DECISÃO DA COMISSÃO

de 22 de Setembro de 2004

relativa aos auxílios estatais que o Reino Unido prevê instituir a favor da British Energy plc

[notificada com o número C(2004) 3474]

(Apenas faz fé o texto em língua inglesa)

(Texto relevante para efeitos do EEE)

(2005/407/CE)

A COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS,

Tendo em conta o Tratado que institui a Comunidade Europeia, nomeadamente o n.º 2, primeiro parágrafo, do artigo 88.º,

Tendo em conta o Acordo sobre o Espaço Económico Europeu, nomeadamente a alínea a) do n.º 1 do artigo 62.º,

Tendo convidado as partes interessadas a apresentarem as suas observações nos termos das disposições *supra* [1] e tendo em conta essas observações,

Considerando o seguinte:

I. PROCEDIMENTO

(1) Em 9 de Setembro de 2002, o Governo do Reino Unido instituiu um pacote de auxílios de emergência a favor da empresa britânica de electricidade British Energy plc («BE»). A Comissão decidiu, em 27 de Novembro de 2002 [2], não levantar objecções no caso em apreço. Em conformidade com essa decisão, as autoridades britânicas tinham um prazo até 9 de Março de 2003 para apresentar um plano de reestruturação ou de liquidação para a BE, ou provar que os auxílios tinham sido reembolsados.

(2) Em 7 de Março de 2003, as autoridades britânicas notificaram um plano de reestruturação à Comissão. A notificação do Governo britânico foi registada com o número de processo NN 45/2003, uma vez que certas medidas de reestruturação, que eram susceptíveis de incluir auxílios, tinham já entrado em vigor. Foram apresentadas informações adicionais em 13 de Março de 2003. Realizou-se, em 28 de Março de 2003, uma reunião entre a Comissão e as autoridades britânicas. A Comissão enviou às autoridades britânicas um pedido de informações em 21 de Abril de 2003, ao qual as autoridades britânicas responderam em 2 de Maio de 2003.

(3) Por carta de 23 de Julho de 2003, a Comissão informou o Reino Unido da sua decisão de dar início ao procedimento previsto no n.º 2 do artigo 88.º do Tratado CE relativamente ao auxílio em questão.

(4) A decisão da Comissão de dar início ao procedimento foi publicada no *Jornal Oficial da União Europeia* [3]. A Comissão convidou os terceiros interessados a apresentarem as suas observações.

(5) As autoridades britânicas apresentaram à Comissão as suas observações relativamente ao início do procedimento por carta de 22 de Agosto de 2003, registada na Comissão no mesmo dia.

(6) A Comissão recebeu observações das partes interessadas. Estas foram transmitidas ao Reino Unido, a quem foi dada a oportunidade de se pronunciar; as suas observações foram recebidas por carta de 29 de Outubro de 2003, registada pela Comissão em 30 de Outubro de 2003.

(7) A Comissão teve um encontro com as autoridades britânicas em 7 de Outubro de 2003. Na sequência desta reunião, o Reino Unido apresentou informações por carta de 5 de Novembro de 2003, registada em 10 de Novembro de 2003. Teve lugar uma outra reunião em 28 de Novembro de 2003. A Comissão enviou um pedido de informações ao Reino Unido em 5 de Dezembro de 2003, a que este Estado-Membro respondeu em 22 de Dezembro de 2003. Teve lugar uma outra reunião em 2 de Fevereiro de 2004. O Reino Unido enviou informações em 4 de Fevereiro de 2004. O Reino Unido apresentou novas informações em 10 de Março de 2004. Teve lugar uma reunião em 22 de Março de 2004. A Comissão enviou um novo pedido em 19 de Abril de 2004, a que o Reino Unido respondeu em 11 de Maio de 2004. Teve lugar uma reunião em 7 de Junho de 2004. Foram apresentadas novas informações em 1 de Julho de 2004 e teve lugar uma reunião em 29 de Julho de 2004. O Reino Unido enviou informações adicionais em 23 de Agosto de 2004.

[1] JO C 180 de 31.7.2003, p. 5.

[2] JO C 39 de 18.2.2003, p. 15.

[3] Ver nota de pé-de-página 1.

II. DESCRIÇÃO PORMENORIZADA DO AUXÍLIO

1. Beneficiário do auxílio

a) *O grupo British Energy plc*

(8) A BE é um produtor de electricidade. Foi privatizada pelas autoridades britânicas em 1996. À excepção das três participações especiais detidas pelas autoridades britânicas (uma na BE e uma em cada uma das suas duas principais filiais britânicas), a BE é agora propriedade a 100 % de investidores privados.

(9) No momento da privatização, as principais componentes das actividades da BE eram seis centrais nucleares em Inglaterra e duas na Escócia. A BE continua a explorar estas centrais, que têm uma capacidade total registada de 9 820 MW, dos quais 7 281 MW em Inglaterra e no País de Gales e 2 539 MW na Escócia. A BE é o único operador de centrais nucleares do Reino Unido propriedade do sector privado. Fornece electricidade ao mercado grossista e a determinados grandes clientes industriais e comerciais («I&C»), mas não ao mercado retalhista.

(10) Desde a privatização, a BE constituiu uma empresa comum 50 % – 50 % nos EUA (denominada Amergen), com o objectivo de adquirir e explorar centrais nucleares nesse país, tendo adquirido uma participação de 82,4 % na concessão da Bruce Power LP em Ontário, Canadá. No Reino Unido, a BE adquiriu em 1999 as actividades de fornecimento a retalho da South Wales Electricity (posteriormente vendida em 2000) e, em 2000, a central termoeléctrica de Eggborough com uma capacidade de 1 970 MW, a fim de aumentar a sua flexibilidade e como medida de segurança contra falhas nas suas centrais nucleares.

(11) Das oito centrais nucleares da BE no Reino Unido, sete são reactores avançados arrefecidos a gás («RAG»), uma concepção e tecnologia únicas no Reino Unido. A oitava, a Sizewell B, é um reactor a água pressurizada («RAP»), uma concepção e tecnologia amplamente adoptadas a nível internacional.

(12) As principais filiais da BE no Reino Unido são as seguintes:

— British Energy Generation Ltd («BEG»), que detém e explora as seis centrais nucleares em Inglaterra e possui a licença de fornecimento para as actividades de fornecimento directo,

— British Energy Generation (UK) Ltd («BEGUK»), que detém e explora as duas centrais nucleares da Escócia,

— Eggborough Power (*Holdings*) Ltd («EPL»), que detém e explora a central termoeléctrica em Inglaterra,

e

— British Energy Power & Energy Trading Ltd («BEPET»), que comercializa toda a produção da BE (à excepção da directamente relacionada com as actividades de fornecimento directo) e gere os riscos de mercado.

b) *A recente evolução*

(13) Como consequência da redução substancial dos preços da electricidade no mercado em que a BE opera, juntamente com a falta de cobertura de riscos da BE e das falhas inesperadas nas centrais, as receitas geradas pelas centrais da BE diminuíram acentuadamente em 2002. A elevada proporção dos custos inevitáveis ([4]) na estrutura de custos da BE no que diz respeito às suas centrais nucleares também não proporcionou muitas oportunidades de a empresa dar resposta à queda dos preços através de uma redução dos preços.

(14) Uma redução de 8,56 libras esterlinas/MWh, que se verificou nos dois anos anteriores a 2002, é equivalente a uma redução anual das receitas de 642 milhões de libras por ano relativamente a uma produção de 75 TWh (a produção das centrais da BE no exercício financeiro em causa). Nem os contratos de comercialização de electricidade nem as actividades de venda directa atenuaram suficientemente o efeito desta redução dos preços nas receitas da BE.

(15) Como resultado destes factores, a situação de tesouraria da BE deteriorou-se de forma significativa durante o Verão de 2002, tendo as suas disponibilidades diminuído de 231 milhões de libras no início de Abril de 2002 para apenas 78 milhões de libras no final de Agosto de 2002 e tendo-se verificado uma aceleração desta descida a partir do final de Junho de 2002. Para além desta redução significativa dos saldos de caixa, a BE previa importantes saídas de tesouraria no período de Setembro de 2002 a Março de 2003. Estas saídas de caixa incluíam pagamentos à British Nuclear Fuel Limited («BNFL») no âmbito dos seus contratos de gestão do combustível usado, despesas significativas em bens de capital na instalação da Bruce Power no Canadá e o primeiro reembolso da emissão obrigacionista da BE, devido em 25 de Março de 2003.

(16) Em 5 de Setembro de 2002, face ao fracasso de uma emissão obrigacionista durante o Verão e às preocupações sobre a sua capacidade de acesso a linhas de crédito bancárias não utilizadas, o Conselho de administração da BE solicitou um parecer jurídico, tendo-lhe sido referido que a empresa não poderia utilizar as suas linhas de crédito. Na realidade, uma vez que os membros da direcção não se encontravam em situação de declarar que a empresa poderia reembolsar essas linhas de crédito, utilizá-las teria correspondido a operar sem qualquer perspectiva razoável de evitar uma liquidação por insolvência. Isto levou a BE a procurar assistência financeira junto das autoridades britânicas, a fim de evitar o processo de insolvência. Essa assistência financeira foi aprovada como pacote de auxílios de emergência através da decisão da Comissão de 27 de Novembro de 2002.

([4]) Isto é, os custos que não se podem evitar através da paragem da produção ou do encerramento das centrais.

(17) Tal decisão remetia para o compromisso do Governo britânico de notificar um plano de liquidação ou de reestruturação ou de provar que os auxílios tinham sido reembolsadas na íntegra e/ou que o termo da garantia tinha sido notificado à Comissão o mais tardar seis meses após a autorização do auxílio de emergência. Em 7 de Março de 2003, o Governo britânico notificou um plano de reestruturação da BE à Comissão.

2. **O plano de reestruturação**

a) *Origem das dificuldades da BE*

(18) O Governo britânico identificou a origem das dificuldades da BE da seguinte forma:

A posição não coberta da BE

(19) Ao contrário de outras grandes empresas privadas produtoras de electricidade, a BE não dispõe de actividades de venda a retalho que proporcionem uma protecção natural para os riscos ligados aos preços de venda por grosso. Com efeito, a BE vende a sua electricidade principalmente no mercado grossista e uma pequena parte a grandes consumidores comerciais e industriais.

(20) A posição da BE no mercado do fornecimento retalhista a grandes consumidores comerciais e industriais não previa uma protecção contra a queda dos preços grossistas. Este mercado foi completamente aberto à concorrência em 1994. É competitivo com base nos preços oferecidos aos consumidores. Os preços neste mercado também registaram uma diminuição. Estes repercutem-se em grande medida nos consumidores. Por conseguinte, não se registaram quaisquer aumentos das margens retalhistas que compensassem os efeitos da queda dos preços por grosso.

A elevada proporção dos custos inevitáveis para a BE

(21) A estrutura de custos das centrais nucleares caracteriza-se por custos inevitáveis muito elevados e custos evitáveis reduzidos ([5]).

(22) Alguns dos custos inevitáveis da BE são unicamente aplicáveis às centrais de energia nuclear. Em primeiro lugar, as responsabilidades de encerramento das centrais nucleares não estão relacionadas com a produção, à excepção do que diz respeito à sua calendarização, que se baseia no calendário dos encerramentos das centrais. Em segundo lugar, os custos de gestão do combustível usado – os custos de reprocessamento, armazenagem e eliminação final – também não são evitáveis para o combustível que já foi introduzido no reactor.

([5]) Isto é, os custos que não se podem evitar através da paragem da produção ou do encerramento das centrais.

(23) Por outro lado, os custos evitáveis das centrais nucleares são inferiores aos das outras centrais do sistema, incluindo outras centrais de carga de base.

(24) A queda dos preços do mercado conduziu a uma redução importante das margens líquidas dos custos evitáveis obtidas pela BE. Por conseguinte, foram em grande medida reduzidos os meios financeiros disponíveis para cobrir os seus elevados custos fixos, principalmente custos de financiamento e compromissos nucleares decorrentes de operações anteriores. Tal conduziu a dificuldades no cumprimento dos pagamentos a credores, o que exigiu uma reestruturação financeira das empresas.

(25) Além dos custos inevitáveis de longo prazo decorrentes das responsabilidades nucleares, a BE registou também elevados custos fixos de curto prazo sob a forma de despesas financeiras, majoradas em resultado de uma distribuição de reservas aos accionistas e de aquisições à Eggborough e na América do Norte, bem como ao custo dos contratos de compra de energia.

Importantes cortes de fornecimento nas centrais nucleares da BE

(26) A perda de receitas da BE na sequência da queda dos preços grossistas da electricidade foi ainda mais acentuada por importantes cortes de fornecimento nas centrais de Torness 2 e Dungeness BE. Em 13 de Agosto de 2002, a BE anunciou que, na sequência dos cortes de fornecimento em Torness, o objectivo da produção nuclear no Reino Unido tinha sido reduzido de 67,5 TWh para 63 TWh (+/- 1 TWh).

b) *As medidas de reestruturação*

(27) O pacote de reestruturação consiste nas seguintes sete medidas, que foram acordadas entre a BE, os seus principais credores (incluindo a empresa pública BNFL de processamento do combustível nuclear) e o Governo do Reino Unido:

— medida A : Medidas associadas ao financiamento das responsabilidades nucleares,

— medida B : Medidas relativas ao ciclo do combustível acordadas com a BNFL,

— medida C : Medidas intercalares («standstill»),

— medida D : Pacote de reestruturação para grandes credores,

— medida E : Introdução de uma nova estratégia comercial,

— medida F : Alienação de activos para ajudar a financiar a reestruturação,

— medida G : Diferimento do pagamento de impostos locais.

(28) Estas medidas estão descritas mais pormenorizadamente nos considerandos 29 a 102.

Medida A: Medidas associadas ao financiamento das responsabilidades nucleares

As responsabilidades nucleares

(29) As responsabilidades nucleares decorrem principalmente da necessidade de reprocessar ou armazenar e, em última análise, escoar o combustível nuclear usado («Back-end Liabilities» – compromissos relativos à parte a jusante do ciclo nuclear) e da necessidade de encerrar centrais nucleares no final da sua vida útil («Decommissioning Liabilities»).

(30) No que se refere a alguns dos compromissos relativos à parte a jusante do ciclo nuclear, a BE concluiu contratos para a prestação de serviços de gestão de combustível usado junto da BNFL («responsabilidades contratuais»). As responsabilidades contratuais significam que a BE é, por contrato, obrigada a pagar futuramente à BNFL o reprocessamento e/ou o armazenamento de combustível usado das centrais RAG, bem como outros serviços ligados à gestão do combustível usado. Os contratos cobrem o reprocessamento e a armazenagem do combustível usado e dos produtos residuais conexos relativamente ao combustível das centrais RAG até pelo menos 2038 ou 2086. Estes contratos dizem principalmente respeito a um preço fixo, suportando a BNFL todos os riscos técnicos associados ao armazenamento e reprocessamento do combustível nuclear usado. A propriedade de todo o combustível e da maior parte dos resíduos associados continua a pertencer à BE durante toda a vigência dos contratos.

(31) Existem outros compromissos relativos à parte a jusante do ciclo nuclear, que podem estar ou não associadas ao mesmo combustível usado, relativamente às quais não existe actualmente qualquer contrato de serviços («responsabilidades não contratuais»). As responsabilidades não contratuais dizem principalmente respeito ao escoamento definitivo do combustível usado, plutónio, urânio e dos resíduos resultantes do reprocessamento do combustível RAG, armazenagem e escoamento definitivo do combustível RAP usado, incluindo a construção de um armazém a seco em Sizewell B, e a armazenagem e escoamento dos resíduos operacionais.

(32) As responsabilidades decorrentes do desmantelamento de centrais nucleares estão associadas aos custos de extracção do combustível, descontaminação e desmantelamento das centrais nucleares após a paragem destas. Normalmente, o desmantelamento inclui três fases:

— fase 1: extracção do combustível do reactor imediatamente após o encerramento da central e remoção do combustível da central,

— fase 2: desmantelamento de edifícios secundários obsoletos e operações para tornar o reactor seguro e impermeável, após o que é mantido e controlado, normalmente durante longos períodos, e

— fase 3: desmantelamento do reactor, a fim de permitir que o local seja reutilizado (pelo menos 85 anos após o final da produção de electricidade para as centrais RAG e até 50 anos para as centrais RAP).

(33) Até agora foram concluídos vários acordos para financiar o passivo nuclear. Aquando da privatização, foi criado um fundo separado, o Fundo para o desmantelamento nuclear (*Nuclear Decommissioning Fund* – «NDF»), sob a forma de uma sociedade de responsabilidade limitada propriedade de uma entidade gestora independente. O seu objectivo consistia em constituir um fundo separado, a ser aplicado na assumpção de uma parte das responsabilidades de desmantelamento. Previa-se que o financiamento de todas as outras responsabilidades nucleares fosse assumido pelos meios líquidos gerados pela exploração de actividades correntes da BE. Contudo, como consequência da diminuição das receitas da BE, estes acordos existentes não são suficientes para o financiamento das responsabilidades nucleares.

(34) O Governo britânico incluiu no seu plano de reestruturação alguns instrumentos, a fim de assumir a responsabilidade financeira de pelo menos parte do financiamento das responsabilidades nucleares. Estes novos instrumentos serão criados paralelamente a novos acordos com vista a assegurar as contribuições da BE para cobrir os custos das responsabilidades nucleares juntamente com a gestão das responsabilidades nucleares da BE.

A criação de um novo fundo

(35) O plano de reestruturação prevê que o actual NDF seja alargado, ou complementado, por um novo fundo, o Fundo para as responsabilidades nucleares (*Nuclear Liabilities Fund* – «NLF»). O NLF será constituído no âmbito de uma sociedade de responsabilidade limitada propriedade de uma entidade gestora independente. O NLF deve cobrir os custos das responsabilidades não contratuais (*Uncontracted Liabilities*) e das responsabilidades de desmantelamento em relação a:

a) Todo o combustível RAG introduzido nos reactores da BE antes da data em que todas as condições anteriores à reestruturação foram cumpridas, incluindo a decisão da Comissão relativa ao plano de reestruturação («a data efectiva da reestruturação») em relação a todo o combustível RAP, bem como a armazenagem e o escoamento de resíduos operacionais das centrais nucleares;

b) Todas as responsabilidades de desmantelamento da BE da fase 1;

e

c) Todas as responsabilidades de desmantelamento da BE das fases 2 e 3, na medida em que o valor acumulado do NDF seja insuficiente para cobrir as responsabilidades de desmantelamento das fases 2 e 3, no prazo em que os pagamentos sejam devidos.

(36) Uma vez a reestruturação em vigor, a BE contribuirá para o NLF, pagando:

a) Contribuições de desmantelamento fixas no valor de 20 milhões de libras esterlinas por ano – indexadas com base no índice dos preços no consumidor («IPC») - que diminuirão à medida que as centrais encerram;

b) 150 000 libras esterlinas, indexadas ao IPC, por cada tonelada de combustível RAP introduzido no reactor de Sizewell B após a data em que tenham sido satisfeitas todas as condições indispensáveis existentes antes da data efectiva da reestruturação. Segundo as autoridades britânicas, o montante de 150 000 libras esterlinas por tonelada é comparável às tarifas internacionais para a gestão do combustível utilizado;

c) 275 milhões de libras esterlinas de novas obrigações a favor do NFL. As novas obrigações terão um grau de prioridade elevado e não serão garantidas;

d) Pagamentos que se elevam inicialmente a 65 % do fluxo de caixa líquido consolidado da BE após impostos e encargos financeiros e após o financiamento das reservas de tesouraria («os pagamentos NLF»). Estes pagamentos são designados por «mecanismo de afectação de fundos» («cash sweep»). Os administradores do NFL terão igualmente o direito, em certas ocasiões, de converter todos ou parte dos pagamentos NLF nalgumas acções da BE. Enquanto estas acções forem propriedade do NLF, serão acções sem direito de voto, na medida em que confiram direitos equivalentes a 30 % ou mais dos direitos de voto da BE.

(37) A percentagem de meios libertos pela exploração, em que assentam os pagamentos NLF, pode ser ajustada pontualmente, numa base justa e razoável, de modo a que os accionistas beneficiem dos fundos retidos e do produto de novas subscrições de acções da BE e que o NLF e os accionistas não sejam lesados por qualquer cisão de empresas, emissão de títulos destinados aos accionistas ou outras medidas tomadas pela empresa.

(38) O pagamento das contribuições fixas de 20 milhões de libras esterlinas por ano (indexadas e descendentes à medida que as centrais encerram) a favor do NLF ou do NDF a título de responsabilidades de desmantelamento será imediatamente vencido, sendo devido o respectivo valor actual líquido (descontado segundo uma taxa apropriada para o NLF ou NDF, consoante o caso) e a pagar em caso de insolvência da BEG ou da BEGUK. Os pagamentos acelerados serão garantidos por todas as principais empresas do grupo BE e caucionados por garantias sobre os seus activos.

(39) Os administradores do NLF não terão qualquer outro papel ou função à excepção da gestão do fundo e dos seus investimentos, bem como da realização do pagamento das despesas justificadas. Tal incluirá a avaliação sobre a oportunidade para o NLF de diferir quaisquer pagamentos ou convertê-los em acções. Os administradores do NLF não disporão de poderes para reexaminar as necessidades de financiamento, financiar as necessidades ou fixar as contribuições da BE.

Auxílios do Governo britânico em ligação com o financiamento das responsabilidades nucleares

(40) O Governo britânico adoptará as quatro medidas que se seguem relativamente ao financiamento das responsabilidades nucleares:

— Assunção do passivo da BE no âmbito de contratos anteriores relativos ao combustível usado

(41) O Governo britânico compromete-se a assumir a responsabilidade pelo passivo da BE no âmbito de contratos entre a BE e a BNFL («contratos anteriores de combustível usado»), relativamente: i) ao reprocessamento e/ou ao armazenamento de combustível usado RAG introduzido nos reactores antes da data efectiva da reestruturação; e ii) outros serviços relativos à manutenção dos recipientes, gestão do óxido e transporte ferroviário no âmbito de contratos em vigor com a BNFL.

(42) Esse compromisso não cobre os pagamentos de combustível introduzido nos RAG após a data efectiva da reestruturação, cujos custos continuam a ser suportados pela BE no âmbito de novos contratos resultantes das negociações comerciais entre a BE e a BNFL. Não cobre os pagamentos relativos ao combustível RAP, uma vez que o RAP não é transformado pela BNFL, mas gerido directamente – na realidade, armazenado – pela BE.

— Compromisso de cobrir qualquer redução de financiamento do NLF para a fase 1 – Responsabilidades de desmantelamento e responsabilidades fora do âmbito do contrato

(43) O Governo britânico compromete-se a cobrir qualquer insuficiência de financiamento no âmbito do NLF relativamente à fase 1 – Responsabilidades de desmantelamento e responsabilidades fora do âmbito do contrato (incluindo o custo de construção de um armazém a seco em Sizewell B e o escoamento definitivo do combustível).

— Compromisso de cobrir a insuficiência de financiamento do NLF para as fases 2 e 3 – Responsabilidades de desmantelamento

(44) O Governo britânico compromete-se a cobrir quaisquer insuficiências de financiamento no âmbito do NLF em relação às fases 2 e 3 do desmantelamento.

— Desagravamento fiscal específico

(45) Os compromissos supramencionados assumidos pelo Governo britânico serão considerados como um activo no balanço da BE e um crédito correspondente na conta de ganhos e perdas. Em circunstâncias normais, este compromisso seria tributável. De acordo com o Governo britânico, isto exigiria que o Governo britânico «aumentasse» o nível de auxílio concedido à BE, no âmbito do processo de reestruturação, do montante dos impostos resultantes da concessão desse compromisso, a fim de garantir a solvência da BE após a reestruturação.

(46) A fim de evitar esta situação, as autoridades britânicas vão introduzir um projecto de legislação em matéria de desagravamento fiscal específico, a Lei relativa à electricidade. Na ausência desta legislação, verificar-se-ia uma receita tributável de cerca de 3 152 milhões de libras esterlinas. Segundo o Governo britânico, a legislação em matéria de desagravamento fiscal foi redigida de forma a garantir que não será concedido no futuro qualquer benefício fiscal assimétrico à BE. Quaisquer aumentos posteriores do valor do compromisso, quer se deva a alterações de preços quer a uma revalorização, serão tributáveis, equiparando-se assim ao benefício fiscal recebido pela BE, quando as despesas extraordinárias forem inseridas na conta de ganhos e perdas.

(47) O quadro 1 apresenta uma análise realizada pelas autoridades britânicas dos instrumentos de auxílio descritos. Estas estimativas do valor estão sujeitas a grandes incertezas. Tanto os custos das responsabilidades nucleares libertadas como a contribuição da BE para esses custos são significativamente incertos. Na realidade, a redução das responsabilidades verificar-se-á durante períodos extremamente longos. Por exemplo, a BE só prevê começar o desmantelamento de um RAG pelo menos 85 anos após uma central ter cessado a sua produção, enquanto a gestão do combustível usado deve continuar indefinidamente. Além disso, existem muitas tarefas, incluindo o desmantelamento dos RAG, relativamente às quais não existe até ao momento qualquer experiência directa. O valor estimado do auxílio mudou desde a sua notificação. As principais razões decorrem principalmente do aumento do *cash sweep* devido a melhorias nos resultados previstos da BE, ao impacto da inflação, à actualização dos montantes devidos no âmbito de contratos anteriores para combustível usado, ao aumento dos volumes do combustível histórico usado nos RAG em resultado do adiamento da data efectiva da reestruturação e ao aumento do valor dos activos de que dispõe o Fundo para o encerramento definitivo das centrais nucleares, a fim de reflectir o mais recente valor de mercado.

Quadro 1

Análise dos instrumentos de auxílio da medida A baseados em projecções de Julho de 2004 [6].

(Milhões de libras esterlinas)

	Proposta inicial		Projecções actuais	
	VAL [descontado à taxa nominal de 5,4 % [7]]	Total dos pagamentos futuros (não descontados)	VAL [descontado à taxa nominal de 5,4 % [7]]	Total dos pagamentos futuros (não descontados)
Compromisso relativo aos contratos anteriores de combustível usado	2 185	3 218	2 377	3 067
Compromisso relativo às responsabilidades não contratuais	750	3 166	951	3 375
Compromisso relativo às responsabilidades de desmantelamento	879	4 917	1 115	5 062
Montantes das contribuições da BE para o NLF	– 1 432	– 1 845	– 2 007	– 2 510
Montantes líquidos a pagar pelo Estado	197	6 238	59	5 927
Desagravamento fiscal	916	946	1 047	1 077
Total	3 298	10 402	3 483	10 071

Proposta inicial: fluxos de caixa avaliados em Março de 2003, a preços de Dezembro de 2002.
Projecções actuais: fluxos de caixa avaliados em Março de 2004, a preços de Março de 2004.

Medida B: medidas relativas ao ciclo do combustível acordadas com a British Nuclear Fuel Limited (BNFL)

(48) A BNFL fornece combustível nuclear à BE para todos os seus reactores RAG e transforma ou armazena este combustível após a sua utilização [8].

(49) Como parte do plano de reestruturação, a BNFL, que é o maior credor individual da BE, acordou em alterar os seus contratos com a BE tanto no que diz respeito ao fornecimento de combustível como ao reprocessamento do combustível usado.

Medidas relativas ao fornecimento de combustível («contratos relativos ao início do ciclo nuclear»)

(50) Os acordos de fornecimento de combustível anteriores à reestruturação concluídos entre a BE e a BNFL datam de 1997 e 1995 em relação à BEG e à BEGUK, respectivamente. Previa-se que continuassem em vigor até 31 de Março de 2006, mas com o objectivo de renegociar e prorrogar esses contratos a partir dessa data no que se refere à BEG e ter uma opção para prorrogação relativamente à BEGUK.

(51) Os encargos com o fornecimento de combustível incluíam um montante fixo anual e um montante variável adicional por elemento de combustível entregue. Os encargos foram definidos em função de um ajustamento em conformidade com um índice da inflação.

(52) As condições de fornecimento de combustível renegociadas entraram em vigor em 1 de Abril de 2003 através de uma adenda aos acordos anteriores. As novas condições constituirão também a base de novos acordos de longa duração para o fornecimento de combustível RAG após 31 de Março de 2006, que entrarão em vigor a partir de 1 de Abril de 2006.

(6) Proposta inicial: fluxos de caixa avaliados em Março de 2003, a preços de Dezembro de 2002. Projecções actuais: fluxos de caixa avaliados em Março de 2004, a preços de Março de 2004.

(7) A taxa de desconto corresponde à taxa nominal de 5,4 % recomendada como taxa de referência a partir de 1 de Janeiro de 2003, em conformidade com a comunicação da Comissão relativa ao método de fixação das taxas de referência e de actualização (JO C 273 de 9.9.1997, p. 3).

(8) A BE adquire a um outro fornecedor o combustível para a sua única central nuclear RAP e não possui qualquer contrato para combustível RAP usado, uma vez que o armazena no local.

(53) Segundo as novas condições, o pagamento anual fixo efectuado no âmbito dos acordos anteriores será reduzido em 5 milhões de libras esterlinas e será objecto de uma actualização suplementar, ligada aos preços de base da electricidade, mas sujeito a um limite máximo de 15 milhões de libras esterlinas (ambos os montantes a preços de 2003 e sujeitos à indexação IPCR (Índice de Preços no Comércio a Retalho). Os preços manter-se-ão tal como nos contratos anteriores.

(54) No que diz respeito ao fornecimento de combustível a partir de 1 de Abril de 2006, e desde que pelo menos 4 das 7 centrais RAG permaneçam em funcionamento, o encargo fixo a pagar pela BE será de 25,5 milhões de libras esterlinas, menos a actualização supramencionada, com um encargo variável (tal como para os contratos em vigor) equivalente a 191 000 libras por tonelada de urânio. Estes preços correspondem a valores de Julho de 2002 e serão indexados de acordo com o IPCR.

(55) Em relação ao período em que apenas permanecerão em funcionamento pelo menos três centrais nucleares, o preço pode ser fixado com base em recomendações de uma equipa conjunta BE/BNFL, na sequência de um estudo do programa de optimização da vida útil da central de produção de combustível da BNFL.

Medidas relativas ao combustível usado («contratos relativos ao final do ciclo nuclear»)

(56) Em 1995, os predecessores jurídicos da BEG e da BEGUK (a *Nuclear Electric* e a *Scottish Nuclear* respectivamente) celebraram contratos de longo prazo com a BNFL para o armazenamento e reprocessamento do combustível RAG irradiado e serviços conexos. A BEGUK (então *Scottish Nuclear*) celebrou um outro contrato em 1995 para o armazenamento a longo prazo de todo o combustível RAG, que excedesse a quantidade já contratada para reprocessamento. Em 1997, a BEG celebrou também um outro contrato para serviços de gestão de combustível usado, relativo ao conjunto do combustível RAG irradiado produzido durante a vida útil das instalações, que excedesse o entregue no âmbito do contrato de 1995 para os reactores da BEG. Todos os contratos supramencionados passarão a ser designados por «acordos de gestão de combustível usado em vigor». Prevêem a prestação de serviços até pelo menos 2038 ou 2086 (consoante a categoria dos resíduos).

(57) No âmbito dos acordos em vigor relativos ao combustível usado, a BE conserva a propriedade de todo o combustível usado. Eventualmente, a BEG e a BEGUK serão obrigadas a receber dos armazéns da BNFL os resíduos vitrificados de alto nível, o combustível usado, certos resíduos de nível intermédio e urânio e plutónio reprocessados, a fim de assumir as suas responsabilidades de escoamento desses produtos.

(58) Os preços no âmbito destes acordos são essencialmente fixos, sujeitos a ajustamentos em função da inflação e, em caso de compromissos a nível do armazenamento e reprocessamento, em função das tonelagens de combustível entregue. A fixação dos preços nos contratos iniciais de 1995 incluía também montantes relativos ao desmantelamento da THORP (Thermal Oxide Reprocessing Plant) em Sellafield, na qual está a ser reprocessado o combustível RAG. Dada a natureza dos serviços prestados pela BNFL, a BE comprometeu-se a continuar a efectuar os pagamentos no que se refere ao combustível entregue, independentemente de denunciar ou não os contratos relativos ao combustível não entregue.

(59) Os pagamentos em relação aos contratos de armazenamento e reprocessamento de 1995 são fixos e realizam-se até à conclusão dos contratos em 2086, através de pagamentos mensais. Os pagamentos em relação ao contrato de 1997 baseiam-se no calendário e na tonelagem das entregas de combustível à BNFL. Estes pagamentos fixos correspondem a um montante total pago de acordo com um calendário previamente estabelecido.

(60) Os acordos de gestão do combustível usado renegociados (a seguir denominados «novos acordos de gestão do combustível usado») são aplicáveis de forma diferente consoante o combustível gerido foi carregado antes ou depois da data efectiva de reestruturação.

