DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 22 settembre 2004

relativa all'aiuto di Stato al quale il Regno Unito intende dare esecuzione in favore di British Energy plc

[notificata con il numero C(2004)3474]

(Il testo in lingua inglese è il solo facente fede)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

(2005/407/CE)

LA COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE,

visto il trattato che istituisce la Comunità europea, in particolare l'articolo 88, paragrafo 2, primo comma,

visto l'accordo sullo Spazio economico europeo, in particolare l'articolo 62, paragrafo 1, lettera a),

dopo aver invitato gli interessati a presentare osservazioni conformemente a dette disposizioni [1] e viste le osservazioni trasmesse,

considerando quanto segue:

I. PROCEDIMENTO

(1) In data 9 settembre 2002, il governo del Regno Unito ha attuato un pacchetto di aiuti al salvataggio in favore della società elettrica britannica British Energy plc (in appresso «BE»). La Commissione ha deciso di non sollevare obiezioni in merito al caso in data 27 novembre 2002 [2]. In base a tale decisione, le autorità del Regno Unito dovevano presentare entro il 9 marzo 2003 un piano di ristrutturazione o di liquidazione per BE, oppure dimostrare che l'aiuto era stato rimborsato.

(2) Il 7 marzo 2003, le autorità del Regno Unito hanno notificato alla Commissione un piano di ristrutturazione. La notificazione del governo britannico è stata registrata con il numero di aiuto di Stato NN 45/2003, poiché alcune misure di ristrutturazione che potevano includere aiuti erano già state attuate. Ulteriori informazioni sono state presentate il 13 marzo 2003. Il 28 marzo 2003 ha avuto luogo una riunione fra rappresentanti della Commissione e autorità britanniche. La Commissione ha inviato alle autorità britanniche una richiesta di informazioni il 21 aprile 2003, e le autorità britanniche hanno risposto il 2 maggio 2003.

(3) Con lettera del 23 luglio 2003 la Commissione ha informato il Regno Unito della propria decisione di avviare il procedimento di cui all'articolo 88, paragrafo 2, del trattato riguardo all'aiuto in oggetto.

(4) La decisione della Commissione di avviare il procedimento è stata pubblicata nella *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee* [3]. La Commissione ha invitato gli interessati a presentare osservazioni in merito all'aiuto di cui trattasi.

(5) Le autorità britanniche hanno fatto pervenire alla Commissione le loro osservazioni con lettera del 22 agosto 2003, registrata dalla Commissione lo stesso giorno.

(6) La Commissione ha ricevuto osservazioni in merito da parte di terzi interessati. Essa le ha trasmesse al Regno Unito offrendo l'opportunità di commentarle ed ha ricevuto i relativi commenti con lettera del 29 ottobre 2003, registrata il 30 ottobre 2003.

(7) La Commissione ha incontrato le autorità britanniche il 7 ottobre 2003. Successivamente a tale riunione il Regno Unito ha trasmesso delle informazioni con lettera datata 5 novembre 2003 e registrata il 10 novembre 2003. Il 28 novembre 2003 ha avuto luogo un'altra riunione. Il 5 dicembre 2003 la Commissione ha inviato al Regno Unito una richiesta di informazioni, a cui il Regno Unito ha risposto il 22 dicembre 2003. Un'altra riunione ha avuto luogo il 2 febbraio 2004. Il Regno Unito ha presentato informazioni il 4 febbraio 2004 e successivamente il 10 marzo 2004. Il 22 marzo 2004 si è tenuta una riunione. La Commissione ha inviato una nuova richiesta il 19 aprile 2004, a cui il Regno Unito ha risposto l'11 maggio 2004. Il 7 giugno 2004 si è tenuta una riunione. Nuove informazioni sono state presentate il 1º luglio 2004 e il 29 luglio 2004 si è svolta una riunione. Il Regno Unito ha presentato ulteriori informazioni il 23 agosto 2004

[1] GU C 180 del 31.7.2003, pag. 5.

[2] GU C 39 del 18.2.2003, pag. 15.

[3] Cfr. nota 1.

II. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELL'AIUTO

1. Beneficiario dell'aiuto

a) *Il gruppo British Energy plc*

(8) BE è un'impresa produttrice di energia elettrica. È stata privatizzata dalle autorità britanniche nel 1996. A parte tre quote speciali detenute dalle autorità britanniche (una in BE e una in ciascuna delle sue due controllate britanniche), BE è ora interamente detenuta da investitori privati.

(9) All'epoca della privatizzazione le principali componenti delle attività di BE erano sei centrali nucleari in Inghilterra e due in Scozia. BE continua a utilizzare queste centrali, che hanno una capacità registrata complessiva di 9 820 MW, di cui 7 281 MW in Inghilterra e 2 539 MW in Scozia. BE è l'unico gestore privato di centrali nucleari nel Regno Unito. Fornisce elettricità sul mercato all'ingrosso e ad alcuni grossi clienti industriali e commerciali («I&C»), ma per il resto non opera sul mercato al dettaglio.

(10) Dalla privatizzazione, BE partecipa al 50 % ad un'impresa comune negli USA (denominata Amergen) per acquisire e gestire impianti nucleari americani, e ha acquisito una partecipazione dell'82,4 % nella concessione di Bruce Power LP in Ontario, Canada. Nel Regno Unito, BE ha acquisito nel 1999 l'attività di fornitura al dettaglio di South Wales Electricity (successivamente venduta nel 2000) e, nel 2000, la centrale elettrica a carbone da 1 970 MW di Eggborough per avere una maggiore flessibilità e come misura di sicurezza in caso di interruzione delle centrali nucleari.

(11) Delle otto centrali nucleari di BE nel Regno Unito, sette sono reattori avanzati raffreddati a gas (advanced gas-cooled reactors, «AGR»), con una progettazione e una tecnologia esclusivi del Regno Unito. L'ottava centrale, Sizewell B, ha un reattore ad acqua pressurizzata (pressurised water reactor, «PWR»), con un tipo di progettazione e una tecnologia ampiamente adottati a livello internazionale.

(12) Le principali controllate di BE nel Regno Unito sono:

— British Energy Generation Ltd («BEG»), che possiede e gestisce le sei centrali nucleari in Inghilterra e possiede la licenza per le attività di fornitura diretta;

— British Energy Generation (UK) Ltd («BEGUK»), che possiede e gestisce le due centrali nucleari in Scozia;

— Eggborough Power (Holdings) Ltd («EPL»), che possiede e gestisce la centrale elettrica a carbone in Inghilterra;

e

— British Energy Power & Energy Trading Ltd («BEPET»), che vende tutta la produzione di BE (eccetto quella destinata alle attività di fornitura diretta) e gestisce i rischi di mercato.

b) *Gli sviluppi recenti*

(13) Come conseguenza del considerevole calo dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato in cui opera BE, insieme alla mancanza di copertura di BE e a guasti imprevisti delle centrali, nel 2002 le entrate degli impianti di BE sono diminuite considerevolmente. L'alta percentuale di costi non evitabili [4] nella struttura dei costi delle centrali nucleari di BE ha dato inoltre all'impresa scarse possibilità di reagire al calo dei prezzi riducendo i costi.

(14) Un calo dei prezzi di 8,56 GBP/MWh, come quello registrato nei due anni precedenti il 2002, è equivalente a una riduzione delle entrate di 642 milioni di GBP all'anno su una produzione di 75 TWh (la produzione delle centrali di BE nell'esercizio finanziario). Né i contratti di commercio di elettricità né le attività di vendita diretta hanno alleviato in maniera sufficiente gli effetti del calo dei prezzi sugli introiti di BE.

(15) Come conseguenza di questi fattori, la situazione di cassa di BE è peggiorata considerevolmente nell'estate del 2002, con saldi di cassa che si sono ridotti da 231 milioni di GBP all'inizio dell'aprile 2002 a soli 78 milioni di GBP alla fine dell'agosto 2002, e con un calo che si è accelerato dalla fine del giugno 2002. Oltre alla considerevole riduzione nei saldi di cassa, BE ha previsto consistenti uscite nel periodo settembre 2002-marzo 2003. Queste uscite includevano pagamenti a British Nuclear Fuel Limited («BNFL») nell'ambito dei contratti di gestione del combustibile esaurito, significative spese in conto capitale nel suo impianto canadese di Bruce Power in Canada e il rimborso della prima tranche delle sue obbligazioni, con scadenza il 25 marzo 2003.

(16) Il 5 settembre 2002, in seguito a un'offerta di obbligazioni fallita in estate e a preoccupazioni riguardo alla possibilità, per l'impresa, di accedere ai suoi fidi bancari non utilizzati, il consiglio d'amministrazione di BE ha ricevuto un parere legale secondo cui l'impresa non avrebbe potuto utilizzare le sue linee di credito. Dato che i membri del consiglio di amministrazione non erano in condizioni di affermare che ritenevano che l'impresa avrebbe potuto rimborsare tali crediti, utilizzarli sarebbe equivalso a operare senza alcuna ragionevole prospettiva di evitare una liquidazione per insolvenza. Questo ha portato BE a chiedere un sostegno finanziario alle autorità britanniche per evitare procedure d'insolvenza. Tale sostegno finanziario è stato approvato in qualità di aiuto al salvataggio con decisione della Commissione del 27 novembre 2002.

[4] Ossia quei costi che non possono essere evitati cessando la produzione o chiudendo le centrali.

(17) Tale decisione menzionava l'impegno del governo britannico di notificare alla Commissione, entro sei mesi dall'approvazione dell'aiuto al salvataggio, un piano di liquidazione o di ristrutturazione, o di dimostrare che i crediti erano stati integralmente rimborsati e/o che la garanzia era stata revocata. Il 7 marzo 2003 il governo britannico ha notificato alla Commissione il piano di ristrutturazione di BE.

2. **Il piano di ristrutturazione**

a) *Origine delle difficoltà di BE*

(18) Il governo britannico ha individuato nei seguenti elementi l'origine delle difficoltà di BE:

Posizione scoperta di BE

(19) Diversamente dalle altre grandi imprese produttrici di energia elettrica del settore privato, BE non possiede un'attività di vendita al dettaglio che assicuri una copertura naturale dei rischi legati ai prezzi all'ingrosso dell'elettricità. BE vende energia elettrica principalmente sul mercato all'ingrosso e in piccola parte a grossi utenti industriali e commerciali («I&C»).

(20) La posizione di BE sul mercato di vendita al dettaglio a grossi utenti I&C non ha fornito una copertura contro il calo dei prezzi all'ingrosso. Questo mercato è stato completamente aperto alla concorrenza dal 1994. È un mercato competitivo con utenti sensibili al fattore prezzo. Anche su questo mercato i prezzi hanno subito un calo, trasferito in gran parte direttamente ai clienti. Di conseguenza, non vi è stato alcun aumento nei margini al dettaglio per compensare gli effetti della diminuzione dei prezzi all'ingrosso.

L'alta percentuale di costi non evitabili

(21) La struttura dei costi degli impianti nucleari è caratterizzata da costi non evitabili molto alti e da bassi costi evitabili ([5]).

(22) Alcuni dei costi non evitabili di BE sono specifici delle centrali nucleari. In primo luogo, gli oneri relativi alla disattivazione (decommissioning) degli impianti nucleari sono slegati dalla produzione, eccetto per quanto riguarda i tempi, che sono basati su quelli di chiusura delle centrali. In secondo luogo, i costi della gestione del combustibile esaurito — i costi di ritrattamento, stoccaggio e smaltimento finale del combustibile esaurito — sono anche non evitabili per il combustibile già caricato nel reattore.

([5]) Ossia quei costi che possono essere evitati cessando la produzione o chiudendo le centrali.

(23) D'altro lato, i costi evitabili degli impianti nucleari sono inferiori a quelli degli altri impianti del sistema, incluse altre centrali destinate ad assicurare il carico di base.

(24) La diminuzione dei prezzi di mercato ha portato a una forte riduzione del margine di profitto di BE sui costi evitabili. Di conseguenza i fondi disponibili per far fronte agli alti costi non evitabili, che sono principalmente costi di finanziamento e oneri nucleari derivanti da azioni passate, sono stati largamente ridotti. Ciò ha portato a difficoltà nell'onorare i pagamenti ai creditori, cosa che ha richiesto una ristrutturazione finanziaria dell'attività.

(25) Oltre ai costi non evitabili a lungo termine derivanti dagli oneri nucleari, BE ha registrato anche alti costi non evitabili a breve termine in forma di spese di finanziamento, incrementate per effetto di rimborsi di capitale agli azionisti e delle sue acquisizioni di Eggborough e del Nord America, e costi di accordi di acquisto di energia.

Le consistenti e impreviste interruzioni nelle centrali nucleari di BE

(26) La perdita di entrate di BE derivante dal calo dei prezzi all'ingrosso di elettricità è stata poi aggravata da consistenti e impreviste interruzioni di funzionamento alle centrali BE di Torness 2 e Dungeness B. Il 13 agosto 2002 BE ha annunciato che, in seguito alle impreviste interruzioni di funzionamento di Torness, l'obiettivo della produzione nucleare nel Regno Unito era stato ridotto da 67,5 TWh a 63 TWh (± 1 TWh).

b) *Le misure di ristrutturazione*

(27) Il pacchetto di ristrutturazione consiste nelle 7 misure seguenti, concordate fra BE, i suoi maggiori creditori (compresa l'impresa pubblica di trattamento del combustibile nucleare BNFL), e il governo britannico:

— misura A : misure legate al finanziamento degli oneri nucleari;

— misura B : misure relative al ciclo del combustibile concordate con BNFL;

— misura C : misure di moratoria;

— misura D : pacchetto di ristrutturazione per i grandi creditori;

— misura E : introduzione di una nuova strategia commerciale;

— misura F : cessione di attività per contribuire a finanziare la ristrutturazione;

— misura G : pagamento differito delle imposte locali.

(28) Queste misure sono descritte più dettagliatamente ai considerando da 29 a 102.

Misura A: misure legate al finanziamento degli oneri nucleari

Gli oneri nucleari

(29) Gli oneri nucleari derivano principalmente dalla necessità di ritrattare o stoccare e infine smaltire il combustibile nucleare esaurito («oneri back-end»), e dalla necessità di disattivare le centrali nucleari al termine della loro vita commerciale («oneri di disattivazione»).

(30) Per alcuni degli oneri back-end, BE ha contratti con BNFL per la fornitura di servizi di gestione del combustibile esaurito («oneri contrattuali»). Gli oneri contrattuali rappresentano importi che BE è tenuta a pagare in futuro a BNFL per il ritrattamento e/o lo stoccaggio di combustibile esaurito AGR e per altri servizi connessi alla gestione di tale combustibile esaurito. I contratti coprono il ritrattamento e lo stoccaggio del combustibile esaurito e delle scorie connesse delle centrali AGR fino, come minimo, al 2038 o 2086. Per la maggior parte di questi contratti è applicata una tariffa fissa, e tutti i rischi tecnici legati allo stoccaggio e al ritrattamento di combustibile nucleare esaurito sono sostenuti da BNFL. La proprietà e la responsabilità per tutto il combustibile esaurito e per la maggior parte delle scorie connesse restano a BE per tutta la durata dei contratti.

(31) Vi sono altri oneri *back-end*, che possono essere o meno connessi allo stesso combustibile esaurito, per i quali attualmente non esiste alcun contratto di servizi («oneri non definiti contrattualmente»). Gli oneri non definiti contrattualmente riguardano principalmente lo smaltimento finale del combustibile esaurito, plutonio, uranio e scorie derivanti dal ritrattamento del combustibile AGR, lo stoccaggio e lo smaltimento finale di combustibile esaurito PWR, inclusa la costruzione di un magazzino a secco presso Sizewell B, e lo stoccaggio e lo smaltimento di residui operativi.

(32) Gli oneri di disattivazione riguardano i costi di rimozione del combustibile, decontaminazione e smantellamento delle centrali nucleari dopo la cessazione della produzione di energia elettrica. La disattivazione può generalmente essere scomposta in tre fasi:

— fase 1: subito dopo la chiusura della centrale il combustibile viene recuperato dal reattore, e viene rimosso dalla centrale stessa;

— fase 2: gli edifici secondari non in uso vengono smantellati; il reattore viene reso sicuro e resistente agli agenti atmosferici. Il reattore è successivamente oggetto di manutenzione e di controllo, di solito per lunghi periodi;

— fase 3: il reattore viene smantellato affinché il sito possa essere riutilizzato (almeno 85 anni dopo la fine della produzione per le centrali AGR e fino a 50 anni per le centrali PWR).

(33) Finora sono stati predisposti diversi meccanismi per il finanziamento degli oneri nucleari. All'epoca della privatizzazione era stato istituito un fondo separato, il Fondo disattivazione nucleare (Nuclear Decommissioning Fund, «NDF»), sotto forma di una società per azioni detenuta da un trust indipendente. Lo scopo era quello di costituire un fondo separato, destinato a coprire parte degli oneri di disattivazione. Quanto agli altri oneri nucleari, si prevedeva che il loro finanziamento sarebbe stato coperto con i flussi di cassa operativi delle attività correnti di BE. Come conseguenza del calo delle entrate di BE, tuttavia, questi meccanismi non sono sufficienti per finanziare gli oneri nucleari.

(34) Il governo britannico ha incluso nel suo piano di ristrutturazione una serie di strumenti per farsi carico della responsabilità finanziaria per almeno una parte degli oneri nucleari. Questi nuovi strumenti saranno stabiliti insieme a nuove disposizioni relative al contributo finanziario di BE agli oneri nucleari, unitamente alla gestione degli stessi.

La creazione di un nuovo fondo

(35) Il piano di ristrutturazione prevede che l'esistente NDF sia ampliato in, o integrato da, un nuovo fondo, il Fondo oneri nucleari (Nuclear Liabilities Fund, «NLF»). L'idea è che tale Fondo per gli oneri nucleari sia una società per azioni detenuta da un trust indipendente; esso è diretto a coprire i costi degli oneri non contrattuali e degli oneri di disattivazione per:

a) tutto il combustibile AGR caricato nei reattori di BE prima della data in cui ricorrono tutte le condizioni a cui è subordinata la ristrutturazione, inclusa la decisione della Commissione sul piano di ristrutturazione («la data effettiva della ristrutturazione») per tutto il combustibile PWR, nonché lo stoccaggio e lo smaltimento di residui operativi delle centrali nucleari;

b) tutti gli oneri di disattivazione di BE della fase 1;

c) tutti gli oneri di disattivazione di BE della fase 2 e della fase 3, nella misura in cui il valore maturato dell'NDF non basta a coprire tali oneri di disattivazione della fase 2 e della fase 3 quando il pagamento diventa esigibile.

(36) Dal momento in cui la ristrutturazione prenderà effetto, BE contribuirà all'NLF pagando:

a) dei contributi fissi di disattivazione pari a 20 milioni di GBP all'anno — indicizzati secondo l'indice dei prezzi al dettaglio («IPD») — decrescenti a mano a mano che le centrali chiudono;

b) 150 000 GBP, indicizzate secondo l'indice dei prezzi al dettaglio, per ogni tonnellata di combustibile PWR caricato nel reattore Sizewell B dopo la data in cui ricorrono tutte le condizioni a cui è subordinata la data effettiva della ristrutturazione. Secondo le autorità britanniche, l'importo di 150 000 GBP a tonnellata è paragonabile ai costi internazionali per la gestione del combustibile esaurito;

c) 275 milioni di GBP di nuove obbligazioni nell'NLF. Le nuove obbligazioni avranno un rango elevato e saranno senza garanzia;

d) importi inizialmente pari al 65 % del flusso di cassa netto consolidato di BE, al netto delle imposte e dei costi di finanziamento, e dopo gli accantonamenti delle riserve di cassa (i «pagamenti NLF»). Questi pagamenti verranno qui designati con il termine cash sweep. I fiduciari dell'NLF potranno anche, periodicamente, convertire tutti i pagamenti NLF, o parte di essi, in una serie di azioni BE. Finché saranno detenute dall'NLF, queste azioni saranno senza diritto di voto, poiché altrimenti rappresenterebbero il 30 % o più dei diritti di voto di BE.

(37) La percentuale del flusso di cassa su cui si fondano i pagamenti NLF può venire adeguata periodicamente su base equa e ragionevole, cosicché gli azionisti possano beneficiare dei flussi di cassa non distribuiti e dei proventi di nuove sottoscrizioni di azioni di BE, e cosicché l'NLF e gli azionisti non siano sfavorevolmente toccati da separazioni societarie, emissioni di titoli per gli azionisti o altre operazioni.

(38) Il pagamento dei contributi fissi di 20 milioni di GBP all'anno (indicizzati e decrescenti con la chiusura delle centrali) all'NLF o all'NDF per gli oneri di disattivazione sarà accelerato in base a un valore netto attualizzato («VNA», con un tasso di attualizzazione adeguato all'NLF o all'NDF, a seconda dei casi), e diventerà immediatamente dovuto ed esigibile in caso di insolvenza di BEG o BEGUK. I pagamenti accelerati saranno garantiti da tutte le principali società del gruppo BE e con garanzie reali sulle loro attività.

(39) I fiduciari dell'NLF non avranno alcun ruolo o dovere a parte la gestione del fondo e dei suoi investimenti e l'esecuzione dei pagamenti per spese ammissibili. Ciò comprenderà il valutare se sia vantaggioso per l'NLF differire pagamenti NLF o convertire pagamenti NLF in capitale. I fiduciari dell'NLF non avranno alcuna facoltà di rivedere gli oneri e le esigenze di finanziamento, o di stabilire i contributi di BE.

Aiuto del governo britannico in relazione al finanziamento degli oneri nucleari

(40) In relazione al finanziamento degli oneri nucleari il governo britannico adotterà le quattro misure seguenti:

— Assunzione di responsabilità per oneri di BE nell'ambito di contratti storici relativi al combustibile esaurito

(41) Il governo britannico si impegna ad assumersi la responsabilità per gli oneri di BE nell'ambito dei contratti fra BE e BNFL («contratti storici sul combustibile esaurito») riguardanti: i) il ritrattamento e/o lo stoccaggio di combustibile esaurito AGR caricato nei reattori prima della data effettiva della ristrutturazione, e ii) altri servizi relativi alla manutenzione dei contenitori, alla gestione dell'ossido e al trasporto ferroviario conformemente a contratti esistenti con BNFL.

(42) L'impegno non copre i pagamenti per il combustibile caricato nei reattori AGR dopo la data effettiva della ristrutturazione, il cui costo continuerà ad essere sostenuto da BE ai sensi di nuovi contratti derivanti da trattative commerciali fra BE e BNFL. Esso non copre pagamenti per combustibile PWR, poiché questo non è ritrattato da BNFL ma gestito direttamente — di fatto stoccato — da BE.

— Impegno a coprire qualsiasi insufficienza nel finanziamento dell'NLF per gli oneri di disattivazione della fase 1 e gli oneri non definiti contrattualmente

(43) Il governo britannico si impegna a coprire qualsiasi insufficienza nel finanziamento dell'NLF per quanto riguarda gli oneri di disattivazione della fase 1 e gli oneri non contrattuali (inclusi i costi della costruzione del magazzino a secco Sizewell B e lo smaltimento finale del combustibile).

— Impegno a coprire qualsiasi insufficienza nel finanziamento NLF per gli oneri di disattivazione della fase 2 e 3

(44) Il governo britannico si impegna a coprire qualsiasi insufficienza nel finanziamento dell'NFL in relazione alla fase 2 e fase 3 della disattivazione.

— Detassazione specifica

(45) Gli impegni sopra menzionati del governo britannico saranno considerati come attività nel conto patrimoniale di BE, con un credito corrispondente nel conto profitti e perdite. In circostanze normali, l'impegno sarebbe imponibile. Secondo il governo britannico, per garantire che BE sia solvibile dopo la ristrutturazione, esso dovrebbe allora aumentare il livello di aiuti forniti a BE nel processo di ristrutturazione di un ammontare corrispondente all'importo delle imposte dovute sulla sovvenzione.

(46) Per evitare questa situazione, le autorità britanniche stanno introducendo norme per una detassazione specifica attraverso l'Electricity Bill. Senza tali norme in materia di detassazione, si genererebbe un importo imponibile di circa 3 152 milioni di GBP. Secondo il governo britannico, la legislazione sulla detassazione è stata elaborata in modo da garantire che in futuro BE non riceva agevolazioni fiscali asimmetriche. Ogni successivo aumento nel valore dell'impegno, sia esso dovuto all'andamento dei prezzi o ad una rivalutazione, sarà imponibile, e corrisponderà così all'agevolazione fiscale ricevuta da BE quando le spese supplementari saranno registrate nel conto profitti e perdite.

(47) La *tabella 1* in appresso contiene una valutazione, da parte delle autorità britanniche, degli strumenti di aiuto sopra descritti. Queste stime sono altamente incerte. Sia i costi degli oneri nucleari ripresi che i contributi di BE a tali costi sono molto incerti. In effetti, il disimpegno da tali oneri si verificherà su periodi estremamente lunghi. Ad esempio, BE prevede di non poter cominciare a smantellare un reattore AGR prima di, come minimo, 85 anni dalla cessazione di produzione di una centrale, mentre la gestione del combustibile esaurito deve continuare indefinitamente. Vi sono inoltre molte attività, inclusa la disattivazione di reattori AGR, per le quali non vi è a oggi alcuna esperienza diretta. Il valore stimato dell'aiuto è cambiato dalla notificazione. Le principali ragioni sono i maggiori proventi derivanti dai cash sweeps, dovuti a miglioramenti nei risultati previsti di BE, l'impatto dell'inflazione, l'aggiornamento degli importi dovuti nell'ambito dei contratti storici sul combustibile esaurito, l'aumento dei volumi di combustibile esaurito storico AGR dovuto alla data tardiva della ristrutturazione effettiva, e l'aumento del valore delle attività detenute nell'ambito del Fondo disattivazione della produzione nucleare (Nuclear Generation Decommissioning Fund) per rispecchiare il più recente valore di mercato.

Tabella 1

Valutazione degli strumenti di aiuto della misura A in base a proiezioni del luglio 2004 ([6])

(milioni di GBP)

	Dichiarazione originaria		Proiezioni attuali	
	VNA (attualizzato al 5,4 % nominale ([7]))	Pagamenti in contanti complessivi futuri (non attualizzati)	VNA (attualizzato al 5,4 % nominale ([7]))	Pagamenti in contanti complessivi futuri (non attualizzati)
Impegno relativo ai contratti storici sul combustibile esaurito	2 185	3 218	2 377	3 067
Impegno relativo agli oneri non contrattuali	750	3 166	951	3 375
Impegno relativo agli oneri di disattivazione	879	4 917	1 115	5 062
Importi conferiti da BE all'NLF	– 1 432	– 1 845	– 2 007	– 2 510
Importi netti pagabili dal ministero	197	6 238	59	5 927
Detassazione	916	946	1 047	1 077
Totale	3 298	10 402	3 483	10 071

Dichiarazione originaria: flussi di cassa con valore al marzo 2003, in prezzi del dicembre 2002.
Proiezioni attuali: flussi di cassa con valore al marzo 2004, in prezzi del marzo 2004.

Misura B: misure relative al ciclo del combustibile concordate con British Nuclear Fuel Limited (BNFL)

(48) BNFL fornisce combustibile nucleare a BE per tutti i suoi reattori AGR, e inoltre tratta o stocca questo combustibile una volta esaurito ([8]).

(49) Nell'ambito del piano di ristrutturazione, BNFL, che è il maggiore creditore di BE, ha convenuto di modificare i suoi contratti con BE sia per quanto riguarda la fornitura di combustibile che il trattamento del combustibile esaurito.

Misure relative alla fornitura di combustibile («contratti front-end»)

(50) Gli accordi di fornitura di combustibile fra BE e BNFL anteriori alla ristrutturazione risalivano al 1997 e al 1995 rispettivamente per BEG e BEGUK. Dovevano continuare ad essere validi fino al 31 marzo 2006, ma con l'intento di rinegoziare e prorogare i contratti da tale data per quanto riguarda BEG, e con l'opzione di prorogarli per quanto riguarda BEGUK.

(51) I costi per la fornitura del combustibile comprendevano un onere fisso annuo e un onere supplementare variabile per elemento di combustibile consegnato. Questi costi venivano stabiliti tenendo conto di un adeguamento in funzione dell'indice dell'inflazione.

(52) Il 1° aprile 2003 sono entrate in vigore condizioni rinegoziate per la fornitura del combustibile, sotto forma di addenda agli accordi precedenti. Le nuove condizioni costituiranno anche la base di nuovi accordi di fornitura di combustibile per la durata di vita delle centrali AGR dopo il 31 marzo 2006, che entreranno in vigore il 1° aprile 2006.

([6]) Dichiarazione originale: flussi di cassa con valore al marzo 2003, in prezzi del dicembre 2002. Proiezioni attuali: flussi di cassa con valore al marzo 2004, in prezzi del marzo 2004.

([7]) Il tasso di attualizzazione è il tasso nominale del 5,4 % raccomandato come tasso di riferimento dal 1° gennaio 2003 conformemente alla comunicazione della Commissione relativa al metodo di fissazione dei tassi di riferimento e di attualizzazione (GU C 273 del 9.9.1997, pag. 3).

([8]) BE acquista il combustibile per il suo unico impianto nucleare PWR da un altro fornitore, e non ha alcun contratto per il combustibile esaurito PWR poiché lo stocca sul proprio sito.

(53) Secondo le nuove condizioni, il pagamento fisso annuo previsto dagli accordi precedenti sarà ridotto di 5 milioni di GBP all'anno e vi sarà un ulteriore sconto, legato ai prezzi dell'energia elettrica del carico di base, benché limitato a un massimo di 15 milioni (entrambi gli importi in prezzi 2003 e indicizzati secondo l'indice dei prezzi al dettaglio). I prezzi rimarranno per il resto come stabilito nei contratti precedenti.

(54) Per quanto riguarda la fornitura di combustibile dal 1º aprile 2006, e a condizione che almeno 4 delle 7 centrali AGR rimangano aperte, l'onere fisso pagabile da BE sarà pari a 25,5 milioni di GBP, meno lo sconto di cui sopra, con un onere variabile (come previsto nei contratti esistenti) equivalente a 191 000 GBP per tonnellata di uranio. Questi prezzi sono espressi ai valori monetari del luglio 2002 e saranno indicizzati in funzione dell'indice dei prezzi al dettaglio.

(55) Per il periodo in cui solo tre, o meno di tre, centrali rimarranno aperte, il prezzo può essere fissato in base alla raccomandazione di una commissione mista BE-BNFL, dopo lo studio di un programma di ottimizzazione della fine della durata di vita dell'impianto di BNFL di produzione del combustibile.

Misure relative al combustibile esaurito («contratti back-end»)

(56) Nel 1995, i predecessori legali di BEG e BEGUK (rispettivamente Nuclear Electric e Scottish Nuclear) hanno concluso contratti a lungo termine con BNFL per lo stoccaggio e il ritrattamento di combustibile irradiato AGR e per servizi connessi. Lo stesso anno BEGUK (allora Scottish Nuclear) ha concluso un altro contratto per lo stoccaggio a lungo termine di tutte le quantità di combustibile AGR in eccesso rispetto alla quantità già oggetto di contratto per il ritrattamento. Nel 1997 BEG ha inoltre firmato un altro contratto per servizi di gestione di combustibile esaurito, relativo a tutte le quantità di combustibile irradiato nella vita di una centrale AGR in eccesso rispetto a quello consegnato nell'ambito del contratto del 1995 per i reattori BEG. A tutti i contratti di cui sopra verrà fatto riferimento in appresso con l'espressione «accordi esistenti di gestione del combustibile esaurito». Essi prevedono prestazioni di servizi fino, come minimo, al 2038 o al 2086 (a seconda delle categorie di residui).

(57) Conformemente a tali accordi esistenti, BE rimane proprietaria e responsabile di tutto il combustibile esaurito. Alla fine, sarà richiesto a BEG e BEGUK di riprendere dai depositi di BNFL i residui vetrificati ad alta attività, il combustibile esaurito, alcuni residui ad attività media e uranio e plutonio ritrattati per adempiere alle loro responsabilità per lo smaltimento di questi.

(58) Le tariffe per questi accordi sono essenzialmente fisse, fatti salvi gli adeguamenti per l'inflazione e, nel caso di impegni relativi allo stoccaggio e al ritrattamento, sono basate sulle tonnellate di combustibile consegnato. I prezzi dei contratti iniziali del 1995 comprendevano anche importi per la disattivazione del THORP (Thermal Oxide Reprocessing Plant) a Sellafield, in cui è ritrattato il combustibile AGR. Data la natura dei servizi forniti da BNFL, BE è tenuta ad effettuare pagamenti continui relativi al combustibile consegnato, indipendentemente dal fatto che ponga termine o meno ai contratti per il combustibile non consegnato.

(59) I flussi di pagamenti per i contratti del 1995 di stoccaggio e ritrattamento sono fissi e continueranno ad essere eseguiti, mensilmente, fino al termine dei contratti nel 2086. Il flusso di pagamenti per i contratti del 1997 è basato sul calendario e sulle tonnellate di combustibile consegnato a BNFL. Questi pagamenti fissi corrispondono a una somma forfettaria pagata secondo un calendario fisso.

(60) Gli accordi rinegoziati di gestione del combustibile esaurito (in appresso «i nuovi accordi di gestione del combustibile esaurito») si applicano in modo diverso a seconda che si tratti di gestione di combustibile caricato prima o dopo la data effettiva della ristrutturazione.

(61) Per il combustibile caricato prima della data effettiva della ristrutturazione, le modifiche significative saranno le seguenti:

a) il calendario dei pagamenti sarà ridotto, in modo che il valore netto attualizzato dei pagamenti futuri, calcolato usando i tassi di attualizzazione del settore pubblico britannico, sia invariato;

b) le clausole di termine dei contratti saranno modificate in modo che, qualora BE diventi insolvente nonostante la ristrutturazione, i contratti prendano fine senza rivalsa su BE. Le autorità britanniche hanno indicato che, in questo caso, sarebbe probabilmente necessario continuare a gestire il combustibile sul sito di BNFL a Sellafield, e il governo britannico o l'NLF dovrebbero stipulare a tal fine accordi contrattuali con BNFL o con suoi eventuali successori. Le autorità britanniche hanno indicato che, qualora ciò dovesse verificarsi, si aspetterebbero che i nuovi accordi fossero basati su un'analisi di tutte le circostanze rilevanti del momento, incluse le condizioni contrattuali esistenti.

