II

(Atti per i quali la pubblicazione non è una condizione di applicabilità)

COMMISSIONE

DECISIONE DELLA COMMISSIONE

dell'8 luglio 1999

concernente la richiesta del Regno Unito di Gran Bretagna e Irlanda del Nord di regime transitorio ai sensi dell'articolo 24 della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

(notificata con il numero C(1999) 1551/1)

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

(1999/791/CE)

LA COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE,

visto il trattato che istituisce la Comunità europea,

vista la direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica [1], in particolare l'articolo 24,

informati gli Stati membri della richiesta presentata dal Regno Unito di Gran Bretagna e Irlanda del Nord,

considerando quanto segue:

I. FATTI

1. *Procedura*

(1) Il 30 gennaio 1998, i rappresentanti del ministero del Commercio e dell'industria del Regno Unito hanno inoltrato alla Commissione una presentazione iniziale sul contenuto della richiesta di regime transitorio per l'Irlanda del Nord.

(2) Con lettera del 18 febbraio 1998, il governo del Regno Unito ha richiesto un regime transitorio per l'Irlanda del Nord ai sensi dell'articolo 24 della direttiva.

(3) Con lettera del 16 ottobre 1998, il governo del Regno Unito ha fornito ulteriori informazioni.

2. *La struttura del settore elettrico e l'attuazione della direttiva 96/92/CE in Irlanda del Nord*

(4) L'attuale struttura del settore elettrico in Irlanda del Nord risale all'aprile del 1992, quando l'industria di fornitura dell'energia elettrica è stata ristrutturata e privatizzata. La generazione di energia elettrica è affidata principalmente a quattro produttori di energia indipendenti, organizzati sotto forma di società per azioni:

Ballylumford Power Ltd, attuale Premier Power Ltd

Belfast West Power Ltd

Coolkeeragh Power Ltd

Kilroot Power Ltd

(5) La capacità totale di tali impianti è pari a 2 063 MW. Due dei quattro generatori producono oltre l'82% di tale energia. Inoltre, vi sono alcuni piccoli generatori che producono energia elettrica da fonti di energia rinnovabili.

(6) Una società separata, Northern Ireland Electricity plc (NIE), è responsabile della fornitura e dell'approvvigionamento di energia. In quanto responsabile dell'approvvigionamento di energia, NIE è obbligata ad acquistare tutta l'energia elettrica generata dalle principali centrali elettriche indipendenti. Contrariamente ai produttori, NIE è soggetta ad una regolamentazione dei prezzi.

[1] GU L 27 del 30.1.1997, pag. 20.

(7) La rete elettrica dell'Irlanda del Nord è collegata alla rete di altre parti del Regno Unito, mentre è collegata a quella irlandese solo attraverso un unico interconnettore. Tale interconnettore di 300 MW è stato ristrutturato nel 1995 dopo 20 anni di inutilizzo e fornisce una riserva a rotazione per entrambe le reti. In futuro, con lo sviluppo dei sistemi commerciali in Irlanda del Nord e nella Repubblica irlandese, è previsto un incremento dell'uso dell'interconnettore. È in fase di pianificazione un interconnettore di 250 MW per la Scozia.

(8) La direttiva 96/92/CE non è ancora stata attuata in Irlanda del Nord. Tuttavia, l'intenzione è introdurre un accesso da parte di terzi basato su tariffe pubblicate. Il gruppo di clienti idonei verrà definito in base ai maggiori clienti necessari per conseguire l'apertura del mercato ogni anno (cfr. i requisiti minimi per l'apertura del mercato riportati nell'articolo 19, paragrafo 1 e 2, della direttiva 96/92/CE).

3. *Il regime transitorio notificato dal governo del Regno Unito*

(9) La richiesta, insieme alla presente decisione, è limitata ad un regime transitorio che riguarda solo il territorio dell'Irlanda del Nord.

(10) La notifica riguarda l'esistenza di accordi di acquisto di energia tra NIE e le quattro principali società di generazione di energia elettrica citate in precedenza, costituite quando il settore è stato ristrutturato e privatizzato nel 1992. In virtù di tali contratti, NIE si obbliga ad acquistare il proprio fabbisogno di energia elettrica dai quattro generatori. Il pagamento è costituito da due elementi: i) un pagamento di disponibilità, che è basato sulla disponibilità e sulle caratteristiche operative dell'unità di generazione e ha lo scopo di contribuire a finanziare i costi fissi, come i costi finanziari, i salari, la remunerazione sugli investimenti; ii) un pagamento di energia, che corrisponde ai costi di acquisto e combustione del combustibile e che viene calcolato facendo riferimento al livello contrattato di ogni unità di generazione, al livello termico ed al costo del combustibile.

