



Comisión  
Nacional  
de Energía

# **INFORME SOBRE PROPUESTA DE PLAN DE FINANCIACIÓN EXTRAORDINARIO PARA ELCOGAS**

19/06/01



Comisión  
Nacional  
de Energía

## ÍNDICE

- **OBJETO DEL INFORME**
- **EVOLUCIÓN NORMATIVA DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA**
- **NORMATIVA APLICABLE**
- **ANTECEDENTES**
- **ELCOGAS**
- **FINANCIACIÓN DE ELCOGAS**
- **ACTUAL SITUACIÓN DE ELCOGAS**
- **PLAN DE FINANCIACIÓN EXTRAORDINARIO**
- **CONCLUSIONES**

La Directora General de Política Energética y Minas se dirigió el 12 de marzo de 2001 al Presidente de la Comisión Nacional de Energía, solicitándole el informe al que hace referencia el artículo 18 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, ya que ELCOGAS, S.A. había remitido a esa Dirección General del Ministerio de Economía solicitud de aprobación de un *Plan de Financiación Extraordinario* con cargo a la *asignación específica* de la *renta fija de los costes de transición a la competencia* (CTC).

### **OBJETO DEL INFORME**

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su reunión de 3 de abril de 2001, acordó, como paso previo a la emisión del solicitado informe, dar audiencia a las empresas de generación eléctrica beneficiarias de la *renta fija*, para que puedan presentar las alegaciones que estimen convenientes. Concluido el plazo concedido a tales empresas, debe señalarse que sólo se ha recibido contestación de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. en la que no realiza alegación alguna.

### **EVOLUCIÓN NORMATIVA DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA**

La Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo en las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que, a 31 de diciembre de 1997, estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico.

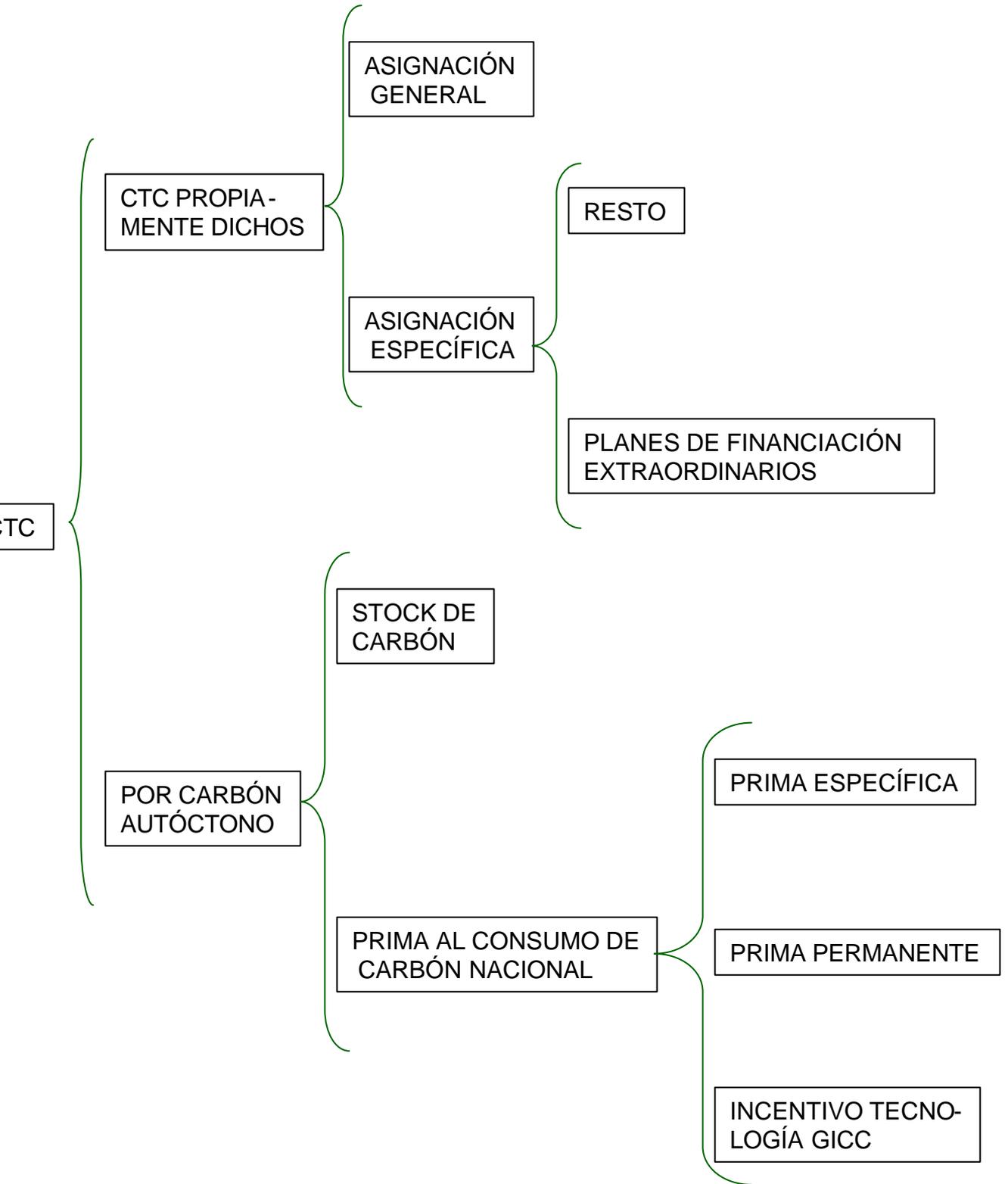
Asimismo, la citada norma reconoce la percepción de una *retribución fija*, expresada en pesetas por kWh. Durante un plazo máximo de 10 años, desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo de esta *retribución fija* con la distribución empresarial que corresponda. Los costes que se deriven de esta *retribución* serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema y su importe base global, en valor a 31 de diciembre de 1997, nunca podrá superar los 1.988.567 millones de pesetas, incluyéndose en ese importe el valor actual de los incentivos al consumo garantizado de carbón autóctono.

El Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, en su artículo 9 y siguientes determina que, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, el importe base global máximo a 31 de diciembre de 1997 comprende los siguientes elementos:

- a) 295.276 millones de pesetas como importe máximo de la asignación por consumo de carbón autóctono, de los que:
  - 40.911 millones de pesetas están destinados a compensación del *stock* de carbón nacional.
  - 254.365 millones de pesetas están destinados a la asignación por consumo de carbón igualmente nacional.
- b) 1.354.628 millones de pesetas como importe máximo de la *asignación general*.
- c) 338.657 millones de pesetas como importe máximo de la *asignación específica*.

# LOS COMPONENTES DE LOS CTC

---



El importe global máximo a 31 de diciembre de cada año de los diferentes componentes se calculará mediante la actualización del importe global máximo a 31 de diciembre del año precedente, de acuerdo con la media anual del Mibor a tres meses o tipo de interés de referencia que lo sustituya, estableciéndose, asimismo, criterios de reparto, *planes de financiación extraordinarios* con cargo a la *asignación específica* y contabilización de la *retribución fija* de los costes de transición a la competencia.

El importe base global a 31 de diciembre de cada año se asigna de acuerdo con el siguiente orden: primero el *stock* del carbón a la fecha de entrada en funcionamiento del modelo, después la prima implícita para las centrales que efectivamente hayan consumido carbón autóctono y, por último, las *asignaciones general y específica* en su proporción. Para el reparto de la asignación por consumo de carbón autóctono será el Ministerio de Industria y Energía el que establezca los correspondientes importes de cada año. La *asignación general* se repartirá entre las siguientes empresas con arreglo al porcentaje que se indica, la *asignación específica* se repartirá de igual forma, salvo en la parte que pueda afectarse a *planes de financiación extraordinarios*:

	%
IBERDROLA.....	27,10
ENDESA.....	31,03
UNIÓN FENOSA.....	12,90
SEVILLANA.....	5,40
FECSA.....	10,00
ENHER.....	1,68
VIESGO.....	1,66
HCA DE CATALUÑA.....	0,77
ERZ.....	0,66
CANTÁBRICO.....	5,70
ELCOGAS.....	3,10

Con efectos 1 de enero de 1998 HIDROELÉCTRICA DE CATALUÑA fue absorbida por ENHER. La reorganización societaria de ENDESA incluyó la fusión por absorción de SEVILLANA, FECSA, ENHER, VIESGO y ERZ, por lo que la distribución porcentual anterior quedó:

	%
ENDESA.....	51,20
IBERDROLA.....	27,10
UNIÓN FENOSA.....	12,90
CANTÁBRICO.....	5,70
ELCOGAS.....	3,10

La Disposición adicional 45ª de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, determinó el tratamiento contable de las pérdidas producidas en las empresas del sector eléctrico, como consecuencia del tránsito a la competencia.

En este sentido, estableció que, durante los ejercicios de 1997 y 1998, las pérdidas que se produzcan en los activos de instalaciones técnicas de generación, periodificaciones propias del sector eléctrico y diferencias negativas de cambio que figuren en el balance de las empresas eléctricas, así como los gastos correspondientes a los diferentes planes de reestructuración, como consecuencia de la entrada en vigor del nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, que no sean objeto de recuperación a través de la “*Retribución fija* por tránsito a la competencia”, podrán ser imputadas a reservas voluntarias.

El Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico, determina el ámbito y obligatoriedad de aplicación, así como disposiciones respecto a las cuentas anuales consolidadas y diferencias de cambio en moneda extranjera en actividades reguladas. Su Disposición transitoria única define el

tratamiento contable de la *retribución fija* por transición a la competencia y su Disposición derogatoria única, entre otros, deroga el artículo 19 del Real Decreto 2017/1997, mencionado anteriormente, relativo a la contabilización de la *retribución fija* de los costes de transición a la competencia.

El artículo 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, modifica la Disposición transitoria 6ª de la Ley 54/1997, de tal forma que:

- a) el importe máximo por consumo de carbón, que queda sin cambio, en valor a 31 de diciembre de 1997, se actualizará de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997 y se deducirán las cantidades correspondientes a 1998.
- b) el importe resultante de sumar, en valor a 31 de diciembre de 1997, las cantidades de la *asignación general y específica*, se actualizará de acuerdo con ese mismo Real Decreto y se deducirán las cantidades correspondientes a 1998.
- c) La cantidad resultante de realizar la operación descrita en la letra a) anterior y al 20 por ciento de la cantidad resultante descrita en la letra b) anterior, actualizadas en los términos reglamentariamente previstos, se satisfarán, durante un plazo que finaliza el 31 de diciembre de 2007, mediante la percepción de una *retribución fija*, expresada en pesetas por kWh, que se calculará como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la producción en el artículo 16.1 de la Ley 54/1997. Si el coste medio de generación resultara en media anual superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del importe pendiente de compensación correspondiente a la parte del derecho a la que se refiere este apartado.

d) El 80 por ciento de la suma de la asignación general y específica, actualizado:

- 1) se reducirá en un 20 por ciento, con efectos a 31 de diciembre de 1998.
- 2) el importe pendiente de compensación restante se satisfará mediante la afectación a tal fin, a partir del 1 de enero de 1999, de un porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica, que será del 4,5 por ciento y que se mantendrá hasta la satisfacción íntegra del importe a que se refiere este apartado.

Las sociedades titulares del derecho de compensación a que se refiere este apartado podrán cederlo a terceros.

El Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la Disposición transitoria 6ª de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y determinados artículos de la Ley 16/1989, de defensa de la competencia, da una nueva redacción a esa Disposición transitoria 6ª de la Ley 54/1997, modificada por el artículo 107 de la Ley 50/1998, que reconoció los costes de transición a la competencia.