(61) As revisões significativas relativas ao combustível carregado antes da data efectiva de reestruturação serão as seguintes:

a) Os prazos de pagamento serão encurtados, de forma a que o valor líquido actual dos futuros pagamentos, calculado com base nas taxas de desconto do sector público britânico, se mantenha inalterado;

b) As cláusulas de denúncia dos contratos serão alteradas de forma a que, no caso de a BE se tornar insolvente apesar da reestruturação, os contratos possam ser rescindidos sem recorrer à BE. As autoridades britânicas indicaram que, neste caso, seria provavelmente necessário continuar a gerir este combustível nas instalações da BNFL, em Sellafield, e que o Governo britânico ou o NFL teria de concluir para o efeito acordos contratuais com a BNFL, ou qualquer outra empresa que lhe suceda. Neste caso, as autoridades britânicas indicaram que esperavam que estes novos acordos se baseassem num estudo de todas as circunstâncias relevantes do momento, incluindo as cláusulas contratuais em vigor.

(62) As revisões significativas para o combustível carregado na ou após a data efectiva da reestruturação serão as seguintes:

a) A propriedade do combustível usado passará para a BNFL no momento em que esta assume o risco da gestão do combustível usado (ou seja, aquando da entrega do combustível usado à BNFL), após o que a BE deixará de ter quaisquer responsabilidades a esse respeito;

b) O pagamento pelos serviços relativos ao combustível usado será efectuado em função do tempo de carregamento do combustível não irradiado nos reactores da BE e não numa fase posterior (por exemplo, no momento da entrega do combustível usado à BNFL) e basear-se-á num plano de carregamento com um ajustamento anual;

c) O preço de base para o combustível usado será de 150 000 libras esterlinas por tonelada de urânio, a pagar no momento do carregamento do combustível não irradiado, a preços de 2003. Seguidamente será indexado ao IPCR. Proceder-se-á também anualmente a um ajustamento ascendente ou descendente segundo uma fórmula baseada na quantidade de electricidade produzida pelas centrais nucleares RAG e no valor da electricidade de base em Inglaterra e no País de Gales, proporcionando desta forma à BE uma protecção contra as flutuações dos preços da electricidade. O preço de base para a gestão do combustível usado é de cerca de 0,6 libras esterlinas/MWh, antes do ajustamento ascendente ou descendente.

Impacto das medidas de fornecimento e de retirada do combustível

(63) *Quadro 2* apresenta os efeitos para a BE das alterações nos contratos de fornecimento do combustível da BNFL, tal como estimado pelas autoridades britânicas segundo três eventuais cenários de evolução do mercado da electricidade.

Quadro 2

Efeitos das alterações nos contratos de fornecimento do combustível pela BNFL

(Milhões de libras esterlinas)

Cálculo das poupanças no fornecimento de combustível					
Ano até 31 de Março	2004	2005	2006	2007	2008
Custos antes da reestruturação					
— Hipótese dos bancos e hipótese favorável	221	247	232	203	213
— Hipótese desfavorável	216	241	227	198	208
Custos após a reestruturação					
— Hipótese dos bancos	206	231	218	188	201
— Hipótese favorável	207	231	227	198	207
— Hipótese desfavorável	200	220	205	176	186
Economias realizadas					
— Hipótese dos bancos	15	16	14	15	12
— Hipótese favorável	14	16	5	5	6
— Hipótese desfavorável	16	21	22	22	22

(64) As autoridades britânicas alegaram que seria difícil apresentar estimativas exactas das economias realizadas pela BE após 2006, uma vez que se previa que os contratos de fornecimento de combustível anteriores à reestruturação terminassem em 2006. Qualquer estimativa dos benefícios para a BE das alterações devia, por conseguinte, ter em conta de alguma forma as vantagens para a BNFL decorrentes da prorrogação dos contratos até ao final da vida útil das instalações da BE, que se reflecte nos preços dos novos contratos. Tomando em consideração estas incertezas, as autoridades britânicas indicaram que a estimativa interna da BE sobre as economias de custos durante a vida útil das centrais seria de 239 milhões de libras esterlinas (não actualizados) e de 140 milhões de libras [actualizados à taxa real de 3,5 % ([9])]. O quadro 3 apresenta o efeito para a BE das alterações introduzidas nos contratos de combustível usado RAG da BNFL, tal como previsto pelas autoridades britânicas, no âmbito dos mesmos três cenários eventuais ([10]). O valor actual líquido é calculado utilizando a taxa de desconto do sector público britânico de 3,5 %. Este quadro limita-se a apresentar o impacto das alterações dos preços em contratos para combustível carregado na ou após a data efectiva da reestruturação. O impacto das alterações em contratos de combustível carregado antes da data efectiva da reestruturação é difícil de quantificar, uma vez que apenas se materializaria no caso de a BE se tornar insolvente. Além disso, a vantagem de que a BE beneficiaria com a transferência de propriedade do combustível usado e dos respectivos encargos, para a BNFL, é difícil de estimar, segundo as autoridades britânicas. Estas alegaram, no entanto, que uma estimativa subjectiva dos benefícios da BE com esta transferência de propriedade seria de cerca de 1 421 milhões de libras esterlinas (sem descontos) e de 148 milhões de libras (com descontos a uma taxa nominal de 5,4 %). Este benefício não se encontra incluído no *quadro 3*.

([9]) Esta percentagem corresponde à taxa de desconto do sector público.

([10]) A definição destes três cenários é apresentada no considerando 111 *infra*.

Quadro 3

Impacto no VAL das alterações nos futuros contratos de combustível usado RAG (11)

(Milhões de libras esterlinas)

	VAL	Total dos pagamentos actualizados
Antes da reestruturação		
— Hipótese dos bancos	592	1 117
Após a reestruturação		
— Hipótese dos bancos	418	558
— Hipótese favorável	881	1 204
— Hipótese desfavorável	3	4
Economias realizadas		
— Hipótese dos bancos	174	559
— Hipótese favorável	– 289	– 87
— Hipótese desfavorável	589	1 113

Medidas relativas aos afins de urânio

(65) Inicialmente, as empresas que precederam a BEG e a BEGUK adquiriam elas próprias afins de urânio para os transferir para a BNFL e esta utilizar para a produção e fabrico de combustível nuclear para as suas instalações RAG. A empresa agora denominada BEGUK transferiu então os seus contratos de aquisição de afins de urânio para a BNFL. Esses contratos pré-existentes eram contratos de longo prazo e, de qualquer modo, suficientes apenas para as quantidades relativamente reduzidas de material necessário para a BEGUK. Por conseguinte, essa alteração conferiu à BNFL apenas uma base limitada para o desenvolvimento de uma unidade comercial de aquisição e fornecimento de afins de urânio.

(66) Como parte da renegociação entre a BE e a BNFL dos contratos para o futuro fornecimento do combustível nuclear fabricado pela BNFL e pela BE, foi acordado que a BEG devia igualmente transferir os seus contratos de aquisição de afins de urânio para a BNFL, que se tornaria responsável pela conclusão de futuros acordos para a aquisição de afins de urânio para o combustível nuclear das centrais RAG da BEG.

(67) Simultaneamente, a BNFL adquirirá as existências de afins de urânio da BEG, cujo valor contabilístico estimado se eleva a 67 milhões de libras esterlinas.

Medida C: medidas intercalares («standstill»)

(68) No âmbito do plano de reestruturação, a BE concluiu acordos («acordos de congelamento») relativos à suspensão, mediante certas condições, dos pagamentos devidos à BNFL e a um número significativo de credores («grandes credores»), que inclui os titulares da maior parte das obrigações emitidas em libras esterlinas de 2003, 2006 e 2016 emitidas pela BE («os obrigacionistas»), o sindicato bancário de Eggborough, incluindo o Royal Bank of Scotland, enquanto fornecedor de uma carta de crédito («RBS») (denominados em conjunto os «bancos credores») e as partes contratantes nos três acordos de compra de electricidade (denominados «CCE») e contratos de diferença: Teaside Power Limited («TPL»), Total Fina Elf («TFE»); e Enron (conjuntamente «as partes nos CCE»).

(69) No âmbito dos acordos de congelamento, o período de suspensão começa em 14 de Fevereiro de 2003 e termina no mínimo em 30 de Setembro de 2004 ou no caso de ocorrer um acontecimento que o dê por concluído ou caso a reestruturação termine. Durante este período, a BNFL e os grandes credores acordaram com a BE que não tomarão quaisquer medidas para dar início a um processo de insolvência, solicitar ou acelerar o pagamento de montantes devidos pela BE.

(70) As obrigações da BE e da BNFL, bem como dos grandes credores no âmbito dos acordos de congelamento estão descritos nos considerandos 71 a 73.

Obrigações da BE em termos de períodos de suspensão

(71) Ao abrigo dos acordos de congelamento:

a) Os juros continuarão a ser pagos aos obrigacionistas e aos bancos de Eggborough em conformidade com as condições em vigor;

b) Serão pagos ao RBS juros a 6 % ao ano (relativamente à sua carta de crédito) sobre um montante de 34 milhões de libras e às partes nos CCE sobre o montante das suas dívidas (RBS: 37,5 milhões de libras; TPL: 159 milhões de libras; TFE: 85 milhões de libras; Enron: 72 milhões de libras);

c) Serão pagos à EPL montantes afectados às suas despesas operacionais e de bens de equipamento;

d) A BE continuará a adquirir energia à TPL a preços fixos, a níveis baseados na actual curva de preços para transacções a prazo em relação à electricidade, até à conclusão da reestruturação;

(11) Isto pressupõe que a data efectiva de reestruturação é 1 de Abril de 2004. VAL de Março de 2003.

e) Os juros caberão à BNFL no que diz respeito aos montantes devidos ao abrigo dos actuais acordos relativos à gestão do combustível usado a partir de 1 de Abril de 2003 e serão anulados se a reestruturação se realizar. As quantidades devidas no âmbito dos actuais acordos de gestão do combustível usado no que se refere ao combustível carregado antes da data efectiva de reestruturação serão congeladas, na medida em que ultrapassem os montantes que deviam ter sido pagos, se os novos acordos de gestão do combustível usado tivessem entrado em vigor a partir de 1 de Abril de 2003 e serão anuladas se a reestruturação se realizar.

Obrigações da BNFL e dos grandes credores no que diz respeito aos períodos de suspensão

(72) Ao abrigo dos acordos de congelamento:

a) A partir de Novembro de 2002 e até 31 de Março de 2003, a BNFL congelará todos os pagamentos devidos ao abrigo dos actuais acordos de gestão de combustível usado a partir de 1 de Abril de 2003, e bloqueará a diferença entre os pagamentos devidos ao abrigo dos antigos e dos novos acordos de gestão de combustível usado;

b) O capital devido aos obrigacionistas no âmbito das obrigações de 2003 manter-se-á inalterado;

c) Os bancos de Eggborough congelarão os reembolsos de capital e outros pagamentos devidos por força do acordo de capacidade e transmissão (*Capacity and Tolling Agreement - CTA*), excepto os incluídos nas obrigações correntes da BE;

d) O RBS congelará todos os montantes relativos à sua contra-garantia, à garantia composta ou à carta de crédito;

e

e) As partes nos CCE congelarão todos os montantes resultantes dos CCE, excepto os incluídos nas obrigações correntes da BE.

(73) As obrigações de um grande credor no âmbito do seu acordo de suspensão dos pagamentos deixarão de ser aplicáveis se ocorrer uma das seguintes situações e se esse grande credor notificar à BE o termo de vigência do acordo:

a) Não pagamento pontual dos montantes não diferidos devidos a esse grande credor, que se prolongue por mais de 20 dias úteis;

b) Apresentação de um pedido de liquidação ou de administração judicial ou tomada de uma decisão no que diz respeito à BE ou às suas filiais;

c) Pedido escrito do Governo britânico de reembolso do acordo de facilidade de crédito ou de qualquer outra linha de crédito concedida pelos bancos comerciais que a substitua, e que seja garantida pelo Governo britânico, bem como pela correspondente contragarantia da BE e suas filiais a favor do Governo britânico;

d) Não obtenção das aprovações indispensáveis do agente da Facilidade de Crédito Eggborough, RBS, do sindicato bancário TPL ou do Enron;

e) Apresentação de documentos pela BE ou por qualquer das suas filiais, que estabeleçam uma distribuição aos grandes credores diferente da prevista nas condições de base aceites por esses credores.

Impacto dos acordos de congelamento

(74) O *quadro 4* estabelece, segundo as autoridades britânicas, o acréscimo de liquidez que representariam para a BE os acordos de congelamento, caso a data efectiva de reestruturação seja 31 de Março de 2004.

Quadro 4

Acréscimos de liquidez para a BE graças aos acordos de congelamento

(Milhões de libras esterlinas)

		Exercício encerrado em Março de 2003	Exercício encerrado em Março de 2004
BNFL		132	265
Obrigacionistas		110	0
Bancos Eggborough		47	40
TPL		13	33
TFE		3	14
Enron		4	19
Impacto no IVA		0	– 8
Impacto nos juros		– 9	– 21
Impacto dos acordos de congelamento		300	342
Aumento acumulado de liquidez		300	642

Medida D: pacote de reestruturação em articulação com os grandes credores

(75) Além dos acordos de congelamento, o plano de reestruturação prevê a reestruturação e o reescalonamento dos montantes devidos aos grandes credores. Em 14 de Fevereiro de 2003, a BE concluiu um acordo não vinculativo com os grandes credores para a fixação e repartição das suas dívidas.

(76) As dívidas devidas aos grandes credores que deviam ser fixadas, tal como reflectido nas declarações financeiras não objecto de auditoria da BE para os próximos seis meses até 30 de Setembro de 2002, eram as seguintes:

— obrigacionistas: 408 milhões de libras esterlinas,

— bancos credores: 490 milhões de libras esterlinas,

— partes nos CCE: 365 milhões de libras esterlinas.

(77) Em conformidade com o acordado, os montantes das dívidas ligados aos CCE foram fixados em 316 milhões de libras esterlinas para efeitos do pacote de reestruturação.

(78) As dívidas serão reestruturadas e escalonadas da seguinte forma:

a) 275 milhões de libras esterlinas de obrigações novas a emitir em benefício dos obrigacionistas, bancos credores, RBS, TPL, TFE e Enron;

b) Será concluído com os bancos de Eggborough um CTA revisto com um retorno financeiro para os bancos equivalente a 150 milhões de libras esterlinas de novas obrigações;

c) Acções ordinárias a emitir em benefício dos obrigacionistas, bancos credores, RBS, TPL, TFE e Enron.

Medida E: introdução de uma nova estratégia de comercialização

(79) A BE reviu a sua estratégia de comercialização, procurando reduzir a sua exposição aos riscos associados à produção e aos preços. Esta revisão constitui um dos elementos do pacote de reestruturação que reforçam a solidez financeira da BE.

Antecedentes

(80) A BE é uma das maiores empresas de produção de electricidade do Reino Unido, contribuindo com mais de 20 % da produção britânica de energia. Esta carteira de produção de electricidade consiste na produção de energia nuclear (83 % da capacidade) e na produção de energia termoeléctrica (17 % da capacidade), susceptível de produzir aproximadamente 75 TWh por ano.

(81) O ramo comercial da BE, a BEPET é responsável pela venda da produção da BE, gerindo a exposição da BE às flutuações dos preços no mercado da electricidade e optimizando os preços de venda alcançados pela BE relativamente ao mercado. Uma vez que 83 % da capacidade de produção da BE é de origem nuclear, uma das tónicas essenciais da BEPET consiste na venda desta produção, que é principalmente contínua.

(82) A central termoeléctrica de Eggborough constitui também um importante elemento da carteira comercial. Proporciona flexibilidade de produção a fim de se adaptar aos níveis de procura em mutação dos clientes e constitui uma «garantia» valiosa em caso de falha nuclear. Proporciona flexibilidade em relação aos objectivos dos seus grandes clientes I&C e faz igualmente parte da sua comercialização grossista.

(83) A fim de gerir os riscos de exposição da BE aos preços de mercado, maximizando simultaneamente os preços de venda alcançados no mercado, a BEPET vende a sua produção antecipadamente. Quando a electricidade é produzida, a BEPET, conjuntamente com outros produtores, procura ter já vendido 100 % da sua produção, a fim de evitar a exposição a preços tradicionalmente voláteis do mecanismo de equilíbrio. Ao vender antecipadamente, a empresa pode garantir que os futuros volumes de produção são vendidos ao preço em vigor nesse momento e, em alguns casos, que os preços da futura produção são fixos.

(84) A BEPET utiliza certas redes através das quais pode vender a produção da BE e escoa 32 % da sua produção total através do departamento de vendas directas (*Direct Supply Business («DSB»*). O DSB tem vindo a aumentar a sua importância e representa um elemento essencial da estratégia comercial da BE.

(85) A parte que a BE vende no mercado retalhista representa uma pequena parte da sua produção de electricidade em relação a outros produtores britânicos significativos. O crescimento da BE neste mercado é orientado pelo objectivo de diversificação dos canais de entrega da sua produção de electricidade e não por qualquer objectivo relativo ao mercado retalhista em si mesmo. A BE realiza uma margem bruta de cerca de 2 % ([12]) relativamente às suas vendas directas, o que reflecte a natureza competitiva deste mercado.

(86) As razões das dificuldades financeiras com que a BE se confrontou em Setembro de 2002 incluem três acordos de compra de electricidade com valores muito fora da cotação e contratos para diferenças, que tinha concluído como parte de anteriores actividades comerciais e empresariais. Estavam incluídos no compromisso concluído com os grandes credores e faziam parte do pacote de reestruturação.

([12]) A margem bruta baseia-se nas receitas totais antes de juros e de impostos menos os custos directos de fornecimento (incluindo os custos da electricidade e de fornecimento). Fonte: BE

(87) O primeiro é o contrato com a TFE. Em comparação com os preços de mercado em vigor actualmente, os preços no âmbito deste contrato são muito elevados. O acordo foi concluído em 1997, altura em que os preços eram em média muito mais elevados do que actualmente. O acordo deu origem a prejuízos para a BE e o montante das dívidas a pagar à TFE eleva-se a 85 milhões de libras esterlinas.

(88) O segundo diz respeito a um contrato de permuta a prazo com a Enron, de 1 de Abril de 1996, que é um instrumento financeiramente estável, baseado na diferença entre os preços de grupo em períodos de baixo e alto consumo. O contrato foi celebrado pela BE antes da aquisição de Eggborough. Tinha por objectivo uma protecção contra a amplitude variável das crescentes actividades da BE junto dos consumidores I&C. O montante das dívidas a pagar à Enron e reconhecido em relação a este CCE pelo pacote de reestruturação eleva-se a 72 milhões de libras esterlinas.

(89) O terceiro refere-se a um acordo herdado através da compra que a BE efectuou em 1999 da SWALEC, conjuntamente com a TPL. O contrato foi inicialmente assinado em 26 de Junho de 1991, e está muito fora das cotações. O montante das dívidas a pagar à TPL e reconhecido em relação a este CCE pelo pacote de reestruturação eleva-se a 159 milhões de libras esterlinas.

A nova estratégia comercial da BE

(90) A BE decidiu, no âmbito do pacote de reestruturação, garantir mais vendas da sua produção a preços fixos a médio prazo. Segundo o Governo britânico, a execução desta estratégia reduzirá a volatilidade dos fluxos de caixa e reforçará a viabilidade financeira da empresa a longo prazo.

(91) No âmbito da nova estratégia, as vendas antecipadas da sua produção a preços fixos levará a empresa à venda antecipada de uma parte significativa da sua produção para os próximos 3-5 anos a um preço fixo, o que permitirá à BEPET, estabelecer o valor de uma maior proporção da sua futura produção.

(92) Os objectivos essenciais da nova estratégia comercial são os seguintes: i) limitar os riscos em termos de preços garantindo mais contratos a preços fixos; ii) manter canais de venda viáveis em relação a volumes significativos de produção; e iii) conseguir fundos adicionais para manter reservas financeiras adequadas.

(93) Uma vez que a nova estratégia foi criada em Dezembro de 2002, a BE conseguiu vender 14,8 TWh adicionais das vendas DSB para 2003-2006 através da renovação de contratos anuais e algumas prorrogações de acordos multianuais. A partir de 6 de Março de 2003, a BE tinha também encetado negociações com algumas contrapartes grossistas sobre a questão do comércio estruturado.

(94) Em 6 de Fevereiro de 2003, foi assinado um importante contrato com a British Gas Trading Limited para a venda de aproximadamente 10 TWh por ano até 1 de Abril de 2007, sendo mais de metade desta quantidade a preço fixo.

(95) Os novos contratos com a BNFL também proporcionam à BE uma certa protecção relativamente aos preços da electricidade devido aos preços variáveis, associados aos preços da electricidade, a pagar pelo fornecimento de combustível RAG e por serviços de gestão de combustível RAG usado. Aos preços actuais de mercado, os novos acordos com a BNFL prevêem uma garantia parcial sobre cerca de 60 % da produção RAG da BE, que se eleva aproximadamente a 58 TWh por ano.

(96) A BE propõe centrar a sua estratégia de médio prazo nos seguintes objectivos:

a) Garantir que as suas centrais nucleares funcionem com níveis de segurança e de desempenho mundiais;

b) Reforçar a segurança melhorando simultaneamente a produtividade e a competitividade;

c) Reduzir a exposição aos preços da electricidade por grosso no Reino Unido, embora continuando a manter um escoamento fiável para a produção. Tal será alcançado através de uma combinação de condições contratuais, do acesso a uma produção flexível através de Eggborough e de DSB, centrando-se principalmente no sector dos consumidores I&C;

d) Desenvolver uma actividade rentável no domínio das energias renováveis, a fim de apoiar a competitividade das operações DSB.

e) Manter um compromisso permanente de apoio às actividades ligadas à segurança e financiadas pela UE na ex-União Soviética e na Europa Oriental.

Medida F: Alienação de activos para apoiar o financiamento da reestruturação

Bruce Power

(97) Em 23 de Dezembro de 2002, a BE anunciou que tinha concluído com carácter vinculativo as linhas gerais de um acordo para alienar a sua participação de 82,4 % na Bruce Power da seguinte forma: 79,8 % a um consórcio constituído pela Cameco, BPC Generation Infrastructure Trust e TransCanada PipeLines Limited (denominadas em conjunto, o «consórcio») e 2,6 % à Power Workers' Union Trust N.º 1 e The Society. Além disso, o consórcio acordou em adquirir a participação de 50 % da BE no Huron Wind, um projecto de turbinas eólicas em Ontário. A venda da Bruce Power e da Huron Wind ao consórcio foi concluída em 14 de Fevereiro de 2003. No final, a BE recebeu 678 milhões de dólares canadianos em numerário. Além disso, a BE espera receber até 140 milhões de dólares canadianos de montantes condicionais associados ao reinício de duas unidades de Bruce A e a partir de contas bloqueadas.

(98) O montante inicial de 275 milhões de libras esterlinas, menos certos montantes para custos de transacção, foram pagos numa conta aprovada pelo e imputada ao MCI ao abrigo do Acordo relativo a facilidades de crédito para recuperação («CFA»).

AmerGen

(99) A Exelon Generation Company, a LLC («Exelon») e a British Energy Investment Ltd. têm solicitado propostas para as suas participações respectivas na AmerGen, no que se refere à venda da AmerGen. Em 22 de Dezembro de 2003, os accionistas da BE aprovaram a alienação à Exelon Generation Company LLC da participação de 50 % da BE na Amergen. A BE recebeu aproximadamente 277 milhões em numerário.

Medida G: Diferimento do pagamento de impostos locais

(100) Algumas autoridades locais acordaram em diferir, sem juros, o pagamento de impostos comerciais, que lhes são devidos pela BE.

(101) De acordo com as informações enviadas pelas autoridades britânicas, trata-se de:

— *Lancaster City Council*, no que diz respeito à fábrica central de Heysham, no valor de 1 775 240 libras esterlinas,

— *Shepway District Council*, no que diz respeito à fábrica central de Dungeness, no valor de 578 524 libras esterlinas,

— *Hartlepool Borough Council*, no que diz respeito à fábrica central de Hartlepool, no valor de 447 508 libras esterlinas,

— *North Ayrshire Council*, no que diz respeito à fábrica central de Hunterston, no valor de 735 947 libras esterlinas,

— *East Lothian Council*, no que diz respeito à fábrica central de Torness, no valor de 765 986 libras esterlinas.

(102) No total, foram adiados de Novembro de 2002 a Fevereiro de 2003 cerca de 4 303 205 de libras esterlinas em pagamentos de impostos. Quanto à medida G, os impostos foram pagos pela BE na totalidade em Fevereiro de 2003 e os juros de 65 656,24 libras esterlinas por atraso de pagamento foram pagos em 7 de Outubro de 2003. O cálculo da taxa de juro baseia-se nas taxas de referência da Comissão para o Reino Unido no valor de 6,01 % até 31 de Dezembro de 2002 e de 5,42 % após esta data.

c) *Implicações financeiras do pacote de reestruturação*

(103) Antes de apresentar os efeitos do plano de reestruturação sobre a viabilidade da BE, as autoridades britânicas descreveram os aspectos económicos da energia nuclear. Ao avaliar os aspectos económicos das actividades de produção de energia nuclear da BE, a notificação estabelece uma distinção entre os custos evitáveis e os custos inevitáveis resultantes do funcionamento das centrais da BE. As centrais nucleares caracterizam-se por custos inevitáveis muito elevados e comparativamente custos evitáveis reduzidos, tendo em conta, em especial, custos marginais a curto prazo. De acordo com as autoridades britânicas, uma vez que a decisão de produzir electricidade se baseia no nível dos custos evitáveis e tendo em conta o facto de as centrais nucleares terem custos marginais mais baixos, a exploração de centrais nucleares é uma actividade economicamente racional.

(104) As autoridades britânicas alegam seguidamente que se a reestruturação da BE tiver êxito, a empresa não será deficitária do ponto de vista estrutural. Segundo as autoridades britânicas, o plano consegue solucionar as questões na origem das dificuldades da BE e conduzir a uma viabilidade a longo prazo. Em especial, melhorará a estratégia comercial da BE, a fim de tentar compensar a sua posição não coberta, atenuar alguns dos seus custos fixos muito elevados ao assumir o passivo nuclear anterior e permitir-lhe-á constituir reservas de tesouraria suficientes para garantir as suas actividades.

(105) O objectivo do plano de reestruturação da BE consiste em reestruturar os custos e o passivo da BE e criar uma estrutura de capital estável, a fim de que a BE continue a funcionar a longo prazo enquanto entidade financeiramente viável. Para que a BE seja considerada financeiramente viável, o Governo britânico presumiu que, durante algum tempo, a empresa deve ser rentável, com um fluxo de caixa positivo e capaz de financiar as suas actividades de forma permanente.

(106) Foram desenvolvidas as seguintes componentes do plano de reestruturação, a fim de alcançar o objectivo de viabilidade financeira:

a) A venda da participação da BE na Bruce Power e na AmerGen, a fim de constituir recursos de tesouraria no âmbito da empresa, reforçar a sua solidez e reduzir o âmbito das suas actividades;

b) A redução da base dos custos correntes da BE através de negociações comerciais com os actuais grandes credores para chegar a compromissos relativos às suas dívidas anteriores, e concluir acordos de congelamento até à realização da reestruturação, em troca de uma combinação de novas obrigações e novas acções da BE no final da realização da reestruturação;

c) A assumpção dos custos de um certo passivo nuclear por parte do Governo britânico e a renegociação comercial dos contratos relativos ao combustível nuclear de início e de final do ciclo nuclear com a BNFL; os novos acordos comerciais com a BNFL reduziram também a exposição da BE a variações desfavoráveis dos preços da electricidade;

d) Aplicação de uma nova estratégia comercial a fim de reduzir a exposição da BE aos riscos a nível de volumes e de preços no mercado grossista da electricidade.

(107) Segundo as autoridades britânicas, o plano de reestruturação foi desenvolvido a fim de tomar em consideração um requisito essencial em matéria de viabilidade financeira, nomeadamente a capacidade da empresa de financiar as suas actividades. Uma vez que a empresa previa confrontar-se com dificuldades na obtenção de financiamento junto dos bancos ou do mercado obrigacionista, especialmente considerando o número relativamente reduzido de mutuantes dispostos a conceder financiamento a uma empresa de energia nuclear, o plano de reestruturação deve ser considerado uma alternativa à procura de financiamento externo. Prevê a constituição e a acumulação de reservas de tesouraria. Estas reservas de tesouraria deviam permitir que a empresa celebrasse contratos de comercialização de electricidade que exigiam uma cobertura com caução e a apoiar défices de tesouraria sem a necessidade de recorrer a financiamento externo. Por conseguinte, o plano de reestruturação prevê a criação de duas reservas: uma reserva para as cauções em numerário e uma reserva para cobrir cortes de energia e défices de liquidez. Apesar de terem sido identificados dois grupos de reservas distintos, pretende-se que estas reservas sejam fungíveis, conferindo a possibilidade de recurso à reserva para cortes e défices, a fim de cumprir requisitos adicionais em termos de cauções e inversamente. Trata-se de reforçar a solidez da BE.

(108) A BE realizou várias acções para melhorar a sua situação de tesouraria através:

a) Da redução do impacto da sazonalidade mediante a gestão de perfis de pagamento, consoante o caso;

b) De novas iniciativas a nível da redução dos custos;

c) Da securização dos montantes a receber pelas vendas directas.

(109) Além disso, a BE efectuou um planeamento das suas actividades, que deu origem a projecções financeiras actualizadas e conduziu a uma revisão pormenorizada das questões atinentes ao desempenho das suas centrais.

(110) No período que termina em 31 de Março de 2004, as reservas de tesouraria foram aumentadas através de duas fontes financeiras: os acordos de congelamento (medida C) e as alienações de activos (medida F), após reembolso do passivo pendente ao abrigo do auxílio de emergência no âmbito do acordo de facilidades de crédito.

(111) As autoridades britânicas desenvolveram três cenários financeiros a fim de tomar em consideração as variáveis a que a posição financeira da BE é particularmente sensível: produção de energia e preços de electricidade. As projecções financeiras foram revistas pela Deloitte & Touche na sua qualidade de consultor económico e para os mercados de energia do Governo britânico. As hipóteses a nível da produção e das despesas em bens de capital incluídas nos cenários de planeamento empresarial foram revistas pela WS Atkins na sua qualidade de consultor técnico da BE e do Citigroup e pela Stone & Webster Management Consultants, Inc. na sua qualidade de consultor técnico do Governo britânico.

(112) A revisão teve em conta três alterações principais ocorridas desde a notificação inicial de Março de 2003, nomeadamente, o nível dos preços da electricidade, o programa de melhoria do desempenho (PIP), destinado a melhorar a viabilidade das centrais nucleares e o nível das cauções comerciais.

(113) Os preços da electricidade evoluíram de forma significativa nos últimos meses. Segundo as autoridades britânicas, os preços da electricidade são actualmente superiores a 28 libras/MWh em comparação com 16,4 libras/MWh em Março de 2003. O principal factor da evolução das previsões dos preços da electricidade são o movimento nos preços dos combustíveis subjacentes (carvão, gás, petróleo), a fixação dos preços do carbono introduzidos pelo sistema europeu de permuta dos direitos de emissão e as margens de reservas de capacidade.

(114) O parque nuclear da BE tem tradicionalmente sido menos eficaz do que os seus pares internacionais. As centrais mais antigas registaram um subinvestimento e todas as centrais dispõem de um importante potencial de melhoria e um elevado risco de cortes a curto prazo. Por conseguinte, a BE desenvolveu planos de recuperação para as centrais. Os benefícios do PIP devem resultar de uma mudança de mentalidade e a nível da organização, bem como de um maior investimento em capital e recursos humanos. Deve dar origem, com o tempo, a reduções das avarias das centrais nucleares e a um aumento da produção.

(115) A BE tomou igualmente em consideração o recente aumento significativo dos requisitos em termos de cauções resultantes dos aumentos dos preços de mercado.

(116) A fim de determinar o impacto na posição financeira da BE de hipóteses alternativas para a produção e preços da electricidade, a BE considerou uma hipótese positiva e uma outra negativa, que tomarão em consideração a evolução dos preços da electricidade, os benefícios do PIP e as projecções previstas em matéria de cauções.

a) A «hipótese positiva», que constituiu a base do orçamento anual da BE e é utilizada para estabelecer objectivos de desempenho; é em grande medida equivalente à «hipótese positiva» descrita na decisão de dar início a um procedimento;

b) A «hipótese de nova admissão à cotação», que constitui a base para divulgar ao público as informações e os prospectos a publicar para efeitos de cotação na bolsa; deve ser considerada uma «hipótese dos bancos». Neste caso, os preços resultam de uma curva de preços a prazo utilizando um modelo de mercado que incorpora as perspectivas da BE relativamente aos custos do combustível e à fixação dos preços do carbono;

c) A «pior das hipóteses», que é equivalente à hipótese negativa e toma em consideração incertezas relativamente aos preços e à produção; os preços desta hipótese baseiam-se numa curva de preços desenvolvida pela BE.

