento confidencial otorgado al mismo, se "*está privando a Endesa del derecho de opinar al actual propietario sobre las hipótesis numéricas con que dos extraños pretenden negociar la transmisión de los activos de aquél*".

Pues bien, a este respecto, conviene señalar, en primer lugar, que IBERDROLA, S.A., solicitó ser parte interesada en el procedimiento autorizatorio seguido ante esta CNE y

dicha solicitud de personación fue denegada por Resolución de fecha 22 de septiembre de 2005 sobre la base de los fundamentos que a continuación se exponen. En este sentido, dicha Resolución señalaba:

> *"A la vista de lo anterior, debe señalarse que los supuestos de solicitud de personación de Endesa, en el anterior procedimiento autorizatorio que dio lugar a la Resolución de la CNE de fecha 30 de abril de 2003, y de Iberdrola, en el procedimiento de la Función 14ª iniciado por la solicitud de GAS NATURAL SDG, S.A. con fecha 7 de septiembre de 2005, son similares, en la medida en que ambas sociedades no son titulares de activos de transporte y distribución afectados por la operación.*
>
> *No obstante lo anterior, los supuestos enunciados presentan una diferencia que será objeto de valoración en el apartado siguiente. La citada diferencia radica en el Acuerdo suscrito entre IBERDROLA, S.A. y GAS NATURAL SDG, S.A., el 5 de septiembre de 2005 para la compraventa de determinados activos de generación y distribución de la sociedad resultante de la operación de adquisición de ENDESA, en el que IBEDROLA basa su pretensión de autorización.*
>
> *El ejercicio de la función decimocuarta atribuida a la CNE supone "autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil", y que para el ejercicio de esta función debe valorarse la existencia o no de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en la Ley."*
>
> *De esta forma, y con independencia de que el Acuerdo pueda ser valorado por la CNE en el ejercicio de la función 14ª, su valoración se limitaría a los efectos que el mismo pudiese tener en el ejercicio de la actividad regulada desarrollada por el oferente, y no respecto de las actividades reguladas desarrolladas por sociedades en las que IBERDROLA S.A., tiene participación, pues no estamos ante una toma de participación por parte de IBERDROLA, S.A., ni sobre ella.*

El Acuerdo suscrito entre GAS NATURAL SDG, S.A. e IBERDROLA S.A. está sometido a diversas condiciones. Entre ellas, a la obtención de las autorizaciones previas que resultan preceptivas. Entre éstas, se señalan la prevista en la función 14 ª de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, las resultantes del Capítulo II de la Ley 16/1989, de Defensa de la Competencia así como la prevista en el artículo 4 de la Ley 5/1995, de 23 de marzo, en su redacción dada por la Ley 62/2003, de 30 de diciembre. Todas ellas sin perjuicio de las referentes a las transmisiones de activos que resulten de la normativa sectorial aplicable.

No será hasta el momento en el que citado Acuerdo llegue a ejecutarse, en su caso, cuando los intereses de IBERDROLA, S.A. pudieran verse afectados, pues hasta ese momento, IBERDROLA, S.A. no asumirá los compromisos previstos en el mismo. Y, tal y como ya se ha señalado en anteriores ocasiones, el control sobre los activos que vayan a ser desinvertidos, o que deban ser desinvertidos, en su caso, corresponderían a los órganos de defensa de la competencia. Todo ello sin perjuicio además de que las transmisiones que a tal efecto se realicen, precisen de las autorizaciones exigidas por las normativas sectoriales correspondientes. Véanse a estos efectos los artículos 133 y siguientes del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, así como 86 y siguientes del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

Por tanto, en el supuesto de que se ejecutase el citado Acuerdo, y que del mismo se derivase la obligación de solicitar otras autorizaciones respecto de los concretos activos regulados que se transmiten, sí podrían evidentemente verse afectados sus "derechos subjetivos e intereses legítimos", en los procedimientos administrativos que se deriven de la ejecución de éste.

De la misma forma, en el caso de que la compra de estos activos entrañe tomas de participación en el sentido previsto en la función decimocuarta y artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, éstas deberán ser

sometidas igualmente, a la autorización previa de este Organismo, dando lugar a un nuevo y distinto procedimiento autorizatorio".

Debe señalarse que el mismo criterio expresado por la CNE en relación con el mencionado Acuerdo, ha sido también mantenido por ENDESA, S.A. Así, en el escrito de la citada sociedad de fecha 20 de septiembre de 2005 efectuando alegaciones en relación con la solicitud de personación de IBERDROLA, S.A., ENDESA, S.A. puso de manifiesto que el citado Acuerdo estaba sometido a condiciones, por lo que no era más que un acuerdo de intenciones condicionado. Continuaba la citada sociedad afirmando que la reducción al absurdo de los razonamientos de IBERDROLA, S.A., serviría para admitir en el procedimiento a las entidades financieras que hubieran concertado contratos financieros, condicionados o no, con GAS NATURAL SDG, S.A. para esa operación, a quien mostrase su interés en adquirir activos de ENDESA, S.A., o a cada uno de los accionistas de ambas entidades, o a todos aquéllos que, de una forma u otra, tengan acuerdos relacionados con esta operación.

En segundo lugar, del contenido de dicha Resolución se desprende que el no levantar la confidencialidad del Acuerdo entre GAS NATURAL SDG, S.A. e IBERDROLA, S.A. no vulnera los derechos de ENDESA, S.A. en tanto que en el contexto del procedimiento autorizatorio como resulta de los fundamentos posteriores, no se entra analizar el citado Acuerdo. Tal y como se desprende de la Resolución citada, el análisis de la CNE se realiza sobre la siguiente premisa: examen de la capacidad financiera de GAS NATURAL SDG, S.A., como entidad receptora de fondos, entre 7.000 y 9.000 millones de euros, procedentes de la materialización del Acuerdo, o de cualquier otro procedimiento que finalmente se adopte.

Bajo estas premisas, difícilmente puede concluirse que ENDESA, S.A. ha visto limitados sus derechos de defensa por mantener esta CNE la confidencialidad del Acuerdo, máxime cuando se han incorporado al expediente administrativo instruido tanto el detalle del acuerdo como de sus principales características, teniendo, en definitiva, ENDESA, S.A. la información necesaria para formar juicio sobre el mismo a los efectos del objeto del presente procedimiento.

SEXTO: LA NATURALEZA DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

1. DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR DEL GAS

El sistema gasista español se encuentra regulado por la 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.

Según se establece en la Exposición de Motivos de la LSH, la regulación del sector del gas trata de avanzar en la liberalización, haciéndolo compatible con un desarrollo homogéneo y coherente del sistema gasista en todo el territorio nacional. Esta disposición reconoce el principio de libre iniciativa empresarial, con objeto de promover una mayor competitividad que redunde en beneficio de los consumidores finales, y suprime la calificación del gas como servicio público, si bien sigue considerando todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos como actividades de interés económico general.

Esta última consideración descansa en uno de los principios esenciales de la LSH: la garantía de suministro. De acuerdo con lo previsto en el artículo 57, el suministro de combustibles gaseosos por canalización se realizará a todos los consumidores que lo demanden, y que estén comprendidos en las áreas geográficas pertenecientes al ámbito de la correspondiente autorización y con las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, previa consulta a las Comunidades Autónomas.

Esta garantía del suministro trata de instrumentarse en todo momento de manera que se haga compatible con la liberalización del sector. Por ello, subsiste la planificación del Gobierno en los términos establecidos en el artículo 4 de la LSH, que tiene carácter vinculante en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica, a la capacidad de regasificación necesaria y a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos.

Para liberalizar el sector del gas e impulsar la competencia, la principal herramienta introducida por la LSH es el derecho de acceso de terceros a las infraestructuras gasistas (artículos 60.4 y 61.2, 70 y 76) que supone que los titulares de las instalaciones deben permitir a otras empresas la utilización de sus infraestructuras para almacenar, transportar y distribuir gas de su propiedad, a cambio del pago del correspondiente peaje regulado.

El nuevo modelo introduce la liberalización del suministro de gas al establecer el derecho de los consumidores a la libre elección de su compañía comercializadora (artículo 60.3 de la LSH), permitiendo que el precio de venta de gas sea libre. A partir del 1 de enero de 2003 la elegibilidad es plena para todos los clientes de gas.

Se introducen las directrices y el marco general que regulan las autorizaciones administrativas para la construcción y explotación de las instalaciones de transporte y distribución. En relación con los gasoductos de transporte objeto de planificación obligatoria, se indica que las autorizaciones de construcción y explotación deberán ser otorgadas mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la autoridad competente (artículo 67.1 de la LSH).

La LSH fue modificada en el año 2000 por el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios que introducía, entre otras medidas, la figura del Gestor Técnico del Sistema, que corresponde a ENAGAS como principal transportista del sistema, y cuya principal función es la de garantizar la continuidad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los almacenamientos, el transporte, la distribución y los puntos de acceso.

El sector gasista viene configurado por un conjunto de actividades que, por sus características y finalidad, necesitan un cierto grado de intervención y control por parte de las Administraciones Públicas, que ejercerán las facultades previstas en la LSH.

La LSH distingue claramente entre actividades reguladas y actividades no reguladas, y en concreto el artículo 60.1 de la Ley califica como actividades reguladas la regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución, estableciendo que el régimen

económico y de funcionamiento de estas actividades se ajustará a lo previsto en la propia LSH. Por el contrario, la actividad de comercialización se ejercerá libremente en los términos previstos por la LSH y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

Esta distinción entre actividades reguladas y no reguladas tiene su razón de ser en las características particulares del suministro de gas natural, que requiere de conexiones físicas entre productores y consumidores por lo que carece, en general, de sentido lógico y económico duplicar las interconexiones gasistas.

Sobre la distinción entre actividades reguladas y no reguladas descansa la obligación de separación jurídica y contable de actividades presente en la regulación del sector gasista. Debe señalarse que está pendiente de transposición la nueva Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio de 2003, que podría profundizar en la separación actividades que se recoge actualmente en la LSH y que se desarrolla a continuación.

La separación jurídica de actividades implica que las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas deberán tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan realizar actividades no reguladas.

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 reguladas.

El artículo 63.3 de la LSH establece que las sociedades titulares de instalaciones de la red básica de gas natural deberán tener como único objeto social la actividad de transporte pudiendo incluir entre sus activos los gasoductos de la red secundaria de transporte.

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 contemplar en su objeto social 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.

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 y que las 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.

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.

Se establece que el Gestor Técnico del Sistema deberá llevar contabilidad separada de las funciones que le corresponden como tal.

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.

El desarrollo de las actividades reguladas de transporte y distribución exigen autorización administrativa de las instalaciones y la inscripción de sus filiales en los registros administrativos. Las autorizaciones serán otorgadas, sin perjuicio de otras concesiones y autorizaciones que pudieran resultar necesarias, y de las obligaciones, en materia fiscal, de ordenación del territorio, medio ambiente y defensa de consumidores y usuarios.

El sistema gasista se compone de la red básica de transporte, de las redes de transporte secundario, y de distribución y del resto de las instalaciones complementarias. La red básica de transporte está formada por las plantas de licuefacción de gas natural, las plantas de regasificación de GNL, los gasoductos de transporte primario con presión máxima de diseño ≥ 60 bares, los almacenamientos estratégicos de gas natural, las conexiones de la red básica con yacimientos y las conexiones internacionales. Las redes

de transporte secundario están formadas por gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares; y las de distribución están formadas por los gasoductos con presión máxima de diseño ≤ 16 bares y los que tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor desde un gasoducto de transporte independientemente de su presión máxima de diseño.

Corresponde a la Administración General del Estado la autorización de las instalaciones que integran la red básica de gas natural, así como aquellas otras instalaciones cuyo aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma o, en el caso de las instalaciones de transporte o de distribución, aquellas que salgan del ámbito territorial de una de ellas. Por su parte, las Comunidades Autónomas son competentes para autorizar aquellas instalaciones cuyo aprovechamiento no afecte a otras Comunidades o, si son de transporte o distribución, que no salgan de su ámbito territorial.

Las autorizaciones administrativas de las nuevas instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural contempladas en la planificación deben ser otorgadas preferentemente por el sistema de concurrencia, mediante concurso público promovido y resuelto por la Dirección General de Política Energética y Minas de forma que se garantice su transparencia, objetividad y libre concurrencia. No obstante, actualmente, estos concursos públicos están pendientes de desarrollo y las instalaciones se están autorizando de forma directa a los promotores, amparándose en el Real Decreto 1434/2002 que incluye este procedimiento, de carácter excepcional, cuando se justifica la urgencia de la instalación y la no apertura del procedimiento de concurrencia.

Tras la publicación del Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad y para la Mejora de la Contratación Pública, la autorización administrativa para la construcción de redes de distribución de gas en un ámbito territorial se concede con carácter exclusivo, debiendo cumplir las obligaciones de servicio de interés general y extensión de redes, en virtud de la nueva Disposición Adicional vigésima tercera, introducida por dicho Real Decreto-Ley.

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.

La regulación del régimen económico de las actividades reguladas se encuentra establecida en los artículos 91 y siguientes de la LSH y es desarrollada por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural (en adelante, el ***Real Decreto 949/2001***), y las Órdenes Ministeriales que lo complementan y desarrollan.

Los objetivos fundamentales que se tratan de alcanzar con el sistema retributivo son los de 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, así como permitir el acceso de terceros en los términos mencionados anteriormente.

La remuneración reconocida a las actividades reguladas se establece por vía reglamentaria; los ingresos de estas actividades se retribuyen con cargo a las tarifas, los peajes y los cánones. Por el contrario, las actividades liberalizadas se desarrollan en régimen de libre mercado y, por lo tanto, no tienen una remuneración reconocida reglamentariamente.

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.

Para la determinación de la tarifa, el Gobierno cada cuatro años debe fijar el sistema de determinación de las tarifas, los peajes y cánones conforme a los principios establecidos en la LSH. Estos principios son los de 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 incentiva una gestión eficaz y una mejora de la

productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores; y por último, no producir distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

Las 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 tienen el carácter de máximos.

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 ha de incluir una serie de costes que se estiman conforme a los siguientes elementos:

- Costes de inversión 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 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.

El cálculo de la retribución de la actividad de distribución atiende a los siguientes elementos (artículo 20 del Real Decreto 949/2001):

- El consumo y el volumen de gas circulado.
- Inversiones y amortizaciones realizadas en instalaciones.
- 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.

Anualmente, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la CNE, determina la retribución que corresponde percibir a cada actividad, desglosándola por empresa.

Finalmente, señalar que está pendiente de transposición la nueva Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, que prevé la introducción del Gestor Técnico de la Red.

2. DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sistema eléctrico español se encuentra regulado por la LSE, que incorpora las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de Electricidad.

Según se establece en la Exposición de Motivos de la LSE el fin básico de la Ley es establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico.

La consideración anterior descansa en uno de los principios esenciales de la Ley, como es la garantía de suministro. De acuerdo con lo previsto en el artículo 10, todos los consumidores del territorio nacional tendrán derecho al suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno y las Comunidades Autónomas.

Por otro lado, el transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. La propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. La eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red. Asimismo, se establece para las empresas eléctricas la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas.

La LSE hace compatible una política energética basada en la progresiva liberalización del mercado con la consecución de otros objetivos que también le son propios, como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente. El régimen especial de generación, los programas de gestión de la demanda y, sobre todo, el fomento de las energías renovables mejoran su encaje en nuestro ordenamiento.

Con el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica (en adelante, el ***Real Decreto 2819/1998***), se definen los elementos que integran las redes de transporte y distribución, así como el régimen retributivo aplicable a las mismas, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar la adecuada prestación del servicio y su calidad.

El 1 de diciembre de 2000 fue aprobado el Real Decreto 1955/2000 que tiene por objeto desarrollar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico, bajo el nuevo modelo establecido en la LSE.

La planificación eléctrica tiene carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte de energía eléctrica, que será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas. En el caso de los sistemas insulares y extrapeninsulares será necesario el acuerdo de las Comunidades Autónomas. Dicha planificación queda regulada en el Titulo II del citado Real Decreto, considerando entre sus objetivos el mantenimiento de un adecuado nivel de conexión entre producción y demanda, así como garantizar la seguridad y calidad del suministro al menor coste posible para los consumidores, todo ello de manera compatible con el respeto al medio ambiente. En la planificación participarán los agentes y organismos afectados y se tendrán en cuenta las necesidades de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, posibilitando a los consumidores beneficiarse de una situación de libre competencia, sin que por el contrario deban soportar por ello un coste adicional.

En el Título III del reiterado Real Decreto se desarrolla el marco normativo en el que se desenvolverá la actividad de distribución, de acuerdo con lo establecido en el Título VII de la LSE. Asimismo, se desarrolla el régimen económico de los derechos de acometidas y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro a los usuarios.

Por otra parte, se requiere el establecimiento de criterios para la definición y delimitación de la red de transporte, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Título VI de la LSE, y su desarrollo en el ya citado Real Decreto 2819/1998.

Una de las finalidades del Real Decreto 1955/2000, es el establecimiento transparente de las condiciones de acceso a la red para los nuevos generadores que se instalen en el sistema liberalizado, defendiendo los intereses de los consumidores a través de un desarrollo y uso adecuado de las redes de transporte y distribución.

Asimismo, el mecanismo de planificación desarrollado pretende ser suficientemente flexible para facilitar el acceso al sector de nuevas inversiones, introduciendo una mayor competencia como factor de moderación de precios en el sector, evitando en lo posible incertidumbres en la normativa que suponen barreras de entrada.

La LSE, en su Título VII, establece que la actividad de distribución será objeto de ordenación, atendiendo a la necesaria coordinación de su funcionamiento, a la normativa uniforme que se requiera, a su retribución conjunta y a las competencias autonómicas. A este fin, el Real Decreto 1955/2000 tiene por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades eléctricas, determinando las condiciones de tránsito de la energía por las redes de distribución, estableciendo la igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y fijando condiciones comunes equiparables para todos los usuarios de la energía.

En lo que se refiere a calidad de suministro eléctrico, al no ser posible asegurar al 100% la continuidad y calidad de la prestación de este servicio, se definen una serie de parámetros representativos de niveles de calidad que sirven para el establecimiento de incentivos y penalizaciones aplicables a las compañías eléctricas, en orden a fomentar el mantenimiento de unos adecuados niveles de calidad.

El Real Decreto 1955/2000 también introduce novedades en lo que se refiere al régimen de autorización de instalaciones eléctricas, regulado hasta ese momento por el Decreto 2617/1966, de 20 de octubre, en cuyo artículo 36 se prevé la posibilidad de autorizar instalaciones mediante un procedimiento que asegure la concurrencia. El coste acreditado a las nuevas inversiones en función de su forma de autorización, mediante procedimiento de concurrencia o de forma directa se ha detallado en el Real Decreto 2819/1998.

Por último, el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad y para la Mejora de la Contratación Pública (en adelante, el ***Real Decreto-Ley 5/2005***), ha regulado un conjunto de reformas en el sector eléctrico. En el ámbito de la distribución dichas reformas se orientan a evitar la existencia de varios distribuidores en un mismo ámbito territorial que puede llevar a instalaciones redundantes y aumentar los costes de mantenimiento, con la consiguiente pérdida de eficiencia. Estas reformas que se introducen parten de la premisa de que la distribución es una actividad regulada, que tiene carácter de monopolio natural, sin perjuicio de que se habiliten cauces para el acceso de terceros a la red de distribución o la competencia por las autorizaciones.

Debe señalarse que está pendiente de transposición la nueva Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, del 26 de junio de 2003, relativa a las normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

La citada Directiva establece normas comunes para la generación, transporte y distribución de electricidad. Define las modalidades de organización y funcionamiento del sector de la electricidad, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos aplicables respecto de las licitaciones y autorizaciones, así como de explotación de las redes.

La misma establece que los Estados miembros designarán, o exigirán a las empresas propietarias de redes de transporte o de distribución que designen, por un período que deberán determinar los Estados miembros en función de consideraciones de eficacia y de equilibrio económico, a uno o varios gestores de red de transporte y de distribución.

La LSE a través de la delimitación de actividades, regula de manera distinta a aquellas que constituyen un monopolio natural y a las que pueden ejercerse en condiciones competitivas. Igualmente el Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica (en adelante, el ***Real Decreto 277/2000***) define en sus artículos 3 y 4 qué actividades tienen la consideración de actividades reguladas y cuales no.

Sobre la distinción entre actividades reguladas y no reguladas descansa la obligación de separación jurídica y contable de actividades presente en la regulación del sector eléctrico. El artículo 14 de la LSE establece que las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización, sin perjuicio de la posibilidad de venta a consumidores a tarifa. La LSE establece, asimismo, el régimen para la realización de actividades incompatibles por empresas integradas en un grupo, o para la toma de participaciones en sociedades que desarrollen actividades en otros sectores.

La Disposición Transitoria Quinta de la LSE regula la separación de los negocios para las entidades que, en el momento de su entrada en vigor, realizasen conjuntamente actividades reguladas y no reguladas.

El Real Decreto 277/2000, establece los criterios a seguir para realizar la separación de actividades. La citada norma se fundamenta en los principios de libertad de elección, en cuanto al método a seguir para llevar a cabo la separación, neutralidad del proceso y seguridad jurídica de las entidades participantes. Asimismo, determina el momento en que debe hacerse efectiva la separación de actividades y establece el procedimiento aplicable a la misma, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14 y en la disposición transitoria quinta de la LSE.

Hasta la existencia de la exigencia de separación de actividades, las empresas eléctricas debían proceder previamente a separar contablemente sus actividades eléctricas reguladas, conforme establece la disposición transitoria quinta de la LSE.

Las transacciones relativas a producción, intercambios intracomunitarios e internacionales, transporte y distribución con los distintos sujetos del sistema eléctrico serán imputadas separadamente, actuando las empresas en los distintos conceptos de generadores y distribuidores en forma segregada.

Otra de las notas que caracterizan al desarrollo de las actividades reguladas de transporte y distribución es la exigencia de autorización administrativa de las instalaciones. Conforme a lo establecido por la LSE, la construcción, explotación, modificación, transmisión y cierre de las instalaciones de producción, transporte o distribución de energía eléctrica, requerirá autorización administrativa previa en los términos establecidos en la citada Ley y en sus disposiciones de desarrollo.

La Administración competente denegará la autorización cuando no se cumplan los requisitos previstos legalmente o la empresa no garantice la capacidad legal, técnica y económica necesarias para acometer la actividad propuesta, o cuando tenga una incidencia negativa en el funcionamiento del sistema.

Las instalaciones de transporte de energía eléctrica, pertenecientes a la red mallada peninsular, deben estar, por un lado, contempladas en la planificación y, por otro lado, deben ser otorgadas o bien por el sistema de concurrencia, que sería lo preferible desde el punto de vista del Sistema, o de forma directa. No obstante, cabe señalar que hasta el momento no se ha otorgado ninguna instalación en base al procedimiento de concurrencia.

Tras la publicación del Real Decreto-Ley 5/2005, se modifica la LSE, entre otros aspectos, en el sentido de que la autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de menor coste posible, propio de toda actividad regulada, evitando el perjuicio a los titulares de redes ya establecidas obligadas a atender los nuevos suministros que se soliciten.

Otro de los aspectos que han de ser abordados en este apartado relativo a la naturaleza de las actividades reguladas es el que se refiere a su retribución. La determinación de la retribución de la actividad de transporte se basa en lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998. Para obtenerla es preciso establecer una serie de hipótesis sobre el valor de los parámetros que son relevantes para el cálculo de las tres partidas de coste que componen los ingresos de esta actividad: a) el coste acreditado al transporte (actualización del valor correspondiente a 1998), b) el coste por nuevas inversiones puestas en servicio desde 1998 y c) el incentivo a la disponibilidad.

Se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte, incluidos los centros de control en aquellas partes y elementos que afecten a instalaciones de transporte.

La retribución de la actividad de transporte se calcula en base a las tres partidas anteriormente mencionadas:

a) El coste acreditado al transporte (actualización del valor correspondiente a 1998) se obtiene, para cada año, actualizando con el IPC-X los costes acreditados para cada empresa en el ejercicio de 1998 establecidos en el Real Decreto 2819/1998, siendo el IPC el previsto y X un factor de eficiencia que toma actualmente el valor 0,6.
b) El coste por nuevas instalaciones de transporte, las cuales pueden acometerse por procedimientos concurrenciales o mediante autorización directa. En el primer caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones serán los que se deriven de las condiciones establecidas en la adjudicación del concurso. En el segundo caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones se determinarán por la aplicación de unos valores estándares en concepto de costes de inversión y de costes de explotación que se establecen en el Real Decreto 2819/1998..
c) Las empresas transportistas pueden obtener una prima o una penalización en su retribución para la actividad de transporte en función de los índices de disponibilidad de sus instalaciones, según lo establecido en el Real Decreto 2819/1998. Esta prima se calcula como un porcentaje de los costes acreditados correspondientes a todas las instalaciones, nuevas y antiguas, siendo tanto mayor cuanto mayor sea la disponibilidad real de las instalaciones respecto a una que se fija como objetivo, y que en la actualidad es del 97%.

En cuanto a la retribución de la actividad de distribución, la LSE, establece en su artículo 16, sobre "*Retribución de las actividades y funciones del sistema*", en su apartado tercero que "*La retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad*".

El citado Real Decreto 2819/1998 establece, en su artículo 20, el mecanismo de actualización de la retribución global de la distribución, mecanismo que ya aparecía recogido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes regulados.

Dicho mecanismo actualiza anualmente el coste de esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, tras descontarle un factor de eficiencia igual a 1, y del incremento de la demanda, afectada por un factor de escala, denominado "factor de eficiencia", que no podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, como máximo la retribución de la distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

La Orden del 14 de junio de 1999, por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, determinó la asignación de costes acreditados a 31 de diciembre de 1997 de los sujetos a los que les era de aplicación el Real Decreto 1538/1987 y fijó los porcentajes de reparto de dicha cantidad, estableciendo que para los sucesivos años dicha cantidad se reduciría anualmente en un 6,22% y que la diferencia existente entre los importes así resultantes y la retribución establecida por los Reales Decretos que aprobaron las tarifas para los años 1998 y 1999 se asignaría a cada sujeto aplicando unos porcentajes de asignación de coste de acuerdo con un modelo que caracteriza la red de referencia de distribución según las zonas en que cada uno de ellos ejerce su actividad.

En los sucesivos informes sobre las propuestas de Reales Decretos de tarifas, la CNE ha puesto de manifiesto que, con independencia de que dichos porcentajes pudieran verse modificados en un futuro a resultas de la validación que se estaba realizando del modelo de red de referencia, debería aplicarse lo establecido en la citada Orden Ministerial, en la cual se establece un procedimiento para calcular, para los sucesivos ejercicios, los porcentajes de reparto correspondientes a cada empresa. Por tanto, hasta que dicha Orden Ministerial no fuera expresamente modificada, esta Comisión, ha considerado que la misma debería ser aplicada en todos sus extremos. De otro modo, se estaría introduciendo una inseguridad regulatoria en el sistema eléctrico.

SÉPTIMO: SOBRE LA SEGREGACIÓN EN FILIALES DE LAS RAMAS DE ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL SDG, S.A.

La Comisión Nacional de Energía ha resuelto con anterioridad sobre varios procedimientos de separación jurídica de actividades y transmisión de ramas de actividad

mediante aportación no dineraria. A continuación se enumeran algunos de ellos y las condiciones impuestas a su autorización:

- El Consejo de Administración de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, en su sesión celebrada el 1 de junio de 1999, a la vista de la documentación presentada por UNIÓN FENOSA, S.A., con fecha 21 de mayo de 1999 y del informe emitido por la Dirección Financiera, y al amparo de la Disposición Adicional Undécima, Apartado tercero.1, decimocuarta de la LSH, acordó autorizar las ampliaciones de capital social de UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A. y UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A. mediante aportación no dineraria de la actividad de generación de energía eléctrica y comercialización a clientes cualificados y por otro lado aportación no dineraria de la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica, respectivamente. Esta autorización quedó condicionada a la entrega de los informes de auditoria derivados de los balances de aportación realizadas por expertos independientes designados por el Registro Mercantil.

- El Consejo, en su sesión celebrada el día 27 de junio de 2000, de conformidad con la Disposición Adicional Undécima, tercero. 1, función decimocuarta de la LSH, y a la vista del informe de la Dirección de Regulación y Competencia, acuerda autorizar la separación jurídica de la sociedad ENERGÍAS DE ARAGÓN, S.A. mediante constitución de dos sociedades de responsabilidad limitada ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. y ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. a las cuáles se aportarán respectivamente la rama de actividad de distribución y la rama de actividad en generación en régimen especial. El Consejo autorizó a la Dirección de Regulación y Competencia a realizar las actuaciones en relación al seguimiento de esta autorización.

- El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el 19 de septiembre de 2000, a la vista de los informes emitidos, y al amparo de la Disposición Adicional Undécima, Apartado tercero.1, decimocuarta de la LSH, acordó autorizar a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. :

- La constitución de una sociedad filial que desarrolla su actividad en el sector de las telecomunicaciones (RET)
- La constitución de una sociedad filial que desarrolla su actividad en el sector internacional (REI)

Esta autorización estaba sujeta al cumplimiento de una serie de condiciones expresas entre ellas:

- Solicitar autorización por parte de las dos filiales constituidas para suscribir las sucesivas ampliaciones de capital que realicen.
- Asimismo RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. deberá remitir a la CNE:

  - El plan estratégico de negocios de las dos filiales en el plazo de 15 días a partir de la notificación de la Resolución.
  - El balance y la cuenta de resultados de las dos filiales a 30 de junio y 31 de diciembre de cada año.
  - Los planes de dimensión anual, correspondientes a cada filial, sobre la retribución de los fondos invertidos por RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. en dichas sociedades filiales actualizados año a año.

- El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en sus sesión celebrada el 1 de diciembre de 2003, a la vista de los informes emitidos y documentación entregada por NATURCORP, y al amparo de la Disposición Adicional Undécima, Apartado tercero.1, decimocuarta de la LSH, acordó autorizar a NATURCORP I, S.A. sobre la operación de fusión de sociedades y posterior constitución de una nueva sociedad regulada (en la actualidad, NATURCORP REDES, S.A.) mediante aportación no dineraria todo ello en los términos concretos planteados por el solicitante.

Esta autorización se condicionó a que las sociedades NATURCORP I, S.A. (en la actualidad NATURCORP MULTISERVICIOS, S.A.) y la nueva sociedad regulada (NATURCORP REDES, S.A.) deben enviar semestralmente información detallada sobre

la efectiva realización y financiación de las inversiones previstas, durante el período a que se refiera el plan estratégico del Grupo NATURCORP para el período 2003-2010.

En consecuencia, el examen de los precedentes anteriores de ejercicio por la CNE de la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 de la LSH sobre otros proyectos de separación jurídica de actividades, permite concluir que en la presente operación de separación jurídica se han utilizado criterios de análisis equivalentes, e incluso realizando un examen más prolijo de determinadas cuestiones, tales como proyecciones de balance y la cuenta de resultados 2005-2009 de todas las sociedades reguladas de GAS NATURAL que en anteriores resoluciones no se analizaban, así como detalle de todos los activos regulados de transporte secundario de gas y de distribución de gas que se transmiten de la sociedad matriz a GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L. y a GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A.

En el examen de la operación de separación jurídica, la Comisión ha verificado la información económico financiera remitida por GAS NATURAL SDG, S.A. así como las operaciones de constitución de las sociedades que se van a dedicar al desarrollo de las actividades reguladas de transporte y distribución, teniendo en cuenta tanto el capital social de dichas sociedades como los activos que se le transfieren mediante aportación de rama de actividad, para que puedan desarrollar adecuadamente las actividades reguladas, en consonancia con los criterios empleados en operaciones anteriores que comportaban igualmente la constitución de sociedades y la aportación a las mismas de los activos regulados.

Asimismo, cabe señalar que en el análisis de la separación jurídica de actividades reguladas de GAS NATURAL se ha podido contar con los informes de auditoria de un experto independiente (PRICEWATERHOUSECOOPERS) en el que señala que los balances *proforma* de ambas sociedades reguladas (GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L. y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN, S.A. expresan en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio correspondiente a la rama de transporte y distribución de gas, respectivamente.

En anteriores Resoluciones de separación jurídica de actividades no se disponía del informe de auditoria previo a la Resolución final, por lo que se condicionaba la autorización oportuna a la remisión o entrega de los correspondientes informes de auditoria, como por ejemplo en la Resolución de la CNSE de 1 de junio de 1999, ya mencionada de UNIÓN FENOSA, S.A. para la aportación no dineraria de activos a UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A. y UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.

Así, en la presente Resolución, se establece que una vez sean aprobadas por las respectivas Juntas Generales de Accionistas de GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L. y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A., GAS NATURAL facilitará a la CNE las correspondientes cuentas anuales del cierre del ejercicio 2005 de ambas sociedades reguladas.

Antes de entrar en el análisis concreto de la operación, debe ponerse de manifiesto que en relación con la segregación citado existen antecedentes en esta Comisión, ya que la misma fue comunicada a la CNE mediante escrito de 2 de abril de 2004 de GAS NATURAL SDG, S.A., por el que se informaba a este Organismo del alcance y calendario de las actuaciones emprendidas y proyectadas por GAS NATURAL SDG, S.A., para hacer efectiva la separación jurídica de actividades, iniciándose en esta fecha un proceso de intercambio de información en relación con la operación de referencia que culmina con la presentación de la solicitud arriba mencionada.