(62) Per il combustibile caricato alla data effettiva della ristrutturazione, o dopo di essa, le modifiche significative saranno le seguenti:

a) la proprietà e la responsabilità del combustibile esaurito passerà a BNFL nel momento in cui essa si assumerà i rischi che comporta la gestione di detto combustibile (ossia quando il combustibile esaurito le viene consegnato). BE non avrà più alcuna responsabilità a tale riguardo;

b) il pagamento dei servizi riguardanti il combustibile esaurito sarà effettuabile in relazione al momento in cui il combustibile non irradiato viene caricato nei reattori di BE e non in una fase posteriore (ad esempio al momento della consegna del combustibile esaurito a BNFL), e sarà basato su un piano di caricamento con un esercizio annuale di riconciliazione;

c) il prezzo di base per il combustibile esaurito sarà di 150 000 GBP per tonnellata di uranio, pagabile al momento del caricamento del combustibile non irradiato (ai prezzi del 2003). In seguito sarà indicizzato secondo l'indice dei prezzi al dettaglio. Ogni anno si procederà poi a un adeguamento verso l'alto o verso il basso, secondo una formula basata sulla quantità di elettricità generata dalle centrali AGR e il valore dell'elettricità del carico di base in Inghilterra e in Galles, offrendo così a BE una protezione contro le fluttuazioni del prezzo dell'energia elettrica. Il prezzo di base per la gestione del combustibile esaurito è di circa 0,6 GBP/MWh prima di detto adeguamento.

Impatto delle misure relative alla fornitura e al ritrattamento del combustibile

(63) *Tabella 2* mostra gli effetti, per BE, delle modifiche nei contratti per la fornitura di combustibile da parte di BNFL, quali stimati dalle autorità britanniche secondo tre possibili scenari di evoluzione del mercato dell'elettricità.

Tabella 2

Effetti delle modifiche nei contratti per la fornitura di combustibile da parte di BNFL

(milioni di GBP)

Calcolo dei risparmi nella fornitura di combustibile					
Anno al 31 marzo	2004	2005	2006	2007	2008
Costi prima della ristrutturazione					
— Bank case e upside case	221	247	232	203	213
— Downside case	216	241	227	198	208
Costi dopo la ristrutturazione					
— Bank case	206	231	218	188	201
— Upside case	207	231	227	198	207
— Downside case	200	220	205	176	186
Risparmi					
— Bank case	15	16	14	15	12
— Upside case	14	16	5	5	6
— Downside case	16	21	22	22	22

(64) Le autorità britanniche hanno affermato che sarebbe difficile dare stime precise dei risparmi da parte di BE dopo il 2006, poiché era previsto che i contratti di fornitura di combustibile precedenti alla ristrutturazione avrebbero preso fine in quell'anno. Ogni stima dei vantaggi derivanti a BE dalle modifiche dovrebbe quindi tener conto in qualche modo dei vantaggi derivanti a BNFL dalla proroga dei contratti fino alla fine della durata di vita degli impianti di BE, cosa che si riflette nei prezzi dei nuovi contratti. Tenendo presente queste incertezze, le autorità britanniche hanno indicato che le stime interne di BE relative ai risparmi sui costi nel corso della durata di vita degli impianti sarebbero di 239 milioni di GBP (non attualizzati) e di 140 milioni di GBP (attualizzati a un tasso reale del 3,5 % ([9])). La tabella 3 mostra gli effetti, per BE, delle modifiche dei contratti con BNFL relativi al combustibile esaurito AGR, quali stimati dalle autorità britanniche, secondo gli stessi tre possibili scenari ([10]). Il valore netto attualizzato è calcolato in base al tasso di attualizzazione usato nel Regno Unito per il settore pubblico, del 3,5 % reale. La tabella presenta solo l'impatto dei cambiamenti di prezzo nei contratti per il combustibile caricato alla data effettiva della ristrutturazione, o posteriormente. L'impatto delle modifiche ai contratti relativi al combustibile caricato prima della data effettiva della ristrutturazione è difficile da quantificare, poiché si concretizzerebbe solo nel caso in cui BE diventasse insolvente. Inoltre, secondo le autorità britanniche, il beneficio, per BE, del trasferimento a BNFL della proprietà e della responsabilità per il combustibile esaurito, e degli oneri a ciò collegati, è difficile da stimare. Le autorità britanniche hanno tuttavia dichiarato che una stima soggettiva dei benefici, per BE, derivanti dal trasferimento di tali responsabilità sarebbe di circa 1 421 milioni di GBP (non attualizzati) e di 148 milioni di GBP (attualizzati al 5,4 % nominale). Questi benefici non sono ripresi nella *tabella 3*.

([9]) Questa percentuale corrisponde al tasso di attualizzazione del settore pubblico.

([10]) La definizione di questi tre scenari è data sotto, al considerando 111.

Tabella 3

Impatto, in termini di valore netto attualizzato, delle modifiche ai contratti futuri relativi al combustibile esaurito AGR (11)

(milioni di GBP)

	NPV	Pagamenti totali non attualizzati
Prima della ristrutturazione		
— Bank case	592	1 117
Dopo la ristrutturazione		
— Bank case	418	558
— Upside case	881	1 204
— Downside case	3	4
Risparmi		
— Bank case	174	559
— Upside case	– 289	– 87
— Downside case	589	1 113

Misure relative ai composti dell'uranio

(65) Originariamente, le società che ora sono BEG e BEGUK acquistavano entrambe, esse stesse, composti dell'uranio per fornirli a BNFL affinché fossero usati nella fabbricazione e produzione di combustibile nucleare per i loro impianti AGR. La società ora denominata BEGUK ha poi trasferito a BNFL i suoi contratti di approvvigionamento di composti dell'uranio. Tali contratti preesistenti erano a lungo termine e, ad ogni modo, sufficienti solo per le quantità relativamente piccole di materiale richiesto da BEGUK: questo cambiamento ha quindi dato a BNFL solo una base limitata per lo sviluppo di una divisione di approvvigionamento e fornitura di composti dell'uranio.

(66) Nell'ambito della rinegoziazione fra BE e BNFL dei contratti per la fornitura futura a BE di combustibile nucleare fabbricato da BNFL, era stato convenuto che anche BEG dovesse trasferire i suoi contratti di approvvigionamento dei composti dell'uranio a BNFL, che sarebbe così diventata responsabile della conclusione degli accordi futuri per l'approvvigionamento di composti dell'uranio per il combustibile nucleare per gli impianti AGR di BEG.

(67) Allo stesso tempo, BNFL comprerà gli stock di composti dell'uranio di BEG, il cui valore contabile è stimato fino a 67 milioni di GBP.

Misura C: misure di moratoria

(68) Nell'ambito del piano di ristrutturazione, BE ha concluso degli accordi («accordi di moratoria»), relativi al congelamento, a determinate condizioni, dei pagamenti dovuti a BNFL e ad una serie di grandi creditori finanziari (i «grandi creditori»), fra cui i titolari della maggior parte delle obbligazioni in sterline 2003, 2006 e 2016 emesse da BE (gli «obbligazionisti»), il sindacato bancario di Eggborough, inclusa la Royal Bank of Scotland («RBS») che fornisce le lettere di credito (insieme: «creditori bancari»), e controparti di tre accordi out of the money di acquisto di energia (Power Purchase Agreements, «PPA») e contracts for differences: Teaside Power Limited («TPL»), Total Fina Elf («TFE»), ed Enron (in appresso, collettivamente, le «controparti PPA»).

(69) Gli accordi di moratoria prevedono che il periodo di moratoria cominci il 14 febbraio 2003 e termini al più presto il 30 settembre 2004, o al verificarsi di un evento che ponga fine agli accordi, o al completamento della ristrutturazione. BNFL e i grandi creditori hanno convenuto con BE che, in questo periodo, non prenderanno alcuna misura per avviare procedimenti di insolvenza o per sollecitare o accelerare il pagamento di importi dovuti e pagabili da BE.

(70) Gli obblighi previsti dagli accordi di moratoria per BE, BNFL e i grandi creditori sono descritti ai considerando da 71 a 73.

Obblighi di BE conformemente agli accordi di moratoria

(71) Conformemente agli accordi di moratoria:

a) continueranno ad essere pagati interessi agli obbligazionisti e alle banche Eggborough ai sensi degli accordi esistenti;

b) un interesse del 6 % annuo sarà pagato a RBS (per la sua lettera di credito) su un importo di 34 milioni di GBP, e alle controparti PPA sugli importi dei loro crediti (RBS: 37,5 milioni di GBP; TPL: 159 milioni di GBP; TFE: 85 milioni di GBP; Enron: 72 milioni di GBP);

c) a EPL saranno pagati importi ascrivibili ai suoi costi operativi e alle sue spese in conto capitale;

d) BE continuerà ad acquistare energia da TPL a prezzi fissi, a livelli basati sull'attuale curva dei prezzi a termine per l'elettricità fino al completamento della ristrutturazione;

(11) Presupponendo che la data effettiva della ristrutturazione sia il 1º aprile 2004. VNA al mese di marzo 2003.

e) BNFL matura interessi sugli importi dovuti in virtù degli accordi esistenti di gestione del combustibile esaurito dal 1° aprile 2003; tali interessi saranno cancellati se la ristrutturazione ha luogo. Gli importi derivanti da accordi esistenti di gestione del combustibile esaurito riguardanti combustibile caricato prima della data effettiva della ristrutturazione saranno congelati nella misura in cui eccedano gli importi che sarebbero stati pagabili se i nuovi accordi di gestione del combustibile esaurito fossero stati in vigore dal 1° aprile 2003, e saranno cancellati se la ristrutturazione ha luogo.

Obblighi di BNFL e dei grandi creditori conformemente agli accordi di moratoria

(72) Conformemente agli accordi di moratoria:

a) fra novembre 2002 e il 31 marzo 2003 BNFL congelerà tutti i pagamenti dovuti ai sensi degli accordi esistenti sul combustibile esaurito dal 1° aprile 2003. BNFL applicherà inoltre la moratoria al saldo fra i pagamenti dovuti ai sensi dei contratti esistenti e quelli dovuti ai sensi dei nuovi contratti di gestione del combustibile esaurito;

b) gli obbligazionisti applicheranno la moratoria alle principali somme dovute per le obbligazioni 2003;

c) le banche Eggborough applicheranno la moratoria ai principali rimborsi e altri pagamenti dovuti in virtù del Capacity and Tolling Agreement («CTA»), eccetto a quelli che rientrano negli obblighi continui di BE;

d) RBS applicherà la moratoria a tutti gli importi relativi alla controgaranzia RBS, alla composite guarantee o alla lettera di credito;

e) le controparti PPA applicheranno la moratoria a tutti gli importi derivanti dai PPA, tranne che a quelli rientranti negli obblighi continui di BE.

(73) Gli obblighi di un grande creditore nell'ambito del suo accordo di moratoria dei pagamenti cesseranno di applicarsi se si verifica una delle seguenti situazioni e se un grande creditore comunica a BE la fine dell'accordo:

a) se vi è inadempienza nel pagamento degli importi non differiti dovuti a quel grande creditore, che si protragga per più di 20 giorni lavorativi;

b) se viene fatta una richiesta o un ordinanza di liquidazione o di amministrazione giudiziaria nei confronti di BE o di una delle sue controllate;

c) se il governo britannico presenta una richiesta scritta di rimborso relativa al Credit Facility Agreement o ad altra linea di credito sostitutiva di banche commerciali da esso garantita, e alla corrispondente controgaranzia di BE e delle sue controllate a favore del governo britannico;

d) se la necessaria approvazione non è stata ottenuta dall'Eggborough Credit Facility Agent, da RBS, dal sindacato bancario di TPL o da Enron;

e) se BE o una sua controllata presentano dei documenti che prevedono una distribuzione ai grandi creditori diversa da quella sancita negli Heads of Terms e concordata dai grandi creditori.

Impatto della moratoria

(74) La *tabella 4* presenta il livello dei risparmi in termini di cassa che secondo le autorità britanniche verrebbero realizzati da BE grazie agli accordi di moratoria, se la data effettiva della ristrutturazione fosse il 31 marzo 2004.

Tabella 4

Risparmi realizzati da BE grazie agli accordi di moratoria

(milioni di GBP)

		Anno che termina al marzo 2003	Anno che termina al marzo 2004
BNFL		132	265
Obbligazionisti		110	0
Banche Eggborough		47	40
TPL		13	33
TFE		3	14
Enron		4	19
Impatto IVA		0	– 8
Impatto interessi		– 9	– 21
Impatto moratoria		300	342
Totale cassa		300	642

Misura D: pacchetto di ristrutturazione per i grandi creditori

(75) Oltre agli accordi di moratoria, il piano di ristrutturazione prevede una riorganizzazione e una riprogrammazione delle somme vantate dai grandi creditori. Il 14 febbraio 2003 BE ha concluso un accordo non vincolante con i grandi creditori per la fissazione e la ripartizione dei loro crediti.

(76) Le somme oggetto dell'accordo di compromesso, come si riflette nei rendiconti finanziari non certificati di BE per il semestre fino al 30 settembre 2002, erano le seguenti:

— obbligazionisti: 408 milioni di GBP

— creditori bancari: 490 milioni di GBP

— controparti PPA: 365 milioni di GBP

(77) Conformemente agli Heads of Terms, gli importi vantati in relazione ai PPA sono stati fissati a 316 milioni di GBP ai fini del pacchetto di ristrutturazione.

(78) Le somme saranno riorganizzate e riprogrammate come segue:

a) 275 milioni di GBP di nuove obbligazioni saranno emesse per gli obbligazionisti, i creditori bancari, RBS, TPL, TFE ed Enron;

b) un CTA rivisto sarà concluso con le banche Eggborough, con un rendimento finanziario per le banche equivalente a 150 milioni di GBP di nuove obbligazioni;

c) azioni ordinarie di BE saranno emesse per gli obbligazionisti, i creditori bancari, RBS, TPL, TFE ed Enron.

Misura E: introduzione di una nuova strategia commerciale

(79) BE ha rivisto la sua strategia commerciale, cercando di ridurre la sua esposizione ai rischi relativi alla produzione e ai prezzi. Questa revisione costituisce uno degli elementi, nel pacchetto di ristrutturazione, che rafforzano la solidità finanziaria di BE.

Antecedenti

(80) BE è una delle maggiori imprese di produzione di elettricità nel Regno Unito, e contribuisce per più del 20 % alla produzione di energia in questo paese. Tale produzione avviene nelle centrali nucleari (l'83 % della capacità) e in centrali a carbone (il 17 % della capacità), capaci di produrre circa 75 TWh all'anno.

(81) Il ramo commerciale di BE, BEPET, si occupa di vendere le diverse forme di produzione di BE, di gestire l'esposizione di BE alle fluttuazioni del prezzo di mercato dell'elettricità, e di massimizzare i prezzi di vendita raggiunti da BE sul mercato. Poiché l'83 % della capacità di produzione di BE è nucleare, BEPET si concentra sulla vendita di questa produzione essenzialmente continua.

(82) Anche la centrale elettrica a carbone di Eggborough è un elemento importante nel portafoglio commerciale. Essa offre flessibilità nella produzione per rispondere ai livelli sempre diversi della domanda dei clienti, e una preziosa «assicurazione» in caso di interruzione del funzionamento degli impianti nucleari. Offre poi flessibilità in relazione alle richieste dei suoi grandi clienti I&C e a parte del suo commercio all'ingrosso.

(83) Per gestire l'esposizione di BE ai rischi dei prezzi di mercato massimizzando al tempo stesso il prezzo di vendita raggiunto sul mercato, BEPET vende a termine la sua produzione. Nel momento in cui l'energia elettrica è prodotta, BEPET, come altri produttori, cerca di averne già venduto il 100 % per evitare l'esposizione ai prezzi tipicamente volatili del meccanismo di bilanciamento. Vendendo in anticipo, la società può assicurarsi che i futuri volumi di produzione siano venduti al prezzo prevalente in quel momento e, in alcuni casi, che i prezzi per produzioni future siano già fissati.

(84) BEPET ha una serie di canali attraverso i quali può vendere la produzione di BE, e vende il 32 % di tutta la produzione complessiva attraverso la divisione vendite dirette (*Direct Supply Business*, «DSB»). La DSB ha registrato una crescita organica e rappresenta un elemento chiave della strategia aziendale di BE.

(85) In rapporto ad altri grossi produttori in Gran Bretagna, la posizione di BE sul mercato al dettaglio rappresenta solo una piccola parte della sua produzione. La crescita di BE su questo mercato è guidata dall'obiettivo di diversificare i canali di distribuzione della sua produzione, piuttosto che da obiettivi specifici legati al mercato al dettaglio in sé. BE ottiene un margine lordo del 2 % ([12]) circa sulle sue vendite dirette, cosa che rispecchia la natura competitiva di questo mercato.

(86) Fra i motivi delle difficoltà finanziarie a cui BE si è trovata di fronte nel settembre del 2002 vi sono tre accordi di acquisto di energia, essenzialmente out-of-the-money, e contracts for differences, conclusi dalla società nell'ambito di precedenti attività commerciali e aziendali. Ciascuno di essi è stato incluso nell'accordo di compromesso con i grandi creditori raggiunto come parte del pacchetto di ristrutturazione.

([12]) Il margine lordo è basato sulle entrate complessive prima degli interessi e delle imposte, meno il costo diretto della fornitura (inclusi i costi dell'elettricità e della consegna). *Fonte:* BE.

(87) Il primo è il contratto con TFE. Paragonato ai prezzi di mercato oggi prevalenti, il prezzo d'esercizio nell'ambito di questo contratto è molto alto. L'accordo è stato concluso nel 1997, in un periodo in cui i prezzi erano in media molto più alti di quanto avvenga attualmente. L'accordo è essenzialmente out-of-the-money per BE, e la somma dovuta a TFE è di 85 milioni di GBP.

(88) Il secondo riguarda il contratto di swap con Enron, risalente al 1° aprile 1996, che è uno strumento finanziario, basato sulla differenza fra i prezzi del Pool (ossia il mercato del commercio dell'elettricità in Inghilterra e in Galles fra il 1989 e il 2001) per le ore di alto e di basso consumo. Il contratto era stato concluso da BE prima dell'acquisizione di Eggborough. Esso era inteso come una copertura contro le forme sempre diverse assunte dalla crescente attività di BE relativa ai clienti I&C. Il debito verso Enron riconosciuto in relazione a questo PPA out-of-the-money nell'ambito del pacchetto di ristrutturazione è pari a 72 milioni di GBP.

(89) Il terzo riguarda un accordo ereditato attraverso l'acquisizione da parte di BE, nel 1999, di SWALEC, insieme a TPL Il contratto è stato originariamente firmato il 26 giugno 1991. Esso è sostanzialmente out-of-the-money. Il debito verso TPL riconosciuto in relazione a questo PPA nell'ambito del pacchetto di ristrutturazione è pari a 159 milioni di GBP.

La nuova strategia commerciale di BE

(90) Nell'ambito del pacchetto di ristrutturazione, BE ha deciso di aumentare la quota delle vendite a medio termine a prezzo fisso della sua produzione. Secondo il governo britannico, l'attuazione di questa strategia ridurrà la volatilità dei flussi di cassa e rafforzerà la redditività a più lungo termine della società.

(91) Nell'ambito della nuova strategia, le vendite a termine a prezzo fisso faranno sì che la società pre-venda una parte maggiore della sua produzione per i prossimi 3-5 anni a un prezzo fisso, in modo che BEPET possa fissare il valore di una proporzione maggiore della sua futura produzione.

(92) Gli obiettivi chiave della nuova strategia commerciale sono: i) limitare i rischi sui prezzi assicurandosi più contratti a prezzo fisso; ii) mantenere canali di vendita redditizi per volumi consistenti di produzione, e iii) procurarsi fondi supplementari per mantenere adeguate riserve finanziarie.

(93) Poiché la nuova strategia è stata elaborata all'inizio di dicembre 2002, BE è riuscita, attraverso il rinnovo di contratti annuali e alcune proroghe di accordi pluriennali, a vendere o a prorogare 14,8 TWh supplementari di vendite dirette DSB per il periodo 2003-2006. Al 6 marzo 2003, BE aveva anche condotto rinegoziazioni con una serie di controparti sul mercato all'ingrosso sulla questione del commercio strutturato.

(94) Il 6 febbraio 2003 è stato firmato un importante contratto con British Gas Trading Limited per la vendita di circa 10 TWh all'anno fino al 1° aprile 2007, di cui più della metà a prezzo fisso.

(95) Anche i nuovi contratti con BNFL offrono a BE una certa copertura rispetto ai prezzi dell'elettricità: ciò è dovuto ai prezzi variabili — legati ai prezzi dell'elettricità — da pagare per la fornitura di combustibile AGR e per i servizi di gestione del combustibile esaurito AGR. Ai prezzi di mercato correnti, i nuovi accordi con BNFL offrono una copertura parziale sul 60 % circa della produzione AGR di BE di circa 58 TWh all'anno.

(96) BE propone di concentrare la sua strategia a medio termine sui seguenti obiettivi:

a) garantire che i suoi impianti nucleari funzionino secondo i livelli mondiali di sicurezza e rendimento;

b) rafforzare la sicurezza aumentando al tempo stesso la produttività e la competitività;

c) ridurre l'esposizione ai rischi sui prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nel Regno Unito continuando a mantenere dei canali affidabili di accesso al mercato. Questo obiettivo sarà raggiunto con una combinazione di condizioni contrattuali, l'accesso a una produzione flessibile attraverso Eggborough e le vendite DSB, concentrandosi principalmente sul settore dei consumatori I&C;

d) sviluppare un'attività redditizia nel settore delle fonti rinnovabili di energia per sostenere la competitività delle vendite DSB;

e) un impegno continuo a contribuire ad attività sostenute dall'UE nel campo della sicurezza nell'ex Unione Sovietica e nell'Europa dell'Est.

Misura F: cessione di attività per contribuire a finanziare la ristrutturazione

Bruce Power

(97) Il 23 dicembre 2002 BE ha annunciato di aver concluso un accordo (heads of agreement) vincolante per cedere la sua partecipazione dell'82,4 % in Bruce Power come segue: il 79,8 % a un consorzio composto da Cameco, BPC Generation Infrastructure Trust e TransCanada PipeLines Limited (in appresso, il «consorzio»), e il 2,6 % al Power Workers' Union Trust No1 e The Society. Inoltre, il consorzio ha accettato di acquisire la partecipazione del 50 % di BE in Huron Wind, una turbina eolica nell'Ontario. La vendita di Bruce Power ed Huron Wind al consorzio è stata completata il 14 febbraio 2003. In chiusura, BE ha ricevuto 678 milioni di CAD in contanti. Inoltre, BE si aspetta di ricevere fino a 140 milioni di CAD di crediti potenziali legati alla ripresa di due unità Bruce A ed a escrow accounts.

(98) L'introito iniziale di 275 milioni di GBP, meno alcuni costi di transazione, è stato pagato su un conto autorizzato dal ministero del Commercio e dell'industria (DTI) e a favore di questo, nell'ambito del Credit Facility Agreement («CFA») per il salvataggio.

Amergen

(99) Exelon Generation Company, LLC («Exelon») e British Energy Investment Ltd. hanno sollecitato proposte per le loro rispettive partecipazioni in Amergen, in relazione ad una vendita di Amergen. Il 22 dicembre 2003 gli azionisti di BE hanno approvato la cessione a Exelon Generation Company LLC della partecipazione del 50 % di BE in Amergen. BE ha ricevuto approssimativamente 277 milioni di USD in contanti.

Misura G: pagamento differito delle imposte locali

(100) Diverse autorità locali hanno convenuto di differire, senza interessi, il pagamento delle tasse sulle imprese ad esse dovute da BE.

(101) Stando alle informazioni inoltrate dal Regno Unito, si tratta delle seguenti autorità:

— Lancaster City Council, in relazione all'impianto di Heysham, per 1 775 240 GBP;

— Shepway District Council, in relazione all'impianto di Dungeness, per 578 524 GBP;

— Hartlepool Borough Council, in relazione all'impianto di Hartlepool, per 447 508 GBP;

— North Ayrshire Council, in relazione all'impianto di Hunterston, per 735 947 GBP;

— East Lothian Council, in relazione all'impianto di Torness, per 765 986 GBP.

(102) Complessivamente, è stato differito il pagamento di 4 303 205 GBP di imposte dal novembre 2002 al febbraio 2003. Per quanto riguarda questa misura G, le imposte sono state pagate interamente da BE nel febbraio 2003, e 65 656,24 GBP di interessi per pagamento tardivo sono stati pagati il 7 ottobre 2003. Il calcolo del tasso di interesse è basato sui tassi di riferimento della Commissione per il Regno Unito, pari al 6,01 % fino al 31 dicembre 2002, e al 5,42 % successivamente.

c) *Implicazioni finanziarie del pacchetto di ristrutturazione*

(103) Prima di presentare gli effetti del piano di ristrutturazione sulla redditività di BE, le autorità britanniche hanno descritto gli aspetti economici della produzione nucleare. Nel valutare gli aspetti economici dell'attività produttiva di BE, la notifica distingue fra i costi evitabili e i costi non evitabili della gestione delle sue centrali. Gli impianti nucleari sono caratterizzati da costi non evitabili molto alti e da costi evitabili relativamente bassi, in particolare costi marginali di breve periodo (short run marginal costs, «SRMC»). Secondo le autorità britanniche, dato che la decisione di produrre energia si basa sul livello dei costi evitabili, e in considerazione del fatto che gli impianti nucleari hanno i costi marginali di breve periodo più bassi, la gestione di impianti nucleari è un'attività economicamente razionale.

(104) Le autorità britanniche sostengono poi che, se la ristrutturazione di BE riesce, l'impresa non sarà strutturalmente in perdita. Secondo le stesse autorità, il piano è in grado di affrontare i problemi all'origine delle difficoltà di BE, e porta ad una efficienza economico-finanziaria a lungo termine. In particolare, esso migliorerà la strategia commerciale di BE per cercare di compensare la sua posizione scoperta, solleverà l'impresa da alcuni dei suoi elevatissimi costi fissi facendosi carico degli oneri nucleari storici e mettendola in grado di costituire sufficienti riserve di cassa per garantire le proprie attività.

(105) L'obiettivo del piano è quello di ristrutturare i costi e gli oneri di BE e di predisporre una struttura del capitale stabile affinché BE possa continuare a operare a lungo termine come entità finanziariamente redditizia. Perché BE sia considerata tale, il governo britannico presuppone che l'impresa, per un determinato periodo di tempo, debba essere in attivo, con flussi di cassa positivi, e in grado di finanziare le proprie attività su base continua.

(106) Per raggiungere l'obiettivo della redditività finanziaria, nel piano di ristrutturazione sono stati sviluppati i seguenti aspetti:

a) la vendita delle partecipazioni di BE in Bruce Power e Amergen, per costituire risorse di cassa nell'impresa, rafforzarne la solidità e ridurre la portata delle attività;

b) la riduzione della base dei costi correnti attraverso trattative commerciali con i grandi creditori per raggiungere un accordo riguardo ai loro crediti storici, e concludere accordi di moratoria finché la ristrutturazione non è effettuata, in cambio di una combinazione di nuovi titoli di debito e di capitale di BE una volta ultimata la ristrutturazione;

c) l'assunzione di certi oneri nucleari da parte del governo britannico, e la rinegoziazione commerciale di contratti *front-end* e *back-end* con BNFL per il combustibile nucleare; i nuovi accordi commerciali con BNFL hanno anche ridotto l'esposizione di BE ad andamenti sfavorevoli del prezzo dell'elettricità;

d) l'attuazione di una nuova strategia commerciale per ridurre l'esposizione di BE ai rischi a livello di volumi e di prezzi sul mercato all'ingrosso dell'elettricità.

(107) Secondo le autorità britanniche, il piano di ristrutturazione è stato sviluppato in modo da tenere conto di una condizione chiave della redditività finanziaria, ossia la capacità dell'impresa di finanziare le proprie attività. Poiché l'impresa si aspetta di incontrare difficoltà nell'ottenimento di finanziamenti da banche o sul mercato obbligazionario — considerando in particolare il numero relativamente esiguo di operatori disposti a concedere prestiti per finanziare una società di produzione di energia nucleare — il piano di ristrutturazione va considerato come un'alternativa alla ricerca di finanziamenti esterni. Esso prevede la costituzione e l'accrescimento di riserve di cassa, destinate a permettere all'impresa di concludere contratti di commercio di energia elettrica che richiedono una copertura con una garanzia reale, e a far fronte a insufficienze di cassa senza la necessità di dipendere da finanziamenti esterni. Di conseguenza, il piano di ristrutturazione prevede la costituzione di due riserve: una riserva di cassa ad uso di garanzia in contanti, e una riserva di liquidità e per i casi di interruzione di attività delle centrali. Benché siano stati individuati due gruppi di riserve, è inteso che esse siano fungibili, in modo che si possa ricorrere alla riserva di liquidità e per i casi di interruzione delle centrali per far fronte a necessità addizionali per garanzie, e viceversa. Ciò è destinato a dare maggiore solidità a BE.

(108) BE ha intrapreso diverse azioni per migliorare la sua situazione di cassa:

a) riduzione dell'impatto della stagionalità gestendo il profilo dei pagamenti quando possibile;

b) ulteriori iniziative di risparmio dei costi;

c) cartolarizzazione delle somme da ricevere derivanti da vendite dirette.

(109) BE è inoltre passata attraverso un processo di pianificazione aziendale che è sfociato in proiezioni finanziarie aggiornate, e ha svolto un'analisi dettagliata dei problemi attinenti al rendimento dei suoi impianti.

(110) Durante il periodo che termina al 31 marzo 2004, le riserve di cassa erano costituite da due fonti finanziarie: gli accordi di moratoria (misura C) e la cessione delle attività (misura F), dopo il rimborso dei debiti pendenti attraverso l'aiuto al salvataggio CFA.

(111) Le autorità britanniche hanno sviluppato tre scenari finanziari per tenere conto delle variabili a cui la posizione finanziaria di BE è particolarmente sensibile: la produzione e i prezzi dell'elettricità. Le proiezioni finanziarie sono state riesaminate da Deloitte & Touche nella sua qualità di consulente in materia di economia e di mercato dell'energia per il governo britannico. Le ipotesi relative alla produzione e alla spesa in conto capitale incorporate negli scenari per la pianificazione aziendale sono state riesaminate da WS Atkins nella sua qualità di consulente tecnico di BE e Citigroup, e da Stone & Webster Management Consultants, Inc. nella sua qualità di consulente tecnico del governo britannico.

(112) Lo studio ha tenuto conto di tre cambiamenti principali dalla notifica originaria del marzo 2003, ossia il livello dei prezzi dell'elettricità, il Performance Improvement Programme (PIP) diretto a migliorare l'affidabilità degli impianti nucleari, e le garanzie commerciali.

(113) I prezzi dell'elettricità si sono modificati in modo significativo nei mesi recenti. Secondo le autorità britanniche, essi sono attualmente superiori a 28 GBP/MWh, rispetto a 16,4 GBP/MWh nel marzo 2003. I fattori chiave dei cambiamenti nelle previsioni dei prezzi dell'elettricità sono gli andamenti dei prezzi sottostanti del combustibile (carbone, gas, petrolio), il carbon pricing introdotto dal sistema europeo di scambio delle quote di emissione, e i margini di riserva di capacità.

(114) Il parco centrali di BE è stato storicamente meno efficiente dei suoi omologhi internazionali. Gli impianti più vecchi hanno risentito della mancanza di investimenti, e tutti gli impianti presentano un grande potenziale di miglioramento e alti rischi di guasti a breve termine. BE ha pertanto sviluppato dei piani di recupero per gli impianti. I vantaggi del PIP dovrebbero derivare da cambiamenti culturali e organizzativi e da maggiori investimenti in capitale e personale. Ciò dovrebbe portare, col tempo, ad una maggiore affidabilità degli impianti e ad una maggiore produzione.

(115) BE ha anche preso in considerazione il recente, significativo aumento di esigenze di garanzia derivante dagli incrementi dei prezzi di mercato.

(116) Per determinare l'impatto, sulla propria posizione finanziaria, di ipotesi diverse relative alla produzione e ai prezzi dell'elettricità, BE ha preso in considerazione ipotesi di sensibilità più ottimistiche e più pessimistiche, che tengono conto, tutte, dell'andamento dei prezzi dell'elettricità, dei vantaggi del PIP e di proiezioni relative alle garanzie:

a) l'ipotesi più ottimistica, che è la base del bilancio annuale di BE ed è usata per fissare obiettivi prestazionali. È ampiamente equivalente all'upside case descritto nella decisione di avvio del procedimento;

b) l'ipotesi di «re-listing», che è la base per le informazioni diffuse pubblicamente e nel prospetto da pubblicarsi per la quotazione in borsa; è da considerarsi come il bank case. I prezzi nell'ipotesi di re-listing derivano dalla curva dei prezzi a termine usando un modello di mercato che incorpora le vedute di BE sui costi del combustibile e sul carbon pricing;

c) l'ipotesi del «Reasonable Worst Case» (RWC) che è equivalente al downside case e tiene conto delle incertezze riguardo ai prezzi e alla produzione. I prezzi RWC sono basati su una curva dei prezzi elaborata da BE.

(117) Il governo britannico ha preso come base, per testare l'efficienza economico-finanziaria di BE, gli headroom numbers (margini di manovra finanziaria) della società. Per il periodo 2005-2010 sono state tratte le stime seguenti.

Tabella 5

Headroom figures

(milioni di GBP)

Ipotesi di re-listing/Bank Case	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Riserva di liquidità	[…] (*)					
Impatto della stagionalità e degli importi da ricevere						
Headroom post-stagionalità						
(1)Impatto cumulativo delle vulnerabilità (vulnerabilities) in termini di cassa, produzione e garanzie						
Headroom post-vulnerabilità						
Impatto cumulativo delle azioni di gestione sulla cassa e sulle garanzie						
Headroom post-azioni di gestione						
RWC/Downside Case						
Riserva di liquidità						
Impatto della stagionalità e degli importi da ricevere						
Headroom post-stagionalità						
Impatto cumulativo delle vulnerabilità in termini di cassa, produzione e garanzie						
Headroom post-vulnerabilità						
Impatto cumulativo delle azioni di gestione sulla cassa e sulle garanzie						
Headroom post-azioni di gestione						

(1) Le vulnerabilities sono dei settori per i quali BE e i suoi consulenti sentono che vi è un rischio maggiore che le ipotesi sottostanti non si realizzino. Le sensitivities riguardano i livelli di produzione nei vari scenari, per riflettere le prestazioni storicamente scarse degli impianti.

(*) Segreto aziendale.