(117) O Governo britânico considerou como base para testar a viabilidade da BE os valores globais apresentados pela empresa. Chegou às seguintes estimativas para o período 2005-2010:

Quadro 5

Margem financeira

(em milhões de libras esterlinas)

Hipótese de nova admissão à bolsa/hipótese dos bancos	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Reserva de liquidez	[…] (*)					
Impacto da sazonalidade e da facilidade em relação aos valores a receber						
Margem financeira após sazonalidade						
Impacto cumulado de riscos de quebras de tesouraria, de produção e de cauções (1)						
Margem financeira após riscos de quebras						
Impacto cumulado das decisões de gestão na tesouraria e nas cauções						
Margem financeira após decisões de gestão						
Hipótese pessimista/negativa						
Reserva de liquidez						
Impacto de sazonalidade e da facilidade em relação aos valores a receber						
Margem financeira após sazonalidade						
Impacto cumulado das decisões de gestão na tesouraria e nas cauções						
Margem financeira após riscos de quebras						
Impacto cumulado das decisões de gestão na tesouraria e nas cauções						
Margem financeira após decisões de gestão						

(1) Os riscos de quebras dizem respeito a domínios em que a BE e os seus consultores consideram que existe um risco mais elevado de que as hipóteses subjacentes não sejam concretizadas. Os graus de sensibilidade dizem respeito a níveis de produção nos vários cenários a fim de reflectir o desempenho tradicionalmente fraco das centrais.

(*) Segredo comercial.

(118) As autoridades britânicas forneceram igualmente uma conta de ganhos e perdas estimada para o período 2005/2009 relativamente à hipótese de nova admissão à cotação.

Quadro 6

Conta de ganhos e perdas na hipótese de nova admissão à cotação

	Previsões para um período de 5 anos				
Contas de ganhos e perdas	2005	2006	2007	2008	2009
Produção nuclear em TWh			[…]		
Receitas.					
Venda de electricidade					
Vendas mistas					
Receitas totais					
Custos de exploração					
Custos do combustível					
Despesas com pessoal					
Materiais e serviços					
Investimentos afectados à conta de ganhos e perdas					
Amortizações					
Total dos custos de exploração					
Resultados de exploração					
Contribuição das novas actividades comerciais (resultado antes de encargos financeiros e impostos)					
AmerGen (antes de reavaliação)					
Resultados antes de encargos financeiros e impostos					
Encargos financeiros					
Reavaliação (líquida)					
Juros líquidos e outros encargos financeiros					
Encargos financeiros totais					
Resultado antes de impostos	17	171	186	336	355
Participações minoritárias (parte do resultado antes de impostos)	0	0	0	0	0
Resultado antes de impostos (incluindo subsídio do Estado)	17	171	186	336	355
Variação do subsídio do Estado	0	– 96	– 133	– 206	– 156
Resultado antes de impostos (incluindo resultado extraordinário)	17	75	53	130	199
Resultado extraordinário	4 068	0	0	– 40	0
Resultado antes de impostos (depois do resultado extraordinário)	4 085	75	53	90	199
Impostos	0	0	0	– 26	– 87
Resultado após impostos e resultado extraordinário (antes de impostos sobre o resultado extraordinário do exercício)	4 085	75	53	64	112

Fonte: BE

Nota: Os valores relativos a 2004/05 foram preparados numa base pró-forma, isto é, para facilitar a comparabilidade, para efeitos de contabilidade, e os dados de reavaliação reflectem os novos contratos relativos aos combustíveis, embora estes de um ponto de vista técnico só entrem em vigor na data efectiva de reestruturação.

(119) Esta estimativa revela que o resultado antes de impostos, as participações minoritárias, os compromissos do Governo britânico e as rubricas extraordinárias melhoram de 17 milhões de libras esterlinas em 2005 para entre 171 e 355 milhões de libras nos anos subsequentes. Em 2005, a rubrica extraordinária diz respeito à inscrição contabilística do compromisso do Governo britânico para financiar o passivo nuclear a que se refere a medida A.

(120) O resultado antes de impostos é substancialmente reduzido por contribuições para o NLF a partir de 2005. No entanto, estas contribuições representam 65 % da capacidade de autofinanciamento disponível após o serviço da dívida e não são pagas quando a margem é negativa ou quando são necessárias transferências para manter objectivos em matéria de reservas de tesouraria.

(121) Uma análise das projecções financeiras da BE revela que na hipótese de nova admissão à cotação se prevê que as actividades reestruturadas gerem lucros e que a margem de autofinanciamento satisfaça os vários accionistas e que sejam efectuadas contribuições significativas para financiar o passivo não objecto de contratos e o passivo de desmantelamento antes de qualquer pagamento aos accionistas.

3. **Motivos para dar início ao procedimento**

(122) Na sua decisão de dar início ao procedimento, a Comissão notou que o plano de reestruturação conferia uma vantagem competitiva selectiva à BE num sector em que se verificam trocas comerciais intracomunitárias. As medidas A e G implicam directamente o orçamento das autoridades centrais ou das autarquias locais britânicas, por conseguinte, recursos estatais, pelo que constituem um auxílio estatal na acepção do n.º 6 do artigo 87.º do Tratado. Também é possível que a medida B e, pelo menos em parte, a medida C provenha de recursos estatais, na medida em que a empresa pública BNFL não terá agido de acordo com o princípio do investidor privado numa economia de mercado. Afigura-se, por conseguinte, que estas medidas constituem também auxílios estatais na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado.

(123) A Comissão analisou o auxílio à luz das orientações comunitárias dos auxílios estatais de emergência e à reestruturação concedidos a empresas em dificuldade ([13]) (a seguir designadas «as orientações»).

(124) A análise suscitou as seguintes dúvidas sobre a compatibilidade do auxílio com o mercado comum:

(125) A Comissão tinha dúvidas quanto a saber se o plano daria origem a um restabelecimento da viabilidade da BE num prazo razoável. *De facto*, parte das medidas têm um prazo muito longo (até, pelo menos, 2086). Além disso, a melhoria da situação da BE parece dever-se apenas ao apoio externo concedido pelo governo e pelos credores principais, e não a uma reestruturação industrial interna. Além disso, no caso de ser considerado auxílio estatal, a renegociação com a BNFL dos preços de abastecimento de combustível e da gestão do combustível usado poderia ser considerado um auxílio ao funcionamento permanente às centrais nucleares, o que seria incompatível com a exigência de a BE após a conclusão da reestruturação ter de fazer face ao mercado unicamente com as suas próprias forças, e contrário ao princípio do poluidor-pagador.

(126) A Comissão tinha dúvidas de que o auxílio pudesse ser autorizado sem qualquer medida de compensação para reduzir o impacto do auxílio sobre os concorrentes. A este respeito, a Comissão reconheceu que é provável que não existisse capacidade estrutural excessiva no mercado relevante ou que fosse muito reduzida. Porém, a Comissão considerou que, tendo em conta a natureza altamente competitiva deste mercado e o importante volume do auxílio, era provável que fosse necessário uma certa medida de compensação para que o auxílio fosse compatível, mesmo que a referida medida de compensação não consistisse em encerrar definitivamente as centrais.

(127) A Comissão tinha dúvidas de que o auxílio se restringisse ao mínimo necessário. A este respeito, a Comissão observou que o plano previa um mecanismo pelo qual a BE participaria nos custos de reestruturação mediante uma percentagem dos seus fundos disponíveis. Contudo, tendo em conta em especial a grande incerteza sobre os montantes do auxílio a conceder, a Comissão não está em condições, na fase actual, de avaliar se o auxílio se limita ao mínimo necessário.

(128) Com base nestas considerações, a Comissão concluiu que subsistiam dúvidas quanto à conformidade do plano de reestruturação com os critérios estabelecidos nas orientações e à questão de saber se os auxílios concedidos e a conceder pelo Governo britânico a favor da BE podiam ser considerados compatíveis com o mercado comum. Por conseguinte, a Comissão decidiu dar início ao procedimento previsto no n.º 2 do artigo 88.º do Tratado.

(129) Na mesma decisão, a Comissão acrescentou igualmente que a decisão de dar início a um procedimento não prejudicava a aplicação do Tratado Euratom. Parte das medidas, nomeadamente as medidas A e B, devem ser analisadas tendo em conta os objectivos do Tratado Euratom. Assim, a Comissão solicitou ao Reino Unido que fornecesse todas as informações necessárias para analisar as medidas, especialmente as medidas A e B, tendo em consideração os objectivos do Tratado Euratom.

III. **OBSERVAÇÕES DAS PARTES INTERESSADAS**

(130) Na sequência da publicação da decisão de dar início ao procedimento e dentro do prazo previsto nessa publicação, a Comissão recebeu observações de 20 terceiros interessados, incluindo a própria BE. Podem ser resumidas da seguinte forma:

([13]) JO C 368 de 23.12.1994, p. 12.

British Energy plc (BE)

(131) A BE sublinha que o processo é raro devido ao modo de funcionamento do mercado da electricidade e à estrutura económica das centrais nucleares.

Contribuição da BE para o plano de reestruturação

(132) A BE sublinha o facto de os custos do passado representados pelo seu passivo nuclear não poderem continuar a ser assumidos pela BE, tendo em conta a queda substancial dos preços da electricidade que se verificou no Reino Unido. No âmbito do plano de reestruturação, a BE deve igualmente efectuar contribuições significativas em relação aos custos do passado. No que se refere aos custos de desmantelamento e ao outro passivo nuclear não coberto pelos novos contratos com a BNFL, será efectuada uma contribuição através do NDF/NLF. De entre outras medidas que afectam a BE e os seus investidores contam-se a venda dos activos da empresa na América do Norte, a perda pelos accionistas anteriores da totalidade do seu investimento, o acordo concluído com os antigos investidores, bem como a emissão de novas obrigações.

Duração do plano

(133) A BE sublinha que o pagamento de um montante fixo ao beneficiário não seria praticável, em especial devido ao facto de alguns desses custos terem de ser suportados em datas num futuro muito longínquo. Rejeitar o plano de reestruturação da BE devido ao facto de este libertar de uma vez por todas a BE de certas responsabilidades definidas, apesar de actualmente não quantificáveis, criaria um precedente que viria opor-se à aprovação de auxílios à reestruturação necessários devido à existência do peso do passado.

Os acordos de congelamento concluídos com a BNFL e outros grandes credores

(134) A BE considera que não se podem tirar conclusões de uma comparação com os acordos concluídos com os credores privados. Em especial, no caso da BNFL, uma parte importante das suas actividades essenciais seria ameaçada e talvez tornada inviável, se o funcionamento das centrais da BE não fosse viável.

Os novos contratos com a BNFL

(135) A BE sublinha que a BNFL adoptou uma posição extremamente dura e pode ter sido eventualmente restringida apenas por uma preocupação de que a BE viesse de outro modo a ser declarada insolvente. As condições que foram renegociadas foram as mínimas que a BE considerava poder obter comercialmente, assegurando simultaneamente a sua solidez após a reestruturação. Segundo a BE, a Comissão pode ter entendido mal a natureza comercial dos novos contratos com a BNFL, devido a uma má compreensão dos factos e em especial da sua cronologia. A BE fornece um anexo à sua notificação, que demonstra por que razão considera que os preços nos novos contratos não lhe são particularmente favoráveis.

O retorno à viabilidade

(136) A BE recorda que o problema a resolver pelo plano de reestruturação reside essencialmente no facto de o novo enquadramento criado por preços de grosso da electricidade muito mais baixos não permitir à BE continuar a suportar os «custos do passado». Segundo a BE, o plano de reestruturação resolve esse problema.

Os efeitos do auxílio sobre a concorrência

(137) No que diz respeito aos efeitos do pacote de auxílios sobre a concorrência, a BE alega que, devido ao facto de os custos marginais a curto prazo (SRMS) das suas centrais nucleares serem muito inferiores aos de qualquer outro fornecedor de base, as centrais nucleares da BE são obrigadas a funcionar em contínuo. No entanto, o nível exacto dos SRMC da BE é irrelevante para a determinação dos preços da electricidade, que reflectem os SRMC mais elevados do fornecedor marginal.

(138) A BE explica que as centrais nucleares não são técnica e economicamente flexíveis e que o seu funcionamento, excepto como central de base, não é rentável. Quanto à sua estratégia comercial, a BE explica que a economia da produção nuclear tem tendência para conduzir a BE a centrar-se na venda da sua produção antecipadamente, em mercados de mais longo prazo.

(139) Segundo a BE, não existe qualquer sobrecapacidade na produção de electricidade na Grã-Bretanha. No que diz respeito às medidas de compensação, a BE alega que exigir o encerramento prematuro de qualquer das suas centrais nucleares seria economicamente ineficaz, uma vez que o objectivo do pacote de auxílios consiste em preservar a capacidade nuclear da BE que, em termos de produção de electricidade e, mediante um gasto mínimo de recursos, é a capacidade mais eficaz do mercado britânico. Além disso, invadiria o exercício, por parte do Governo britânico, das suas competências em relação a fontes de fornecimento de energia no Reino Unido e aumentaria a emissão para a atmosfera de gases nocivos para o ambiente.

British Nuclear Fuels Ltd – BNFL

(140) A BNFL é uma empresa pública que desenvolve actividades no sector nuclear. Fornece e transforma ou armazena o combustível nuclear RAG da BE. À parte das suas actividades no ciclo do combustível, a BNFL também explora algumas centrais nucleares Magnox e desenvolve actividades de concepção de centrais nucleares.

(141) As observações da BNFL centram-se nas questões da existência de auxílios à BE nas medidas B e C. A BNFL alega que todas as suas intervenções no plano de reestruturação da BE respeitaram o princípio do investidor privado numa economia de mercado, não contendo, por conseguinte, qualquer elemento de auxílio.

As negociações que conduziram aos acordos revistos (medida B)

(142) A BNFL explica que, seguindo o conselho dos seus consultores financeiros (NM Rothschild & Sons Limited – «Rothschild»), a BNFL já tinha concluído em Abril de 2002 que um «pacote de emergência ordenado» com vantagens para a BNFL era preferível do que permitir que a BE fosse declarada insolvente, dada a posição muito vulnerável da BNFL, enquanto principal credor da BE, a sua falta de segurança e a fraqueza da sua situação jurídica. A BNFL acrescenta que o seu Conselho de administração, contudo, só concordou com uma reestruturação dos contratos em vigor com a BE com a condição de a BE não ser mantida na solvência a qualquer preço e que qualquer pacote proposto à BE constituísse uma vantagem comercial para a BNFL, dado o seu próprio défice da balança.

(143) A BNFL apresenta pormenores de cada uma das propostas e contrapropostas sucessivas de ambas as partes, juntamente com o respectivo parecer da Rothschild. A BNFL também pormenoriza a cronologia e conteúdo das negociações que se realizaram entre a BE e a BNFL, que demonstram que a BNFL já se tinha manifestado disposta a ajudar a BE antes de esta empresa ter solicitado a assistência do Governo britânico, tendo-se no entanto dado conta de que tal não seria possível sem um plano global de reestruturação. As negociações já começaram em Maio de 2000, quando a BE solicitou pela primeira vez – sem êxito – a aplicação da cláusula de tratamento excepcional em caso de força maior prevista nos contratos. Tiveram início durante 2002 novas negociações.

(144) A BNFL sublinha igualmente que não esteve implicada nas discussões realizadas entre a BE e o Governo britânico. Com base na análise dos seus consultores financeiros e jurídicos independentes, a BNFL concluiu que uma reestruturação com retorno à solvência respondia ao seu interesse comercial e chegou a um acordo com a BE sobre as condições definitivas em 28 de Novembro de 2002. Só depois de ter acordado as condições definitivas com a BE teve conhecimento dos pormenores exactos da participação do Governo britânico.

(145) A comparação pela BNFL das condições de 3 de Setembro e das condições finais mostra que existem semelhanças significativas entre os dois documentos e que o resultado final foi bastante mais próximo da posição inicial da BNFL do que da BE.

Comparação das implicações para a BNFL de uma reestruturação da BE com retorno à solvência face à insolvência da BE

(146) A BNFL apresenta pormenores da sua avaliação dos benefícios comerciais que para si advêm da reestruturação com retorno à viabilidade em comparação com a insolvência da BE, com base na análise realizada por consultores financeiros e jurídicos. Identificou riscos consideráveis para si em caso de insolvência da BE, em especial devido ao facto de esta empresa ter elevados saldos de empréstimos não documentados entre as diferentes empresas do grupo BE e de os acordos contratuais da BNFL com a BE terem sido por muitas razões únicos e não existir um precedente claro de anteriores processos de insolvência. Além disso, o Governo britânico, enquanto único credor a beneficiar de cauções sobre as centrais nucleares da BE, teria tido um papel essencial no resultado da insolvência. Todavia, a BNFL não foi informada sobre a eventual abordagem do Governo britânico durante o processo de insolvência.

(147) Embora se pudesse ter esperado que o papel da BNFL, enquanto principal fornecedora da BE, a tivesse colocado numa posição de negociação forte, em caso de insolvência, a sua capacidade para efectuar uma ameaça credível de parar o fornecimento de bens e serviços à BE foi prejudicada por alguns factores. Em especial, a BNFL observa que enquanto maior credor individual da BE seria a principal prejudicada do ponto de vista financeiro se as centrais nucleares da BE viessem a ser encerradas na sequência da concretização da sua ameaça. Além disso, é questionável que pudesse denunciar legalmente os contratos e devolver à BE o combustível usado e os resíduos já recebidos, uma vez que tal não seria permitido pela legislação britânica em matéria de segurança nuclear. Finalmente, enquanto empresa responsável por serviços no sector nuclear, a BNFL tinha de continuar a prestar serviços à BE, na medida em que se não o fizesse, seria inseguro e podia mesmo ser considerado inseguro para terceiros.

(148) A análise da insolvência da BE realizada pela BNFL centrou-se em três eventuais cenários, nomeadamente o encerramento das centrais nucleares da BE com um reembolso financeiro mínimo, assumindo a BNFL a propriedade das centrais nucleares da BE, o que significaria assumir todo o passivo nuclear da BE, situação muito arriscada e pouco atractiva, e assumindo o Governo britânico a propriedade e solicitando aos credores existentes que aceitassem reduções de valor das dívidas muito significativas.

(149) Consequentemente, a reestruturação solvente proposta pareceu ser comercialmente mais atractiva, uma vez que reduzia a exposição da BNFL face à BE e proporcionava um fluxo de receitas mais elevado e mais seguro para a BNFL do que a sua liquidação. Por conseguinte, considera-se que a BNFL agiu da mesma forma que qualquer outro credor privado.

Comparação com as posições de outros credores

(150) Finalmente, a BNFL comparou o retorno de capital dos outros credores importantes em conjunto para o seu próprio retorno de capital, a fim de garantir que as condições ofereciam à BNFL uma solução razoável. A fim de proteger ainda mais a sua posição, a BNFL também garantiu a inclusão de uma cláusula nas condições finais, permitindo a retirada das concessões sugeridas, caso fossem oferecidas a qualquer outro credor importante condições mais favoráveis do que à BNFL. A Rothschild actualizou a sua análise, após terem sido estabelecidas as condições pormenorizadas que a BE acordou com outros credores importantes e confirmou que os acordos da BNFL não pareciam realmente ser piores do que as acordadas com outros grandes credores. Além disso, nenhum dos acordos contratuais revistos entrará em vigor até à realização da reestruturação.

Os acordos de congelamento concluídos entre a BNFL e a BE

(151) No que diz respeito à medida C, a BNFL alega que, com a ajuda da Rothschild, verificou que não concedeu mais do que outros grandes credores em relação a períodos de congelamento. Quando a BNFL tomou conhecimento de que outros credores estavam a obter condições mais favoráveis do que ela própria, no âmbito dos acordos de congelamento (apesar de a posição da BNFL não ser directamente comparável à de outros grandes credores da BE), questionou-se se devia procurar renegociar e exigir juros. Concluiu, no entanto, que era improvável que a BE pudesse pagar-lhe juros e gerar receitas excedentárias suficientes durante o período de congelamento para permitir a continuação da reestruturação com retorno à viabilidade. Além disso, apesar da sua posição ao abrigo dos acordos de congelamento, a BNFL conseguiria melhores condições globais se uma reestruturação com retorno à solvência continuasse.

A relação entre a BNFL e o Governo britânico

(152) A BNFL alega que a sua decisão de concluir acordos com a BE constituiu uma decisão autónoma da BNFL e que não tinha sido sugerida ao Governo britânico. O facto de a BNFL ser uma empresa pública não é suficiente para considerar que as decisões desta empresa são imputáveis ao Governo britânico. Apesar de o Governo britânico ser o único accionista da BNFL, esta empresa é autónoma em relação ao Governo britânico no que diz respeito às suas actividades comerciais correntes e deve funcionar numa base comercial. A BNFL junta um documento em que explica o seu estatuto jurídico. A BNFL acrescenta que ao longo das suas negociações com a BE, manteve sempre o seu accionista (Ministério do Comércio e da Indústria (MCI) informado das suas discussões com a BE. Descreve que se trata de uma situação comercial típica de uma empresa que tem um accionista dominante. O MCI indicou à BNFL que só aprovaria (ao abrigo dos acordos de gestão comercial da BNFL com o MCI) acordos revistos com a BE que tivessem uma base comercial para a BNFL.

Greenpeace

(153) A Greenpeace Limited é o ramo britânico da Greenpeace International: duas das suas principais actividades são uma campanha para pôr termo à utilização da energia nuclear e promover o uso de recursos energéticos limpos e renováveis no Reino Unido.

Medida A

(154) A Greenpeace alega que, ao limitar as contribuições da BE para o financiamento do passivo nuclear, a medida A constitui um auxílio ao funcionamento injustificável a favor da BE e/ou dos accionistas da BE, como meio para aumentar o atractivo da BE para os investidores no mercado.

Medida B

(155) Segundo o Greenpeace, as medidas B e C constituem um auxílio ao funcionamento injustificável, uma vez que conferem um apoio permanente por parte da BNFL agindo ou que se considera que age em nome do Estado ou às ordens do Estado nas seguintes circunstâncias:

a) A BNFL é uma empresa em dificuldades, que sobrevive apenas graças a auxílios estatais;

b) A BNFL participou em negociações tripartidas com o Governo e a BE, que conduziram à elaboração do pacote de reestruturação da BE imediatamente após a própria recusa da BNFL de alterar as condições dos seus contratos com a BE; por conseguinte, a Greenpeace solicitou à Comissão que exigisse à BNFL que apresentasse cópias dos seus documentos internos, a fim de verificar se a BNFL tinha conhecimento das negociações da BE com o Governo britânico;

c) De qualquer modo, os acordos carecem de um verdadeiro carácter comercial; segundo a Greenpeace, os contratos da BNFL com a BE não são nem eram acordos comerciais à partida e parecem mais um instrumento artificial destinado a proporcionar à BNFL um fluxo de receitas garantido; o pacote de auxílios à reestruturação continua a proporcionar à BNFL este fluxo de receitas;

d) As condições de fixação dos preços renegociadas não reflectem os custos reais associados ao serviço prestado, mas estão ligadas aos preços grossistas; uma vez que a vantagem conferida pelos contratos é contínua e depende de um acordo de duração indeterminada, o auxílio implica um apoio à BE a longo prazo e não um benefício pontual destinado a restaurar a sua viabilidade; por conseguinte, o benefício constitui «um auxílio ao funcionamento» e não «um auxílio à reestruturação», não podendo ser compatível com o mercado comum.

Compatibilidade do auxílio

(156) A Greenpeace partilha todas as dúvidas da Comissão e conclui que o auxílio é incompatível com o Tratado CE. Sublinha em especial que o auxílio à reestruturação não só teria um efeito sobre os operadores existentes, mas também desencorajaria novas entradas, uma vez que impede outros candidatos e novos operadores de explorarem as suas próprias eficiências. Apoiar os operadores de energia nuclear seria além disso incoerente com a declaração do Governo sobre a diversidade das fontes de energia, incluindo as energias renováveis.

(157) Quanto à questão da sobrecapacidade, a Greenpeace considera que a «margem de planeamento» utilizada pela rede nacional para planear as necessidades da produção futura, a fim de manter uma capacidade de segurança, não é o elemento apropriado a tomar em consideração para avaliar se existe sobrecapacidade no mercado. Segundo a Greenpeace, é provável que exista já uma sobrecapacidade estrutural significativa no mercado relevante e que venha a aumentar.

(158) A Greenpeace duvida que o encerramento de algumas centrais da BE fosse mais dispendioso para os contribuintes, uma vez que a possibilidade de a BE contribuir para o reembolso do seu actual passivo é duvidosa. A Greenpeace acrescenta que, numa perspectiva de curto prazo, não existem razões para crer que o Reino Unido não seria capaz de alcançar os seus objectivos ao abrigo do Protocolo de Quioto.

(159) A Greenpeace alega que, segundo os relatórios por ela encomendados, é praticável e seguro encerrar centrais nucleares imediata ou progressivamente. A Greenpeace conclui que a opção de encerramento parcial ou gradual das centrais da BE pode dar origem à necessidade de uma intensidade mais limitada de auxílio.

Tratado aplicável

(160) A Greenpeace considera que o Tratado Euratom não prejudica qualquer análise dos auxílios estatais ao abrigo do Tratado CE. Na ausência de regras sectoriais aplicáveis aos auxílios à indústria nuclear no Tratado Euratom, deviam ser aplicáveis as disposições gerais em matéria de auxílios estatais do Tratado CE. A Greenpeace cita os processos apensos 188 e 190/80, França e outros/Comissão ([14]). A Greenpeace alega ainda que as medidas de auxílio só dizem respeito a questões que podem ser reguladas pelo Tratado Euratom, na medida em que se referem à segurança de instalações nucleares relativamente aos aspectos de segurança do desmantelamento. A Greenpeace conclui que as medidas em questão não são necessárias para atingir os objectivos declarados e que auxílios ao funcionamento contínuos sob qualquer forma, não podem ser considerados necessários para preservar a segurança em circunstâncias em que existe uma opção segura e viável de um encerramento faseado total ou parcial das centrais da BE. De acordo com a Greenpeace, a Comissão deve ter em consideração o Enquadramento comunitário dos auxílios estatais a favor do ambiente ([15]).

Powergen

(161) A Powergen é um dos principais operadores do sector da electricidade em Inglaterra e no País de Gales. Tem uma quota de 11 % da produção de energia (a BE tem 14 %) e fornece quantidades importantes de electricidade a grandes clientes industriais e comerciais, bem como a PME e clientes residenciais. É propriedade do grupo E-ON.

(162) A Powergen é contra o pacote de auxílios. Alega que o auxílio permitirá à BE continuar a exploração das suas centrais nucleares, que de outro modo teria encerrado. Quanto a este aspecto, a Powergen contesta o parecer das autoridades britânicas de que as centrais funcionariam em qualquer caso. A Powergen teme que o auxílio permita à BE oferecer preços artificialmente reduzidos para ganhar quotas no mercado do fornecimento a grandes clientes e entrar nas actividades de fornecimento a clientes domésticos. A BE poderia igualmente financiar investimentos no sector da energia não nuclear.

(163) No que diz respeito às medidas compensatórias, a Powergen pretende ser consultada sobre quaisquer medidas compensatórias que venham a ser instituídas e sugere três eventuais medidas:

(164) Em primeiro lugar, antecipar o encerramento do reactor nuclear de Dungeness B para Abril de 2004. Segundo a Powergen, se este encerramento fosse divulgado de forma suficientemente antecipada, haveria tempo para o mercado constituir as capacidades correspondentes para dispor de uma margem suficiente.

(165) Em segundo lugar, limitar o auxílio proibindo subvenções cruzadas entre os activos deficitários da BE (as centrais RAG) e outras actividades da BE, dividindo as actividades de produção e de fornecimento da BE em entidades separadas com contabilidade independente e impondo controlos específicos sobre a utilização dos fundos pela BE, a fim de garantir que não desviará montantes pagos pelo Estado para financiar o seu passivo nuclear. Estas medidas devem permanecer em vigor, enquanto o plano de reestruturação estiver em vigor.

(166) Em terceiro lugar, impedir as distorções da concorrência no mercado retalhista da electricidade, proibindo a BE de vender electricidade abaixo do custo (o custo de aquisição da electricidade no mercado grossista majorado dos outros custos relacionados com as vendas), impondo uma limitação à quota de mercado da BE nas suas actividades de fornecimento a clientes comerciais e industriais (a Powergen apresenta uma limitação indicativa de 20 %), e proibindo a BE de entrar nos novos mercados retalhistas. Estas medidas devem permanecer em vigor durante a realização do plano de reestruturação e a sua eficácia devia ser avaliada pela Comissão 5 anos após a sua aplicação.

(167) Quanto ao retorno à viabilidade, a Powergen alega que os cenários tomados em consideração pelas autoridades britânicas para avaliar a futura viabilidade da BE são demasiado optimistas, em especial, no que se refere à disponibilidade das centrais da BE em comparação com referências passadas.

(168) Finalmente, a Powergen considera que «está bem estabelecido que as regras em matéria de auxílios estatais constantes do Tratado CE são aplicáveis ao sector nuclear, apesar da existência do Tratado Euratom». Refere-se ao mesmo processo de 1990 que o referido pela Greenpeace.

InterGen

(169) A Intergen é uma empresa de produção de energia a nível mundial, com actividades em todos os continentes. Possui uma quota de 20 % da capacidade de produção em Inglaterra e no País de Gales (a BE tem 14 %), com duas centrais em funcionamento e uma em construção. Vende a maior parte da sua produção de electricidade no mercado grossista e uma parte dela através de contratos de longo prazo. Desenvolve também actividades no mercado da comercialização de gás. É propriedade conjunta da Shell e da Bechtel.

([14]) Col. 1982, 2545.

([15]) JO C 37 de 3.2.2001, p. 3.

(170) A Intergen alega que existe uma preocupação a nível da segurança do fornecimento no Reino Unido e que a segurança nuclear podia ser gerida por administradores judiciais. A empresa chama a atenção da Comissão para o facto de os auxílios à BE terem prejudicado e continuarem a prejudicar a Intergen, e para o facto de outros concorrentes da Intergen, como a Teeside Power Limited, que se encontram entre os credores da BE, serem igualmente favorecidos em comparação com a Intergen no quadro do plano de reestruturação. A Intergen alega que, se a Comissão autorizar o auxílio, ela e as suas filiais, terão de ser compensadas pelos prejuízos sofridos.

Primeira parte interessada que pretende manter o anonimato

(171) Esta parte alega que anteriores comunicados de imprensa sugerem um preço de reprocessamento antes da reestruturação da BE de cerca de 1 000 libras esterlinas/kg de metal pesado (MP). Na sequência da reestruturação da BE, foi acordado um preço de cerca de 150 libras/kg MP entre a BNFL e a BE, que é 85 % inferior ao acordo inicial. Acresce que os contratos de reprocessamento iniciais entre a BNFL e a BE se baseavam no sistema do preço de custo majorado, o que significa que os clientes de base só podiam por contrato obter o reprocessamento se aceitassem (proporcionalmente) os custos totais de reprocessamento mais uma margem de lucro. Neste contexto, se os custos de reprocessamento acordados com os clientes de base se situam a nível das 1 000 libras esterlinas/kg MP, os novos preços agora acordados com a BE não podem de modo algum cobrir os custos. Mesmo no caso de novos contratos, o preço eleva-se a 1 000 libras esterlinas/kg MP (preços de 2003).

(172) Conclui que estes preços indicam que a BNFL não agiu como um investidor privado numa economia de mercado nas suas negociações com a BE, a menos que a BNFL estivesse disposta a estender estas condições favoráveis a outros clientes.

Drax Power Limited

(173) A Drax é o maior produtor de electricidade a partir de centrais a carvão na Europa Ocidental. Fazia anteriormente parte da AES Corporation, um grupo energético americano com interesses na produção, distribuição e fornecimento de electricidade em todo o mundo. Em 5 de Agosto, a AES Corporation cedeu o controlo da Drax aos seus credores. Em 30 de Agosto de 2003, a Drax anunciou que tinha concluído um acordo exclusivo com a International Power plc tendo em vista a sua reestruturação.

(174) Segundo a DRAX, as medidas A, B e G constituem auxílios estatais na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE. A DRAX concorda que as medidas D, E e F não constituem auxílios estatais. A DRAX considera que o montante do auxílio é difícil de estimar. No que diz respeito à medida A, a DRAX considera que o seu montante podia ser consideravelmente superior ao actualmente estimado, em especial devido ao facto de as responsabilidades de desmantelamento serem desconhecidas no Reino Unido e de ser pouco provável que a BE contribua para os custos do passivo nuclear. O Governo britânico permanecerá sempre o responsável último pelas responsabilidades relativas à parte final do ciclo nuclear e de desmantelamento. O Governo britânico nunca permitirá que a BE seja declarada insolvente. A DRAX considera que o próprio desagravamento fiscal deve ser notificado enquanto auxílio.