Así, deben destacarse los siguientes hitos en el citado proceso de intercambio:

- Escrito de 4 de junio de 2004 de la CNE en el que comunica a GAS NATURAL SDG, S.A. el acuerdo del Consejo de Administración de 3 de junio de 2004, por el que se acusa recibo de la anterior comunicación y se indica que se está a la espera de la remisión completa de la información anunciada, al efecto de poder tramitar por esta Comisión las autorizaciones que fuesen necesarias.

- Escrito de 8 de junio de 2004 de GAS NATURAL SDG, S.A. por el que remite información complementaria sobre el proceso de ordenación de actividades reguladas del Grupo: certificación del Acuerdo del Consejo de Administración de

GAS NATURAL SDG S.A. de 14 de abril, aprobando la aportación a favor de GAS NATURAL TRANSPORTE S.L. de la rama de actividad de transporte titularidad de la primera; Acta de la Junta General de Accionistas de GAS NATURAL SDG S.A., con expresión del acuerdo adoptado en relación con la segregación de la rama de actividad de distribución; copia de las escritura de constitución de GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG S.A. de 6 de abril de 2004; copia de las escrituras de protocolización de la constitución del Consejo de Administración de GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG; balance de la rama de actividad de distribución de GAS NATURAL SDG, S.A. cerrado a 31 de diciembre de 2003.

- Escrito de 23 de junio de 2004 de la CNE en el que comunica a GAS NATURAL SDG, S.A. que las operaciones resultantes del proceso separación jurídica están sujetas al régimen de autorizaciones previsto en la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1, función 14ª de la LSH, y emplaza a esta sociedad a la presentación de la oportuna autorización.

- Escrito de 15 de octubre de 2004 con entrada en la CNE el 18 de octubre de 2004 de GAS NATURAL SDG, S.A. mediante el que remite información relativa a las cuentas anuales de la sociedad GAS NATURAL INTERNACIONAL SDG, S.A. correspondientes al cierre del ejercicio del año 2003.

- Escrito de 2 de noviembre de 2004 con entrada en la CNE el 3 de noviembre de 2004 de GAS NATURAL SDG, S.A. en el que confirma a la CNE el criterio de no considerar necesaria la autorización previa prevista en la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1, de la LSH, función 14ª, para concluir la separación jurídica de actividades, y anuncia la remisión de información adicional.

- Escrito de 3 de noviembre de 2004 con entrada en la CNE el 4 de noviembre de 2004 de GAS NATURAL SDG S.A., aportando balances cerrados a 30 de junio de 2004, tanto de GAS NATURAL SDG, S.A. como de las ramas de actividad de distribución y transporte secundario, así como los preinformes correspondientes elaborados por el auditor externo de la compañía.

- Escrito de fecha 5 de noviembre de 2004 con entrada en la CNE el 8 de noviembre de 2005, al que se acompañan los documentos básicos de los proyectos de aportación de las ramas de actividad de distribución y transporte de GAS NATURAL SDG, S.A. a favor de GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A. y GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.

- Escrito de 25 de enero de 2005 de GAS NATURAL SDG, S.A. por el que aporta a esta Comisión Balances y cuentas de resultados de GAS NATURAL SDG, S.A. separados por actividades de los ejercicios 2001, 2002 y 2003; cuenta de resultados del ejercicio 2004 **[…]**.

Entrando ya en el análisis concreto del proyecto de reordenación societaria presentado por GAS NATURAL SDG, S.A., una vez expuestos los antecedentes en relación con la citada cuestión, debe señalarse que el mismo consta de dos fases diferenciadas.

Una primera fase, consistente en la constitución de la sociedad GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L., con fecha 24 de marzo de 2004, y la constitución de la sociedad denominada GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A., con fecha 6 de abril de 2004.

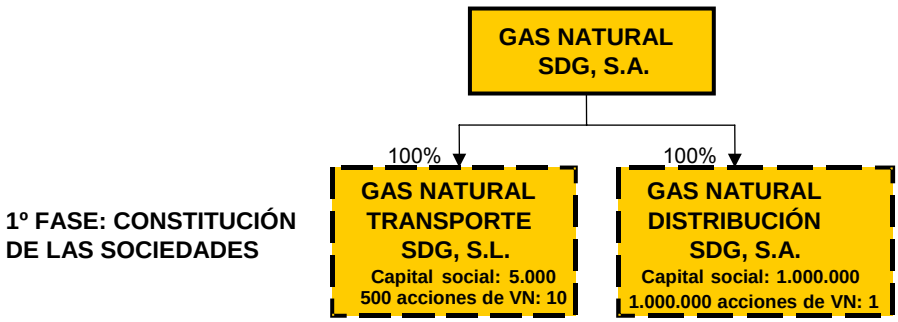
Una segunda fase, consistente en la ampliación de capital de ambas sociedades con fecha 30 de septiembre de 2005 por importe de 52 millones de euros en el caso de GAS NATURAL TRANSPORTE y de 1.100 millones de euros en el caso de GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN, mediante la aportación no dineraria de las ramas de transporte secundario y distribución de gas, respectivamente.

Para la valoración de las correspondientes ramas de actividad de transporte y distribución de gas, a las que corresponden las ampliaciones de capital, GAS NATURAL ha contado con los servicios de **[…]** y de **[…]**.

Los activos afectados por la escisión de las actividades de transporte y distribución de gas de la sociedad matriz serían:

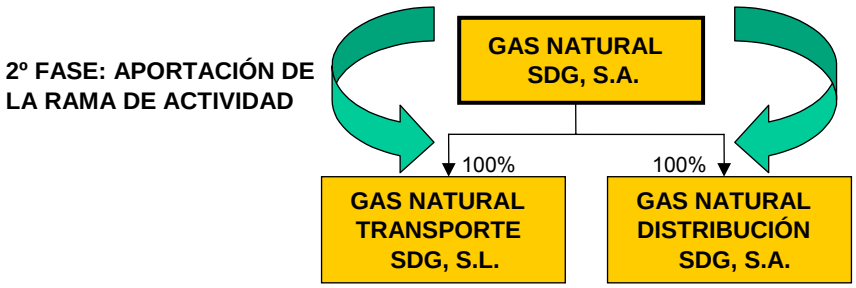
- Red de transporte: del orden de 593.202 metros lineales de tuberías de distintos diámetros que transcurren por diversos municipios de las Comunidades Autónomas de Cataluña, Galicia, Valencia y Castilla-La Mancha. Esta rama de actividad comprende los gasoductos de presión máxima de diseño superior a 16 bares, así como otros activos y pasivos que permiten la realización de la actividad.
- Red de distribución: del orden de 23.420,60 kms. lineales de tuberías de distintos diámetros, materiales y presiones, de las cuales depende el suministro presente o contratado de unos 3,32 millones de puntos de suministro y transcurre por diversos municipios de todas las Comunidades Autónomas españolas en territorio peninsular. Esta rama de actividad comprende la red de distribución de presión mínima igual o inferior a 16 bares y las instalaciones que tengan por objeto conducir gas al consumidor.

Gráfico 1 Primera fase: Constitución de las sociedades



Fuente: CNE.

Gráfico 2 Segunda fase: Aportación de la rama de actividad



Fuente: CNE.

1. Descripción de las actividades realizadas por GAS NATURAL

El objeto social de GAS NATURAL SDG, S.A., de acuerdo con sus estatutos, a fecha 19 de septiembre de 2005, es el siguiente:

a) El suministro, producción, conducción y distribución de cualquier tipo de gas combustible, así como las actividades de regasificación, licuefacción y almacenamiento de gases combustibles.

b) Las diversas explotaciones industriales que tengan por objeto la obtención de materia primas, la fabricación de los aparatos y utensilios empleados por la sociedad, y de todos aquellos que, vendidos o alquilados a los particulares, puedan fomentar el consumo del gas y las industrias que tengan por objeto sacar el mejor provecho posible de los productos secundarios.

c) La investigación y explotación de otras energías obtenidas por medio del gas y de otras energías alternativas.

d) La prestación de servicios de asesoramiento e ingeniería en todo tipo de proyectos relacionados con los recursos energéticos.

e) La adquisición por cualquier título de acciones, participaciones sociales, obligaciones, bonos, derechos de preferente suscripción, créditos y cupones de cualquier sociedad o negocio y obtener y administrar los rendimientos propios de los mismos.

Las actividades integrantes del objeto social podrán ser desarrolladas, total o parcialmente, de modo indirecto mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo.

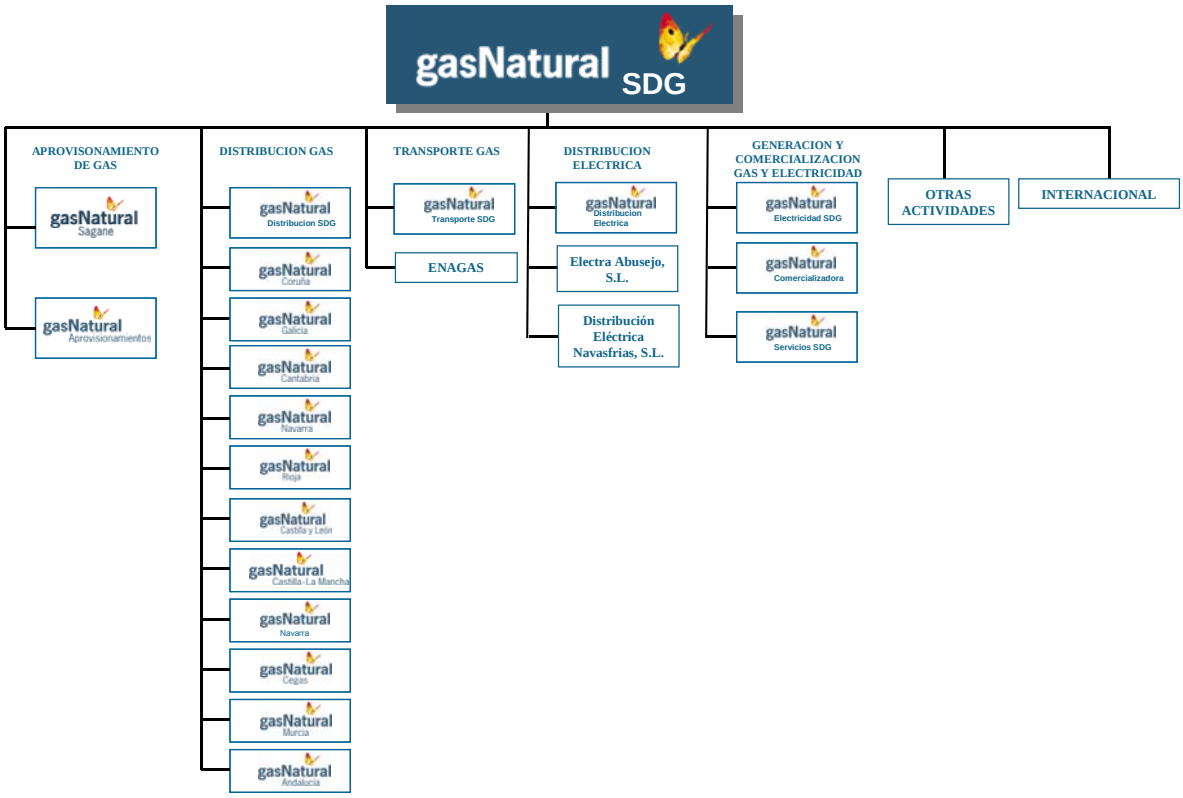
Constituyen la actividad principal del Grupo, el transporte y distribución de gas natural canalizado, la comercialización a tarifa, el almacenamiento de gas natural, la generación de electricidad, las prestaciones de servicios y otras actividades conexas con las anteriores.

2. Estructura societaria GAS NATURAL

Partiendo de la información aportada por las sociedades que forman en perímetro de consolidación del grupo GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2004 se ha construido la estructura societaria del grupo desglosada por actividades. En el siguiente gráfico se observa como las sociedades que reciben las ramas de actividad de transporte y distribución de gas natural, GAS NATURAL TRANSPORTE y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN, formaban parte del perímetro de consolidación de 2004. GAS NATURAL TRANSPORTE terminó el ejercicio 2004 con un capital social de 5.000 euros, mientras que GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN disponía de un capital social de un millón de euros.

La estructura societaria de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2004 se refleja en el cuadro siguiente:

Gráfico 3 Estructura societaria de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2004



Fuente: CNE. Informe anual GAS NATURAL 2004

3. Proyecto de aportación de la actividad de transporte de gas

3.1 Aportación de la actividad

GAS NATURAL TRANSPORTE es una sociedad directa e indirectamente participada por GAS NATURAL que tiene como objeto social el desarrollo de la actividad de transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural, así como la compraventa de gas natural para el mercado a tarifa. Esta sociedad se constituyó el 24 de marzo de 2004 con un capital social de 5.000 euros representado por 500 acciones, numeradas del 1 a 500 ambas inclusive, de 10 euros valor nominal cada una.

El proyecto de aportación de la rama de actividad de transporte supone que GAS NATURAL segregue de su balance la totalidad de activos y pasivos correspondientes a la misma, para su aportación a GAS NATURAL TRANSPORTE. Dicha aportación se

materializa mediante una ampliación no dineraria de capital. El concepto de aportación de la rama completa de actividad de transporte se extiende a todas las instalaciones y redes, tanto finalizadas como en curso.

GAS NATURAL TRANSPORTE estará dotada a partir de entonces con todos los activos y pasivos que conforman la rama de actividad de transporte de gas, con los bienes, derechos, créditos, obligaciones y deudas y, en general, el conjunto de medios patrimoniales y financieros que integran desde el punto de vista de la organización de una unidad económica autónoma un conjunto capaz de funcionar por sus propios medios.

Esta aportación se considerará efectiva a efectos económicos y contables a partir del 30 de septiembre de 2005.

3.2 Valoración de la aportación de la actividad de transporte de gas

GAS NATURAL ha valorado la aportación de la rama de actividad de transporte en 52 millones de euros. Para ello, el criterio utilizado ha sido el del valor neto contable de los activos y pasivos que integran dicha rama, tal y como se muestra en el cuadro 1.

Cuadro 1 GAS NATURAL TRANSPORTE – Balance de situación a 31 de marzo 2005

(miles de euros)

ACTIVO	
Inmovilizado	79.106
Inmovilizado material (neto)	79.106
Activo circulante	7.501
Deudores	7.501
TOTAL ACTIVO = PASIVO	86.607
PASIVO	
Aportación no dineraria	52.000
Deudas con empresas del grupo a largo plazo	34.607

Fuente: GAS NATURAL

En el cuadro 2 se detalla el inmovilizado material.

Cuadro 2 GAS NATURAL TRANSPORTE – Detalle del valor neto contable del Inmovilizado material a 31 de marzo de 2005

(miles de euros)	VALOR BRUTO	AMORTIZACIÓN ACUMULADA	VALOR NETO
Terrenos y construcciones	959		959
Instalaciones técnicas	130.724	-53.363	77.361
Instalaciones técnicas en montaje	786		786
TOTAL INMOVILIZADO MATERIAL	**132.469**	**-53.363**	**79.106**

Fuente: GAS NATURAL

[…] ha indicado en su informe de auditoria que *el balance de situación […], expresa, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera al 31 de marzo de 2005 correspondiente a la rama de transporte de gas de GAS NATURAL.*

La aportación no dineraria corresponde al valor neto contable de los activos y pasivos aportados se realizará mediante una ampliación de capital social de GAS NATURAL TRANSPORTE de 1.000.000 de participaciones de 10 euros de valor nominal cada una y una prima de emisión de 42 euros por acción que serán íntegramente suscritas por GAS NATURAL.

3.3 Descripción de los activos afectados por la aportación de la actividad de transporte

La red de transporte de GAS NATURAL, consta en la actualidad del orden de 593.202 metros lineales de tuberías de distintos diámetros, y transcurre por diversos municipios de las Comunidades Autónomas de Cataluña, Galicia, Valencia y Castilla - la Mancha, según el siguiente detalle:

3.3.1. Redes en funcionamiento

Comunidad de Cataluña

- Gasoducto 00. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 36 bar de presión máxima de diseño, con una longitud total aproximada de 86.143 metros dividido en los siguientes tramos:
    - Tramo Sudoeste
    - Tramo Arteria Viladecans – Gavà
    - Tramo Arteria Martorell
    - Tramo Noroeste
    - Tramo Moncada i Reixac - El Papiol (By-pass)

- Gasoducto 01. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 45 bar de presión máxima de diseño, con una longitud total aproximada de 112.338 metros, dividido en los siguientes tramos:
    - Tramo Montmeló – Vilablareix
    - Tramo La Roca – Centelles
    - Tramo La Roca – Argentona

- Gasoducto 03. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 45 bar de presión máxima de diseño, con una longitud total aproximada de 255.560 metros dividido en los siguientes:
    - Tramo Subirats – Igualada -- Manresa
    - Tramo Odena – Tàrrega
    - Tramo Tàrrega – Lleida
    - Tramo Alcoletge – Alfarràs
    - Tramo Subirats – Odena (desdoblamiento)
    - Tramo Cervera – Guissona
    - Tramo Manresa – Súria
    - Tramo Miralcamp – Borges Blanques

- Gasoducto 07. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 45 bar de presión máxima de diseño, formado por el único tramo cuya longitud aproximada es de 12.790 metros lineales.
    - Tramo Tarragona – Reus

- Gasoducto 09. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 45 bar de presión máxima de diseño, formado por el único tramo cuya longitud aproximada es de 38.481 metros lineales.
    - Tramo Vall de Francolí – Valls - Montblanc

Comunidad de Galicia

- Gasoducto I 016. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 51 bar de presión máxima de diseño, formado por el único tramo cuya longitud aproximada es de 16.000 metros lineales. Tiene su origen en la Posición I0.16 de ENAGAS hasta la posición I0.16.A.
    - Tramo Abegondo – Curtis

Comunidad de Valencia

- Gasoducto 15.17. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 45 bar de presión máxima de diseño, formado por el único tramo cuya longitud aproximada es de 65.890 metros lineales.
    - Tramo Carlet – Cullera

- Gasoducto 15.11. Se compone de un gasoducto de varios diámetros a 25 bar de presión máxima de diseño, formado por el único tramo cuya longitud aproximada es de 4.000 metros lineales.
    - Tramo Sagunto – Puerto Sagunto

Comunidad de Castilla – La Mancha

- Red Central Térmica de Aceca (RAB.F26X.1). Este ramal, situado íntegramente en el término municipal de Villaseca de la Sagra (provincia de Toledo),

  De la red se alimentan una central eléctrica convencional y una central de ciclo combinado, estando prevista la conexión de una nueva central de ciclo combinado.

Así como los desplazamientos realizados o en curso en los gasoductos anteriormente citados.

Como quiera que la descripción de los elementos aportados ha sido cerrada a 31 de marzo de 2005, con posterioridad se complementará la misma con todos aquellos elementos que, si bien son posteriores al 31 de marzo de 2005, integran la rama de transporte en el momento de la ejecución de la operación de ampliación de capital.

3.3.2. Redes en proyecto

Comunidad de Cataluña

- Gasoducto de Vilablareix-Serinyà.
- Gasoducto Súria – Solsona
- Gasoducto Argentona - Canet

Comunidad de Galicia

- Gasoducto Pontevedra – Cangas

Comunidad Valenciana

- Gasoducto Chiva – Requena – Utiel

Comunidad de Aragón

- Gasoducto Utebo-Sobradiel

Región de Murcia

- Gasoducto Caravaca-Calasparra

Comunidad de Andalucía

- Gasoducto de Lucena
- Gasoducto Palma del Rio- Zumos Pascual
- Gasoducto a la C.C.C. de Málaga

Así como los estudios de nuevos ejes para la gasificación de diferentes Comunidades Autónomas.

4. Proyecto de aportación de la actividad de distribución de gas

4.1 Aportación de la actividad

GAS NATURAL DISTRIBUCION es una sociedad participada directa e indirectamente por GAS NATURAL que tiene como objeto social el desarrollo de la actividad de distribución de gas natural, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

GAS NATURAL DISTRIBUCION se constituye el 6 de abril de 2004 con un capital social de 1.000.000 de euros representado por 1.000.000 de acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

El proyecto de aportación de la rama de actividad de distribución supone que GAS NATURAL segregue de su balance la totalidad de activos y pasivos correspondientes a la misma, para su aportación a GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN. Dicha aportación se materializa mediante una ampliación no dineraria de capital. El concepto de aportación de la rama completa de actividad de distribución se extiende a todas las instalaciones y redes, tanto finalizadas como en curso.

GAS NATURAL DISTRIBUCION estará dotada a partir de entonces con todos los activos y pasivos que conforman la rama de actividad de distribución de gas, con los bienes, derechos, créditos, obligaciones y deudas y, en general, el conjunto de medios humanos, patrimoniales y financieros que integran, desde el punto de vista de la organización de una unidad económica autónoma, un conjunto capaz de funcionar por sus propios medios.

Esta aportación se considerará efectiva a efectos económicos y contables a partir del 30 de septiembre de 2005.

4.2 Valoración de la aportación de la actividad de distribución de gas

GAS NATURAL ha valorado la aportación realizada en 1.100 millones de euros. Para ello el criterio utilizado es el del valor neto contable de los activos y pasivos que integran la rama de actividad, tal y como se muestra en el cuadro 3.

Cuadro 3 GAS NATURAL DISTRIBUCION – Balance de situación a 31 de marzo 2005

(miles de euros)

ACTIVO	
Inmovilizado	2.043.654
Inmovilizado inmaterial (neto)	0
Inmovilizado material (neto)	1.969.575
Inmovilizado financiero (neto)	74.079
Activo circulante	493.570
Existencias	14.830
Deudores	450.342
Inversiones financieras temporales	27.805
Ajustes por periodificación	593
TOTAL ACTIVO = PASIVO	**2.537.224**
PASIVO	
Aportación no dineraria	1.100.000
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	214.075
Provisiones para riesgos y gastos	11.311
Acreedores a largo plazo	722.331
Deudas con empresas del grupo	707.591
Otros acreedores	14.740
Acreedores a corto plazo	489.507
Deudas con empresas del grupo y asociadas	132.386
Acreedores comerciales	286.270
Otras deudas no comerciales	70.669
Ajustes por periodificación	182

Fuente: GAS NATURAL

La distribución de gas es una actividad en constante evolución que ha sido valorada sobre la base del balance anterior. Por ello, las diferencias que puedan producirse entre el saldo neto del activo total menos el pasivo exigible en el momento de la aportación y el importe

conjunto del capital y la prima de emisión, será computado como una cuenta deudora a la sociedad aportante, de ser positivo, y en caso de ser negativo, será complementado con tesorería.

La aportación no dineraria de 1.100 millones corresponde al valor neto contable de los activos y pasivos aportados y se realizará mediante una ampliación de capital social de GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN de 100.000.000 de acciones de 1 euro de valor nominal cada una y una prima de emisión de 10 euros por acción que serán íntegramente suscritas por GAS NATURAL.

ERNST & YOUNG en su conclusión sobre la valoración de los activos de distribución afirma que *el valor de los elementos patrimoniales del activo y del pasivo que constituyen la aportación no dineraria de la rama de actividad ..., representa, al menos, los 1.100 millones de euros del valor nominal y de las acciones a emitir como contrapartida*.

Las partidas que componen el inmovilizado inmaterial y material del balance a 31 de marzo de 2005, están representadas en el cuadro 4. Asimismo, el cuadro 5 muestra el desglose del inmovilizado financiero.

Cuadro 4 GAS NATURAL DISTRIBUCION – Detalle del Inmovilizado inmaterial y material neto a 31 de marzo de 2005

(miles de euros)	VALOR BRUTO	AMORTIZACION ACUMULADA	VALOR NETO
TOTAL INMOVILIZADO INMATERIAL	**959**		**959**
Inmovilizado en usufructo	959		959
TOTAL INMOVILIZADO MATERIAL	**3.434.475**	**-1.461.437**	**1.942.575**
Terrenos bienes naturales	659		659
Edificios	2.825	-2.310	515
Instalaciones técnicas	3.422.688	-1.459.127	1.936.561
Maquinaria	406	400	6
Utillaje	3.846	3.063	783
Inmovilizado en curso y anticipos	4.051		4.051

Fuente: GAS NATURAL

Cuadro 5 GAS NATURAL DISTRIBUCION – Detalle del Inmovilizado financiero a 31 de marzo de 2005

(miles de euros)

Créditos a largo plazo	57.516
Depósitos y fianzas constituidas a largo plazo	16.563
TOTAL	**74.079**

Fuente: GAS NATURAL

4.3 Descripción de los activos afectados por la aportación de la actividad de distribución

En este apartado se detallan los elementos que componen la rama de actividad de distribución de gas natural que se transmiten a GAS NATURAL DISTRIBUCION.

La red de distribución de gas atraviesa 15 Comunidades Autónomas: Andalucía, Aragón, Principado de Asturias, Cantabria, Cataluña, Castilla-La Mancha, Castilla y León, Extremadura, Galicia, La Rioja, Madrid, Murcia, Foral de Navarra, País Vasco y Valencia.

Los activos de distribución de GAS NATURAL están clasificados por Comunidades Autónomas de la siguiente forma:

Comunidad de Andalucía

Los activos están formados por aproximadamente 418,4 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación de Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 168 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes, y 5 Plantas de Gas Natural Licuado (GNL).

Comunidad de Aragón

Los activos están formados por aproximadamente 217,3 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 124 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes, y 4 Plantas de Gas Natural Licuado (GNL).

Comunidad del Principado de Asturias

Los activos están formados por aproximadamente 126,00 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 53 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes.

Comunidad de Cantabria

Los activos están formados por aproximadamente 188,80 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en

donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 47 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes.

Comunidad de Cataluña

Los activos están formados por aproximadamente 12.555,20 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 1.863.561 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes, unas 69.632 Instalaciones Receptoras Comunitarias, 5 Plantas de Gas Natural Licuado (GNL) y 41 Plantas de Gas Licuado del Petróleo (propano).

Comunidad de Castilla-La Mancha

Los activos están formados por aproximadamente 191,30 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 127 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes y 5 plantas de Gas Natural Licuado (GNL).

Comunidad de Castilla y León

Los activos están formados por aproximadamente 456,80 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 237 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes y 1 planta de Gas Natural Licuado (GNL).

Comunidad de Extremadura

Los activos están formados por aproximadamente 5,60 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 3 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes y 1 planta de Gas Natural Licuado (GNL).

Comunidad de Galicia

Los activos están formados por aproximadamente 311,00 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 91 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes.
Comunidad de La Rioja:

Los activos están formados por aproximadamente 88,60 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 49 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes.

Comunidad de Madrid

Los activos están formados por aproximadamente 7.453,00 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 1.457.493 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes, unas 26.305 Instalaciones Receptoras Comunitarias, 86 plantas de Gas Licuado del Petróleo (propano) y 1 planta de Gas Natural Licuado.

Comunidad de Murcia

Los activos están formados por aproximadamente 143,30 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 89 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes y 13 plantas de Gas Natural Licuado.

Comunidad Foral de Navarra

Los activos están formados por aproximadamente 278,90 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 127 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes.

Comunidad del País Vasco

Los activos están formados por aproximadamente 121,80 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 214 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes.

Comunidad de Valencia

Los activos están formados por aproximadamente 865,00 kilómetros lineales de red de distintas presiones, diámetros y materiales, incluidas las Estaciones de Regulación y Medida, las instalaciones de válvulas, las Estaciones de Protección Catódica, las Tomas de Potencial, las instalaciones auxiliares asociadas a la red, los terrenos en propiedad en donde se ubican dichas instalaciones, así como los derechos y obligaciones inherentes a su construcción y explotación.

Asimismo, existen acometidas de distintas presiones, diámetros y materiales, que alimentan a 761 puntos de suministro de consumidores acogidos a mercado regulado o liberalizado en distintas tarifas o peajes.

Por lo que se refiere a los activos generados desde el 31 de diciembre de 2003 y hasta el 31 de marzo de 2005, fecha a la que se contrae el balance que sirve de soporte a la aportación no dineraria, su descripción y detalle se ha realizado de forma sustancialmente distinta y con un método esencialmente estadístico y numérico. Ello es debido a que la autorización y construcción de las obras de canalización de gas es compleja, por lo que la disposición completa de la documentación final que ampara las obras, especialmente en lo que se refiere a los planos de detalle, no se obtiene hasta transcurridos más de cuatro meses desde su terminación y certificación, por lo que en el caso que nos ocupa la

descripción del inmovilizado deberá realizarse a partir de los elementos documentales actualmente disponibles.

Las redes e instalaciones de distribución de gas mencionadas en la documentación entregada por GAS NATURAL comprenden tanto las finalizadas como las que se encuentran en curso, comprenden cuantos elementos materiales e inmateriales, contratos, documentos de todas clases, concesiones demaniales, autorizaciones administrativas, derechos de dominio, servidumbres de paso, mutuos acuerdos, actas de ocupación, licencias administrativas o de cualquier otro orden y permisos de todas clases que habiliten a GAS NATURAL para el uso del suelo y la facultan para el legítimo ejercicio de la actividad de distribución de gas natural, formando parte indisoluble de la unidad económica que se aporta.

5. Situación después de la segregación en filiales de las ramas de actividad de transporte y distribución de GAS NATURAL SDG, S.A.

El proyecto de reordenación descrito anteriormente consiste en la aportación de las ramas de actividad de transporte y distribución de gas, anteriormente incluidas dentro de la matriz GAS NATURAL a dos sociedades dependientes, GAS NATURAL TRANSPORTE y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN, que pertenecen 100% al grupo GAS NATURAL, y que tienen como objeto social exclusivo la realización de las actividades de transporte y distribución de gas, respectivamente. Por tanto, con esta aportación el grupo GAS NATURAL cumple con lo establecido en el artículo 2 del Real Decreto 1434/2004, de 27 de diciembre, en cuanto a que ambas actividades sean desarrolladas por sociedades que tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas. Tras la mencionada aportación las sociedades GAS NATURAL TRANSPORTE y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN contarán con un capital social de 52.005.000 y 1.101.000.000 euros respectivamente. El cuadro 6 muestra la variación en el capital social, numero de acciones y fondos propios de las sociedades antes y después de la ampliación de capital.

GAS NATURAL TRANSPORTE tras la aportación de GAS NATURAL aumentará, según sus proyecciones, su inmovilizado neto de 83 a 153 millones de euros durante el periodo 2005-2009, incrementando a su vez su beneficio neto hasta los 10 millones de euros. Los

cuadros 7 y 8 muestran las proyecciones del balance y de la cuenta de resultados de GAS NATURAL TRANSPORTE para el periodo 2005-2009

Por su parte, GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN incrementará su inmovilizado neto hasta llegar a los 2.249 millones de euros en 2009. De la misma manera, su beneficio neto crecerá hasta alcanzar los 287 millones de euros. Los cuadros 9 y 10 muestran las proyecciones del balance y de la cuenta de resultados de GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN para el periodo 2005-2009.

Cuadro 6 Detalle de la evolución del capital social, número de acciones y fondos propios, de las dos sociedades objeto de la separación jurídica, antes y después de la ampliación del capital social por el traspaso de las respectivas ramas de actividad.

	GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.	GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A.
Antes aportación		
Acciones (número)	500	1.000.000
Valor nominal (euros)	10	1
Capital social (euros)	5.000	1.000.000
Ampliación capital		
Acciones (número)	1.000.000	100.000.000
Valor nominal (euros)	10	1
Prima (euros)	42	10
Capital social (euros)	52.000.000	1.100.000.000
Después aportación		
Acciones (número)	1.005.000	101.000.000
Fondos propios (euros)	52.005.000	1.101.000.000

Fuente: GAS NATURAL

Cuadro 7 Proyección del balance de situación de GAS NATURAL TRANSPORTE

(millones de euros)	2005	2006	2007	2008	2009
A C T I V O					
Inmovilizado neto	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Activo circulante	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Exceso de tesorería	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
TOTAL ACTIVO = PASIVO	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
P A S I V O	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Fondos propios	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Pasivo a largo plazo	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Deuda financiera	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Otro pasivo a largo plazo	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Pasivo circulante	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: GAS NATURAL

Cuadro 8 Proyección de la cuenta de resultados de GAS NATURAL TRANSPORTE

(millones de euros)	2005	2006	2007	2008	2009
EBITDA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Amortizaciones y provisiones	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Beneficio de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Beneficio antes de impuestos	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Impuesto de Sociedades	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Beneficio neto	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: GAS NATURAL

Cuadro 9 Proyección del balance de situación de GAS NATURAL DISTRIBUCION

(millones de euros)	2005	2006	2007	2008	2009
A C T I V O					
Inmovilizado neto	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Activo circulante	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Exceso de tesorería	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
TOTAL ACTIVO = PASIVO	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
P A S I V O	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Fondos propios	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Pasivo a largo plazo	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Deuda financiera	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Otro pasivo a largo plazo	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Pasivo circulante	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: GAS NATURAL

Cuadro 10 Proyección de la cuenta de resultados de GAS NATURAL DISTRIBUCION

(millones de euros)	2005	2006	2007	2008	2009
EBITDA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Amortizaciones y provisiones	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Beneficio de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Beneficio antes de impuestos	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Impuesto de Sociedades	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Beneficio neto	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: GAS NATURAL

Por tanto, y de acuerdo con la documentación facilitada por GAS NATURAL, la separación jurídica de actividades es efectiva a partir de la fecha indicada por GAS NATURAL. Una vez aprobadas por las respectivas Juntas Generales de Accionistas, GAS

NATURAL facilitará a la CNE las correspondientes cuentas anuales del cierre del ejercicio 2005, de ambas sociedades.