Además, se excluye del pago de CTC a las importaciones de energía eléctrica de otros Estados miembros de la Unión Europea, se explicita el incentivo por tecnología GICC y se mantiene la rebaja prevista en el importe máximo de CTC a 31 de diciembre de 1997.

Se extiende el derecho de cobro de los CTC a las sociedades que adquieran posteriormente activos de generación a los que se concedió el derecho de cobro de los mismos y se prevé que el incremento de valor que el mercado atribuya a

estas instalaciones de generación sea descontado de los titulares iniciales de las mismas.

Asimismo se traslada a los nuevos titulares el mecanismo del exceso de venta de energía de dichas instalaciones sobre las 6 pesetas/kWh consideradas como ingresos a percibir en el nuevo mercado de generación.

La nueva redacción de la Disposición transitoria 6ª de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, determina que el importe base global de los costes de transición al régimen de mercado competitivo, en valor a 31 de diciembre de 1997, nunca podrá superar 1.736.778 millones de pesetas, descompuestos en:

- a) 1.441.502 millones de pesetas como valor máximo en concepto de costes de transición a la competencia tecnológicos.
- b) 295.276 millones de pesetas como valor máximo en concepto de incentivos al consumo de carbón autóctono en el que se incluyen 49.267 millones de pesetas correspondientes al incentivo a la tecnología GICC.

Hasta el 31 de diciembre de 2010, el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo de esta retribución, con la distribución que corresponda.

Si el coste medio de generación, al que se refiere el artículo 16.1 de la Ley 54/1997, de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación, resultara anualmente superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del citado valor actual, estableciéndose anualmente por el Ministro de Economía las nuevas cantidades y porcentajes de costes de transición a la competencia que corresponderán a cada una de las sociedades.

La Orden del Ministerio de Economía de 28 de marzo de 2001 estipula que, exclusivamente en las cuentas anuales correspondientes al ejercicio de 2000, y como consecuencia del Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, la parte del

resultado extraordinario que sea consecuencia exclusiva de la supresión que el citado Real Decreto-Ley realiza de la afectación del 4,5 por ciento de la facturación por venta de energía eléctrica a los consumidores, podrá imputarse, de forma excepcional, a reservas voluntarias, si éstas existieran.

### **NORMATIVA APLICABLE**

La Ley 54/1997, del sector eléctrico, en su Disposición transitoria sexta reconoce la existencia de unos *costes de transición a la competencia* al régimen de mercado competitivo que deben ser atendidos mediante la percepción de una *retribución fija*.

El Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, establece el reparto de la *retribución fija* entre las sociedades titulares de instalaciones de producción, indicando textualmente en el artículo 14.2.b “Del importe máximo de la *asignación específica* se deducirán los importes efectivamente percibidos por tal concepto, así como los que correspondieran en virtud de los planes extraordinarios”. Dicho Real Decreto, en su artículo 13.c, fija el importe máximo de la *asignación específica* en 338.657 millones de pesetas de 1997. Dicha cuantía fue modificada en el Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, elevándose la cuantía máxima a 288.300 millones de pesetas de 1997. Este mismo Real Decreto-Ley establece la cuantía máxima al *incentivo a la tecnología GICC* en 49.297 millones de pesetas de 1997.

En el artículo 17 del Real Decreto 2017/1997 se establece el criterio de reparto de la asignación específica, al afirmar que “La *asignación específica* será repartida entre las empresas de acuerdo con los mismos porcentajes que se establecen para la *asignación general*, salvo en la parte de la asignación específica afectada a planes de financiación extraordinarios y planes especiales debidamente

aprobados por el Ministerio de Industria y Energía de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del presente Real Decreto”.

El artículo 18 del Real Decreto establece que el Ministerio de Industria y Energía podrá autorizar un plan financiero si la empresa generadora interesada se encontrase en dificultades financieras o en situación de parada técnica de los grupos de generación y que el mismo determinará las condiciones del *Plan de Financiación Extraordinario* aprobado, especificando el valor actual neto a recuperar con cargo al plan y la parte de la *asignación específica* que mensual o anualmente quede afectada a dicha recuperación”. Este mismo artículo, en su apartado 4, afirma que *“En el curso del procedimiento se dará audiencia por separado al resto de las empresas generadoras beneficiarias de la retribución fija para que puedan presentar las alegaciones que estimen convenientes”*.

## **ANTECEDENTES**

Con fecha 16 de marzo de 1998, ELCOGAS remitió escrito a la Dirección General de la Energía en la que se solicita que se reconozca el derecho a la percepción de la parte de la *retribución fija*, que le pudiera corresponder en concepto de incentivo al consumo de carbón autóctono, por las adquisiciones en firme que pudiera realizar en los próximos años.

Con fecha 17 de abril de 1997, la Dirección General de la Energía trasladó dicha propuesta a la CNSE. La CNSE, en sesión del 5 de mayo de 1998, informó negativamente a la Dirección General de la Energía sobre la propuesta planteada, entre otros motivos, por considerar que no cabe una interpretación tan amplia de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, ni del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Con fecha 1 de junio de 1998, la Dirección General de Energía dirigió una carta a la CNSE solicitando una propuesta de solución para poder utilizar el 20% de la *asignación específica* de la *retribución fija* en la aplicación de un *plan extraordinario de financiación*, que sustituya el déficit de recuperación de los fondos correspondientes a la prima al consumo de carbón autóctono durante 1998, 1999 y 2000 con el fin de financiar a ELCOGAS hasta que su central se encuentre plenamente operativa.

Con fecha 25 de junio de 1998, la CNSE elaboró un informe previo sobre la Propuesta de *Plan de Financiación Extraordinario* de ELCOGAS solicitada por la Dirección General de la Energía, que incluía una propuesta de Orden Ministerial, y que fue remitido a cada una de las empresas generadoras beneficiarias de la *retribución fija*, con el fin de que pudieran formular las alegaciones que consideraran pertinentes, en el plazo de diez días hábiles. Como consecuencia de las alegaciones de las empresas se ha modificado el punto 2 de la propuesta previa de Orden Ministerial.