Medidas B e C

(175) A DRAX considera que, no que se refere à renegociação dos contratos com a BNFL, nenhum investidor privado teria jamais concordado com tais condições não comerciais, comprometendo-se a sofrer pesados prejuízos presentes e futuros, independentemente da cláusula de tratamento excepcional em caso de força maior e do facto de a BE ser o seu maior cliente. É evidente que a renegociação prejudicou gravemente a posição da BNFL. Conduzirá a uma redução do pagamento fixo anual relativo ao acordo de fornecimento de combustível num valor entre 5 milhões e 20 milhões de libras esterlinas por ano. Esta opinião é confirmada pelas contas anuais da BNFL de 2004. Apesar de parecer que mesmo que a BE venha a ser colocada sob administração judicial, as suas centrais continuarão a funcionar e a ter as mesmas necessidades em termos de fornecimento de combustível, bem como de serviços de gestão, reprocessamento e eliminação desse combustível após a sua utilização. A questão a colocar devia então ser se o administrador podia ter conseguido estas condições da BNFL. Além disso, a BNFL podia explorar outras oportunidades comerciais, se limitasse as suas relações com a BE. A BNFL não age com base no princípio do investidor privado numa economia de mercado. Por conseguinte, a medida B constitui um auxílio estatal.

(176) A DRAX considera que o acordo de congelamento da BNFL previsto na medidaC também constitui um auxílio estatal, uma vez que a BNFL não recebe juros durante esse período ao contrário dos outros credores participantes no acordo.

Compatibilidade da medida de auxílio

(177) A Drax apresenta ainda observações sobre a compatibilidade do pacote de auxílios. A DRAX não questiona o facto de a BE ser uma empresa em dificuldades. Contudo, considera que a posição não coberta da BE se deveu inteiramente a uma decisão curiosa por parte da sua administração de vender as suas actividades retalhistas. Além disso, a BE podia ter reduzido os seus custos encerrando algumas ou todas as suas centrais, uma vez que é mais dispendioso explorar algumas centrais nucleares do que encerrá-las temporariamente.

Restabelecimento da viabilidade

(178) No que diz respeito ao restabelecimento da viabilidade, a DRAX considera que o plano proposto não é um verdadeiro plano de reestruturação. Além disso, a BE está e estará sempre numa posição diferente dos seus concorrentes. Continuará a produzir e a vender electricidade no mercado a qualquer preço e exercerá uma pressão descendente permanente sobre os preços em detrimento de todos os outros concorrentes.

(179) A DRAX objecta a que o Governo britânico utilize os custos marginais a curto prazo (SRMC) como a medida adequada da viabilidade da BE. A reestruturação liberta a BE dos custos principais de um produtor de electricidade nuclear. A decisão de uma empresa sobre se entra ou não num determinado mercado ou se na realidade continua a competir nesse mercado será baseada em saber se a empresa pode, num período razoável de tempo, cobrir os seus custos médios e obter um rendimento razoável do seu investimento. Tal não acontece com a BE, que está protegida de todos os riscos comerciais.

Duração do auxílio

(180) No que diz respeito à duração do auxílio, a DRAX considera que o financiamento de responsabilidades ilimitadas durante um período tão longo não é compatível com as orientações. Alega ainda que auxílios ao funcionamento permanentes não podem ser considerados limitados ao mínimo estritamente necessário. Além disso, no que se refere à própria contribuição da BE, a DRAX observa que existe uma certa dúvida quanto ao processo de venda de activos e que a contribuição da BE para o NLF decorre de montantes financiados por um auxílio, que não pode ser tomada em consideração.

Distorção da concorrência

(181) Quanto à questão da sobrecapacidade e das compensações a credores, a DRAX nota que a margem de capacidade de 20 % citada na decisão de dar início ao procedimento apenas diz respeito à procura máxima no Inverno. Segundo a NGC, a margem de capacidade em relação à procura média no pico do Inverno é de 20,3 %. Segundo a DRAX, seria uma abordagem racional para qualquer operador da BE encerrar uma parte das capacidades de produção durante os meses de Verão. Tal daria origem a poupanças líquidas.

(182) A DRAX considera que existem algumas medidas compensatórias e/ou alterações ao plano de reestruturação, que de certo modo contribuiriam para que a reestruturação fosse mais conforme com as orientações e oferece compensações aos concorrentes que não beneficiam de auxílios. A DRAX propõe o seguinte:

a) Retirar a BE do mercado competitivo criando um sistema de compras obrigatório de energia nuclear a preços fixos, que seria semelhante à prevista na «Renewables Obligation». A BE nunca poderá ser adequadamente reestruturada, de molde a permitir-lhe competir em igualdade de circunstâncias com outros operadores do mercado que não beneficiam de auxílios. A melhor solução, se a produção da BE não pode ser retirada do mercado, é que a produção da BE seja separada do mercado competitivo. O preço da electricidade gerada pelas centrais nucleares devia ser regulado e podia ser estabelecido de acordo com o custo do capital e outros parâmetros tradicionais de regulação dos preços. Isto solucionaria as preocupações do Governo britânico no que diz respeito à segurança do fornecimento e eliminaria qualquer distorção da concorrência;

b) Reduzir a duração e reequilibrar o risco dos contratos da BNFL a favor da BNFL;

c) Alienar Eggborough;

d) Proibir à BE novas aquisições ou acções como líder de mercado;

e) Obter um compromisso do Governo britânico sobre o princípio do auxílio único não renovável.

Relações entre o Tratado Euratom e o Tratado CE

(183) A DRAX apresentou também observações sobre a relação com o Tratado Euratom. A DRAX considera que o Tratado Euratom e o Tratado CE prosseguem objectivos complementares e não objectivos contrários.

Outras partes interessadas

(184) Foram igualmente apresentadas observações por: Trade Unionists for Safe Nuclear Energy (no âmbito de uma política energética equilibrada) – TUSNE ([16]), Sr. Robert Freer ([17]), UK Chemical Industries Association («CIA») ([18]), John Hall Associates («JHA») ([19]), Energy Intensive Users Group («EIUG») ([20]), Terra Nitrogen ([21]), Energywatch ([22]), Teollisuuden Voima Oy («TVO») ([23]), National Grid Transco ([24]), Royal Academy of Engineering ([25]), Enfield Energy Centre Limited («EECL») ([26]), Energy Information Centre Ltd («EIC») ([27]), Major Energy Users' Council Ltd («MEUC») ([28]) e um outro terceiro que pretende manter o anonimato.

([16]) A TUSNE descreve-se como «uma organização informal de sindicalistas que apoiam a utilização civil da energia nuclear como meio de produção de energia no âmbito de uma política energética equilibrada e um meio ambiente seguro e limpo».

([17]) Robert Freer é um consultor.

([18]) A CIA é uma associação comercial que compreende 180 empresas operacionais, que inclui alguns dos maiores consumidores de electricidade no Reino Unido.

([19]) A JHA é um importante analista britânico do mercado da energia.

([20]) A EIUG é uma organização que representa grandes consumidores nos sectores industriais do Reino Unido.

([21]) A Terra Nitrogen é um produtor de nitrogénio, parte do grupo Terra, que também produz metanol. É um importante consumidor de electricidade no Reino Unido.

([22]) A Energywatch é um organismo público independente, que representa os interesses dos consumidores de gás e electricidade da Grã-Bretanha.

([23]) A TVO é um produtor finlandês de electricidade que explora centrais nucleares.

([24]) A National Grid Transco é proprietária e operadora do sistema de transmissão na Inglaterra e País de Gales. É uma empresa privada, independente dos interesses das empresas de produção e fornecimento.

([25]) A Royal Chartered academy fundada em 1976, com o objectivo de promover a excelência na engenharia.

([26]) A EECL explora uma turbina a gás de ciclo combinado (TGCC) de 396 MW no norte de Londres. Pertence à empresa americana Indeck Energy Services Inc.

([27]) EIC é um organismo independente, cujo objectivo consiste em dar apoio e prestar informações sobre o mercado a empresas utilizadoras de energia no Reino Unido.

([28]) Organismo que representa os interesses de cerca de 200 grandes empresas dos sectores industrial, comercial retalhista e público, para as quais o custo da electricidade e do gás constitui um factor importante.

(185) A TUSNE, Robert Freer, CIA, JHA, EUIG, Terra Nitrogen, EIC e MEUC manifestam todos a sua preocupação com a segurança do abastecimento no Reino Unido e alegam que encerrar as centrais nucleares da BE criaria o risco de cortes de energia e seria contrário aos interesses dos consumidores. Alguns deles sublinham também que a retirada das centrais nucleares da BE dificultaria muito o cumprimento do compromisso do Reino Unido no âmbito do Protocolo de Quioto, uma vez que estas centrais fazem parte da diversidade do fornecimento de energia. Alegam que o custo para a economia de permitir a liquidação da BE ultrapassaria de longe o preço da sua reestruturação e os auxílios necessários.

(186) O terceiro anónimo alega que a BE utiliza o auxílio estatal para conquistar de forma agressiva quotas de mercado a preços de dumping. Cita casos em que a BE alegadamente ofereceu preços 10 % a 15 % inferiores à concorrência. Alega que tais ofertas não podiam ser mantidas sem o apoio do Estado e não se pode, por conseguinte, afirmar que restauram a viabilidade da empresa.

(187) A TVO afirma que não se pode inferir das dificuldades registadas pela BE que a electricidade nuclear não pode ser competitiva num mercado da electricidade liberalizado.

(188) A National Grid Transco alega que a presente margem de capacidade em Inglaterra e no País de Gales é inferior à inicialmente prevista, e não pode ser considerada sobrecapacidade estrutural. A National Grid Transco refere-se a 20 % de margem de segurança como o nível acima do qual se pode considerar existir sobrecapacidade. A National Grid Transco prevê que a margem de segurança será inferior a 20 % até pelo menos 2006, num cenário optimista. Os cenários pessimistas consideram sempre uma margem de segurança abaixo dos 20 %, diminuindo mesmo para 8,5 % em 2009. A National Grid Transco conclui que se fosse exigido um encerramento de centrais como medida compensatória, tal devia ser comunicado aos mercados com bastante antecipação (3-4 anos), a fim de permitir que o mercado compensasse.

(189) A EECL alega que todos os produtores de electricidade (não apenas a BE) sofreram com os baixos preços grossistas da electricidade no Reino Unido. A EECL contesta o ponto de vista das autoridades britânicas, segundo o qual os SRMS deviam constituir a referência para estabelecer o efeito de distorção do auxílio, uma vez que estes custos não reflectem a viabilidade de uma central a médio-longo prazo. A EECL alega que preços de mercado antecipados baixos constituem o melhor indicador de que existe sobrecapacidade estrutural no mercado.

IV. OBSERVAÇÕES DO REINO UNIDO SOBRE O INÍCIO DO PROCEDIMENTO

Medida G

(190) As autoridades britânicas informaram a Comissão de que foram finalmente pagos impostos locais com juros normais.

Existência de auxílio nas concessões da BNFL à BE, nas medidas B e C

Medida B

(191) Como comentário preliminar, as autoridades britânicas alegam que, mesmo no caso de a Comissão concluir que a medida B contém elementos de auxílio, a própria redacção dos contratos garante que qualquer vantagem importante de que a BE tivesse beneficiado temporariamente, será automaticamente eliminada, com juros, se o pacote de auxílios não for autorizado. Os novos contratos prevêem que estes não entrem em vigor definitivamente se o pacote de auxílios não for autorizado.

(192) O Reino Unido apresenta ainda observações sobre o critério do investidor privado. O Reino Unido alega que a BNFL agiu da mesma forma que qualquer credor privado. As autoridades britânicas alegam, em especial, que não se pode referir que as condições aceites pela BNFL são mais generosas do que as que teriam sido concedidas por um credor privado em circunstâncias comparáveis. O Reino Unido alega que é necessário analisar se a BNFL agiu de forma semelhante a um investidor privado na renegociação dos seus contratos, tal como proferido pelo Tribunal de Justiça no seu acórdão no processo DM Transport ([29]).

(193) O Reino Unido alega que a Comissão parece ter compreendido mal o curso dos acontecimentos. Segundo as autoridades britânicas, a BNFL não se opôs à invocação da cláusula de tratamento excepcional em caso de força maior, mas contrariamente ao que a Comissão crê, tinha-se manifestado disposta a aceitar as eventuais alterações dos actuais contratos antes do anúncio de que a BE tinha encetado negociações com o Governo britânico. Contudo, na sequência do diálogo com a BE, tornou-se evidente que nenhuma proposta comercial que a BNFL conseguisse razoavelmente apresentar, seria capaz de resolver por si só a crise financeira da BE. O desenvolvimento de um plano de reestruturação mais vasto permitiu o lançamento das negociações entre a BE e a BNFL e a conclusão de um acordo, cujas condições eram muito semelhantes à proposta inicial da BNFL. O Reino Unido considera que a actuação da BNFL é coerente com as de um credor privado.

([29]) Processo C-256/97, Col. 1999, p. I-3913.

(194) O Reino Unido acrescenta que a BNFL, enquanto único fornecedor britânico comercial de serviços para o ciclo de combustível nuclear, estaria particularmente exposta em caso de insolvência da BE; não teria qualquer fluxo de receitas imediato para o armazenamento ou o reprocessamento das grandes quantidades de combustível RAG já entregues nem perspectivas de recuperar montantes substanciais no processo de insolvência. Teria de ter renegociado um novo acordo de combustível usado com o liquidatário ou o Governo, sem qualquer certeza quanto à manutenção do nível da sua remuneração actual. Confrontado com o mesmo risco e incerteza, o Reino Unido alega que um credor privado teria sem dúvida procurado participar numa reestruturação, que teria necessariamente incluído a renegociação dos seus contratos com a BE, tendo em vista maximizar as receitas globais e garantir o restabelecimento da viabilidade da BE.

(195) Além disso, o Reino Unido alega que o facto de a BNFL ser uma empresa pública não significa que as suas acções tenham sido, por conseguinte, menos comerciais. Observa que a BNFL é uma sociedade anónima constituída ao abrigo da Lei das sociedades comerciais de 1985. Tem um conselho de administração composto por quadros responsáveis pelas suas actividades comerciais e directores não executivos com experiência empresarial noutras actividades do sector privado. O conselho de administração da BNFL tem o dever de agir de forma autónoma no interesse da empresa. O Reino Unido acrescenta que o Governo britânico não intervém para influenciar a tomada de decisões da BNFL, incentivando-a a agir de forma não comercial.

(196) Finalmente, o Reino Unido apresentou uma análise das dívidas dos credores e dos montantes acordados no âmbito do pacote de reestruturação.

(197) As autoridades britânicas concluem que a medida B não deve ser considerada como constituindo um auxílio estatal.

Medida C

(198) O Reino Unido alega que muitos dos mesmos argumentos referidos nos considerandos 190 a 196 relativamente à medida B, são igualmente aplicáveis à medida C. O Reino Unido alega, em especial, que é necessário analisar as acções da BNFL no contexto da sua posição excepcional, enquanto principal credor da BE, e as da BE, enquanto maior cliente da BNFL. Tendo em conta a relação comercial contínua existente há muito entre ambas e o montante das dívidas da BE em relação à BNFL, não é surpreendente que o congelamento das dívidas relativamente à BNFL represente a maior parte absoluta do benefício para a BE dos acordos de congelamento. Um credor privado na mesma posição da BNFL – com a maior exposição em caso de insolvência da BE – não teria outra opção senão actuar de modo semelhante.

(199) O Reino Unido também alega que não é correcto contrapor os acordos de congelamento da BNFL por um lado e os de todos os outros credores privados, por outro. Sem a participação de grandes credores, os acordos no seu conjunto não teriam podido funcionar. O Reino Unido apresenta uma comparação de todas as dívidas pendentes da BE com a contribuição de cada parte nos acordos de congelamento e conclui que a contribuição da BNFL, expressa em percentagem das suas dívidas pendentes, é com efeito inferior à da maior parte dos credores privados.

Dúvidas sobre o restabelecimento da viabilidade da BE num prazo razoável

(200) As autoridades britânicas alegam que o ponto 32 das orientações não exige que as medidas de auxílio sejam limitadas no tempo. Exige que o plano de reestruturação tenha uma duração tão curta quanto possível e que a viabilidade a longo prazo seja restabelecida «num prazo razoável». Segundo o Reino Unido, o objectivo prosseguido pelas orientações parece ser que a concessão do auxílio deve ser única e que não deve constituir um auxílio contínuo ao funcionamento. O objectivo não é excluir auxílios destinados a aliviar responsabilidades de longo prazo.

(201) O Reino Unido alega que a reestruturação será completa, que a viabilidade será restabelecida num prazo razoável e que o auxílio é único, ainda que as dívidas da BE sejam de longo prazo. A BE produzirá liquidez a partir de 2004 e registará fluxos de tesouraria operacionais anuais positivos a partir de 2005. Na hipótese de nova admissão à cotação, a BE retorna à viabilidade em 2005. O plano de reestruturação destina-se a garantir que a BE pode funcionar de forma autónoma, sem mais apoios sob a forma de auxílios do Governo britânico a partir da data da reestruturação. O plano de reestruturação demonstra que este nível de reservas geradas pela empresa é suficiente para fazer face a cenários desfavoráveis e, por conseguinte, para assegurar a viabilidade.

(202) Quanto à questão concessão de subvenções para despesas correntes, o Governo britânico recorda que o seu auxílio cobre apenas as responsabilidades anteriores derivadas de contratos, as responsabilidades de desmantelamento e as responsabilidades não contratuais associadas a combustível RAG usado do passado, todo o combustível usado RAP e resíduos de exploração e outras responsabilidades conexas. O Reino Unido alega que as responsabilidades anteriores contratuais relativas ao combustível usado dizem respeito a combustível RAG carregado em reactores antes da data efectiva de reestruturação. A BE tem obrigação, no âmbito das suas licenças de exploração de centrais nucleares, de gerir esse combustível e consequentemente de suportar os respectivos custos. Estes custos não podem, por conseguinte, ser evitados.

(203) Um argumento semelhante é aplicável ao desmantelamento das centrais. Para cobrir estes custos, a BE efectuará contribuições para o desmantelamento dos reactores para o Fundo de desmantelamento nuclear e contribuirá, portanto, de forma significativa para os custos globais de desmantelamento.

(204) No que se refere às responsabilidades não contratuais associadas ao combustível RAG usado utilizado no passado, o Reino Unido alega que estas responsabilidades dizem apenas respeito ao combustível RAG carregado em reactores antes da data efectiva de reestruturação. As responsabilidades associadas ao combustível usado RAP dizem respeito a todas as responsabilidades com combustível RAP carregado no reactor Sizewell B. Quanto Às futuras responsabilidades, a BE contribuirá com 150 000 libras esterlinas por cada tonelada de combustível RAP carregado no Sizewell B após a data efectiva de reestruturação. O nível da contribuição foi avaliado tendo em conta custos internacionais comparáveis para a gestão de combustível usado, a fim de cobrir todos os custos futuros de combustível RAP. As restantes responsabilidades não contratuais referem-se a vários tipos de resíduos de exploração não relativos a combustível associados, das centrais da BE e não se prevê que sejam significativas.

(205) Os custos de desmantelamento e as responsabilidades não contratuais são em grande medida fixas e existe pouca margem de manobra para que a BE os aumente de forma significativa no quadro do funcionamento normal das centrais. Além disso, qualquer aumento material das responsabilidades decorrente de uma alteração discricionária dos procedimentos de funcionamento em benefício económico da BE ou resultante do não cumprimento de normas mínimas de desempenho, terá de ser pago pela BE. Por outro lado, é importante notar que mesmo que o Governo pague directamente as responsabilidades contratuais da BE, o apoio do Governo em termos de desmantelamento e responsabilidades não contratuais assume a forma de uma garantia condicional. O Reino Unido alega que a medida A não deve, por conseguinte, ser considerada uma subvenção permanente às despesas correntes. O tratamento contabilístico da medida A, que é considerada no balanço da BE um activo, é coerente com esta conclusão. A BE não beneficia de uma subvenção, porque a medida A não está de modo algum relacionada com as suas operações de exploração e os custos cobertos pela medida A devem ser limitados independentemente da duração e dimensão das futuras operações de exploração da BE.

(206) Quanto à medida B, o Reino Unido não aceita que esta constitua um auxílio estatal.

(207) O Reino Unido alega igualmente que é inapropriado opor-se à medida A devido ao facto de esta aliviar a BE de parte das suas obrigações de «poluidor pagador». A BE pagará, ao abrigo do plano de reestruturação, os custos de poluição de futuras operações. Além disso, contribuirá para os custos de poluição anteriores através da afectação da margem de autofinanciamento do serviço da dívida e das suas outras contribuições para o NLF. Sem o compromisso do Governo, a BE seria insolvente e teria sido incapaz de pagar quaisquer futuras obrigações de «poluidor pagador».

(208) O Reino Unido reage ainda contra as dúvidas expressas pela Comissão na sua decisão de dar início a um procedimento relativamente à questão de saber se o restabelecimento da viabilidade da BE pode ser considerado como principalmente resultante de recursos internos. O Reino Unido explica que a principal razão para a actual crise da BE reside na sua incapacidade de assumir responsabilidades históricas inevitáveis e respeitar requisitos regulamentares e de segurança mínimos. Apesar disto, o Reino Unido alega que as medidas internas tomadas pela BE não são insignificantes. Alienou a sua participação na Bruce Power e na Amergen e está a proceder a uma reestruturação interna importante, que incluirá […]. Aumentou igualmente a proporção de contratos a preço fixo a médio prazo, incluindo com grandes clientes industriais e comerciais, tendo em vista a limitação dos riscos em termos de preços no mercado grossista. Além disso, as medidas internas mais significativas consistem na renegociação com a BNFL dos contratos de fornecimento de combustível e de gestão do combustível usado.

(209) Finalmente, o Reino Unido considera que as orientações exigem um equilíbrio entre as contribuições do Estado, as contribuições privadas e a própria contribuição da empresa, mas não significa que a empresa deva conseguir funcionar sem a intervenção do Estado.

O montante não limitado do auxílio

(210) Após ter recordado por que razão não é possível quantificar exactamente os custos das responsabilidades nucleares, as autoridades britânicas afirmaram que não é necessário neste caso conhecer o montante exacto do auxílio nem determinar que medidas constituem um auxílio para chegar a uma conclusão sobre se o pacote é o mínimo necessário. O compromisso do Governo, que cobre categorias definidas de responsabilidades, é fundamental para o pacote de reestruturação e para o restabelecimento da viabilidade da BE. As autoridades britânicas afirmam que o nível de auxílio à BE é estruturalmente mantido a um nível mínimo pela venda de activos (Bruce Power e Amergen), pela redução das dívidas a credores, pela contribuição contínua da BE para o financiamento do seu passivo nuclear, por outras medidas internas para reduzir os custos e pelo mecanismo através do qual a BE contribuirá no futuro com 65 % do seu fluxo de caixa liberto para o financiamento do seu passivo nuclear.

Medidas de compensação

(211) As autoridades britânicas recordam os argumentos apresentados na notificação segundo os quais o auxílio não tem qualquer impacto sobre a estrutura da concorrência, uma vez que não tem um impacto nos custos marginais a curto prazo da BE, que determinam o funcionamento corrente de uma central. Recordaram, com base nos dados actualizados e comparações com outros Estados-Membros, que o mercado não regista uma sobrecapacidade estrutural e alegaram, por conseguinte, que não deviam ser impostas quaisquer medidas de compensação.

V. OBSERVAÇÕES DO REINO UNIDO SOBRE OS COMENTÁRIOS DAS PARTES INTERESSADAS

(212) Nas suas observações, as autoridades do Reino Unido centram-se nos comentários que discordam da sua posição, embora tendo em conta outras observações que apoiam a sua posição.

Observações da Powergen

(213) As autoridades britânicas recordam em primeiro lugar o seu raciocínio no que diz respeito aos SRMC da BE e à sua posição, segundo a qual o pacote de auxílios não teria qualquer impacto nos concorrentes. O seu argumento é ainda apoiado pelos valores relativos às propostas da BE no mercado das vendas directas, que demonstram que a BE não tem qualquer incentivo para não maximizar os seus lucros fixando os preços a custos marginais. As autoridades britânicas acrescentam que a BE não tem qualquer incentivo para abandonar no mercado centrais, que não recuperariam os seus custos evitáveis. Quanto a este aspecto, apresentam análises de custos destinadas a provar que a central da Dungeness B cobre os seus custos evitáveis, com pressupostos razoáveis sobre os preços do mercado da electricidade.

(214) As autoridades britânicas continuam, recordando o seu ponto de vista sobre o facto de não existir uma capacidade estrutural excessiva no mercado. Indicam que a Powergen tinha reactivado centrais para o Inverno 2003-2004, o que indicaria que a própria Powergen considera não existir excesso de capacidade estrutural no mercado. As autoridades britânicas recordam o seu ponto de vista sobre a ausência de necessidade de medidas de compensação e dão o seu parecer sobre cada uma das medidas propostas pela Powergen.

(215) As autoridades britânicas recordam a sua posição sobre as medidas B e C e sublinham, em especial, que a própria BNFL se baseou em consultoria externa. Alegam que a posição da Powergen em relação a estas medidas se baseia em pressupostos incorrectos no que diz respeito a datas.

(216) Quanto à viabilidade, as autoridades britânicas contestam a opinião da Powergen relativamente à fiabilidade das centrais da BE e apresentaram à Comissão um relatório de consultores externos a fim de verificar a hipótese da viabilidade.

(217) Finalmente, as autoridades britânicas declaram que, ao contrário do que a Powergen afirma, se os preços da electricidade aumentarem, o mecanismo de recuperação impediria que fosse concedido à BE qualquer auxílio desnecessário.

Observações da Greenpeace

(218) As autoridades britânicas não aceitam o ponto de vista da Greenpeace de que o auxílio deve ser analisado enquanto auxílio a accionistas. Tal teoria significaria que qualquer auxílio concedido a uma sociedade cotada constitui um auxílio aos seus accionistas. As autoridades britânicas observam que os accionistas da BE abandonam 97,5 % da sua participação no capital social da BE.

(219) As autoridades britânicas afirmam uma vez mais que não consideram que a BNFL tenha agido sob pressão do Governo, quando renegociou os seus contratos com a BE e observam que o relatório paralelamente enviado à Comissão, demonstram o contrário. O extracto do relatório da BE relativo a 2002/2003 e o artigo no «The Business», que se referia ao colapso das negociações entre a BNFL e a BE em Agosto/início de Setembro de 2002 são mal interpretadas pela Greenpeace como sinal de que a BNFL agiu posteriormente sob pressão do Governo. Pelo contrário, demonstrariam que a BNFL não estava disposta a aceitar os planos da BE sem que outros credores fizessem contribuições semelhantes. As autoridades britânicas afirmam que a BNFL tinha já apresentado os documentos internos que a Greenpeace sugeria que a Comissão lhe solicitasse. No que se refere aos contratos entre a BE e a BNFL que, segundo a Greenpeace, se destinam a dar à BNFL um fluxo de receitas garantido, as autoridades britânicas notam que a maior parte destes contratos foram assinados ou renegociados após a BE ter sido privatizada e que, por conseguinte, não podiam ter sido impostos à BE pelo Governo. Finalmente, as autoridades britânicas indicam que a ligação entre a concessão da BNFL e os preços da electricidade prova que a BNFL actuou de forma comercial, exigindo que a BE partilhasse uma parte dos eventuais benefícios com ela e não o contrário.

(220) As autoridades britânicas recordam a sua posição sobre a aplicação do princípio do «poluidor pagador» a este caso. Consideram que a Greenpeace não acrescentou qualquer facto ou argumento novo relativamente a este aspecto.

(221) Quanto ao impacto do auxílio na concorrência, as autoridades britânicas contestam em primeiro lugar o ponto de vista da Greenpeace de que o efeito do pacote de auxílios é o de manter um produtor ineficaz no mercado. A BE não pode ser considerada um produtor ineficaz, uma vez que os seus custos evitáveis se situam entre os mais baixos do mercado. Os seus problemas estão apenas associados a responsabilidades anteriores. Além disso, as autoridades britânicas recordam o seu ponto de vista de que o auxílio não falseia a concorrência e, por conseguinte, não impede qualquer entrada no mercado.

(222) As autoridades britânicas afirmam que as observações da Greenpeace sobre o excesso de capacidade no mercado são incorrectas, uma vez que se baseiam em previsões desactualizadas, interpretam erroneamente os critérios da NGTransco relativamente à margem de capacidade, utilizam valores incorrectos para a actual margem de capacidade, prevêem apenas o cenário mais optimista dos três cenários possíveis para o futuro e ignoram as dificuldades que represente a reactivação de centrais em reserva.

(223) As autoridades britânicas prosseguem questionando o aspecto económico dos argumentos da Greenpeace sobre o impacto no contribuinte do eventual encerramento das centrais da BE. Explicam que a própria Greenpeace reconheceu que este encerramento aumentaria os preços da electricidade. Além disso, um estudo da Deloitte and Touche revelou que o encerramento precoce de uma única central nuclear podia dar origem a custos adicionais. O encerramento precoce de mais de uma central comportaria ainda mais custos devido a limitações na central de Sellafield, utilizada para o tratamento de material radioactivo. Finalmente, as autoridades britânicas referem que ambos os relatórios em anexo às observações da Greenpeace (de Large & Associates e ILEX) se baseiam em valores de capacidade desactualizados da NGTransco e em hipóteses excessivamente optimistas. Anexam às suas observações uma contraperitagem relativa aos relatórios, efectuada por George Yarrow e Tim Keyworth, da DKY Limited.

(224) Finalmente, com base no que precede, as autoridades britânicas contestam o ponto de vista da Greenpeace de que o auxílio não é proporcional.

Observações da Drax

(225) Em primeiro lugar, as autoridades britânicas contestam o ponto de vista da Drax, segundo o qual o auxílio revela que o Governo britânico nunca permitirá que a BE entre em falência. Recordam que o pacote está sujeito à aprovação pelo Governo das perspectivas de viabilidade da BE.

(226) Quanto à medida A, as autoridades britânicas recordam que o Governo britânico não assumirá todas as responsabilidades de desmantelamento da BE, mas apenas cobrirá o défice no NLF. No que se refere à estimativa dos custos da medida A, o Reino Unido nota que exigir que haja uma certeza absoluta nos seus cálculos impossibilitaria a concessão de um auxílio em relação a tais responsabilidades de longo prazo, o que conduziria a uma aplicação perversa das regras em matéria de auxílios estatais e seria contrário aos objectivos do Tratado Euratom. As autoridades britânicas também contestam a alegação da Drax de que o facto de o Governo britânico assumir a responsabilidade final da segurança nuclear ao abrigo de acordos internacionais constitui uma garantia estatal e recorda que a participação final do Serviço Nacional de Auditoria a este respeito é irrelevante, uma vez que é um órgão independente do Governo.

(227) Quanto à medida B, as autoridades britânicas declaram que as observações da BNFL contradizem a opinião da Drax de que a BNFL não seria afectada se a BE fosse declarada insolvente. Recordam igualmente que a renegociação dos acordos da BNFL com a BE se efectuou em condições normais de mercado. Quanto à medida C, as autoridades britânicas indicam que a ausência de pagamento de juros pela BE à BNFL durante o período de congelamento deve ser analisado no quadro da participação total da BNFL no plano de reestruturação e não como um elemento isolado, uma vez que todo o pacote foi negociado em conjunto. Globalmente, o pacote não é desfavorável para a BNFL em comparação com outros credores da BE.

(228) No que se refere à medida G, as autoridades britânicas recordam que tinham anteriormente apresentado provas de que a BE tinha finalmente pago os impostos locais, com os juros correspondentes.

(229) Quanto à compatibilidade do plano de reestruturação com as orientações, as autoridades britânicas contestam o ponto de vista da Drax de que o plano não restaurará a viabilidade da BE, uma vez que esta empresa não cobrirá todos os seus actuais custos evitáveis e não evitáveis. O Reino Unido recorda que, para que a BE sobreviva, é necessário que lhe seja retirado parte do peso do passado – os custos inevitáveis. No entanto, logo que tal aconteça, a BE voltará a ser viável, uma vez que não só será capaz de reembolsar todas as suas despesas correntes, mas igualmente contribuir de forma significativa para os seus custos inevitáveis do passado. É, por conseguinte, economicamente mais eficaz explorar as centrais nucleares da BE, a fim de obter algum contributo para o pagamento dos custos inevitáveis do passado. Antecipar o encerramento das centrais da BE comportaria na realidade mais custos.