OCTAVO: DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE TOMA DE PARTICIPACIONES DE ENDESA POR PARTE DE GAS NATURAL

En los apartados siguientes se describe, en primer lugar, la oferta pública de adquisición de acciones de ENDESA, S.A. presentada por GAS NATURAL SDG, S.A. A continuación se explica cómo se ha realizado la valoración de la sociedad a la que se dirige la oferta pública de adquisición de acciones de ENDESA, S.A. Se termina exponiendo cuál es la contraprestación que GAS NATURAL SDG, S.A. ofrece a los accionistas de ENDESA, S.A., las garantías constituidas y los aspectos principales del grupo resultante propuesto en donde se incluyen las inversiones a futuro y el plan de desinversiones.

En cuanto a lo que se refiere al objeto de esta autorización, GAS NATURAL SDG, S.A. manifiesta que la operación se ha estructurado de tal forma que dispone de fuentes de financiación suficientes para efectuar la misma sin afectar negativamente la solvencia de la nueva entidad y sin comprometer con ello los fondos procedentes de las actividades reguladas ni sacrificar las inversiones.

1. Oferta realizada

Con fecha 5 de septiembre de 2005, GAS NATURAL SDG, S.A. (en adelante, ***GAS NATURAL***) presenta ante la CNMV solicitud de autorización de una oferta pública de adquisición de la totalidad de las acciones de ENDESA, S.A. (en adelante, ***ENDESA***), es decir, 1.058.752.117 acciones de 1,20 euros de valor nominal cada una, pertenecientes a una única clase y serie, representativas del 100 % de su capital social, que supone, a su vez, un total de valor nominal de 1.270,5 millones de euros.

Dichas acciones están totalmente suscritas y desembolsadas y admitidas a cotización en las Bolsas españolas. A 31 de diciembre de 2004, 28 millones de esas acciones estaban admitidas a cotización en la Bolsa de Nueva York bajo la forma de ADRS (American

Depositary Receipt). Asimismo, los títulos de ENDESA se negocian en la Bolsa Off-Shore (Registro de valores extranjeros) de Santiago de Chile.

GAS NATURAL manifiesta que, según consta en los registros públicos de la CNMV, ENDESA no ha emitido derechos de suscripción, obligaciones convertibles en acciones u otros instrumentos admitidos a negociación que pudieran dar derecho, directa o indirectamente, a la suscripción o adquisición de acciones. Tampoco existen acciones sin voto en ENDESA. En consecuencia, no existen otros valores de ENDESA distintos de las acciones objeto de la presente oferta a los que, de conformidad con la normativa aplicable, deba dirigirse la misma.

2. Número de valores a los que se extiende la oferta

A la fecha de la solicitud de autorización de la oferta pública de adquisición de acciones de ENDESA ante la CNMV, GAS NATURAL no es titular de ninguna acción de dicha sociedad. Por lo tanto, la oferta realizada se extiende a la totalidad de las acciones de ENDESA, esto es, 1.058.752.117 acciones, que representan el 100 % de su capital social.

La efectividad de la oferta está sujeta al cumplimiento de todas y cada una de las siguientes condiciones, según se desprende de la documentación presentada por GAS NATURAL ante la CNMV:

a) Que como resultado de la oferta GAS NATURAL adquiera un mínimo de 794.064.088 acciones de ENDESA, representativas del 75 % de su capital social.
b) Que la Junta General de Accionistas de ENDESA acuerde modificar el artículo 32 de sus estatutos sociales, de forma que se suprima toda la limitación o restricción relativa al número de votos ejercitables por los accionistas de ENDESA.
c) Que la Junta General de Accionistas de ENDESA acuerde modificar los artículos 37 y 38 de sus estatutos sociales, de forma que se supriman los requisitos de tipología de los consejeros y composición mayoritaria del Consejo de Administración de ENDESA.
d) Que la Junta General de Accionistas de ENDESA acuerde modificar el artículo 42 de sus estatutos sociales, de forma que no se requiera condición alguna para ser designado miembro del Consejo de Administración de ENDESA o Consejero

Delegado, distintas de la no concurrencia de las incompatibilidades establecidas en la Ley.

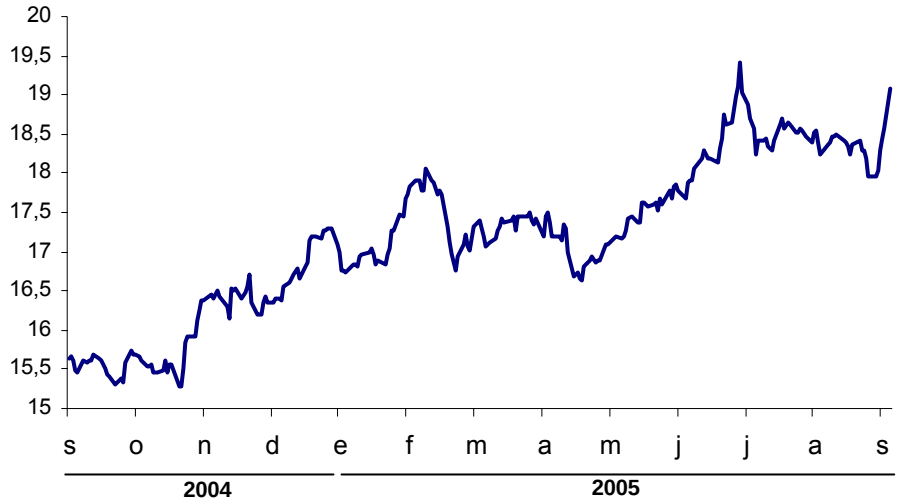
3. Valoración de ENDESA

GAS NATURAL valora ENDESA en 22.551 millones de euros. Dicha valoración la ha realizado GAS NATURAL atendiendo a los siguientes criterios:

a) El rango de precios de cotización de la acción de ENDESA en los últimos doce meses.
b) La media de los precios objetivo para la acción de ENDESA publicada por analistas financieros en los últimos cuatro meses.
c) Los múltiplos de EBITDA estimados para compañías europeas comparables cotizadas del mercado español y europeo.
d) Los múltiplos de transacciones precedentes del sector energético en Europa.
e) El descuento de flujos de caja estimados para ENDESA.

Esta valoración supone un valor implícito de ENDESA de 21,3 euros cada acción, lo que representa una prima del 14,8 % respecto al precio de cotización de ENDESA al cierre de los mercados el 2 de septiembre de 2005, y del 19,4 % respecto del valor medio de cotización de ENDESA en los últimos seis meses. A continuación se incluye la evolución de la cotización diaria de ENDESA en los últimos doce meses.

Gráfico 4 Cotización diaria de ENDESA durante los últimos 12 meses



Fuente: DATASTREAM

4. Contraprestación ofrecida a los accionistas

La contraprestación ofrecida a los accionistas de ENDESA es mixta, basándose la ecuación de canje en acciones nuevas de GAS NATURAL y en una cantidad en metálico. Así, los accionistas que acepten la oferta recibirían 7.340 euros en efectivo y 569 acciones de nueva emisión de GAS NATURAL por cada 1.000 acciones de ENDESA, lo que equivale a 7,34 euros en efectivo y 0,569 acciones de nueva emisión de GAS NATURAL por cada acción de ENDESA. Si en el canje se produjeran fracciones, o picos, éstos serían adquiridos en metálico por el agente designado al efecto por GAS NATURAL.

Sobre la base de los datos anteriores, y sin considerar las posibles fracciones que se produzcan en el canje, la adquisición del total de las 1.058.752.117 acciones de ENDESA supondrá a GAS NATURAL un desembolso en efectivo de 7.771,2 millones de euros y la emisión, para su canje, de 602,4 millones de nuevas acciones de un euro de valor nominal. El 75% de las acciones de ENDESA, que como mínimo deberá adquirir GAS NATURAL para la efectividad de la oferta, supondría un desembolso en efectivo de 5.828,4 millones de euros y la emisión de 451,8 millones de nuevas acciones. En el cuadro 11 se muestran algunas de las combinaciones en función del grado de aceptación de la oferta.

Cuadro 11 Detalle de las acciones a emitir por GAS NATURAL así como del desembolso en efectivo, según el porcentaje de aceptación en la operación de adquisición de ENDESA

Porcentaje de aceptación de la oferta	Acciones de ENDESA	Acciones nuevas de GAS NATURAL	Desembolso en efectivo (millones de euros)
100	1.058.752.117	602.429.955	7.771,2
90	952.876.905	542.186.960	6.994,1
80	847.001.694	481.943.964	6.217,0
75	794.064.088	451.822.466	5.828,4

NOTA: El desembolso en efectivo no incluye el importe de los posibles *picos* que resulten en el canje de acciones.

Fuente: GAS NATURAL y CNE.

Por lo tanto, la oferta se basa en una contraprestación en dinero y acciones ordinarias de nueva emisión de GAS NATURAL, de un euro de valor nominal cada una. Las nuevas

acciones de GAS NATURAL disfrutarán de los mismos derechos económicos y políticos que las actualmente en circulación desde la fecha de inscripción registral del correspondiente acuerdo de ampliación de capital.

Tomando en consideración los precios de cierre en los mercados el día anterior al lanzamiento de la oferta pública de adquisición de acciones, la contraprestación ofrecida consiste en acciones de nueva emisión y efectivo en una proporción del 65,5 % y 34,5 %, respectivamente.

Respecto a la prima de emisión derivada de la ampliación de capital, GAS NATURAL manifiesta que la misma se calculará atendiendo al valor de mercado de las acciones de GAS NATURAL en el momento en que se efectúe dicha ampliación **[…]**.

A continuación se recoge, para cada nivel de aceptación, la prima resultante:

Cuadro 12 Detalle de la prima de emisión a emitir en la ampliación de capital social de GAS NATURAL según el porcentaje de aceptación en la operación de adquisición de ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL y CNE

5. Garantías constituidas

El Consejo de Administración de GAS NATURAL ha acordado convocar Junta General Extraordinaria de Accionistas para su celebración en Barcelona el decimoquinto día siguiente al de la publicación de los anuncios de la oferta a que se refiere el artículo 18 del Real Decreto 1197/1991, de 26 de julio, sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores, con el fin de someter a su aprobación la ampliación que permita atender la parte de la contraprestación de la oferta consistente en acciones de GAS NATURAL.

GAS NATURAL manifiesta que las obligaciones de pago en metálico, derivadas de la oferta, incluido el compromiso de adquisición de fracciones resultantes del canje de

valores, han sido suficientemente garantizadas mediante dos avales bancarios solidarios e irrevocables por importe conjunto de **[…]**, emitidos por **[…]** y por **[…]**, por importe de **[…]** cada uno, que han sido presentados el 5 de septiembre de 2005 ante la CNMV.

La liquidación y el pago de la contraprestación ofrecida se realizarán siguiendo el procedimiento establecido por el Servicio de Compensación y Liquidación de Valores, interviniéndose y liquidándose la adquisición de las acciones a través de la entidad INVERCAIXA VALORES S.V.B.

El contrato de financiación de la operación por importe **[…]**.

La facilidad crediticia ha sido concertada con las siguientes entidades financieras:

[…].

GAS NATURAL pone de manifiesto que la financiación para la operación obtenida por el nuevo Grupo ha sido con unas condiciones **[…]**, para lo cual, las entidades prestamistas exigen que la nueva entidad cumpla unas condiciones financieras de solvencia (*covenants)*[1]. El nuevo Grupo prevé cumplirlos **[…]** y para cualquier momento de la operación, tal y como se muestra en el cuadro 13, facilitado por GAS NATURAL.

Cuadro 13 Detalle de los *covenants* requeridos por las entidades prestamistas y los valores registrados por GAS NATURAL

[…]

Fuente: GAS NATURAL y CNE

El coste de la operación por **[…]** (**[…]** corresponden al desembolso en efectivo por la adquisición del 100 % de las acciones de ENDESA y el resto es para cubrir los posibles *picos* de la oferta) será financiado por la matriz del grupo GAS NATURAL. Las sociedades

[1] **[…]**.

del nuevo grupo que realicen actividades reguladas no asumirán deuda derivada de la operación.

No obstante, se hace constar que dichas sociedades formarán parte de un Grupo de sociedades tal y como viene definido en el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores, en relación con el artículo 42 del Código de Comercio, y la normativa fiscal de aplicación.

[…].

Finalmente, se deberá amortizar anticipadamente:

a) **[…]**.
b) **[…]**
c) **[…]**

6. Aspectos principales del grupo resultante

6.1. Estructura societaria y organizativa

La finalidad perseguida por GAS NATURAL con la adquisición de las acciones de ENDESA es la de alcanzar el control de ésta, al tiempo que se otorga a sus accionistas la posibilidad de convertirse en accionistas de GAS NATURAL. Con ello, GAS NATURAL busca la plena integración desde la perspectiva operativa y legal de ENDESA en su grupo, al objeto de crear la primera compañía integrada de gas y electricidad de España. Dicha integración requerirá una reorganización de los grupos de ambas sociedades **[…]**. GAS NATURAL determinará, en función de las circunstancias en que se liquide la oferta y atendiendo a la estructura accionarial, la reorganización del grupo resultante, la cual se muestra a continuación.

Gráfico 5 Estructura organizativa del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL

6.2. Sinergias derivadas de la operación

GAS NATURAL manifiesta que el encaje estratégico de los activos de ENDESA y GAS NATURAL, así como de sus respectivas organizaciones, podría generar una serie de sinergias y ahorro de costes.

El volumen de sinergias potenciales derivadas de la creación del nuevo Grupo se ha estimado por GAS NATURAL en **[…]** anuales a partir de **[…]**. De ese importe, del entorno a los **[…]** se producirían en servicios corporativos y estructura administrativa, 175 millones de euros en comercialización y **[…]** en tecnologías de la información.

Adicionalmente, GAS NATURAL prevé unas sinergias de 75 millones de euros en distribución, que se compromete a reinvertir para mejorar la calidad de servicio ofrecida a los usuarios.

El detalle del potencial de sinergias identificado por la sociedad se detalla a continuación:

Cuadro 14 Detalle de las sinergias potenciales identificadas por GAS NATURAL

[…]

Fuente: GAS NATURAL.

6.3. Inversiones previstas

En lo referente al plan de inversiones para el periodo 2005-2009, GAS NATURAL se compromete a mantener el monto de inversión comunicado al mercado por ENDESA y los planes de inversión aprobados por el Consejo de Administración de GAS NATURAL con anterioridad al anuncio de la operación para el periodo 2005-2009.

El plan de inversiones propuesto por GAS NATURAL se basa en la asunción de los compromisos de inversión individuales de GAS NATURAL y ENDESA.

La inversión en actividades reguladas de distribución eléctrica y de transporte y distribución de gas (incluyendo peninsular y extrapeninsular) alcanza para el periodo 2005-2009 la cantidad total de **[…]**.

Según afirma GAS NATURAL, el plan de inversiones 2005-2009 de ENDESA ha sido realizado en base a la información pública disponible proporcionada por ENDESA. Asimismo, GAS NATURAL indica su disponibilidad a cambiar el plan en caso de que existieran diferencias con la totalidad de la inversión prevista.

Asimismo, se compromete a que en el contrato de compra-venta de los activos regulados a desinvertir figure un compromiso por parte del comprador de realizar el volumen de inversiones asociado a los planes asumidos por GAS NATURAL y a no modificar el reparto territorial de sus inversiones en actividades reguladas como consecuencia de la operación prevista.

6.4. Plan de desinversión

GAS NATURAL una vez completada la adquisición del control de ENDESA tiene previsto un plan de desinversiones en activos de las dos compañías. Según se desprende de la información aportada por GAS NATURAL, en particular, del cuadro 58, se van a desinvertir **[…]**.

En el marco de los activos a desinvertir, GAS NATURAL, en paralelo al lanzamiento de la oferta pública de adquisición de ENDESA, presenta un acuerdo con IBERDROLA, S.A. (en adelante IBERDROLA), suscrito el 5 de septiembre de 2005 para la compraventa de determinados activos de la sociedad resultante de la operación de adquisición de ENDESA que abarca: "*activos de generación y distribución eléctrica en España, generación eléctrica en Europa, (SNET en Francia y diversas centrales en Italia) y determinadas áreas de distribución de gas que incluyen 1,25 millones de clientes en zonas geográficas de España donde IBERDROLA desarrolla su actividad*". El valor de los activos de ENDESA y GAS NATURAL que la sociedad resultante se compromete a vender a IBERDROLA tendrían un valor de mercado aproximado de 8.160 millones de

euros, cantidad en la que, según GAS NATURAL, ya están descontadas las obligaciones fiscales. Además de esta desinversión, GAS NATURAL ha planteado otras de menor cuantía, por un valor de mercado aproximado de 517 millones de euros, según las estimaciones **[…]**.

En el cuadro 15 se enumeran los activos sujetos a desinversión **[…]** junto a su valoración. El valor total de los activos, que muestra el cuadro, representa la suma del valor medio de las estimaciones para todos los activos sujetos a desinversión. Es importante indicar que según estas estimaciones el máximo valor que podrían alcanzar estos activos en el mercado sería de **[…]**, mientras el mínimo sería de **[…]**, lo que representaría una variación del **[…]** al alza o a la baja respecto al valor total medio calculado.

Cuadro 15

[…]

Fuente: GAS NATURAL.

De los datos anteriores se puede concluir que aproximadamente el 94% de la desinversión planteada por GAS NATURAL está incluida en el acuerdo con IBERDROLA, lo que indica que existe una elevada probabilidad de que GAS NATURAL pueda hacer fácilmente líquidos activos por un valor de al menos 8.160 millones de euros.

En relación a las desinversiones de activos eléctricos y gasistas en el mercado español, la información suministrada por GAS NATURAL para el análisis de la operación, destaca lo siguiente:

- **Electricidad**
  Los activos a desinvertir en las islas Baleares incluyen los de generación (510 MW de carbón importado, 829 MW de fuel-gas y 450 MW de CCGT, un CCGT en proyecto de 210 MW), los activos de transporte (incluyendo instalaciones de transformación) y 611.300 puntos de suministro eléctrico.

La generación en operación comprende la Central de As Pontes (lignito pardo), la Central de Teruel (lignito negro y carbón importado) y la central de Foix (fuel-oil) que representan el 4,5% de la capacidad instalada insular en Régimen Ordinario (3.021 MW) en 2004.

La generación en proyecto a desinvertir incluiría los proyectos de centrales de ciclo combinado de Foix (800 MW) y Estremera (400 MW).

Finalmente, se vendería la cartera de clientes de GAS NATURAL del mercado liberalizado que en 2004 representó una cuota del 6% y que equivaldría a unos 4.500 GWh

- **Gas**

La desinversión comprende la venta de 1.250.000 puntos de suministro (83.000 en el sistema balear y 1.167.000 en la Península). Los puntos de suministro peninsulares vendrán agrupados por zonas geográficas en la Comunidad Valenciana, Murcia y Madrid, que a su vez irán acompañados de los activos humanos y técnicos necesarios para garantizar la calidad y seguridad del suministro y la atención al cliente. **[…]**.

En comercialización, el nuevo grupo venderá la cartera de clientes de ENDESA del mercado liberalizado que en 2004 representó una cuota del 5% con una energía asociada de 11.800 GWh. Si resultara necesario, el nuevo grupo suministrará el gas asociado a los contratos de comercialización vendidos, durante el plazo remanente de vigencia de los mismos.

Por último, el nuevo grupo se desprendería de las participaciones de ENDESA en las plantas de Regasificación de Sagunto y Reganosa, **[…]**.

- **Participaciones financieras**

[…]

7. La relevancia de la operación

Un aspecto a destacar de la operación objeto de este análisis es su gran relevancia cualitativa y cuantitativa. Esto es así por al menos tres razones:

El primer aspecto es que un relevante porcentaje de la actividad de las dos empresas protagonistas de esta operación tiene carácter regulado de conformidad con el artículo 11 de la LSE y 60 de la LSH. Así mismo, estas empresas están implicadas en procesos inversores que, en el cuatrienio 2006-2009, alcanzarán una cifra por encima de 6.400 millones de euros. En este sentido, debe señalarse que este Organismo debe vigilar especialmente el cumplimiento por los sujetos de los sectores energéticos de las exigencias inversoras que se derivan del proceso planificador, ya que, en última instancia, las mismas garantizan que la calidad del suministro no se vea reducida.

El segundo de los aspectos que hay que destacar es el elevado volumen de recursos implicados. La adquisición de las acciones de ENDESA supondrá en total más de 22.500 millones de euros, que se obtendrán mediante endeudamiento y mediante una importante ampliación de capital. Una operación financiera de esta magnitud exige un análisis detenido de las eventuales repercusiones sobre los mercados financieros y sobre la solvencia de las empresas reguladas.

El tercer aspecto relevante es que en esta operación las dos empresas energéticas implicadas operan en dos subsectores diferentes, aunque intensamente interrelacionados: el gasista y el eléctrico. GAS NATURAL y ENDESA suministran energías con cierto grado de sustitución y, por ello, compiten entre sí. Además, el gas se utiliza de forma creciente en la producción de electricidad: en el subsector de generación eléctrica en España se está registrando un intenso proceso inversor consistente en la instalación de nuevas plantas de ciclo combinado de gas. Estas centrales están destinadas a reemplazar parte de la potencia actualmente instalada y, sobre todo, a ampliar la capacidad productiva necesaria para atender el alto crecimiento del consumo energético. Consecuentemente, con esta operación se produciría una importante integración vertical de dos actividades productivas.

NOVENO: REPERCUSIONES DE LA OPERACIÓN DE TOMA DE PARTICIPACIONES SOBRE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

1. Análisis y valoración técnica de la operación

1.1. Sobre las actividades reguladas del sector eléctrico: transporte, distribución y territorios extrapeninsulares

1.1.1. Transporte de electricidad

[…].

Por su parte, ENDESA **[…]**. Sin embargo, constan **[…]**.

Además, de acuerdo con la información recogida en el documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011" de fecha 13 de septiembre de 2002, aprobado por el Consejo de Ministros y sometido al Parlamento, así como en el "Cuarto Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura", elaborado por esta Comisión, ENDESA tiene previstas una serie de inversiones en activos de transporte, fundamentalmente motivadas por las necesidades de nuevos refuerzos a la actividad de distribución, que en base a las estimaciones económicas realizadas por esta Comisión aplicando el esquema retributivo contemplado en el Real Decreto 2819/1998, para los activos de transporte autorizados de forma directa, darían lugar a las inversiones, para el periodo 2005-2008, que se reflejan en el cuadro 16.

Cuadro 16 Inversiones previstas de ENDESA en transporte de electricidad

Inversiones (en millones de €)	2005	2006	2007	2008	Total 2005/2008
Líneas de 220 kV	61,9	59,6	0,1	8,9	130,5
Líneas de 400 kV	-	-	2,0	-	2,0
Subestaciones 220 kV	31,5	20,0	-	21,0	72,5
Subestaciones 400 kV	-	-	-	5,8	5,8
Total	93,4	79,6	2,1	35,7	210,8

Fuente: CNE.

GAS NATURAL garantiza las inversiones contempladas en el cuadro 16, con independencia del destino último de tales activos.

1.1.2. Distribución de electricidad

De acuerdo con la información remitida por GAS NATURAL, dicha sociedad "*se compromete a mantener el monto de inversiones comunicado previa y formalmente al mercado por ENDESA y los planes de inversión aprobados por el Consejo de Administración de GAS NATURAL con anterioridad al anuncio de la operación para el periodo 2005-2009* y *a no modificar el reparto territorial de las inversiones en actividades reguladas. El importe de las inversiones comprometidas es de* **[…]** *en distribución de electricidad.* **[…]***".*

Por su parte, ENDESA mediante escrito de 11 de octubre de 2005 aporta el Plan Corporativo 2005-2009 de dicha sociedad de 9 de febrero de 2005. En dicho Plan Corporativo se puede observar que entre las *Prioridades Estratégicas* figura la de *Mejorar calidad de servicio.* El Plan de Inversiones en la actividad de *distribución* de energía eléctrica previsto por dicha sociedad para el periodo 2005-2009 es el que se recoge en el cuadro 17.

Cuadro 17 Inversiones previstas de ENDESA en distribución de electricidad

Inversión Neta (en millones de €)	2005	2006	2007	2008	2009	Total 2005/2009
Total ENDESA RED	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**

Fuente: Plan corporativo de ENDESA de 9 de febrero de 2005.

De acuerdo con lo expuesto en el Plan Corporativo aportado por ENDESA, **[…]**. Así mismo, se señala que *las inversiones netas destinadas a la mejora de la calidad de suministro alcanzan los* **[…]** *en el periodo* **[…]**. Igualmente, se indica que *los costes de operación y mantenimiento suponen* **[…]** *en el periodo* **[…]**. Al respecto, de acuerdo siempre con lo recogido en el Plan Corporativo, las inversiones previstas para el periodo **[…]** suponen un incremento de **[…]** respecto a las recogidas en **[…]**.

La desagregación del referido Plan de Inversiones por *concepto* es la recogida en el cuadro 18.

Cuadro 18 Desglose por concepto de las inversiones de ENDESA en distribución de electricidad

Inversiones Netas (en millones de €)	2005	2006	2007	2008	2009	Total 2005/2009
Equipos de medida	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Nuevos suministros	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Mejora en TIEPI	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Obligaciones legales	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Puntos de riesgo y saturaciones	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Inversiones en reposición	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Sistemas de información	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Otros	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
ENDESA Gas + Depcsa	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**
Total	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**	**[…]**

Fuente: Plan corporativo de ENDESA de 9 de febrero de 2005

Asimismo, la desagregación del Plan de Inversiones por *territorio* se recoge en el cuadro 19.

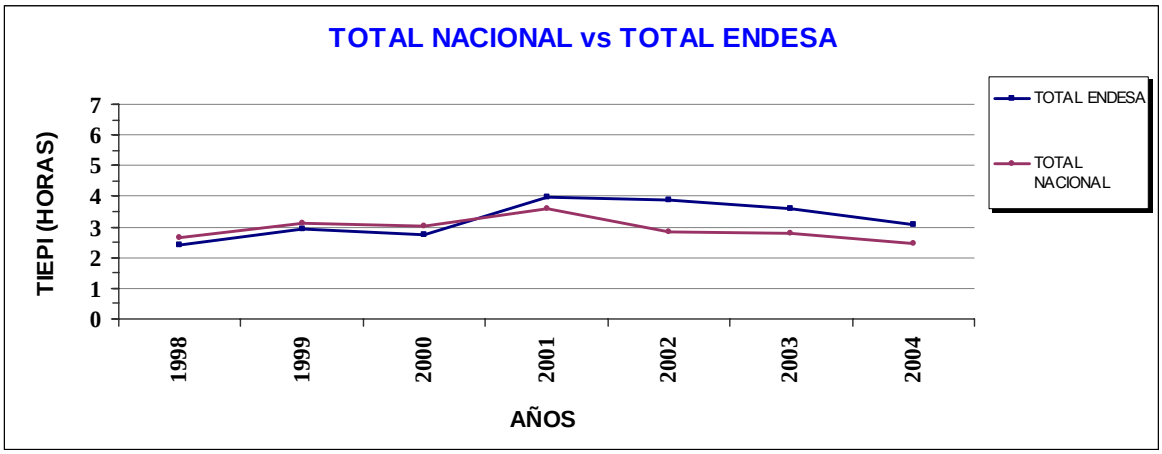
Cuadro 19 Desglose por territorio de las inversiones de ENDESA en distribución de electricidad

Inversiones Netas (en millones de €)	2005	2006	2007	2008	2009	Total 2005/2009
Cataluña	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Andalucía	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Aragón	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Baleares	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Canarias	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Resto	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Total	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: Plan corporativo de ENDESA de 9 de febrero de 2005

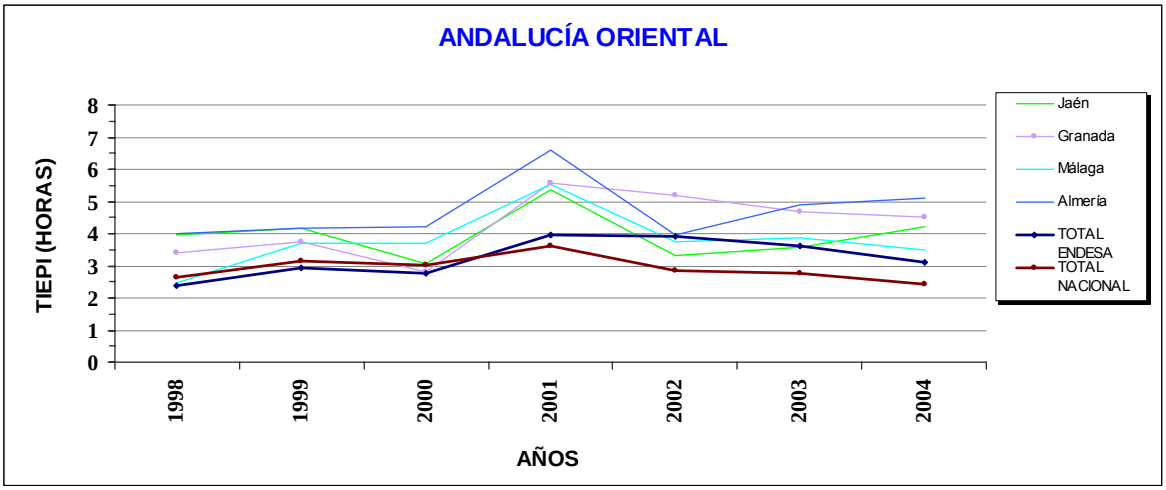
En los gráficos siguientes se presenta la evolución del índice de continuidad del servicio TIEPI, que incluye tanto las interrupciones imprevistas como las programadas, alcanzado por ENDESA en los últimos ejercicios:

Gráfico 6 Evolución del TIEPI nacional y ENDESA (1998-2004)



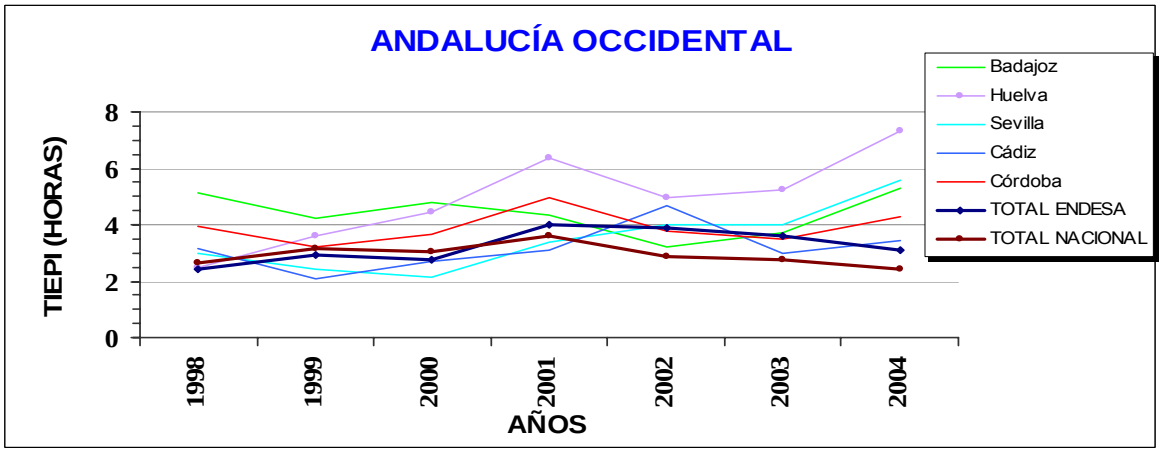
Fuente: ENDESA y CNE.

Gráfico 7 Evolución del TIEPI de ENDESA en Andalucía Oriental (1998-2004)



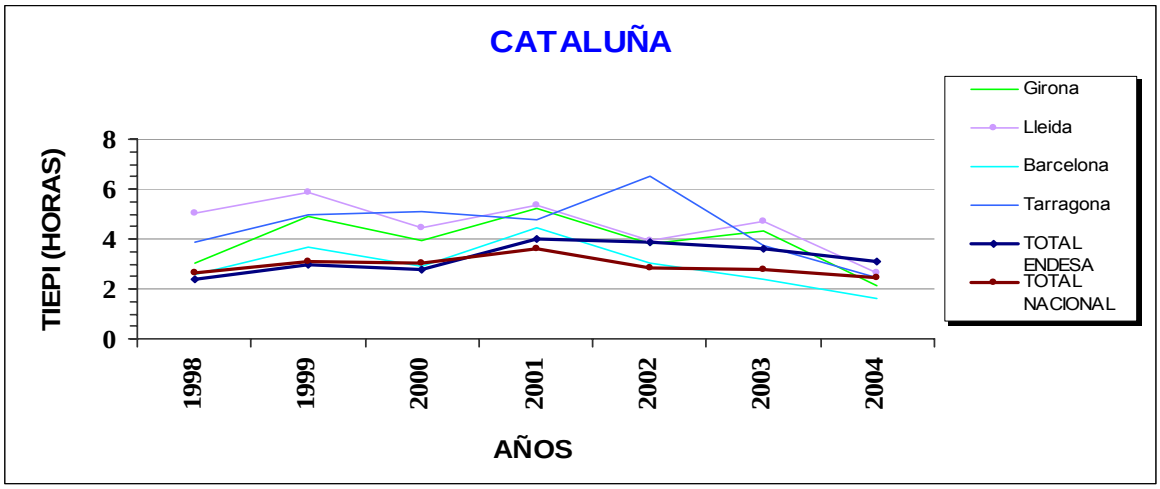
Fuente: ENDESA y CNE.