La CNSE consideró que la autorización para 1998,1999 y 2000, con cargo a la *asignación específica* de la *retribución fija*, debería concederse con arreglo a las siguientes características y condiciones:

1. No debería causar perjuicio alguno para el resto de los agentes del sistema ni a los consumidores:
  - 1.1. Las cantidades del *plan de financiación* se actualizarían anualmente con la misma tasa que utilice el MINER para actualizar la cantidad máxima de costes de transición a la competencia.

- 1.2. A efectos del cómputo anual de *asignación específica* asignada, serían deducidas de la asignación específica máxima para ELCOGAS, los importes que se hubieran percibido efectivamente por tal concepto, así como los que correspondieran en virtud del plan financiero.
  - 1.3. La devolución del importe de la financiación estaría garantizada, ya que el orden de magnitud del importe anticipado sería muy inferior a la cantidad de *retribución fija* que le corresponde a ELCOGAS en concepto de *asignación general y específica*. De esta forma, en caso de impago en la devolución, la cantidad restante para la recuperación total de la cuantía adelantada, se deduciría de la *retribución fija* que le corresponde a dicha empresa.
  - 1.4. Sería conveniente establecer una afectación de una proporción de los beneficios, si existiesen.
  - 1.5. Por último, el incremento del nivel del *stock* de carbón no debería ser motivo para recibir una mayor ayuda para la financiación del *superstock* prevista en el Plan de la Minería y materializada por la Ley de Acompañamiento de Presupuestos Generales del Estado. Además, como esta ayuda tiene un tope anual, el hipotético incremento destinado a ELCOGAS iría en contra del resto de sujetos.
2. La aplicación del *plan de financiación extraordinario* con cargo a la *asignación específica* tendría las características siguientes:
    - 2.1. A efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017, la CNSE minoraría la *asignación específica* en los tres primeros años

(1998, 1999 y 2000), y la incrementaría después (años 2001 a 2005), en los importes correspondientes al plan de financiación propuesto. El importe neto resultante se repartiría entre las empresas eléctricas según los porcentajes del Anexo III de dicho Real Decreto.

3. Para posibilitar que ELCOGAS pueda recuperar los importes asociados a la prima por el consumo del carbón autóctono, se autorizaría a esta empresa a percibir la prima por las cantidades correspondientes que consuma a partir de los suministros anuales o procedentes de años anteriores. También ELCOGAS podría devengar prima por el consumo de este carbón que tuviere almacenado a 31 de diciembre de 2005, y que consuma durante el año 2006.
4. Por último, como en todo plan extraordinario se producen cesiones de todas las partes acreedoras y deudoras implicadas, sería deseable que los socios de ELCOGAS también participasen, por ejemplo, incrementando el capital social de la empresa.

## **ELCOGAS**

ELCOGAS es una sociedad anónima española, participada por empresas eléctricas y suministradoras de bienes de equipo, todas ellas pertenecientes a la Unión Europea (UE). Concretamente, en el proyecto participan las empresas eléctricas ENDESA, IBERDROLA, HIDROCANTÁBRICO, ELECTRICITÉ DE FRANCE, ELECTRICIDADE DE PORTUGAL, ENEL Y NATIONAL POWER y los suministradores SIEMENS AG, KRUPP KOPPERS y BABCOCK WILCOX ESPAÑOLA.

ELCOGAS se constituyó en Madrid el 8 de abril de 1992, fijando como objeto social la construcción, en Puertollano (Ciudad Real), y la explotación de una central térmica de producción de energía eléctrica, mediante la gasificación de carbón y otros combustibles alternativos, así como la comercialización del proceso industrial desarrollado en dicha central.

El carbón, por su abundancia y por su muy dispersa ubicación territorial, es fuente de energía primaria muy atractiva desde el punto de vista del precio y de la estabilidad de éste. Desde hace ya bastante tiempo, la comunidad energética viene considerando que los principales efectos medioambientales de la combustión del carbón pueden corregirse mediante la gasificación y la limpieza del gas obtenido previa a su combustión. Esto es lo que se mantiene en el *Libro Verde de la Energía* de la Comisión europea, recogiendo la experiencia del funcionamiento de la planta de ELCOGAS.

Además, el desarrollo de las modernas turbinas de gas, que permiten unidades de ciclo combinado de gran rendimiento, compatibiliza ambas tecnologías en unidades de *Gasificación Integrada en Ciclo Combinado* (GICC), cuyo potencial técnico y económico sobrepasa el que pueda alcanzarse con otras tecnologías.

La construcción de esta central constituyó una respuesta a la necesidad sentida por el sector eléctrico de desarrollar tecnologías de producción limpias, teniendo en cuenta que los aspectos medioambientales condicionarían crecientemente el funcionamiento de los grupos de producción con impacto negativo en el entorno. Esta central contribuía, además, a solucionar la esperada demanda creciente de energía eléctrica en España mediante el aprovechamiento de reservas de carbón y, en particular, de las de la cuenca de Puertollano. Es destacable, a estos efectos, que, aparte del Grupo II de la Central Térmica Litoral de Almería, la central de ELCOGAS es la única central térmica de tamaño comercial construida en España desde que en 1988 se puso en marcha la Central Nuclear de Trillo.

El Plan Energético Nacional de 1991, revisado en diciembre de 1995, contempla explícitamente el proyecto de la Central GICC de Puertollano cuando se refiere a la cobertura de la demanda eléctrica nacional con electricidad generada con carbón. Una de las razones por las que se impulsó y desarrolló este proyecto en España fue que la remuneración del sector eléctrico español estaba establecida en el reconocimiento de los *costes estándares*.