(230) As autoridades britânicas rejeitam o argumento da Drax de que o auxílio induzirá a BE a vender no mercado a qualquer preço. Alegam que, enquanto produtor de base, a BE não dispõe de qualquer reserva de produção que pudesse vender adicionalmente, reduzindo o preço. Pelo contrário, tem interesse em vender a sua produção a preços máximos. Os obrigacionistas e accionistas garantirão também que a BE maximizará o seu lucro, uma vez que beneficiarão de uma parte do mesmo.

(231) As autoridades britânicas rejeitam também o argumento da Drax, segundo o qual o plano de reestruturação tem uma duração demasiado longa. Explicam que o verdadeiro requisito decorrente das orientações é que a viabilidade da BE seja restaurada num prazo razoável. Segundo as autoridades britânicas, o efeito da medida A, que alegam ser a única que constitui um auxílio estatal, surgirá imediatamente no balanço da BE.

(232) No que diz respeito à existência de sobrecapacidades no mercado, as autoridades britânicas indicam que a avaliação da Drax se baseia em valores desactualizados e num erro relativamente ao critério que a NGTransco aplica para determinar a margem de capacidade. A sugestão da Drax de encerrar as centrais nucleares no Verão seria do ponto de vista económico duvidosa e podia também suscitar preocupações a nível da segurança nuclear ou da segurança de abastecimento. As autoridades britânicas examinam seguidamente cada uma das quatro medidas de compensação e concluem que a sua aplicação poria em risco o equilíbrio do plano de reestruturação ou afectaria as perspectivas de viabilidade da BE.

Observações do terceiro anónimo n.º 1

(233) As autoridades britânicas explicam que o preço referido pelo terceiro (cerca de 1 000 libras esterlinas/kgU) diz respeito aos contratos de gestão de combustível usado de base. Os contratos relativos à carga de base constituíram o primeiro lote de contratos assinados pela BNFL com a BE ou empresas que fazem agora parte da BE. Estes contratos deviam cobrir em grande medida os custos fixos associados às instalações de tratamento de combustível usado da BNFL. Posteriormente, a BNFL assinou com a BE, ou com empresas que agora pertencem à BE, contratos complementares que já não tinham que incluir um elemento de custos associado ao reembolso de custos fixos. Para estes novos contratos foi estabelecido um preço de […] e, por conseguinte, um nível muito inferior ao citado pelo terceiro. Para ser válida, qualquer comparação significativa dos preços cobrados pela BNFL à BE antes e após a renegociação dos seus acordos teria de se basear nos preços dos contratos posteriores aos contratos relativos à carga de base, que eram os existentes no momento imediatamente anterior à renegociação, e não nos preços dos contratos relativos à base.

Observações da Enfield Energy Centre Limited (EECL)

(234) As autoridades britânicas não aceitam o parecer da EECL de que o anúncio do pacote de auxílios agudizou a queda dos preços por grosso. De acordo com as autoridades britânicas, os preços a pronto eram voláteis tanto antes como após o anúncio, em 9 de Setembro de 2002, da sua participação na recuperação da BE. Não registam, no entanto, uma queda acentuada. Quanto aos preços a prazo, foram relativamente constantes. Finalmente, os preços a prazo para contratos de carga de base, no Verão de 2004 aumentaram em relação a Setembro de 2003, apesar da adopção do pacote de reestruturação.

(235) As autoridades britânicas contestaram a observação da EECL de que tinham erroneamente baseado a sua conclusão na premissa de que a BE decidiria encerrar as suas centrais nucleares após o exame dos seus custos marginais a curto prazo (SRMC) e não dos seus custos evitáveis. As autoridades britânicas analisaram o impacto do pacote de auxílios sobre os custos evitáveis da BE e provaram que estes permaneceram bastante inferiores aos preços do mercado a prazo, que constitui a base correcta para um operador decidir não encerrar uma central.

(236) Finalmente, as autoridades britânicas recordam os seus argumentos sobre a ausência de sobrecapacidade no mercado.

Observações da Intergen

(237) As autoridades britânicas contestam o ponto de vista da Intergen de que podia ser alcançada uma segurança de abastecimento adequada, mesmo que a BE se tornasse insolvente, através de um acordo relativo à segurança com o liquidatário. As autoridades britânicas continuam, fazendo notar que as orientações não prevêem qualquer tipo de compensação financeira do tipo que a Intergen sugere que devia receber. Finalmente, no que se refere aos vários tipos de acordos entre a BE e os seus credores, incluindo, nomeadamente, a Intergen, a TFE e a Centrica, as autoridades britânicas indicam que se trata de acordos complexos, que foram todos negociados comercialmente antes da reestruturação. Não têm qualquer relação com o pacote de auxílios estatais.

Observações do terceiro anónimo n.º 2

(238) As autoridades britânicas apresentaram informações quantitativas que demonstram que os preços da BE no segmento da venda directa foram continuamente superiores aos preços grossistas a prazo e que a BE garantiu menos de 20 % dos contratos em relação aos quais apresentou propostas, o que contraria as alegações do terceiro de que a BE ofereceu preços indevidamente baixos. As autoridades britânicas recordam ainda que consideram que a BE, enquanto produtor de base, não tem qualquer incentivo para oferecer preços artificialmente baixos.

VI. **APRECIAÇÃO**

(239) Pelo menos uma parte das medidas em questão diz respeito a questões abrangidas pelo Tratado EURATOM e, por conseguinte, têm de ser analisadas à luz do mesmo ([30]). Porém, na medida em que elas não são necessárias para a realização dos objectivos do Tratado EURATOM e não vão contra esses objectivos, da mesma maneira que não falseiam nem ameaçam falsear a concorrência no mercado interno, essas medidas têm de ser analisadas à luz do Tratado CE.

1. **Tratado EURATOM**

(240) As medidas em análise e, nomeadamente, as medidas A e B, teriam um impacto sobre o financiamento das responsabilidades nucleares e o processamento do combustível usado. O desmantelamento e a gestão dos resíduos representam custos necessários para uma exploração correcta e responsável da indústria nuclear. No contexto da indústria nuclear, a necessidade de abordar os riscos associados aos perigos decorrentes de radiações ionizantes constitui uma das suas principais prioridades. *De facto*, a Comissão nota que estes dois aspectos da cadeia nuclear se tornam cada vez mais importantes e necessários para garantir a segurança dos trabalhadores e da população.

([30]) O n.º 2 do artigo 305.º do Tratado CE estabelece que «as disposições do presente Tratado não prejudicam as do Tratado que institui a Comunidade Europeia da Energia Atómica».

(241) Neste aspecto específico, o Tratado EURATOM toma na devida consideração este objectivo, embora simultaneamente se destine a criar as «criar as condições para o desenvolvimento de uma poderosa indústria nuclear, fonte de vastos recursos energéticos…». Estes objectivos são ainda reiterados no artigo 1.º do Tratado EURATOM, que estabelece que «A Comunidade tem como missão contribuir, pelo estabelecimento das condições necessárias à formação e crescimento rápido das indústrias nucleares, para a melhoria do nível de vida nos Estados-Membros…». A relevância deste objectivo actualmente foi sublinhada no recente Livro Verde da Comissão «Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético» [COM (2002) 321 final de 22 de Junho de 2002]. Além disso, a alínea b) do artigo 2.º do Tratado EURATOM prevê que, para o cumprimento da sua missão, a Comunidade deve estabelecer normas de segurança uniformes destinadas à protecção sanitária da população e dos trabalhadores e velar pela sua aplicação. A alínea e) do artigo 2.º do Tratado EURATOM prevê também que a Comunidade deve garantir, mediante controlo adequado, que os materiais nucleares não sejam desviados para fins diferentes daqueles a que se destinam. Neste contexto, o Tratado EURATOM institui a Comunidade EURATOM, prevendo os instrumentos necessários e a atribuição de responsabilidades para atingir estes objectivos. Quanto a este aspecto, e tal como confirmado pelo Tribunal de Justiça, a segurança nuclear constitui uma competência comunitária que deve estar associada à protecção contra os perigos resultantes das radiações ionizantes, estabelecida no artigo 30.º do capítulo III do Tratado EURATOM, respeitante à protecção sanitária ([31]). A Comissão deve garantir a aplicação das disposições do presente Tratado e pode, por conseguinte, adoptar decisões na forma prevista no presente Tratado ou emitir pareceres se considerar necessário.

(242) A Comissão nota que as provas apresentadas pelas autoridades britânicas revelam que o efeito das medidas em análise consiste nomeadamente em preservar a segurança das centrais nucleares, garantir uma gestão sólida das responsabilidades nucleares, reforçar a segurança do aprovisionamento através da manutenção da diversidade de fontes de combustíveis na Grã-Bretanha, bem como evitar as emissões de dióxido de carbono. As secções III e IV pormenorizam os argumentos apresentados pelas autoridades britânicas e por terceiros a este respeito.

(243) Ao apreciar estas informações e nomeadamente ao determinar se estas medidas são necessárias ou se são abrangidas pelos objectivos do Tratado EURATOM, a Comissão observa que os auxílios estatais e as medidas tomadas visam os riscos associados à actual situação da British Energy e ao seu eventual impacto nos referidos objectivos do Tratado. Na realidade, as autoridades britânicas decidiram intervir em apoio à British Energy, nomeadamente, tendo em vista assegurar a continuidade das condições de segurança da indústria nuclear, mantendo simultaneamente em funcionamento as centrais nucleares enquanto importante fonte energética. Esta intervenção realizou-se no contexto de um risco de falência do principal operador nuclear britânico. A continuidade de um operador económico específico não está directamente associada à continuidade das suas actividades nucleares. Contudo, em caso de insolvência, as questões de segurança e de segurança e/ou de garantia de aprovisionamento devem ser resolvidas. Por conseguinte, a Comissão compreende que as autoridades britânicas abordaram estes riscos de uma forma correcta e responsável, compatível com os objectivos do Tratado EURATOM.

(244) As três medidas de compensação que serão descritas seguidamente reforçam ainda mais a prossecução dos objectivos do Tratado EURATOM, garantindo que a intervenção pública não será utilizada para outros fins que não o pagamento das responsabilidades nucleares. Finalmente, um sistema de limiares e de limites máximos aplicável aos três tipos de responsabilidades anteriores garantirão a disponibilidade de fundos suficientes para a consecução destes objectivos, embora restringindo a intervenção ao mínimo estritamente necessário para a sua realização.

(245) A Comissão conclui que as medidas previstas pelas autoridades britânicas são adequadas para abordar o conjunto dos objectivos prosseguidos e que são plenamente conformes ao Tratado EURATOM.

2. **Auxílios na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE**

(246) Nos termos do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE, os auxílios estatais são os auxílios concedidos pelos Estados ou provenientes de recursos estatais, independentemente da forma que assumam, que falseiem ou ameacem falsear a concorrência, favorecendo certas empresas ou certas produções, na medida em que afectem as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

(247) É óbvio que a intervenção do Estado no plano de reestruturação da BE é selectiva, uma vez que favorece apenas uma empresa.

(248) A electricidade é comercializada entre o Reino Unido e outros Estados-Membros através de interligações para a França e a Irlanda. A electricidade é comercializada entre Estados-Membros há muito tempo e, em especial, desde a entrada em vigor da Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro de 1996, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade ([32]). De acordo com dados comunicados pelo Reino Unido na notificação, a BE é o segundo maior produtor de electricidade, em termos de capacidade, na Inglaterra e no País de Gales e o terceiro na Escócia. A intervenção do Estado no plano de reestruturação pode, por conseguinte, afectar claramente o comércio entre Estados-Membros.

(249) De entre as sete medidas de reestruturação três: a medida D («Pacote de reestruturação dos grandes credores»), a medida E («Uma nova estratégia de comercialização») e a medida F («Alienação de activos») não são financiados por recursos públicos. Por conseguinte, não podem ser considerados como auxílios estatais na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE.

([31]) Decisão do Tribunal de Justiça de 10 de Dezembro de 2002, processo C-29/99.

([32]) JO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

(250) A medida A, pelo contrário, resulta de recursos públicos, uma vez que consiste num certo número de pagamentos ou de dotações para pagamentos por parte do Governo britânico. Uma vez que os pagamentos do Governo britânico assumirão parte das responsabilidades nucleares que a BE devia normalmente ter suportado, a medida A confere igualmente uma vantagem à BE. Tendo em conta o que precede, a Comissão conclui que a medida A constitui um auxílio estatal na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE. Tal não é contestado pelo Reino Unido.

(251) As medidas B e C recorrem a recursos da BNFL (totalmente na medida B e parcialmente na medida C), que é uma empresa pública. Os recursos pertencentes a uma empresa pública são recursos estatais. Tendo em conta o que precede, as medidas B e C constituem auxílios estatais na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE, se e apenas se proporcionarem uma vantagem competitiva à BE e a concessão desta vantagem for imputável ao Estado. Uma vez que esta questão foi suscitada na decisão de dar início ao procedimento, será analisada em profundidade na secção VI, n.º 2 alínea b).

(252) A medida G recorre igualmente a recursos de autoridades locais. Os recursos provenientes dessas autoridades constituem recursos estatais. A medida G constitui, por conseguinte, um auxílio estatal na acepção do n.º 1 do artigo 87º do Tratado CE, se e apenas se proporcionarem uma vantagem competitiva à BE e a concessão desta vantagem for imputável ao Estado. Uma vez que esta questão foi também suscitada na decisão de dar início ao procedimento, será analisada em profundidade na secção VI, n.º 2 alínea b).

a) *Existência de auxílio na medida G*

(253) As autoridades britânicas provaram que os impostos locais da medida G foram pagos pela BE com juros calculados utilizando a taxa de referência e a taxa de actualização determinadas pela Comissão para o Reino Unido. Não existe qualquer disposição específica na legislação britânica que imponha a utilização de uma taxa de juro mais elevada no caso de os impostos locais serem diferidos pelas autoridades locais. Por conseguinte, a Comissão considera que a taxa aplicada constitui uma referência adequada para decidir se o diferimento do pagamento dos impostos proporciona uma vantagem competitiva à BE. Tendo em conta o que precede, a Comissão conclui que a medida G não constitui um auxílio estatal na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE.

b) *Existência de auxílio nas medidas B e C*

(254) Na sua decisão de dar início a um procedimento, a Comissão afirmava que «nesta fase da sua apreciação, a Comissão considera que a renegociação dos contratos entre a BNFL e a BE pode ser considerada auxílios estatais». Tal baseou-se no facto de a BNFL, uma empresa pública, ter anunciado que estava disposta a alterar as condições comerciais dos seus actuais contratos com a BE apenas depois de esta empresa ter anunciado que tinha iniciado negociações com o Governo britânico no sentido de obter apoio financeiro. Parecia duvidoso que estes contratos tivessem sido renegociados em condições de mercado. A Comissão chegou às mesmas conclusões preliminares no que diz respeito à medida C.

(255) Utilizando os dados que lhe foram disponibilizados desde o início do procedimento, a Comissão procedeu a uma análise mais aprofundada para determinar se as medidas B e C cumpriam os critérios que permitem considerá-las auxílios estatais e, em especial, se proporcionavam uma vantagem competitiva à BE. Chegou às seguintes conclusões:

Quanto à medida B

(256) A medida B consiste na renegociação de contratos entre a BNFL, uma empresa pública, e a BE. A Comissão analisou se a medida B confere uma vantagem à BE, que nenhum operador privado teria concedido a esta empresa em dificuldade em circunstâncias semelhantes. Por outras palavras, a Comissão analisou se a BNFL agiu em conformidade com o princípio do credor numa economia de mercado, quando acordou a medida B.

(257) Para este efeito, a Comissão examinou, em especial, se a renegociação dos contratos da BNFL com a BE se tinha realizado em condições de mercado e se as concessões feitas pela BNFL eram de natureza comercial.

A BNFL agiu em conformidade com o princípio do credor privado?

(258) A primeira questão que a Comissão tem de analisar é saber se os novos acordos entre a BNFL e a BE foram negociados em condições normais de mercado. Deve recordar-se que a BNFL é o maior credor individual da BE e que esta empresa é o maior cliente da BNFL. Por conseguinte, a Comissão examinou se as condições aceites pela BNFL teriam podido ser aceites por um operador privado colocado numa situação semelhante. No contexto de um fornecedor confrontado com as dificuldades do seu maior cliente, tal consiste em verificar se a BNFL agiu como um credor privado diligente, tentando maximizar as possibilidades de recuperar as suas dívidas ([33]).

(259) A Comissão analisou os relatórios relevantes dos consultores jurídicos e financeiros da BNFL, bem com excertos das reuniões do conselho de administração da BNFL, apresentados pela BNFL.

(260) Em primeiro lugar, a Comissão nota que a BNFL já tinha solicitado aos seus consultores que estudassem a sua posição face à BE no início de 2002, altura em que a BE invocou pela primeira vez a cláusula de tratamento excepcional em caso de força maior dos seus acordos com a BNFL. Não é possível chegar à conclusão definitiva de que as condições da referida cláusula estavam na realidade satisfeitas, mas o conselho de administração deu instruções à BNFL para analisar as eventuais soluções que permitiriam resolver as dificuldades da BE, com a condição expressa de que qualquer acordo devia ser comercialmente vantajoso para a BNFL.

([33]) Ver acórdão do Tribunal de 29 de Abril de 1999 proferido no processo C-342/96, Reino de Espanha/Comissão das Comunidades Europeias. Col. 1999, p. I-2459.

(261) Os relatórios apresentados pela BNFL, redigidos nessa altura, ilustram a situação especial da BNFL enquanto credor e fornecedor da BE e analisam o impacto da insolvência da BE na BNFL. Concluem que, tendo em conta os grandes riscos para a BNFL, uma reestruturação solvente seria do maior interesse da BNFL, mas não a qualquer preço. Definem, por conseguinte, um pacote de propostas de concessões à BE e acompanham a evolução deste pacote durante as negociações com a BE. É evidente destes relatórios que durante estas negociações, a BNFL manteve sempre a sua ideia inicial de tentar preservar melhor os seus interesses, evitando que a BE fosse colocada sob administração judicial, mas não a qualquer preço e com um acordo equilibrado.

(262) As autoridades britânicas alegaram que os acordos renegociados com a BNFL devem ser considerados como um pacote e comparados com a posição que a BNFL podia ter tido se a BE fosse declarada insolvente, em vez de seleccionar elementos individuais. Os relatórios apresentados pelas autoridades britânicas e pela BNFL concluem que o acordo final é mais vantajoso para a BNFL do que qualquer cenário de insolvência.

(263) Tendo em conta o que precede, a Comissão chegou à primeira conclusão de que, em caso de insolvência da BE, a BNFL passaria a estar numa situação muito incerta e muito provavelmente desfavorável.

(264) É verdade que a insolvência da BE não significaria automaticamente que todas as suas centrais nucleares seriam imediatamente encerradas nem afectaria completamente as necessidades de desmantelamento das centrais existentes e a gestão do combustível usado do passado.

(265) No entanto, em caso de insolvência da BE, a Comissão considera que a BNFL se teria encontrado numa situação mais difícil para negociar com o sucessor da BE, quer em relação à exploração das centrais quer ao seu desmantelamento. Isto teria implicado uma série de riscos e de incertezas, que um investidor privado tem de tomar em consideração ao prever a renegociação de acordos, em especial, com o seu principal cliente. O facto de os consultores da BNFL terem estudado cuidadosamente esta alternativa indica claramente que a BNFL tomou em devida consideração estes elementos.

(266) Tentar realizar uma reestruturação solvente da BE era, por conseguinte, do interesse comercial da BNFL.

(267) Depois de ter chegado a esta conclusão inicial, a Comissão analisou o impacto dos acordos renegociados relativos às receitas da BNFL, tendo especialmente em conta as observações de terceiros, a fim de verificar, em termos mais microeconómicos, se estes acordos renegociados poderiam ter sido aceites por uma empresa privada numa situação semelhante.

(268) Quanto à gestão do combustível usado, as obrigações nesta matéria dividem-se entre responsabilidades passadas e futuras.

(269) No que se refere às responsabilidades passadas de combustível usado, no âmbito da medida A do plano de reestruturação, o Governo britânico assumirá todas estas responsabilidades, que serão transferidas da BE ([34]).

(270) No que diz respeito à futura gestão do combustível usado, os actuais acordos foram alterados. A BNFL apresentou o quadro que se segue relativamente aos novos acordos de gestão do combustível usado, que revela que a BE pagará à BNFL mediante uma tarifa diferencial. Os dados em itálico foram acrescentados pela Comissão.

Quadro 7

Novos acordos de preços relativos à gestão do combustível usado

Preços correntes da electricidade produzida ([35]) em libras esterlinas/MWh expressos em termos reais 2003	Montante unitário de (redução)/majoração em libras esterlinas/MWh expressos em termos reais 2003 (por comparação com os contratos anteriores).	Montante unitário líquido do pagamento do combustível usado em libras esterlinas/MWh expressos em termos reais 2003	Pagamento em libras esterlinas/kgU (*)
14,8 e menos	– 0,6	[…]	
15	– 0,5		
16	0		
17	0,5		
18	1		
19	1,5		
20	1,75		
21 e mais	2,0		

(*) Determinado com base numa eficácia da BE para a qual […]/GPB/MWh equivale a […]/GPB/kgU.

([34]) Incluindo todas as responsabilidades em relação à eliminação definitiva desse combustível usado histórico.

([35]) O preço corrente da electricidade reflecte a valor da electricidade de base comercializada nos NETA (New Trading Arrangement).

(271) É importante notar que as reduções e majorações constantes do *quadro 7* são estabelecidas em comparação com os acordos de gestão do combustível usado, que estavam em vigor imediatamente antes da reestruturação e não com os antigos acordos. É o ponto de comparação que convém para analisar as principais concessões da BNFL à BE, uma vez que representa o que a BNFL teria recebido da BE, caso esta empresa não tivesse registado dificuldades. Por outro lado, comparar os novos acordos com contratos anteriores, tal como os contratos iniciais relativos à carga de base, aos quais se refere o terceiro anónimo n.º 1, não faria sentido em termos de análise das concessões efectivamente feitas pela BNFL durante a negociação do plano de reestruturação.

(272) O quadro 7 mostra que se o preço da electricidade produzida for inferior ao preço de exercício de 16 libras esterlinas/MWh, a BNFL concederá uma redução à BE em comparação com os acordos de gestão de combustível usado anteriores à reestruturação. Se o preço da electricidade for superior ao preço de exercício, será paga à BNFL uma majoração em relação aos pagamentos previstos ao abrigo dos acordos de gestão do combustível usado iniciais.

(273) Tal como indicado no considerando 269, as receitas da BNFL para a gestão e eliminação do futuro combustível usado dependem dos preços da electricidade no mercado britânico por grosso. Tal disposição não pode ser considerada em si mesma não comercial. É bastante corrente no sector, em que os operadores pretendem partilhar os riscos associados às grandes flutuações potenciais dos preços.

(274) A fim de verificar se estes níveis de preços podiam ter sido aceites por uma empresa privada, a Comissão verificou em que medida permitiriam à BNFL cobrir os seus custos evitáveis, tendo em conta a prevista evolução dos preços da electricidade. Na realidade, confrontada com a possibilidade de perder um cliente tão crucial como a BE é para a BNFL, uma empresa privada estaria disposta a diminuir os seus preços até aos custos que evitaria encerrando as suas actividades. Estes custos representam precisamente os custos evitáveis.

(275) Neste caso, ao abrigo dos novos acordos de gestão do combustível usado, a BNFL tornar-se-á proprietária do combustível usado, quando este lhe for entregue pela BE. Isto significa que a eliminação final deste combustível terá de ser assegurada pela BNFL, o que não acontecia no âmbito dos acordos anteriores ([36]). Uma vez que se trata de um encargo adicional para a BNFL, em comparação com anteriores acordos, não podemos simplesmente basear-nos na comparação entre anteriores pagamentos e novos pagamentos e concluir que a BNFL recupera os seus custos evitáveis logo que o preço da electricidade por grosso ultrapasse […] libras esterlinas/MWh. Por outro lado, os novos acordos relativos à gestão do combustível usado não estabelecem a forma como a BNFL deve processar o combustível usado de que é proprietária. A BNFL pode escolher se pretende reprocessar o combustível antes da eliminação final ou não.

([36]) A BE não procedeu até agora à eliminação de qualquer quantidade do seu combustível usado, devido ao facto de não ter sido ainda definido o modo como o combustível nuclear usado será finalmente eliminado no Reino Unido.

(276) É necessária uma análise mais aprofundada, com base nos custos evitáveis reais para a BNFL, incluindo os encargos de eliminação final do combustível usado.

(277) A Comissão solicitou às autoridades britânicas que lhe transmitissem uma descrição pormenorizada destes custos. A documentação fornecida pelas autoridades britânicas relativamente a este aspecto indica que a BNFL cobrirá os seus custos evitáveis, logo que os preços da electricidade sejam superiores a um intervalo de variação de […] libras esterlinas/MWh a […] libras esterlinas/MWh, consoante a BNFL introduza ou não disposições relativas a riscos. A ligeira diferença em relação ao valor de […] libras esterlinas/MWh citado no considerando 274, deve-se principalmente ao facto de os reservatórios de armazenamento de longa duração existirem já nas instalações da BNFL e serem actualmente utilizados para armazenar o combustível antes do seu reprocessamento […].

(278) A fim de cruzar esta avaliação, a Comissão comparou os custos evitáveis calculados pelas autoridades britânicas com os custos fornecidos por uma outra fonte.

(279) A Greenpeace publicou no seu sítio Web um relatório elaborado por Gordon MacKerron da National Economic Research Associates ([37]). Este relatório cita valores de 200 dólares americanos/kgU [110 libras esterlinas/kgU ([38])] para o armazenamento temporário do combustível usado e 400 dólares americanos/kgU (220 libras esterlinas/kgU) pelo seu armazenamento definitivo. Segundo o autor do relatório, foram extraídos de um estudo americano ([39]). Existem muitas diferenças entre os tipos de reactores americanos (principalmente reactores REL) e os da BE. Além disso, não é evidente do relatório se os custos a que se refere são custos evitáveis ou incluem elementos de custos fixos, que não seriam abrangidos pela análise. Dependem também em grande medida das taxas de desconto, uma vez que a maior parte dos custos finais de eliminação serão expostos num futuro longínquo. Não obstante, a Comissão utilizou estes valores, uma vez que considerou que os valores publicados por um terceiro constituíram uma referência pertinente para uma verificação cruzada dos dados enviados pelas autoridades britânicas.

(280) Tendo em conta os dados citados no considerando 278, o preço da electricidade acima do qual a BNFL podia recuperar os seus custos seria de […] libras esterlinas/MWh. Estes valores devem agora ser comparados com a evolução prevista dos preços da electricidade.

([37]) Este relatório está disponível no sítio Web britânico da Greenpeace no seguinte endereço: http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6273.pdf.

([38]) Utilizando a mesma taxa de conversão do relatório, 1 libra esterlina = 1,82 dólares americanos.

([39]) M. Bunn e outros: *The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel*. Relatório final, Dezembro de 2003.

(281) A referência adequada para esta comparação é a evolução dos preços da electricidade actual e futura, tal como previsto pela BNFL, aquando da negociação dos novos acordos entre a BNFL e a BE. É, na realidade, com base nesses antecedentes potenciais que a BNFL analisou a dimensão das suas concessões à BE.

(282) Dos documentos apresentados pela BNFL ressalta que, segundo as estimativas gerais, os preços deviam manter-se num intervalo entre 16 libras esterlinas/MWh e 19 libras esterlinas/MWh num futuro próximo, aumentando depois para valores superiores mais sustentáveis.

(283) Na sua apreciação das condições finais do plano, a BNFL utilizou quatro cenários possíveis. Só o cenário mais pessimista de entre eles é que previa que os valores relativos ao preço da electricidade se manteriam abaixo das 17 libras esterlinas/MWh, atingindo apenas valores de cerca de 16,5 libras esterlinas/MWh a médio prazo. Os três outros presumiam que estes preços atingiriam valores de cerca de 18 libras esterlinas/MWh já em 2007, e que depois gradualmente alcançariam preços num intervalo de cerca de 19,5 libras esterlinas/MWh a 23 libras esterlinas/MWh.

(284) A apreciação da BNFL da renegociação dos seus acordos com a BE foi, por conseguinte, efectuada com base num contexto de previsões de evolução dos preços tal que, mesmo nas hipóteses mais pessimistas, os preços lhe permitiriam recuperar os seus custos evitáveis, tal como avaliados internamente e que, em todos os cenários menos no mais pessimista, os preços lhe permitiam recuperar os seus custos evitáveis, tal como previsto no estudo de Gordon MacKerron.

(285) A evolução real dos preços da electricidade foi finalmente superior mesmo ao cenário mais optimista dos quatro cenários utilizados pela BNFL. Na realidade, várias agências de supervisão dos preços apresentaram valores acima das 20 libras esterlinas/MWh para preços de base de Inverno num futuro próximo, atingindo mesmo valores tão elevados quanto 27 libras esterlinas/MWh ([40]). Quanto aos preços de Verão, foi anunciado pelas mesmas agências um valor de cerca de 20 libras esterlinas/MWh. Os cenários utilizados pela BNFL foram, por conseguinte, globalmente bastante pessimistas.

(286) Pode então concluir-se que a BNFL esperava poder cobrir os seus custos evitáveis ao abrigo dos novos acordos, apesar do facto de suportar os custos da eliminação definitiva do combustível usado.

(287) Do mesmo modo, a análise dos novos acordos de fornecimento de combustível, que são muito mais simples, uma vez que contêm uma tarifa variável, que não é indexada aos preços da electricidade, revela que a BNFL cobrirá os seus custos evitáveis em relação ao fornecimento do combustível em todos os casos.

(288) Uma análise aprofundada dos custos evitáveis não revela, por conseguinte, qualquer elemento que sugira que a BNFL agiu de forma não comercial. Pelo contrário, a evolução real dos preços da electricidade sugere que a BNFL pode perfeitamente melhorar a sua posição em comparação com a situação anterior, enquanto simultaneamente demonstrou flexibilidade suficiente para permitir que o seu principal cliente permanecesse no mercado.

A BNFL recebeu um tratamento igual ao dos credores privados?

(289) Após ter examinado a renegociação de um ponto de vista microeconómico, a Comissão verificou se a BNFL tinha sido tratada nas mesmas condições que os credores privados da BE. Nesta segunda fase da análise, a Comissão examinou se as concessões feitas pela BNFL são semelhantes às dos credores privados.

(290) As informações apresentadas pelo Reino Unido e pela BNFL mostram que:

a) Mesmo que a BNFL tenha estabelecido condições com a BE antes da negociação pela BE de condições individuais com cada um dos seus principais credores, exigiu a inclusão de uma cláusula que permitia a retirada das concessões sugeridas, no caso de serem oferecidas a qualquer outro credor importante condições mais favoráveis do que à BNFL;

b) Em todo o processo de negociação, a BNFL sempre verificou se era solicitado a outros credores privados da BE que contribuíssem de uma forma comparável à da BNFL;

c) Uma comparação quantificada pormenorizada das dívidas dos credores e os montantes concedidos no âmbito do pacote de reestruturação final revelam que, em relação aos outros credores, a BNFL renunciou a uma proporção mais pequena das dívidas pendentes. Note-se igualmente em relação a este aspecto que a BNFL não tinha qualquer garantia da sua dívida sobre os activos da BE.

(291) Por conseguinte, a Comissão conclui que a BNFL foi tratada em pé de igualdade relativamente aos credores privados. Isto indica ainda que na negociação do plano de reestruturação, a BNFL não agiu de forma diferente dos credores privados.

A BNFL agiu independentemente do Governo britânico?

(292) A Comissão considera que a conclusão supramencionada apresenta provas suficientes de que a BNFL agiu em conformidade com o princípio do credor numa economia de mercado e que, por conseguinte, a medida B não constitui um auxílio estatal na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE.

([40]) Em Julho de 2003, a Argus apresentou o contrato básico do Inverno 2003/2004 a 20,96 libras esterlinas/MWh. Em 7 de Agosto de 2003, a UKPX apresentou os preços dos futuros contratos da electricidade de base relativos ao mesmo período a 22,55 libras esterlinas/MWh. No mesmo dia, a UKPX apresentou o contrato básico do Verão de 2006 a 20,50 libras esterlinas/MWh e preços acordados para o Inverno de 2006 a 27,15 libras esterlinas/MWh. Source: Argus and UKPX, tal como citadas pelo relatório Frontier Economics «*Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain*», Agosto 2003, apenso às alegações da BE.