(118) Le autorità britanniche hanno inoltre fornito una stima per un conto profitti e perdite per il periodo 2005/2009 nell'ipotesi di re-listing.

Tabella 6

Conto profitti e perdite nell'ipotesi di re-listing

	Periodo di previsione di 5 anni				
Conto profitti e perdite	2005	2006	2007	2008	2009
Produzione nucleare in TWh			[…]		
Entrate					
Vendite della produzione					
Vendite varie					
Entrate complessive					
Costi d'esercizio					
Costi del combustibile					
Costi del personale					
Materiali e servizi					
Capitale da iscrivere come spesa nel conto profitti e perdite					
Ammortamento					
Costi d'esercizio complessivi					
Utili (perdite) d'esercizio					
Contributi da nuove attività dell'impresa (utili al lordo di interessi e di imposte):					
Amergen (prima della rivalutazione)					
Utili al lordo degli oneri finanziari e delle imposte					
Oneri finanziari					
Rivalutazione (netta)					
Interessi netti & altri oneri finanziari					
Oneri finanziari complessivi					
Utili al lordo delle imposte (ULI)	17	171	186	336	355
Partecipazioni minoritarie (quota di ULI)	0	0	0	0	0
Utili al lordo delle imposte (& garanzia del governo britannico)	17	171	186	336	355
Andamento della garanzia del governo britannico	0	– 96	– 133	– 206	– 156
Utili al lordo delle imposte (& elementi eccezionali)	17	75	53	130	199
Elementi eccezionali	4 068	0	0	– 40	0
Utili al lordo delle imposte (dopo gli elementi eccezionali)	4 085	75	53	90	199
Imposte	0	0	0	– 26	– 87
Utili al netto delle imposte e degli elementi eccezionali (al lordo delle imposte sugli elementi eccezionali)	4 085	75	53	64	112

Fonte: BE

Nota: Le cifre per il 2004/05 sono state preparate su base pro forma (cioè per rendere più facile un raffronto; a fini contabili, i costi del combustibile e le cifre di rivalutazione rispecchiano i nuovi contratti per il combustibile, anche se tecnicamente questi non saranno in vigore fino alla data effettiva della ristrutturazione).

(119) Questa stima mostra che gli utili al lordo delle imposte, le partecipazioni minoritarie, gli impegni del governo britannico e gli elementi eccezionali conoscono un miglioramento che li fa passare da 17 milioni di GBP nel 2005 a un importo situato fra 171 milioni di GBP e 355 milioni di GBP negli anni successivi. Nel 2005 gli elementi eccezionali riguardano l'inclusione, a livello contabile, dell'impegno del governo britannico di finanziare gli oneri nucleari di cui alla misura A.

(120) Gli utili al lordo delle imposte sono sostanzialmente ridotti da contributi all'NLF a partire dal 2005. Tuttavia, questi contributi rappresentano il 65 % dei flussi di cassa disponibili dopo il servizio del debito, e non sono pagabili quando i flussi di cassa sono negativi o sono necessari versamenti per mantenere i livelli di riserva di cassa prefissati come obiettivo.

(121) Un'analisi delle proiezioni finanziarie di BE dimostra che nell'ipotesi di re-listing si prevede che l'impresa ristrutturata generi profitti e flussi di cassa per rimborsare le parti interessate, e che dovrebbero essere effettuati consistenti contributi per adempiere agli oneri non definiti contrattualmente e agli oneri di disattivazione prima della corresponsione di qualsiasi somma agli azionisti.

3. **Motivi che hanno indotto all'avvio del procedimento**

(122) Nella sua decisione d'avvio del procedimento, la Commissione osservava che il piano di ristrutturazione conferisce un vantaggio competitivo selettivo a BE in un settore in cui esistono scambi intracomunitari. Le misure A e G coinvolgono direttamente i bilanci dell'amministrazione centrale e degli enti locali britannici, quindi risorse statali. Esse costituiscono aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato. È anche possibile che la misura B e, almeno parzialmente, la misura C, coinvolgano risorse statali, nella misura in cui la società pubblica BNFL non avrebbe agito secondo il principio dell'investitore privato in un'economia di mercato. Risulta quindi che anche queste misure costituiscono aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato.

(123) La Commissione ha analizzato gli aiuti alla luce degli orientamenti comunitari sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese in difficoltà ([13]) (in appresso: gli «orientamenti»).

(124) L'analisi ha fatto sorgere i seguenti dubbi quanto alla compatibilità degli aiuti con il mercato comune.

(125) La Commissione ha espresso dei dubbi sul fatto che il piano porti al ripristino della redditività di BE in un lasso di tempo ragionevole. In effetti, alcune delle misure richiedono un periodo molto lungo (almeno fino al 2086). Inoltre, il miglioramento della posizione di BE sembrerebbe dovuto solo al sostegno esterno concesso dal governo e dai principali creditori piuttosto che ad una concreta ristrutturazione interna. Inoltre, qualora dovesse trattarsi di aiuto di Stato, la rinegoziazione con BNFL dei prezzi di approvvigionamento del combustibile e della gestione del combustibile esaurito potrebbe essere considerata come un aiuto a vita al funzionamento per le centrali nucleari, che sarebbe incompatibile con la condizione secondo la quale BE deve affrontare il mercato con le sue sole forze una volta ultimata la ristrutturazione, e con il principio «chi inquina paga».

(126) La Commissione ha espresso inoltre dei dubbi sul fatto che l'aiuto potesse essere autorizzato senza che venisse proposta alcuna misura per compensarne l'impatto sui concorrenti. A tale riguardo, la Commissione riconosceva che non vi è probabilmente, o vi è solo in misura molto limitata, un eccesso strutturale di capacità sul mercato rilevante. Tuttavia la Commissione ha ritenuto che, data la natura altamente competitiva di questo mercato e l'entità dell'aiuto, sarebbe stata probabilmente necessaria una qualche sorta di misura di contropartita perché l'aiuto fosse compatibile, anche se questa misura non consiste nella chiusura irreversibile di centrali.

(127) La Commissione ha poi espresso dei dubbi sul fatto che l'aiuto sia limitato al minimo necessario. A tale riguardo essa osservava che il piano prevede un meccanismo per far partecipare BE ai costi di ristrutturazione attraverso una percentuale del suo flusso di cassa disponibile. Tuttavia, data, in particolare, la grande incertezza sull'importo dell'aiuto da concedere, la Commissione non era allora in grado di valutare se l'aiuto fosse limitato al minimo indispensabile.

(128) Alla luce delle considerazioni di cui sopra, la Commissione concludeva che vi sono dubbi sulla conformità del piano di ristrutturazione con i criteri stabiliti negli orientamenti, e sul fatto che l'aiuto concesso e da concedersi da parte del governo britannico a BE possa essere considerato compatibile con il mercato comune. La Commissione ha pertanto deciso di avviare il procedimento ai sensi dell'articolo 88, paragrafo 2, del trattato.

(129) La Commissione aggiungeva inoltre che la decisione di avvio del procedimento lascia impregiudicata l'applicazione del trattato Euratom. Alcune misure, in particolare le misure A e B, devono essere valutate alla luce degli obiettivi del trattato Euratom. La Commissione ha pertanto chiesto al Regno Unito di fornire tutte le informazioni che possano aiutare a valutare le misure, in particolare le misure A e B, alla luce degli obiettivi del trattato Euratom.

III. **OSSERVAZIONI DEGLI INTERESSATI**

(130) In seguito alla pubblicazione della decisione di avvio del procedimento, e nei termini previsti da tale pubblicazione, la Commissione ha ricevuto osservazioni da 20 parti interessate, fra cui la stessa BE. Tali osservazioni possono essere sintetizzate come in appresso.

([13]) GU C 368 del 23.12.1994, pag. 12.

British Energy plc (BE)

(131) BE sottolinea che il caso è insolito, dato il modo in cui funziona il mercato dell'elettricità e la struttura economica delle centrali nucleari.

Il contributo di BE al piano di ristrutturazione

(132) BE sottolinea che i costi del passato, rappresentati dai suoi oneri nucleari, non potevano più essere affrontati tenuto conto del consistente calo dei prezzi dell'elettricità verificatosi nel Regno Unito. Nell'ambito del piano di ristrutturazione, BE deve anche effettuare ampi contributi per sanare i costi del passato. Per quanto riguarda i costi di disattivazione e gli altri oneri nucleari non coperti dai nuovi contratti con BNFL, il contributo avverrà attraverso l'NDF/NLF. Altre misure che toccano BE e i suoi investitori includono la vendita delle attività nord-americane di BE, la perdita, da parte degli azionisti preesistenti, della totalità dei loro investimenti, l'accordo con gli investitori preesistenti e l'emissione di nuove obbligazioni.

Durata del piano

(133) BE sottolinea che un pagamento forfettario al beneficiario non sarebbe praticabile, in particolare poiché alcuni dei costi in questione si presenteranno in date molto lontane. Un rifiuto del piano di ristrutturazione per il fatto che solleverebbe BE una volta per tutte da alcuni oneri definiti, benché attualmente non quantificabili, creerebbe un precedente contro l'approvazione di aiuti alla ristrutturazione resi necessari dall'esistenza di costi del passato.

Gli accordi di moratoria con BNFL e con altri grandi creditori

(134) BE ritiene che nessuna conclusione possa essere tratta da un paragone con gli accordi con i creditori privati. In particolare, nel caso di BNFL, una parte importante della sua attività principale sarebbe minacciata, e forse resa non redditizia, se diventasse non redditizio il funzionamento delle centrali di BE.

I nuovi contratti con BNFL

(135) BE sottolinea che BNFL aveva adottato una posizione estremamente dura, e che può aver ridimensionato tale posizione solo per la preoccupazione che altrimenti BE avrebbe potuto essere dichiarata insolvente. Le condizioni rinegoziate sono le condizioni minime che BE credeva potessero essere ottenute su un piano commerciale, pur assicurando la sua solidità dopo la ristrutturazione. Secondo BE, la Commissione può aver frainteso la natura commerciale dei nuovi contratti conclusi con BNFL per un'incomprensione sui fatti e, in particolare, sulla loro cronologia. BE fornisce un allegato alla sua memoria, per mostrare perché l'impresa creda che i prezzi dei nuovi contratti non le siano particolarmente favorevoli.

Il ripristino della redditività

(136) BE ricorda che il problema da affrontare nel piano di ristrutturazione era il fatto che, nel nuovo contesto sorto con il considerevole calo dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità, BE non poteva più sostenere i «costi del passato». Secondo BE, il piano di ristrutturazione affronta in modo valido questo problema.

Gli effetti dell'aiuto sulla concorrenza

(137) Per quanto riguarda gli effetti del pacchetto di aiuti sulla concorrenza, BE dichiara che, dato che gli SRMC delle sue centrali nucleari sono di molto inferiori a quelli di altri fornitori di carico di base, queste sue centrali sono destinate a funzionare in permanenza. Ma il livello preciso degli SRMC di BE è irrilevante per la determinazione dei prezzi dell'elettricità, che rispecchiano gli SRMC più elevati del fornitore marginale.

(138) BE spiega che le centrali nucleari non sono flessibili da un punto di vista tecnico ed economico, e che il loro funzionamento non come impianti destinati ad assicurare il carico di base non è economicamente valido. Per quanto riguarda la sua strategia commerciale, BE spiega che l'economia della produzione nucleare tende a portare l'impresa a concentrarsi sulla vendita anticipata su mercati a più lungo termine.

(139) Secondo BE, non vi è sovraccapacità nella produzione di energia elettrica in Gran Bretagna. Per quanto riguarda le misure di contropartita, BE sostiene che la chiusura prematura di qualsiasi suo impianto sarebbe inefficace dal punto di vista economico: lo scopo del pacchetto di aiuti è infatti quello di preservare la capacità nucleare di BE che, in termini di produzione di elettricità e con spese evitabili minime, è la capacità con il migliore rapporto costo-efficacia sul mercato britannico. Inoltre, procedere in questo senso si scontrerebbe con l'esercizio, da parte del governo britannico, delle sue competenze in relazione alle fonti di approvvigionamento energetico nel Regno Unito, e aumenterebbe l'emissione, nell'atmosfera, di gas nocivi per l'ambiente.

British Nuclear Fuels plc — BNFL

(140) BNFL è una società di proprietà pubblica che opera nel settore nucleare. Fornisce e riprocessa o stocca il combustibile nucleare AGR di BE. A parte le attività legate al ciclo del combustibile, BNFL gestisce anche alcune centrali nucleari Magnox, e svolge attività di progettazione di impianti nucleari.

(141) La memoria di BNFL si concentra sulla questione dell'esistenza di un aiuto a BE nelle misure B e C. BNFL dichiara che tutti i suoi interventi nel piano di ristrutturazione di BE hanno seguito il principio dell'investitore privato in un'economia di mercato, e che quindi non contengono elementi di aiuto.

Le trattative che hanno portato alla revisione degli accordi (misura B)

(142) BNFL spiega che, dopo il parere dei suoi consulenti finanziari (NM Rothschild & Sons Limited — «Rothschild»), essa aveva già concluso, nell'aprile 2002, che — tenuto conto della sua posizione estremamente vulnerabile in quanto creditore principale di BE, del fatto che non disponeva di garanzie e della debolezza della sua situazione giuridica — un «regolare pacchetto di salvataggio», che avesse un valore anche per lei, era preferibile al rischio che BE venisse dichiarata insolvente. BNFL aggiunge che il suo consiglio di amministrazione, tuttavia, ha dato l'accordo per una revisione dei contratti in vigore a condizione che BE non fosse mantenuta in stato di solvibilità a qualsiasi costo, e che ogni piano proposto a BE comportasse un vantaggio commerciale per BNFL, dato il suo passivo di bilancio.

(143) BNFL fornisce i particolari di ciascuna delle successive proposte e controproposte di entrambe le parti, insieme al parere di Rothschild su di esse. BNFL presenta inoltre molto dettagliatamente la cronologia e il contenuto delle discussioni avute con BE, e che mostrano che BNFL si era già dichiarata disposta ad aiutare BE prima che questa si rivolgesse al governo britannico per assistenza, ma che si era resa conto che ciò non sarebbe stato possibile senza un piano globale di ristrutturazione. Le discussioni erano cominciate già nel marzo del 2000, quando BE per la prima volta — senza successo — aveva chiesto l'applicazione della clausola di avversità contenuta nei suoi contratti. Nuove discussioni sono cominciate nel 2002.

(144) BNFL sottolinea poi di non essere stata coinvolta nelle discussioni fra BE e il governo britannico. Sulla base dell'analisi dei suoi consulenti legali e finanziari indipendenti, BNFL aveva concluso che la migliore soluzione sul piano commerciale sarebbe stata quella di procedere a una ristrutturazione che preservasse la solvibilità di BE, ed era giunta a un accordo con tale impresa sulle condizioni finali (Final Term Sheet) il 28 novembre 2002. È solo dopo l'accordo intervenuto sul Final Term Sheet con BE che BNFL è venuta a conoscenza dei dettagli precisi dell'intervento del governo britannico.

(145) In base al raffronto fatto fra il Term Sheet del 3 settembre e il Final Term Sheet, BNFL conclude che vi sono considerevoli somiglianze fra le due serie di condizioni, e che il risultato finale era significativamente più vicino alla posizione iniziale di BNFL che a quella di BE.

Implicazioni, per BNFL, di una ristrutturazione che preservi la solvibilità di BE in confronto all'insolvenza della stessa

(146) BNFL fornisce i particolari della sua valutazione, in base all'analisi dei consulenti legali e finanziari, dei vantaggi commerciali derivanti da una ristrutturazione che preservi la solvibilità di BE, rispetto ad una condizione di insolvenza della stessa impresa. In caso di insolvenza di BE vengono difatti individuati rischi considerevoli per BNFL, dovuti in particolare al fatto che BE ha numerosi prestiti incrociati non documentati fra imprese del gruppo, e che gli accordi contrattuali di BNFL con BE sono in molti casi unici e non può essere tratto alcun chiaro precedente da situazioni di insolvenza anteriori. Inoltre il governo britannico, in quanto unico creditore ad avere garanzie sugli impianti nucleari di BE, avrebbe avuto un ruolo centrale in caso di insolvenza. BNFL non ha tuttavia ricevuto alcuna informazione sull'approccio probabilmente seguito dal governo britannico in questa eventualità.

(147) Se il ruolo di BNFL in quanto fornitore chiave di BE avrebbe potuto porre tale impresa in una forte posizione negoziale in caso di insolvenza, la sua capacità di far pesare una minaccia credibile di sospensione delle forniture di beni e servizi a BE era minata da una serie di fattori. In particolare BNFL osserva che, in quanto principale creditore di BE, subirebbe le perdite finanziarie più consistenti se le centrali nucleari di BE dovessero chiudere a seguito dell'attuazione di tale minaccia. Inoltre non è sicuro che BNFL possa porre fine legalmente ai contratti conclusi e possa restituire a BE il combustibile esaurito e i residui da essa già ricevuti, visto che ciò non sarebbe consentito dalla legislazione britannica in materia di sicurezza nucleare. Infine, in quanto società di prestazione di servizi in campo nucleare responsabile, BE dovrebbe continuare a fornire servizi a BE in modo da non mettere a repentaglio la sicurezza o anche solo da poter essere percepita da terzi come fonte di mancanza di sicurezza.

(148) L'analisi svolta da BNFL relativa all'insolvenza di BE si è concentrata su tre scenari possibili: i) la chiusura delle centrali nucleari di BE, con un recupero minimo; ii) l'acquisizione, da parte di BNFL, della proprietà delle centrali BE con la conseguente presa a carico di tutti gli oneri nucleari di questa (operazione ad alto rischio e poco attraente); iii) l'acquisizione della proprietà da parte del governo britannico, con l'invito, per i creditori esistenti, di accettare fortissime svalutazioni contabili.

(149) Di conseguenza un progetto di ristrutturazione che preservi la solvibilità di BE è apparso il più vantaggioso dal punto di vista commerciale, poiché riduce l'esposizione di BNFL rispetto a BE e poiché offre un flusso di entrate più alte e più sicure per BNFL che non un procedimento di insolvenza. Si ritiene pertanto che BNFL abbia agito come avrebbe fatto qualsiasi altro creditore privato.

Raffronto con la posizione di altri creditori

(150) BNFL ha infine raffrontato le somme spettanti, congiuntamente, agli altri creditori importanti e ad essa stessa per assicurarsi che le condizioni in questione costituissero per essa una soluzione ragionevole. Per proteggere ancora di più la propria posizione, BNFL si è inoltre assicurata l'inclusione, nel Final Term Sheet, di una clausola che consente la revoca delle concessioni proposte nel caso in cui ad un qualsiasi altro creditore rilevante fossero offerte condizioni più favorevoli. Rothschild ha aggiornato la sua analisi una volta stabilite nel dettaglio le condizioni che BE stava concordando con altri creditori importanti, e ha confermato che gli accordi con BNFL non sembravano effettivamente peggiori di quelli conclusi con gli altri grandi creditori. Inoltre, nessuno degli accordi contrattuali rivisti entrerà in vigore se la ristrutturazione non sarà ultimata, e non prima della sua fine

Gli accordi di moratoria fra BNFL e BE

(151) Per quanto riguarda la misura C, BNFL indica di aver controllato, con l'aiuto di Rothschild, di non aver fatto, relativamente alla moratoria dei debiti, concessioni maggiori degli altri grandi creditori. Nei casi in cui BNFL si è accorta che altri creditori stavano ottenendo condizioni più favorevoli lei nell'ambito degli accordi di moratoria (benché la sua posizione non fosse direttamente paragonabile a quella degli altri grandi creditori di BE), essa ha soppesato la possibilità di sollecitare una rinegoziazione e di chiedere degli interessi. BNFL ha concluso che era improbabile che BE potesse pagare interessi e potesse generare liquidità supplementari sufficienti, durante il periodo di moratoria, perché si potesse procedere alla ristrutturazione con mantenimento della solvibilità. Inoltre, nonostante la sua posizione nell'ambito degli accordi di moratoria, BNFL potrebbe recuperare complessivamente, in migliori condizioni, gli importi dovuti se si procedesse a una ristrutturazione che preservi la solvibilità di BE.

La relazione fra BNFL e il governo britannico

(152) BNFL afferma che la sua decisione di concludere accordi con BE era una decisione autonoma e non dettata dal governo britannico. Il fatto che BNFL sia un'impresa di proprietà pubblica non basta per concludere che le sue decisioni siano ascrivibili al governo britannico. Benché quest'ultimo sia l'unico azionista della società, BNFL è comunque autonoma per quanto riguarda le sue attività commerciali quotidiane e deve operare in un contesto commerciale. BNFL presenta il suo status giuridico come documento di base. L'impresa aggiunge che, per tutto il corso delle trattative con BE, ha mantenuto il suo azionista (il ministero del Commercio e dell'industria) al corrente delle discussioni con BE. BNFL descrive questa situazione come una tipica situazione commerciale di un'impresa con un azionista di controllo. Il ministero del Commercio e dell'industria ha indicato a BNFL che avrebbe approvato (nell'ambito di accordi di governo societario con il ministero) solo gli accordi rivisti con BE che avessero una base commerciale per BNFL.

Greenpeace

(153) Greenpeace Limited è il ramo britannico di Greenpeace International. Due delle sue principali attività sono le campagne contro l'uso dell'energia nucleare e la promozione dell'uso di fonti di energia pulita e rinnovabile nel Regno Unito.

Misura A

(154) Greenpeace afferma che, limitando i contributi di BE al finanziamento degli oneri nucleari, la misura A costituisce un aiuto al funzionamento ingiustificabile a BE e/o ai suoi azionisti che permette di rendere la società più interessante per gli investitori sul mercato.

Misura B

(155) Secondo Greenpeace le misure B e C costituiscono un aiuto al funzionamento ingiustificabile poiché conferiscono un sostegno continuo da parte di BNFL, che agisce o è considerata agire a nome dello Stato o su richiesta dello Stato in circostanze in cui:

a) BNFL è un'impresa in difficoltà che sopravvive solo grazie ad aiuti statali;

b) BNFL ha partecipato a negoziati tripartiti con il governo e con BE, che hanno portato all'elaborazione del pacchetto di ristrutturazione di BE immediatamente dopo il rifiuto di BNFL di modificare le condizioni dei suoi contratti con BE; Greenpeace ha pertanto invitato la Commissione a chiedere a BNFL di presentare copie dei suoi documenti interni per vedere se tale impresa era a conoscenza delle discussioni di BE con il governo britannico;

c) gli accordi sono privi, in ogni caso, di un vero carattere commerciale; secondo Greenpeace i contratti di BNFL con BE non sono e non erano, fin dall'inizio, accordi commerciali, e assomigliano più a un meccanismo artificiale concepito per procurare a BNFL un flusso garantito di entrate; il pacchetto di aiuti alla ristrutturazione continua a procurare a BNFL questo flusso di entrate;

d) le condizioni di tariffazione rinegoziate non rispecchiano i costi effettivi relativi ai servizi forniti ma sono legate ai prezzi all'ingrosso; poiché il beneficio apportato dai contratti è continuo e consegue da un accordo a durata indeterminata, l'aiuto implica un sostegno a lungo termine per BE e non costituisce una concessione isolata diretta a ripristinarne l'efficienza economico-finanziaria; si tratta quindi di un vantaggio «al funzionamento» e non di un «aiuto alla ristrutturazione», e non può essere compatibile con il mercato comune.

Compatibilità dell'aiuto

(156) Greenpeace condivide tutti i dubbi della Commissione, e conclude che l'aiuto è incompatibile con il trattato CE. Greenpeace sottolinea in particolare che l'aiuto alla ristrutturazione non solo avrebbe conseguenze sugli operatori esistenti, ma scoraggerebbe anche nuovi concorrenti impedendo sia ad altri operatori storici che a nuovi operatori di sfruttare la propria efficienza. Sostenere operatori del settore dell'energia nucleare non sarebbe inoltre coerente con la dichiarazione del governo sulla diversità delle fonti di energia, comprese quelle rinnovabili.

(157) Per valutare se sul mercato vi sia un eccesso di capacità, Greenpeace ritiene che il «margine di pianificazione» usato dalla National Grid per pianificare il fabbisogno di generazione futura per garantire una capacità sicura non sia l'elemento appropriato da prendere in considerazione. Secondo Greenpeace è probabile che sul mercato rilevante esista già un significativo eccesso strutturale di capacità, e che sia destinato ad aumentare.

(158) Greenpeace dubita che la chiusura di alcuni degli impianti di BE risulti più onerosa per i contribuenti, poiché la capacità di BE di contribuire al pagamento dei suoi oneri esistenti è dubbia. Greenpeace aggiunge che, in una prospettiva a breve termine, non vi è ragione di credere che il Regno Unito non sia in grado di raggiungere i suoi obiettivi nell'ambito del protocollo di Kyoto.

(159) Greenpeace afferma che, secondo gli studi da essa commissionati, chiudere centrali nucleari immediatamente o progressivamente è sia fattibile che sicuro. Greenpeace conclude che l'opzione della chiusura parziale o progressiva degli impianti di BE potrebbe portare ad avere necessità di un'intensità di aiuto più limitata.

Trattato applicabile

(160) Greenpeace è del parere che il trattato Euratom non precluda una valutazione degli aiuti di Stato conformemente al trattato CE. In mancanza di norme settoriali applicabili agli aiuti all'industria nucleare nel trattato Euratom dovrebbero quindi applicarsi le disposizioni generali sugli aiuti di Stato del trattato CE. Greenpeace cita le cause riunite da 188 a 190/80 (Francia e al. contro Commissione) ([14]). Greenpeace afferma poi che le misure di aiuto riguardano materie che possono essere regolate dal trattato Euratom solo nella misura in cui esse concernono la sicurezza degli impianti nucleari per quanto riguarda l'aspetto della disattivazione. Greenpeace conclude che le misure in questione non sono necessarie per raggiungere gli obiettivi dichiarati, e che nessun tipo di aiuto continuo al funzionamento può essere considerato necessario per preservare la sicurezza quando esiste una possibilità sicura e redditizia come la chiusura progressiva, totale o parziale, degli impianti di BE. Secondo Greenpeace, la Commissione dovrebbe tenere conto della disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente ([15]).

Powergen

(161) Powergen è uno dei principali operatori nel settore dell'elettricità in Inghilterra e in Galles. Rappresenta l'11 % della capacità di produzione (BE il 14 %), e ha una consistente attività di fornitura a grossi clienti industriali e commerciali così come a PMI e clienti residenziali. Appartiene a E-ON.

(162) Powergen è contraria al pacchetto di aiuti. Essa afferma che l'aiuto permetterà a BE di continuare a gestire i suoi impianti nucleari che avrebbe altrimenti chiuso. A tale riguardo Powergen contesta il parere delle autorità britanniche secondo cui gli impianti continuerebbero a funzionare in ogni caso. Powergen teme che l'aiuto consenta a BE di offrire prezzi artificialmente bassi per conquistare quote di mercato nella fornitura a grandi clienti aziendali e per inserirsi sul mercato della fornitura domestica. BE avrebbe anche la possibilità di finanziare investimenti nella produzione non nucleare.

(163) Per quanto riguarda le misure di contropartita, Powergen auspica di essere consultata su qualsiasi provvedimento che venga adottato, e suggerisce tre possibilità.

(164) Primo, anticipare la chiusura del reattore nucleare Dungeness B all'aprile 2004. Secondo Powergen, se questa chiusura anticipata fosse resa nota con sufficiente anticipo, il mercato avrebbe il tempo di costruire la capacità corrispondente per mantenere un margine sufficiente.

(165) Secondo, destinare l'aiuto a uno scopo preciso, proibendo sovvenzioni interne fra le attività deficitarie di BE (gli impianti AGR) e altri rami dell'impresa, dividendo le attività di produzione e di fornitura in due entità distinte con una contabilità separata, e imponendo controlli specifici sull'uso dei fondi da parte di BE per garantire che la società non dirotti somme versate dallo Stato per finanziare i suoi oneri nucleari ad altri fini. Queste misure dovrebbero restare d'applicazione tanto a lungo quanto il piano di ristrutturazione.

(166) Terzo, prevenire le distorsioni della concorrenza sul mercato al dettaglio dell'elettricità impedendo a BE di vendere energia sotto costo (il costo dell'acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso più altri costi di vendita), ponendo un tetto alla quota di BE sul mercato della fornitura industriale e commerciale (Powergen menziona un tetto indicativo del 20 %), e proibendo a BE di inserirsi su nuovi mercati al dettaglio. Queste misure dovrebbero restare d'applicazione tanto a lungo quanto il piano di ristrutturazione, e la Commissione dovrebbe rivederne l'efficacia dopo 5 anni dall'attuazione.

(167) Quanto al ripristino dell'efficienza economico-finanziaria, Powergen dichiara che gli scenari presi in considerazione dalle autorità britanniche per valutare la redditività futura di BE sono troppo ottimistici, in particolare per quanto riguarda la disponibilità degli impianti di BE rispetto ai parametri di riferimento del passato.

(168) Infine, Powergen ritiene che «è chiaramente stabilito che le regole sugli aiuti di Stato contenute nel trattato CE si applicano all'industria nucleare, nonostante l'esistenza del trattato Euratom». Powergen cita la stessa causa del 1990 menzionata da Greenpeace.

InterGen

(169) InterGen è un'impresa produttrice di energia a livello mondiale, con attività in tutti i continenti. Rappresenta il 2 % della capacità di produzione in Inghilterra e in Galles, con due impianti operativi e uno in costruzione (BE rappresenta il 14 %). Vende la maggior parte della sua produzione sul mercato all'ingrosso, e una parte di essa attraverso contratti a lungo termine. È anche attiva sul mercato del commercio del gas. Appartiene congiuntamente a Shell e Bechtel.

([14]) Racc. 1982, pag. 2545.

([15]) GU C 37 del 3.2.2001, pag. 3.

(170) InterGen afferma che nel Regno Unito vi è preoccupazione riguardo alla sicurezza dell'approvvigionamento, e che la sicurezza nucleare potrebbe essere gestita dai curatori dell'impresa. Gli aiuti a BE — indica l'impresa alla Commissione — hanno danneggiato e danneggiano InterGen, e altri concorrenti di InterGen, come Teeside Power Limited, che sono fra i creditori di BE, sono anch'essi favoriti rispetto a InterGen nell'ambito del piano di ristrutturazione. InterGen afferma che, qualora la Commissione dovesse autorizzare gli aiuti, InterGen stessa e la sua controllata dovrebbero essere compensate per il danno subito.

Prima parte interessata che desidera restare anonima

(171) Questa parte dichiara che, secondo informazioni fornite anteriormente dalla stampa, il prezzo di ritrattamento del combustibile prima della ristrutturazione di BE era di circa 1 000 GBP per kg di metallo pesante. In seguito alla ristrutturazione, BNFL e BE hanno convenuto un prezzo di circa 150 GBP/kg di metallo pesante, cioè inferiore dell'85 % all'accordo iniziale. Essa aggiunge che i contratti iniziali di ritrattamento fra BNFL e BE erano basati su prezzi di costo maggiorati, il che significa che i clienti del carico di base potevano per contratto ottenere il ritrattamento solo se accettavano di assumerne (proporzionalmente) i costi pieni, più un margine di utile. In questo contesto, se i costi di ritrattamento concordati con i clienti del carico di base coprono i costi solo a un livello di 1 000 GBP/kg di metallo pesante, ciò significa che il nuovo prezzo ora concordato con BE non può in ogni caso essere neppure lontanamente sufficiente. Anche nel caso dei nuovi contratti, i prezzi ammontano a 1 000 GBP/kg di metallo pesante (prezzi del 2003).

(172) Tale parte conclude che questi prezzi mostrano che BNFL, nelle sue trattative con BE, non ha agito come un investitore privato in un'economia di mercato, a meno che essa non sia disposta ad estendere queste condizioni favorevoli anche ad altri clienti.

Drax Power Limited

(173) Drax è la più grande centrale elettrica a carbone dell'Europa occidentale. In precedenza faceva parte di AES Corporation, un gruppo statunitense nel settore dell'energia con interessi nella produzione, distribuzione e fornitura in tutto il mondo. Il 5 agosto AES Corporation ha ceduto il controllo di Drax ai suoi creditori. Il 30 agosto 2003, Drax ha annunciato di aver concluso un accordo esclusivo con International Power plc, in virtù del quale quest'ultima società avrebbe partecipato alla sua ristrutturazione.

(174) Secondo Drax, le misure A, B e G costituiscono tutte degli aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE. Drax concorda sul fatto che le misure D, E e F non costituiscano aiuti. Drax è del parere che l'ammontare degli aiuti sia difficile da stimare. Per quanto riguarda la misura A, l'impresa ritiene che il suo importo potrebbe essere largamente superiore a quanto attualmente stimato, in particolare per il fatto che non c'è esperienza, nel Regno Unito, relativamente agli oneri di disattivazione, e che è improbabile che BE contribuisca ai costi degli oneri nucleari. Il governo britannico rimarrà sempre, in definitiva, responsabile per gli oneri back-end e per gli oneri di disattivazione, e non consentirà mai a BE di fallire. Drax ritiene che la stessa detassazione dovrebbe essere notificata come aiuto.

Misure B e C

(175) Per quanto riguarda la rinegoziazione dei contratti con BNFL, Drax crede che nessun investitore privato avrebbe mai accettato delle condizioni così poco conformi a prassi commerciali, che condannano l'impresa a grosse perdite attuali e future, indipendentemente dalla clausola di avversità e dal fatto che BE sia il suo maggiore cliente. È chiaro che la rinegoziazione ha peggiorato seriamente la posizione di BNFL. Porterà a una riduzione del pagamento fisso annuo per l'accordo di fornitura del combustibile pari a un importo che si situa fra i 5 milioni di GBP e i 20 milioni di GBP all'anno. Questa opinione è confermata dalla relazione di esercizio 2004 di BNFL. Risulta inoltre che, anche se BE dovesse essere posta sotto amministrazione giudiziaria, i suoi impianti continuerebbero a funzionare e avrebbero le stesse necessità per quanto riguarda l'approvvigionamento di combustibile e i servizi di gestione, ritrattamento e smaltimento del combustibile dopo il suo utilizzo. La questione sarebbe quindi di sapere se l'amministratore avrebbe potuto ottenere da BNFL le stesse condizioni. Inoltre, BNFL potrebbe perseguire altre opportunità commerciali se le sue relazioni con BE dovessero ridursi. BNFL non si è organizzata in base al principio dell'investitore operante in un'economia di mercato. Di conseguenza la misura B è un aiuto di Stato.