En 1990, el *Programa Thermie* definió las principales directrices de la política energética de las Comunidades Europeas:

- a) Conseguir que las emisiones comunitarias de CO<sub>2</sub> fueran en el año 2000 las mismas que en 1990.
- b) Identificar tecnologías para producir, de forma limpia y eficiente, energía eléctrica con combustibles fósiles.
- c) Desarrollar esas tecnologías, subvencionando la demostración comercial de las mismas.

La Comisión europea, que convocó un concurso para subvencionar la demostración comercial de un proyecto, seleccionó la tecnología GICC por su potencial para la generación limpia de energía eléctrica basada en el carbón. A finales de 1991, y con el apoyo de las autoridades españolas, el proyecto para la construcción en Puertollano de una central GICC de 335 MW fue elegido *Proyecto objetivo* del *Programa Thermie*, concediendo la Comisión, como resultado de ello, una subvención total de 50 millones de euros, cuyo desembolso se ha producido a lo largo de la ejecución del proyecto.

En definitiva, puede afirmarse que la central GICC de Puertollano es el prototipo de la UE de demostración de la tecnología de gasificación de carbón integrada con un ciclo combinado. En este sentido, la planta de ELCOGAS es la central de

referencia de la industria europea para la producción limpia de energía eléctrica con carbón, habiendo sido seleccionada, en competencia con otros proyectos, por el *comité Thermie*.

## **DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA PLANTA DE ELCOGAS EN PUERTOLLANO**

La tecnología GICC se basa en un proceso mediante el cual el carbón se convierte en gas combustible, que seguidamente se somete a un exhaustivo proceso de limpieza. El resultado es un gas sintético, virtualmente libre de contaminantes, que puede ser quemado con un alto rendimiento en una unidad de ciclo combinado de generación de energía eléctrica: el rendimiento energético bruto de la central es de 47,12% y el neto alcanza el 42,5%.

La central de Puertollano se compone básicamente de tres plantas diseñadas conjuntamente e integradas en el proceso: una de gasificación, una de fraccionamiento del aire y la de ciclo combinado.

La *planta de gasificación* está constituida por la *unidad de gasificación* y por la *unidad de tratamiento de gases y recuperación de azufre*. La unidad de gasificación utiliza el *proceso de flujo arrastrado a presión* para la gasificación del carbón. El gas se produce al reaccionar el carbón con oxígeno en una cámara a alta temperatura, que llega a alcanzar los 1.600 grados centígrados. Este proceso permite gasificar una amplia variedad de carbones. En la central de Puertollano se gasifica preferentemente una mezcla compuesta, en términos de peso, por un 50 por ciento de carbón local y un 50 por ciento de coque de petróleo. La unidad de tratamiento de gases y recuperación de azufre trata los gases a la salida del gasificador, limpiándolos de contaminantes y partículas sólidas antes de su envío a la turbina de gas.

La *planta de fraccionamiento de aire* genera oxígeno y nitrógeno, mediante un proceso criogénico de destilación del aire. El oxígeno así obtenido alimenta el gasificador. El nitrógeno es utilizado en el transporte neumático de los combustibles, en la regulación del poder calorífico del gas sintético quemado en la turbina de gas y en la *inertización* de seguridad de las instalaciones.

La *planta de ciclo combinado* se compone de un grupo generador, movido por una turbina de gas, de una caldera de recuperación del calor de los gases de escape de la turbina de gas y de un grupo generador, con turbina de vapor y ciclo de condensación, que se alimenta con el vapor producido en la caldera de recuperación.

Como consecuencia del apoyo de la UE y de que es un *proyecto de demostración*, la planta de ELCOGAS, además de utilizar los carbones de la cuenca de Puertollano, permite experimentar, y experimenta, con otros tipos de carbón, tanto nacionales como del resto de la UE. Toda la tecnología (tanto equipos principales como la ingeniería) es de origen europeo y ha sido suministrada por empresas de la UE.

La central de Puertollano representa una aportación importante a la tecnología de generación eléctrica, al tratarse de la primera central, y la mayor del mundo, que utiliza la gasificación del carbón para alimentar un ciclo combinado en España. Las aportaciones de distintos países de la UE supone un esfuerzo tecnológico que constituye una inversión a largo plazo, que repercutirá positivamente en el desarrollo futuro de la tecnología europea de generación eléctrica, revalorizará las reservas europeas de carbón y contribuirá significativamente a reducir los costes de futuros proyectos para la limpia utilización energética del carbón.

Debe señalarse que, además de la planta de ELCOGAS de Puertollano, con esta tecnología están funcionando otras, entre las que destacan las de EEUU (Piñon

Pine de 100 MW, Wabash River de 250 MW y Polk-Tampa Electric- de 250 MW) y Holanda (Buggenum de 250 MW) que fueron subvencionadas por las autoridades energéticas correspondientes.

Asimismo, hay otros proyectos de construcción de plantas GICC para producir energía eléctrica con carbón y aprovechando el gas sintético del proceso de refino del petróleo: los primeros son el de Kentucky (EEUU) de 450 MW, uno en Japón de 250 MW, que entrará en funcionamiento en 2007, y el de Yantai (China), para el cual la UE patrocina la tecnología de ELCOGAS; las plantas que aprovechan el gas del refino del petróleo son tres italianas y los proyectos de Gonfreville (Francia) y Vizcaya (España).

## **EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

Inicialmente, estaba previsto que la unidad de ciclo combinado se pusiera en marcha en marzo de 1996 y que la unidad de gasificación lo hiciera en marzo de 1997, fecha en la que también empezaría a funcionar con gas sintético la central.

Aunque se produjo una modificación importante en el diseño del área de gasificación, que retrasó 12 meses la terminación del proyecto, debe señalarse que el presupuesto de la central (que incluye los intereses intercalarios y los efectos de las devaluaciones de la peseta) sólo fue superado en un 3 por ciento, como consecuencia de que el descenso de los tipos de interés actuó compensatoriamente.