(293) Além disso, a Comissão considera que, no caso presente, não existe até ao momento qualquer indicação da imputabilidade do comportamento da BNFL ao Estado. A condição de imputabilidade foi recordada pelo Tribunal de Justiça das Comunidades Europeias no seu acórdão Stardust ([41]). Tal como o Tribunal decidiu, não se pode presumir automaticamente que uma medida é um auxílio estatal, devido ao facto de ter sido tomada por uma empresa pública. Não é suficiente que o organismo que concede o auxílio seja uma empresa pública na acepção do n.º 1, alínea b), do artigo 2.º da Directiva 80/723/CEE, de 25 de Junho de 1980, relativa à transparência das relações financeiras entre os Estados-Membros e as empresas públicas ([42]). O facto de as autoridades públicas poderem exercer directa ou indirectamente uma influência dominante não prova que tenham efectivamente exercido essa influência num determinado caso. Tal como explicado pelo advogado-geral Jacobs no seu parecer proferido no processo Stardust ([43]), a imputabilidade ao Estado de uma medida de auxílio adoptada por uma empresa pública pode ser deduzida de uma série de indícios, tais como as circunstâncias do caso e o contexto em que as medidas foram tomadas. O advogado-geral apresenta uma lista de factos e circunstâncias, que podiam ser tomadas em consideração na sua opinião, tais como a prova de que a medida foi tomada por instigação do estado, o grau e a natureza da medida, o grau de controlo de que o estado beneficia sobre a empresa pública em causa e uma prática geral de utilização da empresa em causa para fins que não os comerciais ou de influência das suas decisões.

(294) Com base nos documentos apresentados pelo Governo britânico e por terceiros, a Comissão analisou se a medida B (e a medida C) podiam ser imputáveis ao comportamento do Estado. Tomou em consideração o facto de a BNFL ter decidido muito antes de ter sido anunciado publicamente a grave situação financeira da BE e muito antes de o Governo britânico ter anunciado o seu papel numa potencial reestruturação solvente, que era no seu interesse fazer concessões, a fim de impedir a insolvência da BE. De um ponto de vista cronológico, não existem provas de que a renegociação se tenha realizado por instigação do estado. Pelo contrário, o facto de a BNFL não ter aceite no final participar no plano de reestruturação antes de o Governo britânico ter anunciado a sua intervenção, pode ser considerado como uma prova de que a BNFL não estava disposta a salvar a BE a qualquer preço, e preferia aguardar a intervenção do Estado, tal como aconteceu com todos os outros credores.

(295) A Comissão tomou igualmente em consideração o facto de, segundo a legislação britânica, os membros do conselho de administração da BNFL terem a obrigação de, no quadro do seu mandato, actuarem no melhor interesse comercial da BNFL, a fim de maximizarem o valor e minimizarem os riscos financeiros com base nas informações à sua disposição no momento relevante. Este facto é confirmado pelos extractos relevantes das actas das reuniões do conselho de administração de que a Comissão dispõe.

([41]) Ver acórdão do Tribunal de 16 de Maio de 2002 no processo C-482/99, República Francesa/Comissão das Comunidades Europeias (Col. 2002, p. I-04397, ponto 24).

([42]) JO L 195 de 29.7.1980, p.35. Directiva com a última redacção que lhe foi dada pela Directiva 2000/52/CE (JO L 193 de 29.7.2000, p.75).

([43]) Parecer do advogado-geral Jacobs no processo C-482/99, República Francesa/Comissão, Col. 2002, p. I- 04397.

Conclusão

(296) Tendo em conta todos os elementos que precedem, a Comissão conclui que a medida B não constitui um auxílio estatal na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE.

Medida C

(297) A medida C consiste em acordos de congelamento relativamente a pagamentos devidos à BNFL e a alguns credores significativos da BE por um período com início a 14 de Fevereiro de 2003 e que termina o mais tardar em 30 de Setembro de 2004. Ao contrário de outros credores implicados, a BNFL não receberá juros durante o período de congelamento.

Apreciação da Comissão

(298) Com base nas informações à sua disposição, a Comissão nota que os relatórios dos consultores financeiros da BNFL, elaborados no momento em que a BNFL estava em negociações com a BE, concluem que, na sua participação no pacote de reestruturação, a BNFL não fez globalmente mais concessões do que os outros credores, tal como demonstrado por uma comparação da contribuição de cada credor significativo. Tal como mencionado no considerando 289, a BNFL não tinha qualquer garantia sobre os activos da BE.

(299) Além disso, a Comissão conclui que aceitar não exigir o pagamento de juros a fim de preservar a opção de reestruturação solvente acordada está em conformidade com o comportamento de um credor privado com o objectivo de garantir que é mantida a melhor solução comercial disponível. A análise dos consultores jurídicos e financeiros da BNFL demonstra que exigir a renegociação das condições relativas ao período de congelamento teria posto em risco a totalidade dos acordos com a BE e, principalmente, a solvência da BE, enquanto tal. O risco teria sido significativo, uma vez que exigir o pagamento de juros teria levado a BE à falência, o que a BNFL considerava não ser desfavorável para os seus interesses. Ao renunciar ao pagamento destes juros, a BNFL actuou de uma forma coerente com o comportamento de um credor privado que pretende garantir o melhor rendimento possível.

(300) Em conclusão, a Comissão não conseguiu determinar que a parte da medida C que implicava a BNFL era imputável ao Estado, pelas razões apontadas na apreciação da medida B constante dos considerandos 255 a 295.

(301) Por conseguinte, a Comissão chegou à conclusão de que a medida C não constitui um auxílio estatal na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE.

3. **Apreciação da compatibilidade com o Tratado CE.**

(302) O n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE prevê o princípio geral da proibição dos auxílios estatais na Comunidade.

(303) Os n.os 2 e 3 do Tratado CE prevêem isenções ao princípio geral de incompatibilidade estabelecido no n.º 1 do artigo 87.º

(304) As isenções previstas no n.º 2 do artigo 87.º do Tratado CE não são aplicáveis neste caso, uma vez que os auxílios não têm uma natureza social e não são atribuídos a consumidores individuais, não se destinam a remediar os danos causados por calamidades naturais ou por outros acontecimentos extraordinários e não são atribuídos à economia de certas regiões da República Federal da Alemanha afectadas pela sua divisão.

(305) Estão previstas no n.º 3 do artigo 87.º do Tratado CE outras isenções. As isenções previstas no n.º 3, alíneas a), b) e d), do artigo 87.º não são aplicáveis no caso em apreço, uma vez que o auxílio não promove o desenvolvimento económico de regiões em que o nível de vida seja anormalmente baixo ou em que exista grave situação de subemprego, não fomenta a realização de um projecto importante de interesse europeu comum nem sana uma perturbação grave da economia de um Estado-Membro, e não promove a cultura e a conservação do património.

(306) Apenas a isenção prevista no n.º 3, alínea c), do artigo 87.º do Tratado CE pode, por conseguinte, ser aplicável. O n.º 3, alínea c), do artigo 87.º autoriza auxílios estatais destinados a facilitar o desenvolvimento de certas actividades económicas, quando não alterem as condições das trocas comerciais de maneira que contrariem o interesse comum.

(307) Nas orientações, a Comissão estabeleceu as condições prévias para um exercício favorável das suas competências de apreciação ao abrigo do n.º 3, alínea c), do artigo 87.º em casos como este.

(308) Na sua decisão de dar início a um procedimento, a Comissão manifestou algumas dúvidas sobre a compatibilidade do plano de reestruturação com as orientações. Estas dúvidas foram recordadas na secção 3. As secções que se seguem apresentam a apreciação e as conclusões finais da Comissão sobre cada uma dessas dúvidas.

a) *Restabelecimento da viabilidade da BE*

(309) A concessão de auxílios à reestruturação exige um plano de reestruturação viável, coerente e ambicioso, que permita restabelecer a viabilidade a longo prazo da empresa, num prazo razoável e com base em hipóteses realistas. De acordo com o ponto 32 das orientações, a melhoria da viabilidade deve resultar principalmente de medidas internas previstas pelo plano de reestruturação e só pode assentar em factores externos, como as variações de preços e da procura, sobre os quais a empresa não tem qualquer influência, se as hipóteses apresentadas sobre a evolução do mercado forem geralmente aceites.

(310) O ponto 33 das orientações exige que o Estado-Membro apresente um plano de reestruturação que descreva as circunstâncias que conduziram às dificuldades da empresa e que considere hipóteses optimistas, pessimistas e intermédias. O ponto 34 das orientações acrescenta que o plano deve prever uma transformação que permita à empresa, após a realização da sua reestruturação, cobrir todos os seus custos, incluindo as amortizações e os encargos financeiros. A rendibilidade prevista dos capitais próprios da empresa reestruturada deverá ser suficiente para lhe permitir enfrentar a concorrência contando apenas com as suas próprias capacidades.

(311) Na sua decisão de dar início a um procedimento, a Comissão levantou várias questões em relação ao restabelecimento da viabilidade da BE. Estas dúvidas baseavam-se em duas observações. Em primeiro lugar, os prazos de certos elementos da medida A e da medida B pareceram ilimitados, o que suscitou dúvidas quanto a saber se o plano de reestruturação permitiria à BE conseguir de novo fazer face por si só à concorrência num prazo razoável. Em segundo lugar, parecia que o plano de reestruturação não incluía suficientes medidas internas à BE.

Duração do auxílio

(312) As dúvidas da Comissão diziam respeito em especial às medidas A e B. Tendo em conta a longa duração da medida A e a natureza ilimitada da medida B, a Comissão questionava-se sobre se o auxílio à reestruturação a favor da BE não tinha sido concedido sob a forma de uma subvenção permanente, que seria contrária às disposições das orientações. Esta preocupação era partilhada por terceiros, tais como a Drax.

(313) Quanto à medida B, a Comissão chegou à conclusão que esta não constitui um auxílio estatal na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE. Por conseguinte, a questão relativa à natureza não limitada no tempo da medida B deixou de ser relevante.

(314) Quanto à medida A, a Comissão manifestou preocupações de que os custos relativos ao desmantelamento das centrais nucleares pudessem aumentar até 2086 e que o financiamento dos custos associados à gestão do combustível REP usado carregado no reactor Sizewell B da BE fossem também ilimitados no tempo.

(315) No que se refere aos custos de desmantelamento, a Comissão nota que estes custos se verificarão no futuro, mas dizem respeito a centrais nucleares construídas no passado. A Comissão aceita o argumento do Governo britânico de que não é possível quantificar exactamente o montante relativo ao desmantelamento, tendo em conta a ausência de precedentes relativamente às centrais RAG e o facto de tal se realizar num futuro distante com uma eventual evolução tecnológica. Além disso, o Governo britânico alega que os custos de desmantelamento estão já em grande medida fixados e que qualquer aumento substancial das responsabilidades decorrente de uma alteração discricionária dos procedimentos de exploração em benefício económico da BE ou resultante de uma infracção às normas de desempenho mínimo terá de ser assumido pela BE. Além disso, é importante recordar que a intervenção do Estado está prevista em caso de falta de financiamento através do NLF.

(316) Tomando em consideração a natureza específica da indústria nuclear, que não permite o processamento de material radioactivo antes de o seu índice de radiação ter atingido níveis mais seguros e o inevitável calendário de financiamento das responsabilidades de desmantelamento, a Comissão conclui que parte da medida A relativa a essas responsabilidades não pode ser considerada uma subvenção permanente à BE, uma vez que é definida e diz respeito a custos já incorridos. Está já prevista no balanço da BE uma provisão para estes custos. A Comissão conclui ainda que o pagamento longínquo no tempo do auxílio associado a estes custos não pode ser considerado um adiamento para mais tarde do restabelecimento da viabilidade.

(317) Quanto ao financiamento pelo Estado da gestão do combustível REP carregado no Sizewell B, a Comissão recorda que a BE contribuirá para o NLF até ao montante de 150 libras esterlinas/kgU relativamente ao combustível REP carregado no reactor de Sizewell B após a data efectiva de reestruturação.

(318) Este valor é certamente inferior aos custos totais de gestão do combustível usado REP, incluindo a eliminação definitiva. Na realidade, este custo total estava estimado pela própria BE nas suas contas de 2001/2002 em 240 libras esterlinas/kgU. O facto de apenas uma parte destes custos serem cobertos pelos pagamentos da BE para o NLF confirma que a contribuição do NLF para a gestão deste combustível inclui auxílios estatais na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE.

(319) A fim de determinar se este auxílio é ilimitado, a Comissão deve calcular a repartição dos custos totais entre custos evitáveis e custos inevitáveis.

(320) Os custos inevitáveis são irrecuperáveis. Assim, é racional do ponto de vista económico que uma empresa funcione enquanto puder cobrir os seus custos evitáveis, de forma a poder reembolsar a maior parte possível desses custos irrecuperáveis. Por conseguinte, a concessão de auxílios a favor de custos inevitáveis confere claramente uma vantagem à empresa beneficiária, na medida em que altera o seu limiar de rendibilidade. Em relação às empresas que registam dificuldades, destina-se precisamente a permitir-lhes retornarem à viabilidade o mais rapidamente possível. No entanto, uma vez que a empresa funcionaria de qualquer modo, logo que cobrisse os seus custos evitáveis, os auxílios destinados a cobrir custos inevitáveis não implica um prolongamento artificial da vida da empresa. Por conseguinte, tal auxílio não é ilimitado.

(321) Em contraste, os auxílios destinados a cobrir custos evitáveis, em especial custos variáveis, têm por objectivo manter artificialmente em funcionamento uma empresa, que de outro modo não tinha qualquer razão económica para prolongar as suas actividades. Esses auxílios são ilimitados, na medida em que garantem a viabilidade da empresa apenas se não forem limitados no tempo.

(322) As autoridades britânicas indicaram que, dos custos de 240 libras esterlinas/kgU referidos no considerando 317, cerca de […] libras esterlinas/kgU eram custos evitáveis. Os custos remanescentes são principalmente custos inevitáveis associados à construção do depósito de armazenagem final tanto para o combustível usado REP do passado como do futuro, que será realizada nas instalações de Sizewell B. Este depósito está agendado para funcionar no final deste século, o que, tendo em conta os efeitos de desconto, explica o valor relativamente reduzido destes custos em comparação com os custos noutros países.

(323) Os valores fornecidos pelo relatório Gordon MacKerron, referido na nota de pé-de-página 38, não podem ser utilizados para efeitos de cruzamento desta estimativa, uma vez que o relatório não indica que pontos incluem custos inevitáveis.

(324) A fim de verificar a avaliação das autoridades britânicas, a Comissão recorreu às informações disponíveis publicamente respeitantes ao programa nuclear finlandês, que é um dos programas nucleares mais transparentes do mundo. Tal como os resíduos de Sizewell, os resíduos produzidos pelos reactores nucleares finlandeses não serão reprocessados antes de sua armazenagem definitiva. Os custos de gestão do combustível usado finlandês estão estimados pela empresa finlandesa responsável pela sua eliminação em 325 euros/kgU [217 libras esterlinas/kgU ([44])], dos quais 217 euros/kgU (145 libras esterlinas/kgU) dizem respeito a custos evitáveis ([45]).

(325) A Comissão nota que estes valores são semelhantes aos fornecidos pelas autoridades britânicas. A Comissão considera que confirmam a indicação de que um pagamento de 150 libras esterlinas/kgU é suficiente para cobrir os custos evitáveis da gestão de combustível usado, bem como uma parte dos respectivos custos inevitáveis.

(326) Tendo em conta o que precede, a Comissão conclui que o plano de reestruturação não prevê uma subvenção permanente a favor da BE e que a sua duração é compatível com as orientações, tomando em consideração as especificidades da indústria nuclear e as obrigações do Reino Unido no âmbito do Tratado EURATOM ([46]).

Conteúdo do plano de reestruturação

(327) A Comissão verifica que o Governo britânico apresentou um plano pormenorizado que inclui um estudo de mercado e cenários que traduzem hipóteses positivas, negativas e intermédias, tal como previsto no ponto 33 das orientações. Além disso, forneceu uma análise de tesouraria pormenorizada, actualizada em Julho de 2004.

([44]) Usando uma taxa de câmbio de 1 libra esterlina = 1,5 euro.

([45]) Fonte: sítio *web* de *Posiva* Oy. www.posiva.fi. Esta estimativa baseia-se nos custos por kg de combustível usado. Traduzir este valor em toneladas por urânio (carregado antes de utilização) pode reduzir muito ligeiramente os custos reais, uma vez que os elementos combustíveis usados incluem igualmente uma pequena parte de material que não o urânio em separadores e tubos.

([46]) Ver também secção VI, n.º 1 do presente documento.

(328) O plano descreve em pormenor a origem das dificuldades da BE e as medidas que foram ou serão introduzidas para as resolver, tal como já resumido no ponto II, n.º 2 da presente decisão. O plano de reestruturação prevê a execução de uma nova estratégia comercial (medida E), que procura cobrir a posição da BE. Ao garantir mais vendas da sua produção a preços fixos a médio prazo, a BE tenta reduzir a volatilidade dos fluxos de caixa e reforçar a sua viabilidade a longo prazo. Reduz também os riscos associados aos preços da electricidade por grosso no Reino Unido, mantendo simultaneamente um acesso fiável ao mercado conjugando condições contratuais, acesso a uma produção flexível graças à Eggborough e vendas directas aos consumidores industriais e comerciais. As medidas A e B destinam-se a resolver a questão da elevada proporção de custos inevitáveis com que a BE se confronta, enquanto operador nuclear, aliviando parcialmente a BE das suas responsabilidades nucleares anteriores, incluindo as relativas ao combustível usado do passado e aos custos de desmantelamento e reduzindo os seus custos para os futuros contratos relativos à parte inicial e à parte terminal do ciclo do combustível com a BNFL. Além disso, o plano prevê a renegociação de três contratos de compra com valor fora da cotação negativo e a venda dos activos norte-americanos da BE, o que deve contribuir para resolver o problema da BE associado aos elevados custos inevitáveis a curto prazo sob a forma de despesas de financiamento. No que diz respeito à terceira causa das dificuldades da BE, os significativos cortes imprevistos, a BE definiu um plano, o Programa de melhoria do desempenho (PIP), concebido para melhorar a fiabilidade das suas centrais nucleares. Em especial, o PIP prevê um aumento do investimento em capital e em recursos humanos para melhorar a qualidade de manutenção e a disponibilidade das suas centrais. Além disso, um dos pontos vulneráveis considerados é o cenário em que a disponibilidade das centrais da BE não melhore. Nesta hipótese, a BE continuaria a gerar um fluxo de caixa positivo.

(329) As projecções financeiras apresentadas pelo Governo britânico indicam que a viabilidade seria restaurada num prazo razoável, uma vez que a BE geraria um fluxo de caixa positivo a partir de 2004 e registaria uma tesouraria anual positiva a partir de 2005.

(330) Com base no que precede, a Comissão conclui que o plano de reestruturação resolve os problemas na origem das dificuldades da BE e baseia-se em hipóteses realistas, tal como previsto nas orientações, em especial, tendo em conta a evolução dos preços da electricidade e a execução do PIP.

(331) Na sua decisão de dar início ao procedimento, a Comissão duvidava que a restauração da viabilidade pudesse ser considerada como resultante principalmente de medidas internas. Em especial, a Comissão questionava-se se as economias realizadas pela BE, na sequência dessas medidas, se deviam apenas a concessões por parte dos credores e dos fornecedores e não à racionalização das actividades da BE.

(332) Na sequência do início do procedimento, a Drax apresentou observações sobre este ponto. Considera que a reestruturação da BE não é uma verdadeira reestruturação, uma vez que não resulta de medidas internas e dá à BE a garantia de que nunca será declarada em situação de insolvência. Além disso, acrescenta que existe uma certa incerteza sobre a contribuição da BE para a reestruturação e que o encerramento de algumas centrais nucleares teria sido uma melhor solução. A Greenpeace partilha esta última observação. O Reino Unido contesta este ponto de vista e replicou que o pacote está sujeito a aprovação pelo Governo das perspectivas de viabilidade da BE. O Governo britânico alegou também que se as orientações exigem um equilíbrio entre as contribuições do Estado, as contribuições privadas e a própria contribuição da empresa, tal não significa que a empresa deva conseguir inverter a situação sem a intervenção do Estado.

(333) A Comissão aceita que a reestruturação deve não só basear-se em medidas internas, mas pode igualmente incluir medidas do Estado e de privados, tais como credores e fornecedores. A Comissão nota que a BE já executou as seguintes medidas: vendeu os seus activos norte-americanos (medida F) e […]. De um ponto de vista comercial, a Comissão toma nota do facto de, em conformidade com a sua nova estratégia comercial (medida G), a BE ter aumentado o número de contratos fixos a médio prazo, a fim de reduzir a sua posição não coberta. Além disso, a BE não fica ilibada das suas responsabilidades nucleares, mas contribuirá para o financiamento do NLF.

(334) Tal como explicado na secção VI, n.º 3, alíneas c) e v), a Comissão toma igualmente em consideração o facto de o encerramento de uma ou várias centrais nucleares da BE não ser uma solução viável e que a venda de Eggborough ameaçaria as perspectivas de retorno da BE à viabilidade e seria desproporcionado.

(335) Tendo em conta as medidas já tomadas e a tomar pela BE e o facto de os problemas na origem das dificuldades da BE serem resolvidos pelo plano de reestruturação, a Comissão conclui que estão preenchidos os requisitos previstos no ponto 32 das orientações.

O caso específico de Dungeness B

(336) Alguns terceiros questionaram em especial as perspectivas de retorno à viabilidade de Dungeness B, que é a mais antiga central nuclear da BE.

(337) A Powergen, o terceiro que melhor fundamentou o seu raciocínio, baseou a sua análise da situação de Dungeness B num estudo da estrutura de custos da central nuclear, apresentado pelas autoridades britânicas e exposto na decisão de dar início ao procedimento.

(338) Segundo a Powergen, Dungeness B é uma central nuclear muito ineficaz. Dados do passado mostram que o seu factor de carga é reduzido. A Powergen estima-o em 46 %. Com tal factor de carga, a central nuclear produziria cerca de 4,5 TWh por ano. De acordo com a Powergen, a produção desta quantidade de electricidade custaria cerca de 73,8 milhões de libras esterlinas, tomando em consideração apenas os custos evitáveis. A Powergen conclui que os custos evitáveis de Dungeness B se elevam a cerca de 16,4 libras esterlinas/MWh, enquanto o preço de base da electricidade no mercado grossista é de 16 libras esterlinas/MWh ([47]).

(339) Nas suas observações sobre a análise da Powergen, as autoridades do Reino Unido apresentaram o seu próprio ponto de vista sobre a contra-análise da Powergen relativa à viabilidade de Dungeness B. Segundo as autoridades britânicas, a análise da Powergen apresenta dois erros. Em primeiro lugar, a hipótese da Powergen sobre os custos totais da central era demasiado reduzida. Os dados da BE sugerem que os custos reais de Dungeness B são mais elevados do que os estimados pela Powergen, em especial, no que se refere aos custos de exploração e de manutenção. Tal tende a aumentar os custos de Dungeness B por MWh.

(340) Em contrapartida, as autoridades britânicas consideram que os valores relativos à eficácia de Dungeness B melhoraram muito nos últimos anos. Alegam que, uma vez que os dados históricos indicam uma melhoria, não se devia prever para o futuro a hipótese de que a central se comportará como nos seus piores anos, mas sim como nos últimos anos. Isto aumentará o factor de carga da central nuclear para 61 %. Tal tende a diminuir os custos de Dungeness B por MWh.

(341) Tendo em conta as considerações constantes dos considerandos 338 e 339, as autoridades britânicas calculam os custos evitáveis da Dungeness B em aproximadamente […] libras esterlinas/MWh, quando o preço de base da electricidade no mercado grossista for de […] libras esterlinas/MWh.

(342) A Comissão analisou os custos evitáveis da Dungeness B, tomando em consideração as diferentes hipóteses, segundo as quais as estimativas são correctas relativamente aos custos totais e ao factor de carga. Chegou ao seguinte quadro:

Quadro 8

Custos evitáveis de Dungeness B por MWh, com um preço de base da electricidade no mercado grossista de 16 libras esterlinas/MWh.

	Hipótese de produção das autoridades britânicas	Hipótese de produção da Powergen
Hipótese de custos das autoridades britânicas	[…]	[…]
Hipótese de custos da Powergen	[…]	16,4 libras esterlinas/MWh

(343) Tomando em consideração a repartição, entre a BE e a BNFL, do benefício do aumento dos preços da electricidade, em que o preço de base da electricidade no mercado grossista diverge 16 libras esterlinas/MWh, a Comissão calculou o preço de exercício acima do qual a Dungeness B cobre os seus custos evitáveis nas diferentes hipóteses:

Quadro 9

Preço de base da electricidade no mercado grossista acima do qual a Dungeness B cobre os seus custos evitáveis

	Hipótese de produção das autoridades britânicas	Hipótese de produção da Powergen
Hipótese de custos das autoridades britânicas	[…]	[…]
Hipótese de custos da Powergen	[…]	16,8 libras esterlinas/MWh

([47]) O preço de base da electricidade no mercado grossista tem um impacto na estrutura de custos da central da BE, uma vez que está relacionado com o preço que a BE paga à BNFL pela gestão do seu combustível usado.

(344) Tendo em conta o *quadro 9*, afigura-se que em todas as hipóteses, menos na pior, a Dungeness B consegue cobrir os seus custos evitáveis e, por conseguinte, não é deficitária, desde que o preço de base da electricidade no mercado grossista seja superior a cerca de […] libras esterlinas/MWh. O preço de exercício corresponde ao preço de base da electricidade no mercado grossista, que, tal como consta dos considerandos 281 a 284, estaria por vezes muito acima de 20 libras esterlinas/MWh, e de qualquer modo, devia sempre situar-se entre 16 e 19 libras esterlinas/MWh, mesmo no curto prazo, período durante o qual a Dungenesse B permanecerá operacional. Além disso, a Comissão nota que, com os actuais preços da electricidade, a Dungeness B consegue cobrir os seus custos evitáveis, mesmo na hipótese mais pessimista.

(345) Por conseguinte, a Comissão considera que a Dundeness B é um activo viável.

b) *A questão de saber se o auxílio se limita ao mínimo necessário*

(346) Na sua decisão de dar início ao procedimento, a Comissão expressou dúvidas quanto à questão de saber se o auxílio se limitava ao mínimo necessário, uma vez que a natureza de auxílio estatal das medidas B, C e G não estava estabelecida e o montante exacto do auxílio na medida A não estava fixado.

(347) A Comissão nota que concluiu nas secções VI, n.º 2, alínea a) e VI, n.º 2, alínea b) que as medidas B, C e G não constituem auxílios estatais na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE. O pacote de auxílios limita-se, por conseguinte, apenas à medida A.

(348) A medida A inclui um auxílio estatal destinado a satisfazer três categorias de responsabilidades: a gestão do combustível usado do passado, a gestão de responsabilidades não contratuais e o desmantelamento das centrais nucleares. No momento do início do procedimento, as responsabilidades associadas a cada uma destas três categorias e, consequentemente, ao auxílio estatal a elas ligado, foram apenas avaliadas mas não limitadas.

(349) As responsabilidades ligadas à gestão do combustível usado representam a maior parte das responsabilidades totais. Consistem no pagamento à BNFL de serviços de gestão do combustível carregado nos reactores da BE antes da data efectiva do plano de reestruturação. Estes serviços foram já objecto de contratos e o montante devido pela BE à BNFL relativamente a este aspecto está bem definido na maior parte das circunstâncias.

(350) Por esta razão, a Comissão continua a considerar que o financiamento destas responsabilidades pelo Governo britânico deve ser limitado. As autoridades britânicas aceitaram, por conseguinte, li mitar o auxílio associado a tais responsabilidades, que se elevavam a 2 185 000 000 libras esterlinas ([48]).

([48]) Valor actual líquido em Dezembro de 2002 calculado à taxa nominal de 5,4 %.

(351) Em contrapartida, as responsabilidades associadas ao desmantelamento de centrais nucleares e às responsabilidades não contratuais são difíceis de quantificar com exactidão.

(352) O desmantelamento de centrais nucleares é uma actividade muito específica. Há muito pouca experiência a nível mundial de trabalhos totalmente concluídos com êxito neste domínio ([49]). Peritos indicam que os custos de tais operações podem ascender a 15 % dos custos dos investimentos totais ou mais ([50]) ou a 50 % da parte nuclear do investimento ([51]). Mesmo que tais cálculos se venham a revelar completamente coerentes e exactos, seria necessário calcular os custos do seu desmantelamento, o que seria especialmente difícil em relação a antigas centrais nucleares como as da BE, para as quais o historial dos custos é muito impreciso.

(353) Além disso, a maior parte das centrais da BE, são centrais do tipo RAG, que não só são diferentes das centrais existentes noutros países, como também são em certa medida diferentes entre si. Não se pode, por conseguinte, esperar utilizar a experiência adquirida quer noutros países quer no Reino Unido, a fim de melhorar a exactidão das estimativas de custos de desmantelamento dos reactores da BE.

(354) Do mesmo modo, as responsabilidades não previstas por contrato são pela sua própria natureza difíceis de determinar. Dizem principalmente respeito à eliminação definitiva do combustível usado. A forma como o combustível nuclear será finalmente eliminado no Reino Unido continua a ser incerta, tal como demonstrado pela experiência do depósito de resíduos de nível intermédio da Nirex. A experiência de outros países demonstrou também que encontrar locais para eliminar certos tipos de resíduos pode ser técnica e politicamente complicado. É muito difícil quantificar com suficiente exactidão o custo de uma actividade sobre a qual se dispõem de tão poucas informações sobre a forma como será realizada. As informações enviadas pelas autoridades britânicas mostram igualmente que as estimativas dos custos de armazenamento por organismos de outros Estados-Membros podem variar significativamente.

(355) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que tentar determinar um custo máximo para o desmantelamento e as responsabilidades não contratuais só seria possível com uma grande margem de erro. Correr-se-ia um grave risco de sobrestimar esse valor.

([49]) De acordo com a Agência Internacional de Energia Atómica, apenas foram completamente desmanteladas 6 centrais nucleares a nível mundial em 2003. Fonte: AIEA – Nuclear Technology Review 2003.

([50]) http://europa.eu.int/comm/energy/nuclear/publications/doc/tarragona_jahp.pdf
Ver «A European Perspective on the Funding of Decommissioning and Related Activities of the End of the Nuclear Cycle». José A. Hoyos Pérez. Seminário Internacional sobre «Strategy Selection for the Decommissioning of Nuclear Facilities»; Tarragona, Espanha; 1-5 de Setembro de 2003.

([51]) Radioactive Waste Management and Decommissioning in an Enlarged European Union. Derek M. Taylor. 19th Residential Summer School on Decommissioning and Radioactive Waste Management; Cambridge, Reino Unido; 30 de Junho – 4 de Julho de 2003.

(356) Por esta razão, neste caso, a Comissão considera que determinar um valor altamente incerto e provavelmente sobrestimado como limite do auxílio seria na realidade contrário ao requisito de auxílio mínimo necessário, uma vez que as margens de incerteza podem, caso não se materializem, transformar-se numa porta aberta para a concessão de auxílios desnecessários.

(357) Uma forma muito melhor de garantir o respeito do princípio do mínimo necessário consistiria em não tentar calcular um limite máximo para o auxílio, mas criar um mecanismo destinado a assegurar que as futuras despesas serão limitadas ao mínimo.

(358) As autoridades britânicas comprometeram-se, por conseguinte, a criar uma série de mecanismos relativamente a este aspecto. Em especial:

a) Serão definidas com precisão as categorias de responsabilidades cujo custo pode ser assumido pelo Estado;

b) As autoridades britânicas supervisionarão de perto estes custos através da Agência para o Desmantelamento Nuclear (*Nuclear Decommissioning Agency - NDA*); esta supervisão será efectuada *ex ante* e *ex post*;

c) A NDA será responsável pelas actividades de desmantelamento, que garantirá que os custos corresponderão ao nível das normas de mercado;

d) As próprias actividades da NDA serão em última análise supervisionadas pelo Ministério do Comércio e Indústria e pelo Organismo Nacional de Auditoria;

e) Para reforçar o controlo da Comissão sobre as despesas, a estimativa total inicial dos dois tipos de responsabilidades [por exemplo, 1 629 000 000 libras esterlinas ([52])] será utilizada como limite máximo. Se as despesas acumuladas associadas aos dois tipos de responsabilidades ultrapassarem este limite máximo, a Comissão receberá relatórios pormenorizados sobre os pagamentos efectuados para cobrir os custos dessas responsabilidades e sobre as medidas tomadas para os reduzir. Estes relatórios basear-se-ão numa análise realizada por peritos contabilísticos independentes.

(359) Podia ser possível que alguns pagamentos muito limitados, devidos pela BE à BNFL no quadro das responsabilidades sobre o combustível usado, excedam a sua estimativa inicial. É o que acontece em particular quando alguns elementos do combustível usado não estão conformes às especificações e exigem um tratamento especial. Na realidade, nesse caso, os contratos existentes entre a BE e a BNFL permitem o aumento do preço normal do processamento do combustível usado. Se tal acontecer, os montantes a pagar pelo Estado para aliviar a BE destas responsabilidades, que ultrapassem o cálculo inicial, serão descontados do limite de 1 629 000 000 libras esterlinas supramencionado, sem que o limite máximo seja alterado.

([52]) Valor actual líquido em Dezembro de 2002 calculado à taxa nominal de 5,4 %.