(176) Drax ritiene che gli accordi di moratoria con BNFL di cui alla misura C costituiscano anch'essi degli aiuti di Stato, poiché BNFL, diversamente da altri creditori che vi partecipano, nel periodo di moratoria non riceve interessi.

Compatibilità della misura d'aiuto

(177) Drax ha poi formulato delle osservazioni sulla compatibilità del pacchetto di aiuti. Drax non mette in dubbio il fatto che BE sia un'impresa in difficoltà. Tuttavia, è del parere che la posizione scoperta di BE sia stata interamente dovuta a una curiosa decisione, della sua direzione, di vendere le sue attività al dettaglio. Inoltre, BE avrebbe potuto ridurre i suoi costi chiudendo tutti i suoi impianti o alcuni di essi, poiché è più dispendioso farli funzionare che chiuderli temporaneamente.

Ripristino della redditività

(178) Per quanto riguarda il ripristino della redditività, Drax ritiene che il piano proposto non sia un reale piano di ristrutturazione. BE, inoltre, si trova e si troverà sempre in una posizione diversa da quella dei suoi concorrenti. Continuerà a produrre energia e a venderla sul mercato a qualsiasi prezzo, ed eserciterà una pressione permanente al ribasso sui prezzi a svantaggio di tutti gli altri concorrenti.

(179) Drax formula obiezioni sul fatto che il governo britannico faccia degli SRMC il metro della redditività di BE. La ristrutturazione solleva BE dai costi principali di un produttore nucleare. La scelta di una società di entrare o meno in un determinato mercato o di continuare a competere su un dato mercato è basata sulla possibilità o sull'impossibilità di far fronte, in periodo ragionevole, ai suoi costi medi, e di realizzare un utile ragionevole sui suoi investimenti. Non è il caso di BE, che è stata sollevata da ogni rischio commerciale.

Durata dell'aiuto

(180) Per quanto riguarda la durata dell'aiuto, Drax ritiene che il finanziamento di oneri di durata così indefinita e lontana nel tempo non sia compatibile con gli orientamenti. Drax ha poi argomentato che aiuti al funzionamento continui non possono essere considerati come limitati al minimo necessario. Inoltre, per quanto riguarda i contributi di BE, Drax osserva che vi è incertezza sui proventi della vendita delle attività, e che i contributi di BE all'NLF provengono da flussi di cassa oggetto di aiuti, e non possono quindi essere presi in considerazione

Distorsione della concorrenza

(181) Sulla questione dell'eccesso di capacità e delle compensazioni ai creditori, Drax osserva che il margine di capacità del 20 % menzionato nella decisione di avvio del procedimento riguarda solo il picco di domanda invernale. Secondo la Nationa Grid Company (NGC), il margine di capacità sul picco medio invernale è del 20,3 %. Secondo Drax, sarebbe razionale che ogni gestore di BE chiudesse una parte della capacità di produzione nei mesi estivi. Ciò porterebbe a un risparmio netto.

(182) Drax ritiene che vi siano una serie di misure di compensazione e/o di modifiche apportabili al piano di ristrutturazione che contribuirebbero a far sì che la ristrutturazione sia più conforme agli orientamenti e a offrire contropartite ai concorrenti che non ricevono aiuti. Drax propone le seguenti misure:

a) eliminare BE dal mercato concorrenziale creando un sistema di acquisto obbligatorio di energia nucleare a prezzo fisso, che sarebbe simile agli obblighi relativi alle energie rinnovabili (Renewable Obligation). BE non potrà mai essere adeguatamente ristrutturata per poter competere sulla base delle sole proprie forze con operatori di mercato non sovvenzionati. La migliore soluzione, se la produzione di BE non può essere ritirata dal mercato, è che essa sia separata dal mercato concorrenziale. Il prezzo dell'elettricità generata dalle centrali nucleari dovrebbe essere regolamentato e potrebbe essere fissato in funzione del costo del capitale e di altri parametri tradizionali di regolamentazione dei prezzi. Questo andrebbe incontro alle preoccupazioni del governo britannico riguardanti la sicurezza dell'approvvigionamento e la sicurezza nucleare, e non vi sarebbe più alcuna distorsione della concorrenza;

b) ridurre la durata e riequilibrare i rischi dei contratti con BNFL a favore di BNFL;

c) dismettere Eggborough;

d) proibire altre acquisizioni o comportamenti da leader del mercato;

e) ottenere un impegno dal governo britannico sul principio di un aiuto unico e irripetibile.

Relazioni fra il trattato Euratom e il trattato CE

(183) Drax ha infine formulato osservazioni sulla relazione con il trattato Euratom. Drax ritiene che il trattato Euratom e il trattato CE perseguano obiettivi complementari piuttosto che confliggenti.

Altre parti interessate

(184) Sono state presentate osservazioni anche da Trade Unionists for Safe Nuclear Energy (within a Balanced Energy Policy) — TUSNE ([16]), il sig. Robert Freer ([17]), The 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 da una seconda parte interessata che desidera restare anonima.

([16]) TUSNE si definisce come «un'organizzazione informale di sindacalisti che sostengono l'uso civile del nucleare come fonte energetica nell'ambito di una politica energetica equilibrata e di un ambiente sicuro e pulito».

([17]) Robert Freer è un consulente.

([18]) CIA è un'associazione che comprende 180 imprese, fra cui alcuni dei principali consumatori di energia elettrica nel Regno Unito.

([19]) JHA è un grande studio britannico di analisi del mercato dell'energia.

([20]) EIUG è un'organizzazione che rappresenta i consumatori nei settori ad alta intensità di energia dell'industria britannica.

([21]) Terra Nitrogen è un produttore di azoto, che fa parte del gruppo Terra, che produce anche metanolo. È un grande consumatore di elettricità nel Regno Unito.

([22]) Energywatch è un organismo pubblico non ministeriale che rappresenta gli interessi dei consumatori di gas e di elettricità in Gran Bretagna.

([23]) TVO è un produttore finlandese di elettricità e gestore di impianti nucleari.

([24]) National Grid Transco è il proprietario e il gestore del sistema di trasmissione d'Inghilterra e Galles. È una società privata, indipendente da interessi di produzione e fornitura.

([25]) Accademia reale fondata nel 1976 con lo scopo di promuovere l'eccellenza nel settore dell'ingegneria.

([26]) EECL gestisce una centrale a ciclo combinato (CCGT) da 396 MW nella zona nord di Londra. Appartiene alla società americana Indeck Energy Services Inc.

([27]) EIC è un'organizzazione indipendente che fornisce appoggio e informazioni di mercato alle imprese consumatrici d'energia nel Regno Unito.

([28]) Organismo che rappresenta gli interessi di circa 200 utenti fra grandi imprese industriali, imprese commerciali al dettaglio e settore pubblico, per i quali i costi dell'elettricità e del gas costituiscono un fattore importante.

(185) TUSNE, Robert Freer, CIA, JHA, EUIG, Terra Nitrogen, EIC e MEUC sono tutte preoccupate per la sicurezza dell'approvvigionamento nel Regno Unito, e affermano che la chiusura degli impianti nucleari di BE comporterebbe il rischio di interruzioni di corrente e sarebbe contraria agli interessi dei consumatori. Alcune di queste parti sottolineano anche che il ritiro degli impianti di BE renderebbe gli impegni assunti dal Regno Unito nell'ambito del protocollo di Kyoto molto difficili da realizzare, poiché essi partecipano alla diversità dell'approvvigionamento energetico. Le parti affermano che i costi, per l'economia, del fallimento di BE sarebbero di gran lunga superiori a quelli della sua ristrutturazione, e considerano necessario l'aiuto.

(186) La parte che vuole restare anonima dichiara che BE sta utilizzando il sostegno dello Stato per conquistare aggressivamente quote di mercato a prezzi di dumping. La parte menziona casi in cui BE avrebbe offerto prezzi inferiori dal 10 al 15 % a quelli della concorrenza. Essa afferma che tali offerte non potrebbero essere sostenute senza l'appoggio dello Stato, e non possono quindi essere considerate come destinate a ripristinare la redditività dell'impresa.

(187) TVO argomenta che dalle difficoltà incontrate da BE non si può comunque inferire che l'energia nucleare non possa essere competitiva in un mercato dell'elettricità liberalizzato.

(188) National Grid Transco afferma che l'attuale margine di capacità in Inghilterra e in Galles è inferiore a quanto inizialmente previsto, e non può essere considerato come un eccesso strutturale di capacità. National Grid Transco si riferisce a un margine di sicurezza del 20 % come al livello al di sopra del quale si può ritenere che vi sia sovraccapacità. National Grid Transco prevede che, in uno scenario ottimistico, il margine di sicurezza sarà al di sotto del 20 % fino come minimo al 2006. Gli scenari pessimistici vedrebbero tale margine sempre al di sotto del 20 %, anche calante fino all'8,5 % nel 2009. National Grid Transco conclude che, dovesse rendersi necessaria una chiusura di impianti come contropartita, ciò dovrebbe essere comunicato al mercato con un largo anticipo (3-4 anni), in modo da consentire di compensare tale situazione.

(189) EECL osserva che tutte le imprese produttrici di elettricità (non solo BE) hanno risentito dei bassi prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel Regno Unito. EECL contesta il parere delle autorità britanniche secondo cui gli SRMC dovrebbero essere il parametro di riferimento per stabilire gli effetti distorsivi dell'aiuto, dato che questi costi non rispecchiano la redditività di un impianto a medio-lungo termine. EECL indica che bassi prezzi di mercato a termine sono il migliore indicatore di un eccesso strutturale di capacità sul mercato.

IV. COMMENTI DEL REGNO UNITO SULL'AVVIO DEL PROCEDIMENTO

Misura G

(190) Le autorità britanniche hanno comunicato alla Commissione che le imposte locali sono state infine pagate con i normali interessi.

Esistenza di elementi di aiuto nelle concessioni di BNFL a BE nell'ambito delle misure B e C

Misura B

(191) Come commento preliminare, le autorità britanniche affermano che, anche nel caso in cui la Commissione concluda che la misura B contiene elementi di aiuto, il modo in cui i contratti sono concepiti assicura che qualsiasi vantaggio di cui BE abbia temporaneamente beneficiato sarà automaticamente eliminato, con gli interessi, se il pacchetto di aiuti non è autorizzato. I nuovi contratti non entrano in vigore definitivamente se il pacchetto di aiuti non è approvato.

(192) Il Regno Unito formula poi dei commenti sul criterio dell'investitore privato. Il Regno Unito afferma che BNFL ha agito nello stesso modo in cui avrebbe agito qualsiasi creditore privato. In particolare, le autorità britanniche argomentano che non si può affermare che le condizioni concordate da BNFL siano più generose di quelle che sarebbero state concesse da un creditore privato in circostanze comparabili. Il Regno Unito afferma che è necessario analizzare se BNFL ha agito in un modo analogo a quello di un creditore privato nella rinegoziazione dei suoi contratti, come stabilito dalla Corte di giustizia nella sentenza relativa a DM Transport ([29]).

(193) Il Regno Unito argomenta che la Commissione sembra avere male interpretato lo svolgimento dei fatti. Secondo le autorità britanniche, BNFL non si è opposta all'invocazione della clausola di avversità ma, contrariamente a quanto crede la Commissione, ha espresso l'intenzione di prendere in considerazione le possibili modifiche dei contratti esistenti prima dell'annuncio che BE aveva avviato trattative con il governo. Tuttavia, in seguito alle discussioni con BE, è diventato chiaro che nessuna offerta commerciale che BNFL poteva ragionevolmente fare avrebbe potuto risolvere, da sola, la crisi finanziaria di BE. L'elaborazione di un più ampio piano di ristrutturazione ha permesso di rilanciare le trattative fra BE e BNFL, ed è stato raggiunto un accordo su condizioni molto simili all'offerta iniziale di BNFL. Il Regno Unito ritiene che il modo di agire di BNFL sia conforme a quello di un creditore privato.

([29]) Causa C-256/97, Racc. 1999, pag. 3913.

(194) Il Regno Unito aggiunge che BNFL, rimasto l'unico fornitore commerciale di servizi per il ciclo del combustibile nucleare nel Regno Unito, sarebbe particolarmente esposto in caso di insolvenza di BE; in tale eventualità, non avrebbe più un immediato flusso di entrate per lo stoccaggio o il ritrattamento delle grandi quantità di combustibile AGR ad esso già consegnate, e avrebbe limitate prospettive di recupero di grossi importi. Dovrebbe rinegoziare un nuovo accordo relativo al combustibile esaurito con il liquidatore o con il governo, con grande incertezza sul livello della sua remunerazione corrente. Di fronte allo stesso rischio di dissesto e incertezza, il Regno Unito afferma che un creditore privato avrebbe indubbiamente cercato di partecipare ad una ristrutturazione che avrebbe necessariamente comportato la rinegoziazione dei suoi contratti con BE allo scopo di massimizzare le entrate complessive e di garantire il ripristino della redditività di BE.

(195) Inoltre, il Regno Unito indica che il fatto che BNFL sia un'impresa di proprietà pubblica non significa che il suo approccio sia meno commerciale. Il Regno Unito osserva che BNFL è una public limited company costituita ai sensi del Companies Act 1985. Ha un consiglio di amministrazione composto da consiglieri con incarichi esecutivi responsabili delle attività commerciali e consiglieri con incarichi non esecutivi con esperienze in società di altri settori privati. Il consiglio di amministrazione di BNFL ha il dovere di agire in tutta autonomia nell'interesse dell'impresa. Il Regno Unito aggiunge che il governo britannico non è intervenuto per guidare le decisioni di BNFL in modo da spingere l'impresa ad agire per ragioni diverse da quelle commerciali.

(196) Il Regno Unito ha infine presentato un'analisi delle somme dovute ai creditori e degli importi in merito ai quali è stato raggiunto un compromesso nell'ambito del pacchetto di ristrutturazione.

(197) Le autorità britanniche concludono che la misura B deve essere considerata come non contenente aiuti di Stato.

Misura C

(198) Il Regno Unito indica che molte delle argomentazioni formulate ai considerando da 191 a 197 in relazione alla misura B valgono anche per la misura C. In particolare, il Regno Unito argomenta che è necessario valutare il comportamento di BNFL nel contesto della sua eccezionale posizione come principale creditore di BE, e della posizione di BE come principale cliente di BNFL. Tenuto conto della lunga relazione commerciale esistente fra i due e dell'ammontare dei debiti di BE verso BNFL, non è sorprendente che la moratoria con BNFL rappresenti la quota più consistente del vantaggio derivante a BE dagli accordi di moratoria. Un creditore privato nella stessa posizione di BNFL — con la maggiore esposizione in caso di insolvenza di BE — si sarebbe praticamente trovato costretto ad agire nello stesso modo.

(199) Il Regno Unito afferma inoltre che non è corretto contrapporre gli accordi di moratoria di BNFL con quelli di tutti gli altri creditori privati, poiché senza la partecipazione di ogni grande creditore l'accordo, nel suo insieme, non avrebbe potuto funzionare. Il Regno Unito fornisce un raffronto fra tutti i debiti pendenti di BE e il contributo di ciascuna parte agli accordi di moratoria, e conclude che il contributo di BNFL è in realtà inferiore, in termini di percentuale dei suoi crediti, a quello della maggior parte dei creditori privati.

Dubbi sul ripristino della redditività di BE in un lasso di tempo ragionevole

(200) Le autorità britanniche osservano che il punto 32 degli orientamenti non impone una durata limitata alle misure di aiuto. Stabilisce che il piano di ristrutturazione sia il più breve possibile e che l'efficienza economico-finanziaria a lungo termine sia ripristinata «entro un lasso di tempo ragionevole». Secondo il Regno Unito, lo scopo perseguito dagli orientamenti è che l'aiuto sia concesso una volta per tutte e che non debba costituire un aiuto al funzionamento continuo. L'intenzione non è quella di escludere aiuti per sollevare da oneri a lungo termine.

(201) Il Regno Unito indica che la ristrutturazione sarà completata, che la redditività sarà ripristinata entro un lasso di tempo ragionevole e che l'aiuto è concesso una volta per tutte, anche se gli oneri di BE sono a lungo termine. BE produrrà liquidità dal 2004 e dal 2005 registrerà annualmente flussi di cassa operativi positivi. Nell'ambito dell'ipotesi di re-listing BE torna all'efficienza economico-finanziaria nel 2005. Il piano di ristrutturazione è diretto a garantire che l'impresa, a partire dalla data stessa della ristrutturazione, possa funzionare da sola senza altro sostegno da parte del governo britannico. Il piano di ristrutturazione dimostra che il livello di riserve generate dall'impresa è sufficiente per far fronte a ragionevoli scenari sfavorevoli e quindi a garantire la redditività.

(202) Per quanto riguarda il sostegno continuo alle spese correnti, il governo britannico ricorda che il suo impegno copre solo gli oneri contrattuali storici, gli oneri di disattivazione e gli oneri non definiti contrattualmente connessi al combustibile esaurito AGR storico, tutto il combustibile esaurito PWR, i residui operativi e altri oneri secondari. Il Regno Unito afferma che gli oneri contrattuali storici relativi al combustibile esaurito riguardano il combustibile AGR caricato nei reattori prima della data effettiva della ristrutturazione. Nell'ambito della licenza per il sito nucleare, BE ha l'obbligo di gestire quel combustibile e ne sostiene quindi le spese. Questi costi non possono pertanto essere evitati.

(203) Un'argomentazione simile vale per la disattivazione dei siti. A tale riguardo, BE verserà dei contributi per la disattivazione dei reattori nel Fondo disattivazione nucleare, e contribuirà quindi in modo consistente ai costi complessivi di disattivazione.

(204) Per quanto riguarda gli oneri non definiti contrattualmente connessi al combustibile esaurito AGR storico, il Regno Unito afferma che essi riguardano solo il combustibile AGR caricato nei reattori prima della data effettiva della ristrutturazione. Gli oneri connessi al combustibile esaurito PWR riguardano tutti gli oneri legati al combustibile PWR caricato nel reattore Sizewell B. Quanto agli oneri futuri, BE contribuirà con 150 000 GBP per ogni tonnellata di combustibile PWR caricato nel reattore Sizewell B dopo la data effettiva della ristrutturazione. Il livello dei contributi è stato fissato prendendo come riferimento costi internazionali comparabili di gestione del combustibile esaurito, per coprire tutti i costi futuri del combustibile PWR. Gli oneri non definiti contrattualmente restanti riguardano vari tipi di rifiuti non combustibili connessi al funzionamento degli impianti, e non dovrebbero essere significativi.

(205) I costi degli oneri di disattivazione e degli oneri non definiti contrattualmente sono in gran parte fissi, e vi è poco margine perché BE li faccia aumentare considerevolmente con la normale gestione delle centrali. Inoltre, ogni aumento significativo negli oneri derivante da un cambiamento discrezionale nelle procedure di gestione a vantaggio economico di BE, o risultante dalla violazione di una norma prestazionale minima, dovrà essere pagato da BE. È inoltre importante osservare che, anche se il governo paga direttamente per gli oneri contrattuali di BE, il suo sostegno per quanto riguarda gli oneri di disattivazione e gli oneri non definiti contrattualmente riveste la forma di una garanzia condizionale. Il Regno Unito afferma che la misura A non deve pertanto essere considerata come un sostegno continuo alle spese correnti. Il trattamento contabile della misura A, che nel conto patrimoniale di BE è considerata come attività, è coerente con questa conclusione. BE non riceve una sovvenzione continua, poiché la misura A non è in alcun modo correlata alle sue operazioni correnti, e i costi coperti dalla misura A dovranno essere sostenuti indipendentemente dalla durata e dall'entità delle future operazioni dell'impresa.

(206) Per quanto riguarda la misura B, il Regno Unito non ritiene si tratti di aiuto di Stato.

(207) Il Regno Unito afferma inoltre che non è corretto contestare la misura A per il fatto che solleva BE da una parte degli obblighi derivanti dal principio «chi inquina paga». Nell'ambito del piano di ristrutturazione, BE pagherà i costi dell'inquinamento causato dalle sue operazioni future. Inoltre contribuirà ai costi storici di inquinamento attraverso il cash sweep e i suoi altri contributi all'NLF. Senza l'impegno del governo, BE sarebbe diventata insolvente e non avrebbe potuto soddisfare nessun obbligo futuro nell'ambito del principio «chi inquina paga».

(208) Il Regno Unito risponde poi ai dubbi espressi dalla Commissione nella sua decisione di avvio del procedimento sulla questione se il ripristino della redditività di BE possa essere considerato come ottenuto principalmente mediante risorse interne. Il Regno Unito spiega che la principale ragione delle attuali difficoltà di BE è la sua incapacità di far fronte a oneri storici non evitabili e di rispettare requisiti regolamentari e norme minime di sicurezza. Nonostante ciò, il Regno Unito afferma che le misure interne adottate da BE non sono trascurabili. BE ha venduto la sua partecipazione in Bruce Power e in Amergen, e ha intrapreso una significativa ristrutturazione interna che comprenderà […]. Ha inoltre aumentato la proporzione di contratti a prezzo fisso a medio termine, anche con grandi clienti industriali e commerciali, per limitare i rischi legati ai prezzi sul mercato all'ingrosso. Inoltre, le più significative misure interne sono la rinegoziazione dei contratti con BNFL relativi alla fornitura di combustibile e alla gestione del combustibile esaurito.

(209) Il Regno Unito ritiene infine che, se gli orientamenti richiedono che sia trovato un equilibrio fra contributi statali, contributi privati e contributi dell'impresa, ciò non significa che l'impresa debba essere capace di superare i momenti critici da sola e senza l'intervento dello Stato.

Importo non limitato dell'aiuto

(210) Dopo aver ricordato perché non sia possibile quantificare con precisione i costi degli oneri nucleari, le autorità britanniche indicano che nel caso in oggetto non occorre conoscere il volume esatto dell'aiuto o definire quali misure costituiscano aiuto per sapere se il pacchetto è limitato al minimo necessario. L'impegno del governo, che copre categorie definite di oneri, è fondamentale per il pacchetto di ristrutturazione e il ripristino della redditività di BE. Le autorità britanniche sostengono che il livello dell'aiuto a BE è strutturalmente limitato al minimo dalla vendita delle attività (Bruce Power e Amergen), dalla riduzione delle somme dovute ai creditori, dai continui contributi di BE per il finanziamento dei suoi oneri nucleari, da altre misure interne di riduzione dei costi, e dal meccanismo con cui BE destinerà in futuro il 65 % dei suoi flussi di cassa liberi al finanziamento dei suoi oneri nucleari.

Contropartite

(211) Le autorità britanniche ricordano gli argomenti presentati nella notifica, secondo cui l'aiuto non ha alcun impatto sulla struttura della concorrenza poiché non ha alcun impatto sui costi marginali di breve periodo (SRMC) di BE che determinano la gestione quotidiana di una centrale. Le autorità britanniche ricordano, in base a dati aggiornati e raffronti con altri Stati membri, che il mercato non presenta alcun eccesso strutturale di capacità, e affermano che di conseguenza non deve essere imposta alcuna misura di compensazione.

V. COMMENTI DEL REGNO UNITO SULLE OSSERVAZIONI DELLE PARTI INTERESSATE

(212) Le autorità britanniche si concentrano sulle osservazioni che contrastano con la loro posizione, e prendono atto di altre osservazioni che la sostengono.

Osservazioni di Powergen

(213) Le autorità britanniche ricordano in primo luogo il loro ragionamento sugli SRMC di BE, e la loro posizione secondo la quale il pacchetto di aiuti non avrebbe alcun effetto sui concorrenti. Questo argomento è poi corroborato da cifre sulle offerte di BE sul mercato DSB, che mostrano che BE non è spinta in alcun modo a massimizzare i profitti fissando le sue vendite a prezzi di costo marginale. Le autorità britanniche continuano osservando che BE non è spinta in alcun modo a lasciare sul mercato delle centrali che non possano recuperare i loro costi evitabili. A tale riguardo, esse presentano un'analisi dei costi diretta a provare che l'impianto Dungeness B copre i suoi costi evitabili, nel quadro di ragionevoli ipotesi sui prezzi di mercato dell'elettricità.

(214) Le autorità britanniche continuano ricordando il loro punto di vista secondo cui non vi è eccesso strutturale di capacità sul mercato. Esse spiegano che Powergen aveva riattivato degli impianti per l'inverno 2003-2004, cosa che indicherebbe che la stessa Powergen ritiene che non via sia eccesso strutturale di capacità sul mercato. Le autorità britanniche ricordano la loro posizione sulla mancanza di necessità di misure di compensazione, e danno il loro parere su ciascuna delle misure proposte da Powergen.

(215) Le autorità britanniche ricordano poi il loro punto di vista sulle misure B e C, e sottolineano in particolare che BNFL si è basata su consulenze esterne. Esse sostengono che la posizione di Powergen su queste misure si basa su errate supposizioni legate alle date.

(216) Quanto alla redditività, le autorità britanniche contestano l'opinione di Powergen sull'affidabilità degli impianti di BE, e hanno presentato alla Commissione una relazione dei loro consulenti esterni per verificare l'ipotesi della redditività.

(217) Le autorità britanniche dichiarano infine, contrariamente a quanto affermato da Powergen, che, se i prezzi dell'elettricità risalissero, il meccanismo di recupero garantirebbe che non venga dato a BE nessun aiuto non necessario.

Osservazioni di Greenpeace

(218) Le autorità britanniche non accettano il punto di vista di Greenpeace secondo cui l'aiuto dovrebbe essere considerato come un aiuto agli azionisti. Una tale teoria significherebbe che ogni aiuto concesso a un'impresa quotata in borsa sarebbe un aiuto ai suoi azionisti. Le autorità britanniche fanno osservare che gli azionisti di BE rinunciano al 97,5 % del loro interesse nel capitale di BE.

(219) Le autorità britanniche affermano nuovamente di non ritenere che BNFL, nel rinegoziare i suoi contratti con BE, abbia agito sotto pressione del governo, e osservano che i rendiconti dettagliati dei fatti della stessa BNFL, inviati in parallelo alla Commissione, dimostrano il contrario. Il passaggio tratto dal rapporto di BE 2002/2003, e l'articolo in «The Business» relativo al fallimento delle discussioni fra BNFL e BE in agosto/inizio settembre 2002, sono stati erroneamente interpretati da Greenpeace come un segno che BNFL ha agito successivamente sotto pressione del governo. Essi mostrano invece che BNFL non era disposta a partecipare al piano di BE se gli altri creditori non avessero apportato contributi simili. Le autorità britanniche osservano che BNFL aveva già presentato i documenti interni che Greenpeace invita la Commissione a sollecitare. Per quanto riguarda i contratti fra BE e BNFL, che secondo Greenpeace mirano a procurare a BNFL un flusso garantito di entrate, le autorità britanniche osservano che la maggior parte di questi contratti sono stati firmati o rinegoziati dopo la privatizzazione di BE, e non potevano quindi essere stati imposti a BE dal governo. Le autorità britanniche indicano infine che il legame fra le concessioni di BNFL e i prezzi dell'elettricità è la prova che BNFL ha agito secondo un approccio commerciale, data la richiesta che BE dividesse una parte dei possibili benefici con BNFL, e non il contrario.

(220) Le autorità britanniche ricordano il loro punto di vista sull'applicazione, nel caso in oggetto, del principio «chi inquina paga». Esse ritengono che Greenpeace non aggiunga nessun nuovo fatto o argomento a riguardo.

(221) Per quanto riguarda l'impatto dell'aiuto sulla concorrenza, le autorità britanniche contestano in primo luogo la posizione di Greenpeace secondo cui l'effetto del pacchetto di aiuti sarebbe quello di mantenere sul mercato un produttore inefficiente. BE non può essere considerata un produttore inefficiente, poiché i suoi costi evitabili sono fra i più bassi sul mercato. I suoi problemi sono legati unicamente a oneri storici. Le autorità britanniche ribadiscono inoltre che, a loro avviso, l'aiuto non falsa la concorrenza e non scoraggia quindi l'ingresso sul mercato di nessun nuovo operatore.

(222) Le autorità britanniche affermano che le osservazioni di Greenpeace sull'eccesso di capacità sul mercato sono errate poiché basate su previsioni superate, poiché interpretano male i parametri di riferimento di NGTransco per il margine di capacità, perché usano cifre sbagliate per il margine di capacità attuale, perché tengono conto solo del più ottimistico dei tre scenari per il futuro, e perché ignorano le difficoltà che presenta la riattivazione sul mercato di certe centrali messe in riserva.

(223) Le autorità britanniche continuano mettendo in discussione l'aspetto economico delle argomentazioni di Greenpeace sull'impatto che avrebbe sul contribuente un'eventuale chiusura degli impianti di BE. Esse spiegano che la stessa Greenpeace riconosce che questa chiusura farebbe salire i prezzi dell'elettricità. Inoltre, uno studio svolto da Deloitte e Touche ha mostrato che la chiusura precoce di una sola centrale nucleare potrebbe portare a costi supplementari. La chiusura precoce di più centrali comporterebbe costi ancora superiori, a causa dei vincoli dell'impianto di Sellafield, usato per il trattamento del materiale radioattivo. Le autorità britanniche indicano infine che entrambe le relazioni allegate alle osservazioni di Greenpeace (stilate da Large & Associates e ILEX) sono basate su cifre relative alla capacità, di NGTransco, che sono superate, e su ipotesi esageratamente ottimistiche. Esse allegano ai loro commenti una controperizia sui rapporti, effettuata da George Yarrow e Tim Keyworth di DKY Limited.

(224) Infine, sulla base di quanto sopra indicato, le autorità britanniche contestano il punto di vista di Greenpeace secondo il quale l'aiuto non è proporzionato.

Osservazioni di Drax

(225) In primo luogo le autorità britanniche contestano la posizione di Drax secondo cui il pacchetto di aiuti mostra che il governo britannico non permetterà mai il fallimento di BE. Esse ricordano che il pacchetto è soggetto all'approvazione, da parte del governo, delle prospettive di redditività di BE.

(226) Per quanto riguarda la misura A, le autorità britanniche ricordano che il governo britannico non si farà carico di tutti gli oneri di disattivazione di BE, ma si limiterà a colmare le insufficienze dell'NLF. Per quanto riguarda la stima dei costi della misura A, il Regno Unito osserva che esigere una certezza assoluta nel loro calcolo renderebbe impossibile la concessione di aiuti per oneri così a lungo termine, il che porterebbe a un'applicazione perversa delle regole in materia di aiuti di Stato e sarebbe contrario agli obiettivi del trattato Euratom. Le autorità britanniche respingono anche l'asserzione di Drax secondo la quale il fatto che il governo britannico abbia la responsabilità finale della sicurezza nucleare in virtù di accordi internazionali costituisca una garanzia di Stato, e ricordano che l'implicazione finale del National Audit Office a questo riguardo è irrilevante poiché si tratta di un organo indipendente dal governo.

(227) Quanto alla misura B, le autorità britanniche indicano che le osservazioni di BNFL contraddicono l'opinione di Drax secondo cui BNFL non avrebbe nulla da perdere in caso di insolvenza di BE. Esse ricordano altresì che la rinegoziazione degli accordi di BNFL con BE è avvenuta a condizioni di mercato. Per quanto riguarda la misura C, le autorità britanniche indicano che l'assenza di pagamento di interessi da parte di BE a BNFL durante il periodo di moratoria deve essere analizzata come parte dell'implicazione globale di BNFL nel piano di ristrutturazione piuttosto che come un elemento isolato, dato che l'intero pacchetto era stato negoziato insieme. Nell'insieme, il pacchetto non sfavorisce BNFL rispetto ad altri creditori di BE.

(228) Quanto alla misura G, le autorità britanniche ricordano di avere precedentemente presentato delle prove che le imposte aziendali erano state alla fine pagate da BE, con i dovuti interessi.

(229) Sulla compatibilità del piano di ristrutturazione con gli orientamenti, le autorità britanniche contestano il punto di vista di Drax secondo il quale il piano non ripristinerà la redditività di BE perché BE non coprirà tutti i suoi attuali costi evitabili e non evitabili. Il Regno Unito ricorda che per garantire la sopravvivenza di BE è necessario sollevarla da una parte del fardello del passato — i costi non evitabili. Appena fatto ciò BE diventerà di nuovo redditizia, poiché sarà in grado non solo di rimborsare tutti i suoi costi correnti, ma anche di apportare un significativo contributo ai suoi costi non evitabili del passato. È quindi economicamente più efficiente far funzionare gli impianti nucleari di BE per ottenere un contributo al pagamento dei costi non evitabili del passato. Anticipare la chiusura degli impianti di BE comporterebbe effettivamente costi maggiori.

(230) Le autorità britanniche respingono le argomentazioni di Drax secondo le quali gli aiuti indurranno BE a vendere sul mercato a qualsiasi prezzo. Esse sostengono che, in quanto produttore di carico di base, BE non dispone di una riserva di produzione che potrebbe vendere tagliando i prezzi. È nel suo interesse, invece, vendere la sua produzione al prezzo massimo. Anche gli obbligazionisti e gli azionisti di BE vigileranno affinché BE massimizzi i suoi profitti, poiché essi in parte ne beneficeranno.

(231) Le autorità britanniche respingono anche le argomentazioni di Drax secondo le quali il piano di ristrutturazione ha una durata troppo lunga. Esse spiegano che l'esigenza che di fatto deriva dagli orientamenti è che la redditività di BE sia ripristinata entro un ragionevole lasso di tempo. Secondo le autorità britanniche gli effetti della misura A, che a loro parere è la sola che costituisca aiuto di Stato, appariranno immediatamente nel conto patrimoniale di BE.

(232) Quanto all'esistenza di un eccesso di capacità sul mercato, le autorità britanniche indicano che la valutazione di Drax è basata su cifre superate e su un errore nel parametro di riferimento applicato da NGTransco per il margine di capacità. Il suggerimento di Drax di chiudere le centrali nucleari in estate sarebbe dubbio sul piano economico e potrebbe anche far sorgere preoccupazioni in materia di sicurezza nucleare o di sicurezza dell'approvvigionamento. Le autorità britanniche esaminano poi ciascuna delle quattro contropartite e concludono che la loro attuazione metterebbe in pericolo l'equilibrio del piano di ristrutturazione o comprometterebbe le prospettive di redditività di BE.