Gráfico 8 Evolución del TIEPI de ENDESA en Andalucía Occidental (1998-2004)



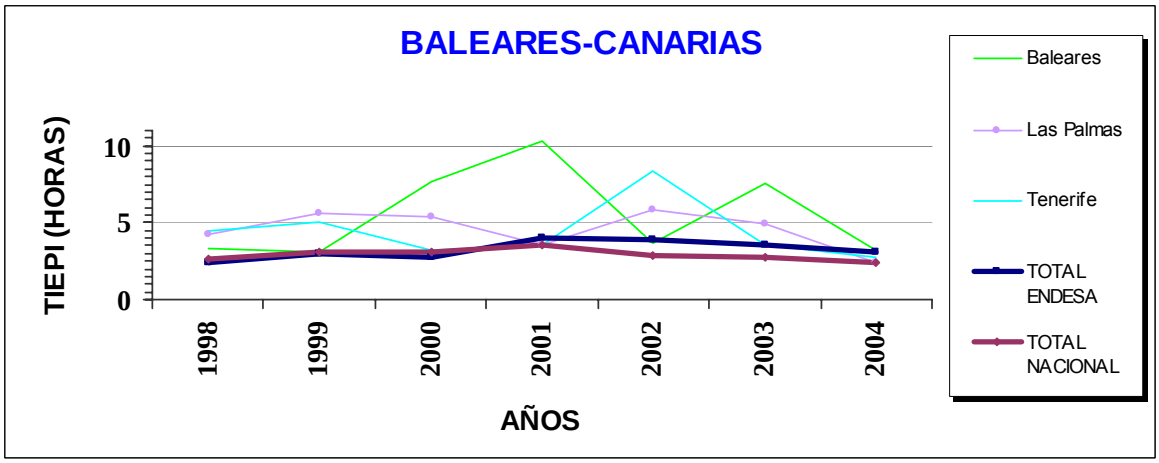
Fuente: ENDESA y CNE.

Gráfico 9 Evolución del TIEPI de ENDESA en Cataluña (1998-2004)



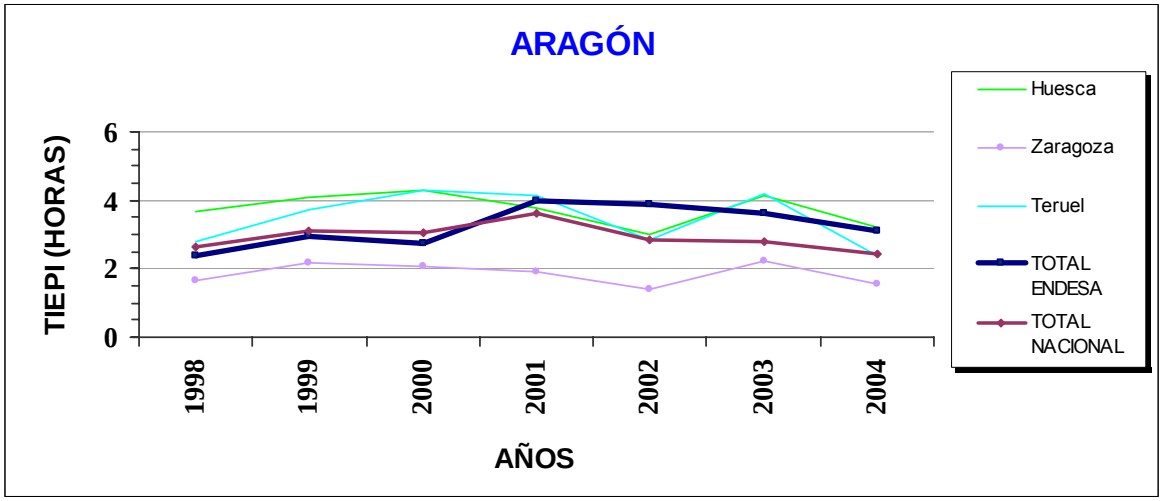
Fuente: ENDESA y CNE.

Gráfico 10 Evolución del TIEPI de ENDESA en Extrapeninsulares (1998-2004)



Fuente: ENDESA y CNE.

Gráfico 11 Evolución del TIEPI de ENDESA en Aragón (1998-2004)



Fuente: ENDESA y CNE.

Respecto a los gráficos anteriores, y de acuerdo con lo señalado por ENDESA en el reiterado Plan Corporativo, **[…]**.

De todo lo anterior la CNE concluye que el esfuerzo inversor realizado en los últimos ejercicios ha tenido su traducción en una mejora significativa de la calidad de servicio en las zonas donde distribuye energía eléctrica. Como consecuencia de ello, el Plan de Inversiones previsto por ENDESA para el periodo 2005-09, por conceptos y territorios, deberá ser asumido por GAS NATURAL.

1.1.3. Territorios extrapeninsulares

Conforme a las manifestaciones de GAS NATURAL, la empresa *se compromete a asumir, con el carácter de vinculantes, el volumen de inversiones previstas por los planes estratégicos previa y formalmente comunicados al mercado de ENDESA para todas las actividades eléctricas extrapeninsulares 2005-2009. En el caso de derivarse eficiencias de solapamiento territorial de las redes de distribución de gas y electricidad, las mismas se destinarían íntegramente a aumentar la inversión con el fin de mejorar la calidad del servicio.*

En concreto, GAS NATURAL aporta el siguiente plan de inversiones para el periodo 2005-2009, conforme a las cifras acumuladas del plan de ENDESA:

Generación extrapeninsular en régimen ordinario:	**[…]**
Canarias	**[…]**
Baleares	**[…]**
Distribución eléctrica extrapeninsular:	**[…]**
Canarias	**[…]**
Baleares	**[…]**

Por su parte, ENDESA aporta en la información contenida en su Plan Corporativo 2005-2009, unas inversiones en ampliación de capacidad de generación en los sistemas extrapeninsulares de **[…]** y de **[…]** en inversiones netas en redes de los territorios extrapeninsulares (**[…]** en Baleares y **[…]** en Canarias).

Del análisis de estas cifras la CNE deduce que GAS NATURAL se compromete a cumplir completamente los planes de inversión en generación extrapeninsular de ENDESA (**[…]** frente a **[…]**). Existe, sin embargo, una diferencia entre los planes previstos por ENDESA para la distribución eléctrica extrapeninsular, **[…]**, frente a los que aporta GAS NATURAL **[…]**.

A este respecto, debe hacerse notar que las inversiones que finalmente deban exigirse a la empresa resultante pueden estar influidas por el plan de desinversiones de activos que se apruebe. En todo caso, deberá garantizarse bien por la empresa resultante o bien por el comprador de activos en territorios extrapeninsulares, el plan completo de inversiones previsto por ENDESA.

1.2. Sobre las actividades reguladas del sector gasista: transporte y distribución

1.2.1. El grado de desarrollo del gas natural en España

El desarrollo de las infraestructuras gasistas en España es relativamente reciente y ha estado históricamente 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. Por este motivo, uno de los objetivos de la regulación del sector del gas es la extensión del suministro de gas natural a la mayor parte del territorio nacional, preferentemente a los núcleos urbanos importantes y centros industriales, considerando que la introducción del gas natural supone un apoyo fundamental al desarrollo económico y social de las regiones, y puede posibilitar una mejora en la competitividad de las empresas.

El consumo de gas en España ha registrado tasas de crecimiento anuales de dos dígitos durante la última década, manteniendo un ritmo de crecimiento continuado que se refleja en el aumento de la participación del gas natural en el balance de energía primaria. Este ha pasado del 7,7 % en 1995, al 16 % en 2004, aunque este porcentaje aún está por debajo de la media europea del 24%. De la misma manera, el número de consumidores ha crecido a un ritmo superior a las 300.000 altas al año, alcanzando un total de unos 5,6 millones de clientes en España a finales de 2004.

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. En algunos núcleos el suministro se realiza mediante plantas satélite de GNL que adelantan la llegada del gas natural.

En el cuadro 20 se muestra el número de puntos de suministro[2] de gas natural por Comunidades Autónomas en el año 2004, incluyendo el crecimiento respecto al año 2003 y la relación de puntos de suministro de gas natural por cada 100 habitantes. Con este último índice, se observan grandes diferencias entre las regiones, reflejo en buena parte de las diferentes fechas de llegada del gas natural y de las condiciones climáticas.

[2] El punto de suministro, de acuerdo con las Normas de Gestión Técnica del Sistemas aprobadas por la Orden ITC/3126/2005 de 5 de octubre, es el punto que conecta al sistema gasista con las instalaciones del consumidor final. A dicho punto, de acuerdo con el Real Decreto 1434/2002 de 27 de diciembre, se le asigna un código de identificación (CUPS) e información que le caracteriza como por ejemplo el distribuidor propietario de las redes a las que está conectado, su ubicación o presión de suministro. Todo ello, independientemente de que el consumidor esté acogido al suministro a tarifa regulada o el suministro en el mercado liberalizado

Cuadro 20

Nº DE PUNTOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR COMUNIDAD AUTÓNOMA A FINALES DE AÑO 2004

CCAA	2003	2004			Variación 2004 s/ 2003		Nº Puntos de Suminsitro por 100 hab.
	Total	Mercado Regulado	Mercado Liberalizado	Total	Abs	%	
ANDALUCÍA	227.562	203.560	50.341	253.901	26.339	11,6%	3
ARAGÓN	141.413	146.279	3.075	149.354	7.941	5,6%	12
ASTURIAS	155.636	164.035	296	164.331	8.695	5,6%	15
BALEARES	80.321	83.656	0	83.656	3.335	4,2%	9
CANTABRIA	101.059	89.758	22.145	111.903	10.844	10,7%	20
CASTILLA LA MANCHA	93.482	76.113	32.788	108.901	15.419	16,5%	6
CASTILLA Y LEÓN	262.108	212.240	76.474	288.714	26.606	10,2%	12
CATALUÑA	1.776.667	1.337.100	492.103	1.829.203	52.536	3,0%	27
EXTREMADURA	27.162	32.801	75	32.876	5.714	21,0%	3
GALICIA	117.340	113.623	24.730	138.353	21.013	17,9%	5
LA RIOJA	46.355	38.994	12.519	51.513	5.158	11,1%	18
MADRID	1.366.174	1.090.431	346.198	1.436.629	70.455	5,2%	25
MURCIA	54.395	51.442	9.972	61.414	7.019	12,9%	5
NAVARRA	78.592	62.558	22.388	84.946	6.354	8,1%	15
PAÍS VASCO	375.904	394.731	7.264	401.995	26.091	6,9%	19
COM. VALENCIANA	386.313	316.032	118.412	434.444	48.131	12,5%	10
CANARIAS	0	0	0	0	0		0
CEUTA	0	0	0	0	0		0
MELILLA	0	0	0	0	0		0
TOTAL	5.290.483	4.413.353	1.218.780	5.632.133	341.650	6,5%	13

Fuente: Inf. CNE Resolución 15/07/2002

Otro índice de penetración del sector se obtiene al calcular el porcentaje de puntos de suministro de gas natural en el grupo 3 en relación con el número de viviendas existentes en cada Comunidad Autónoma.[3]

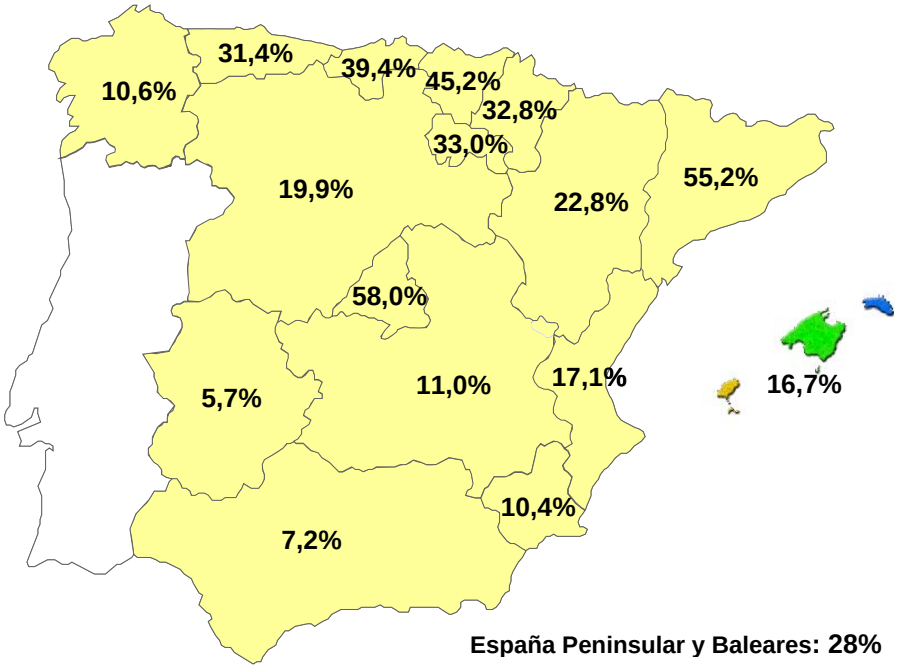
El suministro de gas natural en España, exceptuando Canarias, Ceuta y Melilla donde todavía no se ha introducido este tipo de energía, llega al 28% de las viviendas existentes. Tal y como muestra la figura siguiente en las Comunidades de Cataluña y Madrid el suministro de gas llega a más del 50% de las viviendas existentes, duplicando la media nacional.

Asimismo, en las Comunidades de País Vasco, Cantabria, Rioja, Navarra y Asturias, el porcentaje de viviendas con suministro de gas natural supera el 30%. El resto de Comunidades Autónomas no pasa el umbral del 25%, siendo Extremadura y Andalucía las únicas que no superan el 10% de viviendas con suministro de gas.

[3] Los datos disponibles a día de hoy sobre viviendas existentes en el INE, son relativos al año 2001

Gráfico 12

Porcentaje de Viviendas con Suministro de Gas Natural por Comunidad Autónoma a Finales del Año 2004



Nota: En Baleares la distribución corresponde a aire propanado, hasta la entrada del gas natural en esta Comunidad

Fuente: INE e Informe CNE Resolución 15/07/2002

1.2.2. Transporte de gas natural

El desarrollo de los gasoductos de la red básica, las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y a la capacidad de regasificación necesaria para el abastecimiento del sistema gasista están sujetos a planificación vinculante, de acuerdo con el artículo 4.1 de la LSH. Los planes existentes hasta la fecha están contenidos en el documento *"Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011",* publicados por el Ministerio de Economía en 2002. Tal y como se prevé en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, las inversiones en instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural, contempladas en la planificación en materia de hidrocarburos prevista en el artículo 4 de la LSH, deberán ser otorgadas preferentemente por el sistema de concurrencia, mediante concurso público promovido y resuelto por la DGPEM. No obstante lo anterior, las instalaciones pueden ser adjudicadas de forma directa, bien porque han sido calificadas como urgentes en la planificación obligatoria, y así se solicita por la empresa interesada y se justifique y se acuerde por la

Administración, bien porque se trate de ampliaciones y modificaciones de instalaciones existentes. En el caso de que se utilice procedimiento de concurrencia y el concurso quede desierto, la legislación atribuye a ENAGAS como gestor técnico del sistema la obligación de realizar la construcción de estas infraestructuras.

La actividad de transporte de gas natural en España presenta un alto grado de concentración. ENAGAS es la primera empresa transportista, titular de tres de las cuatro plantas de regasificación que actualmente están operativas[4], de más del 85% de los gasoductos de transporte y de uno de los dos almacenamientos subterráneos[5].

Las unidades técnicas que caracterizan cada tipo de infraestructura de transporte (plantas de regasificación, gasoducto, almacenamiento, etc.) son diferentes, por tanto, y al objeto de poder homogenizar y cuantificar la participación de cada empresa en la actividad de transporte, se puede considerar como un parámetro adecuado el montante total de los costes fijos de regasificación, almacenamiento y transporte acreditados a cada empresa que realiza estas actividades. En el cuadro 21 se recogen dichos valores actualizados a 28 de septiembre de 2005:

Cuadro 21

COSTE FIJO ACREDITADO EN REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO		
GRUPO DE EMPRESAS	**COSTE FIJO ACREDITADO (€)**	**%**
ENAGAS, S.A.	517.376.083	88,01%
BBG	41.500.813	7,06%
GAS NATURAL SDG, S.A.	16.558.808	2,82%
GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U.	10.450.330	1,78%
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.	1.263.288	0,21%
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA, S.L.	621.699	0,11%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	80.317	0,01%
TOTAL	**587.851.338**	**100,00%**

Fuente: Orden ITC 102/2005 y retribuciones reconocidas por MITC durante el año 2005

[4] ENAGAS es titular de las plantas de Barcelona, Huelva y Cartagena. La empresa BBG es titular de la planta de Bilbao.
[5] ENAGAS es titular del almacenamiento de Serrablo, mientras el de Gaviota es de propiedad de la empresa RIPSA.

Las participaciones directas e indirectas de las empresas intervinientes en la operación en empresas transportistas se resumen en el cuadro 22:

Cuadro 22

PARTICIPACIONES EN EMPRESAS DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y ALMACENAMIENTO		
EMPRESAS	**PARTICIPACIÓN DE GAS NATURAL SDG**	**PARTICIPACIÓN DE ENDESA**
ENAGAS, S.A.	17,8%(*)	0%
GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U.	9,4%(**)	0%
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.	0%	45%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0%	100%

(*) Fuente: www.enagas.es; (**) Participaciones accionariales indirectas a través de la participación en NATURCORP

Fuente: CNE.

.

GAS NATURAL es propietaria de activos de transporte que representan el 2,8% del conjunto de la actividad, y tiene una participación directa del 17,8% en ENAGAS, operador dominante en la actividad de transporte. Además, y como consecuencia de su participación directa del 9,4% en NATURCORP, participa indirectamente con el mismo porcentaje en Gas Euskadi Transporte.

No obstante, hay que indicar que, de conformidad con lo dispuesto en la Disposición Adicional vigésima de la LSH, modificado por el artículo 92 de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, GAS NATURAL, al igual que el resto de las personas físicas o jurídicas, no puede participar ni directa, ni indirectamente en el accionariado de ENAGAS, S.A., en una proporción superior al 5 por ciento del capital social o de los derechos de voto de la entidad. La misma Disposición prevé, no obstante, que la adecuación de las participaciones sociales a lo dispuesto en esta Disposición, podrá realizarse en un plazo máximo de tres años a contar desde el 1 de enero de 2004, esto es, antes del 30 de diciembre de 2006, GAS NATURAL deberá vender el capital necesario con el fin de reducir su participación al máximo del 5% que establece la citada Disposición.

En relación con la participación indirecta sobre Gas Euskadi Transporte que posee GAS NATURAL a través del 9,4% en NATURCORP, cabe indicar que la Resolución de la CNE por la que se establecen y hacen públicas las relaciones de los operadores principales en los sectores energéticos pone de manifiesto el carácter de operador principal en el sector gasista tanto de GAS NATURAL como de NATURCORP.

Por ello, aunque GAS NATURAL tiene presencia en NATURCORP, sus derechos de voto en la misma se encuentran limitados al 3%, en virtud del artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio. Por tanto, tal limitación es también aplicable a la participación indirecta sobre Gas Euskadi Transporte.

Por último se debe indicar que GAS NATURAL es propietaria de la empresa SAGANE, que tiene los derechos de transporte de gas sobre el tramo marroquí del gasoducto que une Argelia con España por Tarifa.

ENDESA es propietaria de activos de trasporte de gas a través de su filial ENDESA GAS TRANSPORTISTA y tiene una participación directa del 45% en Transportista Regional del Gas. La cuota que representan ambas empresas en la actividad de transporte es poco significativa, pues apenas sobrepasa el 0,2% del conjunto de la actividad, medida en términos de retribución anual reconocida.

No obstante, se debe recordar que ENDESA participa directamente en los dos promotores que están construyendo plantas de regasificación en estos momentos y cuya puesta en marcha está prevista durante el año 2006. En concreto, posee un 20% de SAGGAS, promotora y propietaria de la planta de regasificación de Sagunto, y un 21% de REGANOSA, promotora y propietaria de la planta de regasificación de Ferrol y una futura red de gasoductos de transporte de 130 Km. de longitud. Por la similitud de infraestructuras, el orden de magnitud de los costes fijos acreditados de estas empresas será similar al de BBG anteriormente indicado.

Por último, también se debe indicar que ENDESA participa con un 12% en la sociedad MEDGAZ, que realizará el tramo internacional submarino de la nueva conexión internacional por gasoducto entre Argelia y España.

La empresa resultante de la operación, tras aplicar el plan de desinversiones propuesto[6], tendría la siguiente posición en actividades de transporte en España:

- **[…]**
- **[…]**
- **[…]**

Los compromisos de expansión de la red de transporte de GAS NATURAL

De acuerdo con la información aportada por GAS NATURAL, con fecha 24 de marzo de 2004 el Consejo de Administración aprobó su Plan Estratégico 2004-2008, que fue actualizado posteriormente en el Consejo de Administración de 20 de abril de 2005.

El Grupo GAS NATURAL prevé invertir en el periodo 2005-2009 un total de **[…]** en la actividad de transporte por medio de la empresa **[…]**. La inversión media anual prevista para el periodo 2005-2009 en la actividad de transporte (**[…]**) es superior a la realizada en el periodo 2001-2004 (**[…]**).

En el cuadro 23 se muestran por Comunidad Autónoma las inversiones materiales e inmateriales previstas realizar en el periodo 2005-2009, aprobadas por el Consejo de Administración.

Cuadro 23

[…]

Fuente: GAS NATURAL, Plan Estratégico 2004-2008

[6] **[…]**

En el cuadro se observa que Andalucía absorbe el **[…]** de la inversión prevista en transporte, Murcia el **[…]** y la Comunidad Valenciana prácticamente el **[…]**.

Actualmente el Grupo GAS NATURAL tiene **[…]**.

Los compromisos de expansión de la red de transporte de ENDESA

Con fecha 17 de octubre de 2005, y en relación con el plan de negocio de la actividad de transporte de gas, ENDESA ha aportado información relativa a los estados financieros previstos para sus empresas filiales de transporte de gas para los próximos cinco años.

De acuerdo con los mismos, en el cuadro 24, se muestran los incrementos de inmovilizado material e inmaterial de ENDESA Gas Transportista y Transportista Regional del Gas.

Cuadro 24

[…]

Fuente: ENDESA, Plan de negocio, octubre de 2005

Según se observa en el cuadro, ENDESA prevé incrementar su inmovilizado material e inmaterial en **[…]** en la actividad de transporte en **[…]**, siendo la empresa **[…]** quien asumiría la mayoría de las nuevas inversiones.

Actualmente el Grupo ENDESA tiene **[…]**.

Entre los gasoductos de transporte **[…]**.

Resumen del impacto de la operación sobre la actividad de transporte de gas

La operación tiene una incidencia limitada sobre esta actividad puesto que el nuevo grupo tendría una participación del **[…]** en el capital de ENAGAS, al adecuarse al límite previsto

en la legislación, un **[…]** en la empresa Transportista Regional del Gas, que representa solamente un **[…]** de la actividad de transporte y sería propietario de gasoductos de transporte que representan en la actualidad el **[…]** del conjunto de la actividad.

Por otra parte, es importante destacar que los gasoductos de transporte mencionados son fundamentalmente de transporte secundario y que tanto GAS NATURAL como ENDESA contemplan inversiones en esta área. El Plan Estratégico 2004-2008 aprobado por el Consejo de Administración de GAS NATURAL indica la existencia de unos planes de inversiones de **[…]** a realizar por medio de la empresa GAS NATURAL SDG y el Plan de Negocio de ENDESA prevé unas inversiones de **[…]** en la actividad de transporte en el periodo **[…]**, a través de **[…]** y **[…]**. Debido al hecho de que la planificación gubernamental no es vinculante para estos gasoductos, podría existir incertidumbre sobre la realización de estos planes por parte de la nueva sociedad.

[…].

Por último, el nuevo grupo obtendría derechos de transporte adicionales en las conexiones internacionales por gasoductos con Argelia, al unir la propiedad de la empresa SAGANE con la participación del **[…]** en la sociedad MEDGAZ. Puesto que estas empresas no desarrollan actividades reguladas en territorio español, no se analizan en el marco de este informe, sin perjuicio de los análisis que se deriven en relación con los efectos sobre la competencia en el mercado español.

Desde el punto de vista técnico, cabe resaltar la necesidad de que la sociedad resultante cumpla los planes de inversión previstos por ENDESA y GAS NATURAL en gasoductos de transporte que no están incluidos en la planificación.

1.2.3. Distribución de gas natural

El desarrollo de las redes de distribución, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 4 de la LSH, no está sujeto a planificación vinculante. Según prevé el artículo 74.d de la Ley, la compañía distribuidora, deberá proceder a ampliar las instalaciones de distribución *"en el ámbito geográfico de su autorización, cuando así sea necesario para atender*

nuevas demandas de suministro de gas". Asimismo, en casos de incertidumbre sobre la definición zonal, el citado precepto establece que: "*Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de* ampliación *para atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometerla, la Administración competente determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla, atendiendo a sus condiciones".*

En consecuencia, las autorizaciones de instalaciones de distribución de gas natural determinan un ámbito geográfico, de manera que los nuevos tendidos de redes de gas natural que deban acometerse en tal zona corresponderían, en principio, al titular de la instalación ya autorizada. Lo anterior se desprende igualmente del nuevo régimen recogido en el Artículo vigésimo noveno del Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, en el que se dice que "*sobre la zona de distribución de gas natural de una autorización administrativa no podrán concederse nuevas autorizaciones*".

En ausencia de planificación vinculante, la expansión de las redes de distribución depende de forma crítica del sistema de remuneración vigente, establecido por el Real Decreto 949/2001 y por las Ordenes Ministeriales que lo desarrollan. Según este sistema la retribución total de la actividad se actualiza anualmente por el IPH, el coeficiente de eficiencia de 0,85, y la previsiones de la variación en el numero de consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior o igual a 4 bar (ΔAcl<4), la variación de la demanda en redes con presión a menos de 4 bar (ΔAD<4) y la variación de la demanda en redes con presión entre 4 bar y 60 bar (ΔAD>4), de acuerdo con la fórmula que se indica a continuación, donde ΔFcl<4 = 0,426; ΔFD<4=0,142 y ΔFD>4=0,142.

$$R_n=R_{n-1}*(1+IPH_n*0,85)*(1+\Delta A_{cl}<4*F_{cl}<4+\Delta A_{D<4}*F_{D<4}+\Delta A_{D>4}*F_{D>4})$$

Posteriormente, se calcula la retribución marginal para el conjunto de las empresas distribuidoras por cada nuevo punto de suministro, por cada nuevo kWh en redes de presión inferior o igual a 4 bar, y por cada nuevo kWh en redes de presión superior a 4 bar o inferior a 60 bar. Finalmente, para obtener la retribución individual de cada empresa se aplican las retribuciones incrementales medias calculadas a los aumentos de puntos de

suministro y volumen de gas vehiculado previstos por cada una de ellas para el año, y se les suma la retribución real del año anterior actualizada por el IPH*0,85.

Adicionalmente, para la extensión de la red de gas natural a nuevas zonas en las que no es rentable acometer las inversiones con la retribución estándar señalada previamente, la normativa vigente contempla la posibilidad de una retribución específica, con carácter limitado en el tiempo y destinada a las instalaciones que permitan el acceso a nuevos núcleos de población, puede otorgarse sólo a proyectos de distribuidoras que cumplan las siguientes condiciones:

a) Que exista convenio suscrito entre la distribuidora y la Comunidad Autónoma.
b) Que la retribución por la actividad de distribución y de suministro a tarifa junto con las aportaciones comprometidas de fondos públicos para la construcción de las instalaciones de distribución sean suficientes para asegurar la rentabilidad del proyecto de distribución.
c) Que la situación del núcleo de población requiera inversiones en instalaciones de conexión con la red gasista existente que hagan económicamente inviable el proyecto.
d) Que la construcción de las instalaciones se inicie en el año en curso o en el año siguiente.

Las solicitudes de retribución específica se resuelven mediante un análisis caso por caso. Para ello, se valoran en función directa a la aportación comprometida por la Comunidad Autónoma y/u otros entes de carácter público, para cada una de ellas, y en función inversa a la aportación específica solicitada. Además, se priman aquellos proyectos cuya inversión repercuta en un mayor número de puntos de suministro y se penalizan aquellos cuya inversión por puntos de suministro sea muy elevada.

En España hay veinticinco empresas que desarrollan la actividad de distribución de gas, que pueden agruparse en cuatro grupos empresariales: 11 pertenecientes al Grupo GAS NATURAL, 6 al Grupo ENDESA, 6 al Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico) y una al Grupo Unión FENOSA, a los que habría que añadir la distribuidora Gas y Servicios Mérida S.L.

Cuadro 25 Empresas de distribución de gas natural en España

Grupo GAS NATURAL	**Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico)**
GAS NATURAL SDG, S.A.	Naturcorp Redes
Compañía Española de Gas, S.A.	Gas Nalsa, S.A.
Gas Castilla y León, S.A.	Bilbogas, S.A.
Gas Andalucía, S.A.	Gas Pasaia, S.A.
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	Gas Tolosa, S.A.
Gas Navarra, S.A.	Gas Hernani, S.A.
Gas Galicia, S.A.	**Grupo ENDESA**
Gas Cantabria, S.A.	Gas Aragón, S.A.
Gas Rioja, S.A.	Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.
Gas Murcia, S.A.	Distribuidora Regional del Gas, S.A.
Gas La Coruña, S.A.	Meridional del Gas, S.A.U.
Grupo Unión Fenosa	Gas Alicante, S.A.U.
Gas Directo, S.A	Gesa Gas, S.A.U.[7]
Gas y Servicios Mérida, S.L.	

Fuente: CNE.

El grupo GAS NATURAL es el de mayor presencia en la Península, al tener presencia en todas las Comunidades Autónomas, seguido por el grupo ENDESA, que distribuye gas en cinco Comunidades Autónomas y por Naturcorp, con presencia en tres Comunidades Autónomas. Gas Directo ejerce su actividad en Galicia, Madrid y Andalucía, y Gas y Servicios Mérida lo hace exclusivamente en Extremadura.

En el siguiente mapa se muestra la disposición geográfica de los grupos empresariales que distribuyen gas

[7] Gesa Gas suministra aire propanado

Gráfico 13 Mapa de la distribución de gas natural en España

Fuente: CNE.

En el cuadro 26 se recoge el coste acreditado de la actividad de distribución para cada empresa distribuidora, actualizado a 28 de septiembre de 2005, y el porcentaje que representa sobre el total de la actividad:

Cuadro 26 Coste de la actividad de distribución acreditado por empresas a 28 de septiembre 2005

COSTE FIJO ACREDITADO EN DISTRIBUCIÓN		
GRUPO DE EMPRESAS	**COSTE FIJO ACREDITADO (€)**	**%**
Grupo GAS NATURAL	**995.472.164**	**84,49%**
GAS NATURAL SDG, S.A.	732.056.685	62,13%
Compañía Española de Gas, S.A.	63.414.512	5,38%
Gas Castilla y León, S.A.	54.398.718	4,62%
Gas Andalucía, S.A.	49.148.219	4,17%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	20.939.527	1,78%
Gas Navarra, S.A.	19.058.558	1,62%
Gas Galicia, S.A.	17.858.798	1,52%
Gas Cantabria, S.A.	16.093.160	1,37%
Gas Rioja, S.A.	9.714.658	0,82%
Gas Murcia, S.A.	9.266.770	0,79%
Gas La Coruña, S.A.	3.522.559	0,30%
Grupo ENDESA	**60.426.077**	**5,13%**
Gas Aragón, S.A.	22.853.277	1,94%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	6.203.616	0,53%
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	4.045.674	0,34%
Meridional del Gas, S.A.U.	2.871.477	0,24%
Gas Alicante, S.A.U.	1.250.424	0,11%
Gesa Gas, S.A.U	23.201.609	1,97%
Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico)	**120.815.362**	**10,25%**
Naturcorp Redes	96.599.653	8,20%
Gasnalsa, S.A.	12.434.528	1,06%
Bilbogas, S.A.	9.133.882	0,78%
Gas Pasaia, S.A.	557.822	0,05%
Gas Tolosa, S.A.	1.092.360	0,09%
Gas Hernani, S.A.	997.117	0,08%
Gas Directo, S.A (Grupo Unión Fenosa)	**631.972**	**0,05%**
Gas y Servicios Mérida, S.L.	**845.980**	**0,07%**
TOTAL DISTRIBUIDORAS	**1.178.191.555**	**100,0%**

Fuente: Orden ITC 102/2005 y retribuciones reconocidas por MITC durante año 2005

Las participaciones directas e indirectas de las empresas intervinientes en la operación en empresas distribuidoras se resumen en el cuadro 27:

Cuadro 27 Participaciones directas e indirectas de GAS NATURAL y ENDESA en empresas distribuidoras de gas

PARTICIPACIONES EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		
EMPRESAS	**PARTICIPACIÓN DE GAS NATURAL SDG**	**PARTICIPACIÓN DE ENDESA**
GAS NATURAL SDG	100%	0%
Compañía Española de Gas, S.A.	99,7%	0%
Gas Castilla y León, S.A.	90,1%	0%
Gas Andalucía, S.A.	100%	0%
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	95%	0%
Gas Navarra, S.A.	90%	0%
Gas Galicia, S.A.	62%	0%
Gas Cantabria, S.A.	90,4%	0%
Gas Rioja, S.A.	87,5%	0%
Gas Murcia, S.A.	99,9%	0%
Gas La Coruña, S.A.	56,4%	0%
Gas Aragón, S.A.	35%	60,67%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	0%	47%
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	0%	45%
Meridional del Gas, S.A.U.	0%	100%
Gas Alicante, S.A.U.	0%	100%
Gesa Gas S.A.U.	0%	100%
Naturcorp Redes (*)	9,4%	0%
Gas Nalsa, S.A.	10%+4,7%(*)	0%
Bilbogas, S.A. (*)	4,7%	0%
Gas Pasaia, S.A. (*)	5,36%	0%
Gas Tolosa, S.A. (*)	3,76%	0%
Gas Hernani, S.A. (*)	5,36%	0%

(*) Participaciones accionariales indirectas de GAS NATURAL SDG a través de la participación del 9,4% en NATURCORP.