(11) I contratti scadranno tra il 2001 e il 31 marzo 2004 al più tardi. I contratti che scadranno dopo il 2012 potranno, tuttavia, essere annullati a decorrere dal 1º novembre 2010, qualora venissero soddisfatte alcune condizioni.

(12) I problemi per NIE potrebbero sorgere nel momento in cui la base dell'obbligo di pagamento di NIE nei confronti delle società di generazione rimanesse invariata in virtù degli obblighi di approvvigionamento di energia esistenti, nonostante la riduzione del numero di clienti riforniti da NIE. Poiché una quota rilevante del pagamento di NIE ai generatori è fissa, tali costi dovranno essere recuperati attraverso una base di clienti più stretta, che comprenderebbe principalmente clienti non idonei. Il risultato sarebbe un aumento del prezzo dell'energia elettrica per tali clienti più piccoli. Tali costi aggiuntivi sono denominati «Franchise Customer Excess Costs» (costi di franchising in eccesso per il cliente). Tali costi non saranno solo a carico dei clienti non indipendenti ma di tutti i clienti.

(13) Gli impegni relativi agli accordi di acquisto di energia possono essere suddivisi come segue:

Capacità non recuperabile

(14) Con l'attuazione della direttiva 96/92/CE, i clienti idonei potranno scegliere la propria fonte di approvvigionamento. Qualora nuove procedure autorizzate facessero il loro ingresso nel mercato e fossero in grado di vendere l'energia elettrica a clienti idonei, la capacità delle società di generazione esistenti potrebbe superare la domanda di energia elettrica in Irlanda del Nord. Tale situazione potrebbe essere influenzata dalla costruzione di un interconnettore tra l'Irlanda del Nord e la Scozia, come pianificato sin dal 1991.

Costi in eccesso legati al contratto relativo al gas

(15) Il 1º aprile 1992, un contratto di conversione del gas, che prevede la conversione al gas delle unità alimentate a petrolio presso la centrale elettrica di Ballylumford, è stato concluso tra NIE e Ballylumford Power Ltd, attuale Premier Power Ltd. La maggior parte del gas viene acquistata a fronte di un contratto «prendi o paga» («Long Term Interruptible 3»). Tale contratto è stato stipulato nel 1992, scadrà nel 2009 e contiene prezzi che, in base alla notifica, sono di 20 milioni annui di sterline britanniche al di sopra delle tariffe di mercato prevalenti. I risultanti costi di mercato vengono trasferiti a NIE in virtù del contratto di acquisto dell'energia elettrica.

Costo del gasdotto

(16) L'introduzione del gas in Irlanda del Nord ha richiesto la costruzione di un gasdotto da Twyholm in Scozia, attraverso il Canale del Nord fino a Islandmagee, e la conversione delle caldaie della centrale elettrica dal petrolio al gas. I costi in questione sono stati pari a 130 milioni di sterline per il gasdotto e 35 milioni di sterline per la conversione delle caldaie.

Desulfurazione dei gas di combustione

(17) Infine, vi sono costi che derivano da eventuali modifiche future della legislazione ambientale, come la necessità di aggiornare gli impianti per la desulfurazione dei gas di combustione.

Entità dei costi non recuperabili

(18) La notifica contiene la seguente stima dei costi non recuperabili all'anno (in milioni di sterline):

Capacità non recuperabile	0—25
Costi in eccesso legati al contratto sul gas	0—25
Costo del gasdotto	0—14
Costo di desulfurazione dei gas di combustione	0—18
Costi totali	0—82

(19) Tali costi potranno comparire fino al 2024, anno di scadenza dell'ultimo contratto di acquisto di energia elettrica. Tuttavia, in virtù delle varie licenze concesse ai generatori e NIE, alcuni contratti potrebbero venire annullati già nel 2010, subordinatamente all'adempimento di alcune condizioni. I termini dei contratti possono inoltre essere rinegoziati ai fini di ridurre i costi non recuperabili complessivi. Il governo del Regno Unito ed il regolatore sottolineano, nella notifica, che i costi non recuperabili possono essere ritenuti idonei per la compensazione solo se tali rinegoziazioni si siano rivelate fallimentari.