Durante el período de ejecución del proyecto (que se inicia en abril de 1993) no ha sido necesario acudir ni a los accionistas ni a entidad financiera alguna para solicitar fondos suplementarios.

## **FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA**

Aun cuando el funcionamiento comercial de la planta empezó en octubre de 1996, utilizando gas natural, la pretensión de construir turbinas de gas con rendimientos crecientes ha repercutido negativamente en su fiabilidad: una gran parte de las turbinas de última generación ha sufrido problemas de altas temperaturas y de comportamiento anómalo de materiales en quemadores y álabes. El turbo grupo de ELCOGAS, de características muy especiales, ha presentado durante sus primeros meses de funcionamiento importantes *problemas de juventud*. Desde este punto de vista, no es arriesgado afirmar que la peor parte del período de aprendizaje ha pasado.

Durante el último trimestre de 2000 la planta ha obtenido una producción prácticamente igual a la prevista, obteniéndose en diciembre una producción neta de 190 GWh, lo que constituye un máximo histórico que supera la producción programada.

A partir del año 2002 la central se encontrará a pleno rendimiento, lo que supondrá que durante 6.570 horas operará en modo GICC y durante 45 días estará parada, funcionando durante el resto de horas en diferentes modos, necesarios para alcanzar el estado GICC.

**PRODUCCIÓN DE ELCOGAS**  
**(GWh)**

	<b>PRODUCCIÓN NETA</b>	<b>PRODUCCIÓN NETA GICC</b>
<b>1998</b>	<b>651</b>	
<b>1999</b>	<b>1.018</b>	
<b>2000</b>	<b>1.340</b>	<b>783</b>
<b>2001</b>	<b>1.680</b>	<b>1.431</b>
<b>2002</b>	<b>1.840</b>	<b>1.640</b>

	<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO CON GAS NATURAL</b>	<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO GICC</b>	<b>HORAS CON LA CENTRAL PARADA</b>
2000	2.929	3.359	2.495
2001	1.363	5.780	1.617
2002	1.091	6.570	1.099

**VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA PLANTA**

Debe señalarse que, en principio, el coste total de la inversión de la planta de ELCOGAS fue estimado en 131.317 millones de pesetas, resultado de sumar dos componentes. En primer lugar, el valor estándar de inversión de la central de Puertollano, que debía establecerse atendiendo exclusivamente a los costes de inversión de una *central equivalente*<sup>(\*)</sup>, fue estimado en 70.000 millones de

<sup>(\*)</sup> La central equivalente se definió como aquella cuya tecnología, desde el punto de vista económico y no de innovación tecnológica ni otros, fuera la más avanzada. En aquel momento, la central equivalente era una central de carbón de importación, cuyos gases resultantes de la combustión se someten a un tratamiento anticontaminante de desulfuración.

pesetas. En segundo lugar, una inversión adicional de alrededor de 60.000 millones de pesetas, derivada de las especiales características de interés social y tecnológico del proyecto.

La entonces CSEN consideró que esta última inversión no debía ser soportada por los consumidores de energía eléctrica, por lo que propuso que los costes asociados a investigación y desarrollo y al interés social del proyecto no deberían formar parte del valor estándar de la inversión, ni, por ello, debían ser repercutidos a los consumidores eléctricos a través de la tarifa. En definitiva, los 60.000 millones de pesetas deberían recuperarse mediante mecanismos alternativos que descansaran en los Presupuestos Generales del Estado.

Sin embargo, la Resolución de la Dirección General de la Energía de 28 de febrero de 1997, que estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 1997, fecha en la que desaparece el *Marco Legal Estable*, estableció el momento de entrada en explotación así como el valor provisional del inmovilizado y el coste estándar de la central térmica GICC de ELCOGAS. Esta Resolución fija de forma provisional un valor para la primera fase, ya que el definitivo se otorgaría cuando la central se pusiera en marcha.

El proyecto de ELCOGAS fue concebido para funcionar bajo el *Marco Legal Estable*, que garantizaba la recuperación de las inversiones en activos fijos durante su vida útil. Una vez demostrada la viabilidad técnica de la planta y realizada la prueba de 100 horas ininterrumpidas a plena carga, la central ingresó en el *sistema* y empezó a ser retribuida.

Basándose en el valor estándar provisional, el Protocolo, suscrito en 1996 por el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas, le asigna a ELCOGAS un CTC tecnológico de 52.494 millones de pesetas, cantidad que resultaba insuficiente para recuperar el inmovilizado material, ya que a la hora de

calcular estos CTC sólo se contempló la primera fase de la planta (el ciclo combinado) y no se tuvieron en cuenta los restantes activos: gasificador, preparación del carbón, planta de separación de aire, planta de limpieza de gases, etc. Posteriormente, el Ministerio de Industria y Energía, para garantizar la viabilidad de ELCOGAS, completó la cifra inicial de CTC con otros 57.506 millones de pesetas, alcanzándose de este modo 110.000 millones de pesetas.

En este sentido, el Real Decreto 2017/1997 asigna a ELCOGAS el 3,1 por ciento de la suma de la *asignación general* y de la *asignación específica no afectada a los planes extraordinarios de financiación*, con lo que se obtendrían 52.494 millones de pesetas, e incluye una prima de 14,3338 pesetas/kWh en concepto de *incentivo a la tecnología GICC*, obteniéndose por este concepto otros 57.506 millones de pesetas.

Estos 110.000 millones de pesetas de CTC's fueron calculados por el Ministerio de Industria y Energía a partir de un informe de auditoría de *Arthur Andersen* en el que se indica que *... una retribución fija total de 104.314 millones de pesetas permitiría la recuperación de la inversión realizada...*

Durante los tres primeros años (1998-2000) de vigencia del nuevo marco legal, establecido por la Ley 54/1997, ELCOGAS sólo percibió el 40 por ciento de los CTC tecnológicos inicialmente esperados. Además, si se tienen en cuenta las consecuencias de la denominada *quita* de CTC de 250.000 millones de pesetas y la reducción en 8.239 millones de pesetas del *incentivo a la tecnología GICC*, establecida en el Real Decreto-Ley 2/2001, las expectativas de ingresar los CTC previstos se ven reducidas de forma sustancial.