Osservazioni della prima parte interessata che desidera restare anonima

(233) Le autorità britanniche spiegano che il prezzo menzionato dalla parte in questione (circa 1 000 GBP/kgU) si riferisce a contratti di gestione del combustibile esaurito per il carico di base. I contratti per il carico di base sono stati la prima serie di contratti firmati da BNFL con BE o con società che ora appartengono a BE. Questi contratti dovevano coprire ampiamente i costi fissi legati agli impianti di BNFL per la gestione del combustibile esaurito. In seguito BNFL ha firmato con BE, o con società che ora appartengono a BE, dei contratti incrementali, post baseload, che non dovevano più integrare elementi legati al rimborso di costi fissi. Questi nuovi contratti hanno fissato i prezzi a […], e quindi a un prezzo molto più basso di quello citato dal terzo in questione. Ogni raffronto valido dei prezzi applicati da BNFL a BE prima e dopo la rinegoziazione dei loro accordi dovrebbe basarsi sui prezzi dei contratti post baseload, che erano quelli prevalenti all'epoca subito prima della rinegoziazione, piuttosto che su prezzi di contratti per il carico di base.

Osservazioni di Enfield Energy Centre Limited (EECL)

(234) Le autorità britanniche contestano la dichiarazione di EECL, secondo la quale l'annuncio del pacchetto di aiuti avrebbe aggravato il calo dei prezzi all'ingrosso. Secondo le autorità britanniche, i prezzi a pronti erano volatili sia prima che dopo l'annuncio del governo britannico della sua implicazione nel salvataggio di BE il 9 settembre 2002. Non hanno tuttavia registrato un calo vertiginoso. Per quanto riguarda i prezzi a termine, essi sono stati relativamente poco toccati. Infine, i prezzi a termine del carico di base per l'estate 2004 sono aumentati dal settembre 2003 nonostante l'accordo sul pacchetto di ristrutturazione.

(235) Le autorità britanniche contestano altresì le osservazioni di EECL secondo cui esse avrebbero erroneamente basato le loro conclusioni sulla premessa che BE avrebbe deciso se chiudere o no i suoi impianti esaminando gli SMRC piuttosto che i costi evitabili. Le autorità britanniche hanno esaminato l'impatto del pacchetto di aiuti sui costi evitabili di BE, e hanno dimostrato che questi sono rimasti ben inferiori ai prezzi di mercato a termine, cosa che rappresenta la giusta base per la decisione di un operatore di non chiudere un impianto.

(236) Infine, le autorità britanniche ricordano le proprie argomentazioni sull'assenza di eccesso di capacità sul mercato.

Osservazioni di Intergen

(237) Le autorità britanniche contestano l'opinione di Intergen secondo cui sarebbe possibile garantire la sicurezza dell'approvvigionamento anche se BE fosse insolvente, attraverso un accordo con il curatore. Le autorità britanniche osservano poi che gli orientamenti non prevedono alcun tipo di compensazione finanziaria come quella che Intergen chiede di ricevere. Infine, per quanto riguarda i vari tipi di accordi fra BE e i suoi creditori, fra cui, fra gli altri, TFE e Centrica, le autorità britanniche indicano che si tratta di accordi complessi, tutti negoziati con un approccio commerciale prima della ristrutturazione. Essi non sono correlati al pacchetto di aiuti di Stato.

Osservazioni della seconda parte che desidera restare anonima

(238) Le autorità britanniche hanno presentato informazioni quantitative dirette a mostrare che i prezzi di BE nel segmento DSB sono stati molto al di sopra dei prezzi a termine all'ingrosso e che BE si è garantita meno del 20 % del mercato per cui ha presentato offerte — cosa che contraddice le affermazioni della parte in oggetto, che dichiara che BE ha offerto prezzi indebitamente bassi. Le autorità britanniche ricordano che ritengono che BE, in quanto produttore di carico di base, non abbia alcun incentivo a offrire prezzi artificialmente bassi.

VI. VALUTAZIONE

(239) Almeno una parte delle misure in esame riguardano questioni che rientrano nel campo d'applicazione del trattato Euratom e che devono quindi essere valutate in base a detto trattato ([30]). Tuttavia, nella misura in cui non sono necessarie per la realizzazione degli obiettivi del trattato Euratom o esulano da questi oppure falsano o minacciano di falsare la concorrenza nel mercato comune, esse devono essere valutate in base al trattato CE.

1. Trattato Euratom

(240) Le misure in esame, e in particolare le misure A e B, inciderebbero sul finanziamento degli oneri nucleari e sul trattamento del combustibile esaurito. La disattivazione degli impianti e il trattamento delle scorie costituiscono costi che devono necessariamente essere sostenuti per una gestione corretta e responsabile dell'industria nucleare. Nell'ambito dell'industria nucleare, la necessità di affrontare i rischi connessi ai pericoli derivanti dalle radiazioni ionizzanti costituisce una delle massime priorità. La Commissione constata che, di fatto, questi due aspetti della catena nucleare stanno assumendo un'importanza sempre maggiore e sono fondamentali per garantire la sicurezza dei lavoratori e della popolazione.

([30]) L'articolo 305, paragrafo 2, del trattato CE stabilisce che «le disposizioni del presente trattato non derogano a quanto stipulato dal trattato che istituisce la Comunità europea dell'energia atomica».

(241) Nella fattispecie, il trattato Euratom prende debitamente in considerazione l'obiettivo della sicurezza, anche se il suo scopo fondamentale è di «creare le premesse per lo sviluppo di una potente industria nucleare, fonte di vaste disponibilità di energia …». Questi obiettivi sono ribaditi nell'articolo 1 del trattato Euratom, secondo il quale «la Comunità ha il compito di contribuire, creando le premesse necessarie per la formazione e il rapido incremento delle industrie nucleari, all'elevazione del tenore di vita degli Stati membri …». L'attualità di questo obiettivo è stata sottolineata nel recente Libro verde della Commissione «Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico» (cfr. doc. COM(2002) 321 def. del 22 giugno 2002). Inoltre, l'articolo 2, lettera b), del trattato Euratom stabilisce che la Comunità, per l'assolvimento dei suoi compiti, deve stabilire norme di sicurezza uniformi per la protezione sanitaria della popolazione e dei lavoratori e vigilare sulla loro applicazione. L'articolo 2, lettera e), del trattato Euratom stabilisce invece che la Comunità deve garantire, mediante adeguati controlli, che le materie nucleari non vengano distolte dalle finalità cui sono destinate. Su tale base, il trattato Euratom istituisce la Comunità europea dell'energia atomica (Euratom), prevedendo gli strumenti e l'attribuzione delle competenze necessari per conseguire gli obiettivi in questione. Quindi, come confermato dalla Corte di giustizia, la sicurezza nucleare è una competenza comunitaria che è da ricollegare al suo compito di stabilire norme per la protezione contro i pericoli derivanti dalle radiazioni ionizzanti, di cui al titolo II, capo 3 «Protezione sanitaria», articolo 30, del trattato Euratom ([31]). La Commissione deve far applicare le disposizioni del trattato Euratom e può quindi adottare decisioni secondo le procedure previste dal trattato stesso o formulare pareri, quando lo ritenga necessario.

(242) La Commissione prende atto che le informazioni comunicate dalle autorità britanniche dimostrano che le misure in esame hanno tra l'altro lo scopo di garantire la sicurezza delle centrali nucleari, di assicurare la corretta gestione degli oneri nucleari, di promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti mantenendo la diversità delle fonti di combustibile nel Regno Unito e di contenere le emissioni di biossido di carbonio. Gli argomenti addotti dalle autorità britanniche e da terzi a questo proposito sono sintetizzati sopra nelle sezioni III e IV della presente decisione.

(243) Nel valutare le informazioni fornite e in particolare nel decidere se le misure in esame siano necessarie ai fini degli obiettivi del trattato Euratom o rientrino comunque nel loro ambito, la Commissione ha preso atto che gli aiuti di Stato e le misure in esame sono destinati ad affrontare i rischi posti dall'attuale situazione di British Energy e la sua eventuale incidenza sugli obiettivi del trattato indicati sopra. Di fatto le autorità del Regno Unito hanno deciso di intervenire a sostegno di British Energy, tra l'altro, allo scopo di assicurare che permangano le condizioni necessarie a garantire la sicurezza dell'industria nucleare, mantenendo allo stesso tempo in funzione gli impianti nucleari come importante fonte di energia elettrica. Questo intervento ha avuto luogo in un contesto in cui il principale operatore nucleare britannico correva il rischio di fallire. La continuità di uno specifico operatore economico non è direttamente legata alla continuità delle sue attività nucleari; tuttavia, in caso di fallimento, si porrebbe il problema della sicurezza degli impianti e del loro esercizio e/o quello della sicurezza dell'approvvigionamento energetico. La Commissione riconosce perciò che le autorità britanniche hanno fatto fronte a questi rischi in modo corretto e responsabile e secondo modalità compatibili con gli obiettivi del trattato Euratom.

(244) Le tre misure di contropartita che verranno descritte sotto favoriscono ancor più il conseguimento degli obiettivi del trattato Euratom in quanto assicurano che l'intervento pubblico non verrà utilizzato per fini diversi dalla copertura degli oneri nucleari. Infine, un sistema di massimali e soglie per la copertura dei tre tipi di oneri storici assicurerà che siano disponibili fondi sufficienti per il conseguimento di questi obiettivi, limitando al tempo stesso l'intervento al minimo necessario a tal fine.

(245) La Commissione conclude che le misure previste dalle autorità britanniche sono atte a realizzare i diversi obiettivi perseguiti, che sono pienamente in linea con il trattato Euratom.

2. **Aiuto ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE**

(246) Ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE, si intendono per aiuti di Stato gli aiuti concessi dagli Stati ovvero mediante risorse statali sotto qualsiasi forma che, favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza e incidano sugli scambi tra Stati membri.

(247) È palese che l'intervento dello Stato nel piano di ristrutturazione di BE è selettivo, in quanto va a beneficio di un'unica impresa.

(248) Vi sono scambi di elettricità tra il Regno Unito e altri Stati membri attraverso interconnessioni con la Francia e l'Irlanda. L'elettricità è oggetto di scambi tra Stati membri da parecchio tempo e in particolare dopo l'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica ([32]). Secondo i dati contenuti nella notifica del Regno Unito, BE è il secondo produttore di elettricità per capacità in Inghilterra e in Galles e il terzo in Scozia. L'intervento dello Stato nel piano di ristrutturazione potrebbe quindi evidentemente incidere sugli scambi tra Stati membri.

(249) Delle sette misure di ristrutturazione tre, ossia la misura D («pacchetto di ristrutturazione per i grandi creditori»), la misura E («introduzione di una nuova strategia commerciale») e la misura F («cessione di attività») non comportano l'impiego di risorse pubbliche. Esse non possono quindi essere qualificate come aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE.

([31]) Sentenza della Corte di giustizia del 10 dicembre 2002, causa C-29/99.

([32]) GU L 27 del 30.1.1997, pag. 20.

(250) La misura A, invece, comporta l'impiego di risorse pubbliche in quanto consiste in una serie di pagamenti o di impegni a effettuare pagamenti da parte del governo del Regno Unito. Poiché i pagamenti effettuati dal governo del Regno Unito copriranno una parte degli oneri nucleari che avrebbero dovuto normalmente essere a carico di BE, la misura A comporta anche un vantaggio per BE. Tenuto conto di quanto precede, la Commissione conclude che la misura A è un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE. Questa conclusione non è contestata dal Regno Unito.

(251) Le misure B e C comportano (totalmente per la misura B e parzialmente per la misura C) l'uso di risorse di BNFL, che è un'impresa di proprietà pubblica. Le risorse appartenenti a un'impresa di proprietà pubblica sono risorse statali. Di conseguenza, le misure B e C sono aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE se e solo se conferiscono a BE un vantaggio competitivo e la concessione di questo vantaggio è imputabile allo Stato. Poiché tale interrogativo è stato posto nella decisione di avvio del procedimento, la questione sarà analizzata in modo approfondito più sotto, nella sezione VI.2.b).

(252) Anche la misura G comporta l'uso di risorse degli enti locali. Le risorse delle autorità locali costituiscono risorse statali. La misura G è pertanto un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE se e solo se conferisce a BE un vantaggio competitivo e la concessione di questo vantaggio è imputabile allo Stato. Poiché anche tale interrogativo è stato posto nella decisione di avvio del procedimento, la questione sarà analizzata in modo approfondito più sotto, nella sezione VI.2.a.

a) *Sull'esistenza di elementi di aiuto nella misura G*

(253) Le autorità britanniche hanno dimostrato che le imposte locali di cui alla misura G sono state pagate da BE calcolando gli interessi sulla base del tasso di riferimento e di attualizzazione prescritto dalla Commissione per il Regno Unito. Non esiste alcuna disposizione specifica della legislazione del Regno Unito che imponga l'uso di un tasso d'interesse più elevato nel caso in cui gli enti locali consentano il pagamento differito delle imposte. La Commissione ritiene che il tasso d'interesse applicato costituisca un parametro di riferimento adeguato per decidere se il pagamento differito delle imposte conferisca un vantaggio competitivo a BE. Da quanto sopra la Commissione conclude che la misura G non costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE.

b) *Sull'esistenza di elementi di aiuto nelle misure B e C*

(254) Nella decisione di avvio del procedimento, la Commissione aveva dichiarato che, sulla base delle analisi effettuate fino a quel momento, riteneva che la rinegoziazione dei contratti tra BNFL e BE potesse essere qualificata come un aiuto di Stato. Questa conclusione era fondata sul fatto che BNFL, un'impresa di proprietà pubblica, aveva annunciato che era disposta a modificare le condizioni commerciali dei propri contratti in corso con BE solo dopo che la stessa BE aveva reso noto che aveva avviato una trattativa con il governo britannico al fine di ottenere un sostegno finanziario. Sembrava quindi dubbio che i contratti fossero stati rinegoziati a condizioni di mercato. La Commissione era giunta alle medesime conclusioni preliminari per quanto riguarda la misura C.

(255) Utilizzando i dati di cui è entrata in possesso dopo l'avvio del procedimento d'indagine formale, la Commissione ha esaminato in modo più approfondito se le misure B e C rispondano ai criteri per essere qualificate come aiuti di Stato, chiedendosi in particolare se esse conferiscano un vantaggio competitivo a BE. Le conclusioni della Commissione sono esposte qui di seguito.

La misura B

(256) La misura B consiste nella rinegoziazione dei contratti tra BNFL, una società di proprietà pubblica, e BE. La Commissione ha considerato se la misura B conferisca a BE un vantaggio che nessun operatore privato avrebbe concesso a tale impresa in difficoltà in circostanze simili. In altri termini, la Commissione si è chiesta se BNFL si sia comportata conformemente al principio del creditore in un'economia di mercato dando il suo assenso alla misura B.

(257) Per accertarlo, la Commissione ha in particolare esaminato se la rinegoziazione dei contratti di BNFL con BE sia avvenuta a condizioni di mercato e se le concessioni fatte da BNFL abbiano o no natura commerciale.

BNFL si è comportata in modo conforme al principio del creditore privato?

(258) Il primo interrogativo al quale la Commissione deve rispondere è se i nuovi accordi tra BNFL e BE siano stati negoziati a condizioni di mercato. Va ricordato che BNFL è il più importante creditore di BE mentre BE è il più importante cliente di BNFL. La Commissione ha quindi esaminato se le condizioni accettate da BNFL sarebbero state accettate da un operatore privato che si fosse trovato in una posizione analoga. Visto che tratta di un fornitore che deve fare i conti con le difficoltà del suo principale cliente, per rispondere a questa domanda si deve accertare se BNFL si sia comportata come un creditore privato diligente che tenta di massimizzare le probabilità di recuperare le somme dovutegli ([33]).

(259) La Commissione ha studiato le pertinenti relazioni dei consulenti legali e finanziari di BNFL ed estratti dei resoconti delle riunioni del consiglio di amministrazione di BNFL, messi a disposizione dalla stessa BNFL.

(260) Innanzitutto la Commissione rileva che BNFL aveva chiesto ai suoi consulenti di esaminare la sua posizione nei confronti di BE all'inizio del 2002, quando BE ha per la prima volta invocato la clausola di avversità dei suoi accordi con BNFL. Non è stato possibile concludere in modo definitivo che le condizioni per l'applicazione della clausola di avversità fossero effettivamente soddisfatte, ma il consiglio di amministrazione di BNFL ha incaricato i dirigenti di esaminare le possibili soluzioni alle difficoltà di BE, all'esplicita condizione che qualsiasi nuovo accordo doveva essere commercialmente vantaggioso per BNFL.

([33]) Cfr. la sentenza della Corte del 29 aprile 1999 nella causa C-342/96, Regno di Spagna c. Commissione delle Comunità europee, Racc. 1999, pag. I-2459.

(261) Le relazioni messe a disposizione da BNFL, redatte all'epoca, illustrano la situazione particolare di BNFL in quanto al tempo stesso creditore e fornitore di BE e analizzano le conseguenze per BNFL di un'eventuale insolvenza di BE. Esse giungono alla conclusione che, data la forte esposizione di BNFL, la soluzione migliore per l'impresa sarebbe stata una ristrutturazione che preservasse la solvibilità di BE, ma non a qualsiasi prezzo. Esse definiscono quindi una pacchetto di concessioni da offrire a BE e seguono l'evoluzione di tale pacchetto durante le trattative con BE. Dalle relazioni si desume chiaramente che, nel corso delle trattative, BNFL si è sempre attenuta al suo orientamento iniziale che consisteva nel cercare di proteggere al meglio i propri interessi evitando che BE fosse sottoposta ad amministrazione giudiziaria, ma non a qualsiasi costo, e nel quadro di un accordo equilibrato.

(262) Le autorità britanniche hanno sostenuto che gli accordi rinegoziati da BNFL devono essere considerati nel loro insieme, e messi a confronto con la situazione nella quale avrebbe potuto trovarsi BNFL se fosse BE fosse stata dichiarata insolvente, e non esaminandone isolatamente i singoli elementi. Le relazioni messe a disposizione dalle autorità britanniche e da BNFL concludono che i «Final Term Sheets» sono più vantaggiosi per BNFL che qualsiasi scenario di insolvenza.

(263) Sulla base di quanto esposto, la Commissione è pervenuta alla prima conclusione che, in caso di insolvenza di BE, BNFL si sarebbe trovata in una posizione altamente incerta e, molto probabilmente, svantaggiosa.

(264) È vero che l'insolvenza di BE non avrebbe automaticamente significato l'immediata chiusura di tutti i suoi impianti nucleari e non avrebbe neppure posto termine alle esigenze di disattivazione degli impianti esistenti e di trattamento del combustibile esaurito storico.

(265) La Commissione ritiene però che, in caso di insolvenza di BE, BNFL si sarebbe trovata in una posizione negoziale più difficile nei confronti del soggetto che sarebbe subentrato a BE, per gestire gli impianti o per smantellarli. Una rinegoziazione a partire da zero avrebbe comportato molti rischi ed incertezze e questo è un fattore che un investitore privato deve prendere in considerazione quando deve decidere se ridiscutere degli accordi, specie se la controparte è il suo principale cliente. Il fatto che i consulenti di BNFL abbiano studiato attentamente l'alternativa indica chiaramente che BNFL ha debitamente considerato questi elementi.

(266) Cercare di giungere ad una ristrutturazione di BE che ne preservasse la solvibilità era quindi effettivamente nell'interesse commerciale di BNFL.

(267) Dopo aver raggiunto questa prima conclusione, la Commissione ha preso in esame le conseguenze degli accordi rinegoziati sulle entrate di BNFL, tenendo presenti in particolare le osservazioni di terzi, per verificare in termini più specifici se gli accordi rinegoziati avrebbero potuto essere accettati da un'impresa privata in posizione analoga.

(268) Per quanto riguarda la gestione del combustibile esaurito, le obbligazioni si suddividono in oneri storici e oneri futuri.

(269) Nel quadro della misura A del piano di ristrutturazione, gli oneri storici di BE relativi al combustibile esaurito saranno presi in carico dal governo britannico ([34]).

(270) Per quanto riguarda la gestione del combustibile esaurito futuro, gli accordi precedenti sono stati modificati. BNFL ha presentato la seguente tabella illustrativa dei nuovi accordi in materia di gestione del combustibile esaurito, dalla quale si desume che BE retribuirà BNFL secondo una scala discendente. I dati in corsivo sono stati aggiunti dalla Commissione.

Tabella 7

Nuovi prezzi previsti dall'accordo per la gestione del combustibile esaurito

Prezzo dell'elettricità effettivamente rilevato ([35]) in GBP/MWh — in termini reali del 2003	Importo unitario (della riduzione)/della maggiorazione in GBP/MWh in termini reali del 2003 (rispetto ai contratti originari)	Importo unitario netto del compenso a titolo del combustibile esaurito in GBP/MWh in termini reali del 2003	Compenso in GBP/kgU (*)
14,8 o meno	– 0,6	[…]	
15	– 0,5		
16	0		
17	0,5		
18	1		
19	1,5		
20	1,75		
21 o più	2,0		

(*) Determinato presupponendo che l'efficienza di BE sia assicurata se GBP […]/MWh equivalgono a GBP […]/kgU.

([34]) Comprese tutte le passività derivanti dallo smaltimento finale del combustibile esaurito storico.

([35]) Il prezzo dell'elettricità effettivamente rilevato rispecchia il valore dell'elettricità del carico di base commerciata nel NETA.

(271) È importante rilevare che le riduzioni e le maggiorazioni indicate nella *tabella 7* sono calcolate rispetto agli accordi sulla gestione del combustibile esaurito che erano in vigore nel momento immediatamente precedente alla ristrutturazione e non rispetto ad accordi risalenti a più tempo prima. È questo il parametro di riferimento corretto per valutare le concessioni fatte da BNFL a BE, poiché corrisponde a quanto BNFL avrebbe ricevuto da BE se quest'ultima non si fosse trovata in difficoltà. Confrontare i nuovi accordi con contratti anteriori, per esempio i contratti iniziali per il carico di base al quale fa riferimento il primo autore di osservazioni anonimo, non avrebbe invece alcun senso per valutare le concessioni effettivamente fatte da BNFL nel corso della negoziazione del piano di ristrutturazione.

(272) La tabella 7 indica che se il prezzo dell'elettricità effettivamente riscontrato è inferiore al prezzo prefissato di GBP 16/MWh, BNFL concederà a BE una riduzione rispetto agli accordi in materia di gestione del combustibile esaurito in vigore prima della ristrutturazione. Se il prezzo dell'elettricità è superiore a tale prezzo prefissato, BNFL riceverà una maggiorazione rispetto al compenso che riceveva a norma degli accordi originari in materia di gestione del combustibile esaurito.

(273) Come osservato al considerando 270, il compenso che BNFL riceve per la gestione e lo smaltimento del combustibile esaurito futuro dipende dai prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel Regno Unito. Questa disposizione non può essere considerata non commerciale per definizione. Si tratta di una condizione piuttosto abituale in un settore nel quale gli operatori sono interessati a ripartire tra loro i rischi derivanti dalle forti escursioni potenziali dei prezzi.

(274) Per verificare se questi livelli di prezzo avrebbero potuto essere accettati da un'impresa privata, la Commissione ha esaminato in che misura essi consentirebbero a BNFL di coprire i suoi costi evitabili alla luce del previsto andamento dei prezzi dell'elettricità. In effetti, di fronte al rischio di perdere un cliente talmente essenziale quanto lo è BE per BNFL, un'impresa privata sarebbe pronta a spingersi fino al punto di diminuire i suoi prezzi fino al livello dei costi che potrebbe evitare ponendo termine alle proprie attività. Sono precisamente questi ultimi che costituiscono i costi evitabili.

(275) Nel presente caso, ai sensi dei nuovi accordi in merito al combustibile esaurito, BNFL avrà titolo al combustibile esaurito quando esso sarà consegnato da BE. Ciò significa che allo smaltimento finale del combustibile dovrà provvedere BNFL, cosa che non era prevista dagli accordi precedenti ([36]). Poiché si tratta di un onere aggiuntivo per BNFL rispetto agli accordi precedenti, non ci si può limitare ad un semplice raffronto tra i pagamenti precedenti e quelli nuovi e concludere che BNFL recupera i suoi costi evitabili non appena il prezzo all'ingrosso dell'elettricità supera GBP […]/MWh. D'altra parte i nuovi accordi in merito al combustibile esaurito non prescrivono in quale modo BNFL debba trattare il combustibile esaurito al quale ha titolo. BNFL può scegliere se ritrattare il combustibile prima del suo smaltimento finale oppure no.

(276) È quindi necessaria un'analisi più approfondita sulla base dei costi evitabili effettivi di BNFL, compresi gli oneri per lo smaltimento finale del combustibile esaurito.

(277) La Commissione ha chiesto alle autorità britanniche di fornire una descrizione dettagliata dei costi in questione. La documentazione trasmessa dalle autorità britanniche in proposito indica che BNFL coprirà i suoi costi evitabili non appena i prezzi dell'elettricità superino una forcella di valori compresa tra GBP […]/MWh e GBP […]/MWh, in funzione del fatto che BNFL preveda o no un accantonamento per rischi. Le lieve differenza con la cifra di GBP […]/MWh di cui al considerando 275 è dovuta soprattutto al fatto che nel sito di BNFL esistono già pozzi per lo stoccaggio a lungo termine, che sono attualmente utilizzati per conservare il combustibile in vista del ritrattamento. […].

(278) Per valutare la fondatezza di questa stima, la Commissione ha messo a confronto i costi evitabili calcolati dalle autorità britanniche con i costi indicati da un'altra fonte.

(279) Greenpeace ha pubblicato sul suo sito web un rapporto di Gordon MacKerron di National Economic Research Associates ([37]). Tale rapporto indica valori di USD 200/kgU (GBP 110/kgU ([38])) per lo stoccaggio temporaneo del combustibile esaurito e USD 400/kgU (GBP 220/kgU) per il suo stoccaggio definitivo. Secondo l'autore del rapporto, tali cifre provengono da uno studio americano ([39]). Vi sono molte differenze tra i tipi americani di reattori (reattori primari LWR) e quelli di BE. Inoltre, dal rapporto non risulta chiaramente se i costi ai quali fa riferimento siano costi evitabili o comprendano elementi dei costi fissi, che non dovrebbero rientrare nell'analisi che segue. Le cifre dipendono anche in forte misura dai tassi di attualizzazione in quanto la maggior parte dei costi di smaltimento finale saranno sostenuti in un lontano futuro. La Commissione ha utilizzato comunque tali cifre ritenendo che le cifre pubblicate da terzi costituissero comunque un termine di paragone importante per verificare le cifre trasmesse dalle autorità britanniche.

(280) Alla luce delle cifre citate al considerando 279, il prezzo dell'elettricità al di sopra del quale BNFL potrebbe recuperare i suoi costi sarebbe di GBP […]/MWh. Queste cifre devono ora essere raffrontate con il previsto andamento dei prezzi dell'elettricità.

([36]) BE non ha finora provveduto allo smaltimento finale di alcuna parte del suo combustibile esaurito in quanto le modalità dello smaltimento finale del combustibile nucleare esaurito nel Regno Unito non sono state ancora definite.

([37]) Rapporto disponibile sul sito britannico di Greenpeace al seguente URL: http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6273.pdf.

([38]) Utilizzando il medesimo tasso di conversione GBP 1 = USD 1,82 che è stato applicato nel rapporto.

([39]) M. Bunn et al. *The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel*. Rapporto finale, dicembre 2003.

(281) Il termine di riferimento corretto per questo confronto è l'andamento dei prezzi dell'elettricità al momento attuale e in futuro quale era previsto da BNFL nel momento in cui sono stati negoziati i nuovi accordi tra BNFL e BE. È infatti sulla base di queste prospettive che BNFL ha stimato il valore delle sue concessioni a BE.

(282) Dai documenti messi a disposizione da BNFL, si desume che l'aspettativa generale era che i prezzi sarebbero rimasti entro una forbice compresa tra GBP 16/MWh e GBP 19/MWh nel più vicino futuro per poi salire a valori più elevati e più sostenibili.

(283) Nel valutare la versione finale del piano, BNFL ha applicato quattro scenari possibili. Solo quello più pessimistico prevedeva che i prezzi dell'elettricità rimanessero costantemente al di sotto di GBP 17/MWh, per raggiungere a medio termine valori di circa GBP 16,5/MWh. Gli altri tre scenari ipotizzavano che questi prezzi avrebbero toccato valori intorno a GBP 18/MWh già nel 2007, per poi raggiungere gradualmente valori compresi all'incirca tra GBP 19,5/MWh e GBP 23/MWh.

(284) La valutazione da parte di BNFL della rinegoziazione dei suoi accordi con BE è stata quindi compiuta sulla base di proiezioni dell'andamento dei prezzi tali che, anche nell'ipotesi più pessimistica, i prezzi le avrebbero consentito di recuperare i suoi costi evitabili quali erano stati stimati internamente, mentre in tutti gli scenari tranne quello più pessimistico i prezzi le avrebbero consentito di coprire i suoi costi evitabili quali erano stati valutati da Gordon MacKerron.

(285) L'andamento effettivo dei prezzi dell'elettricità è stato in definitiva più positivo di quanto previsto anche dallo scenario più ottimistico dei quattro utilizzati da BNFL. In effetti, varie agenzie di rilevazione dei prezzi hanno indicato valori superiori a 20/MWh per i prezzi del carico di base invernale nel vicino futuro, ed alcune si sono spinte ad indicare prezzi fino a GBP 27/MWh ([40]). Per quanto riguarda i prezzi estivi, le stesse agenzie hanno indicato un valore di circa GBP 20/MWh. Gli scenario utilizzati da BNFL erano quindi complessivamente piuttosto pessimistici.

(286) Da quanto sopra si può concludere che BNFL prevedeva che sarebbe stata in grado di coprire i suoi costi evitabili anche con i nuovi accordi, nonostante il fatto che avrebbe dovuto accollarsi i costi dello smaltimento finale del combustibile esaurito.

(287) Analogamente, l'analisi dei nuovi accordi di fornitura del combustibile, che sono molto più semplici in quanto contengono un elemento variabile che non è indicizzato in funzione dei prezzi dell'elettricità, dimostra che BNFL coprirà i suoi costi evitabili di fornitura del combustibile in qualsiasi caso.

([40]) Nel luglio 2003, Argus ha quotato per il contratto per il carico di base invernale 2003/2004 GBP 20,96/MWh. Il 7 agosto 2003, UKPX ha indicato in GBP 22,55/MWh il prezzo future per i contratti per il carico di base per il medesimo periodo. Lo stesso giorno, UKPX ha indicato per il contratto future per il carico di base per l'estate 2006 la cifra di GBP 20,50/MWh e il prezzo di conclusione per l'inverno 2006 quella di GBP 27,15/MWh. *Fonte:* Argus e UKPX citati dal rapporto di Frontier Economics «*Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain*», agosto 2003, allegato alla memoria di BE.

(288) Un esame approfondito dei costi evitabili non porta alla luce alcun elemento che suggerisca che BNFL si è comportata in modo non conforme al suo interesse commerciale. Al contrario, l'andamento attuale dei prezzi dell'elettricità induce a ritenere che BNFL potrebbe in fin dei conti migliorare la sua posizione in confronto alla sua situazione precedente, avendo nel contempo dato dimostrazione di una flessibilità sufficiente per consentire al suo principale cliente di rimanere sul mercato.

BNFL è stata trattata allo stesso modo dei creditori privati?

(289) Dopo aver esaminato i risultati della rinegoziazione degli accordi dal punto di vista microeconomico, la Commissione ha verificato se BNFL sia stata trattata su un piede di parità con i creditori privati di BE. In questa seconda fase di analisi, la Commissione ha voluto accertare se le concessioni fatte da BNFL siano simili a quelle accettate dai creditori privati.

(290) Le informazioni comunicate dal Regno Unito e da BNFL mostrano che:

a) anche se BNFL ha definito le condizioni degli accordi con BE prima che BE negoziasse condizioni specifiche con ciascuno dei suoi principali creditori, essa aveva chiesto che fosse inserita una clausola che le consentiva di revocare le concessioni suggerite qualora ad un qualsiasi altro creditore rilevante fossero state offerte condizioni più favorevoli che a BNFL;

b) durante l'intero processo di negoziazione, BNFL ha sempre verificato che agli altri creditori privati di BE venisse chiesto di dare un contributo comparabile a quello di BNFL;

c) un raffronto particolareggiato e quantificato dei crediti vantati e degli importi definiti in via di compromesso nel quadro del pacchetto di ristrutturazione concordato alla fine dimostra che, rispetto agli altri creditori, BNFL ha rinunciato a una quota più piccola dei crediti in essere. Va anche rilevato a questo proposito che i crediti di BNFL non erano coperti da alcuna garanzia a valere su una qualsiasi attività di BE.

(291) La Commissione conclude quindi che BNFL è stata trattata allo stesso modo dei creditori privati. Questo rappresenta un'ulteriore conferma del fatto che BNFL, nella negoziazione del piano di ristrutturazione, non si è comportata diversamente dai creditori privati.

BNFL ha deciso il proprio comportamento in modo autonomo dal governo britannico?

(292) La Commissione considera che la conclusione di cui sopra dimostra a sufficienza che BNFL si è comportata conformemente al principio del creditore in un'economia di mercato e che la misura B non comporta dunque un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE.

(293) Inoltre, la Commissione considera che nel caso in esame non vi è alcun elemento che consenta di imputare il comportamento di BNFL allo Stato. La condizione dell'imputabilità allo Stato è stata ricordata dalla Corte di giustizia delle Comunità europee nella sentenza Stardust ([41]). Come affermato dalla Corte, non si può presumere automaticamente che una misura costituisca aiuto di Stato perché è stata assunta da un'impresa pubblica. Non è sufficiente che il soggetto che concede l'aiuto sia un'impresa pubblica ai sensi dell'articolo 2, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 80/723/CEE della Commissione, del 25 giugno 1980, relativa alla trasparenza delle relazioni finanziarie fra gli Stati Membri e le loro imprese pubbliche ([42]). Il fatto che le autorità pubbliche siano in grado di esercitare, direttamente o indirettamente, un'influenza dominante non dimostra che esse abbiano effettivamente esercitato una simile influenza in un determinato caso. Come spiegato dall'avvocato generale nelle sue conclusioni nella causa Stardust ([43]), l'imputabilità allo Stato di una misura di aiuto adottata da un'impresa pubblica può essere dedotta da una serie di indicatori relativi alle circostanze del caso e al contesto nel quale sono state prese le misure. L'avvocato generale elenca una serie di fatti e di circostanze che potrebbero, a suo avviso, essere prese in considerazione: prove del fatto che la misura è stata adottata su impulso dello Stato; la natura e la portata della misura; il grado di controllo di cui lo Stato dispone sull'impresa pubblica considerata; una prassi generale consistente nell'utilizzare l'impresa considerata a fini non commerciali o nell'influenzare le sue decisioni.