Metodo di recupero

(20) La notifica è stata elaborata in base all'ipotesi di lavoro che qualsiasi costo non recuperabile idoneo sarà recuperato attraverso l'introduzione di una sovrattassa sul consumo finale di energia elettrica. Tuttavia, il governo del Regno Unito sottolinea il fatto che la possibilità di suddividere i costi tra i clienti e l'industria elettrica deve essere considerata con attenzione prima di prendere qualsiasi decisione definitiva riguardo all'introduzione di una simile sovrattassa.

(21) L'ipotesi di lavoro prevede di consentire a NIE di recuperare la parte dei costi non recuperabili, che non possono essere recuperati a causa del fatto che clienti idonei non acquistano energia elettrica da NIE, mediante l'introduzione di una sovrattassa ovvero una tassa di transizione alla concorrenza (CTC) per l'uso della rete elettrica. Tale importo è denominato Franchise Customer Excess Costs.

(22) Tre mesi prima della fine dell'anno finanziario NIE preparerà una stima dei Franchise Customer Excess Costs per il successivo anno finanziario, tenendo conto di fattori quali la prevista disponibilità di generazione soggetta all'accordo di acquisto di energia elettrica, la domanda complessiva della rete e la domanda da parte dei clienti idonei che non acquistano energia elettrica da NIE. L'entità della tassa CTC verrà determinata sulla base di tale stima.

(23) La tassa CTC verrà incassata presso tutti i clienti da parte dei fornitori che la trasferiranno a NIE. Sarà basata sull'energia elettrica consumata in kWh ed indicata ad una voce separata nella bolletta elettrica del cliente.

(24) Al termine di ogni anno finanziario, NIE calcolerà l'importo di sovrarecupero o di sottorecupero e la tassa CTC per l'anno successivo sarà corretta per garantire che la compensazione non superi i Franchise Customer Excess Costs.

II. **ANALISI GIURIDICA**

1. ***Base giuridica: articolo 24, paragrafo 1 e 2, della direttiva 96/92/CE***

(25) Il governo del Regno Unito ha notificato una richiesta di regime transitorio riguardo ai presunti impegni e garanzie di gestione di cui all'articolo 24 della direttiva 96/92/CE.

2. ***Requisiti di cui all'articolo 24***

(26) L'articolo 24 della direttiva 96/92/CE stabilisce quanto segue:

«1. Gli Stati membri, i cui impegni o garanzie di gestione, accordati prima dell'entrata in vigore della presente direttiva, possono non poter essere adempiuti a causa delle disposizioni della presente direttiva, possono richiedere un regime transitorio, che può essere loro concesso dalla Commissione tenuto conto, tra l'altro, della struttura della sua industria elettrica. Prima di prendere una decisione, la Commissione informa gli Stati membri di tale richiesta, tenuto conto del rispetto della riservatezza. La decisione è pubblicata nella *Gazzetta ufficiale delle Comunità europee*.

2. Il regime transitorio è limitato nel tempo ed è vincolato allo scadere degli impegni o delle garanzie di cui al paragrafo 1. Il regime transitorio può includere deroghe ai capitoli IV, VI e VII della presente direttiva. Le richieste di regime transitorio devono essere notificate alla Commissione entro e non oltre un anno dopo l'entrata in vigore della presente direttiva.»

(27) Gli articoli 24, paragrafo 1 e 2, della direttiva 96/92/CE, alla luce del trattato che istituisce la Comunità europea, prevedono quindi che la Commissione esamini i seguenti elementi durante la valutazione di qualsiasi richiesta di regime transitorio.

(28) A. *Requisiti concernenti la natura degli impegni o le garanzie di gestione in questione*

1) Deve essere provata l'esistenza di un impegno o garanzia di gestione.

2) L'impegno o le garanzie di gestione devono essere forniti entro e non oltre il 20 febbraio 1997.

3) Deve essere stabilito un legame di causalità tra l'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE e l'incapacità di rispettare l'impegno.

(29) B. *Requisiti concernenti le misure proposte per raggiungere gli obiettivi in questione*

1) Le misure del regime transitorio devono rientrare nel campo di applicazione delle deroghe ai capitoli IV, VI e VII della direttiva 96/92/CE.

2) Il regime transitorio deve essere limitato nel tempo e vincolato allo scadere degli impegni o delle garanzie di gestione in questione.

3) Il regime transitorio deve applicare le misure meno restrittive ragionevolmente necessarie per raggiungere gli obiettivi che devono essere legittimi. Nel decidere su questi temi, la Commissione deve tener conto, tra l'altro, della dimensione del sistema in questione, del livello di interconnessione della rete e della struttura della sua industria elettrica.