Fuente: GAS NATURAL, ENDESA y CNE.

GAS NATURAL es propietaria de activos de distribución que representan, en términos retributivos, el 62,13% del conjunto de la actividad. Asimismo, tiene una participación directa de más del 85% en ocho distribuidoras (Compañía Española de Gas, S.A. (CEGAS), Gas Castilla y León, S.A., Gas Andalucía, S.A., Gas Castilla-La Mancha, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Cantabria, S.A., Gas Rioja, S.A. y Gas Murcia, S.A.), y más de un 50% en otras dos distribuidoras (Gas Galicia, S.A. y Gas La Coruña, S.A.). Estas participaciones representan, en términos retributivos, el 22,36% de la actividad de distribución.

Además, tiene participaciones directas del 35% en Gas Aragón y del 10% en GAS NATURAL de Alava (Gasnalsa).

Como consecuencia de su participación directa del 9,4% en NATURCORP[8], participa indirectamente del mismo porcentaje en la distribuidora Naturcorp Redes, con un 4,7% en Gasnalsa, con un 5,36% en Gas Pasaia y Gas Hernani, con un 4,7% en Bilbogas y con un 3,76% en Gas Tolosa.

ENDESA es propietaria al 100% de las distribuidoras Meridional del Gas, S.A.U., Gas Alicante, S.A.U. y Gesa Gas S.A.U., cuyos activos de distribución representan, en términos retributivos, el 2,32% del conjunto de la actividad de distribución.

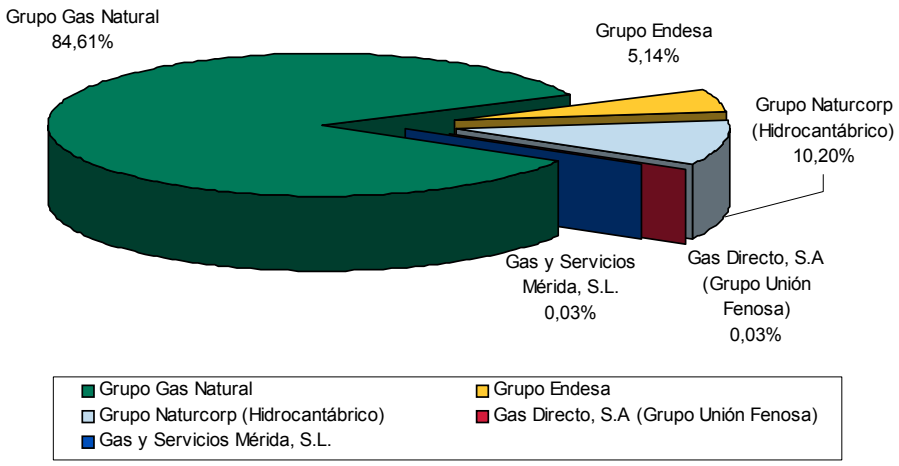
Además, tiene una participación directa de más del 60% en Gas Aragón, y de más del 45% en Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A. y Distribuidora Regional del Gas, S.A., los activos de distribución de estas tres distribuidoras representan, en términos retributivos, el 2,71% del conjunto de la actividad de distribución.

En conjunto, en términos retributivos las distribuidoras del grupo ENDESA representan el 5,13 % de la actividad de distribución.

Desde el punto de vista de los puntos de suministro, en la actualidad el Grupo GAS NATURAL es titular del 84,61% y el Grupo ENDESA es titular del 5,14%, como indica el gráfico 14.

[8] **[...]**.

Gráfico 14 Titularidad de los puntos de suministro (antes de la operación). Año 2004



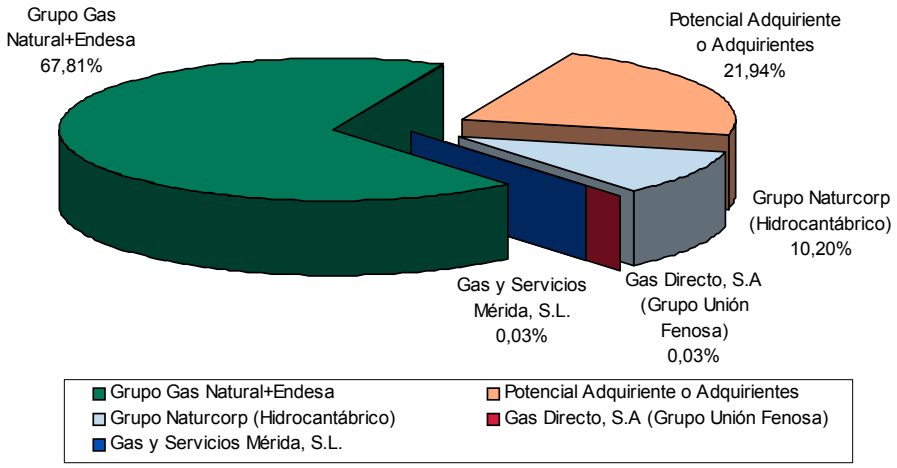
Fuente: CNE.

Como consecuencia de la operación y el plan de desinversión propuesto por GAS NATURAL, la estructura de la actividad de distribución de gas en España experimentaría las siguientes modificaciones:

1. La integración en el grupo GAS NATURAL de las distribuidoras pertenecientes al Grupo ENDESA.

2. La creación de una nueva empresa distribuidora de gas en el sector como consecuencia de la venta al potencial o los potenciales adquirientes de los activos que el grupo resultante desinvertiría de un volumen de activos de distribución de 1.250.000 puntos de suministro, junto a los activos técnicos y recursos humanos necesarios para permitir el desarrollo, explotación y mantenimiento de la red. Dicha desinversión afectaría a **[…]** en las Comunidades Autónomas de Madrid, Murcia y Comunidad Valenciana. La distribución resultante de los puntos de suministro se muestra en el gráfico 15.

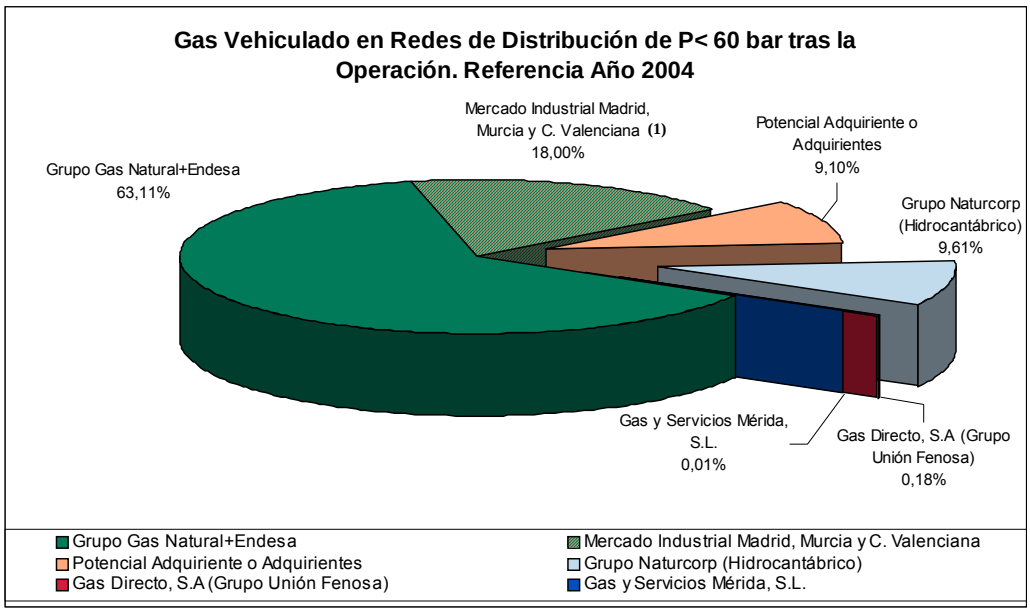
Gráfico 15 Titularidad de los puntos de suministro (tras la operación y el plan de desinversión propuesto). Año 2004



Fuente: CNE.

3. La desvinculación de la empresa resultante de **[…]**.

Gráfico 16 Cuotas del mercado de distribución en términos de gas vehiculado tras la operación y el plan de desinversión propuesto



(1) Gas vehiculado para el mercado industrial de Madrid, Murcia y Comunidad Valenciana que será vehiculado bien por el Grupo Gas Natural bien por el potencial adquiriente en función de que el plan de venta de activos incluya o no las redes industriales en las Comunidades Autónomas afectadas

Fuente: CNE.

Los compromisos de expansión de la red de distribución de GAS NATURAL

De acuerdo con la información aportada por GAS NATURAL SDG, con fecha 24 de marzo de 2004 el Consejo de Administración aprobó su Plan Estratégico 2004-2008, que fue actualizado posteriormente en el Consejo de Administración de 20 de abril de 2005.

En el cuadro 28 se muestran, por empresa, las inversiones materiales e inmateriales realizadas en el periodo 2001-2004, y las previstas para el periodo 2005-2009, aprobadas por el Consejo de Administración.

Cuadro 28

[…]

Fuente: GAS NATURAL, Plan Estratégico 2004-2008

De acuerdo con el cuadro, el Grupo GAS NATURAL prevé invertir en el periodo 2005-2009 un total de **[…]** en la actividad de distribución a través de sus diferentes filiales.

El **[…]** de la inversión prevista en distribución, se realizaría a través de la distribuidora **[…]**, GAS ANDALUCÍA y CEGAS son las siguientes distribuidoras con mayor inversión prevista, y suponen el **[…]** y el **[…]** de la inversión prevista para la actividad de distribución.

La inversión media anual prevista para el periodo 2005-2009 en las actividades de distribución (**[…]**) es superior a las realizadas en el periodo 2001-2004 (**[…]**).

En la actividad de distribución, y para el periodo 2005-2009, prácticamente todas las empresas distribuidoras del Grupo mantienen o incrementan la inversión media anual realizada en el periodo 2001-2005. Es destacable el aumento previsto de tres distribuidoras en la inversión media anual: GAS ANDALUCÍA la triplica, CEGAS la incrementa un **[…]**.

En el cuadro 29, se muestran las inversiones previstas para el periodo 2005-2009 por Comunidad Autónoma.

Cuadro 29

[…]

Fuente: GAS NATURAL, Plan Estratégico 2004-2008

Con estas inversiones previstas, el Grupo GAS NATURAL pretende llegar, en el año 2009, a la cifra de **[…]** de puntos de suministro conectados a sus redes de distribución. Esto implicaría un incremento anual del **[…]** para el conjunto del Grupo GAS NATURAL. De acuerdo con las cifras aportadas por el Grupo GAS NATURAL, la distribuidora con **[…]**.

En el cuadro 30, se muestra la previsión de evolución del número de puntos de suministro de cada distribuidora del grupo para el periodo 2005-2009.

Cuadro 30

[…]

Fuente: GAS NATURAL, Plan Estratégico 2004-2008

Actualmente, el Grupo GAS NATURAL posee **[…]**.

En el cuadro 31 se muestra el número de concesiones administrativas devenidas en autorizaciones, las autorizaciones administrativas otorgadas con posterioridad a la LSH, que tiene cada una de las empresas del Grupo GAS NATURAL en cada Comunidad Autónoma.

Cuadro 31: Número de concesiones devenidas en aturoizaciones, conforme a la Disposicion Adicional Sexta de la Ley 34/1998, y autorizaciones administrativas posteriores para desarrollar la actividad de distribución.

[…]

Fuente: GAS NATURAL.

El Grupo GAS NATURAL ha venido suscribiendo, desde hace tiempo, convenios con las Comunidades Autónomas para el desarrollo de la red de distribución. De acuerdo con la información facilitada por el Grupo GAS NATURAL, actualmente, quedan vigentes diez convenios, los cuales se muestran en el cuadro 32.

Cuadro 32 Convenios vigentes de GAS NATURAL

COMUNIDAD AUTONOMA	GRUPO GAS NATURAL
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**
[…]	**[…]**

Fuente: GAS NATURAL.

La inversión prevista en estos convenios es de **[…]**, con una subvención asociada de **[…]** (**[…]** de la inversión prevista). La gran mayoría de estos convenios están **[…]**, que para el conjunto de todos los convenios alcanzaría una cantidad aproximada de **[…]** de acuerdo con la información facilitada por GAS NATURAL.

A diciembre de 2004, la inversión realizada al amparo de estos convenios era de **[…]** (**[…]** de la inversión total), habiéndose reconocido una subvención de **[…]** por parte de las Comunidades Autónomas, y recibido una retribución especifica de **[…]** de conformidad con lo previsto en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 1 de febrero de 2005.

En el cuadro 33 se muestra un resumen de cada uno de los convenios, indicando el número de municipios donde se pretende introducir gas, la inversión y subvención

prevista, la inversión realizada y la subvención recibida, así como la retribución específica recibida y solicitada.

Cuadro 33

[…]

Fuente: GAS NATURAL.

Los compromisos de expansión de la red de distribución de ENDESA

En relación con el plan de negocio de ENDESA, esta sociedad ha aportado información relativa a los estados financieros previstos para **[…]** para **[…]**.

De acuerdo con los mismos, en el cuadro 34, se muestran los incrementos de inmovilizado material e inmaterial de las distribuidoras filiales del Grupo ENDESA.

Cuadro 34

[…]

Fuente: ENDESA, Plan de negocio.

Según se observa en el cuadro, ENDESA **[…]**.

Actualmente, el Grupo ENDESA tiene **[…]**.

En el cuadro 35, se muestra por empresa distribuidora el número de municipios donde tiene autorización administrativa para desarrollar la actividad de distribución.

Cuadro 35

[…]

Fuente: ENDESA, Plan de negocio.

Por otra parte, el Grupo ENDESA indica que **[…]**.

De acuerdo con la información remitida en diciembre de 2004 por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en relación con la propuesta de Ordenes Ministeriales sobre el régimen económico del sector del gas natural, el Grupo ENDESA tiene dos convenios de colaboración para el desarrollo de las redes: uno entre Distribuidora Regional del Gas y la Comunidad Autónoma de Castilla y León, de 6 de noviembre de 2003, que afecta a 10 municipios; y otro entre Meridional del Gas y la Comunidad Autónoma de Andalucía, de 26 de abril de 2004, que afecta a 9 municipios.

Resumen del impacto de la operación sobre la actividad de distribución de gas

Como resumen de lo indicado en los apartados anteriores, se debe destacar la gran incidencia que tiene esta operación sobre la actividad de distribución de gas.

La operación supone la fusión del primer grupo empresarial en distribución de gas en España, tanto en ventas de gas como en número de puntos de suministro (el Grupo GAS NATURAL), con el tercer grupo empresarial en distribución de gas (Grupo ENDESA).

GAS NATURAL propone conjuntamente la venta de activos de distribución de gas en Madrid, Murcia, Comunidad Valenciana y Baleares **[…]**.

La operación no disminuye, respecto a la situación actual, el número de las empresas distribuidoras pertenecientes a grupos empresariales diferenciados que pudieran estar interesadas en la gasificación de nuevas zonas y que tengan una adecuada capacidad técnica y económico-financiera. Más bien al contrario, se puede introducir un nuevo operador u operadores con un tamaño superior al operador (ENDESA) que es absorbido

por GAS NATURAL. Dejando de lado las afecciones a la competencia, este efecto puede ser positivo para la regulación de la distribución, en la medida en que se aumente la capacidad del regulador de comparar costes entre distintas zonas de distribución y se pueda impulsar la concurrencia para la gasificación de nuevas zonas.

Como se ha señalado en este informe, uno de los objetivos de la regulación del sector del gas es la extensión del suministro de gas natural en España. En este sentido la operación debería implicar un esfuerzo inversor de las empresas involucradas que corresponda por lo menos a los compromisos de expansión de las redes de distribución de gas en las autorizaciones administrativas existentes y en los convenios vigentes en la distintas Comunidades Autónomas. Por lo tanto, deberían garantizarse, para los próximos años, las inversiones que estaban programadas por parte de ambas empresas en el momento de plantearse esta operación.

1.3. Sobre los ingresos de las actividades reguladas

En el análisis que se exige a esta Comisión para la autorización de esta operación, es necesario valorar si con el diseño de la operación planteada se pueden estar produciendo movimientos de fondos entre las actividades reguladas y las liberalizadas, en el caso de que se utilicen ingresos de actividades reguladas para financiar la operación, pudiendo existir con ello riesgos o efectos negativos para el desarrollo de las mismas que finalmente afecten negativamente a los consumidores.

[…].

En el caso que nos ocupa, conforme a la información aportada por el adquirente en su notificación se estima una cuantía de los pagos de la parte de la contraprestación consistente en dinero de aproximadamente 7.800 millones de euros que repercutirán finalmente como un coste de la operación a asumir por el Grupo GAS NATURAL, cuyos ingresos, como se ha señalado anteriormente, proceden en un **[…]** aproximadamente, de los negocios regulados.

Hasta la fecha, GAS NATURAL ha tenido un papel relevante en el desarrollo de la red de distribución de gas no sólo por su importancia como operador principal, sino también porque la regulación ha querido preservar un derecho de exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución, al mantener inicialmente de forma transitoria el régimen de las concesiones administrativas hasta el año 2005 y posteriormente, con el Real decreto Ley 5/2005, crear un sistema de derechos exclusivos para el desarrollo de las redes. Por consiguiente, se puede afirmar que la regulación ha optado por reservar un papel importante a los operadores de distribución existentes actualmente, y en particular a GAS NATURAL como operador principal, para el desarrollo de la red de distribución en el sistema gasista español.

Conforme a la información aportada por GAS NATURAL en la tramitación de este expediente, la empresa declara el compromiso de cumplir los planes estratégicos actuales de GAS NATURAL y ENDESA como garantía de las inversiones en negocios regulados. Dichos planes cubren el horizonte temporal 2005-2009 y contemplan la evolución independiente del desarrollo de las redes de distribución de gas y electricidad en las zonas donde actualmente están presentes las dos empresas, en base a los objetivos y necesidades particulares de cada uno de los sectores. Además, la empresa adquiere el compromiso de que las inversiones en actividades reguladas se financiarán con recursos generados por las actividades reguladas y no se destinarán a financiar la operación, excepción hecha del margen de beneficio para el accionista que es de libre disposición.

Este compromiso es de gran importancia para evitar riesgos sobre las actividades reguladas y debería concretarse en una condición, en su caso, de la autorización de la Operación. Este compromiso garantizaría que se van a realizar las inversiones y con ello el desarrollo de las respectivas actividades de distribución, como las desarrollarían GAS NATURAL y ENDESA si se mantuviesen como empresas independientes y no se llevase a cabo la operación.

1.4. Valoración de la gestión conjunta de redes de distribución de gas y electricidad

1.4.1. Objetivo

La operación propuesta incluye el rediseño del mapa actual de la distribución, mediante la gestión conjunta de redes de gas y electricidad en los territorios donde en la actualidad operan GAS NATURAL, como distribuidor de gas y ENDESA, como distribuidor eléctrico y de gas. En principio, la sociedad resultante de la unión entre GAS NATURAL y ENDESA gestionaría, a través de las correspondientes sociedades filiales en cumplimiento del principio de separación jurídica de actividades establecido en las leyes del sector energético, las redes de distribución de gas y electricidad en territorios que coinciden aproximadamente con las Comunidades Autónomas de Andalucía, Aragón, Cataluña y Extremadura. Con el plan de desinversiones previsto por el adquiriente, el potencial o los potenciales adquirientes de los activos que el grupo resultante desinvertiría, pasaría a gestionar la mayor parte de las redes de gas de GAS NATURAL en la Comunidad Valenciana, Murcia y Madrid, además del sistema extrapeninsular de Baleares, actualmente gestionado por ENDESA.

En esta sección se trata de valorar si, como consecuencia de esta operación, la confluencia en redes puede ser perjudicial para el desarrollo futuro de las actividades de distribución. A este fin, a continuación se presenta el siguiente análisis:

- Una descripción de la confluencia de redes en la actualidad.
- Un breve examen de las sinergias potenciales en la gestión conjunta de la distribución de gas y electricidad.
- Un análisis de los riesgos potenciales de la confluencia de redes.

1.4.2. La confluencia de redes en la actualidad

En España, la gestión de redes de gas y electricidad por parte de un solo agente no es un fenómeno nuevo, aunque es poco habitual. Solo en 4 CCAA: Aragón, Asturias, Extremadura y Baleares, existe un solapamiento significativo entre las redes de distribución de gas y electricidad.

El grupo GAS NATURAL distribuye y comercializa gas, y sólo comercializa electricidad[9]. Las principales compañías eléctricas generalmente distribuyen y comercializan electricidad, y algunas de ellas distribuyen también gas en determinadas zonas geográficas. Los ejemplos más significativos y establecidos son los de los grupos HIDROCANTÁBRICO y ENDESA. El primero ha apostado por un desarrollo gasista concentrado en su área histórica de distribución eléctrica, Asturias, mediante su filial Gas de Asturias, ahora perteneciente al grupo NATURCORP[10]. Por otra parte, ENDESA ha entrado en la distribución de gas de forma menos concentrada geográficamente, a través de 6 empresas regionales: GAS ARAGÓN en Aragón, GESA GAS en Baleares, DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS en Castilla y León, DICOGEXA en Extremadura, MERIDIONAL DEL GAS en Andalucía y GAS ALICANTE en la Comunidad Valenciana. Entre estas empresas regionales solo GAS ALICANTE distribuye gas en una zona donde ENDESA no es distribuidor eléctrico. Sin embargo, los porcentajes de participación de estas empresas en la distribución de gas son muy desiguales y en algunos casos poco relevantes.

El otro grupo eléctrico que ha entrado, muy recientemente, en la distribución de gas es UNIÓN FENOSA que, mediante la empresa GAS DIRECTO, desarrolla su actividad en varios términos municipales situados en Madrid, Galicia y Andalucía, donde UNIÓN FENOSA es distribuidor de electricidad.

En el gráfico 17 siguiente se muestran para cada Comunidad Autónoma: (1) los grupos empresariales que gestionan conjuntamente redes de gas y electricidad; y (2) el porcentaje distribuido por cada grupo empresarial sobre el total de gas natural vehiculado en cada Comunidad Autónoma.

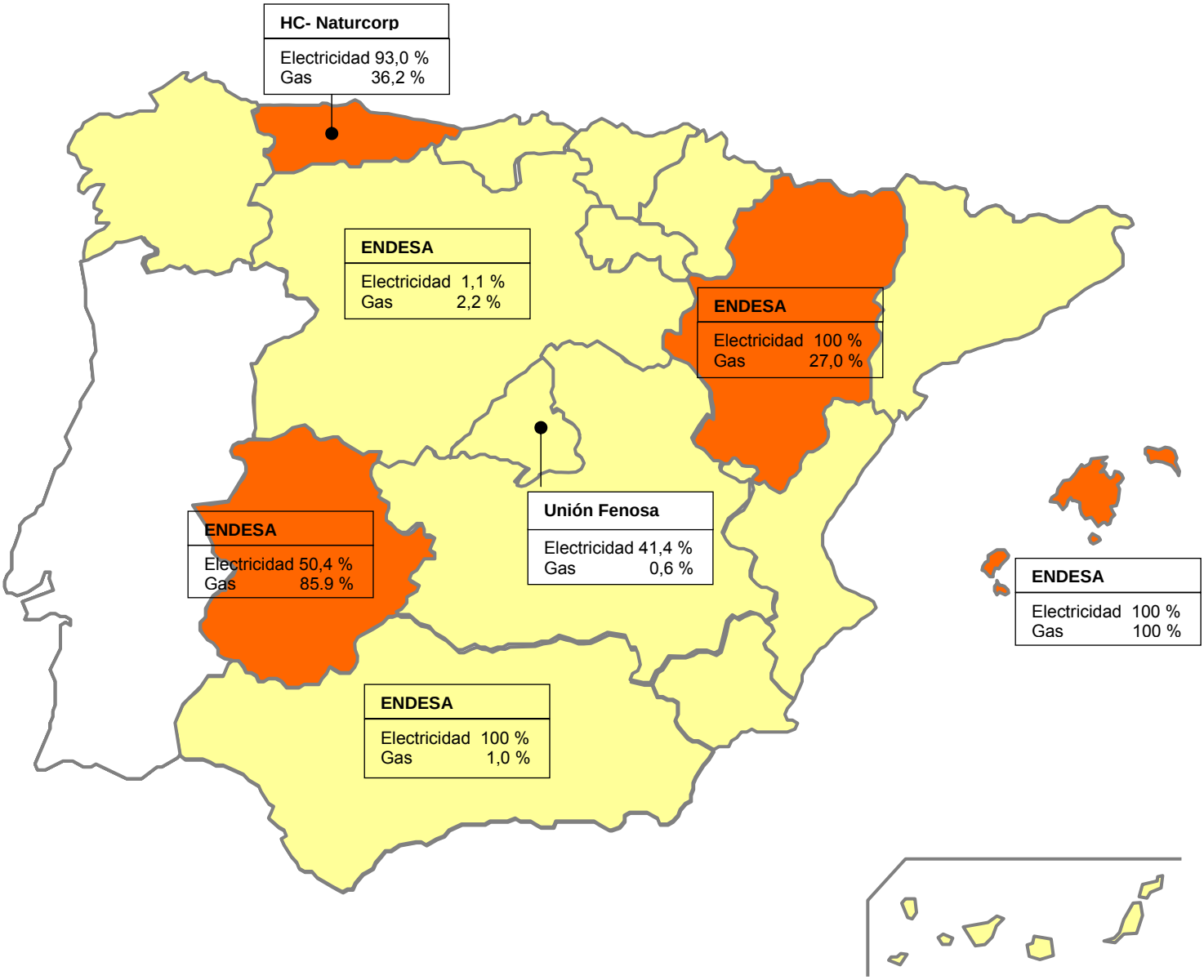
Es importante subrayar que las cuotas en términos de energía conducida son medidas aproximadas del grado de confluencia en redes existente. Idealmente, ésta debería medirse sobre la base de los puntos de suministro de gas y de electricidad que cada empresa tiene en los distintos municipios. En cualquier caso, en todas las CCAA

[9] Con la excepción de una participación en tres pequeñas distribuidoras: GAS NATURAL DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A., ELECTRA DE ABUSEJO, S.L. y DISTRIBUCION ELECTRICA DE NAVASFRIAS, S.L.
[10] El grupo NATURCORP se creó en 2004 e incluye activos de redes de gas principalmente en Asturias y País Vasco.

identificadas como "zonas con confluencia elevada", el solapamiento real en términos de puntos de suministro es mayor que el representado. Esto es debido a la presencia del Grupo GAS NATURAL como suministrador de clientes industriales, con un consumo unitario bastante elevado, que aumenta su cuota de mercado en término de energía y reduce correspondientemente la cuota de los restantes distribuidores.

Dada esta situación de partida, la operación de adquisición de ENDESA por GAS NATURAL implicaría un aumento notable en la gestión conjunta de redes de gas y electricidad: se reforzaría la confluencia existente en Aragón. En Extremadura, Andalucía y Cataluña se crearía una nueva confluencia de tamaño importante.. La desinversión de puntos de suministro en Comunidad Valenciana, Murcia, Madrid y Baleares, que se ha comentado en secciones previas, también podría dar lugar a nuevas confluencias, dependiendo de los posibles adquirientes. En conclusión, la gestión conjunta pasaría de ser un fenómeno poco extenso a representar una forma común de operación y desarrollo de las redes de distribución en España.

Gráfico 17 Confluencia de redes en la actualidad



Fuente: CNE y "Memoria de la Orden Ministerial que actualiza la retribución de las actividades reguladas del sector gasista" (años 2004 y 2005).

1.4.3. Ventajas de la gestión conjunta de redes de distribución de gas y electricidad

A la hora de valorar el impacto de todo proceso de concentración empresarial es necesario tener en cuenta las posibles ganancias de eficiencia que este pueda conllevar.

La explotación conjunta de las redes de electricidad y gas puede tener sinergias y economías de alcance que supondrían una reducción en los costes medios totales incurridos en el desarrollo de las actividades reguladas, lo cual podría redundar en un beneficio para los usuarios. Las principales economías de escala y alcance potenciales se encuentran en tres áreas:

- La ejecución de las instalaciones (permisos, topografía, cartografía, zanjas, etc.).
- Los procesos de lectura, facturación y cobro.
- Gestión conjunta de las redes de distribución de gas y electricidad (gestión de averías, atención al cliente, administración, dirección, etc…), que puede desarrollarse mediante el *outsourcing* de servicios externos, como personal especializado en ambas actividades de gas y electricidad.

Sin embargo, la ausencia de mediciones sobre ahorros de costes procedentes de la confluencia de redes y la inexistencia de estudios de la CNE sobre la materia, impide emitir una opinión sobre su importancia cuantitativa que, en cualquier caso, dependerá de las especificidades de cada empresa en torno a las cuales se presenta una amplia casuística.

No obstante, aunque no existan estudios concretos sobre esta cuestión, se observa una tendencia internacional a variar las estructuras organizativas en la industria energética europea y en Estados Unidos: las empresas, en particular las eléctricas, tienden a reestructurar sus negocios hacia la gestión conjunta de las redes de distribución.[11][12] Se pueden mencionar aquí algunos ejemplos:

- ENDESA tenía tradicionalmente la distribución de gas encuadrada dentro de las actividades de diversificación del grupo. En 2003 se creó ENDESA RED S.A., que engloba la distribución de electricidad y de gas.

[11] Fuente: NERA Economic Consulting

[12] En la mayor parte de los ejemplos considerados, con la excepción de las empresas españolas, los negocios de redes no incluyen la actividad de suministro regulado. En algunos casos, como en el Reino Unido, esto así porque ya no existen tarifas reguladas, y en otros casos, como en Electrabel y ENEL, el suministro regulado se encuentra incluido en divisiones separadas de comercialización.

- En Italia, la principal empresa eléctrica, ENEL, hasta junio de 2004 tenía verticalmente integradas sus unidades de redes, infraestructuras y comercialización. En ese año se separaron las actividades de red de las actividades comerciales y se constituyó la Unidad de Infraestructuras y Redes, que comprende redes de gas y electricidad.
- En Reino Unido, Nacional Grid, principal gestor y propietario de las redes de transporte de gas y electricidad en este país, ha vendido recientemente cuatro empresas de distribución de gas. Dos de ellas, Northern Gas Networks y Scottish and Southern Energy, operan redes de gas y electricidad.
- En Bélgica, Electrabel, controlada por el grupo Suez, lleva a cabo la gestión técnica, el mantenimiento y desarrollo conjunto de las redes de distribución de gas y electricidad a través de tres empresas regionales de redes, que concentran las actividades de distribución de gas y electricidad en representación de los operadores del sistema de distribución nombrados por las autoridades municipales.
- En EE.UU., donde la liberalización del mercado industrial del gas fue realizada antes que en Europa (en la primera mitad de los años 90 en la mayor parte de los estados), existen numerosos ejemplos de concentración[13] de negocios de redes y de su separación funcional de las actividades comerciales dentro de un mismo grupo empresarial.

La confluencia de redes se presenta por tanto como un factor que potencialmente podría abaratar los costes de la actividad de distribución. Ahora bien, la realización de las sinergias y la transferencia de sus beneficios a los consumidores, depende de los incentivos proporcionados por el esquema retributivo de las actividades, es decir, del establecimiento de un reparto adecuado de los ahorros de costes entre consumidores y empresas.

No obstante, la tendencia internacional señalada podría estar también influida por factores relacionados con el poder de mercado.

[13] Como ejemplos se pueden mencionar aquí los casos de algunas de las principales empresas energéticas de Estados Unidos, como Consolidade Edison Inc., Scana y Cinergy Corporation. Todas estas empresas operan a través de subsidiarias con una clara distinción entre negocios regulados y competitivos, y, en muchos casos, con divisiones que concentran las actividades de distribución de gas y electricidad.