(360) Para efeitos de cálculo dos montantes referidos nos considerandos 350 e 358, a Comissão considera que deve ser usada a taxa de referência normal da Comissão. No entanto, dada a duração do período em causa, a taxa de referência deve ser adaptada de cinco em cinco anos ([53]).

(361) É importante notar que o limite máximo e o limiar referidos nos considerandos 350 e 358 são aplicáveis a todas as despesas efectuadas para assumir as responsabilidades, independentemente de serem financiadas pelo NLF ou pelo Estado. Isto significa que o mecanismo de limite e limiar tomará automaticamente em consideração os montantes disponíveis no fundo.

(362) Finalmente, o pacote de reestruturação prevê também um desagravamento fiscal relativamente ao aumento do valor contabilístico das centrais nucleares da BE, devido ao facto de parte das responsabilidades que o acompanham ser paga pelo Governo britânico. Uma vez que estas responsabilidades constam das contas da BE, a sua assumpção parcial e potencial por força do compromisso do Governo britânico, aumenta o seu valor num montante potencialmente igual ao valor máximo assumido pelo Governo britânico.

(363) Em conformidade com as regras contabilísticas e financeiras, este aumento deve ser tributado. O desagravamento prevista pelo Governo britânico constitui, por conseguinte, uma vantagem competitiva potencial para a BE na acepção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE. Contudo, a potencial tributação diminuiria a capacidade de a própria BE financiar as responsabilidades, o que por seu lado aumentaria as responsabilidades reais do Governo britânico. Assim, a totalidade ou parte do elemento de auxílio estatal no desagravamento fiscal pode ser compensada pelo aumento do financiamento final das responsabilidades a assumir pelo Governo. O elemento real de auxílio estatal no desagravamento fiscal é apenas igual à parte desse desagravamento que não é compensada pelo aumento dos pagamentos a efectuar pelo Governo britânico para cumprir o seu compromisso de cobrir as responsabilidades nucleares.

(364) Este aumento do valor das centrais nucleares é apenas artificial, uma vez que as responsabilidades permanecerão até que o compromisso do Governo britânico seja exigido e, na medida em que esteja realmente disponível, e devem ser cobertas na medida do possível pelo NLF, para o qual a BE contribui. Além disso, se o Governo britânico tivesse pago o défice do financiamento das responsabilidades de outra forma ou noutra altura, por exemplo, através de subvenções *ad hoc* pagas no momento em que incorreram realmente as responsabilidades, é possível que não tivesse sido necessário qualquer desagravamento fiscal.

([53]) Ver Comunicação da Comissão relativa ao método de fixação das taxas de referência e de actualização (JO C 273 de 9.9.1997, p.3) em conjugação com a Comunicação da Comissão relativa a uma adaptação técnica do método de fixação das taxas de referência e de actualização (JO C 241 de 26.8.1999, p.9) e o artigo 9.º do Regulamento (CE) n.º 794/2004 da Comissão de 21 de Abril de 2004 relativo à aplicação do Regulamento (CE) n.º 659/1999 do Conselho que estabelece as regras de execução do artigo 93.º do Tratado CE (JO L 140 de 30.4.2004, p.1).

(365) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que o elemento de auxílio estatal incluído no desagravamento fiscal não ultrapassa o necessário para o auxílio cumprir o seu objectivo de reestruturação.

(366) Finalmente, a Comissão nota que qualquer aumento dos lucros da BE, como no caso de um aumento dos preços da electricidade, destinar-se-á em grande medida a financiar a contribuição da BE para o NLF. Tal aumento da contribuição da BE implicaria automaticamente uma redução do montante do auxílio.

(367) A Comissão considera que os mecanismos descritos garantirão no seu conjunto que os auxílios estatais incluídos na medida A serão reduzidos ao mínimo necessário.

c) *Evitar distorções indevidas da concorrência*

(368) O ponto 35 das orientações prevê que «*devem ser tomadas medidas para atenuar, tanto quanto possível, as consequências desfavoráveis do auxílio para os concorrentes*».

(369) Excepto em casos excepcionais, em que a dimensão do mercado relevante é negligenciável a nível comunitário e do EEE ou em que a quota da empresa no mercado relevante é negligenciável, tais medidas devem ser aplicadas, a fim de que o elemento de auxílio de um plano de reestruturação seja compatível com o mercado comum. Devem assumir a forma de uma limitação da presença da empresa no mercado e ser proporcionais ao efeito de distorção do auxílio. Deve ser previsto pôr em causa a necessidade destas medidas, sempre que sejam susceptíveis de conduzir a uma deterioração manifesta da estrutura do mercado.

(370) Sempre que necessário, a forma e a intensidade das medidas compensatórias dependem da situação do mercado em termos de capacidade. Nos casos em que exista sobrecapacidade estrutural no mercado, as medidas compensatórias devem assumir a forma de uma redução irreversível da capacidade de produção. Quando não existir sobrecapacidade estrutural, as medidas compensatórias podem continuar a ser necessárias, mas podem assumir outras formas que não reduções irreversíveis da capacidade de produção.

i) Mercado relevante

(371) A nota 20 das orientações indica que o mercado geográfico relevante inclui em princípio o território do EEE ou, alternativamente, qualquer parte significativa do mesmo se as condições de concorrência nessa zona forem suficientemente distintas de outras zonas do EEE.

(372) A electricidade é desde há muito comercializada entre os Estados-Membros, em especial, desde a entrada em vigor da Directiva 96/92/CE.

(373) Todavia, o comércio da electricidade entre os Estados-Membros é limitado por obstáculos físicos devidos à insuficiência da capacidade de interligação. Estes obstáculos são mais acentuados, quando as limitações geográficas restringem as possibilidades de desenvolvimento de novas interconexões.

(374) No quadro da política das redes transeuropeias, a Comissão elaborou uma lista desses estrangulamentos no mercado interno da electricidade. O anexo 1 da Decisão n.º 1229/2003/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que estabelece um conjunto de orientações respeitantes às redes transeuropeias no sector da energia e que revoga a Decisão n.º 1254/96/CE ([54]) mostra que o Reino Unido é uma das regiões geográficas estão insuficientemente ligadas à parte restante da rede para permitir que o mercado único funcione como uma entidade única.

(375) Para além do seu carácter insular, que o isola do resto da rede de electricidade comunitária, o mercado da electricidade do Reino Unido caracteriza-se pelo seu sistema muito específico de comercialização. Este sistema específico de comercialização, designado por «Novas regras de comercialização da electricidade» (New Electricity Trading Arrangements - NETA), baseia-se frequentemente em contratos bilaterais entre os produtores, fornecedores e clientes, em oposição aos contratos de agrupamento, mais clássicos. As condições de concorrência nos NETA são muito diferentes das praticadas num sistema de agrupamento, como o demonstra o facto de a transição, no Reino Unido, de uma estrutura de agrupamento para os NETA em 2001 ter provocado uma importante baixa dos preços da electricidade por grosso.

(376) Actualmente, os NETA abrangem apenas a Inglaterra e o País de Gales. Contudo, o mercado escocês está muito ligado aos NETA através da indexação dos preços da electricidade na Escócia aos preços da Inglaterra e do País de Gales. Além disso, prevê-se que os NETA sejam muito em breve alargados à Escócia. O mercado britânico resultante deve estar operacional em 2005. Deve notar-se que a Escócia representará apenas uma pequena parte deste mercado, uma vez que a capacidade instalada na Escócia é apenas ligeiramente superior a 10 % da capacidade instalada na Inglaterra e no País de Gales.

(377) O mercado da electricidade na Irlanda do Norte não será ligado ao mercado da Grã-Bretanha num futuro próximo. Na realidade, as ligações de electricidade entre a Grã-Bretanha e a Irlanda do Norte são por agora fracas (a sua potência nominal é de 0,5 GW, o que representa menos de 1 % da capacidade instalada registada na Grã-Bretanha). As condições de concorrência na Irlanda do Norte permanecerão, por conseguinte, muito diferentes das da Grã-Bretanha.

([54]) JO L 176 de 15.7.2003, p. 11.

(378) Tendo em conta o que precede, e uma vez que a BE opera apenas na Grã-Bretanha, a Comissão considera que o mercado geográfico relevante para efeitos da presente decisão é a Grã-Bretanha ([55]).

(379) De acordo com os valores apresentados pelas autoridades britânicas, a capacidade total instalada nos 15 Estados, que eram Estados-Membros no momento em que o plano de reestruturação foi notificado, é de cerca de 565 GW. A capacidade total instalada registada na Grã-Bretanha é de cerca de 10 % desse valor. Além disso, o mercado do Reino Unido, no qual o mercado da Grã-Bretanha representa cerca de 95 %, é um dos maiores do EEE, apenas depois dos da Alemanha e da França. Não se pode, por conseguinte, considerar que este mercado é negligenciável a nível comunitário e do EEE.

(380) A capacidade da BE representa cerca de 14 % da capacidade registada na Inglaterra e no País de Gales e cerca de 24 % na Escócia. Não se pode, por conseguinte, considerar que a BE tenha uma quota negligenciável do mercado relevante.

(381) Em resumo, existem muitos outros operadores no mercado relevante para além da BE: BNFL, EDF-Energy, Innogy, Scottish and Southern Electricity, Scottish Power e Powergen, apenas para mencionar alguns dos mais importantes. Se a BE desaparecesse, o mercado relevante não se tornaria um monopólio nem um oligopólio estrito.

(382) As conclusões mencionadas confirmam a análise inicial do mercado efectuada pela Comissão, tal como descrita na decisão de dar início a um procedimento. A Comissão nota que nenhum dos terceiros que apresentaram observações questionou estas conclusões preliminares.

ii) Situação da capacidade no mercado

Apreciação em função da evolução dos preços da electricidade

(383) Na sua decisão de dar início ao procedimento, a Comissão indicou claramente que a apreciação da situação da capacidade de um mercado da electricidade deve tomar em consideração as especificidades físicas da electricidade e a enorme perturbação potencial que os cortes no fornecimento de electricidade podem criar na economia e na vida quotidiana dos cidadãos. A apreciação da existência de uma sobrecapacidade estrutural deve, por conseguinte, incluir uma margem de capacidade suficiente, que permita cobrir a procura máxima em qualquer cenário razoável.

(384) A Comissão notou que a margem de capacidade que existia no mercado relevante não era particularmente elevada, em comparação com as normas internacionais e com os valores do passado. Notou, todavia, que podia haver espaço para uma pequena diminuição dessa margem de capacidade, em comparação com alguns dos outros Estados-Membros ou com os valores do Reino Unido em 1995/1996.

(385) As observações de terceiros, no que diz respeito à existência de sobrecapacidade estrutural centraram-se na evolução dos preços e na apreciação da actual margem de capacidade na Grã-Bretanha.

(386) Alguns terceiros indicaram que existia uma ligação entre a evolução dos preços da electricidade e a existência de uma sobrecapacidade estrutural no mercado. Consideram que, num mercado tão competitivo como o dos NETA, o preço desempenha o papel de indicador da necessidade de novas capacidades. Quando forem necessárias novas capacidades num período específico do futuro, o previsto défice de capacidade neste período provocaria um aumento dos preços a prazo correspondentes. Os preços atingiriam um tal nível, que permitiriam amortizar custos de construção de novas centrais, o que daria origem à entrada de novos operadores no mercado.

(387) Actualmente, de acordo com estes terceiros, apesar de terem aumentado no passado recente, os preços ainda não teriam atingido um nível suficiente para provocar novas entradas. Isto demonstra a existência de sobrecapacidades no mercado.

(388) A Comissão reconhece a existência de uma relação entre os preços num mercado e a situação da capacidade nesse mercado. Contudo, considera que os mercados da electricidade, como o dos NETA, são demasiado complexos para permitir formular uma conclusão definitiva sobre a existência de uma sobrecapacidade estrutural no mercado, com base apenas na observação dos preços.

(389) Em primeiro lugar, ao contrário do que acontece em mercados estruturados em torno de um grupo, nos NETA não existe um dispositivo semelhante a um preço de compensação. Os NETA baseiam-se em contratos bilaterais, que podem assumir diferentes formas e que nem sempre incluem mecanismos muito transparentes de informação sobre preços. Os sistemas de intercâmbio de electricidade como o UKPX são mais transparentes, mas não representam uma quota suficiente do mercado para possibilitar a retirada de conclusões significativas. Além disso, centram-se no comércio a curto prazo, sendo por conseguinte de uso limitado para prever as tendências futuras. Portanto, devemos basear-nos nos índices de preços comunicados por fontes independentes como Heren ou Argus. Os próprios índices de preços têm os seus limites, uma vez que representam apenas o mercado grossista, que é cerca de dois terços da electricidade total trocada, e são por conseguinte incapazes de assumir baixas previsíveis de produção de electricidade, mas que não são as mais significativas.

([55]) Além disso, esta conclusão está em conformidade com a conclusão retirada pela Comissão nos processos de operações de concentração, em que o mercado geográfico foi considerado nacional.

(390) Em segundo lugar, o raciocínio constante do considerando 388 baseia-se no pressuposto de que os preços a prazo representam fielmente a situação do mercado futuro. A Comissão considera que tal nem sempre acontecerá. Na realidade, estes preços reflectem uma situação mais complexa, baseada antes no que o comprador e o vendedor consideram que será a sua posição no futuro. Isto significa que se baseiam em especulações do mercado futuro, que podem estar muito longe da realidade, uma vez que tanto a oferta como a procura estão sujeitas a muitas flutuações neste mercado. Por outras palavras, os preços a prazo não representam realmente o equilíbrio entre a procura e a oferta no futuro, mas sim o que os actuais operadores consideram vir a ser esse equilíbrio. Independentemente da flutuação dos preços do combustível, esta é uma das razões que explica que os preços a prazo podem em grande medida flutuar com o tempo, mesmo por um período fixo no futuro.

(391) Em terceiro lugar, mesmo que se aceite que os preços comunicados são totalmente pertinentes e reflectem fielmente a oferta e a procura, há uma contradição lógica entre a conclusão de que os preços não permitem um reembolso completo dos custos dos novos operadores e a conclusão de que existe sobrecapacidade no mercado e, ainda mais, que existe uma sobrecapacidade estrutural no mercado.

(392) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que a observação dos preços por si só não é um indicador suficientemente fiável para decidir se um mercado da electricidade tal como o dos NETA se encontra numa situação de sobrecapacidade estrutural.

(393) A Comissão nota, contudo, que desde o período em que a BE registou dificuldades, os preços a prazo de Inverno aumentaram consideravelmente. Várias agências de controlo dos preços apresentaram valores acima das 20 libras esterlinas/MWh para preços de base de Inverno nos próximos anos, podendo mesmo atingir valores tão elevados como 27 libras esterlinas/MWh ([56]). A tendência ascendente parece continuar e não parar. As estimativas dos custos dos novos operadores situam-se entre as 20 libras esterlinas/MWh e as 25 libras esterlinas/MWh ([57]).

Apreciação em função da margem de capacidade

(394) A Comissão considera que a existência de sobrecapacidades é a mais fácil de avaliar através da análise dos dados físicos reais da capacidade instalada e da procura máxima. A margem através da qual a capacidade instalada ultrapassa a procura máxima média em período de frio ([58]) é conhecida sob a designação de margem de capacidade do sistema. Neste contexto, avaliar se o mercado se encontra em situação de sobrecapacidade estrutural significa avaliar se a margem de capacidade actual e prevista é adequada.

(395) É óbvio que a definição de uma norma quantitativa invariável para a margem de capacidade adequada é uma tarefa muito difícil. Essa norma teria de depender de uma série de parâmetros que variam consoante a rede. Dependeria muito igualmente do nível de segurança da produção a alcançar, que por sua vez estaria ligado a noções menos objectivas, como o impacto psicológico de um determinado período sem electricidade numa dada região.

(396) Além disso, mesmo que todos os parâmetros físicos e psicológicos estivessem sob controlo, a margem de capacidade necessária dependeria também certamente em grande medida da estrutura do mercado. Alguns peritos consideram que mercados mais liberalizados necessitam de menos margem de capacidade do que mercado centralizados fortemente regulamentados, apesar de a maior parte concordar que não é possível actualmente quantificar este efeito, tendo em conta a falta de antecedentes históricos.

(397) Do mesmo modo, observações de terceiros apresentam pontos de vista diferentes sobre a margem de capacidade que devia ser adequada para a Grã-Bretanha. A maior parte das observações, que abordam esta questão, cita dados das «Seven Year Statements» (Avaliações das necessidades e da oferta num período de sete anos) do operador de rede da Inglaterra e País de Gales (NGTransco). Nestas avaliações, a NGTransco afirma considerar que uma margem de capacidade de 20 % devia ser a referência nominal para efeitos de planeamento. Insinua, contudo, que podia ser possível uma margem de capacidade menor para uma gestão do sistema em tempo real e indica um eventual valor de 10 % para esse efeito.

([56]) Em Julho de 2003, a Argus apresentou o contrato para a electricidade de base do Inverno 2003/2004 a 20,96 libras esterlinas/MWh. Em 7 de Agosto de 2003, a UKPX apresentou os preços dos futuros contratos da electricidade de base relativos ao mesmo período a 22,55 libras esterlinas/MWh. No mesmo dia, a UKPX apresentou o contrato básico do Verão de 2006 a 20,50 libras esterlinas/MWh e preços acordados para o Inverno de 2006 a 27,15 libras esterlinas/MWh. Source: Argus and UKPX, tal como citadas pelo relatório Frontier Economics «*Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain*», Agosto 2003, apenso às alegações da BE.

([57]) O relatório da PowerInk «*Survey of the markets served by British Energy*», Março de 2003, apenso à notificação das autoridades britânicas cita os melhores preços dos novos operadores entre 20 e 25 libras esterlinas/MWh. Anteriores decisões da Comissão no sector basearam-se nas melhores estimativas dos novos operadores de 35,5 euros/MWh (cerca de 23,7 libras esterlinas/MWh). Ver, por exemplo, a decisão da Comissão no processo N133/01 – Custos irrecuperáveis na Grécia (JO C 9 de 15.1.2003, p. 6).

([58]) A procura máxima média em período de frio é um cenário de procura invernal que tem 50 % de hipóteses de ser ultrapassado, quanto mais não seja por razões meteorológicas. Esta definição é a utilizada pelo operador de rede de Inglaterra e País de Gales: a National Grid Transco.

(398) A Drax e a Greenpeace sugeriram que este valor de 10 % fosse usado como referência apropriada da margem de capacidade adequada para efeitos de avaliação da existência de uma sobrecapacidade estrutural. Outras organizações preferiram manter a referência ao valor de 20 %, incluindo os institutos aos quais a Greenpeace encomendou relatórios na matéria ([59]).

(399) Nas suas próprias observações, a NGTransco esclareceu qual dos dois valores considerava que devia ser usado para avaliar a existência de uma sobrecapacidade estrutural, afirmando: «*Na nossa qualidade de operador de rede para a Inglaterra e o País de Gales, consideramos que qualquer margem de uma central inferior ao nível de 20 % não pode representar uma sobrecapacidade no mercado da Inglaterra e do País de Gales*».

(400) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que o nível de 20 % constitui uma referência adequada para avaliar a situação da capacidade no mercado da Inglaterra e do País de Gales. Apesar de o mercado escocês se juntar em breve ao mercado da Inglaterra e do País de Gales, é ainda muito separado do ponto de vista físico. A interligação 2 200 MW entre as duas regiões é demasiado pequena para permitir uma utilização completamente flexível destinada a equilibrar a falta ou o excesso de electricidade de cada região. Na realidade, este mercado é quase sempre usado para exportar electricidade da Escócia para a Inglaterra e o País de Gales. Devido a esta restrição significativa, a Comissão considera que a taxa de referência de 20 % devia ser aumentada, embora tomando em consideração os valores globais relativos à Grã-Bretanha.

Inglaterra e País de Gales

(401) O mercado da Inglaterra e do País de Gales é de longe o maior segmento geográfico do mercado da Grã-Bretanha. É igualmente o segmento a partir do qual é estabelecida a maior parte dos dados económicos, uma vez que os preços na Escócia são fixados em função dos dados da Inglaterra e do País de Gales. A vasta maioria das observações de terceiros centram-se igualmente no segmento da Inglaterra e do País de Gales. Por conseguinte, a Comissão começou a sua análise do mercado por este segmento.

(402) A experiência anterior provou que o interconector entre os dois segmentos quase só era utilizado para exportar da Escócia para a Inglaterra e o País de Gales. A NGTransco considera esta capacidade do interconector como uma fonte de energia para a Inglaterra e o País de Gales. Inversamente, a Scottish Power, o operador escocês responsável pela parte da Escócia que partilha a fronteira com a Inglaterra, considera que a capacidade da interligação se destina à exportação. Tendo em conta o que precede, e para ser coerente tanto com a experiência anterior como com a hipótese apresentada pelos operadores locais, a Comissão considerará na parte restante da decisão, que a capacidade do interconector entre a Inglaterra e o País de Gales/Escócia é atribuída à Inglaterra e ao País de Gales.

(403) Existe apenas um único operador de rede para toda a Inglaterra e o País de Gales: a NGTransco. A Comissão baseou a sua análise na situação da capacidade neste segmento nas previsões da NGTransco, que são publicadas periodicamente nas «Avaliações das necessidades e da oferta num período de sete anos» desta empresa.

(404) Desde o início do procedimento, a NGTransco reviu as suas previsões da margem de capacidade do mercado na Inglaterra e no País de Gales. Foi enviada à Comissão uma nova previsão com a resposta da NGTransco. A NGTransco publicou nas suas «Seven Year Statement» para 2004 ([60]) uma versão ainda mais recente das mesmas previsões.

(405) A Comissão utilizou esta última versão, a mais recente, para a sua análise. Na realidade, esta versão mais recente baseia-se na mesma hipótese fundamental, em especial para os dados relativos aos factores de produção, do que a tomada em consideração nas previsões consideradas relevantes pela NGTransco na sua resposta à Comissão. Inclui apenas dados mais actualizados sobre a evolução do mercado.

(406) Esta previsão prevê três cenários: O cenário mais optimista («SYS background») presume que a produção disponível corresponderá aos contratos de transporte assinados. O cenário mais pessimista («existing or under construction background») parte da hipótese de que só estarão disponíveis as centrais existentes e as actualmente em construção. O cenário intermédio («consents background») presume que as centrais disponíveis serão as existentes, as já em construção e as centrais para as quais já foi concedida a autorização necessária ao abrigo da Lei da electricidade (Electricity Act) e da Lei da energia (Energy Act).

(407) O quadro que se segue resume as previsões nos três cenários.

([59]) 20 % no relatório «*The Closure of British Energy's UK Nuclear Power Plants*» de John H Large do Large & Associates, Abril de 2003, apenso à resposta da Greenpeace. 20 % no relatório «*The Closure of British Energy's UK Nuclear Power Plants*» do consultor no domínio da energia ILEX, Setembro de 2002, apenso à resposta da Greenpeace.

([60]) O relatório é publicado no sítio *web* no seguinte url: http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_04/default.asp?action=&sNode=SYS&Exp=Y

Quadro 10

Os cenários da NGTransco relativos à margem de capacidade da Inglaterra e do País de Gales em 2004

Cenário	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
SYS background	22	21	23,1	26,8	24,5	25,6	22,5
Consents background	22	21,1	22,8	24,3	21,6	22,5	19,1
Existing and under construction background	22	21,1	18,7	17,1	14,5	12,8	9,5

Nota: A margem de capacidade é superior à procura máxima ACS. Presume-se que os interconectores com a França e a Escócia são totalmente usados para as importações.

(408) Os três cenários divergem principalmente em relação aos últimos anos, o que não é surpreendente, tendo em conta o facto de as suas hipóteses subjacentes apresentarem diferenças essencialmente quanto ao futuro. Todavia, estes anos não são bastante significativos para avaliar a existência actual de sobrecapacidade estrutural no mercado.

(409) Nos próximos três anos, os três cenários prevêem uma margem de capacidade entre 18,7 % e 23,1 %, com uma média de cerca de 21,5 %. Este valor é ligeiramente superior à taxa de referência de 20 %. Contudo, a diferença entre 21,5 % e 20 % da procura máxima «Average Cold Spell – ACS» (em períodos de frio normal) é de 1,5 % de 57 000 MW ([61]), isto é, 855 MW. Este valor é inferior à capacidade de qualquer das centrais nucleares da British Energy. Como é para além disso o resultado de uma média estatística, a Comissão considera que não pode ser considerado suficientemente significativo do ponto de vista estatístico para representar uma sobrecapacidade estrutural.

(410) Nos anos seguintes, a diferença entre os três cenários aumenta, o que dificulta ainda mais a formulação de conclusões significativas a partir deles. Contudo, a Comissão nota que durante estes anos, a média dos três cenários flutua entre 17,0 % e 22,7 % com dois anos em cerca de 20,2 %. Isto parece indicar que existe uma tendência geral para que a margem de capacidade permaneça realmente em torno de 20 %, tendo em conta uma certa margem de erro.

([61]) 57 000 MW é a média das previsões da procura máxima ACS em relação aos três anos em causa.

(411) A Comissão conclui do que precede que não existe sobrecapacidade estrutural no mercado da electricidade da Inglaterra e do País de Gales.

Grã-Bretanha no seu conjunto

(412) Ao contrário da Inglaterra e do País de Gales, existem dois operadores de rede na Escócia: a *Scottish and Southern Electricity* e a *Scottish Power*. Estes dois operadores publicam previsões para a sua própria zona regional. Estas previsões são, contudo, menos pormenorizadas do que as da NGTransco no que se refere a eventuais cenários para o futuro. Por estas razões, a Comissão centrou a sua análise da Escócia na presente situação, em relação à qual há menos necessidade de prever vários cenários.

(413) Uma vez que nenhum dos dois operadores escoceses apresentou observações à Comissão no contexto do presente procedimento, a análise baseia-se em documentos divulgados publicamente. Para a Scottish and Southern Electricity, a Comissão utilizou os dados constantes do seu «Seven Year Statement» de 2003 ([62]). Para a Scottish Power, a Comissão utilizou os dados fornecidos no seu «Transmission Seven Year Statement» de Abril de 2003 ([63]).

(414) O quadro que se segue resume as previsões relativas à procura máxima e à capacidade instalada nas várias regiões geográficas para 2004/2005.

([62]) Disponível em http://www.scottish-southern.co.uk/popups/7yearstatement.asp.

([63]) Disponível em http://www.scottishpower.com/applications/publish/downloadPublicDocument.jsp?guid=2e0a12_fa5719a547_-7ff60a026463&folderPath=/root/ScottishPower Media Library/Documents and Reports/&downloadParameter=Attachment.

Quadro 11

Previsões da procura e da capacidade na Grã-Bretanha para 2004/2005 Todos os montantes são em MW.

Capacidade ligada à rede da Scottish Power	7 127
Capacidade ligada à rede da Scottish and Southern Electricity	2 844
Capacidade ligada à rede da NGTransco, excluindo os interconectores	63 998
Capacidade do interconector Irlanda/Escócia	500
Capacidade do interconector França/Inglaterra	2 000
Capacidade disponível na Grã-Bretanha	76 469
Procura máxima no sector da Scottish Power	4 269
Procura máxima no sector da Scottish and Southern Electricity	1 684
Procura máxima ACS no sector da NGTransco	55 900
Procura máxima cumulada ([64])	61 853

(415) A margem de capacidade para a Grã-Bretanha é, por conseguinte, de cerca de 23,6 % ([65]). Este valor é mais elevado do que a taxa de referência de 20 % indicada no considerando 399, mas tal como observado, a taxa de referência de 20 %, que é aplicável a uma rede flexível como a da Inglaterra e do País de Gales, deve ser aumentada a fim de ter em conta restrições em redes com estrangulamentos. Além disso, estes valores baseiam-se na hipótese de ambos os interconectores com a Irlanda do Norte e a França estarem disponíveis a plena capacidade para as importações, o que nem sempre é garantido. Se estes interconectores fossem usados para exportação no momento da procura máxima ACS, a sua capacidade não seria tomada em conta na capacidade líquida disponível e acrescentada simultaneamente à procura de electricidade, o que diminuiria a margem de capacidade para 15,5 %.

(416) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que não existe uma significativa sobrecapacidade estrutural do ponto de vista estatístico no mercado da Grã-Bretanha.

Conclusão

(417) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que não existe qualquer sobrecapacidade estrutural no mercado relevante.

(418) As medidas compensatórias sob a forma de reduções irreversíveis da capacidade de produção não são, por conseguinte, obrigatórias.

([64]) A procura máxima ACS em cada zona pode igualmente divergir ligeiramente da procura máxima prevista segundo o carácter mais ou menos rigoroso do tempo previsto comparado com o tempo ACS. A procura máxima ACS real na Grã-Bretanha pode igualmente divergir ligeiramente da simples soma dos três valores geográficos. Avaliá-la com exactidão exigiria uma análise das correlações entre as procuras nas três regiões, relativamente às quais não existem dados. Contudo, pode razoavelmente estimar-se que os picos estarão efectivamente ligados, uma vez que não existe uma diferença horária entre as zonas geográficas e que as três regiões estão sujeitas ao mesmo tipo de condições meteorológicas.

([65]) 76 469 ultrapassa 61 853 em 23,6 %.

iii) Impacto do auxílio sobre a concorrência no mercado relevante

(419) Uma vez que não existe sobrecapacidade estrutural no mercado relevante, a Comissão deve apreciar a necessidade das medidas compensatórias e a forma que devem assumir no caso em apreço. As eventuais medidas compensatórias devem tomar em consideração os efeitos de distorção potencial do auxílio sobre a concorrência.

(420) As autoridades britânicas alegam que o pacote de auxílios não tem qualquer impacto sobre a concorrência. Na sua opinião, no âmbito dos NETA, a capacidade económica de produção das centrais nucleares é função dos seus custos marginais a curto prazo («SRMC»). Em determinado momento, o mercado funciona como se as centrais nucleares fossem classificadas segundo a posição dos seus SRMC, dos mais baixos aos mais elevados, até a sua capacidade cumulada atingir o nível da procura. O preço da electricidade nessa altura é fixado ao abrigo dos SRMC da última central nuclear da classificação, designada por central marginal.

(421) Segundo as autoridades britânicas, o auxílio destina-se apenas às centrais nucleares. Não alterará os seus SRMC a ponto de mudar a sua posição na classificação dos SRMC. Além disso, os SRMC das centrais nucleares da BE seriam tais, que se situariam sempre abaixo dos SRMC da central marginal. O auxílio nunca teria qualquer impacto sobre a capacidade de produção dos concorrentes da BE, nem nos preços a que podem vender a electricidade produzida. Por conseguinte, não haveria qualquer impacto sobre os concorrentes da BE.

(422) A Comissão considera que o raciocínio das autoridades britânicas se pode aplicar a um mercado perfeito baseado num procedimento único de leilão totalmente transparente. Contudo, tal como explicado nos considerandos 389 e 390, os NETA não constituem um tal mercado.

(423) A Comissão considera que o auxílio pode ter um impacto nos concorrentes da BE de muitas maneiras. Dois elementos podem ter um importante impacto na concorrência.

(424) Em primeiro lugar, a BE não possui só centrais nucleares. Também possui a central termoeléctrica de Eggborough, que tem por si só uma capacidade total tão grande como a de alguns dos seus concorrentes.

(425) A BE podia utilizar o auxílio que recebe para as suas centrais nucleares em benefício da central termoeléctrica de Eggborough.

(426) Por exemplo, podia usar esses fundos para equipar Eggborough com uma instalação de dessulfurização dos gases de combustão, que lhe permitiria cumprir a nova regulamentação ambiental, que por sua vez prolongaria significativamente a vida útil da central.

(427) Alternativamente, a BE podia também usar os fundos disponibilizados pelo auxílio para adquirir mais equipamento de produção não nuclear.

(428) Segundo a opinião geral, a BE necessita de mais fontes flexíveis de produção de electricidade para compensar a inflexibilidade das suas centrais nucleares. Sempre que o auxílio autorizar à BE alargar a sua carteira não nuclear, permitir-lhe-á ter um melhor acesso interno a uma produção flexível e, por conseguinte, aumenta as suas possibilidades de oferecer melhores propostas aos seus clientes, diminuindo simultaneamente a sua necessidade de adquirir produção flexível junto dos seus concorrentes.

(429) Em segundo lugar, os NETA não são um mercado único. Os NETA incluem, em especial, um segmento do mercado grossista, em que produtores vendem electricidade a fornecedores e ao segmento de venda directa às empresas (*Direct Sales to Business* – «DSB»), em que os produtores vendem electricidade directamente a grandes utilizadores finais.

(430) Os produtores geralmente vendem electricidade no mercado DSB com um prémio em relação ao mercado grossista ([66]). É, portanto, preferível para um produtor vender electricidade no segmento do mercado DSB.