(294) Sulla base delle osservazioni del governo britannico e di terzi, la Commissione ha esaminato se la misura B (e la misura C) potrebbero essere imputate allo Stato. Essa ha tenuto conto del fatto che BNFL ha deciso che aveva interesse a fare delle concessioni per assicurare che BE continuasse ad essere solvibile ben prima che le difficoltà finanziarie di BE diventassero di pubblico dominio e ben prima che il governo britannico rendesse noto che sarebbe intervenuto per mettere a punto un piano di ristrutturazione che preservasse la solvibilità di BE. Dal punto di vista cronologico non vi è alcuna prova che la rinegoziazione abbia avuto luogo su iniziativa dello Stato. Al contrario, il fatto che BNFL non abbia espresso il consenso finale alla propria partecipazione al piano di ristrutturazione prima che il governo britannico avesse annunciato di voler dare un suo contributo può essere considerato come una prova del fatto che BNFL non era disposta a salvare BE ad ogni costo e preferiva attendere un intervento dello Stato, alla stessa stregua di tutti gli altri creditori.

(295) La Commissione ha anche tenuto presente che secondo la legge britannica gli amministratori di BNFL erano tenuti ad agire, nell'esercizio del loro incarico, nell'interesse commerciale di BNFL in modo da massimizzare il valore e minimizzare la loro esposizione finanziaria sulla base delle informazioni di cui disponevano al momento. Che essi si siano comportati in questo modo è confermato dagli estratti dei resoconti delle riunioni del consiglio d'amministrazione che sono stati comunicati alla Commissione.

([41]) Cfr. sentenza della Corte del 16 maggio 2002 nella causa C-482/99, Repubblica francese c. Commissione delle Comunità europee (Racc. 2002, pag. I-04397), punto 24.

([42]) GU L 195 del 29.7.1980, pag. 35. Direttiva modificata da ultimo dalla direttiva 2000/52/CE (GU L 193 del 29.7.2000, pag. 75).

([43]) Conclusioni dell'avvocato generale Jacobs nella causa C-482/99, Repubblica francese c. Commissione, Racc. 2002, pag. I-04397.

Conclusione

(296) Sulla base dell'insieme degli elementi sopra esposti, la Commissione conclude che la misura B non costituisce aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE.

Misura C

(297) La misura C consiste in accordi di moratoria sui pagamenti dovuti a BNFL e ad una serie di importanti creditori finanziari di BE per un periodo avente inizio il 14 febbraio 2003 e avente fine al più presto il 30 settembre 2004. A differenza di altri creditori partecipanti, BNFL non percepirà interessi nel corso del periodo di moratoria.

Valutazione della Commissione

(298) Sulla base delle informazioni disponibili, la Commissione osserva che le relazioni dei consulenti finanziari di BNFL, elaborate quando BNFL stava negoziando con BE, concludono che nella sua parte del pacchetto di ristrutturazione BNFL non ha globalmente fatto concessioni maggiori di altri creditori, come dimostrato dal raffronto tra i contributi di ciascuno dei creditori di significativa importanza. Come già detto al considerando 290, BNFL non aveva alcuna garanzia a valere sulle attività di BE.

(299) Inoltre, la Commissione ammette che, acconsentendo a non chiedere il pagamento di interessi per facilitare la soluzione concordata di una ristrutturazione che preservasse la solvibilità di BE, BNFL si è comportata come un creditore privato che mira a garantire la realizzabilità della migliore soluzione disponibile dal punto di vista commerciale. L'analisi dei consulenti finanziari e legali di BNFL dimostra che, chiedendo la rinegoziazione delle condizioni della moratoria, si sarebbe messo in pericolo l'insieme degli accordi con BE e, soprattutto, la solvibilità di BE in quanto tale. Vi era un rischio significativo che esigere il pagamento di interessi avrebbe condotto all'insolvenza di BE, che BNFL non riteneva conforme al proprio interesse. Rinunciando a percepire interessi, BNFL ha agito in modo conforme al comportamento di un creditore privato che desidera assicurarsi le maggiori entrate possibili.

(300) Infine, la Commissione non ha potuto determinare che la parte della misura C che riguardava BNFL fosse imputabile allo Stato, per i motivi indicati in sede di valutazione della misura B e precisamente ai considerando da 256 a 296.

(301) La Commissione è perciò giunta alla conclusione che la misura C non comporta aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE.

3. **Valutazione della compatibilità alla luce del trattato CE**

(302) L'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE stabilisce il principio generale del divieto degli aiuti di Stato nella Comunità.

(303) I paragrafi 2 e 3 dell'articolo 87 prevedono una serie di deroghe al principio generale dell'incompatibilità enunciato al paragrafo 1.

(304) Le deroghe di cui all'articolo 87, paragrafo 2, del trattato CE non si applicano nel presente caso perché gli aiuti non hanno carattere sociale e non sono concessi a singoli consumatori, non ovviano ai danni arrecati da calamità naturali e non sono concessi all'economia di determinate regioni della Repubblica federale di Germania che hanno risentito della divisione del paese.

(305) Ulteriori deroghe sono previste dall'articolo 87, paragrafo 3, del trattato CE. Le deroghe di cui alle lettere a), b) e d) dell'articolo 87, paragrafo 3, non si applicano nel presente caso poiché l'aiuto non favorisce lo sviluppo economico di regioni ove il tenore di vita sia anormalmente basso o si abbia una grave forma di sottoccupazione, non promuove la realizzazione di un importante progetto di comune interesse europeo, non pone rimedio a un grave turbamento dell'economia di uno Stato membro né promuove la cultura o la conservazione del patrimonio.

(306) Potrebbe quindi applicarsi solo la deroga di cui all'articolo 87, paragrafo 3, lettera c), del trattato CE, che prevede che possano essere autorizzati gli aiuti di Stato destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività o di talune regioni economiche, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria all'interesse comune.

(307) Negli orientamenti, la Commissione ha precisato le condizioni alle quali poteva giungere ad una conclusione favorevole nell'esercizio dei suoi poteri di valutazione nel quadro dell'articolo 87, paragrafo 3, lettera c), in casi quali quello in esame.

(308) Nella sua decisione di avvio del procedimento la Commissione ha espresso una serie di dubbi sulla compatibilità del piano di ristrutturazione con le disposizioni degli orientamenti. Tali dubbi sono stati ricordati sopra nella sezione II.3. Nelle sezioni che seguono vengono presentate la valutazione e le conclusioni finali alle quali è giunta la Commissione su ciascuno dei dubbi sollevati.

a) *Sul ripristino della redditività di BE*

(309) Presupposto necessario per la concessione di aiuti alla ristrutturazione è un piano di ristrutturazione realizzabile, coerente e ad ampio raggio che permetta di ripristinare l'efficienza economico-finanziaria a lungo termine dell'impresa entro un lasso di tempo ragionevole e sulla base di ipotesi realistiche. Ai sensi del punto 32 degli orientamenti, il miglioramento della redditività deve essere soprattutto il frutto delle misure di risanamento interne contenute nel piano di ristrutturazione e potrà basarsi su fattori esterni, quali variazioni dei prezzi e della domanda, su cui l'impresa non può esercitare un'influenza di rilievo, solo ove si tratti di previsioni di mercato generalmente riconosciute.

(310) Al punto 33 degli orientamenti gli Stati membri sono invitati a presentare un piano di ristrutturazione che descriva le circostanze che hanno determinato le difficoltà dell'impresa e prenda in considerazione scenari corrispondenti alle ipotesi più ottimistiche, più pessimistiche e intermedie. Al punto 34 degli orientamenti si aggiunge che il piano di ristrutturazione deve proporre una trasformazione tale da consentire all'azienda, dopo la ristrutturazione, di coprire la totalità dei suoi costi, compresi l'ammortamento e gli oneri finanziari. Il tasso di rendimento previsto del capitale proprio dovrà essere sufficiente per permettere all'impresa di affrontare la concorrenza sul mercato facendo affidamento soltanto sulle proprie risorse.

(311) Nella decisione di avvio del procedimento la Commissione ha citato diversi motivi di perplessità per quanto riguarda il ripristino della redditività di BE. I suoi dubbi erano riconducibili a due osservazioni. In primo luogo, la durata di alcuni elementi della misura A e della misura B sembrava illimitata, il che faceva dubitare che il piano di ristrutturazione potesse permettere a BE di essere in grado di far fronte alla concorrenza contando solo sulle proprie risorse entro un arco di tempo ragionevole. In secondo luogo, il piano di ristrutturazione non sembrava includere un numero sufficiente di misure interne a BE.

Durata dell'aiuto

(312) I dubbi della Commissione si riferivano in particolare alle misure A e B. Considerate la lunga durata della misura A e l'assenza di una determinazione temporale della validità della misura B, la Commissione si è chiesta se l'aiuto alla ristrutturazione di BE non fosse concesso nella forma di una sovvenzione permanente, in contrasto con le condizioni specificate negli orientamenti. Questa preoccupazione era condivisa da terzi, come Drax.

(313) Per quanto riguarda la misura B, la Commissione è giunta alla conclusione che non contiene aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE. Di conseguenza, il problema dell'assenza di una delimitazione temporale della misura B non si pone più.

(314) Per quanto riguarda la misura A, la Commissione era preoccupata del fatto che i costi relativi alla disattivazione degli impianti nucleari potevano insorgere fino al 2086 e che il finanziamento dei costi relativi alla gestione del combustibile esaurito PWR caricato nel reattore Sizewell B di BE era anch'esso non limitato nel tempo.

(315) Per quanto riguarda i costi di disattivazione, la Commissione rileva che tali costi saranno sostenuti in futuro ma si riferiscono alla costruzione di impianti nucleari che ha avuto luogo in passato. La Commissione accetta l'argomento del Regno Unito che non è possibile quantificare con precisione l'importo relativo allo smantellamento in quanto non vi sono precedenti per gli impianti AGR e tale lavoro sarà fatto in un lontano futuro, e che per allora potrà esservi stata un'evoluzione della tecnologia. Inoltre, il governo britannico sostiene che i costi di disattivazione sono già in larga misura fissati e che qualsiasi aumento rilevante degli oneri risultanti da una cambiamento discrezionale delle procedure operative nell'interesse economico di BE o dovuto a una violazione dello standard minimo di rendimento dovrà essere pagato da BE. Inoltre è importante ricordare che l'intervento dello Stato è previsto in caso di insufficienza del finanziamento tramite l'NLF.

(316) Tenuto conto della natura particolare dell'industria nucleare, che non consente il trattamento di materiale radioattivo prima che il suo tasso di radiazione abbia raggiunto livelli più sicuri, e dell'inevitabile distribuzione temporale del finanziamento degli oneri di disattivazione, la Commissione conclude che la parte della misura A relativa a tali oneri non può essere qualificata come sovvenzione corrente in quanto di tratta di oneri definiti e che si riferiscono a costi già sostenuti. Un accantonamento per la copertura di questi costi era già stato previsto nello stato patrimoniale di BE. La Commissione conclude inoltre che il pagamento tardivo dell'aiuto relativo a questi costi non può essere visto come un rinvio al futuro del ripristino della redditività.

(317) Per quanto riguarda il finanziamento da parte dello Stato della gestione del combustibile PWR caricato in Sizewell B, la Commissione ricorda che BE verserà all'NLF un contributo dell'importo di GBP 150/kgU per il combustibile PWR caricato nel reattore Sizewell B dopo la data effettiva della ristrutturazione.

(318) Questo importo è certamente minore del costo totale della gestione del combustibile PWR esaurito, compreso lo smaltimento finale. In effetti, tale costo totale era stato stimato dalla stessa BE nei suoi conti 2001/2002 a GBP 240/kgU. Il fatto che soltanto una parte di tali costi è coperta dai pagamenti di BE all'NLF conferma che il contributo dell'NLF alla gestione del combustibile in questione contiene un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE.

(319) Per decidere se tale aiuto abbia portata indeterminata, la Commissione deve accertare come i costi totali si suddividano tra costi evitabili e costi inevitabili.

(320) I costi inevitabili sono irrecuperabili. È quindi economicamente razionale per un'impresa continuare l'attività finché può coprire i suoi costi evitabili, in modo da ammortizzare nella massima misura possibile i costi irrecuperabili. Concedere aiuti per costi inevitabili conferisce quindi certamente un vantaggio all'impresa beneficiaria in quanto sposta il suo punto di pareggio. Per le imprese in difficoltà, un aiuto del genere contribuisce precisamente ad un più rapido ripristino della redditività. Ma poiché l'impresa continuerebbe comunque la sua attività finché riesce a coprire i suoi costi evitabili, un aiuto alla copertura dei costi inevitabili non si traduce in un prolungamento artificiale della vita dell'impresa. Non si tratta quindi di un aiuto a tempo indefinito.

(321) Gli aiuti intesi a coprire costi evitabili, in particolare costi variabili, mirano al contrario a mantenere artificialmente in vita un'impresa che non avrebbe altrimenti alcuna ragione economica di prolungare le sue attività. Un aiuto del genere è a tempo indefinito in quanto assicura il mantenimento dell'impresa soltanto se non è limitato nel tempo.

(322) Le autorità britanniche hanno indicato che, dei costi di GBP 240/kgU citati al considerando 318, circa GBP […]/kgU erano evitabili. I costi rimanenti sono per la maggior parte relativi ai costi inevitabili connessi alla costruzione del deposito finale per il combustibile esaurito PWR sia storico che futuro, che verrà effettuata sul sito Sizewell B. È previsto che tale deposito sia disponibile verso la fine di questo secolo il che, visti gli effetti del procedimento di attualizzazione, spiega la relativa modestia di questi costi rispetto ai costi di altri paesi.

(323) Le cifre indicate nel rapporto Gordon MacKerron di cui alla nota 38 non possono essere utilizzate allo scopo di verificare la fondatezza di questa stima perché il rapporto non indica in che misura siano compresi costi inevitabili.

(324) Per verificare la valutazione delle autorità britanniche, la Commissione ha utilizzato informazioni rese pubbliche riguardanti il programma nucleare finlandese, uno dei programmi nucleari più trasparenti al mondo. Come i residui di Sizewell, i residui prodotti dai reattori finlandesi non saranno ritrattati prima dello smaltimento finale. I costi della gestione del combustibile esaurito finlandese sono stimati dalla società finlandese incaricata dello smaltimento pari a EUR 325/kgU (GBP 217/kgU ([44])), di cui EUR 217/kgU (GBP 145/kgU) si riferiscono a costi evitabili ([45]).

(325) La Commissione rileva che questi valori sono simili a quelli comunicati dalle autorità britanniche. La Commissione considera che essi confermino l'indicazione che un pagamento di GBP 150/kgU è sufficiente per coprire i costi evitabili della gestione del combustibile esaurito, più un parte dei suoi costi inevitabili.

(326) Alla luce di quanto sopra, la Commissione conclude che il piano di ristrutturazione non costituisce una sovvenzione corrente a beneficio di BE e che la sua durata è compatibile con gli orientamenti, tenuto conto delle specificità dell'industria nucleare e degli obblighi del Regno Unito in virtù del trattato Euratom ([46]).

Contenuto del piano di ristrutturazione

(327) La Commissione rileva che il governo britannico ha presentato un piano dettagliato che contiene un'analisi del mercato e degli scenari corrispondenti alle ipotesi più ottimistiche, più pessimistiche e intermedie, come richiesto al punto 33 degli orientamenti. È stata inoltre fornita un'analisi dettagliata dei flussi di cassa aggiornata nel luglio 2004.

([44]) Al tasso di conversione di GBP 1= EUR 1,5.

([45]) *Fonte:* sito web di *Posiva* Oy. www.posiva.fi. La stima si fonda sui costi per kg di combustibile esaurito. Traducendo tale valore in tonnellate di uranio (caricate prima dell'uso) si potrebbe ottenere una leggera sottovalutazione dei costi reali in quanto gli elementi di combustibile esaurito comprendono anche una piccola quota di materiale non costituito di uranio (distanziatori e tubi).

([46]) Cfr. anche sopra, alla sezione VI.1.

(328) Il piano descrive nei particolari l'origine delle difficoltà di BE e le misure che sono state o saranno prese per farvi fronte, che sono già state sintetizzate al punto II.2.c della presente decisione. Il piano di ristrutturazione prevede la messa in atto di una nuova strategia commerciale (misura E) che mira a consolidare la posizione scoperta di BE. Nell'aumentare la quota delle vendite a medio termine a prezzo fisso della sua produzione, BE mira a ridurre la volatilità dei flussi di cassa ed a rafforzare la sua redditività a lungo termine. Essa ridurrà in tal modo anche la sua esposizione ai prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel Regno Unito, continuando al tempo stesso a mantenere un accesso affidabile al mercato attraverso la combinazione di condizioni contrattuali, della flessibilità della generazione di energia grazie a Eggborough e della focalizzazione dell'unità DSB (vendita diretta alle imprese) sui clienti I&C. Le misure A e B mirano ad affrontare il problema dell'elevata proporzione di costi non evitabili a carico di BE in quanto operatore nucleare liberando in parte BE dai suoi oneri nucleari storici, compresi gli oneri per il combustibile esaurito storico e i costi di disattivazione, e riducendo i suoi costi per i futuri contratti front end e back end con BNFL. Inoltre, il piano prevede la rinegoziazione di tre contratti di acquisto out-of-the-money e la vendita delle attività nordamericane di BE che dovrebbe contribuire a risolvere il problema di BE dovuto agli elevati costi a breve termine non evitabili costituiti da spese di finanziamento. Per quanto riguarda la terza causa delle difficoltà di BE, ossia le frequenti interruzioni impreviste della produzione, BE ha definito un piano, il PIP, destinato a migliorare l'affidabilità degli impianti nucleari di BE. In particolare, il PIP prevede maggiori investimenti in conto capitale e nel personale per migliorare la qualità della manutenzione e la disponibilità dei suoi impianti. Inoltre, uno dei punti vulnerabili considerati è uno scenario in cui la disponibilità degli impianti di BE non migliori. Anche in tale scenario BE genererebbe liquidità.

(329) Le proiezioni finanziarie presentate dal governo britannico indicano che la redditività sarebbe ripristinata entro tempi ragionevoli in quanto BE genererebbe liquidità dal 2004 ed avrebbe flussi di cassa operativi annui positivi dal 2005.

(330) Sulla base di quanto precede, la Commissione conclude che il piano di ristrutturazione affronta i problemi all'origine delle difficoltà di BE ed è fondato su ipotesi realistiche come richiesto dagli orientamenti, in particolare alla luce dell'evoluzione dei prezzi dell'elettricità e dell'attuazione del PIP.

(331) Nella sua decisione di avviare il procedimento la Commissione aveva dichiarato di dubitare che il ripristino della redditività potesse essere considerato dovuto principalmente alle misure interne. In particolare, la Commissione si chiedeva se i risparmi realizzati da BE a seguito di tali misure non fossero dovuti solo alle concessioni dei creditori e dei fornitori e non ad una razionalizzazione delle attività di BE.

(332) Dopo l'avvio del procedimento, Drax si è espressa su questo punto. Essa ritiene che la ristrutturazione di BE non sia una vera ristrutturazione in quanto non deriva da misure interne e dà a BE la garanzia che non fallirà mai. Drax aggiunge che vi sono incertezze sul contributo di BE alla ristrutturazione e che la chiusura di alcune centrali nucleari avrebbe rappresentato la scelta migliore. Quest'ultimo rilievo è condiviso da Greenpeace. Il Regno Unito contesta questa opinione e risponde che il pacchetto è subordinato all'approvazione da parte del governo delle prospettive di redditività di BE. Il governo britannico ha anche osservato che gli orientamenti richiedono che vi sia un rapporto equilibrato tra contributi dello Stato, contributi privati e contributo della società stessa, ma che ciò non significa che la società deve essere in grado di raddrizzare la propria situazione senza l'intervento dello Stato.

(333) La Commissione riconosce che la ristrutturazione non deve essere realizzata solo con misure interne ma può anche comprendere misure dello Stato e di privati, quali creditori e fornitori. La Commissione rileva che BE ha già attuato le seguenti misure: ha ceduto le sue attività nordamericane (misura F) e […]. Dal punto di vista commerciale, la Commissione prende atto che, in linea con la sua nuova strategia commerciale (misura G), BE ha aumentato il numero di contratti a medio termine a prezzo fisso per ridurre la parte scoperta della sua posizione. Inoltre BE non viene liberata dai suoi oneri nucleari ma contribuirà al finanziamento dell'NLF.

(334) Come spiegato più sotto nella sezione VI.3.c.v, la Commissione tiene anche conto del fatto che la chiusura di una o più delle centrali nucleari di BE non è un'opzione realistica e che la cessione di Eggborough metterebbe a rischio le prospettive di ritorno alla redditività di BE e sarebbe sproporzionata.

(335) Considerando le misure già prese e da prendere da parte di BE e tenuto conto del fatto che i problemi all'origine delle difficoltà di BE sono affrontati nel piano di ristrutturazione, la Commissione conclude che la condizione di cui al punto 32 degli orientamenti è soddisfatta.

Il caso specifico di Dungeness B

(336) Alcuni terzi hanno messo in dubbio soprattutto le prospettive di ritorno alla redditività di Dungeness B, che è il più vecchio degli impianti nucleari di BE.

(337) Powergen, il terzo che ha sostanziato meglio il proprio ragionamento, ha fondato la sua analisi della situazione di Dungeness B su una descrizione della struttura dei costi della centrale che era stata originariamente presentata dalle autorità britanniche e illustrata nella decisione di avvio del procedimento.

(338) Secondo Powergen, Dungeness B è una centrale elettrica estremamente inefficiente. I dati storici mostrano che il suo fattore di carico è piccolo. Secondo la stima di Powergen esso è pari al 46 %. Con un simile fattore di carico, la centrale produrrebbe circa 4,5 TWh l'anno. Secondo Powergen produrre questo quantitativo di elettricità costerebbe circa 73,8 milioni di GBP, considerando solo i costi evitabili. Powergen conclude che i costi evitabili di Dungeness B sono di circa GBP 16,4/MWh mentre il prezzo dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso è di GBP 16/MWh ([47]).

(339) Nelle loro osservazioni sull'analisi di Powergen, le autorità del Regno Unito espongono il loro punto di vista sulla controanalisi della redditività di Dungeness B fatta da Powergen. Secondo le autorità britanniche l'analisi di Powergen contiene due errori. In primo luogo, l'ipotesi di Powergen relativa ai costi totali della centrale è errata per difetto. I dati di BE suggeriscono che i costi effettivi di Dungeness B sono più elevati di quelli stimati da Powergen, specie per quanto riguarda i costi operativi e di manutenzione. Ciò tende a far salire i costi per MWh di Dungeness B.

(340) D'altro canto, le autorità britanniche sostengono che l'efficienza di Dungeness B sia molto migliorata negli ultimi anni. Esse fanno valere che, poiché dai dati storici risulta un miglioramento, non si dovrebbe considerare valida per il futuro l'ipotesi che le sue prestazioni saranno uguali a quelle dei suoi anni peggiori, ma piuttosto quella che la centrale funzionerà come negli anni più recenti. Il fattore di carico della centrale salirebbe quindi al 61 %. Ciò tende a far scendere i costi per MWh di Dungeness B.

(341) Tenendo conto delle due considerazioni illustrate ai considerando 339 e 340, le autorità britanniche calcolano che i costi evitabili di Dungeness B siano approssimativamente pari a GBP […]/MWh quando il prezzo dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso è di GBP […]/MWh.

(342) La Commissione ha esaminato i costi evitabili di Dungeness B, tenendo presenti diverse ipotesi, in funzione delle stime ritenute corrette per i costi totali e il fattore di carico. Essa è giunta alla matrice seguente:

Tabella 8

Costi evitabili di Dungeness B per MWh quando il prezzo dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso è di GBP 16/MWh

	Ipotesi di produzione delle autorità britanniche	Ipotesi di produzione di Powergen
Ipotesi sui costi delle autorità britanniche	[…]	[…]
Ipotesi sui costi di Powergen	[…]	GBP 16,4/MWh

(343) Tenendo conto della suddivisione tra BE e BNFL dei benefici degli aumenti di prezzo dell'elettricità quando il prezzo dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso differisce da GBP 16/MWh, la Commissione ha calcolato il prezzo dell'elettricità al di sopra del quale Dungeness B copre i suoi costi evitabili nelle diverse ipotesi:

Tabella 9

Prezzo dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso al di sopra del quale Dungeness B copre i suoi costi evitabili

	Ipotesi di produzione delle autorità britanniche	Ipotesi di produzione di Powergen
Ipotesi sui costi delle autorità britanniche	[…]	[…]
Ipotesi sui costi di Powergen.	[…]	GBP 16,8/MWh

([47]) Questo prezzo dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso si ripercuote sulla struttura dei costi delle centrali di BE in quanto costituisce un input per il prezzo che BE paga a BNFL per la gestione del suo combustibile esaurito.

(344) Dalla *tabella 9* si desume che in tutti gli scenari, tranne quello peggiore, Dungeness B è in grado di recuperare i suoi costi evitabili, e perciò non lavora in perdita, a partire dal momento in cui il prezzo dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso è superiore a circa GBP […]/MWh. A questa soglia di prezzo corrispondono prezzi dell'elettricità del carico di base sul mercato all'ingrosso che, come si è detto ai considerando da 282 a 285, sono stati rilevati a livelli talvolta ben superiori a GBP 20/MWh, e che secondo le previsioni dovrebbero sempre essere compresi tra GBP 16 e GBP 19/MWh anche nel breve periodo durante il quale Dungeness B rimarrà operativa. Inoltre la Commissione nota che, ai prezzi attuali dell'elettricità, Dungeness B è in grado di coprire i suoi costi evitabili anche nello scenario più pessimistico.

(345) La Commissione considera perciò Dungeness B come un elemento dell'attivo redditizio.

b) *Sulla questione se l'aiuto sia limitato al minimo indispensabile*

(346) Nella decisione di avvio del procedimento la Commissione aveva espresso perplessità sul fatto che l'aiuto fosse limitato al minimo indispensabile, poiché la natura di aiuto di Stato delle misure B, C e G non era stata accertata e poiché l'esatto ammontare dell'aiuto contenuto nella misura A non era determinato.

(347) La Commissione ricorda che sopra, nelle sezioni VI.2.a e VI.2.b, è giunta alla conclusione che le misure B, C e G non costituiscono aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE. Il pacchetto di aiuti è quindi limitato alla sola misura A.

(348) La misura A include aiuti di Stato diretti a far fronte a tre categorie di oneri: la gestione del combustibile esaurito storico, la gestione di oneri che non sono stati ancora contrattualmente definiti e la disattivazione delle centrali nucleari. Al momento dell'avvio del procedimento, gli oneri relativi a ciascuna di queste tre categorie, e di conseguenza gli aiuti di Stato riferibili a ciascuna di esse, erano stati solo stimati, ma non erano stati assoggettati ad un massimale.

(349) Gli oneri relativi alla gestione del combustibile esaurito rappresentano la quota più consistente degli oneri complessivi. Essi consistono nella remunerazione di BNFL per i servizi di gestione del combustibile caricato nei reattori di BE prima della data effettiva del piano di ristrutturazione. Questi servizi sono stati già oggetto di contratti e gli importi dovuti da BE a BNFL a questo titolo sono definiti con precisione nella maggior parte delle circostanze.

(350) Per questo motivo la Commissione è ancora del parere che dovrebbe essere stabilito un massimale che limiti la portata del finanziamento di tali oneri da parte del governo britannico. Le autorità britanniche hanno perciò accettato di trasformare la loro stima originaria di questi oneri, ossia GBP 2 185 000 000 ([48]) in un massimale per l'aiuto connesso a tali oneri.

([48]) Valore netto attualizzato al dicembre 2002 applicando un tasso nominale del 5,4 %.

(351) Gli oneri relativi alla disattivazione delle centrali nucleari e gli oneri non definiti contrattualmente sono invece difficili da quantificare con precisione.

(352) La disattivazione di impianti nucleari è un'attività molto particolare. Nel mondo esistono pochissimi esempi di un lavoro di questo tipo che sia stato portato interamente a termine ([49]). Secondo gli esperti i costi potrebbero ammontare al 15 % dei costi totali d'investimento o più ([50]), ovvero al 50 % della parte nucleare dell'investimento ([51]). Anche se queste stime dovessero essere assolutamente coerenti e precise, per stimare i costi di disattivazione di una centrale nucleare sarebbe necessario calcolare il costo originario esatto degli investimenti per la sua costruzione, cosa che sarebbe particolarmente difficile per centrali vecchie come quelle di BE, per cui si dispone solo di una storia dei costi molto imprecisa.

(353) Inoltre, la maggior parte delle centrali di BE sono centrali AGR, che non sono solamente diverse dalle centrali esistenti in altri paesi, ma anche in una certa misura diverse l'una dall'altra. Non si può quindi contare sull'esperienza acquisita in altri paesi o nello stesso Regno Unito per rendere più precisa la stima dei costi di disattivazione dei reattori di BE.

(354) Analogamente, gli oneri non definiti contrattualmente sono per la loro stessa natura molto difficili da quantificare. Essi si riferiscono per la massima parte allo smaltimento finale del combustibile esaurito. Il modo in cui sarà definitivamente smaltito il combustibile nucleare nel Regno Unito è tuttora incerto, come ha dimostrato l'esperienza del deposito Nirex per i residui ad attività media. L'esperienza di altri paesi ha dimostrato che trovare dei siti per lo smaltimento di certi tipi di residui può essere delicato tanto tecnicamente quanto politicamente. È molto difficile quantificare con sufficiente precisione il costo di un'attività quando sono disponibili informazioni così scarse sul modo in cui verrà realizzata. Dalle informazioni trasmesse dal Regno Unito si vede che anche le stime dei costi di deposito da parte di istituzioni di altri Stati membri possono variare in notevole misura.

(355) Alla luce di quanto sopra la Commissione ritiene che sarebbe possibile determinare un costo massimo per la disattivazione delle centrali e gli oneri non definiti contrattualmente solo con un largo margine di errore. Vi sarebbe un serio rischio di sopravvalutare tale valore.

([49]) Secondo l'Agenzia internazionale dell'energia atomica, solo 6 centrali nucleari in tutto il mondo erano state totalmente smantellate nel 2003. *Fonte:* IAEA — Nuclear Technology Review 2003.

([50]) Cfr. «*A European Perspective on the Funding of Decommissioning and Related Activities of the End of the Nuclear Cycle*». José A. Hoyos Pérez. Seminario internazionale NEA su «Strategy Selection for the Decommissioning of Nuclear Facilities»; Tarragona, Spagna; 1-5 settembre 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 UK; 30 giugno-4 luglio 2003.

(356) Per questo motivo la Commissione considera che, in questo caso, fissare come massimale dell'aiuto un valore estremamente incerto e probabilmente sopravvalutato sarebbe in realtà contrario al principio della limitazione dell'aiuto al minimo indispensabile, in quanto i margini di incertezza potrebbero, se si rivelassero ingiustificati, tradursi in un margine per l'erogazione di aiuti non necessari.

(357) Un modo molto migliore di assicurare il rispetto del principio della limitazione dell'aiuto al minimo indispensabile consisterebbe nel non tentare di calcolare un importo massimo ammissibile, ma di mettere invece a punto un meccanismo che assicuri che la spesa futura sia limitata al minimo necessario.

(358) Le autorità britanniche si sono quindi impegnate a istituire una serie di meccanismi a tal fine. In particolare:

a) le categorie di oneri il cui costo potrà essere preso a carico dello Stato saranno definite con precisione;

b) le autorità britanniche sorveglieranno attentamente tali costi tramite la Nuclear Decommissioning Agency (NDA); sarà effettuato un monitoraggio sia ex ante che ex post;

c) le attività di disattivazione saranno appaltate dalla NDA, che si adopererà perché tali costi rimangano entro gli standard di mercato;

d) le attività della stessa NDA saranno sottoposte al controllo in ultima istanza del ministero del Commercio e dell'industria e del National Audit Office;

e) per rafforzare ulteriormente il controllo della Commissione sulle spese, verrà presa come soglia la stima aggregata originaria delle due categorie di oneri (ossia GBP 1 629 000 000 ([52])). Se la spesa cumulativa derivante da questi due tipi di oneri dovesse superare questa soglia, la Commissione riceverà relazioni particolareggiate sia sui pagamenti effettuati per coprire i costi di questi oneri sia sulle misure prese per minimizzare i costi stessi. Tali relazioni si fonderanno su analisi svolte da esperti contabili indipendenti.

(359) Esiste la possibilità che un numero molto limitato di pagamenti dovuti da BE a BNFL nel quadro degli oneri relativi al combustibile esaurito risultino superiori a quanto originariamente stimato. Questo può accadere in particolare qualora degli elementi di combustibile esaurito si rivelino non conformi alle specifiche e richiedano un trattamento speciale. In un simile caso, infatti, gli accordi contrattuali esistenti tra BE e BNFL permettono che il normale prezzo pattuito per la gestione del combustibile esaurito sia aumentato. In tale eventualità gli importi che dovrebbero essere pagati dallo Stato per liberare BE dal peso di questi oneri supplementari rispetto alle stime originarie sarebbero calcolati nell'ambito della soglia di GBP 1 629 000 000 di cui sopra, senza modificare la soglia stessa.

([52]) Valore netto attualizzato al dicembre 2002 applicando un tasso nominale del 5,4 %.

(360) Ai fini del calcolo degli importi di cui ai considerando 350 e 358, la Commissione considera che si debba utilizzare il normale tasso di riferimento della Commissione. Tuttavia, vista la lunghezza del periodo di tempo in questione, il tasso di riferimento va riveduto ogni cinque anni ([53]).

(361) È importante notare che il massimale e la soglia di cui ai considerando 350 e 358 si applicano a tutte le spese per la copertura degli oneri nucleari, siano essi finanziati dall'NLF o dallo Stato. Ciò significa che il meccanismo del massimale e della soglia terrà automaticamente conto delle disponibilità finanziarie del fondo.

(362) Infine, il pacchetto di ristrutturazione contiene anche una detassazione relativa all'incremento del valore contabile delle centrali di BE dovuto al fatto che una parte degli oneri ad esse connessi saranno presi in carico dal governo britannico. Poiché questi oneri erano contabilizzati nel bilancio di BE, il loro potenziale e parziale annullamento a seguito dell'impegno assunto dal governo britannico accresce il valore contabile delle centrali stesse di un importo corrispondente, potenzialmente, al valore massimo dell'impegno assunto dal governo britannico.