3. ***Valutazione del regime transitorio del Regno Unito***

(30) Nel caso di specie, per quanto riguarda il regime transitorio notificato, non è necessario determinare se i requisiti A.1, A.2 e A.3 o B.2 e B.3, siano soddisfatti, poiché le misure del regime transitorio non richiedono deroghe ai capitoli IV, VI o VII della direttiva 96/92/CE e quindi non soddisfano al requisito B.1 sopra citato.

(31) Come accennato in precedenza, per costituire un regime transitorio ai sensi dell'articolo 24 della direttiva 96/92/CE, il sistema prescelto dallo Stato membro deve prevedere una deroga ai requisiti stabiliti ai capitoli IV, VI o VII della direttiva 96/92/CE.

(32) Le misure in esame si basano su un puro regime di compensazione, cioè un sistema di oneri o imposte attuato da uno Stato membro per compensare i costi non recuperabili derivanti dall'applicazione della direttiva 96/92/CE.

(33) L'applicazione di tali imposte nel caso di specie non richiede di derogare ai capitoli IV, V e VI della direttiva 96/92/CE e pertanto non può essere considerata un regime transitorio nei termini del relativo articolo 24.

(34) Il fatto che misure come quelle in esame nel presente caso possano tradursi in distorsioni molto significative del mercato unico dell'energia elettrica non rileva ai fini della presente conclusione. Infatti, la Commissione riconosce che il pagamento di tali imposte può avere conseguenze economiche sostanzialmente simili a quelle derivanti da una deroga totale o parziale ad alcuni degli obblighi di cui ai capitoli IV, VI o VII della direttiva 96/92/CE. Tuttavia simili distorsioni, per loro stessa natura, non derivano da una tale deroga specifica secondo quanto previsto dalla direttiva. Il trasferimento di un pagamento compensativo a taluni produttori di energia elettrica, finanziato attraverso un'imposta o un onere a carico dei consumatori, rappresenta pertanto una misura non direttamente prevista dalla direttiva, ma che deve essere esaminata in virtù delle norme sulla concorrenza, in particolare l'articolo 87, paragrafo 3, lettera c), del trattato che istituisce la Comunità europea. In tale ipotesi, è evidente che misure di un simile effetto economico saranno trattate in maniera coerente, indipendentemente dalla pertinente procedura in ogni singolo caso.

(35) Alla luce della non applicabilità dell'articolo 24 della direttiva 96/92/CE, non è pertanto necessario valutare i succitati ulteriori requisiti A.1, A.2 e A.3 nonché B.2 e B.3.

4. ***Conclusione***

(36) La richiesta di regime transitorio notificata dal governo del Regno Unito ai sensi dell'articolo 24 della direttiva 96/92/CE è stata valutata in conformità agli articoli 24, paragrafo 1 e 2 della direttiva stessa. La Commissione conclude che un regime transitorio in virtù dell'articolo 24 non può e non deve essere approvato in questo caso, poiché le misure prescelte non costituiscono una deroga ai capitoli IV, VI e VII di tale direttiva. Il regime contiene trasferimenti di pagamenti compensativi a taluni produttori di energia elettrica, finanziati attraverso imposte od oneri a carico dei consumatori. Tali misure non sono direttamente previste dalla direttiva 96/92/CE, ma devono essere esaminate conformemente alle norme sull'aiuto di stato, in particolare all'articolo 87, paragrafo 3, lettera c) del trattato che istituisce la Comunità europea,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

La presente decisione riguarda la richiesta del Regno Unito di regime transitorio ai sensi dell'articolo 24 della direttiva 96/92/CE, notificata alla Commissione il 18 febbraio 1998 e completata il 16 ottobre 1998.

La notifica riguarda:

i contratti di acquisto di energia stipulati tra NIE e Ballylumford Power Ltd (attuale Premier Power Ltd), Belfast West Power Ltd, Coolkearagh Power Ltd e Kilroot Power Ltd.

Articolo 2

Il regime transitorio notificato dal governo del Regno Unito non prevede misure tali da costituire deroghe ai capitoli IV, VI o VII della direttiva 96/92/CE secondo quanto definito nel relativo articolo 24, paragrafo 2. L'articolo 24, pertanto, non è applicabile al regime transitorio notificato dal governo del Regno Unito.

Articolo 3

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

Fatto a Bruxelles, l'8 luglio 1999.

Per la Commissione

Christos PAPOUTSIS

Membro della Commissione