A semejanza de las instalaciones nucleares, la *tecnología GICC* está caracterizada por un alto coste de inversión por KW instalado y por un coste variable que es el menor del de todas las tecnologías disponibles, con la

excepción de la hidráulica fluyente y la nuclear. A los precios actuales de las energías primarias, el coste variable de un kWh de tecnología GICC es de 2,2 pesetas frente a las más de 5 pesetas del kWh obtenido en una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural.

### **FINANCIACIÓN DE ELCOGAS** (millones de pesetas)

En un principio, y tras la promulgación de la Ley 54/1997, ELCOGAS tenía previsto percibir, hasta 2010, 110.000 millones de pesetas provenientes de los CTC. Por un lado, estaba previsto que ingresara 52.494 millones de pesetas, 3,10% de los CTC propiamente dichos (excluidas las cantidades por carbón autóctono), y, por otro, 57.560 millones de pesetas, en concepto de incentivo a la tecnología GICC.

Estas cantidades se han visto reducidas en más de 16.000 millones de pesetas. En primer lugar, en casi 8.000 millones de pesetas, porque la cuantía que inicialmente el sector había previsto percibir en concepto de CTC propiamente dichos (sobre la que se gira el 3,10%) fue reducida por la Ley 50/1998 en más de 250.000 millones de pesetas. En segundo lugar, los recursos provenientes del incentivo a la tecnología GICC, que ELCOGAS había calculado estimativamente en 57.506 millones de pesetas (15,2913 pesetas por el número estimado de kWh producidos), también han descendido, ya que el Real Decreto-Ley 2/2001 los fija inequívocamente en 49.267 millones de pesetas.

	3,10% DE CTC	INCENTIVO A LA TECNOLOGÍA GICC	TOTAL
LEY 54/1997	52.494	57.506	110.000
LEY 50/1998	44.612	-	-
REAL DECRETO-LEY 2/2001	-	49.267	-
MENORES RECURSOS	7.782	8.239	16.121

## **ACTUAL SITUACIÓN DE ELCOGAS**

La razón que justifica la necesidad de solicitar la aprobación de un *Plan de Financiación Extraordinario para ELCOGAS, S.A.* es el deterioro de las expectativas de recuperación de los activos de la empresa, lo que amenaza gravemente su viabilidad, debido a los cambios en la normativa legal.

En el caso de *ELCOGAS* se dan las siguientes circunstancias para la concesión de un *Plan de Financiación Extraordinario*:

- A principios de 1998, cuando se inicia la liberalización, ELCOGAS es la única empresa del sector eléctrico con la práctica totalidad de sus activos pendientes de amortizar.
- Los criterios contables impuestos por el ICAC, que obligan a una amortización muy agresiva durante el período transitorio, dan lugar a unos resultados muy escasos durante el resto de la vida útil de las instalaciones de *ELCOGAS, S.A.*
- Las pérdidas registradas desde 1996 han colocado a *ELCOGAS, S.A.* en la situación de disolución prevista en la Ley de Sociedades Anónimas, como se pone de manifiesto en los dos cuadros siguientes:

**ESTADOS FINANCIEROS DE LOS EJERCICIOS 1998 AL 2000 DE ELCOGAS**

<b>BALANCE DE SITUACION</b> (Millones de pesetas)	<b>31/12/98</b>	<b>31/12/99</b>	<b>31/12/00</b>
INMOVILIZADO	110.252	101.186	92.996
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	45	29	12
ACTIVO CIRCULANTE	12.382	10.512	11.334
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>122.679</b>	<b>111.727</b>	<b>104.342</b>
FONDOS PROPIOS	6.641	6.382	4.325
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	7.526	7.008	6.342
ACREEDORES A LARGO PLAZO	95.796	89.603	29.603
ACREEDORES A CORTO PLAZO	12.716	8.734	64.072
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>122.679</b>	<b>111.727</b>	<b>104.342</b>

<b>CTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS</b> (Millones de pesetas)	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
Ingresos por ventas y servicios eléctricos	4.517	6.177	8.772
+ CTC y GICC	12.492	12.520	11.362
<b>= Importe neto de la cifra de negocios</b>	<b>17.009</b>	<b>18.697</b>	<b>20.134</b>
- Consumos de materias energéticas	3.272	4.245	5.740
- Gastos de explotación	1.323	1.668	1.653
- Amortización	7.831	9.100	8.284
- Gastos de personal	1.266	1.383	1.438
- Otros gastos de explotación	1.033	5.212	6.677
<b>= Resultado neto de explotación</b>	<b>2.284</b>	<b>1.334</b>	<b>2.082</b>
+ / - Resultado financiero	-4.914	-3.075	-3.949
<b>= Resultado de las actividades ordinarias</b>	<b>-2.630</b>	<b>-1.741</b>	<b>-1.867</b>
+ / - Resultados extraordinarios	1.180	1.482	-190
<b>= Resultado antes de impuestos</b>	<b>-1.450</b>	<b>-259</b>	<b>-2.057</b>
- Impuesto sobre sociedades	0	0	0
<b>= Resultado despues de impuestos</b>	<b>-1.450</b>	<b>-259</b>	<b>-2.057</b>

RESULTADOS ECONOMICOS DE ELCOGAS	
Año	Resultado del ejercicio
En millones de pesetas	
1996	-498
1997	272
1998	-1.450
1999	-259
2000	-2.057

## **PLAN DE FINANCIACIÓN EXTRAORDINARIO**

Para resolver los problemas derivados de la reducción de recursos, ELCOGAS propone que el Ministerio de Economía apruebe un *Plan de Financiación Extraordinario* con cargo a la *asignación específica*, de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 2017/1997.