(363) Secondo le normali regole contabili e finanziarie del Regno Unito, questo incremento di valore dovrebbe essere imponibile. La sua detassazione (la sua mancata presa in considerazione ai fini fiscali da parte del governo) conferisce quindi un potenziale vantaggio competitivo a BE atto a falsare la concorrenza ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 1, del trattato CE. Tuttavia, se l'incremento di valore venisse tassato, ne verrebbe diminuita la capacità di BE di far fronte agli oneri con i propri mezzi, e questo fatto farebbe a sua volta aumentare gli oneri effettivamente a carico del governo. Di conseguenza, la totalità o una parte dell'elemento di aiuto di Stato presente nella detassazione potrebbe essere compensata dall'aumento della quota finale degli oneri nucleari che dovrebbe essere finanziata a carico dello Stato. L'elemento di aiuto di Stato effettivamente presente nella detassazione corrisponde unicamente a quella parte della detassazione che non è compensata dall'aumento dei pagamenti che il governo britannico dovrà effettuare per onorare il proprio impegno a far fronte agli oneri nucleari.

(364) Questo incremento del valore delle centrali ha natura puramente artificiale in quanto gli oneri permarranno finché non verrà chiesto al governo britannico di onorare il suo impegno, e nella misura in cui questo sarà ancora invocabile, e dovranno essere coperti nella massima misura possibile dall'NLF, fondo al quale contribuisce la stessa BE. Inoltre, se il governo avesse provveduto a coprire l'insufficiente finanziamento degli oneri in un altro modo o in un altro momento, per esempio mediante contributi ad hoc versati nel momento stesso in cui gli oneri erano insorti, è possibile che non sarebbe stata necessaria alcuna detassazione.

([53]) Cfr. comunicazione della Commissione relativa al metodo di fissazione dei tassi di riferimento e di attualizzazione (GU C 273 del 9.9.1997, pag. 3) in combinato disposto con la comunicazione della Commissione riguardante un adeguamento tecnico del metodo di fissazione dei tassi di riferimento/attualizzazione (GU C 241 del 26.8.1999, pag. 9) e l'articolo 9 del regolamento (CE) n. 794/2004 della Commissione, del 21 aprile 2004, recante disposizioni di esecuzione del regolamento (CE) n. 659/1999 del Consiglio recante modalità di applicazione dell'articolo 93 del trattato CE (GU L 140 del 30.4.2004, pag. 1).

(365) Alla luce di quanto ora esposto, la Commissione considera che l'elemento di aiuto di Stato contenuto nella detassazione non è superiore a quanto necessario affinché l'obiettivo della ristrutturazione sia conseguito.

(366) Infine, la Commissione rileva che ogni eventuale incremento degli utili di BE, per esempio in caso di aumento dei prezzi dell'elettricità, sarà in larga parte destinato al finanziamento del contributo di BE all'NLF. Un aumento del contributo di BE comporterebbe automaticamente una riduzione dell'importo dell'aiuto.

(367) La Commissione considera che i meccanismi descritti sopra assicureranno nel complesso che l'aiuto di Stato contenuto nella misura A sarà ridotto al minimo necessario.

c) *Prevenzione di indebite distorsioni della concorrenza*

(368) Al punto 35 degli orientamenti si dispone che «è necessario adottare misure in grado di controbilanciare, per quanto possibile, le ripercussioni negative sui concorrenti».

(369) A parte casi eccezionali in cui le dimensioni del mercato rilevante sono trascurabili al livello comunitario e del SEE o la quota detenuta dall'impresa nel mercato stesso è trascurabile, è necessario attuare misure del genere perché l'elemento di aiuto di un piano di ristrutturazione possa essere compatibile con il mercato comune. Esse devono assumere la forma di una riduzione della presenza dell'impresa sul mercato e devono essere proporzionate agli effetti distorsivi dell'aiuto. Eccezioni all'obbligo di contropartite possono essere ammesse solo quando esse potrebbero comportare un peggioramento manifesto della struttura del mercato.

(370) Quando le contropartite sono necessarie, la loro forma e la loro portata dipendono dalla situazione delle capacità sul mercato. Nel caso esista una sovraccapacità produttiva strutturale, le misure devono assumere la forma di una riduzione irreversibile della capacità di produzione. Quando non vi è un eccesso strutturale di capacità, una contropartita può essere comunque necessaria, ma potrà avere natura diversa da una riduzione irreversibile della capacità di produzione.

i) Il mercato rilevante

(371) La nota 20 degli orientamenti indica che il mercato geografico rilevante è costituito normalmente dal SEE o, in alternativa, da qualsiasi parte significativa dello stesso purché le condizioni di concorrenza esistenti si possano sufficientemente distinguere da quelle di altre zone del SEE.

(372) L'elettricità è oggetto di scambi tra gli Stati membri da lungo tempo, e in particolare dall'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE.

(373) Tuttavia gli scambi di elettricità tra gli Stati membri sono limitati dai vincoli fisici derivanti dall'insufficienza della capacità di interconnessione. Questi vincoli sono tanto più stretti laddove la situazione geografica limita ulteriormente lo sviluppo di nuove interconnessioni.

(374) Nel quadro della politica delle reti transeuropee, la Commissione ha stilato un elenco delle strozzature del mercato interno dell'elettricità. L'allegato 1 della decisione n. 1229/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, che stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia e che abroga la decisione n. 1254/96/CE ([54]) dimostra che il Regno Unito è una delle zone geografiche che sono connesse al resto della rete in misura insufficiente perché il mercato unico possa funzionare come un'entità unica.

(375) Oltre che per il suo isolamento dal resto della rete elettrica comunitaria, il mercato dell'elettricità del Regno Unito si caratterizza per il suo sistema molto specifico di commercio dell'energia. Questo specifico sistema commerciale, noto come New Electricity Trading Arrangements («NETA»), si fonda soprattutto su contratti bilaterali tra generatori, fornitori e clienti, diversamente dai più classici mercati fondati sul principio del pool. Le condizioni di concorrenza nel NETA sono molto diverse da quelle di un mercato fondato su un pool, come evidenziato dal fatto che il passaggio nel Regno Unito da una struttura a pool al NETA nel 2001 si è tradotto in un forte calo dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità.

(376) Attualmente, il NETA copre solo Inghilterra e Galles. Tuttavia il mercato scozzese è strettamente legato al NETA attraverso l'indicizzazione dei prezzi dell'elettricità in Scozia ai prezzi rilevati in Inghilterra e nel Galles. Inoltre, è previsto che il NETA sia molto presto esteso alla Scozia. Il mercato della Gran Bretagna che ne deriverà dovrebbe iniziare a funzionare nel 2005. Va rilevato però che la Scozia rappresenterà solo una piccola parte di questo mercato, poiché la capacità installata in Scozia è pari soltanto a poco più del 10 % della capacità installata in Inghilterra e nel Galles.

(377) Il mercato dell'elettricità dell'Irlanda del Nord non sarà unito al mercato della Gran Bretagna nel prevedibile futuro. In effetti i collegamenti elettrici tra Gran Bretagna e Irlanda del Nord sono per il momento di scarsa capacità (la loro potenza nominale è di 0,5 GW, pari a meno dell'1 % della capacità installata registrata in Gran Bretagna). Le condizioni di concorrenza nell'Irlanda del Nord rimarranno perciò molto diverse da quelle in Gran Bretagna.

([54]) GU L 176 del 15.7.2003, pag. 11.

(378) Alla luce di quanto sopra esposto, e visto che BE opera solo in Gran Bretagna, la Commissione considera che il mercato geografico rilevante ai fini della presente decisione è costituito dalla Gran Bretagna ([55]).

(379) Secondo cifre comunicate dalle autorità britanniche, la capacità totale installata nei 15 paesi che erano Stati membri della Comunità al momento della notifica del piano di ristrutturazione era di circa 565 GW. La capacità totale installata registrata in Gran Bretagna è pari al 10 % circa di tale valore. Inoltre, il mercato del Regno Unito, di cui il mercato della Gran Bretagna rappresenta circa il 95 %, è uno dei più grandi del SEE, secondo solo a quelli della Germania e della Francia. Non si può dunque considerare che si tratta di un mercato trascurabile a livello della Comunità e del SEE.

(380) La capacità di BE rappresenta circa il 14 % della capacità registrata in Inghilterra e Galles e circa il 24 % di quella registrata in Scozia. BE non può dunque essere considerata come un'impresa che detiene una quota trascurabile del mercato rilevante.

(381) Per concludere, nel mercato rilevante vi sono molti altri operatori diversi da BE: BNFL, EDF-Energy, Innogy, Scottish and Southern Electricity, Scottish Power e Powergen, per citare solo alcuni dei principali. Se BE scomparisse, il mercato rilevante non diventerebbe né un monopolio, né un oligopolio ristretto.

(382) Le constatazioni esposte sopra confermano l'analisi iniziale del mercato compiuta dalla Commissione e descritta nella decisione di avvio del procedimento. La Commissione osserva che nessuno dei terzi che ha presentato osservazioni ha messo in dubbio questi risultati preliminari dell'analisi del caso.

ii) Situazione della capacità sul mercato

Valutazione alla luce dell'andamento dei prezzi dell'elettricità

(383) Nella sua decisione di avvio del procedimento, la Commissione ha detto chiaramente che la valutazione della situazione della capacità di un mercato dell'elettricità deve tenere conto delle specificità fisiche dell'elettricità e del pregiudizio potenzialmente enorme che interruzioni dell'erogazione dell'elettricità possono arrecare sia all'economia che alla vita quotidiana dei cittadini. La valutazione dell'esistenza di un eccesso strutturale di capacità deve perciò tenere conto dell'indispensabilità di un margine di capacità sufficiente per consentire di soddisfare i picchi di domanda in qualsiasi scenario ragionevole.

(384) La Commissione ha rilevato che il margine di capacità presente sul mercato non era particolarmente elevato rispetto agli standard internazionali e ai valori del passato. Tuttavia, a suo giudizio sarebbe stato possibile ridurre in modesta misura tale margine di capacità, volendo prendere come metro di riferimento un piccolo numero di altri Stati membri o i valori registrati nel Regno Unito nel 1995/1996.

(385) Le osservazioni dei terzi in merito all'esistenza di un eccesso strutturale di capacità si sono concentrate sull'andamento dei prezzi e sulla valutazione del margine di capacità esistente in Gran Bretagna.

(386) Alcuni terzi hanno fatto presente che esiste un nesso tra l'andamento dei prezzi dell'elettricità e l'esistenza di un eccesso strutturale di capacità sul mercato. Essi considerano che in un mercato così competitivo quale è il NETA, il prezzo svolge il ruolo di segnale del bisogno di nuove capacità. Qualora si prospettasse il bisogno di nuove capacità in un determinato momento del futuro, la prevista carenza di capacità farebbe scattare un incremento dei corrispondenti prezzi a termine. I prezzi raggiungerebbero un livello tale da consentire di coprire i costi di costruzione di nuovi impianti, il che produrrebbe nuovi ingressi nel mercato.

(387) Attualmente, secondo questi terzi, benché siano aumentati nel recente passato, i prezzi non avrebbero ancora raggiunto un livello sufficiente per determinare nuovi ingressi. Ciò dimostrerebbe l'esistenza di un eccesso di capacità sul mercato.

(388) La Commissione riconosce che esiste una relazione tra i prezzi su un mercato e la situazione della capacità su tale mercato. Tuttavia essa ritiene che i mercati dell'elettricità quali il NETA sono troppo complessi per consentire di trarre una conclusione definitiva in merito all'esistenza di un eccesso strutturale di capacità sul mercato sulla base della sola osservazione dei prezzi.

(389) Primo, diversamente da quanto accade nei mercati strutturati intorno ad un pool, nel NETA non esiste nulla di simile ad un prezzo di clearing. Il NETA si fonda su contratti bilaterali che possono assumere forme molto diverse e che non offrono sempre meccanismi molto trasparenti di rilevazione dei prezzi. Le borse dell'elettricità come UKPX sono più trasparenti, ma non rappresentano una quota di mercato sufficiente per consentire di formulare conclusioni significative. Inoltre esse si concentrano sugli scambi a breve termine e sono quindi di limitata utilità per trarre degli conclusioni sulle tendenze future. Si deve quindi fare affidamento su indici dei prezzi rilevati da fonti indipendenti quali Heren o Argus. Questi indici dei prezzi hanno anch'essi i loro limiti, poiché rispecchiano solo il mercato all'ingrosso, che costituisce circa i due terzi del totale dell'elettricità scambiata, e sono quindi incapaci di cogliere carenze non estreme nel quantitativo di energia di cui è prevista la generazione.

([55]) Questa conclusione è inoltre in linea con quella raggiunta dalla Commissione nei casi di concentrazione nei quali il mercato geografico è stato considerato corrispondente al mercato nazionale.

(390) Secondo, il ragionamento illustrato al considerando 389 si fonda sulla premessa che i prezzi a termine rappresentino fedelmente la situazione del mercato nel futuro. La Commissione considera che questo potrebbe non essere sempre vero. Di fatto, questi prezzi riflettono una situazione più complessa, che si fonda soprattutto su quella che sia il compratore sia il venditore ritengono che sarà la situazione in futuro. Questo significa che si fondano su aspettative riguardanti il mercato futuro che possono essere molto lontane dalla realtà, poiché sia la domanda che l'offerta sono soggette a molte fluttuazioni su questo mercato. In altri termini, i prezzi a termine non rappresentano realmente il rapporto tra domanda e offerta in futuro, ma quello che gli attori attuali ritengono che sarà questo rapporto. A parte le fluttuazioni del prezzo del combustibile, questo è uno dei motivi per cui i prezzi a termine possono fluttuare molto nel tempo, anche per un periodo prefissato del futuro.

(391) Terzo, anche se si ammette che i prezzi rilevati siano totalmente pertinenti e riflettano fedelmente l'offerta e la domanda, vi è un salto logico tra la conclusione che i prezzi non consentono di coprire totalmente i costi di un nuovo ingresso e la conclusione che esiste un eccesso di capacità sul mercato, e ancor più quella che esiste un eccesso di capacità di carattere strutturale.

(392) Alla luce di quanto sopra, la Commissione considera che la sola osservazione dei prezzi non costituisca un indicatore sufficientemente affidabile per decidere se un mercato dell'elettricità quale il NETA si trovi in una situazione di eccesso strutturale di capacità.

(393) La Commissione osserva tuttavia che, da quando BE si è trovata in difficoltà, i prezzi a termine invernali sono cresciuti di molto. Varie agenzie di rilevazione dei prezzi hanno indicato valori superiori a GBP 20/MWh per i prezzi del carico di base invernale nei prossimi anni, giungendo persino a cifre fino a GBP 27/MWh ([56]). La tendenza al rialzo sembra proseguire ed essere duratura. Le stime dei costi per un nuovo operatore variano da GBP 20/MWh a GBP 25/MWh ([57]).

([56]) Nel luglio 2003, Argus ha indicato per il contratto per il carico di base per l'inverno 2003/2004 GBP 20,96/MWh. Il 7 agosto 2003, UKPX ha indicato per i prezzi dei contratti future per il carico di base dello stesso periodo GBP 22,55/MWh. Lo stesso giorno, UKPX ha indicato per il contratto future per il carico di base per l'estate 2006 il prezzo di GBP 20,50/MWh e per il prezzo di conclusione per l'inverno 2006 GBP 27,15/MWh. *Fonte:* Argus e UKPX citati dal Frontier Economics report «*Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain*», agosto 2003, allegato alla memoria di BE.

([57]) La relazione PowerInk «*Survey of the markets served by British Energy*», marzo 2003, allegata alla notifica delle autorità britanniche indica come prezzi per il migliore nuovo operatore tra 20 e GBP 25/MWh. Precedenti decisioni della Commissione nel settore si sono fondate su stime dei costi per il migliore nuovo ingresso dell'ordine di EUR 35,5/MWh (circa GBP 23,7/MWh). Cfr. per esempio la decisione della Commissione nel caso N133/01 — Costi incagliati in Grecia (GU C 9 del 15.1.2003, pag. 6).

Valutazione alla luce del margine di capacità

(394) La Commissione è convinta che l'esistenza di un eccesso di capacità è più facilmente determinabile attraverso l'analisi dei valori fisici effettivi della capacità installata e della domanda di picco. Il margine corrispondente alla differenza positiva tra capacità installata e la domanda di picco media in caso di ondata di freddo ([58]) è noto come margine di capacità del sistema. In questo quadro, valutare se il mercato sia in una situazione di eccesso strutturale di capacità significa valutare se il margine di capacità presente e previsto sia adeguato.

(395) È ovvio che determinare una norma quantitativa definitiva per l'adeguatezza del margine di capacità è un compito molto difficile. La norma dovrebbe dipendere da una serie di parametri che variano da una rete all'altra. Essa dipenderebbe anche molto dal livello di sicurezza dell'approvvigionamento da garantire, livello che a sua volta sarebbe condizionato da nozioni meno obiettive, quali l'impatto psicologico di un determinato periodo senza elettricità in una zona specifica.

(396) Inoltre, anche se tutti i parametri fisici e psicologici fossero sotto controllo, il margine di capacità necessario dipenderebbe sicuramente moltissimo anche dalla struttura del mercato. Alcuni esperti ritengono che mercati più liberalizzati richiedono un margine di capacità minore di mercati centralizzati fortemente regolamentati, anche se la maggioranza di essi conviene che non è possibile oggi quantificare questo effetto per mancanza di dati storici.

(397) Inoltre, le osservazioni di terzi contengono opinioni diverse sul margine di capacità che dovrebbe essere adeguato per la Gran Bretagna. La maggior parte delle osservazioni che affrontano questo tema citano cifre dei Seven Year Statements dell'operatore della rete dell'Inghilterra e del Galles (NGTransco). In questo documento, NGTransco dichiara di considerare che un margine di capacità del 20 % dovrebbe costituire il parametro di riferimento nominale ai fini della pianificazione. Vi si indica tuttavia che un margine di capacità inferiore potrebbe essere possibile per la gestione in tempo reale del sistema e si cita un valore eventuale del 10 % per un uso del genere.

([58]) Per domanda di picco media in caso di ondata di freddo (ACS) si intende lo scenario di domanda di picco invernale che ha una probabilità del 50 % di essere superato per motivi imputabili alle sole condizioni atmosferiche. Questa definizione è quella utilizzata dall'operatore della rete dell'Inghilterra e del Galles, National Grid Transco.

(398) Drax e Greenpeace hanno suggerito che questa cifra del 10 % dovrebbe costituire il parametro di riferimento corretto, e cioè essere considerata un margine di capacità adeguato ai fini della valutazione dell'esistenza o no di un eccesso strutturale di capacità. Altre organizzazioni hanno preferito mantenere come parametro di riferimento la cifra del 20 %, e tra queste anche istituti ai quali Greenpeace aveva commissionato delle relazioni in materia ([59]).

(399) Nelle proprie osservazioni, NGTransco ha detto chiaramente quale dei due valori riteneva dovesse essere utilizzato allo scopo di valutare l'esistenza di un eccesso strutturale di capacità, dichiarando: «nella nostra funzione di operatore del sistema per Inghilterra e Galles, consideriamo che un margine degli impianti al disotto del livello del 20 % non possa rappresentare un eccesso di capacità nel mercato dell'Inghilterra e del Galles».

(400) Visto quanto sopra, la Commissione considera che il livello del 20 % costituisca un parametro di riferimento corretto per valutare la situazione della capacità nel mercato dell'Inghilterra e del Galles. Anche se il mercato della Scozia sarà presto unito al mercato dell'Inghilterra e del Galles, esso è ancora fisicamente in larga misura separato da esso. L'interconnessione da 2 200 MW tra le due regioni è troppo piccola per consentirne un uso del tutto flessibile per compensare la carenza o l'eccesso di energia elettrica in una delle due regioni. In realtà, essa viene quasi sempre utilizzata per l'esportazione di energia dalla Scozia in Inghilterra e Galles. A causa di questo vincolo piuttosto rigido, la Commissione considera che il valore di riferimento del 20 % dovrebbe essere aumentato nel prendere in considerazione le cifre globali per la Gran Bretagna.

Inghilterra e Galles

(401) Il mercato dell'Inghilterra e del Galles costituisce di gran lunga il segmento geografico più grande del mercato della Gran Bretagna. È anche il segmento nel quale si determinano la maggior parte dei parametri economici, dato che i prezzi in Scozia sono fissati in linea con quelli dell'Inghilterra e del Galles. La maggior parte delle osservazioni di terzi si concentrano anch'esse sul segmento costituito da Inghilterra e Galles. La Commissione ha perciò iniziato la sua analisi del mercato con questo segmento.

(402) Dall'esperienza storica risulta che l'interconnessione tra i due segmenti veniva utilizzata quasi esclusivamente per esportare dalla Scozia in Inghilterra e Galles. NGTransco considera la capacità di questa interconnessione come una fonte di energia elettrica per Inghilterra e Galles. All'inverso, Scottish Power, l'operatore scozzese responsabile per la parte della Scozia che confina con l'Inghilterra, considera la capacità dell'interconnessione come dedicata all'esportazione. Di conseguenza, e coerentemente tanto con i dati storici quanto con le ipotesi fatte dagli operatori locali, la Commissione considererà nel resto della presente decisione che la capacità dell'interconnessione tra Inghilterra-Galles e Scozia può essere attribuita all'Inghilterra e al Galles.

(403) Esiste un solo operatore per l'insieme dell'Inghilterra e del Galles, vale a dire NGTransco. La Commissione ha fondato la sua analisi della situazione della capacità su questo segmento sulle previsioni di NGTransco, che sono pubblicate periodicamente nel Seven Year Statement della società.

(404) Dall'avvio del procedimento, NGTransco ha riveduto le sue previsioni relative al margine di capacità nel mercato dell'Inghilterra e del Galles. Una nuova previsione è stata invita alla Commissione con la memoria di NGTransco. Una versione ancora più recente della medesima previsione è stata pubblicata da NGTransco nel suo Seven Year Statement del 2004 ([60]).

(405) La Commissione ha utilizzato questa ultima nuova versione per la sua analisi. In realtà, questa più recente versione è basata su ipotesi fondamentali, in particolare per i dati di partenza, che sono le medesime di quelle assunte nelle previsioni che sono state considerate pertinenti da NGTransco nella sua memoria alla Commissione. Essa tiene soltanto conto di dati più aggiornati per quanto riguarda l'andamento del mercato.

(406) Le previsioni comportano tre scenari. Lo scenario più ottimistico («SYS») ipotizza che la capacità di generazione disponibile corrisponderà ai contratti di trasmissione firmati. Lo scenario più pessimistico («esistenti o in costruzione») ipotizza che non sarà disponibile alcun impianto in più di quelli esistenti o attualmente in fase di costruzione. Lo scenario intermedio («autorizzazioni») ipotizza che le centrali disponibili saranno quelle esistenti, quelle già in fase di costruzione e quelle per le quali sono già state concesse le necessarie autorizzazioni ai sensi dell'Electricity Act e dell'Energy Act.

(407) La tabella che segue sintetizza le previsioni dei tre scenari.

([59]) 20 % nella relazione «*The Closure of British Energy's UK Nuclear Power Plants*» di John H Large di Large&Associates, aprile 2003, allegata alla memoria di Greenpeace. 20 % nella relazione «*The closure of British Energy's UK nuclear power stations*» di ILEX energy consulting, settembre 2002, allegata alla memoria di Greenpeace.

([60]) La relazione è disponibile sul web al seguente URL: http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_04/default.asp?action=&sNode=SYS&Exp=Y.

Tabella 10

Margine di capacità per Inghilterra e Galles secondo gli scenari 2004 di NGTransco

Scenario	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
SYS	22	21	23,1	26,8	24,5	25,6	22,5
Autorizzazioni	22	21,1	22,8	24,3	21,6	22,5	19,1
Esistenti o in costruzione	22	21,1	18,7	17,1	14,5	12,8	9,5

Nota: Margine di capacità rispetto alla domanda di picco ACS. Si ipotizza che le interconnessioni con Francia e Scozia siano completamente utilizzate per importazioni.

(408) I tre scenari differiscono principalmente negli anni più lontani, fatto che non è sorprendente in quanto le ipotesi ad essi sottostanti comportano differenze soprattutto per quanto riguarda il futuro. Tuttavia questi anni sono meno importanti quando si tratta di valutare se al momento attuale vi sia un eccesso di capacità sul mercato.

(409) Nei prossimi tre anni, i tre scenari prevedono un margine di capacità compreso tra il 18,7 % e il 23,1 %, con una media intorno al 21,5 %. Questo valore è leggermente superiore al valore di riferimento del 20 %. Tuttavia la differenza tra il 21,5 % e il 20 % della domanda di picco ACS è l'1,5 % di 57 000 MW ([61]), cioè 855 MW. Questo valore è minore della capacità di qualsiasi delle centrali nucleari di British Energy. Poiché corrisponde inoltre ad una media statistica, la Commissione considera che tale valore non possa essere ritenuto statisticamente abbastanza significativo da rappresentare un eccesso di capacità strutturale.

(410) Negli anni successivi, la differenza tra i tre scenari aumenta, il che rende ancora più difficile trarre delle conclusioni valide. Tuttavia la Commissione rileva che in tali anni la media dei tre scenari varia tra il 17,0 % e il 22,7 %, con due anni al 20,2 % circa. Questo sembra indicare che complessivamente il margine di capacità tende a non discostarsi molto dal 20 %, anche tenendo conto di un margine di errore.

(411) Da quanto sopra la Commissione conclude che non esiste un eccesso strutturale di capacità sul mercato dell'elettricità dell'Inghilterra e del Galles.

([61]) 57 000 MW è il valore medio della domanda di picco ACS prevista per i tre anni interessati.

Insieme della Gran Bretagna

(412) Diversamente dall'Inghilterra e dal Galles, la Scozia conta due operatori della rete: Scottish and Southern Electricity e Scottish Power. Questi due operatori pubblicano previsioni per l'area regionale di loro competenza. Queste previsioni non comportano però scenari per il futuro altrettanto dettagliati di quelle di NGTransco. Per questi motivi la Commissione, per quanto riguarda la Scozia, ha concentrato la sua analisi sulla situazione attuale, per la quale è meno necessario ipotizzare più scenari.

(413) Dato che nessuno dei due operatori scozzesi ha presentato osservazioni alla Commissione nel contesto del presente procedimento, l'analisi si fonda su documenti di dominio pubblico. Per Scottish and Southern Electricity, la Commissione ha utilizzato le cifre indicate nel suo Seven Year Statement del 2003 ([62]). Per Scottish Power, la Commissione ha utilizzato le cifre indicate nel suo Transmission Seven Year Statement dell'aprile 2003 ([63]).

(414) La tabella che segue indica la domanda di picco prevista e la capacità installata nelle varie aree geografiche per il 2004/2005.

([62]) Disponibile all'indirizzo http://www.scottish-southern.co.uk/popups/7yearstatement.asp.

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

Tabella 11

Gran Bretagna Previsioni sulla capacità e la domanda per il periodo 2004/2005 (tutte le cifre in MW)

Capacità collegata alla rete di Scottish Power	7 127
Capacità collegata alla rete di Scottish and Southern Electricity	2 844
Capacità collegata alla rete di NGTransco, escluse le interconnessioni	63 998
Capacità dell'interconnessione Irlanda/Scozia	500
Capacità dell'interconnessione Francia/Inghilterra	2 000
Capacità disponibile in Gran Bretagna	76 469
Domanda massima nella zona di Scottish Power	4 269
Domanda massima nella zona di Scottish and Southern Electricity	1 684
Domanda di picco ACS nella zona di NGTransco	55 900
Domanda di picco aggregata ([64])	61 853

(415) Il margine di capacità per la Gran Bretagna è quindi pari all'incirca al 23,6 % ([65]). Questa valore è superiore al valore di riferimento del 20 % di cui al considerando 400, ma come è stato già osservato il valore del 20 % valido per una rete flessibile come è quella dell'Inghilterra e del Galles deve essere aumentato per tener conto dei vincoli presenti nelle reti che comportano strozzature. Inoltre queste cifre sono calcolate ipotizzando che le due interconnessioni con l'Irlanda del Nord e con la Francia siano disponibili con tutta la loro capacità per eventuali importazioni, il che non è sempre scontato. Se queste interconnessioni fossero utilizzate per esportazioni al momento della domanda di picco ACS, la loro capacità dovrebbe essere dedotta dalla capacità disponibile e allo stesso tempo addizionata alla domanda di elettricità, riducendo così il margine di capacità al 15,5 %.

(416) Alla luce di quanto esposto sopra, la Commissione considera che sul mercato della Gran Bretagna non esiste alcun eccesso strutturale di capacità che sia statisticamente significativo.

Conclusione

(417) Alla luce di quanto esposto sopra, la Commissione ritiene che non esiste un eccesso strutturale di capacità nel mercato rilevante.

(418) Non sono perciò obbligatorie contropartite nella forma di una riduzione irreversibile della capacità di produzione.

iii) Incidenza dell'aiuto sulla concorrenza nel mercato rilevante

(419) Poiché non vi è un eccesso strutturale di capacità nel mercato rilevante, la Commissione deve valutare la necessità di contropartite e la loro eventuale forma sulla base delle circostanze del caso. Le eventuali contropartite devono tenere conto dei potenziali effetti di distorsione della concorrenza dell'aiuto.

(420) Le autorità britanniche sostengono che il pacchetto di aiuti non incide affatto sulla concorrenza. A loro parere, nell'ambito del NETA, la capacità economica di generazione delle centrali è determinata dai loro costi marginali di breve periodo (Short Run Marginal Costs o «SRMC»). In un dato momento nel tempo, il mercato funziona come se le centrali elettriche fossero chiamate a lavorare in una sequenza corrispondente alla loro classificazione secondo i loro SRMC, dai più bassi ai più alti, finché la loro capacità cumulata raggiunge il livello della domanda. Il prezzo dell'elettricità in quel momento è determinato dagli SRMC dell'ultima centrale chiamata a contribuire, ossia della centrale elettrica marginale.

(421) Secondo le autorità britanniche, l'aiuto è destinato unicamente alle centrali nucleari. Non modificherebbe i loro SRMC al punto da modificare il loro rango nella classifica delle centrali ordinate secondo gli SRMC. Inoltre gli SRMC delle centrali nucleari di BE sarebbero tali da rimanere sempre inferiori agli SRMC della centrale marginale. L'aiuto non inciderebbe mai sulla capacità di generare energia elettrica dei concorrenti di BE, né sul prezzo al quale essi sono in grado di vendere l'elettricità generata. L'aiuto non inciderebbe quindi sui concorrenti di BE.

(422) La Commissione ritiene che il ragionamento delle autorità britanniche potrebbe essere valido in un mercato perfetto fondato su un processo unico di aste competitive del tutto trasparenti. Tuttavia, come spiegato ai considerando 389 e 390, il mercato NETA non possiede tali caratteristiche.

([64]) La domanda di picco ACS in ciascuna zona può essere leggermente diversa dal picco massimo previsto in funzione della rigidità delle condizioni climatiche previste rispetto alle condizioni ACS. La domanda di picco ACS effettiva in Gran Bretagna può anch'essa differire leggermente dalla semplice somma dei tre valori geografici. Per calcolarla con precisione occorrerebbe un'analisi delle correlazioni tra la domanda nelle tre regioni, in merito alla quale non sono disponibili dati. Tuttavia è ragionevole dare per scontato che i picchi siano effettivamente correlati in quanto non vi sono scarti temporali significativi tra le aree geografiche e le tre regioni sono soggette allo stesso tipo di tempo atmosferico.

([65]) 76 469 è superiore a 61 853 del 23,6 %.

(423) La Commissione considera che l'aiuto può avere conseguenze per i concorrenti di BE per diverse vie. Due di queste potrebbero incidere in misura rilevante sulla concorrenza.

(424) Primo, BE non possiede soltanto centrali elettriche nucleari, ma è anche proprietaria della centrale a carbone di Eggborough, che ha da sola una capacità altrettanto grande della capacità totale di alcuni dei concorrenti di BE.

(425) BE potrebbe utilizzare gli aiuti ricevuti per le sue centrali nucleari a vantaggio della centrale elettrica di Eggborough.

(426) Per esempio, potrebbe utilizzare i fondi ricevuti per dotare Eggborough di dispositivi di desolforazione dei gas di combustione che permetterebbero alla centrale di conformarsi alle nuove norme ambientali, accrescendo così sostanzialmente la durata di vita dell'impianto.

(427) In alternativa, BE potrebbe anche utilizzare i fondi messi a sua disposizione con l'aiuto per acquistare altri impianti di generazione non nucleari.

(428) È certo che BE ha bisogno di qualche fonte flessibile di generazione di energia, per compensare la rigidità delle sue centrali nucleari. Nella misura in cui l'aiuto consente a BE di estendere il suo portafoglio non nucleare, le consente di aumentare la flessibilità della sua capacità di generazione interna, ed accresce quindi le sue possibilità di offrire condizioni migliori ai suoi clienti, riducendo al tempo stesso il suo bisogno di acquistare dai concorrenti capacità di generazione flessibili.

(429) Secondo, il NETA non è un mercato unico. Il NETA comprende in particolare un segmento di mercato all'ingrosso, nel quale le società di generazione vendono elettricità ai fornitori, e un segmento di vendita diretta alle imprese (Direct Sales to Business o «DSB»), nel quale le società di generazione vendono elettricità direttamente agli utenti finali di grandi dimensioni.

(430) In generale le società di generazione vendono elettricità sul mercato DSB ad un prezzo più alto che sul mercato all'ingrosso ([66]). Per le società di generazione è quindi preferibile vendere elettricità sul segmento DSB del mercato.

(431) Nell'analizzare l'incidenza dell'aiuto, si deve quindi considerare non solo il quantitativo globale di elettricità venduto da ciascuna le società di generazione, ma anche la ripartizione delle sue vendite tra i due segmenti di mercato, il segmento all'ingrosso e il segmento DSB.

(432) Un elemento del piano di ristrutturazione di BE mira ad accrescere la quota della società nel segmento DSB. A tal fine la società dovrà tentare di offrire ai clienti DSB un differenziale concorrenzialmente basso rispetto ai prezzi dell'elettricità all'ingrosso. BE sarà in grado di finanziare una parte o la totalità di questa offerta concorrenziale grazie alla diminuzione degli SRMC delle sue centrali nucleari.