1.4.4. Valoración de los riesgos potenciales de la confluencia en redes

Como se ha explicado anteriormente, tras la operación un porcentaje muy elevado de la distribución de gas y electricidad se realizaría de forma conjunta y por empresas que operan en todo el territorio nacional. En esta sección se analiza si esta situación podría causar problemas de desarrollo y regulación de las actividades de distribución.[14] En particular, es preciso analizar la relevancia de los siguientes riesgos potenciales:

- El incentivo de las empresas con distribución conjunta a realizar arbitraje entre redes, primando el gas o la electricidad o entre actividades reguladas y liberalizadas, en función de sus intereses económicos.
- La menor transparencia sobre los costes efectivamente incurridos por las empresas, y la consecuente dificultad para el regulador de conocer los costes reales de cada actividad.
- El riesgo asociado a los diferentes esquemas retributivos de gas y electricidad
- El desarrollo no homogéneo de las redes de distribución de gas.

El riesgo de arbitraje entre redes

Con objeto de aclarar si se puede imputar a la integración de redes algún sesgo en la tipología y/o patrón geográfico de las inversiones, considérese una empresa hipotética cuya única actividad consiste en el desarrollo y la gestión de redes de gas y electricidad, y que percibe una remuneración regulada simétrica para las dos actividades, relacionada con sus costes específicos. Esta empresa tendrá el incentivo económico a realizar inversiones en todas las zonas geográficas donde, dado el tamaño y la densidad de la demanda esperada, los ingresos regulados permiten cubrir los costes operativos y de inversión. En otras palabras, en ausencia de integración vertical y de distorsiones en el sistema retributivo, una empresa que sólo gestiona redes debería tener como único objetivo el de maximizar la utilización de las mismas, independientemente de si estas transportan gas o electricidad. No existiría, en este contexto, ningún riesgo de que la

[14] Por otra parte, no cabe en este contexto analizar el impacto de la confluencia en redes sobre el desarrollo de la competencia en la comercialización de gas y electricidad.

empresa prime un producto u otro, puesto que sería “neutral” con respecto a lo que distribuye.

El riesgo de arbitraje entre redes puede surgir, principalmente, si el negocio de la distribución conjunta se encuentra verticalmente integrado en un grupo empresarial que tiene activos de comercialización, generación eléctrica y/o aprovisionamiento de gas. En este contexto los intereses económicos del grupo de primar la venta de un producto u otro podrían en principio afectar los criterios de expansión de redes.

Esta situación sería preocupante por dos razones. En primer lugar, se estaría permitiendo que una actividad regulada apoye mediante subsidios competitivos el desarrollo del negocio liberalizado de una empresa, entrando en conflicto con los principios de neutralidad y no-discriminación que subyace la regulación de libre acceso de terceros a las redes.

En segundo lugar, si el objetivo de la empresa es llegar a suministrar al cliente a través de la infraestructura de red, la confluencia de redes de gas y electricidad en un mismo operador y no en los restantes, confiere al primero un poder de mercado para el desarrollo de la comercialización, cuyo ejercicio puede prevalecer como objetivo y condicionar con ello el desarrollo adecuado de las redes. Por ejemplo, en las zonas en las que la empresa desarrolla conjuntamente la distribución de gas y electricidad, tiene el monopolio para el desarrollo de las infraestructuras, y la empresa puede llegar a tener escaso interés en el desarrollo de la infraestructura de gas, dado que ninguna otra que no sea ella lo puede hacer. Sin embargo en las zonas donde existe una empresa eléctrica distribuidora distinta, siendo un área en expansión para el gas, tendrá el incentivo a “competir” con la empresas eléctrica para llegar físicamente al cliente, potenciando, en este caso, esta zona como destinataria de las inversiones globales en distribución de gas que haría la empresa, quedando esta decisión determinada, por el objetivo empresarial de atraer al cliente desde el punto de vista comercial.

La integración vertical es una característica común a los principales grupos empresariales que distribuyen gas y/o electricidad en España y en Europa. Precisamente para evitar que el apalancamiento sobre las redes limite la competencia y ponga en peligro las

actividades reguladas, tanto la LSE, como la LSH, establecen el requisito de separación legal y contable entre actividades competitivas y reguladas. En este sentido cabe citar también la Directiva Europea 2003/54/CE de Electricidad y 2003/55/CE de Gas, que requieren la independencia de los gestores de redes de distribución *"al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones"*.

Por otra parte, el legislador español nunca ha considerado necesaria a este fin la separación de propiedad y se ha apostado por la separación jurídica y contable como instrumento para permitir el desarrollo de las actividades de comercialización y distribución pertenecientes a una misma empresa. En consecuencia, el modelo de separación vigente es incompleto, precisando de elementos adicionales de separación organizativa y funcional, y una mayor transparencia sobre costes e ingresos de las distribuidoras que facilite la tarea de supervisión del regulador. Un avance en este sentido es la Orden ITC/2670/2005, que establece la obligación para las distribuidoras eléctricas de proporcionar a la CNE una información más detallada para supervisar costes, activos y mercado de referencia de las distribuidoras.

En este sentido, las Directivas antes citadas se expresan en el siguiente sentido:

a) *Las personas responsables de la administración del gestor de la red de distribución no podrán participar en estructuras de la compañía integrada que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de las actividades de producción, transporte y suministro de gas natural o de energía eléctrica*
b) *Se tomarán las medidas oportunas para garantizar que se tengan en cuenta los intereses profesionales de las personas responsables de la administración del gestor de red de distribución, de tal forma que éstas puedan actuar con independencia.*
c) *El gestor de la red de distribución gozará de derechos efectivos para adoptar decisiones independientemente de la compañía integrada, con respecto a los activos necesarios para explotar, mantener o desarrollar la red. Esto no deberá impedir la existencia de mecanismos de coordinación adecuados que aseguren la protección de los derechos de supervisión, tanto económica como de gestión, de*

la sociedad matriz respecto a los activos de sus filiales reguladas. En particular, ello permitirá a la sociedad matriz aprobar el plan financiero anual, o cualquier instrumento equivalente, del gestor de las redes de distribución, así como establecer límites globales a los niveles de endeudamiento de sus filiales. No se permitirá a la sociedad matriz dar instrucciones respecto a la gestión cotidiana ni de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de líneas de distribución que no sobrepasen lo establecido en el plan financiero aprobado o cualquier instrumento equivalente.

d) El gestor de red de distribución establecerá un programa de cumplimiento en el que exponga las medidas adoptadas para garantizar que queden excluidas las conductas discriminatorias y deberá velar por que el respecto de dicho programa sea objeto de la adecuada supervisión. El programa establecerá las obligaciones específicas para alcanzar este objetivo. La persona u órgano responsable de supervisar el programa de cumplimiento presentará un informe anual con las medidas adoptadas a la autoridad reguladora. Dicho informe se publicará.

El riesgo de arbitraje asociado a la menor transparencia sobre los costes efectivamente incurridos por las empresas, y la consecuente dificultad para el regulador de permitir que los consumidores se beneficien de los ahorros y sinergias creados por la integración de redes.

Las empresas que ejercen distribución conjunta de gas y electricidad tendrán una estructura de costes distinta de las empresas no-integradas, principalmente debido a la existencia de ahorros de costes y sinergias resultantes de la propia confluencia en redes. En particular, las empresas podrían tener la capacidad y el incentivo a desvirtuar sus costes para evitar trasladar a los consumidores las ganancias de eficiencias que pudieran obtener.

En el caso concreto que nos interesa, existen varios factores que pueden mitigar el riesgo de que los verdaderos costes de las nuevas empresas no se reflejen en la retribución regulada:

- En el mapa de la confluencia en redes de la OPA con desinversiones existirían por lo menos tres operadores relevantes que podrían utilizarse para un ejercicio de comparación de costes (GN-ENDESA, NATURCORP y el potencial o los potenciales adquirientes de los activos que el grupo resultante desinvertiría, en caso de que ello sucediera). Sin embargo, con respecto al nivel de comparación para empresas que desarrollen por separado redes de gas o de electricidad, el número de operadores disminuye. Endesa y Gas Natural dejarían de ser operadores de electricidad y gas respectivamente, e incluso Iberdrola si se aceptara finalmente la compra de activos de gas. Los criterios de competencia referencial constituyen un elemento útil para el regulador a la hora de decidir si determinados costes se pueden considerar prudentes o anómalos y, por tanto, si deben ser incluidos en la remuneración regulada. Recientemente, OFGEM, el regulador inglés, en su informe favorable sobre la operación de venta por NGT (National Grid Transco) de 4 de sus 8 compañías de distribución[15] ha enfatizado el hecho de que una mayor capacidad de comparación entre empresas podría permitir fijar las tarifas sobre la base de los costes de las empresas más eficientes, imitando de esta forma la dinámica competitiva. Además, OFGEM estima que el valor presente de los beneficios que la venta representaría para los consumidores podría estar entre 200 y 585 millones de libras, donde la reducción de costes imputable a la aplicación de un mecanismo de competencia referencial explicaría casi el 95% de dichos beneficios.[16]
- En la actualidad, como se ha mencionado anteriormente, a partir de la Orden ITC/2670/2005, se irá implantando un sistema de información regulatoria de costes, que, si se aplica en un futuro también al gas, puede aportar más transparencia de la existente sobre costes de distribución de gas y electricidad y facilitar el traslado de las ganancias de eficiencia a los consumidores. Dicho sistema podría organizarse en la forma que resultara adecuada al marco retributivo establecido, es decir, la distribución conjunta de gas y electricidad no tendría porque implicar ninguna agregación de costes entre las dos actividades y, por tanto, no reduciría la transparencia en los mecanismos disponibles para el regulador.

[15] Como se ha mencionado en la Nota 13, en el Reino Unido la distribución no incluye el suministro regulado, puesto que ya no existen tarifas.
[16] OFGEM, Documento 255/04- "National Grid-Transco. Potential sale of gas distribucion network businesses. Final impact assessment", noviembre 2004.

No obstante, dado que se está ante actividades que conforman sendos monopolios naturales, la función del regulador para evitar rentas extraordinarias, puede ser más complicada en el caso de concentración de las redes en un único agente, si no se impone una condición que permita mayor transparencia en la obtención de los costes de cada actividad por separado.

Riesgos asociados a los diferentes esquemas retributivos de gas y electricidad

En la actualidad, la retribución de la actividad de distribución eléctrica y de gas, difieren en un conjunto de factores:

- En el caso de la electricidad la retribución se calcula como un monto global, que se actualiza anualmente con el IPC-1, y además existe un incentivo al crecimiento de la demanda que está afectado por un factor de eficiencia definido legalmente en un máximo del 0,4 y que desde la aplicación del sistema, se ha fijado en 0,3. Una vez actualizada en función de los parámetros aplicables, la cantidad global se divide entre las empresas distribuidoras en función de un modelo teórico de red de referencia y las cuotas de reparto del Marco Legal Estable. Esta situación, hace que, en la práctica, las empresas de distribución no tengan ningún incentivo a invertir en nuevos suministros mas allá de lo que por ley están obligadas a hacer.
- La actividad de distribución de gas dispone de una retribución basada en un coeficiente de actualización en base a la media entre el IPC y el IPRI, afectada por un factor del 0,85, y con incentivos ligados al número de puntos de suministro conectados a las redes y al gas canalizado por sus redes en función de la presión. A diferencia de la anterior, esta retribución se realiza por empresa, es decir, la retribución es directa en función de la evolución de estos parámetros en cada empresa. En este sentido la retribución de la actividad de distribución de gas es más favorable para los inversores que la de distribución eléctrica.

Ante estas diferencias en los esquemas retributivos de la distribución en los dos sectores, podría aparecer el riesgo de que, en un entorno de empresa de distribución energética de gas y electricidad, se destinen mayores inversiones al desarrollo de la actividad que en

términos unitarios suponga mayores beneficios. En principio, en el caso que nos ocupa, tal decisión podría ir en contra del desarrollo y mejora de la red eléctrica actual de ENDESA, con el riesgo de que se obtengan a futuro peores resultados que la tendencia actual en la evolución de los indicadores de calidad del servicio, que, como se ha analizado en el apartado 1.1.1, han experimentado una mejora en los últimos años.

Con la situación actual en la que en la mayor parte del territorio no coinciden empresas distribuidoras de gas y electricidad, cada una desarrolla su actividad de manera independiente atendiendo al esquema retributivo sectorial, sin que se den oportunidades de que surja este arbitraje que sí podría aparecer en un entorno de empresa integrada. Por ello, es necesario introducir mecanismos que, a través de la separación jurídica y contable, permitan una mayor transparencia en costes, para el análisis de los mismos y de sus inversiones asociadas.

Por otra parte, este riesgo podría ser mitigado por el hecho de que la electricidad se caracteriza como un bien esencial y la LSE establece unas obligaciones de garantía de suministro para las empresas distribuidoras de electricidad, que no existen en el caso del gas natural.

El riesgo de desarrollo no-homogéneo de las redes de gas natural

Una preocupación adicional es que la confluencia en redes resultante de la operación pueda causar un retraso o un desarrollo no homogéneo en el territorio de las redes de gas natural. El gas tiene generalmente combustibles alternativos, y entre ellos la electricidad[17]. Por esta razón el suministro de gas sólo tiene el reconocimiento de servicio de interés general, tanto en la LSH, como en la Directiva Europea de Gas 2003/55/CE. No existe por tanto para las distribuidoras de gas una obligación universal de extender el servicio a todo peticionario: esta obligación está limitada al ámbito geográfico de la autorización

[17] La elección entre gas y electricidad existe especialmente en el ámbito doméstico para usos de cocina, calefacción, climatización y ACS (agua caliente sanitaria). Desde una perspectiva energética, es más eficiente (bajo disponibilidad de ambas posibilidades) acometer los anteriores usos con gas. Ello es debido principalmente a que, mientras el gas es una energía primaria que se utiliza directamente para su uso correspondiente con elevados rendimientos, la electricidad es un vector energético que debe producirse en una central, en la cual deberá utilizarse una cantidad superior de energía primaria debido al menor rendimiento.

administrativa de distribución y a la existencia de capacidad disponible, tal y como se establece en el artículo 74 de la LSH y en el artículo 10 del Real Decreto 1434/2002.

Mientras la electricidad alcanza prácticamente a todos los municipios de España, el sector del gas en España no se encuentra todavía en esta fase tan avanzada. Este retraso justifica el interés de la regulación por la expansión de las redes de gas: el contenido mínimo de la planificación indicativa, a cargo del Gobierno y de las CCAA, tal y como establece el artículo 4 de la LSH, incluye la definición de zonas de gasificación prioritaria y las etapas de su ejecución "*con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional*".

En este contexto el esquema retributivo de la distribución de gas juega un papel fundamental como factor determinante de las inversiones. Es por tanto útil entender qué incentivos proporciona la retribución existente para la gasificación de nuevas zonas geográficas.

Las distribuidoras de gas perciben una remuneración regulada individual, que depende principalmente del número de clientes conectados a las redes y en menor medida del gas vehiculado por sus redes. Sin embargo, el aumento de clientes y de gas vehiculado de cada empresa es remunerado sobre la base de un coste medio incremental nacional, sean las redes en nuevas zonas o en zonas ya gasificadas. De esta forma, la remuneración no incentiva la inversión en zonas con coste superior a la media nacional, que pueden corresponder a la mayoría que quedan por gasificar.

Durante los últimos años se ha gasificado buena parte del territorio nacional. En general, las capitales de provincia y ciudades de más de 50.000 habitantes disponen de red de distribución de gas natural, con excepciones importantes en Andalucía y en la Comunidad Valenciana. La mayor parte de los municipios por gasificar en el resto de España cuentan con menos de 15.000 habitantes. Se trata en general de zonas con menor consumo medio por cliente o con población reducida. Bajo el sistema de remuneración vigente, que no reconoce los costes específicos de inversión de cada empresa, estas zonas son en general poco atractivas, con la excepción de algunos desarrollos urbanísticos y polígonos industriales, y ninguna empresa, con o sin distribución conjunta, tiene incentivos a invertir

en ellas.[18] La realización de estas inversiones depende en última instancia de la concesión de subvenciones de las Comunidades Autónomas y del reconocimiento de una retribución específica por la Administración Central.

Por tanto, el esquema de retribución vigente no está realmente incentivando un desarrollo homogéneo de las redes de gas. La pregunta relevante es si la confluencia en redes afecta a este problema.

De todas formas y a priori, en las zonas donde la operación propuesta daría lugar a una gestión conjunta se puede prever que, *ceteris paribus*, los incentivos a invertir no parecen disminuir respecto a la situación anterior a la operación, sobre todo en el caso de que se registrase una reducción de costes debida a sinergias de redes. En particular, es de esperar que la confluencia de redes pueda beneficiar especialmente las zonas que en la actualidad tienen un grado de penetración relativamente bajo, como Murcia, la Comunidad Valenciana, Extremadura y Andalucía. En estas regiones, y especialmente en Murcia y en la Comunidad Valenciana, donde existen todavía núcleos urbanos densamente poblados y sin acceso a la red de gas, el desarrollo del mismo se ha visto históricamente limitado por la competencia con el GLP.

Las zonas donde no se crearía confluencia de redes y donde la penetración de gas ya es elevada en la actualidad (por ejemplo el País Vasco y Asturias) no verían afectada su situación. En las zonas con penetración del gas baja en la actualidad y donde no se establecería una empresa de distribución conjunta (esencialmente Castilla-La-Mancha y Galicia) se estaría igual que respecto a la situación existente previa a la operación, en cuanto a la inversión en nuevas zonas de distribución de gas.

[18] Desde una perspectiva de desarrollo eficiente del sistema gasista este no sería un problema para zonas donde el coste de gasificación fuera muy elevado y no pudiera cubrirse con los ingresos provenientes de las tarifas de acceso de distribución, puesto que en estas zonas la gasificación no sería eficiente. Sin embargo, sí surgiría un problema de sub-desarrollo ineficiente en las zonas en que los costes de gasificación pudieran cubrirse por los ingresos tarifarios pero no con la retribución reconocida, puesto que, bajo el esquema retributivo y tarifario vigente, los ingresos tarifarios por por puntos de suministro no necesariamente coinciden con los ingresos incrementales reconocidos por puntos de suministro (para ciertas categorias de puntos de suministro una empresa de distribución recibe una retribución inferior a la aportación que este punto de suministro realiza en término de ingresos tarifarios al sistema). Por tanto, podrían existir proyectos de gasificación que serían en principio rentables para el sistema, pero que no se llevarían a cabo.

En este punto es preciso resaltar los recientes cambios normativos en el régimen jurídico de la actividad de distribución de gas natural, recogidos en el artículo vigésimo noveno del Real Decreto-Ley 5/2005 que modifica la LSH.

En ellos se establece que existe un régimen de protección territorial para las llamadas zonas de distribución recogidas en las autorizaciones de instalaciones de distribución. Así, aunque pudiera seguir existiendo una cierta "concurrencia" en el interés de distribuidoras de gas en la consecución de nuevas autorizaciones, es decir en el tendido correspondiente a áreas o zonas no recogidas en ninguna autorización anterior, dicha "concurrencia" no parece posible dentro de la zona de distribución comprendida en una autorización administrativa. En consecuencia, podría ser adecuado que la operación sujeta a examen no disminuyera el número de empresas distribuidoras pertenecientes a grupos empresariales diferenciados respecto a la situación de partida, que pudieran estar interesadas en la gasificación de nuevas zonas. Esta circunstancia parece cumplirse en la operación conforme a las desinversiones planteadas.

Por otro lado, puesto que, dentro de una zona de distribución determinada, con autorización existente, es obligación de los distribuidores de gas natural en el ámbito geográfico de su autorización proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución, conforme al artículo 74 de la LSH, la situación existente tras la operación no parece incrementar el riesgo de que no se asuman los refuerzos que la red de distribución dentro de la zona requiera.

2. Análisis y valoración económico-financiero de la operación

A la fecha en la que se produce la oferta pública de adquisición de acciones de ENDESA por parte de GAS NATURAL, el 5 de septiembre, la segregación de las ramas de actividad reguladas de GAS NATURAL aún no era efectiva, ya que se ha planteado con efectos de 1 de octubre de 2005. Por este motivo, la capacidad económico-financiera de la matriz, GAS NATURAL, que es la que ha venido desarrollando esas actividades reguladas, es la que en principio determinará la existencia potencial o no de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, en dichas actividades reguladas e,

incluso, sobre las actividades reguladas que desarrolla ENDESA, a consecuencia de la operación de adquisición de ENDESA.

Antes de efectuar el análisis correspondiente, el cuadro 36 y los gráficos 18, 19, 20, 21, 22 y 23 reflejan la estructura accionarial previa a la operación, tanto de GAS NATURAL como de ENDESA, así como la correspondiente a la empresa resultante en el caso del grado máximo de aceptación (100 %) y al límite que condiciona la OPA (75 %).

Cuadro 36 Accionistas de GAS NATURAL y ENDESA previo a la operación de adquisición de ENDESA así como del nuevo Grupo

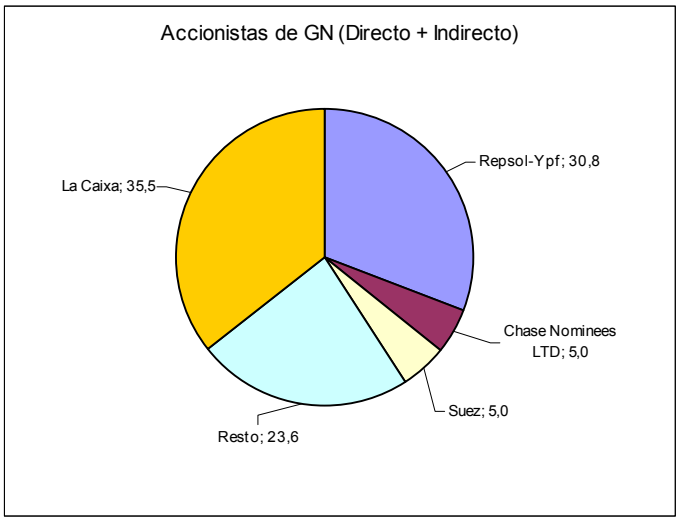
	Accionistas de GN (Directo + Indirecto)	Accionistas de ENDESA (Directo + Indirecto)	Nuevo grupo GN+ENDESA (supuesto 100% aceptación)	Nuevo grupo GN+ENDESA (supuesto 75% aceptación, proporcional)	Nuevo grupo GN+ENDESA (supuesto 75% aceptación) (1)
nº acciones	**447.776.028**	**1.058.752.117**	**1.050.205.983**	**899.598.514**	**899.598.514**
Repsol-Ypf	30,847		13,152	15,354	15,354
Chase Nominees LTD	5,037		2,148	2,507	2,507
Suez	5,000		2,132	2,489	2,489
Resto	23,616	47,850	37,517	35,79	27,06
La Caixa	35,500	2,000	16,283	18,675	19,009
Caja Madrid		9,000	5,163	4,520	6,027
Axa		5,350	3,069	2,687	3,583
BBVA		3,600	2,065	1,808	2,411
SEPI		3,000	1,721	1,507	2,009
Fondos EE.UU		16,000	9,178	8,036	10,715
Fondos Reino Unido		13,200	7,572	6,630	8,840
Antiguos accionistas GN			**42,637**	**49,775**	**49,775**
Antiguos accionistas END			**57,363**	**50,225**	**50,225**

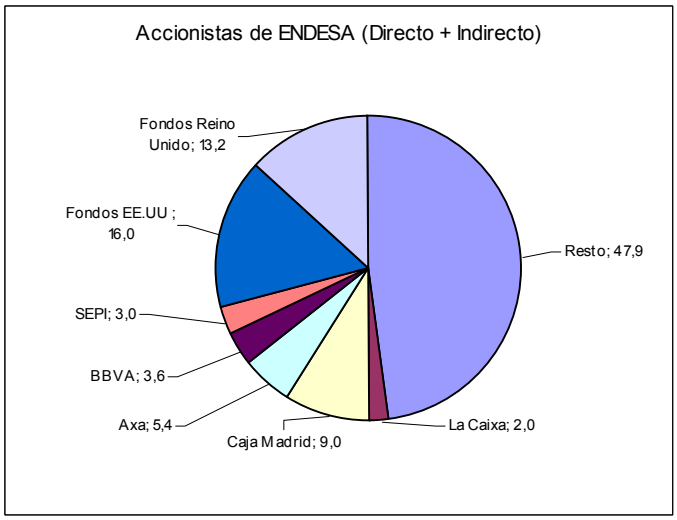
Nota: No se computa la participación indirecta que La Caixa tiene en GAS NATURAL a través de su participación en REPSOL

(1) Los accionistas detallados acuden al 100%. El 25% que no acude al canje está incluido en el grupo de accionistas "Resto"

Fuente: CNMV, Memorias anuales de GAS NATURAL y ENDESA y CNE.

Gráficos 18 y 19 Accionistas de GAS NATURAL y ENDESA antes de la OPA





Fuente: CNMV, Memorias anuales y CNE.

Gráficos 20 y 21 Escenario de accionistas del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA supuesto 100 % aceptación

[…]

Fuente: CNMV, Memorias anuales y CNE.

Gráficos 22 y 23 Escenario de accionistas del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA supuesto 75 % aceptación

[…]

Fuente: CNMV, Memorias anuales y CNE.

2.1. Evolución económico-financiera previa a la oferta de adquisición

2.1.1 GAS NATURAL

La evolución económico-financiera consolidada del grupo GAS NATURAL, previa a la presentación de la oferta de adquisición de acciones de ENDESA, aparece en los

cuadros 37 y 38 en los que quedan reflejados el balance consolidado y la cuenta de pérdidas y ganancias para los años 2002, 2003 y 2004.

Cuadro 37 Balance de situación consolidado de GAS NATURAL

(millones de euros)	BALANCE CONSOLIDADO AL CIERRE DE:							
	2002	Estructura (%)	2003	Estructura (%)	% Variación año anterior	2004	Estructura (%)	% Variación año anterior
INMOVILIZADO	6.107,40	69,3	7.021,20	70,2	15,0	7.977,80	70,4	13,6
Inmovilizado Inmaterial	836,28	9,5	1.154,07	11,5	38,0	1.116,55	9,8	-3,3
Inmovilizado Material	4.560,82	51,8	5.152,31	51,5	13,0	6.221,79	54,9	20,8
Inmovilizado Financiero	702,71	8,0	709,03	7,1	0,9	632,19	5,6	-10,8
Otro inmovilizado	7,60	0,1	5,80	0,1	-23,8	7,26	0,1	25,3
FONDO DE COMERCIO DE CONSOLIDACIÓN	71,93	0,8	208,26	2,1	189,5	469,42	4,1	125,4
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	15,05	0,2	410,26	4,1	#	423,68	3,7	3,3
ACTIVO CIRCULANTE	2.615,13	29,7	2.368,87	23,7	-9,4	2.465,95	21,8	4,1
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	**8.809,51**	100,0	**10.008,58**	100,0	13,6	**11.336,84**	100,0	13,3
FONDOS PROPIOS	3.992,75	45,3	4.307,60	43,0	7,9	4.643,15	41,0	7,8
SOCIOS EXTERNOS	201,01	2,3	211,83	2,1	5,4	256,52	2,3	21,1
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	270,80	3,1	297,50	3,0	9,9	415,00	3,7	39,5
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	276,36	3,1	230,96	2,3	-16,4	265,16	2,3	14,8
ACREEDORES A LARGO PLAZO	2.142,02	24,3	2.848,72	28,5	33,0	3.087,33	27,2	8,4
PASIVO CIRCULANTE	1.926,57	21,9	2.111,97	21,1	9,6	2.669,69	23,5	26,4

Fuente: Cuentas anuales de GAS NATURAL.

Cuadro 38 Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de GAS NATURAL correspondiente a los ejercicios de los años indicados

(millones de euros)	CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS ANALÍTICA				
	2002	2003	% Variación año anterior	2004	% Variación año anterior
INGRESOS DE EXPLOTACION	**5.355,83**	**5.712,81**	6,7	**6.391,07**	11,9
- Consumos y otros gastos explotación	3.744,09	4.283,44	14,4	4.782,55	11,7
= VALOR AÑADIDO	**1.611,74**	**1.429,37**	-11,3	**1.608,52**	12,5
- Personal +/- otros gastos/ingresos	245,76	227,71	-7,3	245,99	8,0
= EBITDA	**1.365,98**	**1.201,66**	-12,0	**1.362,52**	13,4
- Amortizac inmovilizado y variaciones provis tráfico	459,25	402,63	-12,3	463,83	15,2
= RESULTADO NETO EXPLOTACION (RNE)	**906,73**	**799,03**	-11,9	**898,70**	12,5
+/- Resultados financieros	-292,18	-62,97	-78,4	-158,32	151,4
= RESULTADO ACTIVIDADES ORDINARIAS	**614,55**	**736,06**	19,8	**740,38**	0,6
+/- Resultados extraordinarios	396,43	53,95	-86,4	183,41	240,0
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**1.010,98**	**790,01**	-21,9	**923,79**	16,9
- Impuestos	212,90	177,53	-16,6	234,03	31,8
= RESULTADO NETO (RN)	**798,08**	**612,48**	-23,3	**689,76**	12,6
Resultado atribuible a minoritarios	-7,78	44,03	#	55,84	26,8
Resultado atribuible a Sociedad dominante	805,86	568,45	-29,5	633,92	11,5

Fuente: Cuentas anuales de GAS NATURAL.

En los cuadros 39 y 40 quedan reflejados el cuadro de origen y aplicación de fondos y los ratios calculados a partir de los estados financieros de GAS NATURAL.

Cuadro 39

ORÍGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS CONSOLIDADO DE GAS NATURAL (millones de euros)					
Orígenes	**2002**	**2003**	**Variación (%)**	**2004**	**Variación (%)**
Recursos procedentes de las operaciones	909,5	856,8	-5,8	1.003,6	17,1
Otros orígenes por aumento de patrimonio	0,3	0,0		1,2	
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	80,2	55,3	-31,0	63,8	15,3
Deudas a largo plazo	196,2	388,2	97,8	532,5	37,2
Enajenación de inmovilizado	1.120,7	109,5	-90,2	310,0	183,1
Cancelación anticipada/traspaso a corto plazo inmovilizaciones financieras	-19,0	3,5		4,1	17,8
Total orígenes	**2.287,8**	**1.413,2**	-38,2	**1.915,1**	35,5
Exceso aplicaciones sobre orígenes (Disminución capital circulante)	**---**	**427,6**		**380,9**	-10,9
Aplicaciones	**2002**	**2003**		**2004**	
Gastos de establecimiento y formalización de deudas	6,1	7,8	29,2	19,2	145,1
Adquisiciones de inmovilizado	1.060,9	1.353,4	27,6	1.506,0	11,3
Dividendos	158,3	206,5	30,4	296,0	43,4
Cancelación o traspaso a corto plazo de deuda a largo plazo	545,8	251,4	-53,9	453,9	80,6
Cancelación o traspaso a corto plazo de ingresos diferidos	2,1	0,0		1,5	
Provisiones para riesgos y gastos	13,3	21,7	63,9	19,4	-10,8
Total aplicaciones	**1.786,5**	**1.840,8**	3,0	**2.296,0**	24,7
Exceso orígenes sobre aplicaciones (Aumento capital circulante)	**501,4**	**---**		**---**	

Fuente: Cuentas anuales de GAS NATURAL.

Cuadro 40 Ratios calculados de los estados financieros de GAS NATURAL al cierre de los ejercicios indicados

[…]

Fuente: Cuentas anuales de GAS NATURAL y CNE.

A partir del estado de origen y aplicación de fondos (EOAF) que aparece en el cuadro 39 se observa que en 2003 y 2004 se produce una generación de caja de 1.860 millones de euros, que tras restar los dividendos (503 millones de euros) ofrece una caja neta de 1.357 millones de euros. Como las inversiones netas han sido de 2.439 millones de euros, se produce un incremento de deuda a largo plazo y una disminución del circulante.

El fondo de maniobra (según datos del cuadro 37) pasa de ser positivo en 2002 (700 millones de euros) a negativo en 2004 (200 millones de euros); como consecuencia, entre otros factores, de la reducción de las inversiones financieras temporales, para financiar las inversiones reales. Asimismo, se observan otros cambios en la estructura del balance, como el incremento del fondo de comercio de consolidación (política de compras de otras sociedades), reducción porcentual del peso de las existencias, incremento de los deudores así como de los acreedores no comerciales.

[…].

En la cuenta de explotación, el beneficio de explotación expresado como porcentaje de los ingresos se mueve del **[…]** en 2002 al **[…]** en 2003 y en 2004 (**[…]**). Este deterioro, registrado básicamente en 2003, se debe al **[…]** (**[…]** en 2003). En las restantes partidas, en general, se producen mejoras **[…]**. También se produce una mejora de los resultados financieros, por efecto del bajo tipo de interés, pues el nivel de deuda se ha incrementado.

[…].

El ROE (rentabilidad financiera) registra resultados similares **[…]**.

[…], los ratios de servicio de deuda presentan **[…]** riesgo. El empeoramiento de los datos de 2003 supuso el descenso de un subnivel en el *rating* de Moodys (de A1 a A2), nivel no recuperado en 2004. El *rating* de S&P no ha sufrido modificación en los 3 años analizados.