(431) Para analisar o impacto do auxílio, deve, por conseguinte, tomar-se em consideração não apenas o volume global da electricidade vendida por cada produtor, mas também a repartição das suas vendas nos segmentos dos mercados grossista e DSB.

(432) Um elemento do plano de reestruturação da BE tem por objectivo aumentar a quota da empresa no segmento DSB. Para o efeito, a empresa deve tentar oferecer aos clientes do DSB um preço concorrencialmente baixo em relação ao preço da electricidade por grosso. A BE poderá financiar parte ou toda esta oferta concorrencial através da diminuição dos SRMC das suas centrais nucleares.

(433) Por conseguinte, embora a classificação dos SRMC das centrais da BE possa manter-se e portanto não ter qualquer impacto na carga dos seus concorrentes, a variação do nível desses custos permitirá à BE deslocar uma parte das suas vendas do mercado grossista para o mercado DSB. Tal vai por sua vez deslocar uma parte da produção dos concorrentes do mercado DSS para o mercado grossista. Desta forma, o auxílio pode aumentar os lucros da BE e diminuir os dos seus concorrentes.

(434) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que o auxílio tem um impacto significativo nos concorrentes da BE, e que são necessárias medidas compensatórias para atenuar este impacto.

iv) Medidas compensatórias a aplicar

(435) As medidas compensatórias devem encontrar um equilíbrio entre a necessidade de atenuar o impacto do auxílio sobre os concorrentes e a necessidade de preservar as perspectivas de rendibilidade da empresa beneficiária.

(436) Para este efeito, a Comissão considera que as medidas compensatórias devem centrar-se precisamente nos mecanismos através dos quais o auxílio pode ser prejudicial para os concorrentes da BE.

(437) Isto significa que as medidas compensatórias deviam neste caso ter por objectivo garantir que a BE não utilizará o auxílio concedido pelo Governo para aumentar indevidamente a sua carteira de produção flexível ou para conquistar quotas do mercado DSB.

(438) Este objectivo levou a Comissão a exigir três medidas compensatórias. Estas medidas compensatórias foram propostas pelas autoridades britânicas com base nas medidas sugeridas pelos concorrentes da BE na sua resposta.

Medida compensatória n.º 1

(439) Tal como explicado no considerando 437, uma forma de o auxílio poder potencialmente ter um impacto maior sobre os concorrentes da BE seria se, em vez de financiar os encargos induzidos pelo parque nuclear da BE como previsto, fosse utilizado com o objectivo de melhorar a capacidade de produção não nuclear da empresa.

(440) Tal permitiria à BE competir mais facilmente com as centrais dos seus concorrentes ([67]) e dar-lhe-ia um melhor acesso a uma produção flexível do que actualmente dispõe, o que por sua vez reduziria a necessidade de a BE adquirir esta flexibilidade no exterior.

([66]) Isto pode ser benéfico para o cliente, uma vez que não existem intermediários entre o produtor e o cliente.

([67]) À excepção da BNFL, nenhum dos concorrentes da BE explora reactores nucleares na Grã-Bretanha.

(441) A fim de evitar esta possibilidade, as diferentes actividades da BE deviam ser divididas em entidades jurídicas distintas com contas separadas.

(442) Para este efeito, a estrutura da BE devia ser alterada de molde a que a produção nuclear, a produção não nuclear, as vendas ao mercado grossista e as vendas DSB sejam efectuadas por filiais distintas. O auxílio devia ser atribuído exclusivamente às actividades de produção nuclear.

(443) Devia ser proibido o financiamento cruzado entre as várias filiais.

(444) Esta proibição deve ser aplicada, tanto quanto possível, através do regime de concessão de licenças das empresas e, como tal, supervisionado pelo regulador da rede eléctrica na Grã-Bretanha: o OFGEM. Contudo, a Comissão reconhece que as licenças dos operadores não podem ser livremente alteradas pelo OFGEM, que tem o dever de consultar terceiros sobre tais alterações e tomar em consideração as observações recebidas.

(445) No caso de o OFGEM não conseguir alterar uma das licenças da BE de forma a proibir o financiamento cruzado, o Governo britânico deve comunicar à Comissão um compromisso não limitado no tempo com o mesmo efeito. Nesse caso, a fim de continuar a garantir que o comércio entre as filiais não inclui elementos de subvenção cruzada, as autoridades britânicas devem enviar à Comissão um relatório anual que demonstre que não se verificou esse financiamento cruzado. O relatório deve basear-se numa análise efectuada por peritos contabilísticos independentes.

(446) As autoridades britânicas comprometeram-se a aplicar esta medida compensatória.

Medida compensatória n.º 2

(447) A medida compensatória n.º 1 devia em princípio ser suficiente para garantir que a BE não utiliza o auxílio recebido para os seus reactores nucleares com o objectivo de melhorar ou de aumentar o seu actual parque não nuclear.

(448) Contudo, tendo em conta a complexidade do sector da electricidade e, em especial, a variedade muito grande de eventuais relações entre os diferentes operadores que os NETA permitem, a Comissão considera que é necessário introduzir outras medidas, mais específicas, a fim de melhor assegurar que a BE não utiliza o auxílio recebido para os seus reactores nucleares noutros domínios da sua actividade.

(449) Além disso, apesar de a situação a nível da capacidade no mercado não justificar do ponto de vista económico a imposição de reduções de capacidade à BE, a Comissão considera que é contudo necessário exigir à BE que não aumente o âmbito das suas actividades.

(450) A fim de solucionar estas preocupações, deve ser imposta à BE uma série de proibições no que diz respeito à sua eventual expansão nos sectores de produção em que os seus concorrentes desenvolvem actividades.

(451) Para esse efeito, devia ser identificado um tipo específico de capacidade («Capacidade restrita»). Esta capacidade compreende:

a) A capacidade decorrente de combustíveis fósseis operacional registada, situada no Espaço Económico Europeu;

e

b) A capacidade hidráulica ([68]) em grande escala operacional registada, situada no Reino Unido.

(452) A BE devia ser proibida, por um período de seis anos a contar da data da presente decisão, de possuir ou ter um direito de controlo sobre a capacidade restrita superior a 2 020 MW, o que corresponde à capacidade das suas actuais centrais Eggborough (1 970 MW) e District Energy (50 MW).

(453) A razão para esta necessidade de proibir qualquer aumento da capacidade de combustível fóssil da BE foi explicada no considerando 436. A Comissão considera que existe uma necessidade de alargar a proibição a centrais hidroeléctricas de grande escala, a fim de evitar quaisquer riscos de que a BE adquira centrais hidroeléctricas de grande escala existentes, nomeadamente na Escócia.

(454) A proibição deve durar seis anos, que é sensivelmente o dobro do tempo necessário para a construção de uma central eléctrica com turbina a gás de ciclo combinado (CCGT).

(455) A proibição tem por objectivo impedir que a BE adquira mais flexibilidade do que a que possui actualmente com a sua central de Eggborough, que devia ser suficiente para garantir a sua viabilidade.

(456) Contudo, a Comissão tem consciência de que, no âmbito do plano de reestruturação, o consórcio bancário que financiou o projecto de Eggborough manterá a opção de adquirir a Eggborough à BE. Se os bancos decidirem exercer esta opção, a BE ver-se-ia privada da sua única fonte de flexibilidade, que a Comissão reconhece ser necessária para o êxito do plano de reestruturação. Neste caso, a BE deve ser autorizada a preparar a substituição de Eggborough, logo que receber dos bancos a comunicação da sua intenção de exercer a sua opção.

([68]) Na acepção da *Renewable Obligation Order* de 2002.

(457) Por esta razão, a Comissão, considera que devia ser prevista uma derrogação à proibição, na hipótese de os bancos exercerem a sua opção, a fim de permitir à BE adquirir uma fonte de flexibilidade para substituir Eggborough, ou no caso de esta empresa se tornar definitivamente indisponível por razões que a BE não controla. Tal não devia, no entanto, ter o efeito final autorizar a BE a adquirir mais capacidade de flexibilidade do que a que actualmente possui, nem a utilizar esta capacidade de substituição para realizar lucros durante o eventual período de sobreposição entre o final da construção de novas instalações e a paragem da Eggborough.

(458) Tendo em conta o que precede, a BE devia ser autorizada a possuir ou a ter direitos de controlo sobre mais de 2 020 MW da capacidade restrita, durante o período que medeia entre a data em que recebe a notificação dos bancos e a data em que a capacidade de Eggborough deixa de estar à disposição da BE, ou o final do período de seis anos a que se refere o considerando 452, se for anterior à data em que a capacidade da Eggborough deixa de estar à disposição da BE, desde que esta não explore a capacidade restrita que ultrapasse 2 020 MW ou renuncie a qualquer controlo ou interesse operacional desse excedente da capacidade restrita.

(459) A contar do momento em que a Eggborough deixar de estar disponível para a BE, quer como referido no considerando 457, quer após um caso de força maior ou uma avaria irreparável, a BE deve ser autorizada a possuir ou a ter um direito de controlo sobre no máximo 2 222 MW de capacidade restrita, desde que, até ao final do período de 6 anos a que se refere o considerando 451, declare a sua capacidade restrita ao operador de rede em relação a 2 020 MW e não explore mais de 2 020 MW desta capacidade. Esta disposição tem por objectivo permitir que a BE adquira mais flexibilidade para a substituição de Eggborough, sem atenuar a proibição na prática.

(460) Finalmente, para além das restrições sobre a capacidade restrita, tal como definidas no considerando 450, e a fim de respeitar a filosofia das orientações quanto à necessidade de não permitir que os beneficiários utilizem o auxílio estatal para aumentar a sua quota de mercado, a BE devia igualmente ser proibida de possuir outros activos no domínio da produção nuclear para além dos que já detém, no Espaço Económico Europeu, sem autorização prévia da Comissão, durante o período de seis anos subsequentes à data de adopção da presente decisão.

(461) As autoridades britânicas comprometeram-se a aplicar esta medida compensatória.

Medida compensatória n.º 3

(462) Tal como explicado no considerando 436, o auxílio seria igualmente utilizado incorrectamente se, em vez de se destinar a cobrir os custos dos reactores nucleares da BE, fosse utilizado indevidamente por esta empresa para adquirir quotas no mercado DSB, que é mais rentável.

(463) O carácter sensível desta potencial utilização incorrecta é particularmente demonstrado pelo conteúdo das observações enviadas à Comissão por um terceiro, que prefere manter o anonimato ([69]). Mesmo que a BE não ofereça realmente preços anormalmente inferiores às normas do mercado, o simples facto de o poder fazer graças ao auxílio podia igualmente ser prejudicial para os seus concorrentes, uma vez que estes teriam de se confrontar com clientes com expectativas comercialmente falseadas.

(464) A Comissão considera, por conseguinte, que é necessário reforçar as garantias já oferecidas pela medida compensatória n.º 1 mediante uma medida compensatória mais específica centrada no comportamento da BE no mercado DSB. É conveniente, portanto, exigir que a BE não actue neste mercado de uma maneira diferente da normalmente utilizada pelos seus concorrentes.

(465) Para o efeito, deve proibir-se que a BE proponha preços no mercado DSB inferiores aos preços em vigor no mercado grossista. Esta medida deve ter a duração de seis anos a contar da data da presente decisão, tal como em relação à medida compensatória n.º 2.

(466) O cumprimento pela BE da proibição deve ser supervisionado por um organismo independente seleccionado através de um procedimento de concurso transparente organizado pelas autoridades britânicas. O organismo independente deve apresentar relatórios anuais à Comissão.

(467) No passado, os preços no mercado DSB acompanharam sempre a evolução dos preços do mercado grossista com um prémio. Esta proibição vai, por conseguinte, garantir que a BE não actuará, de um ponto de vista comercial, de forma diferente da dos seus concorrentes.

(468) Contudo, os NETA só datam de há três anos. Não é impossível que, nos próximos 6 anos, a relação entre o mercado DSB e o mercado grossista possa, por vezes, divergir do que foi observado até agora. Poder-se-á imaginar, por exemplo, que o mercado grossista se possa tornar não líquido durante algum tempo, o que podia conduzir a preços anormalmente elevados neste mercado. Neste caso, a Comissão considera que, a fim de não perder os seus clientes, os produtores proporiam certamente preços no mercado DSB que de certa forma seriam inferiores aos preços do mercado grossista. Se tal acontecer e a BE não tiver capacidade para reagir em conformidade, é provável que perca a sua base de clientes no mercado DSB, o que poria em perigo o seu objectivo de reestruturação.

(469) Afigura-se, por conseguinte, necessário que a BE mantenha alguma flexibilidade para se adaptar a tais acontecimentos excepcionais. A sua margem de manobra devia, no entanto, ser muito limitada, descrita em termos objectivos, e controlada cuidadosamente para evitar abusos. Os critérios para permitir à BE utilizar a sua margem de flexibilidade devem ser analisados *ex ante* para evitar abusos.

([69]) Ver considerando 186.

(470) Uma vez que existem muito menos dados fiáveis em relação aos preços do mercado DSB do que aos preços do mercado grossista, é muito difícil saber, durante um período de negociação de contratos DSB, se os preços oferecidos nesse mercado serão inferiores aos preços do mercado grossista. Daí resulta que os critérios objectivos mencionados no considerando 468 não podem ser directamente baseados na verificação de que os concorrentes da BE oferecem preços DSB inferiores aos preços do mercado grossista. Pelo contrário, os critérios devem assentar em indícios indirectos acessíveis a curto prazo para a BE, e que possam indicar que o mercado grossista se tornou não líquido e que uma tarificação dos preços de mercado ou acima dos preços do mercado grossista no mercado DSB deixou de ser comercialmente viável.

(471) Os critérios devem ser os seguintes:

a) Em qualquer período de […], (que termine o mais tardar em […] antes da data em que a BE invoque circunstâncias de mercado excepcionais) […] clientes finais não residenciais reais aos quais a BE tenha proposto ofertas de fornecimento em condições em que a margem sobre o elemento de fornecimento de electricidade do contrato em relação aos preços grossistas em vigor seja […] rejeitaram a proposta da BE;

b) Os volumes comercializados no mercado da electricidade por grosso durante um período de […] caíram para menos de […] da média dos comercializados no mesmo período nos últimos […] em relação aos quais existem dados disponíveis;

c) A BE propõe-se fornecer um mínimo de […] de electricidade no mercado grossista […] e esse volume não será vendido num prazo de […] horas.

(472) O mesmo organismo independente que supervisiona o cumprimento da proibição pela BE deve ser responsável por verificar se esta empresa tem consciência de que os critérios foram cumpridos. O organismo independente verificará se o critério a), conjugado com o critério b) ou com o c) foi cumprido. Se tal acontecer, a BE deve ser autorizada a estabelecer preços no mercado DSB inferiores aos preços do mercado grossista por um período de […] a contar da decisão do organismo independente. Esse prazo pode ser prorrogado por uma decisão do organismo independente, caso continuem a verificar-se condições excepcionais no mercado. Durante um período de […], a BE será obrigada a agir de boa fé e a oferecer descontos comparáveis aos que pode razoavelmente considerar que os seus concorrentes oferecem. O organismo independente deve avaliar *a posteriori* se a BE aplica bem este critério, quando o período de […] terminar.

(473) Por razões de transparência, o organismo independente deve publicar uma declaração no final dos períodos de negociação dos contratos, confirmando que as circunstâncias excepcionais do mercado se verificaram realmente e especificando a duração das circunstâncias excepcionais. Deve ser enviada à Comissão uma avaliação pormenorizada.

(474) As autoridades britânicas comprometeram-se a aplicar esta medida compensatória.

v) Medidas compensatórias analisadas pela Comissão mas rejeitadas

(475) A Comissão considera que as três medidas compensatórias descritas na secção 0 são suficientes para compensar o efeito de distorção potencial do auxílio sobre a concorrência e cumprem, por conseguinte, os requisitos do ponto 39, alínea ii) das orientações. Devem também ser consideradas condições específicas apensas à autorização do auxílio na acepção do ponto 42, alínea ii) das orientações.

(476) Outras eventuais medidas compensatórias foram sugeridas por terceiros.

(477) A Greenpeace sugeriu que as centrais nucleares da BE fossem encerradas em várias fases. A Comissão considera que, tendo em conta a ausência de sobrecapacidade no mercado relevante, exigir o encerramento das instalações de produção da BE seria desproporcionado em relação à distorção da concorrência que o auxílio provoca.

(478) A Powergen sugeriu o encerramento do reactor Dungeness B, uma vez que é o activo menos rentável da BE. A viabilidade de Dungeness B foi já abordada na secção VI, n.º 3, alínea a). A Comissão nota que está já previsto encerrar Dungeness B em 2008 e que, de acordo com os dados fornecidos pela NGTransco relativos à notificação necessária para encerramentos significativos, Dungeness B só podia, na melhor das hipóteses, ser encerrada em meados de 2007. A Comissão considera que uma alteração tão pequena não justificaria as despesas que causaria.

(479) A Drax sugeriu a retirada das instalações nucleares da BE do mercado concorrencial, através da criação de um sistema de compras obrigatório de electricidade de origem nuclear a preços fixos, que seria semelhante a uma obrigação renovável. Isto significaria que a BE passaria a ser na prática total e indefinidamente assistida pelo Estado, o que estaria em completa contradição com a política comunitária em matéria de concorrência.

(480) A Drax sugeriu a concessão à BNFL de uma maior parte dos lucros potenciais da BE, se os preços da electricidade aumentassem, a fim de diminuir o montante do auxílio. Tal como referido na secção VI, n.º 2, alínea b), a Comissão chegou à conclusão de que a medida B não incluía elementos de auxílio estatal. Conceder à BNFL uma maior parte dos eventuais lucros da BE, teria por efeito aumentar o auxílio, uma vez que tal diminuiria o fluxo de liquidez disponível da BE e, portanto, a sua contribuição para o NLF. A Comissão não pode aceitar estas alterações.

(481) A Drax sugeriu que a central de Eggborough devia ser alienada. A Comissão reconhece que a alienação de Eggborough não iria contra a necessidade de preservar uma margem de capacidade na rede de electricidade, uma vez que a central nuclear será muito provavelmente mantida em funcionamento pelo seu novo proprietário. Contudo, a fim de poder realizar o seu plano de reestruturação e restaurar a sua viabilidade, a BE necessita de ter acesso a uma fonte de produção de electricidade flexível. Se a BE vendesse a Eggborough, teria de adquirir a sua flexibilidade junto de fontes externas.

(482) Com base em ensaios, as autoridades britânicas chegaram à conclusão de que não seria económico para a BE adquirir junto de outros produtores os serviços que obtém de Eggborough. Estes serviços consistem numa garantia contra as falhas imprevistas nos reactores nucleares, numa adaptação das entregas de electricidade em função de contratos comerciais e numa flexibilidade para assegurar a manutenção prevista dos reactores. As autoridades britânicas indicaram que a BE economizaria no total 11 milhões de libras esterlinas por ano se conservasse Eggborough. Esta estimativa baseia-se nos custos de Eggborough, o que significa que a BE podia possivelmente obter os mesmos serviços aos mesmos custos apenas pelo facto de possuir uma outra central. Adquirir esses serviços no mercado seria muito mais dispendioso, pressupondo que era possível.

(483) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que exigir à BE que aliene Eggborough ameaçará as perspectivas da BE de restabelecer a viabilidade e seria desproporcionado. A Comissão considera que as medidas compensatórias n.os 1 e 2 impõem o mesmo tipo de restrição de uma forma mais apropriada.

(484) A Powergen sugeriu a imposição de um limite à quota da BE no mercado DSB. A Comissão considera que impor esse limite seria prejudicial para a concorrência neste mercado. A medida compensatória n.º 3 seria mais eficaz para atenuar o impacto do auxílio sobre os concorrentes neste mercado sem restringir a capacidade de a BE oferecer de sua livre vontade propostas competitivas no mercado.

(485) A Powergen sugeriu a proibição de a BE aceder a novos mercados retalhistas. Esta medida proposta afectaria principalmente o mercado das famílias, que é actualmente abastecido apenas por fornecedores. A Comissão considera que uma restrição desse tipo privaria os clientes de uma eventual fonte de concorrência num mercado, que é já o segmento menos concorrencial do mercado britânico da electricidade ([70]). A Comissão considera que a medida compensatória n.º 1 será, relativamente a este aspecto, suficiente para garantir que, se a BE pretender entrar neste mercado, o fará com base nos seus próprios meios, sem distorção indevida da concorrência.

(486) Em resumo, a Comissão considera que todas as outras medidas compensatórias sugeridas por terceiros, que apresentaram observações, estão incluídas nas três medidas compensatórias seleccionadas pela Comissão.

([70]) Ver para o efeito o relatório anual da Energywatch de Abril 2002-Março 2003, disponível em http://www.energywatch.org.uk/uploads/20022003_Annual_Report.pdf.

d) *Execução integral do plano de reestruturação*

(487) A empresa deve executar integralmente o plano de reestruturação proposto pela Comissão. O Governo britânico comprometeu-se a garantir a execução integral do plano de reestruturação, caso este seja aprovado.

e) *Acompanhamento e relatório anual*

(488) Se o pacote de auxílios for aprovado, o Governo britânico comprometeu-se a apresentar à Comissão um relatório, o mais tardar seis meses após a aprovação do pacote de auxílios e, seguidamente, relatórios anuais, de forma a que a Comissão possa supervisionar os progressos alcançados pela BE até a situação ter estabilizado a um nível que a Comissão deixe de considerar necessário outros relatórios.

VII. **CONCLUSÃO**

(489) A Comissão conclui que, na medida em que cumpram as orientações relativas aos auxílios de emergência e à reestruturação e estejam em conformidade com os objectivos do Tratado Euratom, os auxílios em questão são compatíveis com o mercado comum.

ADOPTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

O auxílio que o Reino Unido tenciona conceder no âmbito da medida A do plano de reestruturação à British Energy plc («British Energy») notificado à Comissão em 7 de Março de 2003, consiste no compromisso de o Governo do Reino Unido financiar:

a) O pagamento das responsabilidades relacionadas com a gestão de combustível usado carregado nos reactores nucleares da British Energy antes da data efectiva do plano de reestruturação, desde que as despesas respeitantes a essas responsabilidades, à excepção das responsabilidades anteriores adicionais, tal como definidas no acordo relativo ao financiamento de responsabilidades anteriores entre a British Energy e o Governo do Reino Unido, não ultrapassem 2 185 000 000 libras esterlinas ao valor de Dezembro de 2002;

e

b) Qualquer insuficiência do Fundo de responsabilidades nucleares, no que diz respeito ao pagamento das responsabilidades relativas ao desmantelamento das instalações nucleares da British Energy, às responsabilidades não contratuais da British Energy e às responsabilidades anteriores adicionais, tal como definidas no acordo relativo ao financiamento das responsabilidades anteriores entre a British Energy e o Governo do Reino Unido,

é compatível com o mercado comum e com os objectivos do Tratado Euratom, desde que cumpra as condições estabelecidas nos artigos 2.º a 10.º

Artigo 2.º

1. O Reino Unido garantirá que o plano de reestruturação, tal como comunicado à Comissão pelo Reino Unido será executado na íntegra.

2. O Reino Unido apresentará um relatório sobre a execução da reestruturação, o mais tardar seis meses a contar da presente decisão e, seguidamente, uma vez por ano até a Comissão o informar de que os relatórios deixaram de ser necessários.

Artigo 3.º

Logo que as despesas correspondentes às dívidas referidas na alínea b) do artigo 1.º ultrapassem 1 629 000 000 libras esterlinas, segundo o valor de Dezembro de 2002, o Reino Unido apresentará à Comissão relatórios adicionais exaustivos, que demonstrem que os pagamentos do Governo se limitam a cobrir as dívidas mencionadas no referido ponto, e que foram tomadas medidas adequadas para limitar as despesas ao mínimo necessário para cobrir essas dívidas. Esses relatórios devem ser apresentados anualmente. Serão apensos aos relatórios anuais previstos no artigo 2.º

Artigo 4.º

Para efeitos de cálculo dos montantes segundo o valor de Dezembro de 2002, a que fazem referência os artigos 1.º e 3.º, o Reino Unido utilizará a taxa de referência e de actualização prevista pela Comissão para o Reino Unido, actualizando esta taxa de cinco em cinco anos.

Artigo 5.º

1. O Reino Unido exigirá que a British Energy se comprometa, o mais tardar em 1 de Abril de 2005, a:

a) Separar a sua actividade de fornecimento de electricidade da British Energy Generation Limited e a integrá-la numa filial distinta da British Energy plc (ou da sua eventual empresa sucessora);

b) Consolidar as actividades de produção nuclear existentes numa única empresa;

e

c) Utilizar todos os meios razoáveis para obter alterações de licenças ao abrigo da Lei relativa à electricidade («Electricity Act») de 1989 ou, se tais alterações de licenças não puderem ser obtidas, a assumir compromissos firmes para com o Governo do Reino Unido por uma duração ilimitada, a fim de que: i) a British Energy considere as suas actividades de produção de electricidade nuclear e não nuclear existentes, actividades distintas para efeitos de concessão de licenças (ou para efeitos de assumir qualquer outro compromisso com o Governo do Reino Unido); e ii) as actividades de produção de electricidade nuclear existentes não concederão qualquer financiamento cruzado em benefício de outras actividades do grupo British Energy.

2. No caso de o compromisso constante da alínea c) não ser realizado através de uma condição de licença, o Reino Unido apresentará um relatório anual à Comissão que demonstre que não existiu qualquer financiamento cruzado por parte das actividades de produção de electricidade nuclear existentes em benefício de quaisquer outras actividades do grupo British Energy. Este relatório basear-se-á num estudo realizado por peritos contabilísticos independentes. Pode ser apenso ao relatório mencionado no artigo 2.º Esta disposição não prejudica a possibilidade de uma execução através de uma condição de licença, posteriormente, se tal se afigurar possível.

3. O Reino Unido informará a Comissão logo que os compromissos constantes dos n.os 1 e 2 sejam cumpridos.

Artigo 6.º

O Reino Unido exigirá que a British Energy se comprometa, por um período de seis anos a contar da data da presente decisão, a não possuir nem a deter direitos de controlo sobre:

— a capacidade de produção à base de combustíveis fósseis operacional registada ([71]), no Espaço Económico Europeu,

e

— a capacidade de produção hidroeléctrica em grande escala registada no Reino Unido, tal como definida na Renewable Obligation Order de 2002.

(os dois tipos de capacidade passarão a ser designados por «capacidade restrita»), que ultrapassem no total 2 020 MW, desde que:

a) Durante um período de venda pendente (tal como definido seguidamente), a British Energy será autorizada a possuir ou a deter direitos de controlo sobre a capacidade restrita que ultrapasse 2 020 MW, desde que não utilize esse excedente de capacidade restrita nem abandone qualquer controlo e interesse operacional no excedente de capacidade restrita ou na electricidade produzida a partir do excedente de capacidade restrita. Para o efeito, um «período de venda pendente» é o período entre:

   i) a recepção pela Eggborough Power Limited ou pela Eggborough Power *Holdings* Limited de uma notificação: a) que anuncie que pode ser exercida uma opção de compra das acções da Eggborough Power Limited ou da central de Eggborough; ou b) que pode ser exercida qualquer uma das garantias sobre as acções da Eggborough Power Limited ou da central de Eggborough,

   e

   ii) a data em que a capacidade de produção registada da central de Eggborough deixa de estar disponível para o grupo British Energy;

([71]) Excluindo a capacidade de energia fóssil auxiliar das suas centrais nucleares.

b) Se uma das opções de venda sobre as acções da *Eggborough Power Limited* ou da central de Eggborough for exercida, a British Energy será autorizada a possuir ou a deter direitos de controlo sobre a capacidade restrita que não ultrapasse 2 222 MW, desde que declare a sua capacidade restrita ao operador da rede de electricidade nacional como 2 020 MW e não explore mais de 2 020 MW da capacidade restrita;

ou

c) Se a capacidade das centrais de Eggborough deixar de estar disponível para o grupo British Energy devido a um avaria irreparável ou a um caso de força maior, a British Energy será autorizada a possuir ou a deter direitos de controlo sobre a capacidade restrita que não ultrapasse 2 222 MW, desde que declare a sua capacidade restrita ao operador da rede de electricidade nacional como 2 020 MW e não explore mais de 2 020 MW da capacidade restrita.

Artigo 7.º

O Reino Unido exigirá que a British Energy se comprometa, por um período de seis anos a contar da data da presente decisão, a não possuir nem a deter direitos de controlo sobre a capacidade de produção nuclear operacional registada no Espaço Económico Europeu, que não as suas instalações de produção nuclear existentes ou os seus contratos de exploração ou de manutenção em que a British Energy não tenha qualquer interesse na produção de electricidade, sem a prévia autorização escrita da Comissão.

Artigo 8.º

O Reino Unido nomeará, no prazo de quatro meses subsequentes à presente decisão, e segundo um procedimento público e transparente, um perito independente com o objectivo de controlar que a BE respeita as condições estabelecidas no artigo 9.º (a seguir denominado «o perito independente»). O Reino Unido informará imediatamente a Comissão desta nomeação.

Artigo 9.º

1. O Reino Unido exigirá que a British Energy se comprometa:

a) Por um período de seis anos subsequentes à nomeação do perito independente, a não propor o fornecimento dos clientes finais não domésticos, que adquirem electricidade directamente à British Energy, em condições segundo as quais o preço do elemento de electricidade do contrato com os clientes é inferior ao preço corrente do mercado grossista, desde que em circunstâncias excepcionais de mercado, em que certos critérios objectivos são considerados cumpridos pelo perito independente, segundo as disposições do artigo 10.º («Circunstâncias excepcionais de mercado»), a British Energy seja autorizada, enquanto essas circunstâncias excepcionais se mantiverem, a fixar de boa fé o preço do elemento de electricidade do contrato a um nível inferior ao preço do mercado grossista em vigor, se for necessário permitir à British Energy fazer face à concorrência, nas condições do artigo 10.º;

e

b) A cooperar de boa fé com o perito independente, e a satisfazer todos os pedidos razoáveis do perito independente de uma forma diligente, incluindo os pedidos de informações, de documentos ou de acesso ao pessoal ou à direcção.

2. O perito independente apresentará anualmente ao Reino Unido um relatório sobre o cumprimento destas condições por parte da British Energy. O Reino Unido colocará esses relatórios à disposição da Comissão.

Artigo 10.º

1. Os critérios utilizados para determinar se as circunstâncias excepcionais de mercado se verificam serão os seguintes:

a) Em qualquer período de […], (que termine o mais tardar em […] antes da data definida *infra* por «aviso laranja», […] clientes finais não residenciais reais da British Energy, aos quais a BE tenha proposto ofertas de fornecimento em condições em que a margem sobre o elemento de fornecimento de electricidade do contrato em relação aos preços grossistas em vigor seja […] rejeitaram a proposta da British Energy;

b) Os volumes comercializados no mercado da electricidade por grosso durante um período de […] caíram para menos de […] da média dos comercializados no mesmo período nos últimos […] em relação aos quais existem dados disponíveis.

c) A British Energy propõe-se fornecer um mínimo de […] de electricidade no mercado grossista […] e esse volume não será vendido num prazo de […].

2. Quando confrontada com circunstâncias semelhantes a estas e se a British Energy considerar que é possível que deva invocar circunstâncias excepcionais de mercado, a British Energy informará primeiro o perito independente, sublinhando a sua análise da situação e a posição em relação aos critérios objectivos («aviso laranja»).

3. Se a conjuntura não melhorar na sequência do aviso laranja, e se o critério a), combinado com o critério b) ou o critério c) for satisfeito, a British Energy notificará o perito independente de que vai reagir à concorrência fixando um preço inferior ao preço por grosso e fornecerá as provas mais recentes de que dispõe. O perito independente dispõe então de um prazo de 24 horas para confirmar ou infirmar que o critério a), combinado com o critério b) ou c) está satisfeito e, por conseguinte, declara a existência de circunstâncias excepcionais de mercado.

4. Se o perito independente verificar a existência de circunstâncias excepcionais de mercado, a British Energy será autorizada por um período de […] subsequente à decisão do perito independente, a fazer propostas leais a preços conformes aos da concorrência no mercado DSB.

5. O período de […] pode ser renovado pelo perito independente, pelo período em que o critério da alínea c) esteja satisfeito.

6. No final do período, a limitação de preços enunciada no artigo 9.º é de novo aplicável à British Energy.

7. Após o período, a British Energy apresentará ao perito independente um relatório, em que resume as suas actividades de venda durante o período. Estas informações serão analisadas no relatório anual do perito independente.

8. No termo do período de negociações do contrato, durante o qual se verificaram as circunstâncias excepcionais de mercado, o perito independente divulgará os elementos que o levaram a determinar tais circunstâncias e a respectiva duração.

Artigo 11.º

O Reino Unido da Grã-Bretanha e da Irlanda do Norte é o destinatário da presente decisão.

Feito em Bruxelas, em 22 de Setembro de 2004.

Pela Comissão
Mario MONTI
Membro da Comissão