



DEPARTMENT OF ECONOMICS
UNIVERSITY OF MILAN - BICOCCA

WORKING PAPER SERIES

**Come funziona la liberalizzazione dei servizi pubblici:
un'analisi di alcune esperienze internazionali**

Luigi Prosperetti, Graziella Marzi

No. 13 - April 1998

Dipartimento di Economia Politica
Università degli Studi di Milano - Bicocca
<http://dipeco.economia.unimib.it>

**COME FUNZIONA LA LIBERALIZZAZIONE DEI SERVIZI PUBBLICI:
UN'ANALISI DI ALCUNE ESPERIENZE INTERNAZIONALI**

di

*Luigi Prosperetti e
Graziella Marzi*

Università degli Studi di Milano - Bicocca

Sommario

1. Premessa

2. Liberalizzazione e regolazione

3. Regolazione e tutela della concorrenza: il caso delle telecomunicazioni

3.1 L'esperienza britannica

3.2 L'esperienza USA

4. Regolazione e struttura del mercato: il caso dell'industria elettrica inglese

4.1 La struttura dell'industria elettrica inglese

4.2 Il modello di regolazione

4.3 Liberalizzazione, privatizzazione e controllo: un'interpretazione

4.4 Il futuro dell'industria elettrica e della sua regolazione

5. Conclusioni

Riferimenti bibliografici

1. Premessa

La liberalizzazione/privatizzazione dei principali servizi pubblici è spesso vista nel dibattito italiano come un processo che non richiede necessariamente interventi sulla struttura del settore, ma che per contro necessita di un complesso apparato di regolazione, come hanno ben mostrato di recente il documento della Commissione Carpi sul riassetto del sistema elettrico e la legge istitutiva dell'Autorità di garanzia delle comunicazioni.

Come invece rende evidente l'esperienza internazionale più recente, il *prius* logico a qualsiasi intervento di regolazione è la ristrutturazione del settore, nel quale vanno in primo luogo distinti e isolati quei segmenti che - per motivi tecnologici o per lo sviluppo della domanda - non presentano più le caratteristiche della *market failure*: questi segmenti devono essere liberalizzati in tempi brevi, consentendo l'entrata di nuovi operatori ed impedendo - mediante un'efficace applicazione della normativa antitrust - che l'azienda che fino ad allora ha goduto di diritti esclusivi o speciali abusi della propria posizione dominante.

La regolazione va quindi utilizzata per quei segmenti nei quali appaia inevitabile il mantenimento di diritti speciali o esclusivi. Essa deve essere pertanto vista come una funzione importante, ma residuale, nel quadro di una rapida liberalizzazione che deve costituire l'asse portante della politica industriale nei confronti dei servizi pubblici.

Dato che la tecnologia e lo sviluppo dei mercati tendono a spostare continuamente la frontiera tra segmenti liberalizzabili e non liberalizzabili, restringendo questi ultimi, la regolazione deve lasciare mano a mano il passo alla disciplina della concorrenza.

Per illustrare la tesi così sintetizzata, in questo lavoro, dopo una riflessione di carattere introduttivo sui rapporti tra regolazione e liberalizzazione (paragrafo 2) ci occuperemo di due settori molto diversi, discutendo nel paragrafo 3 lo sviluppo dell'esperienza di liberalizzazione e di regolazione nelle telecomunicazioni, rifacendoci espressamente a due "storie parallele", tra loro molto diverse (Stati Uniti e Gran Bretagna). Nel paragrafo 4 ci occuperemo quindi del settore elettrico inglese.

La scelta di questi casi è utile, dal nostro punto di vista, perchè il primo illustra assai bene l'interazione tra politiche di regolazione e politiche *antitrust*; il secondo mostra la scarsa incisività della regolazione quando un settore non venga adeguatamente liberalizzato.

Nel paragrafo 5 concluderemo il lavoro con alcuni riferimenti alle principali questioni aperte nel nostro Paese, sul piano della liberalizzazione-regolazione, che riguardano il settore energetico e quello delle telecomunicazioni.

2. Liberalizzazione e regolazione

Perché regolare un mercato?

Questa domanda non è oziosa: la risposta che ad essa viene data è anzi la determinante principale non solo dell'approccio di regolazione ma dei tempi stessi che riesce a seguire il processo di liberalizzazione.

Molto spesso infatti nel rispondere a questa domanda viene dato implicitamente scontato che la *market failure* che determina la necessità di una regolazione non possa essere significativamente corretta da un processo di liberalizzazione. Assumendo questo punto di vista, si dà per scontato che il processo di regolazione debba evitare che l'impresa dominante "sfrutti" i propri utenti imponendo loro prezzi superiori ai costi.

Questo punto di vista è sostanzialmente errato, perché è basato su una visione quanto meno scolastica: la concorrenza non serve solo a tenere i prezzi vicini ai costi medi. Nella realtà di un mercato competitivo, la concorrenza influenza l'efficienza della struttura dei prezzi spingendo le imprese¹ :

- a coprire i costi congiunti in modo creativo e flessibile;
- ad ottimizzare l'uso delle reti e delle risorse con schemi articolati di tariffe multiorarie, connesse al traffico (o al carico, a seconda dei casi) delle reti;
- a correlare strettamente prezzi e qualità, segmentando adeguatamente il mercato.