En cuanto a la calificación de las Agencias de valoración, debe señalarse que la transposición de las directivas europeas a los países miembros ha provocado una degradación generalizada de los *ratings* de la mayoría de las gasistas europeas, en parte debido a la pérdida de cuota de mercado tras la liberalización de sus mercados. En el caso de GAS NATURAL esta degradación ha provocado que haya pasado de A1 / AA- en 1999 a A2 / A+ en 2003, en la metodología de MOODY'S y STANDARD & POOR'S, respectivamente. La calificación de 2003 otorgada por ambas agencias se

corresponde a un grado de cumplimiento alto, sujeto a un bajo riesgo de crédito (MOODY'S) y a solvencia fuerte con perspectiva estable (STANDARD & POOR'S).

Cuadro 41

***RATINGS* DE GAS NATURAL**			
STANDARD & POOR'S	Fecha	**MOODY'S**	Fecha
		A2*	Sep.2005*
A+	May.2003	A2	May.2003
A+	Mar.2003	A1	Mar.2003
A+	2001		
AA-	2000		
AA-	1999	A1	1999

***** Actualmente bajo revisión

Fuente: GAS NATURAL

En relación a otras compañías energéticas españolas, es importante resaltar que GAS NATURAL dispone de un *rating* tan sólo **[…]**, que obtienen prácticamente la totalidad de sus ingresos de actividades reguladas.

Si se compara con otras compañías a nivel europeo, GAS NATURAL se encuentra bien situada, con una calificación **[…]** la de otras que realizan actividades similares, y por debajo de aquéllas que aún siguen controladas por los gobiernos de los países o realizan en exclusiva actividades reguladas. En los cuadros 42 y 43 se presenta la información económico-financiera correspondiente al primer semestre de 2005 y su comparación con el mismo periodo de 2004, preparada por GAS NATURAL de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). En la medida en que diversas normas o interpretaciones se encuentran en fase de borrador o de aprobación definitiva por parte de la COMISION EUROPEA, existe la posibilidad de que esa información requiera de modificaciones cuando se preparen los primeros estados financieros consolidados completos bajo NIIF a 31 de diciembre de 2005.

Cuadro 42 GAS NATURAL – Balance consolidado bajo criterios NIIF

(millones de euros)	BALANCE CONSOLIDADO BAJO CRITERIO NIIF A:				
	30/06/2004	Estructura (%)	30/06/2005	Estructura (%)	% Variación
INMOVILIZADO	**7.734,7**	**78,1**	**9.693,4**	**80,1**	**25,3**
Inmovilizado Inmaterial	796,3	8,0	1.294,9	10,7	62,6
Inmovilizado Material	5.842,8	59,0	7.140,7	59,0	22,2
Fondo de comercio	232,0	2,3	456,3	3,8	96,7
Inversiones contabilizadas por el método de participación	367,5	3,7	223,1	1,8	-39,3
Otros activos	496,1	5,0	578,4	4,8	16,6
ACTIVO CIRCULANTE	**2.163,3**	**21,9**	**2.414,0**	**19,9**	**11,6**
Existencias	243,3	2,5	283,0	2,3	16,3
Deudores y otras cuentas a cobrar	1.227,0	12,4	1.689,0	14,0	37,7
Otros activos	95,1	1,0	165,7	1,4	74,2
Efectivo y otros medios equivalentes	597,9	6,0	276,3	2,3	-53,8
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	**9.898,0**	**100,0**	**12.107,4**	**100,0**	**22,3**
FONDOS PROPIOS	**4.618,5**	**46,7**	**5.166,4**	**42,7**	**11,9**
De la sociedad dominante	4.421,7	44,7	4.894,1	40,4	10,7
De los accionistas minoritarios	196,8	2,0	272,3	2,2	38,4
ACREEDORES A LARGO PLAZO	**3.069,5**	**31,0**	**4.453,0**	**36,8**	**45,1**
Provisiones a largo plazo	226,0	2,3	301,8	2,5	33,5
Deuda financiera a largo plazo	1.792,9	18,1	2.844,1	23,5	58,6
Otras cuentas a pagar a largo plazo	1.050,6	10,6	1.307,1	10,8	24,4
PASIVO CIRCULANTE	**2.210,0**	**22,3**	**2.488,0**	**20,5**	**12,6**
Deuda financiera a corto plazo	541,9	5,5	436,9	3,6	-19,4
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar a C/P	1.668,1	16,9	2.051,1	16,9	23,0

Cuadro 43 GAS NATURAL – Cuenta de resultados consolidada bajo criterios NIIF, del primer semestre de cada año.

(millones de euros)	CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA BAJO CRITERIOS NIIF A:		
	30/06/2004	30/06/2005	% Variación año anterior
INGRESOS	**2.971,5**	**3.826,8**	**28,8**
Ventas	2.936,5	3.788,2	29,0
Otros ingresos de explotación	35,0	38,6	10,3
- APROVISIONAMIENTOS	**1.958,9**	**2.634,7**	**34,5**
= MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.012,6**	**1.192,1**	**17,7**
- Gastos de personal	102,9	120,1	16,7
- Otros gastos fijos de explotación	250,0	345,0	38,0
= RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	**659,7**	**727,0**	**10,2**
- Amortizaciones y provisiones	217,6	255,7	17,5
= RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	**442,1**	**471,3**	**6,6**
- RESULTADO FINANCIERO	**-70,9**	**-102,2**	**44,1**
Gasto financiero neto	70,9	102,2	44,1
+ Resultado sociedades por el método de participación	33,8	23,5	-30,5
+ Resultado en ventas de activos	50,9	162,1	218,5
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	**455,9**	**554,7**	**21,7**
- Impuesto sobre sociedades	104,7	153,9	47,0
RESULTADO DEL EJERCICIO	**351,2**	**400,8**	**14,1**
Resultado de la sociedad dominante	331,6	367,8	10,9
Resultado de accionistas minoritarios	19,6	33,0	68,4

Fuente: Gas Natural y CNE.

Cuadro 44 Ratios calculados de los estados financieros de GAS NATURAL bajo criterios NIIF

[…]

Fuente: GAS NATURAL y CNE.

Según los datos que se desprenden del cuadro 42, se produce un **[…]** del activo, tanto material como inmaterial, compensado por un incremento de los acreedores a largo plazo. El capital circulante, **[…]** a 31 de diciembre de 2004 (según Plan General Contable (cuadro 37)), sigue **[…]** a 30 de junio de 2005 (según NIIF (cuadro 42)), **[…]** por importes **[…]** en los dos periodos considerados.

Respecto a la cuenta de resultados, cabe señalar el **[…]** de los ingresos en el primer semestre de 2005 (**[…]**) frente al mismo periodo del año anterior. En ese mismo periodo, los aprovisionamientos experimentan un **[…]** que los ingresos, de forma que el EBITDA y los resultados de explotación **[…]** su proporción respecto a los ingresos (del **[…]**).

El resultado provisional del ejercicio, a 30 de junio de 2005, registra un **[…]** respecto al mismo periodo del año anterior, pero, en términos relativos respecto a los ingresos, experimenta **[…]**, pasando del **[…]**, a 30 de junio de 2004, al **[…]**, a 30 de junio de 2005. **[…]**.

2.1.2 ENDESA

La evolución económico-financiera consolidada del grupo ENDESA, que se desprende de las cuentas anuales, previa a la presentación de la oferta de adquisición de acciones de ENDESA por GAS NATURAL, se detalla en los cuadros 45 y 46, a través del balance consolidado y la cuenta de pérdidas y ganancias para los años 2002, 2003 y 2004.

Cuadro 45 Balance de situación consolidado de ENDESA

(millones de euros)	BALANCE CONSOLIDADO AL CIERRE DE:							
	2002	Estructura (%)	2003	Estructura (%)	% Variación año anterior	2004	Estructura (%)	% Variación año anterior
INMOVILIZADO	35.792,00	74,3	33.678,00	73,1	-5,9	35.129,00	73,1	4,3
Inmovilizado Inmaterial	502,00	1,0	526,00	1,1	4,8	375,00	0,8	-28,7
Inmovilizado Material	27.741,00	57,6	26.962,00	58,6	-2,8	29.162,00	60,7	8,2
Inmovilizado Financiero	7.451,00	15,5	6.159,00	13,4	-17,3	5.584,00	11,6	-9,3
Otro inmovilizado	98,00	0,2	31,00	0,1	-68,4	8,00	0,0	-74,2
FONDO DE COMERCIO DE CONSOLIDACIÓN	4.970,00	10,3	4.584,00	10,0	-7,8	4.413,00	9,2	-3,7
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	538,00	1,1	677,00	1,5	25,8	667,00	1,4	-1,5
ACTIVO CIRCULANTE	6.876,00	14,3	7.108,00	15,4	3,4	7.822,00	16,3	10,0
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	**48.176,00**	100,0	**46.047,00**	100,0	-4,4	**48.031,00**	100,0	4,3
FONDOS PROPIOS	8.043,00	16,7	8.801,00	19,1	9,4	9.477,00	19,7	7,7
DIFERENCIAS NEGATIVAS DE CONSOLIDACIÓN	13,00	0,0	13,00	0,0	0,0	12,00	0,0	-7,7
SOCIOS EXTERNOS	3.175,00	6,6	4.945,00	10,7	55,7	5.711,00	12,4	15,5
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	1.356,00	2,8	1.512,00	3,3	11,5	2.149,00	4,7	42,1
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS	4.221,00	8,8	4.502,00	9,8	6,7	4.369,00	9,5	-3,0
ACREEDORES A LARGO PLAZO	19.786,00	41,1	17.582,00	38,2	-11,1	17.558,00	38,1	-0,1
PASIVO CIRCULANTE	11.582,00	24,0	8.692,00	18,9	-25,0	8.755,00	19,0	0,7

Fuente: Cuentas anuales de ENDESA

Cuadro 46 Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de ENDESA correspondiente a los ejercicios de los años indicados

(millones de euros)	CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS ANALÍTICA				
	2002	2003	% Variación año anterior	2004	% Variación año anterior
INGRESOS DE EXPLOTACION	**17.238,00**	**16.644,00**	-3,4	**18.065,00**	8,5
- Consumos y otros gastos explotación	10.707,00	10.651,00	-0,5	11.840,00	11,2
= VALOR AÑADIDO	**6.531,00**	**5.993,00**	-8,2	**6.225,00**	3,9
- Personal +/- otros gastos/ingresos	1.251,00	1.186,00	-5,2	1.288,00	8,6
= EBITDA	**5.280,00**	**4.807,00**	-9,0	**4.937,00**	2,7
- Amortizac inmovilizado y variaciones provis tráfico	1.698,00	1.663,00	-2,1	1.695,00	1,9
= RESULTADO NETO EXPLOTACION (RNE)	**3.582,00**	**3.144,00**	-12,2	**3.242,00**	3,1
+/- Resultados financieros	-1.634,00	-735,00	-55,0	-927,00	26,1
+/- Resultados de partidas propias de consolidación	-448,00	-259,00	-42,2	-228,00	-12,0
= RESULTADO ACTIVIDADES ORDINARIAS	**1.500,00**	**2.150,00**	43,3	**2.087,00**	-2,9
+/- Resultados extraordinarios	71,00	277,00	290,1	146,00	-47,3
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**1.571,00**	**2.427,00**	54,5	**2.233,00**	-8,0
- Impuestos	437,00	550,00	25,9	400,00	-27,3
= RESULTADO NETO (RN)	**1.134,00**	**1.877,00**	65,5	**1.833,00**	-2,3
Resultado atribuible a minoritarios	-136,00	565,00	#	454,00	-19,6
Resultado atribuible a Sociedad dominante	1.270,00	1.312,00	3,3	1.379,00	5,1

Fuente: Cuentas anuales de ENDESA

En los cuadros 47 y 48 quedan reflejados el cuadro de origen y aplicación de fondos y los ratios calculados a partir de los estados financieros de ENDESA.

Cuadro 47

ORÍGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS CONSOLIDADO DE ENDESA (millones de euros)					
Orígenes	**2002**	**2003**	**Variación (%)**	**2004**	**Variación (%)**
Recursos procedentes de las operaciones	4.285,0	3.815,0	-11,0	3.872,0	1,5
Otros orígenes por aumento de patrimonio	0,0	2.153,0		0,0	-100,0
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	309,0	295,0	-4,5	258,0	-12,5
Deudas a largo plazo	3.287,0	6.585,0	100,3	1.895,0	-71,2
Enajenación de inmovilizado	2.020,0	2.590,0	28,2	623,0	-75,9
Cancelación anticipada/traspaso a corto plazo inmovilizaciones financieras	399,0	711,0	78,2	417,0	-41,4
Total orígenes	**10.300,0**	**16.149,0**	56,8	**7.065,0**	-56,3
Exceso aplicaciones sobre orígenes (Disminución capital circulante)	**1.368,0**	**---**		**---**	
Aplicaciones	**2002**	**2003**		**2004**	
Gastos de establecimiento y formalización de deudas	0,0	171,0		24,0	-86,0
Adquisiciones de inmovilizado	4.094,0	2.813,0	-31,3	3.603,0	28,1
Dividendos	839,0	866,0	3,2	948,0	9,5
Cancelación o traspaso a corto plazo de deuda a largo plazo	6.095,0	8.872,0	45,6	1.768,0	-80,1
Cancelación o traspaso a corto plazo de ingresos diferidos	0,0	0,0		0,0	
Provisiones para riesgos y gastos	640,0	414,0	-35,3	454,0	9,7
Total aplicaciones	**11.668,0**	**13.136,0**	12,6	**6.797,0**	-48,3
Exceso orígenes sobre aplicaciones (Aumento capital circulante)	**---**	**3.013,0**		**268,0**	-91,1

Fuente: Cuentas anuales de ENDESA

Cuadro 48 Ratios calculados de los estados financieros de ENDESA

[…]

Fuente: Cuentas anuales de ENDESA y CNE.

A partir del estado de origen y aplicación de fondos (EOAF) del cuadro 47, se observa una generación de caja, en 2003 y 2004, de 7.687 millones de euros, que, tras restarle los dividendos (1.814 millones de euros), ofrece una caja neta de 5.873 millones de euros, que junto con otros orígenes de aumento de patrimonio en 2003 (aportaciones de socios externos y de los socios de la sociedad dominante) por 2.153 millones de euros, permite unas inversiones netas por 3.203 millones de euros, una reducción de deudas a largo plazo por 2.200 millones de euros y un incremento del circulante por 3.300 millones de euros.

Se produce una reducción del fondo de maniobra negativo (según datos del cuadro 45), ya que pasa de -5.000 millones de euros en 2002 a -900 millones de euros en 2004; básicamente como consecuencia de la reducción de deuda bancaria. Si se analiza el *capital de trabajo* (activo circulante sin tesorería y pasivo circulante sin deuda bancaria), se comprueba que se mantiene constante en 2004 respecto a 2002 (+200 millones de euros).

En la estructura del balance debe señalarse la caída del peso del endeudamiento y el incremento de los socios minoritarios. Por tanto, **[…]**.

A nivel de explotación, en 2003 se produce un decremento (en valor absoluto) de los ingresos de explotación (-3,4 %), que impacta en la cuenta de resultados. Sin embargo, tanto a nivel porcentual como en valor absoluto los gastos de personal en 2003 se reducen frente a 2002 (-65 millones de euros y -0,2 puntos porcentuales). Además, el resultado de explotación sobre los ingresos evoluciona desde el 20,8 % en 2002 al 18,9 % en 2003 y al 17,9 % en 2004 (la evolución del EBITDA sobre los mismo ingresos es del 30,6 % al 28,9 % y al 27,3 %, respectivamente).

Se produce una mejora importante de los resultados financieros, como consecuencia de la reducción del nivel de deuda y, posiblemente, del nivel de tipos de interés efectivos. Dicha evolución, y unos ligeros resultados extraordinarios positivos, compensan la caída del resultado de explotación en 2003, de forma que el resultado neto (como porcentaje sobre los ingresos) se incrementa del 6,6 % en 2002 al 11,3 % en 2003 (considérese la reducción de los ingresos en dicho año) y al 10,1 % en 2004.

El ROI (rentabilidad económica) se ha visto **[…]**; la rotación permanece **[…]** y anota una **[…]** en 2004, el margen **[…]** (del **[…]** en 2002 al **[…]** en 2004). A nivel de ROE (rentabilidad financiera), la **[…]** de gastos financieros permite que éste se incremente del **[…]** en 2002 al **[…]** en 2004.

[…]

[…]. En consecuencia, la calificación crediticia de ENDESA sufrió un **[…]** en **[…]**, que se **[…]** en **[…]**; pero aún no hasta los niveles de 2002; permanece un subnivel por debajo (en Moody's; en S&P no ha sufrido variación en los tres años).

La progresiva liberalización de los mercados en los que ENDESA participa y la incertidumbre generada por la recuperación de sus **[…]** en **[…]** han motivado el **[…]** del *rating* que muestra el cuadro 49. ENDESA ha pasado de Aa3/AA- en 1999 a A3/A en 2004, en la metodología de MOODY'S y STANDARD & POOR'S, respectivamente. Las actuales calificaciones implican un alto grado de cumplimiento sujeto a un bajo riesgo de crédito.

Cuadro 49

***RATINGS* DE ENDESA**			
STANDARD & POOR'S	Fecha	**MOODY'S**	Fecha
		A3*	Sep.2005*
A	2004	A3	2004
A	2003	Baa1	Feb.2003
		A2	Ene.2003
A	2002	A2	2002
A	Dic. 2001		
A+	Feb. 2001		
A+	2000	Aa3	2000
A+	1999	Aa3	1999

Fuente: ENDESA

En los cuadros 50 y 51 se presenta la información económico-financiera correspondiente al primer semestre de 2005 y su comparación con el mismo periodo de 2004, preparada por ENDESA de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). En la medida en que diversas normas o interpretaciones se encuentran en fase de borrador o de aprobación definitiva por parte de la COMISION EUROPEA, existe la posibilidad de que esa información requiera de modificaciones cuando se preparen los primeros estados financieros consolidados completos bajo NIIF a 31 de diciembre de 2005.

Cuadro 50 **ENDESA –** Balance consolidado bajo criterios NIIF

(millones de euros)	BALANCE CONSOLIDADO BAJO CRITERIO NIIF A:				
	30/06/2004	Estructura (%)	30/06/2005	Estructura (%)	Variación (%)
INMOVILIZADO	**37.934**	**85,5**	**41.686**	**82,2**	**9,9**
Inmovilizado Inmaterial	292	0,7	717	1	145,5
Inmovilizado Material	27.252	61,4	30.465	60,1	11,8
Fondo de comercio	3.390	7,6	3.763	7,4	11,0
Inversiones financieras a largo plazo	1.523	3,4	2.503	4,9	64,3
Inversiones contabilizadas por el método de participación	2.481	5,6	1.111	2,2	-55,2
Impuestos diferidos	2.996	6,8	3.127	6,2	4,4
ACTIVO CIRCULANTE	**6.446**	**14,5**	**9.036**	**17,8**	**40,2**
Existencias	663	1,5	796	1,6	20,1
Deudores y otros activos	4.458	10,0	5.511	10,9	23,6
Inversiones Financieras a corto plazo	302	0,7	1.075	2,1	256,0
Efectivo y otros medios equivalentes	1.023	2,3	1.654	3,3	61,7
ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL	**44.380**	**100**	**50.722**	**100**	**14,3**
FONDOS PROPIOS	**13.171**	**29,7**	**13.884**	**27,4**	**5,4**
De la sociedad dominante	8.323	18,8	9.415	18,6	13,1
De los accionistas minoritarios	4.848	10,9	4.469	8,8	-7,8
ACREEDORES A LARGO PLAZO	**24.795**	**55,9**	**29.142**	**57,5**	**17,5**
Ingresos diferidos	1.466	3,3	1.992	3,9	35,9
Participaciones preferentes		#	1.414	2,8	#
Provisiones a largo plazo	4.152	9,4	4.468	8,8	7,6
Deuda financiera a largo plazo	17.126	38,6	18.300	36,1	6,9
Otras cuentas a pagar a largo plazo	403	0,9	1.026	2,0	154,6
Impuestos diferidos	1.648	3,7	1.942	3,8	17,8
PASIVO CIRCULANTE	**6.414**	**14,5**	**7.696**	**15,2**	**20,0**
Deuda financiera a corto plazo	1.683	3,8	1.706	3,4	1,4
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar a C/P	4.731	10,7	5.990	11,8	26,6

Fuente: CNMV y CNE.

Cuadro 51 ENDESA – Cuenta de resultados consolidada bajo criterios NIIF, del primer semestre de cada año.

(millones de euros)	CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA BAJO CRITERIOS NIIF A:		
	30/06/2004	30/06/2005	Variación (%)
INGRESOS	**6.596**	**8.629**	**30,8**
Ventas	6.478	8.256	27,4
Otros ingresos de explotación	118	373	216,1
- APROVISIONAMIENTOS	**2.896**	**4.409**	**52,2**
Compras de energía	1.116	1.770	58,6
Consumo de combustibles	1.200	1.617	34,8
Gastos de transporte	245	303	23,7
Otros aprovisionamientos variables y servicios	335	719	114,6
= MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**3.700**	**4.220**	**14,1**
+ Trabajos para el inmovilizado	72	79	9,7
- Gastos de personal	570	679	19,1
- Otros gastos fijos de explotación	656	796	21,3
= RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	**2.546**	**2.824**	**10,9**
- Amortizaciones	774	855	10,5
= RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN (RNE)	**1.772**	**1.969**	**11,1**
- RESULTADO FINANCIERO	**592**	**475**	**-19,8**
Gasto financiero neto	590	536	-9,2
Diferencias de cambio	2	-61	-3.150,0
- Resultado sociedades por el método de participación	27	39	44,4
- Resultado de otras inversiones	22	7	-68,2
- Resultado en ventas de activos	134	114	-14,9
= RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	**1.363**	**1.654**	**21,3**
- Impuesto sobre sociedades	390	461	18,2
= RESULTADO DEL EJERCICIO	**973**	**1.193**	**22,6**
Resultado de la sociedad dominante	778	956	22,9
Resultado de accionistas minoritarios	195	237	21,5

Fuente: CNMV y CNE.

Cuadro 52 Ratios calculados de los estados financieros de ENDESA bajo criterios NIIF

[…]

Fuente: CNMV y CNE.

Según los datos que se desprenden del cuadro 50, se incrementa el activo material; aunque a nivel porcentual el mayor incremento se produce en el activo circulante, y en concreto, en las partidas más líquidas, deudores y especialmente en inversiones financieras temporales y efectivo. Por parte de la financiación, el Fondo de maniobra prácticamente cero a 30 de junio de 2004, pasa a ser positivo por 1.300 millones de

euros a 30 de junio de 2005. Las inversiones son financiadas en su mayor parte por deuda a largo plazo (su peso se incrementa en 2,5 puntos porcentuales).

A nivel de resultados, el incremento del volumen de negocio es también importante (30,8 %), aunque los resultados no lo son en la misma medida. El EBITDA y el resultado de explotación sobre los ingresos se deterioran (del 38,6 % a 30 de junio de 2004 al 32,7 % a 30 de junio de 2005, y del 26,9 % al 22,8 %, respectivamente), como consecuencia del incremento de aprovisionamientos (del 43,9 % en el primer semestre de 2004 al 51,1 % en el mismo periodo de 2005). Sí se producen mejoras porcentuales en gastos de personal (del 8,6 % sobre ingresos al 7,9 %); pero se resalta que dicho concepto se incrementa un 19,1 % en 2005 respecto de 2004.

De esta forma, y por el efecto, entre otros, de la reducción de la carga financiera, mejora en valor absoluto el resultado provisional del ejercicio, a 30 de junio de 2005, en 220 millones de euros, con un peso sobre los ingresos del 13,8 %, versus 14,8 % en el primer semestre de 2004.

2.1.3 GAS NATURAL y ENDESA en comparación con el resto del sector energético

En los cuadros 53, 54 y 55 se comparan las magnitudes reflejadas en los apartados anteriores entre sí y con las de las principales empresas del sector para los años 2002, 2003 y 2004.

Cuadro 53 Ratios comparativos de 2002 de las empresas: GAS NATURAL, ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA y RED ELECTRICA DE ESPAÑA

[…]

Fuente: Cuentas anuales de las empresas y CNE.

Cuadro 54 Ratios comparativos de 2003 de las empresas: GAS NATURAL, ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA y RED ELECTRICA DE ESPAÑA

[…]

Fuente: Cuentas anuales de las empresas y CNE.

Cuadro 55 Ratios comparativos de 2004 de las empresas: GAS NATURAL, ENDESA, IBERDROLA, UNION FENOSA y RED ELECTRICA DE ESPAÑA

[…]

Fuente: Cuentas anuales de las empresas y CNE.

En referencia a los cuadros 53, 54 y 55; en todas las Sociedades se observa, en general, una mejora de ratios entre 2002 y 2004, excepto en **[…]** que empeoran, de forma que los *rating*s de todas ellas marcan una calificación constante (**[…]**, que lo hace en 2003 versus 2004).

En términos de solvencia, las restantes Compañías seleccionadas registran en 2004 un apalancamiento superior a **[…]** y **[…]**; siendo **[…]**, a nivel de solvencia financiera, la de mayor ratio.

A nivel de ROI, **[…]** es la que mejor valor registra, lo que le permitiría endeudarse en mayor medida, especialmente por la vía del margen dado que su rotación registra un valor bajo (el menor de todos), pero estaría condicionada por su alto apalancamiento (el mayor de todos). A nivel de ROE todas las Sociedades tienen una evolución creciente en 2004 respecto de 2002 (excepto **[…]** que es decreciente; en cuanto al pay-out también tienen una evolución creciente (excepto **[…]** y **[…]** que es decreciente).

A nivel de ratios de servicio de la deuda, tanto **[…]** como **[…]** y **[…]** tienen ratios mayores en cuanto a DEUDA / EBITDA, pero con una evolución constante a la mejora desde 2002; mejor que **[…]** y obviamente que **[…]**, que empeora.

[…]

En cuanto a la calificación de las Agencias de valoración, el conocimiento del *rating* que soportaría el nuevo grupo es importante para determinar las condiciones en las que éste podrá acceder a las fuentes de financiación necesarias para hacer frente a sus inversiones en actividades reguladas.

En los cuadros 56 y 57 están representados los *ratings* otorgados por MOODY'S y STANDARD & POOR'S a las principales compañías energéticas europeas, vigentes en septiembre de 2005.

Para MOODY'S y STANDARD & POOR'S, GAS NATURAL y ENDESA obtienen una calificación dentro del rango de solvencia fuerte. **[…]**.

Cuadro 56 Ratings comparativos según STANDARD & POOR'S

STANDARD & POOR´S	CALIDAD DE INVERSIÓN				
	Solvencia extrema AAA	Solvencia muy fuerte AA	Solvencia fuerte A	Solvencia adecuada BBB	Solvencia sujeta a incertidumbres BB
Centrica			A		
E.on		AA-			
Endesa			A		
ENEL			A+		
Energias de Portugal			A		
ENI		AA			
Gas Natural			A+		
Gaz de France		AA-			
Iberdrola			A+		
REE		AA-			
RWE			A+		
Scottish Power			A-		
Union Fenosa				BBB+	
Vattenfal			A-		

Fuente: DATASTREAM

Del cuadro 56 destaca el poco número de grupos que consiguen obtener una calificación de solvencia muy fuerte, entre los que se encuentran GAZ DE FRANCE y ENI, empresas que aún tienen entre su accionariado a los gobiernos de sus respectivos países.

Cuadro 57 Ratings comparativos según MOODY'S

MOODY´S	*CALIDAD DE INVERSIÓN*									
	Solvencia extrema	Solvencia muy fuerte			*Solvencia fuerte*			Solvencia adecuada		
	Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3
Centrica						A2				
E.on				Aa3						
Endesa							A3			
ENEL				Aa3						
Energias de Portugal						A2				
ENI			Aa2							
Gas Natural						A2				
Gaz de France		Aa1								
Iberdrola						A2				
REE						A2				
RWE					A1					
Scottish Power						A2				
Union Fenosa									Baa2	
Vattenfal						A2				

Fuente: DATASTREAM

2.2. Proyección económico-financiera posterior a la oferta de adquisición

A partir de la situación inicial detallada en los epígrafes anteriores, GAS NATURAL presenta la oferta de adquisición de acciones de ENDESA mediante la contraprestación, a los accionistas de esta última, de acciones de GAS NATURAL y efectivo, según el siguiente detalle (para el caso del 100 % de aceptación):

- 602.429.955 acciones de GAS NATURAL de nueva emisión, de un euro de valor nominal cada una.
- 7.771.240.538,78 euros en efectivo.

La ampliación de capital de GAS NATURAL conlleva una prima de emisión, necesaria para evitar el efecto dilución en los accionistas preexistentes, por importe de **[…]**, para el caso del 100 % de aceptación.

Además, GAS NATURAL estima un importe adicional de 35 millones de euros para cubrir los posibles *picos* que aparezcan en la operación de canje.

Para financiar los 7.806 millones de euros previstos de pago en metálico, GAS NATURAL ha suscrito un préstamo, por el mismo importe, cuyas características de amortización y cancelación han quedado detalladas en el punto 5. (Garantías constituidas), del capítulo Cuarto. (Descripción de la operación).

Esto es, los accionistas de ENDESA, en el supuesto de un 100 % de aceptación y sin tomar en consideración los posibles *picos,* percibirían 22.549 millones de euros, resultado de sumar 7.771 millones de euros que recibirían en efectivo y 14.778 millones de euros que recibirían en acciones de GAS NATURAL; la valoración de estas acciones se alcanza porque los 602,4 millones de acciones, de un euro de valor nominal, se valoran a 24,53 euros, cotización del 2 de septiembre de 2005. Esos 22.549 millones de euros suponen que cada una de las 1.058,8 millones de acciones de ENDESA serían pagadas a 21,30 euros.

Esa inversión financiera que GAS NATURAL asume -22.549 millones de euros- la estaría financiando con 7.771 millones de euros de endeudamiento y 14.778 millones de euros de incremento de fondos propios; esta última cantidad es, a su vez, el resultado de sumar 602 millones de euros de ampliación de capital y **[…]** de prima de emisión.

En el programa de financiación se contemplan las aplicaciones que el nuevo grupo empresarial va a realizar en el periodo objeto de análisis (2005-2009), así como los distintos orígenes de los recursos para llevarlas a cabo. Más concretamente, el nuevo grupo realizaría unas aplicaciones derivadas de la oferta pública de adquisición de acciones de ENDESA, las inversiones comprometidas con anterioridad a la operación por las dos empresas y el pago de dividendos, entre otros. Estos desembolsos se financiarían

con los recursos generados por la actividad del nuevo grupo empresarial, con las desinversiones, con un incremento de fondos propios y con endeudamiento financiero. Dichas aplicaciones y orígenes se resumen en el cuadro 58, que detalla la proyección del cuadro de financiación para el periodo indicado.

Cuadro 58 Proyección del estado de origen y aplicación de fondos del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL

En la columna de 2005, GAS NATURAL indica un importe de 22.549 millones de euros como adquisición del 100 % de las acciones de ENDESA, así como el incremento del endeudamiento por dicha operación por importe de 7.771 millones de euros.

Cabe señalar que ambas cifras deberían incrementarse en **[…]** por el desembolso potencial de los *picos* que surjan en el canje de acciones. Asimismo, tampoco se recoge el potencial desembolso que pueda derivarse de las *opas sobrevenidas* de las participaciones internacionales de ENDESA.

Los **[…]** que (en 2005) va a utilizar el nuevo grupo empresarial van a ser obtenidos principalmente de cuatro fuentes: *cash-flow* (beneficios no distribuidos o ahorro empresarial, beneficios distribuidos y amortizaciones), desinversiones, endeudamiento e incremento de fondos propios. En definitiva, durante 2005 el nuevo grupo empresarial va a desinvertir por valor de **[…]**, va a registrar un *cash-flow* de **[…]** (el nuevo grupo repartiría entre sus accionistas el **[…]** de sus resultados), va a ampliar capital con prima de emisión y, finalmente, va a incurrir en un endeudamiento adicional de 7.771 millones de euros.

Puede comprobarse que en los cinco años considerados el nuevo grupo empresarial obtiene un *cash-flow* (beneficios + amortizaciones) de **[…]**. En el mismo periodo de tiempo, el nuevo grupo empresarial anuncia su voluntad de desinvertir por un importe **[…]**; de ese importe **[…]** provienen de **[…]**.

A partir de esos datos, la evolución económico-financiera del nuevo Grupo (GAS NATURAL-ENDESA), que se desprende de la documentación aportada, se detalla en los cuadros 59 y 60.

Cuadro 59 Proyección del Balance de situación del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL

Cuadro 60 Proyección de la cuenta de resultados del nuevo grupo GAS NATURAL+ENDESA para los ejercicios indicados

[…]

Fuente: GAS NATURAL

De las cifras reflejadas en los cuadros anteriores, se desprenden los datos del cuadro 61 relativos a los fondos propios y a la deuda neta.

Cuadro 61 Evolución de los fondos propios y deuda neta del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL y CNE.

Siendo su representación gráfica:

Gráfico 24 Evolución de los fondos propios y deuda neta del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: CNE.

Cuadro 62 Ratios calculados de los estados financieros del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL y CNE.

El cuadro 63 muestra en qué año se obtendrá, en los estados financieros agregados (GAS NATURAL-ENDESA), el nivel del ratio que tenían **[…]**,**[…]** o **[…]** en 2004 (esta última, junto con **[…]**, las de mejor *rating* de las empresas analizadas a 31 de diciembre de 2004). En caso de que en el momento de la agregación, el ratio ya fuera mejor, se incluye en la columna **[…]**; en caso que no llegara a ser mejor en el periodo 2005-2009, se incluye en la columna **[…]**.