(433) Di conseguenza, anche se la classificazione delle centrali di BE sulla base degli SRMC dovesse rimanere immutata e non avere quindi ripercussioni sul carico dei suoi concorrenti, la variazione del loro livello consentirà a BE di trasferire una parte delle sue vendite dal mercato all'ingrosso al mercato DSB. Ne conseguirebbe all'inverso uno spostamento di parte della produzione dei concorrenti dal mercato DSB al mercato all'ingrosso. In questo modo, l'aiuto potrebbe far aumentare gli utili di BE e far diminuire quelli dei suoi concorrenti.

(434) Alla luce di quanto sopra, la Commissione ritiene che l'aiuto abbia un'incidenza significativa sui concorrenti di BE e che sono quindi necessarie contropartite per attenuare questi effetti.

iv) Misure di contropartita da mettere in atto

(435) Nel determinare le contropartite occorre trovare un giusto equilibrio tra l'esigenza di attenuare gli effetti dell'aiuto sui concorrenti e l'esigenza di non compromettere le prospettive di redditività dell'impresa beneficiaria.

(436) A questo fine, la Commissione considera che le misure da prendere come contropartita devono essere esattamente mirate ai meccanismi attraverso i quali l'aiuto potrebbe danneggiare i concorrenti di BE.

(437) Questo significa che, nel caso di specie, le misure devono mirare ad assicurare che BE non utilizzerà gli aiuti concessi dal governo per accrescere indebitamente il suo portafoglio di generazione flessibile o per allargare la sua quota sul mercato DSB.

(438) Per conseguire questo scopo, la Commissione ha ritenuto di dover chiedere tre contropartite. Le misure che costituiscono queste contropartite sono state proposte dalle stesse autorità britanniche sulla base delle misure suggerire dai concorrenti di BE nelle memorie da essi presentate.

Contropartita n. 1.

(439) Come spiegato al considerando 437, uno dei modi in cui l'aiuto potrebbe incidere più sensibilmente sui concorrenti di BE sarebbe che esso venisse utilizzato, anziché per coprire gli oneri dovuti al portafoglio nucleare di BE come previsto, per migliorare la sua capacità di generazione non nucleare.

(440) Questo permetterebbe a BE di competere più facilmente con i suoi concorrenti ([67]), e permetterebbe alla società di disporre di una maggiore flessibilità di generazione di quella di cui gode attualmente, il che a sua volta ridurrebbe la necessità per BE di acquistare dall'esterno questa flessibilità.

([66]) Per il cliente l'acquisto può rimanere conveniente in quanto su questo mercato non ci sono intermediari tra il generatore e il cliente.

([67]) A parte BNFL, nessuno dei concorrenti di BE opera reattori nucleari in Gran Bretagna.

(441) Per evitare che ciò avvenga, le diverse attività di BE dovrebbero essere separate e attribuite a persone giuridiche separate con contabilità separate.

(442) A tal fine occorre modificare la struttura di BE in modo che la generazione nucleare, la generazione non nucleare, le vendite sul mercato all'ingrosso e le vendite sul mercato DSB siano esercitate da consociate separate. L'aiuto dovrebbe quindi essere attribuito solamente alla società addetta alla generazione nucleare.

(443) Va vietata ogni sovvenzione interna tra una consociata e l'altra.

(444) Questo divieto deve essere messo in atto per quanto possibile attraverso il regime di licenze delle società e la sua osservanza deve quindi essere verificata dall'ente di regolamentazione del sistema dell'elettricità in Gran Bretagna, cioè OFGEM. Tuttavia la Commissione riconosce che le licenze degli operatori non possono essere liberamente modificate da OFGEM, che ha l'obbligo di consultare i terzi interessati in merito a tali modifiche e di tener conto delle osservazioni ricevute.

(445) Se OFGEM non avesse la possibilità di modificare una delle licenze di BE in modo da vietare sovvenzioni interne al gruppo, il governo britannico dovrebbe assumere nei confronti della Commissione un impegno a tempo indeterminato avente il medesimo effetto. In tal caso, per assicurare ulteriormente che le operazioni concluse tra le consociate non comportino elementi di sovvenzioni interne al gruppo, le autorità britanniche dovranno sottoporre alla Commissione una relazione annuale che dimostri che non vi sono state sovvenzioni interne. La relazione deve basarsi su un'analisi da parte di esperti contabili indipendenti.

(446) Le autorità britanniche si sono impegnate a mettere in atto questa misura.

Contropartita n. 2.

(447) La misura n. 1 dovrebbe in linea di principio essere sufficiente per assicurare che BE non utilizzi l'aiuto che riceve per i suoi reattori nucleari per migliorare o ampliare il suo attuale portafoglio non nucleare.

(448) Tuttavia, data la complessità del settore dell'elettricità e vista l'amplissima gamma delle possibili relazioni tra i diversi attori consentita dal NETA, la Commissione considera necessario imporre altre misure, più specifiche, per meglio garantire che BE non utilizzi l'aiuto che riceve per i suoi reattori nucleari in altri suoi settori d'attività.

(449) Inoltre, benché alla luce della situazione della capacità sul mercato non sia economicamente sensato imporre a BE riduzioni di capacità, la Commissione ritiene che occorra comunque imporre a BE di non ampliare la portata delle sue attività.

(450) Al fine di ovviare a questi motivi di preoccupazione, si deve imporre a BE una serie di divieti per quanto riguarda la possibile espansione nei settori della generazione in cui sono attivi i suoi concorrenti.

(451) A tal fine va individuato un tipo specifico di capacità («capacità limitata»). Questa capacità è composta da:

a) le capacità operative registrate a combustibile fossile situate all'interno dello Spazio economico europeo;

e

b) le capacità operative registrate idroelettriche [68] di grandi dimensioni situate nel Regno Unito.

(452) A BE deve essere vietato, per un periodo di sei anni a decorrere dalla data della presente decisione, di detenere la proprietà o il diritto di controllo di capacità limitata superiore a 2 020 MW, valore pari alla capacità cumulata delle sue centrali esistenti di Eggborough (1 970 MW) e District Energy (50 MW).

(453) Le ragioni che giustificano il divieto di aumento della capacità di BE costituita da impianti a combustibile fossile sono state spiegate al considerando 437. La Commissione ritiene necessario estendere il divieto agli impianti idroelettrici di grandi dimensioni per evitare il rischio che BE acquisti impianti idroelettrici di grandi dimensioni, specie in Scozia.

(454) Il divieto deve avere la durata di sei anni, corrispondenti all'incirca al doppio del tempo necessario per costruire un impianto a turbina a gas a ciclo combinato.

(455) Scopo del divieto è impedire a BE di acquisire una flessibilità maggiore di quella di cui dispone attualmente grazie alla centrale di Eggborough, e che dovrebbe essere sufficiente ad assicurare la sua redditività.

(456) Tuttavia la Commissione è al corrente del fatto che, nell'ambito del piano di ristrutturazione, il sindacato bancario che ha messo a disposizione i finanziamenti per il progetto Eggborough manterrà l'opzione di acquistare Eggborough da BE. Se le banche decidessero di esercitare questa opzione, BE sarebbe privata della sua sola fonte di flessibilità, mentre la Commissione riconosce che questa è necessaria per il successo del piano di ristrutturazione. In tal caso, si dovrebbe permettere a BE di prepararsi alla sostituzione di Eggborough non appena riceva dalle banche comunicazione della loro intenzione di esercitare l'opzione.

[68] Secondo la definizione del Renewable Obligation Order 2002.

(457) Per questo motivo, la Commissione ritiene che vada prevista una deroga al divieto nell'eventualità che le banche decidano di esercitare la loro opzione, al fine di consentire a BE di acquisire una fonte di flessibilità in sostituzione di Eggborough, o qualora Eggborough diventi definitivamente indisponibile per motivi che sfuggano al controllo di BE. La deroga non dovrebbe però avere in definitiva l'effetto di consentire a BE una flessibilità maggiore di quella di cui dispone attualmente, né di utilizzare questa capacità sostitutiva per conseguire un profitto durante l'eventuale periodo di sovrapposizione tra l'ultimazione della sua costruzione e la cessione di Eggborough.

(458) Alla luce di quanto sopra, a BE deve essere consentito di detenere la proprietà o il diritto di controllo su un volume di capacità limitata superiore a 2 020 MW, durante il periodo intercorrente tra la data nella quale riceva comunicazione dalle banche che intendono esercitare l'opzione e la data alla quale la capacità di Eggborough non sarà più a disposizione di BE, o la fine del periodo di sei anni di cui al considerando 452 se anteriore alla data alla quale la capacità di Eggborough non sarà più a disposizione di BE, alla condizione che non metta in funzione la capacità limitata al di là di 2 020 MW o che ceda tutti i suoi diritti di controllo operativo e di partecipazione nella capacità limitata eccedente.

(459) Dal momento in cui Eggborough non sia più disponibile per BE, o per le ragioni illustrate al considerando 458 o in caso di forza maggiore o di guasto irreparabile, a BE va consentito di detenere la proprietà o il diritto di controllo di fino a 2 222 MW di capacità limitata, alla condizione che, fino al termine del periodo di sei anni di cui al considerando 452, dichiari la sua capacità limitata all'operatore di rete come pari a 2 020 MW e non faccia funzionare più di 2 020 MW di detta capacità. Questa disposizione mira a consentire a BE di disporre di una maggiore flessibilità per la sostituzione di Eggborough, senza rendere meno rigoroso il divieto in pratica.

(460) Infine, in aggiunta alle restrizioni imposte alla capacità limitata definite al considerando 451, e per rispettare il principio ispiratore degli orientamenti, secondo cui non si deve consentire ai beneficiari di utilizzare l'aiuto di Stato per estendere la loro quota di mercato, si deve vietare a BE anche di detenere la proprietà di impianti di generazione nucleari diversi da quelli di cui è attualmente proprietaria nello Spazio economico europeo senza la previa autorizzazione della Commissione, per sei anni a decorrere dalla data di adozione della presente decisione.

(461) Le autorità britanniche si sono impegnate a mettere in atto questa misura.

Contropartita n 3.

(462) Come spiegato al considerando 437, l'aiuto verrebbe utilizzato abusivamente anche se, invece di servire a coprire gli oneri dei reattori nucleari di BE, venisse impiegato da BE per aggiudicarsi indebitamente nuove quote nel più redditizio mercato DSB.

(463) La sensibilità di questo potenziale abuso è evidenziata in particolare dal contenuto delle osservazioni trasmesse alla Commissione da un terzo che desidera rimanere anonimo ([69]). Anche se BE non offrisse veramente prezzi anormalmente più bassi degli standard di mercato, la sola prospettiva che potrebbe essere in grado di farlo grazie all'aiuto sarebbe sufficiente per danneggiare i concorrenti di BE, che si troverebbero di fronte a clienti con aspettative commerciali sbagliate.

(464) La Commissione considera perciò che sia necessario rafforzare le garanzie già offerte dalla contropartita n. 1 attraverso una misura più specifica che disciplini il comportamento di BE sul mercato DSB. Va imposto a BE di non comportarsi su questo mercato in maniera dissimile dagli standard adottati dai suoi concorrenti.

(465) Per ottenere questo risultato, si deve vietare a BE di offrire sul mercato DSB prezzi inferiori ai prezzi prevalenti sul mercato all'ingrosso. La durata di questa misura dovrebbe essere di sei anni a decorrere dalla data di adozione della presente decisione, come per la contropartita n. 2.

(466) Il rispetto del divieto da parte di BE dovrà essere verificato da un organismo indipendente scelto attraverso una procedura di gara trasparente organizzata dalle autorità britanniche. L'organismo indipendente dovrà riferire ogni anno alla Commissione.

(467) In passato, i prezzi del mercato DSB hanno sempre seguito l'andamento dei prezzi del mercato all'ingrosso con un differenziale positivo. Il divieto assicurerà quindi che BE non tenga un comportamento commerciale differente da quello dei suoi concorrenti.

(468) Tuttavia, il NETA esiste solo da tre anni. Non è impossibile che, nei prossimi sei anni, il rapporto tra il mercato DSB e il mercato all'ingrosso possa per alcuni periodi differire da quello che si è registrato finora. Si potrebbe immaginare per esempio che il mercato all'ingrosso possa diventare non liquido per un certo tempo, il che potrebbe portare a prezzi anormalmente elevati su tale mercato. In tal caso, la Commissione considera che per non perdere clienti le società di generazione offrirebbero certamente sul mercato DSB prezzi che si situerebbero un po' al di sotto del prezzo del mercato all'ingrosso. Se si presentasse una situazione del genere e BE non avesse la possibilità di reagire allo stesso modo, correrebbe probabilmente il rischio di perdere la sua base di clienti sul mercato DSB, il che metterebbe in pericolo l'obiettivo della ristrutturazione.

(469) È perciò necessario che a BE sia lasciata una certa flessibilità per far fronte a simili eventi eccezionali. Il suo margine di manovra dovrebbe tuttavia essere molto limitato, descritto in termini obiettivi e attentamente controllato per evitare qualsiasi abuso. I criteri per autorizzare BE ad utilizzare il suo margine di flessibilità dovrebbero essere verificabili ex ante al fine di evitare qualsiasi abuso.

([69]) Cfr. sopra, al considerando 186.

(470) Poiché esistono rilevazioni molto meno attendibili per i prezzi del mercato DSB che per quelli del mercato all'ingrosso, è molto difficile sapere durante una tornata contrattuale DSB se saranno offerti sul mercato DSB prezzi inferiori al prezzo del mercato all'ingrosso. Ciò significa che i criteri obiettivi di cui al considerando 469 non possono fondarsi direttamente su una verifica del fatto che i concorrenti di BE offrano o no prezzi DSB inferiori a quelli del mercato all'ingrosso. La verifica deve invece basarsi su indizi indiretti che siano accessibili nel breve periodo a BE, e che potrebbero indicare che il mercato all'ingrosso soffre di una crisi di liquidità e che fissare sul mercato DSB prezzi corrispondenti al livello del prezzo del mercato all'ingrosso o superiori non è più commercialmente fattibile.

(471) I criteri dovrebbero essere i seguenti:

a) in qualsiasi periodo di […] (avente termine non più di […] prima della data in cui BE invoca circostanze di mercato eccezionali) il […] degli utenti finali esistenti non domestici di BE ai quali BE ha fatto offerte di fornitura a condizioni nelle quali il margine sulla fornitura dell'elemento di energia elettrica rispetto al prezzo all'ingrosso prevalente è pari a […] hanno rifiutato l'offerta di BE;

b) i volumi commerciati sul mercato all'ingrosso dell'elettricità nell'arco di un periodo di […] sono scesi a meno del […] della media di quelli commerciati nello stesso periodo dell'ultimo […] per il quale sono disponibili dati;

c) BE offre di fornire un minimo di […] di elettricità sul mercato all'ingrosso […] e tale volume non viene venduto entro un periodo di […] ore.

(472) Lo stesso organismo indipendente che verifica il rispetto del divieto da parte di BE dovrebbe essere incaricato di accertare se BE è al corrente del fatto che i criteri sono stati soddisfatti. L'organismo indipendente verificherà se il criterio a) sia soddisfatto contemporaneamente a uno degli altri criteri b) o c). In caso affermativo, BE dovrebbe avere il diritto di offrire sul mercato DSB prezzi inferiori al prezzo del mercato all'ingrosso per […] a decorrere dalla decisione dell'organismo indipendente. Questo termine può essere prorogato con decisione dell'organismo indipendente se le condizioni di mercato eccezionali si protraggono. Durante il […], BE dovrebbe essere tenuta a comportarsi in buona fede e ad offrire sconti comparabili a quelle che essa può ragionevolmente considerare essere l'offerta dei suoi concorrenti. L'organismo indipendente verificherà il rispetto di questo criterio da parte di BE a posteriori, quando il […] sarà terminato.

(473) A fini di trasparenza, l'organismo indipendente dovrà pubblicare alla fine delle tornate contrattuali una dichiarazione a conferma del fatto che si sono effettivamente verificate condizioni di mercato eccezionali, specificando la durata per la quale tali condizioni sono sussistite. Una giustificazione dettagliata della valutazione dovrà essere trasmessa alla Commissione.

(474) Le autorità britanniche si sono impegnate a mettere in atto questa misura.

v) Contropartite che la Commissione ha preso in considerazione ma che ha scartato

(475) La Commissione ritiene che le tre contropartite descritte nella sezione VI.3.c.iv hanno portata sufficiente per attenuare i potenziali effetti di distorsione della concorrenza e sono quindi conformi ai requisiti di cui al punto 39 ii) degli orientamenti. Esse vanno inoltre considerate come condizioni specifiche applicabili all'autorizzazione dell'aiuto ai sensi del punto 42 ii) dei medesimi orientamenti.

(476) Altre possibili contropartite erano state suggerite da terzi.

(477) Greenpeace ha suggerito di chiudere le centrali nucleari di BE con un processo in più fasi. La Commissione considera che, data l'assenza di un eccesso di capacità sul mercato rilevante, imporre la chiusura degli impianti di generazione di BE sarebbe sproporzionato alla distorsione di concorrenza prodotta dall'aiuto.

(478) Powergen ha suggerito di chiudere il reattore Dungeness B, poiché è il meno redditizio degli impianti di BE. La redditività di Dungeness B è stata già esaminata sopra, nella sezione VI.3.a. La Commissione rileva che la chiusura di Dungeness B è già prevista per il 2008 e che secondo i dati forniti da NGTransco sul preavviso da dare per chiusure significative, Dungeness B potrebbe essere chiuso al più presto a metà del 2007. La Commissione considera che uno spostamento così modesto non giustificherebbe le spese che comporterebbe.

(479) Drax ha suggerito di togliere gli impianti nucleari di BE dal mercato concorrenziale istituendo un sistema di acquisto obbligatorio di energia nucleare a prezzo fisso che sarebbe simile alla Renewable Obligation. Ciò significherebbe che BE diverrebbe in pratica totalmente e indefinitamente assistita dallo Stato, il che sarebbe in totale contraddizione con la politica di concorrenza comunitaria.

(480) Drax ha suggerito di attribuire a BNFL una quota maggiore degli utili potenziali di BE in caso di aumento dei prezzi dell'elettricità al fine di far diminuire l'importo dell'aiuto. Come discusso sopra nella sezione VI.2.b, la Commissione è giunta alla conclusione che la misura B non include elementi di aiuto di Stato. Attribuire a BNFL una parte maggiore del possibile guadagno di BE avrebbe l'effetto di incrementare l'aiuto, poiché farebbe diminuire il flusso di cassa disponibile di BE e quindi il suo contributo all'NLF. Questo non può essere accettato dalla Commissione.

(481) Drax ha suggerito la dismissione della centrale di Eggborough. La Commissione riconosce che la cessione di Eggborough non sarebbe in contraddizione con la necessità di preservare un margine di capacità nel sistema elettrico in quanto la centrale continuerebbe molto probabilmente ad essere mantenuta in funzione dal suo nuovo proprietario. Tuttavia, per portare a termine il suo piano di ristrutturazione e ripristinare la propria redditività, BE deve avere accesso ad una fonte di generazione di elettricità che sia flessibile. Se BE vendesse Eggborough, dovrebbe acquisire questa flessibilità da fonti esterne.

(482) Sulla base di simulazioni, le autorità britanniche sono giunte alla conclusione che non sarebbe economico per BE acquistare i servizi che ottiene da Eggborough da altre società di generazione. Questi servizi consistono nell'assicurazione contro guasti inaspettati dei reattori nucleari, nella natura dell'energia offerta nei contratti commerciali e nella flessibilità occorrente per far fronte alla manutenzione programmata dei reattori. Le autorità britanniche hanno indicato che BE risparmierebbe complessivamente 11 milioni di GBP l'anno mantenendo Eggborough. Questa stima si fonda sui costi di Eggborough, il che significa che BE potrebbe eventualmente ottenere gli stessi servizi allo stesso costo solo possedendo altri impianti. Acquistare i servizi sul mercato sarebbe molto più costoso, ammesso che fosse possibile.

(483) Alla luce di quanto sopra, la Commissione ritiene che imporre a BE di cedere Eggborough pregiudicherebbe le prospettive di ritorno alla redditività di BE e sarebbe sproporzionato. La Commissione ritiene che le contropartite n. 1 e n. 2 impongano lo stesso tipo di restrizione in maniera più proporzionata.

(484) Powergen ha suggerito di imporre un massimale alla quota di BE sul mercato DSB. La Commissione ritiene che fissare un massimale nuocerebbe alla concorrenza su tale mercato. La contropartita n. 3 sarà più efficace ai fini della limitazione degli effetti dell'aiuto sui concorrenti su tale mercato senza limitare la possibilità per BE di offrire contratti competitivi sul mercato con le proprie forze.

(485) Powergen ha suggerito di vietare a BE di entrare in nuovi mercati al dettaglio. Questa misura inciderebbe soprattutto sul mercato delle famiglie, che oggi è servito solo da società di fornitura. La Commissione ritiene che una simile restrizione priverebbe i clienti di una possibile fonte di concorrenza in un mercato che costituisce già il settore meno concorrenziale del mercato dell'elettricità del Regno Unito ([70]). La Commissione ritiene che la contropartita n. 1 sarà da questo punto di vista sufficiente per assicurare che, qualora BE decida di entrare in questo mercato, dovrebbe farlo con le proprie forze, senza falsare indebitamente la concorrenza.

(486) Per concludere, la Commissione ritiene che tutte le altre contropartite suggerite dai terzi che hanno presentato osservazioni siano incorporate nelle tre misure che sono state scelte dalla Commissione.

([70]) Cfr. in tal senso la relazione annuale Energywatch aprile 2002-marzo 2003, disponibile all'indirizzo http://www.energywatch.org.uk/uploads/20022003_Annual_Report.pdf.

d) *Piena attuazione del piano di ristrutturazione*

(487) Si deve imporre alla società di attuare pienamente il piano di ristrutturazione presentato alla Commissione. Il governo del Regno Unito si è impegnato ad assicurare la piena attuazione del piano di ristrutturazione qualora venga approvato.

e) *Sorveglianza e relazione annuale*

(488) In caso di approvazione del pacchetto di aiuti, il governo del Regno Unito si è impegnato a trasmettere alla Commissione una relazione non più tardi di sei mesi dopo l'approvazione del pacchetto di aiuti e, successivamente, relazioni annuali affinché la Commissione possa seguire i progressi di BE finché la situazione si sia stabilizzata al punto tale che la Commissione ritenga superflue ulteriori relazioni.

VII. **CONCLUSIONE**

(489) La Commissione conclude che, in quanto sono conformi agli orientamenti sugli aiuti alla ristrutturazione e sono in linea con gli obiettivi del trattato Euratom, gli aiuti in esame sono compatibili con il mercato comune.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

L'aiuto al quale il Regno Unito intende dare esecuzione nel quadro della misura A del piano di ristrutturazione di British Energy plc («British Energy») notificato alla Commissione il 7 marzo 2003, che consiste nell'impegno del governo del Regno Unito di finanziare:

a) il pagamento degli oneri connessi alla gestione di combustibile esaurito caricato nei reattori nucleari di British Energy prima della data effettiva del piano di ristrutturazione, finché le spese connesse a tali oneri, ad eccezione degli oneri storici incrementali quali definiti nel Historic Liabilities Funding Agreement tra British Energy e il governo del Regno Unito, non superino 2 185 000 000 GBP al valore del dicembre 2002;

e

b) qualsiasi insufficienza delle disponibilità del Nuclear Liabilities Fund per quanto riguarda il pagamento degli oneri connessi alla disattivazione degli impianti nucleari di British Energy, agli oneri di British Energy non definiti contrattualmente e agli oneri storici incrementali quali definiti nel Historic Liabilities Funding Agreement tra British Energy e il governo del Regno Unito;

è compatibile con il mercato comune e con gli obiettivi del trattato Euratom, a condizione che vengano rispettate le condizioni stipulate nei successivi articoli da 2 10.

Articolo 2

1. Il Regno Unito provvederà affinché il piano di ristrutturazione quale è stato trasmesso alla Commissione dal Regno Unito sia pienamente attuato.

2. Il Regno Unito presenterà una relazione sull'attuazione della ristrutturazione al più tardi sei mesi dopo l'adozione della presente decisione e successivamente ogni anno, finché la Commissione non lo informerà che non sono necessarie ulteriori relazioni.

Articolo 3

Non appena la spesa corrispondente agli oneri di cui alla lettera b) dell'articolo 1 superi 1 629 000 000 GBP al valore del dicembre 2002, il Regno Unito presenterà alla Commissione relazioni aggiuntive più particolareggiate che dimostrino che i pagamenti effettuati dal governo si limitano a coprire gli oneri specificati in tale lettera b) e che sono state prese le opportune misure per limitare la spesa al minimo indispensabile per coprire tali oneri. Queste relazioni saranno presentate ogni anno e saranno unite alle relazioni annuali di cui all'articolo 2.

Articolo 4

Ai fini del calcolo degli importi al valore del dicembre 2002 di cui all'articolo 1 e all'articolo 3, il Regno Unito utilizzerà i tassi di riferimento e di attualizzazione pubblicati dalla Commissione per il Regno Unito, aggiornando tali tassi ogni cinque anni.

Articolo 5

1. Il Regno Unito chiederà a British Energy di impegnarsi, al più tardi il 1º aprile 2005:

a) a scorporare le sue attività di fornitura di energia da British Energy Generation Limited e ad attribuirle ad una controllata separata di British Energy plc (o delle società madri che eventualmente dovessero subentrarle);

b) a riunire in un'unica società tutte le attività esistenti di generazione nucleare;

e

c) ad adoperarsi, per quanto ragionevole, per ottenere modifiche delle sue licenze ai sensi dell'Electricity Act 1989 o, qualora non sia possibile ottenere tali modifiche delle licenze, ad assumere nei confronti del governo del Regno Unito impegni vincolanti e non limitati nel tempo che garantiscano che: i) British Energy tratti come attività separate le sue esistenti attività nucleari e non nucleari di generazione di elettricità (per effetto di una clausola delle licenze o di impegni assunti nei confronti del governo del Regno Unito); e ii) l'attività di generazione nucleare esistente non possa finanziare qualsiasi altra attività del gruppo British Energy mediante sovvenzioni interne.

2. Qualora l'impegno di cui alla lettera c) non venga sancito da una clausola delle licenze, il Regno Unito presenterà alla Commissione una relazione annuale contenente la prova che non vi sono state sovvenzioni interne al gruppo British Energy che abbiano finanziato altre sue attività a partire dalle attività di generazione nucleare esistenti. La relazione sarà fondata su analisi compiute da esperti contabili indipendenti; potrà essere unita alla relazione di cui all'articolo 2. Questo non impedirà che l'impegno possa essere realizzato attraverso una clausola delle licenze in un momento successivo qualora ciò diventi possibile.

3. Il Regno Unito informerà la Commissione non appena gli impegni di cui ai paragrafi 1 e 2 saranno stati assolti.

Articolo 6

Il Regno Unito chiederà a British Energy di impegnarsi, per un periodo di sei anni a decorrere dalla data della presente decisione, a non detenere la proprietà di o diritti di controllo su:

— capacità operative registrate a combustibile fossile ([71]) situate all'interno dello Spazio economico europeo,

e

— capacità operative registrate idroelettriche, secondo la definizione del Renewable Obligation Order 2002, di grandi dimensioni situate nel Regno Unito,

(nelle disposizioni che seguono il termine «capacità limitata» comprende entrambi i tipi di capacità) che superino complessivamente 2 020 MW, fermo restando che:

a) durante un eventuale «periodo di cessione incombente» (definito qui di seguito), British Energy avrà il diritto di detenere la proprietà di o diritti di controllo su un volume di capacità limitata superiore a 2 020 MW, a condizione che non metta in funzione la capacità limitata eccedente o ceda tutti i suoi diritti di controllo operativo e di partecipazione sulla capacità limitata eccedente o sull'elettricità generata dalla capacità limitata eccedente. A questi fini si intende per «periodo di cessione incombente» il periodo intercorrente tra:

   i) il ricevimento da parte di Eggborough Power Limited o Eggborough Power Holdings Limited della notifica che 1) sarà esercitata un'opzione di acquisto delle quote di Eggborough Power Limited o della centrale di Eggborough; o 2) sarà esercitato il diritto di escussione in garanzia delle azioni di Eggborough Power Limited o della centrale di Eggborough;

   e

   ii) la data alla quale il gruppo British Energy non potrà più disporre della capacità di generazione registrata della centrale di Eggborough;

([71]) Escludendo le capacità ausiliarie a combustibile fossile presso le sue centrali nucleari.

b) se, per effetto dell'esercizio di una delle opzioni, sarà perfezionata la cessione delle azioni di Eggborough Power Limited o della centrale di Eggborough, British Energy avrà il diritto di detenere la proprietà di o diritti di controllo su un volume di capacità limitata non superiore a 2 222 MW, a condizione che dichiari la sua capacità limitata all'operatore della National Grid come pari a 2 020 MW e non faccia funzionare più di 2 020 MW della capacità limitata;

o

c) se la capacità della centrale di Eggborough non sarà più disponibile per il gruppo British Energy a seguito di un guasto irreparabile o per cause di forza maggiore, British Energy avrà il diritto di detenere la proprietà di o diritti di controllo su un volume di capacità limitata non superiore a 2 222 MW a condizione che dichiari la sua capacità limitata all'operatore della National Grid come pari a 2 020 MW e non faccia funzionare più di 2 020 MW della capacità limitata.

Articolo 7

Il Regno Unito chiederà a British Energy di impegnarsi, per un periodo di sei anni a decorrere dalla data della presente decisione, a non detenere, senza la previa autorizzazione scritta della Commissione, la proprietà di o il diritto di controllo su capacità operative registrate di generazione nucleare nello Spazio economico europeo diverse dagli impianti di generazione nucleari di cui è attualmente proprietaria e da contratti di esercizio e di manutenzione nell'ambito dei quali British Energy non abbia alcun diritto sull'elettricità prodotta.

Articolo 8

Il Regno Unito designerà, entro quattro mesi dalla data della presente decisione, e a seguito di una procedura aperta e trasparente, un esperto indipendente con l'incarico di verificare il rispetto da parte di BE delle condizioni definite all'articolo 9 (nel seguito «l'esperto indipendente»). Esso informerà immediatamente la Commissione di tale designazione.

Articolo 9

1. Il Regno Unito chiederà a British Energy di assumere i seguenti impegni:

a) per un periodo di sei anni dalla designazione dell'esperto indipendente, non offrire di rifornire utenti finali non domestici che acquistano energia elettrica direttamente da British Energy a condizioni nelle quali il prezzo dell'elemento di elettricità del contratto con gli utenti sia inferiore al prezzo prevalente sul mercato all'ingrosso, fermo restando che, in circostanze di mercato eccezionali nelle quali l'esperto indipendente ritenga che siano soddisfatti alcuni criteri obiettivi descritti all'articolo 10 («circostanze di mercato eccezionali»), British Energy avrà il diritto, finché sussistano tali circostanze eccezionali, a fissare il prezzo dell'elemento di energia elettrica del contratto ad un livello inferiore a quello prevalente sul mercato all'ingrosso, in buona fede, qualora ciò sia necessario per consentire a British Energy di far fronte alla concorrenza, alle condizioni di cui all'articolo 10;

e

b) collaborare in buona fede con l'esperto indipendente e dare seguito positivo, in maniera tempestiva, a tutte le richieste ragionevoli dell'esperto indipendente, comprese le richieste di informazione, documenti o accesso al personale o ai dirigenti.

2. L'esperto indipendente riferirà ogni anno al Regno Unito in merito al rispetto di queste condizioni da parte di British Energy. Il Regno Unito metterà le relazioni a disposizione della Commissione.

Articolo 10

1. I criteri da utilizzare per decidere se sussistano circostanze di mercato eccezionali sono i seguenti:

a) in qualsiasi periodo di […], (avente termine non più di […] prima della data dell'avviso di preallarme di cui sotto) il […] degli utenti finali esistenti non domestici di British Energy ai quali British Energy ha fatto offerte di fornitura a condizioni nelle quali il margine sulla fornitura dell'elemento di energia elettrica rispetto al prezzo all'ingrosso prevalente è pari a […] hanno rifiutato l'offerta di British Energy;

b) i volumi commerciati sul mercato all'ingrosso dell'elettricità nell'arco di un periodo di […] sono scesi a meno del […] della media di quelli commerciati nello stesso periodo dell'ultimo […] per il quale sono disponibili dati;

c) British Energy offre di fornire un minimo di […] di elettricità sul mercato all'ingrosso […] e tale volume non viene venduto entro un periodo di […] ore.

2. Se British Energy si troverà in circostanze che si avvicinano a quelle sopra descritte e se riterrà che potrebbe essere indotta ad invocare le circostanze di mercato eccezionali, essa informerà prima di tutto l'esperto indipendente, spiegando la sua analisi della situazione e presentando i dati pertinenti per la verifica dei criteri obiettivi («avviso di preallarme»).

3. Se la situazione non migliora dopo l'avviso di preallarme, e se a suo giudizio sono contemporaneamente soddisfatti il criterio a) ed uno dei due criteri b) o c) di cui sopra, British Energy notificherà all'esperto indipendente che si accinge a fare fronte alla concorrenza praticando prezzi al di sotto del prezzo all'ingrosso e sottoporrà i dati più recenti di cui dispone. L'esperto indipendente disporrà allora di non più di 24 ore per confermare o no che sono contemporaneamente soddisfatti il criterio a) e uno dei criteri b) o c) di cui sopra e dichiarare o no la sussistenza di circostanze di mercato eccezionali.

4. Se l'esperto indipendente dichiara che sussistono circostanze di mercato eccezionali, British Energy avrà il diritto, per un periodo di […] dalla decisione dell'esperto indipendente, di presentare offerte in buona fede a prezzi atti a far fronte alla concorrenza nel mercato delle vendite dirette alle imprese.

5. Il periodo di […] potrà essere prorogato dall'esperto indipendente fino a quando sarà soddisfatto il criterio c) di cui sopra.

6. Alla fine del periodo, a British Energy si applicherà nuovamente la restrizione riguardante i prezzi stabilita dall'articolo 9.

7. Dopo la fine del periodo, British Energy trasmetterà all'esperto indipendente una relazione di sintesi sulle vendite realizzate durante il periodo. Questa informazione sarà analizzata nella relazione annuale dell'esperto indipendente.

8. Dopo la fine della tornata contrattuale durante la quale si sono verificate le circostanze di mercato eccezionali, l'esperto indipendente renderà noto il fatto che ha accertato l'esistenza di tali circostanze e per quanto tempo esse sono perdurate.

Articolo 11

Il Regno Unito di Gran Bretagna e d'Irlanda del Nord è destinatario della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 22 settembre 2004.

Per la Commissione
Mario MONTI
Membro della Commissione