Ma il mercato fa ben altro che fissare i prezzi dei prodotti (o servizi) esistenti: tramite i segnali di scarsità/abbondanza che esso genera, spinge le aziende a introdurre innovazioni di prodotto o di processo come leve del processo competitivo, senza costringerle ad attendere il "permesso" del regolatore.

Tutto ciò che realisticamente una buona regolazione può sperare di ottenere è invece di mantenere i prezzi dei servizi ad un livello vicino ai costi di lungo periodo.

Questo obiettivo è corretto e non deve certamente essere sottovalutato. Confrontato con i punti che precedono è però poca cosa, e dunque esso deve essere perseguito quando non vi siano percorsi alternativi che consentono di raggiungere - tramite la liberalizzazione - gli effetti positivi più generali generati da un mercato competitivo.²

Una visione dell'intervento pubblico che ponga la regolazione (e non la liberalizzazione) al primo posto non tiene poi conto degli effetti che la tecnologia e lo sviluppo della domanda possono avere nell'indebolire, fino ad eliminarle, le condizioni tecnologiche e di mercato che avevano dato luogo inizialmente alla *market failure*.

In altre parole, questa ipotesi dà per scontato che la *market failure* sia sempre e comunque più grave della *regulatory failure*: quanto meno per l'Italia vi è invece

¹ Cfr. Farrell (1987), basato su un'affascinante esperienza di economista-regolatore alla FCC.

² Se mai vi fosse bisogno di corroborare con un esempio questo punto, basta considerare le strategie di prezzo, qualità e innovazione che sono emerse in Italia nella telefonia radiomobile, quando da monopolio essa è stata trasformata non in un mercato concorrenziale bensì in un (assai

ampia evidenza di un massiccio fallimento storico dei processi di regolazione³

3. Bilanciare regolazione e tutela del mercato: il caso delle telecomunicazioni

Il settore delle telecomunicazioni rappresenta il miglior esempio per mostrare come in alcuni casi l'ipotesi che il monopolio naturale sia un male inevitabile viene sostanzialmente falsificata dagli sviluppi della tecnologia.

Come è noto, in questo settore, l'argomento fondamentale in favore di mantenere un solo operatore sul mercato era costituito dall'opportunità di evitare lo spreco di risorse sociali derivante dalla duplicazione di infrastrutture (monopolio naturale). Gli sviluppi della tecnologia hanno modificato radicalmente questa situazione: già oggi la maggior parte degli utenti nei paesi industrializzati non è più raggiunta soltanto attraverso un'infrastruttura fisica (il doppino in rame) ma almeno da una infrastruttura radio, cui altre se ne vanno aggiungendo su bande di frequenza più elevate.

E' poi tecnologicamente possibile raggiungere gli utenti attraverso la telefonia satellitare, e presto tale mezzo trasmissivo dovrebbe diventare economicamente utilizzabile con una forte riduzione del costo degli apparati. In terzo luogo, nelle aree che hanno sviluppato negli scorsi anni reti di TV via cavo è ormai possibile utilizzare tale infrastruttura, con moderati investimenti aggiuntivi, per la trasmissione di comunicazioni a larga banda.

Le telecomunicazioni sono dunque un caso esemplare, che ha visto in pochi anni la trasformazione di un monopolio naturale in un'industria tendenzialmente competitiva, nella quale esistono - almeno in prospettiva - almeno quattro modalità diverse per erogare il servizio alla clientela.

Questi sviluppi tecnologici hanno dato luogo a reazioni assai diverse nei vari Paesi.⁴

Schematizzando processi molto complessi, possiamo tuttavia evidenziare due casi notevoli: la Gran Bretagna, ove l'enfasi è stata posta fin dagli anni ottanta sulla liberalizzazione del mercato; gli Stati Uniti, ove l'enfasi è stata invece posta - sia a livello federale che dei singoli Stati - sulla regolazione.

Questa schematizzazione va certamente contro alla stilizzazione più corrente, che vede la Gran Bretagna come patria della regolazione e gli USA come culla della liberalizzazione: come vedremo, mentre in Gran Bretagna una politica di decisa liberalizzazione sia del mercato *long distance* che di quello locale ha consentito di mantenere un approccio sostanzialmente "leggero" alla regolazione, riducendone poi l'ambito di applicazione in favore delle normative a tutela della concorrenza e del mercato, negli USA si è mantenuta un'enfasi maggiore sulla regolazione, limitando l'applicazione della normativa antitrust al segmento *long distance* del mercato, e ciò ha determinato il sostanziale insuccesso di un'ampia parte delle

³ Cfr. Prosperetti (1993), Prosperetti - Arlandini (1997).

⁴ Cfr. L. Prosperetti - M. Cimattoribus (1997).

disposizioni contenute nel *Telecommunications Act* del 1996.