Cuadro 63 Periodo en el que el nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA obtiene el ratio que GAS NATURAL, ENDESA o IBERDROLA registraron en 2004

[…]

Fuente: CNE.

Del análisis de los ratios y de los estados financieros, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Solvencia: Los ratios del agregado son mejores que los que dispone **[…]** actualmente. **[…]** sufre un empeoramiento en sus ratios de apalancamiento, que recupera en **[…]**. En cualquier caso un ratio de apalancamiento superior no será un problema en la medida que su ROI sea superior al coste de capital. Puede observarse, como ya anteriormente se había indicado, que la empresa con mayor apalancamiento es **[…]**, la empresa con mejor *rating*.
- Rentabilidad: El nivel de ROI del agregado es ya mejor que el que tiene **[…]** actualmente; y en 2005 prácticamente el mismo que el de **[…]** en 2004. El problema es que las proyecciones muestran un deterioro a futuro del ROI en los años 2006 y 2007; como consecuencia de una reducción del resultado neto. En cualquier caso, se recupera de nuevo, obteniéndose de nuevo el nivel de **[…]** en

2009. A nivel de ROE, sucede algo similar. El ratio disminuye hasta 2007, y a partir de ahí comienza a recuperarse lentamente.

- Servicio de la deuda: El incremento de deuda del agregado supone un empeoramiento del mismo, respecto a los niveles actuales, de forma que hasta 2007 no se recupera el nivel de **[…]** y hasta 2009 el de **[…]**. En cualquier caso hay que considerar que el nivel del ratio del agregado a 2005 es similar al que tenía **[…]** en 2002 y menor que el de **[…]** a dicho año. A nivel de cobertura de la carga financiera, el agregado dispone de mejores ratios.

Por lo tanto, se puede concluir que la evolución prevista de los estados financieros agregados no reflejan problemas de viabilidad económico-financiera, obteniéndose ya en 2005 algunos ratios mejores que alguna de las compañías agregadas, incluso en algunos casos mejores que las compañías de referencia. En todos los ejercicios se obtienen valores que cumplen las condiciones financieras de solvencia de **[…]**.

En cuanto a la calificación de las Agencias de valoración **[...] […]**, STANDARD & POOR'S habría indicado **[...]** que el *rating* del nuevo grupo podría estar entre A y A-. De esta manera, se mantendría la solvencia fuerte que presentan en la actualidad ambos grupos aunque en el rango bajo si finalmente se obtuviera una A-.

Del análisis de los ratios calculados para el nuevo grupo, en particular los de solvencia y apalancamiento en 2005, se contrasta que con un ratio de EBITDA/Gastos financieros de **[…]** y con un apalancamiento del **[…]**, comparándolos con los ratios y calificaciones crediticias de otras empresas energéticas comparables, parece razonable que la calificación del nuevo grupo se sitúe dentro de la banda de solvencia fuerte otorgada por las agencias de calificación.

El análisis económico-financiero desarrollado por la CNE está sustentado en la documentación que de carácter confidencial han facilitado a este organismo GAS NATURAL y ENDESA, así como en la documentación disponible de carácter público.

Una parte relevante de la contraprestación ofrecida por GAS NATURAL a los accionistas de ENDESA, en la operación de adquisición de las acciones de esta última por parte de la

primera, está representada por acciones de nueva emisión de GAS NATURAL valoradas al precio del *mercado* de 2 de septiembre de 2005. El resto de la contraprestación se materializa en efectivo cuya financiación GAS NATURAL tiene concertada con distintas entidades financieras **[…]**, con opción de GAS NATURAL de ampliar su vencimiento **[…]**. GAS NATURAL manifiesta que, de acuerdo con los términos de la financiación, **[…]**.[19]

[…], el análisis económico-financiero en el que se apoya la Resolución de la CNE, respecto de la oferta de adquisición de acciones de ENDESA por GAS NATURAL, es en los estados financieros consolidados de GAS NATURAL, estableciendo la comparación homogénea correspondiente con los estados financieros consolidados de ENDESA, todo ello, sin menoscabo de considerar, en todo momento, las repercusiones que dicha operación pueda tener en las actividades reguladas, tanto eléctricas como gasistas, que el nuevo grupo tiene que seguir desarrollando.

Para ello, GAS NATURAL asume el compromiso firme de desarrollar los programas de inversiones previamente establecidos por ENDESA y por la propia GAS NATURAL. Asimismo, GAS NATURAL se compromete a que los adquirentes de los activos considerados en el plan de desinversiones que se establezca asuman el compromiso de materializar la parte del programa de inversiones afecta a los activos que adquieran.

La proyección de los estados financieros consolidados del nuevo grupo, facilitados por GAS NATURAL para el periodo 2005-2009, recoge tanto el programa conjunto de inversiones (eléctricas y gasistas) como el de desinversiones previstas, así como las operaciones derivadas de la oferta de adquisición de acciones de ENDESA (incremento de fondos propios, por la operación de canje de acciones, e incremento de endeudamiento financiero y su amortización), todo ello sujeto al desarrollo del calendario previsto para la ejecución de las operaciones.

El análisis económico-financiero desarrollado por la CNE se sustenta en la determinación del valor de los ratios que figuran en el cuerpo de esta Resolución, que sin ser exclusivos

[19] No obstante, se hace constar que dichas sociedades formarán parte de un Grupo de sociedades tal y como viene definido en el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores, en relación con el artículo 42 del Código de Comercio, y la normativa fiscal de aplicación.

sí afloran la tendencia que se persigue, y son calculados en los mismos términos de homogeneidad para todos los escenarios de comparación ínter-societarias que se establecen. En este sentido, el análisis económico-financiero incorporado en Resoluciones previas, emitidas por este organismo, se sustenta igualmente en el cálculo de esos ratios como, asimismo, lo hacen las Agencias de calificación de ratings.

La proyección del balance consolidado del nuevo grupo empresarial, para el periodo 2005-2009, incluye una partida en el activo correspondiente al fondo de comercio de consolidación que, en 2005, supone el **[…]** del activo total y, en 2009, el **[…]**. Los fondos propios (incluyendo intereses minoritarios) en esos dos años suponen, a su vez, el **[…]** y **[…]**, respectivamente.

El tratamiento de dicho fondo de comercio de consolidación está recogido en las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC). Así, la NIC 38 se refiere a los activos inmateriales. Fue aprobada por el Consejo de la IASC en julio de 1998 y tiene vigencia para los estados financieros que abarquen ejercicios cuyo comienzo sea a partir de 1 de julio de 1999. Esta Norma debe ser aplicada por todas las empresas en la contabilización de activos inmateriales, excepto en aquellos que estén tratados en otras NIC's.

En ese sentido, la NIC 22 se refiere explícitamente al fondo de comercio surgido de una adquisición que representa un pago efectuado por la empresa adquirente anticipándose a los beneficios económicos futuros. Estos beneficios económicos futuros pueden aparecer a consecuencia de la sinergia entre los activos identificables adquiridos, o por causa de activos que, individualmente considerados, no cumplan las condiciones para tratarlos como activos en los estados financieros, pero por los cuales la empresa adquirente ha estado dispuesta a pagar en el momento de la adquisición. Asimismo, determina que todo exceso del coste de adquisición sobre la participación de la adquirente en el valor razonable de los activos y pasivos identificables de la empresa adquirida, en la fecha de la transacción de intercambio, debe ser calificado como un fondo de comercio y reconocido como un activo.

El fondo de comercio debe ser contabilizado por su coste, menos la amortización acumulada y la pérdida acumulada por deterioro en su valor, aplicando la metodología de cálculo recogida en la propia norma.

La proyección económico-financiera del nuevo grupo empresarial, para el periodo 2005-2009, refleja su condición de empresa en funcionamiento así como la consideración de *activo* de dicho fondo de comercio de consolidación, al que, según la minoración de su importe, reflejado en 2007, se le ha aplicado la amortización o, en su caso, la pérdida por deterioro, estimada.

Los fondos propios que se reflejan en las cuentas anuales consolidadas de GAS NATURAL, en el periodo considerado en el cuerpo de la presente Resolución (2002-2004), incluyen unas rentas acumuladas y no distribuidas, después del pago de dividendos, provenientes del ejercicio de sus actividades globalmente consideradas, entre las que se encuentran las actividades reguladas desarrolladas por la sociedad.

Esas rentas forman parte de la estructura financiera consolidada de GAS NATURAL y configuran, a su vez, una parte de la financiación necesaria para, entre otros, cubrir las necesidades de recursos financieros de los planes de inversión, entre los que se encuentran los planes de inversión comprometidos en actividades reguladas.

De la misma forma, la proyección del cuadro de financiación del nuevo grupo empresarial, para el periodo 2005-2009, y consecuentemente, la proyección del balance consolidado para ese mismo periodo, recoge, entre otros, el programa de inversiones comprometido, tanto en actividades reguladas como en actividades no reguladas, así como las rentas obtenidas por el ejercicio de esas actividades.

El análisis económico-financiero, realizado a través de los ratios calculados sobre los estados financieros consolidados, marca una tendencia favorable; además, y como ya se ha indicado, dichos estados financieros recogen todos los compromisos de inversión en actividades reguladas, tanto eléctricas como gasistas. Por tanto, puede inducirse que las rentas obtenidas por las actividades reguladas se aplican para atender, en primera

instancia, todos los compromisos de inversión en dichas actividades reguladas, así como remunerar a los accionistas.

Respecto a las actividades reguladas propiamente dichas, de acuerdo con la función decimocuarta de las que tiene encomendadas la CNE, este órgano regulador tiene la capacidad de autorizar las inversiones financieras (adquisición de acciones de una empresa) que pueda realizar una compañía que desarrolla actividades energéticas reguladas, independientemente de cual sea la naturaleza productiva de la compañía de la cual adquiere las acciones. La función decimocuarta establece que la CNE puede negar la autorización de tales inversiones si éstas pueden generar riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, en la actividad regulada.

La operación de adquisición de acciones de ENDESA por parte de GAS NATURAL daría lugar a un nuevo grupo empresarial que desarrollaría actividades reguladas eléctricas y gasistas.

En los cuadros 64 y 65 se detalla el balance de situación y cuenta de pérdidas y ganancias agregados a 30 de junio de 2005.

Cuadro 64 Balance de situación agregado a 30 de junio 2005 de las actividades reguladas del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL y ENDESA, esta última por la Circular CNE 4/1998

Cuadro 65 Cuenta de resultados agregada de 1 de enero a 30 de junio de 2005 de las actividades reguladas del nuevo grupo GAS NATURAL-ENDESA

[…]

Fuente: GAS NATURAL y ENDESA, esta última por la Circular CNE 4/1998

Los datos de la primera columna corresponden a la suma de los importes de las actividades eléctricas reguladas de distribución y comercialización a tarifa de ENDESA y de las actividades reguladas de transporte, distribución y suministro de gas natural, de GAS NATURAL y sus filiales, cuyos datos individualizados de cada una de esas agrupaciones se detallan en las columnas tercera, sexta y novena, respectivamente.

Los datos relativos a ENDESA se han obtenido de la información recibida en cumplimiento de la Circular CNE 4/1998, sobre obtención de información contable y económico-financiera. Los de GAS NATURAL se han obtenido de la documentación aportada en la tramitación de este expediente. La columna duodécima detalla el balance del resto de las actividades de GAS NATURAL (diversificación nacional e internacional) y la decimocuarta columna presenta los datos totales de la misma (actividades reguladas y de diversificación). Las filiales consideradas de GAS NATURAL con actividades reguladas son: GAS NATURAL CEGAS, S.A., GAS NATURAL ANDALUCÍA, S.A., GAS NATURAL CANTABRIA SDG, S.A., GAS NATURAL MURCIA, SDG, S.A., GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA, S.A., GAS NAVARRA, S.A., GAS NATURAL RIOJA, S.A., GAS NATURAL CASTILLA Y LEÓN, S.A., GAS NATURAL LA CORUÑA, S.A. y GAS GALICIA SDG, S.A. El peso que representa cada filial de GAS NATURAL sobre el activo total de la suma de todas ellas (**[…]**) se representa en el siguiente gráfico.

Gráfico 25 Peso del activo total de cada filial de actividades reguladas de GAS NATURAL sobre el activo agregado de todas ellas

[…]

Fuente: GAS NATURAL y CNE.

El peso de las filiales **[…]**, **[…]** y **[…]** supone el **[…]** del conjunto de todas ellas.

Del cuadro 64, balance a 30 de junio de 2005, cabe destacar que el conjunto de las actividades reguladas de ambos grupos empresariales suman unos activos totales de **[…]**. De ese importe, el inmovilizado material e inmaterial neto representa el **[…]**, el inmovilizado financiero el **[…]** y el activo circulante el **[…]**.

El pasivo del balance de las actividades reguladas se estructura en fondos propios (31 %), acreedores a largo plazo (**[…]**), otro pasivo a largo plazo (**[…]**) y pasivo circulante (**[…]**).

Del total, tanto de activos como de pasivos, el **[…]** corresponde a **[…]** y el **[…]** restante a **[…]**.

El ya citado importe de activos totales de las actividades reguladas nacionales de ambos grupos empresariales -**[…]**- supone un representativo **[…]** sobre la suma total de activos de los balances provisionales consolidados a la misma fecha, 30 de junio de 2005, de GAS NATURAL y ENDESA bajo criterios NIIF, detallados en los cuadros 42 y 50.

En los cuadros 66 y 67 se presenta la comparación del balance y cuenta de pérdidas y ganancias a 30 de junio de 2005, de las actividades eléctricas reguladas de ENDESA con el total del sector de actividades eléctricas reguladas.

Cuadro 66 Balance de situación de las actividades reguladas de ENDESA a 30 de junio de 2005 y comparación con el Sector eléctrico regulado a la misma fecha

[…]

Fuente: CNE y Circular CNE 4/1998.

Cuadro 67 Cuenta de resultados de las actividades reguladas de ENDESA del 1 de enero a 30 de junio de 2005 y comparación con el Sector eléctrico regulado del mismo periodo

[…]

Fuente: CNE y Circular CNE 4/1998.

Del cuadro 66 se desprende que los **[…]** del activo y pasivo de ENDESA representan el **[…]** del sector de las actividades eléctricas reguladas. Mientras que el inmovilizado material e inmaterial neto guardan una correlación similar, el inmovilizado financiero de

ENDESA registra una proporción **[…]**, acusando, consecuentemente, **[…]** en el peso del activo circulante. Respecto al pasivo, se señala el **[…]** del largo plazo y **[…]** del circulante (**[…]**).

El cuadro 68 presenta la evolución del balance agregado de las 10 filiales de actividades reguladas de GAS NATURAL para el período 2005-2009.

Cuadro 68 Proyección del balance de situación agregado correspondiente a las 10 filiales de actividades reguladas de GAS NATURAL

[…]

Fuente: GAS NATURAL.

El inmovilizado neto experimenta un fuerte crecimiento, anotando **[…]** en 2009 frente a los **[…]** de 2005. Al final del período analizado el peso del inmovilizado neto es de un **[…]** respecto del activo total. Con respecto al pasivo, se señala la evolución anual creciente de la deuda financiera a largo plazo. Así, en 2005 la deuda financiera asciende a **[…]** y en 2009 aumenta hasta los **[…]**. La deuda financiera a largo plazo del conjunto de filiales reguladas de GAS NATURAL crece, en el período 2005-2009, a una tasa media anual acumulativa del **[…]**.

El cuadro 69 presenta la evolución de la cuenta de resultados agregada de las mismas 10 filiales con actividades reguladas de GAS NATURAL.

Cuadro 69 Proyección de la cuenta de resultados agregada correspondiente a las 10 filiales de actividades reguladas de GAS NATURAL

[…]

Fuente: GAS NATURAL.

El EBITDA marca una senda **[…]** a lo largo del periodo considerado, anotando un **[…]** en 2009 respecto de 2005. El beneficio antes de impuestos y el beneficio neto, **[…]**, en el período 2005-2009, a una tasa media anual acumulativa del **[…]** y **[…]**, respectivamente.

DÉCIMO: CONSIDERACIONES FINALES

Esta Resolución ha realizado una valoración de dos operaciones propuestas por GAS NATURAL SDG, S.A.: (i) la toma de participación en el capital social de ENDESA S.A.; y (ii) la creación de dos sociedades, GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L. y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A. así como la aportación a las mismas, por parte de GAS NATURAL, de las respectivas ramas de actividad.

Dada la íntima conexión existente entre las dos operaciones y la solicitud de la propia peticionaria, la CNE ha considerado adecuado, tal y como se ha explicado en los fundamentos de la Resolución, acumular ambas operaciones en un único procedimiento en el ejercicio de la función decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima Tercero.1 de la LSH.

En coherencia con la naturaleza de la citada función decimocuarta, esta Resolución aborda los potenciales riesgos o efectos negativos que las operaciones podrían provocar sobre las actividades reguladas. Por lo tanto, no se analiza el impacto que sobre la competencia en los mercados de gas y electricidad pudiera tener la Operación. Dicho impacto será objeto de un informe de esta Comisión en el ejercicio de la función decimoquinta de la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 de la LSH.

Desde una perspectiva económico-financiera, la valoración realizada conduce a las siguientes consideraciones:

La matriz del grupo GAS NATURAL es quien asume la financiación de la operación de adquisición de acciones de ENDESA por GAS NATURAL. En ese sentido, el análisis económico-financiero en el que se apoya la Resolución de la CNE es el procedente de los estados financieros consolidados de GAS NATURAL en el periodo 2002-2004, así como en la proyección económico-financiera consolidada facilitada por GAS NATURAL para el periodo 2005-2009. Se establece, además, una comparación homogénea con los estados financieros consolidados de ENDESA y relacionando en todo momento las repercusiones que dicha operación pueda tener en las actividades reguladas, tanto eléctricas como gasistas, que el nuevo grupo empresarial tiene que seguir desarrollando.

De la comparación de los ratios calculados para el periodo 2005-2009 (cuadro 62) con los anotados por GAS NATURAL en 2004 (cuadro 40), se deduce una tendencia de mejora que permitirá superar el impacto de la operación de adquisición de las acciones de ENDESA, pudiéndose concluir que la evolución prevista de los estados financieros consolidados del nuevo grupo empresarial no reflejan problemas de viabilidad económico-financiera.

Desde una perspectiva técnica, esta Comisión realiza las siguientes consideraciones:

La integración de las actividades de distribución de gas y electricidad en una única empresa que ejerciera las actividades de distribución que desempeñan en la actualidad Gas Natural y Endesa, a través de las correspondientes filiales de conformidad con el principio de separación jurídica de actividades, podría proporcionar ahorros de costes debidos a sinergias en el desarrollo y gestión conjuntos de estas actividades. Aún cuando parece existir una tendencia en esta dirección en las industrias energéticas en Europa y otros países, la evidencia empírica disponible sobre el tamaño de los ahorros de costes es escasa. Aunque es posible que pudieran existir ahorros derivados de sinergias en estas actividades, esta Comisión no ha realizado ningún estudio hasta la fecha que permita una estimación objetiva de las mismas en el contexto español.

El marco regulatorio vigente contiene imperfecciones en cuanto a separación entre actividades liberalizadas y reguladas y en cuanto a los sistemas de retribución de estas últimas. El modelo de separación existente para las actividades de distribución se basa en la separación contable y jurídica que, por otro lado, parece ser insuficiente para garantizar que una empresa verticalmente integrada lleve a cabo sus negocios regulados de forma totalmente independiente de la comercialización de gas y electricidad. Las herramientas de que dispone actualmente esta Comisión no permiten un seguimiento adecuado de las inversiones de las empresas en activos regulados de gas y electricidad y de sus costes de operación.

En esta situación, la operación propuesta origina una serie de hechos, alguno de los cuales pudiera llegar a ser un riesgo. En primer lugar, la operación podría hacer que los

beneficios obtenidos por la distribución en gas se destinasen a otros negocios. En segundo lugar, la convergencia de gas y electricidad en una sola empresa verticalmente integrada podría inducir un desarrollo de las redes determinado por los objetivos comerciales de la misma (arbitraje de redes) y podría conllevar una reducción de la transparencia sobre los costes de distribución de gas y electricidad de cara al regulador. Finalmente, la expansión de las redes de gas podría no estar suficientemente incentivada en las zonas geográficas donde se produce la gestión conjunta de las redes.

Frente a estos riesgos potenciales, que reflejan esencialmente el problema de la integración vertical en los sectores energéticos, esta Comisión considera fundamental adoptar un enfoque orientado a impulsar las mejoras necesarias en la regulación existente y, en particular, en el caso de esta operación, a imponer compromisos de inversión y de facilitar información al regulador que vayan dirigidos a proteger los intereses de los consumidores, pero que sean compatibles con la libre iniciativa empresarial y con el desarrollo y operación eficiente de las infraestructuras. Lo anterior es coherente con (y pretende reforzar) la función de la CNE establecida en la Disposición Adicional Undécima, Primero.2, de la LSH.

Desde esta perspectiva, esta Comisión considera fundamental la adopción de medidas para avanzar en la separación efectiva de las actividades de red de las actividades liberalizadas. De esta forma se permite a las empresas distribuidoras propietarias de los activos de red actúen como auténticos gestores independientes de red. En este sentido, esta Comisión potenciará su papel de vigilancia sobre el cumplimiento de la normativa existente e impulsará la transposición en el ordenamiento jurídico español de las Directivas 2003/54/CE de electricidad y 2003/55/CE de gas que añaden obligaciones de separación funcional y organizativa a las obligaciones de separación contable y legal existente.

En esta dirección, frente a la posibilidad de concentrar las actividades reguladas del sector del gas y del sector eléctrico bajo una misma razón social, la separación jurídica tiene por objeto contribuir a una mayor transparencia e independencia de gestión en las actividades de distribución de gas y electricidad.

Sin embargo, la identificación de intereses económicos y financieros que implica la pertenencia a un mismo grupo empresarial de las diferentes sociedades, impide que la separación jurídica elimine de forma completa los incentivos no deseados por la regulación, tendentes a un desarrollo desequilibrado de las actividades reguladas de gas y electricidad. Se hace necesario, por consiguiente, además del refuerzo de las funciones de seguimiento y control del ejercicio futuro de estas actividades por parte de las administraciones competentes, en particular de las CCAA y de la CNE, la separación funcional que no está plenamente garantizada por la separación jurídica. Sin ella la separación jurídica podría limitarse a meras anotaciones en los registros mercantiles.

La transparencia y la independencia de gestión técnica, económica y financiera contribuirán a mitigar las posibilidades de subsidios cruzados entre actividades reguladas y, en la medida que así sea, contribuirá a mitigar también las tendencias a un desarrollo no homogéneo de unas respecto a otras.

En términos generales, la separación funcional, de acuerdo con la doctrina que emana de las directivas de gas y electricidad de la UE, informa la condición novena de la presente Resolución.

Adicionalmente, puesto que la transparencia sobre las actividades reguladas es indispensable para que se realice un seguimiento adecuado de los costes y de las inversiones de las empresas que desarrollan estas actividades, esta Comisión realizará las actuaciones pertinentes en aras a establecer un procedimiento para obtener información detallada de las empresas que desarrollan actividades reguladas de gas, al igual que lo que ya se viene realizando con las actividades reguladas eléctricas a través de la Circular 4/1998.

Además, este procedimiento sería el primer paso para extender a las empresas gasistas obligaciones similares a las que la reciente Orden ITC/2670/2005 establece para las distribuidoras eléctricas. De acuerdo con esta Orden, estas empresas deben proporcionar a la CNE información regulatoria detallada, necesaria para la supervisión de costes, activos y mercados de referencia.

En lo que concierne a la operación objeto de esta Resolución, es posible que sus tiempos de realización no coincidan con las reformas regulatorias indicadas anteriormente. Por otra parte, el hecho de que el perfeccionamiento de la regulación no pueda asegurarse en el corto plazo por parte de esta Comisión, no puede ni debe ser un argumento para evitar o denegar la operación.

La imposición del condicionado incorporado a la presente Resolución se efectúa sobre la base de lo dispuesto en la Disposición Adicional Undécima, Tercero, 1, función decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que prevé expresamente la posibilidad de imponer condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones.

La Comisión Nacional de Energía ha utilizado en numerosas ocasiones la técnica de la autorización condicionada, técnica de la que cabe señalar, con carácter general, que ha sido utilizada por las autoridades reguladoras que supervisan y controlan de modo especializado los diferentes sectores económicos.

Así, analizando la práctica administrativa habida en este Organismo, se advierte que esta Comisión ha impuesto condiciones concretas de carácter económico-financiero en la realización de determinadas operaciones (inversiones, garantías, etc,), obligaciones de información periódica de carácter contable y financiero, condiciones relativas al efectivo cumplimiento de la separación jurídica de actividades, obligaciones de solicitud posterior de autorización en relación con nuevas operaciones, condiciones en relación con la prioridad en la funcionalidad eléctrica de las instalaciones afectas al servicio eléctrico, etc.

En el presente caso, la CNE no se ha apartado de la práctica administrativa seguida. Las condiciones impuestas se integran y forman parte de la operación en los términos que la misma ha sido planteada, y se refieren a un período o momento temporal concretos. Asimismo, con la imposición de las mismas se palían los potenciales riesgos identificados a lo largo del presente expediente.

Dada la naturaleza de la autorización considerada, la Administración, en este caso, la Comisión Nacional de Energía, una vez otorgada la autorización, no se desentiende en

modo alguno de la operación autorizada, sino que la vigila y supervisa de modo continuo durante el tiempo que se desarrolla, a efectos, sobre todo de verificar que no sólo cumplen la legalidad las actividades en el momento en que sea autorizan, sino que siguen cumpliéndose sucesivamente todo el tiempo que la actividad se mantiene. Forman parte de esa legalidad, tanto las reglas expresamente contenidas en las normas que regulan la actividad, como las condiciones que la propia Comisión impone porque la propia norma le atribuye de forma inequívoca esta facultad.

Entre estas facultades de supervisión de la operación autorizada, la CNE cursará los requerimientos de información que estime oportunos al amparo de lo dispuesto en la Disposición adicional Undécima, 1, tercero, 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, podrá realizar de oficio las inspecciones que estime precisas en los términos previstos en la función Octava de la citada Disposición Adicional, e incoar los oportunos expedientes sancionadores, de conformidad con lo establecido en la función Undécima de la reiterada Disposición, todo ello sin perjuicio de la potestad de revocación de la autorización otorgada.

Vistos los preceptos legales y reglamentarios citados, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión de 8 de noviembre de 2005,

ACUERDA

PRIMERO: Autorizar la operación de reordenación societaria, descrita en el escrito de GAS NATURAL SDG, S.A., de fecha 11 de octubre de 2005, consistente en la constitución de la sociedad GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L., y la constitución de la sociedad denominada GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A., así como, la ampliación de capital efectuada mediante la aportación no dineraria de las ramas de transporte secundario y distribución de gas, respectivamente.

GAS NATURAL SDG, S.A., GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L., y GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A., deberán remitir semestralmente información de balances y cuenta de resultados.

SEGUNDO: Conceder la autorización solicitada por GAS NATURAL SDG, S.A. para realizar la operación consistente en la toma de participación en el capital social de ENDESA, S.A. que resulte de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

A la vista de las consideraciones expuestas en la presente Resolución se establecen, las siguientes condiciones:

PRIMERA.- GAS NATURAL deberá mantener un ratio de servicio de la deuda expresado a través de la deuda financiera neta/EBITDA menor que 5,25. Dicho ratio deberá ser mantenido durante un período de tres años.

GAS NATURAL deberá informar a la Comisión Nacional de Energía, con carácter trimestral, sobre la evolución del citado ratio.

SEGUNDA.- Durante el periodo 2005-2009, las sociedades del grupo resultante de la concentración GAS NATURAL-ENDESA que desarrollen actividades reguladas sólo podrán repartir dividendos cuando los recursos generados por ellas (definidos como *cash-flow* o suma de beneficio neto del ejercicio y amortizaciones) sean suficientes para atender tanto sus compromisos de inversión como la suma de la amortización de la deuda financiera y los correspondientes gastos financieros.

TERCERA.- El grupo resultante de la concentración GAS NATURAL-ENDESA deberá de enajenar activos por valor de, al menos, 8.200 millones de euros.

CUARTA.- GAS NATURAL asumirá todos los compromisos de inversión en actividades reguladas del sector eléctrico incluido en el Plan de inversión de Endesa para el período 2005-2009. Estos incluirán los correspondientes a la distribución de electricidad, incluyendo el reparto territorial de los mismos,

así como los relativos a la generación eléctrica en los territorios extrapeninsulares.

Gas Natural asumirá los compromisos de inversión en redes de transporte de energía eléctrica de Endesa reflejados en el documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011", aprobado por el Consejo de Ministros y sometido al Parlamento, así como en el "Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura", elaborado por esta Comisión.

Para facilitar el control y seguimiento de los compromisos de inversión en distribución, GAS NATURAL presentará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a las Comunidades Autónomas afectadas y a la Comisión Nacional de Energía, en el plazo de tres meses desde la eventual toma de control de ENDESA, el citado plan de inversión en actividades reguladas en el que se detallen las inversiones en distribución por zonas o comarcas así como su programación temporal de manera que las Administraciones competentes puedan ejercer la labor de control que les es inherente, y comprobar que las inversiones se realizan cuando y donde son necesarias para alcanzar con la mayor rapidez posible los niveles de calidad de servicio adecuados. El plan de inversiones deberá distinguir entre instalaciones en alta tensión y media y baja tensión. Las inversiones en alta y media tensión deberán llegar al detalle de instalaciones concretas y precisaran los activos que sean financiados por la propia empresa y aquellos cuya financiación recaiga sobre los usuarios.

GAS NATURAL deberá remitir anualmente, con anterioridad al 1 de abril de cada año, al Ministerio de Industria Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a cada Comunidad Autónoma afectada, información sobre las inversiones efectivamente realizadas, desglosadas por Comunidad Autónoma, dando cuenta del grado de cumplimiento de los compromisos de inversión antes citados. La Comisión Nacional de Energía publicará anualmente la información referida de forma agregada.

QUINTA.- GAS NATURAL asumirá y realizará todas las inversiones en actividades reguladas de gas, tanto de transporte como de distribución, incluidas en los planes de inversión de ENDESA y de la propia GAS NATURAL para el período 2005-2009, respetando el reparto territorial de las mismas.

Para ello, GAS NATURAL realizará anualmente, al menos, las inversiones en la red de transporte de gas especificadas en los cuadros 23 y 24 de esta Resolución, correspondientes a los planes estratégicos 2004-2008 de GAS NATURAL y del plan de negocio de ENDESA de octubre 2005.

Además, GAS NATURAL realizará anualmente, al menos, las inversiones en instalaciones de distribución especificadas en los cuadros 29 y 34 de esta Resolución, que recogen el plan estratégico 2004-2008 de GAS NATURAL y del plan de negocio de ENDESA.

A estos efectos, GAS NATURAL cumplirá los compromisos de expansión de la red reflejados en los Convenios de Colaboración con las Comunidades Autónomas.

GAS NATURAL deberá remitir, anualmente, con anterioridad al 1 de abril de cada año, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a cada Comunidad Autónoma afectada, información sobre las inversiones efectivamente realizadas, desglosadas por Comunidad Autónoma, dando cuenta del grado de cumplimiento de los compromisos de inversión antes citados. La Comisión Nacional de Energía publicará anualmente la información referida de forma agregada.

SEXTA.- El incumplimiento de las obligaciones derivadas de lo establecido en las Condiciones CUARTA y QUINTA dará lugar a la iniciación de los correspondientes procedimientos sancionadores, de conformidad con lo señalado en los artículos 60.11 y 15 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre,

así como los artículos 109 j) y 110 e), j) y K), de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

SÉPTIMA.- GAS NATURAL presentará a la CNE durante el primer semestre de cada año en el período 2005-2009, un desglose de las sinergias obtenidas como consecuencia de la operación.

OCTAVA.- GAS NATURAL se compromete a que en los eventuales contratos de compra-venta de los activos regulados que se desinviertan como consecuencia de esta operación figure la asunción por parte del comprador de las obligaciones recogidas en las condiciones CUARTA Y QUINTA.

NOVENA.- La sociedad resultante del proceso de concentración separará jurídica y funcionalmente sus actividades reguladas de gas y electricidad.

Las empresas jurídicamente separadas dispondrán de equipos directivos o gestores independientes entre sí y no podrán participar en las estructuras directivas de la sociedad matriz.

La sociedad matriz no podrá impartir instrucciones a las filiales reguladas a las que se refiere esta condición, sobre la gestión cotidiana relacionada con la construcción o mejora de líneas de distribución cuando no sobrepasen lo establecido en los planes financieros o cualquier otro instrumento equivalente aprobado por la matriz.

DÉCIMA.- La CNE, a la vista de los cambios producidos en la OPA, en su caso, y del análisis de la operación realizado por las autoridades de la competencia, estimará si es necesario una nueva consideración de la misma, dentro de lo previsto en la Disposición Adicional Undécima. Tercero. Uno, función decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Contra la presente Resolución, podrá interponerse recurso de alzada ante el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, según lo establecido en la Disposición Adicional Undécima, Tercero, 5. de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente a la recepción de la presente notificación.