Medidos en pesetas de 1997, los recursos obtenidos a través del *Plan de Financiación Extraordinario* solicitado por ELCOGAS sumados a los 49.267 millones, que se recuperarán por incentivo a la tecnología GICC, y a la cuantía cobrada en concepto de CTC por diferencias, posibilitará alcanzar los 110.000 millones inicialmente asignados a ELCOGAS, para cumplir sus objetivos. Por ello, la cuantía del *Plan de Financiación Extraordinario* oscilará entre 52.891 millones (lo que ocurriría en el caso más que improbable de que los CTC por diferencias, cobrados a partir del primero de enero de 2001, fuesen nulos) y 16.121 millones de pesetas (si se cobrasen la totalidad de CTC por diferencias). Debe señalarse que la cuantía mínima (los 16.121 millones de pesetas) se explica en 7.882 millones por la reducción de CTC derivada de la Ley 50/1998 y en 8.239 millones

por el menor incentivo a la tecnología GICC, establecidos en el Real Decreto-Ley 2/2001.

Según la propuesta de ELCOGAS, el *Plan Financiero Extraordinario* estaría vigente de 2001 a 2010, recuperándose durante cada año una alícuota de la cantidad pendiente de cobro más los intereses que el saldo pendiente de cobro genera anualmente menos las cantidades percibidas por el procedimiento normal de diferencias. Con este mecanismo, ELCOGAS consigue ser retribuida con la cantidad inicialmente prevista, independientemente de cuales sean la evolución y las vicisitudes experimentados por los CTC.

El *Plan Financiero Extraordinario* consiste en la percepción de una *cuota anual* que se calcula según la fórmula:

$CUOTA ANUAL = SPFE/n + (SPFE \cdot Mibor) - CTCDIF - EX6$ ; midiéndose SPFE, CTCDIF y EX6 en pesetas corrientes y siendo:

**SPFE** el saldo del Plan de Financiación Extraordinario pendiente de pago a principios de cada año.

**n** años que faltan para terminar el periodo transitorio que finaliza en 2010.

**Mibor** media anual del Mibor a 3 meses (que actualiza los CTC).

**CTCDIF** CTC por diferencias cobrados durante el año.

**EX6** CTC por exceso de las 6 pesetas.

El *saldo* del Plan de Financiación Extraordinario pendiente de pago a final de cada año se calcula según la fórmula:

SALDO PENDIENTE = SPFE (1+ Mibor) – CUOTA ANUAL – CTCDIF – EX6

Aunque las compañías generadoras de energía eléctrica con derechos a percibir CTC no han realizado alegación alguna sobre la propuesta de *Plan Financiero Extraordinario*, ELCOGAS es consciente de que tal Plan reduce los recursos de la *asignación específica* de los CTC en una cuantía de, como mínimo, 16.121 millones de pesetas. Para paliar, aunque sólo sea parcialmente, este efecto negativo sobre las compañías generadoras de electricidad receptoras de CTC, ELCOGAS propone que se aumenten las primas unitarias (*específica y permanente*) al consumo de carbón autóctono. Éste efecto compensatorio sólo puede alcanzar la cuantía de 8.239 millones de pesetas (57.506 millones que ELCOGAS había previsto percibir por incentivo GICC menos los 49.267 establecidos para este fin por el Real Decreto-Ley 2/2001).

## **CONCLUSIONES**

La CNE considera que el Ministerio de Economía debe tomar en consideración el *Plan Financiero Extraordinario* propuesto por ELCOGAS por las siguientes razones:

En primer lugar, los recursos que recibe ELCOGAS no son, en sentido estricto, CTC, ya que la naturaleza y las finalidades de aquéllos y de éstos son muy diferentes. Por esta razón, parece razonable, y conveniente para la vida de este proyecto GICC, que los recursos que perciba ELCOGAS queden aislados de las modificaciones legales que eventualmente experimenten los CTC. En este sentido, debe señalarse que el *Proyecto de Financiación Extraordinario* consigue esta finalidad.

En segundo lugar, las pérdidas sufridas durante los tres últimos años (1.450, 260 y 2.057 millones de pesetas) han colocado a ELCOGAS en la situación de disolución, prevista en la Ley de Sociedades Anónimas.

En tercer lugar, con los recursos del Plan de Financiación Extraordinario (entre 16.121 y 52.891 millones de pesetas), la rentabilidad de los accionistas de ELCOGAS solo ascendería, en el mejor de los casos, a un reducido 6,46%, siendo el tipo de interés de referencia del 5,26%, lo que supone que el margen es sólo ligeramente superior al que permite recuperar el inmovilizado material.

En cuarto lugar, además de esta escasa rentabilidad obtenida por los accionistas, hay que añadir que, de los 93.000 millones de deuda de ELCOGAS, casi 30.000 millones son deuda a largo plazo con los accionistas. De esta cantidad, 22.000 millones de pesetas son deuda subordinada, que variará en los próximos años según las necesidades de saneamiento de los fondos propios. Los 7.000 millones de pesetas restantes corresponden a un crédito subordinado participativo, que tienen la consideración de fondos propios, ya que, por un lado, no devengan intereses, mientras que la sociedad registre pérdidas, y, por otro lado, no se pueden amortizar, si no se constituye una reserva por el mismo importe.

De cualquier modo, a la hora de decidir sobre los mecanismos de compensación a las compañías generadoras receptoras de CTC, debería tenerse en cuenta que una modificación de las primas (específica y permanente) al consumo de carbón nacional entre generadores más allá de la dirigida a redistribuir los citados 8.239 millones, presionará sobre las tarifas eléctricas en el mismo sentido. Esta observación es tanto más relevante cuanto que tales compañías no han formulado alegaciones a este *Plan de Financiación Extraordinario*.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión estima indispensable que se aborde un estudio/auditoría técnica permanente sobre la viabilidad a futuro del proyecto en el actual marco regulatorio.