3.1 L'esperienza britannica

I problemi posti dal bilanciamento dinamico tra liberalizzazione e regolamentazione sono bene evidenziati dall'esperienza britannica.

Questa può essere suddivisa in tre fasi:

1. il periodo del duopolio British Telecom (BT) - Mercury (1984 - 1991);
2. il periodo dell'apertura del mercato con regolazione forte (1991 - 1996);
3. il periodo della liberalizzazione con regolazione più debole, ma con un peso crescente delle normative a tutela della concorrenza (a partire dal 1996).

Dopo aver concesso una licenza a Mercury nel 1982 e prima di privatizzare BT nel 1984, nel 1983 il governo britannico annunciò che fino al 1991 solo questi due operatori sarebbero stati autorizzati a fornire servizi di telefonia fissa; nel contempo il Governo annunciò che sarebbero state rilasciate numerose licenze per

Agli operatori di CATV, almeno fino al 1992, non sarebbe stato consentito di offrire servizi di telecomunicazione; per contro, BT non avrebbe potuto offrire servizi video né in forma di *broadcasting* né in forma di *video-on-demand*. Venne inoltre consentita la rivendita del traffico, a condizione che anche i servizi a valore aggiunto facessero parte del pacchetto commercializzato; rimase invece il divieto della semplice rivendita di capacità trasmissiva (*simple resale*), essenzialmente per permettere a BT di riallineare le proprie tariffe per i servizi locali e *long distance*.

Se così venivano poste le premesse per passare in un secondo tempo ad una liberalizzazione basata sulla concorrenza tra infrastrutture, l'assetto duopolistico cominciava a porre in evidenza i tre problemi principali posti da una pur graduale apertura del mercato (interconnessione, l'*access deficit* e finanziamento del servizio universale); questi erano però in quella fase sufficientemente facili da risolvere, e quindi il maggior sforzo di regolazione tariffaria venne rivolto alle tariffe per l'utenza finale, con l'applicazione del metodo - ormai ben noto - del *price cap*.

L'*access deficit*, ovvero l'esistenza di un deficit sopportato da BT per l'offerta del servizio di accesso alla rete da parte dell'utenza domestica, derivante dalle distorsioni nella struttura tariffaria che vedevano prezzi superiori ai costi nel traffico *long-distance*, ma inferiori ai costi nel *local loop*, non costituiva infatti un problema esplicito quando BT operava in monopolio, ma avrebbe potuto diventarlo se Mercury fosse stata in grado di "scremare" una parte non trascurabile di traffico *long-distance*.

Di fatto il problema non si pose, dato che nel 1991 (a cinque anni dall'offerta sul mercato di servizi da parte di Mercury, avvenuta nel 1986) il nuovo entrante raccoglieva soltanto una quota di mercato decisamente inferiore al 10% (tavola 1). BT, che sulla base della licenza ricevuta aveva la facoltà di chiedere a Mercury una

access deficit contribution, previa esibizione ad Oftel di una contabilità separata per tale servizio, non si avvale quindi mai di tale possibilità.

Anche i principali problemi derivanti dall'interconnessione delle due reti si posero in forma relativamente semplice, vista la struttura duopolistica del mercato e il livello tecnologico che non consentiva di risolvere a costi contenuti né il problema della portabilità del numero (ovvero la facoltà, da parte dell'utente, di tenere lo stesso numero pur cambiando operatore), né quello dell'accesso egualitario (ovvero la possibilità di scegliere, per una chiamata *long-distance*, tra un operatore e l'altro digitando prefissi di uguale lunghezza).

Mercury fu così fortemente svantaggiata, e di fatto non riuscì mai a penetrare il segmento famiglie, e neppure quello delle piccole imprese.

Tavola 1. Tassi di penetrazione di Mercury

Anni	Linee residenziali	Linee affari
1988	0,05 %	1 %
1989	0,1 %	2 %
1990	0,2 %	4 %
1991	0,5 %	6 %

Fonte: Castelli (1997)

In parte per colmare questi svantaggi, Oftel intervenne nel 1985 per garantire a Mercury tariffe di interconnessione a BT sensibilmente inferiori a quelle offerte da quest'ultimo operatore. La risoluzione di Oftel prevedeva comunque l'accesso di Mercury soltanto ad alcuni nodi della rete di BT. Le tariffe stabilite da Oftel riguardavano soltanto alcuni servizi, ed erano indicizzate annualmente al valore di *X* nel *price cap*. Questo meccanismo contribuì nel tempo a far crescere le tariffe rendendole meno vantaggiose per Mercury.

Secondo il *Telecommunications Act 1984*, a BT, quale operatore dominante, competeva l'obbligo del servizio universale, inteso come telefonia di base per qualsiasi utente ovunque esso si trovasse; per esso non fu prevista inizialmente una compensazione finanziaria, in assenza di evidenza che gli obblighi del servizio universale (USO) gravassero in misura iniqua su BT.

La regolazione delle tariffe finali fu quindi il capitolo che ricevette la maggior attenzione. Poiché è quello più noto, qui possiamo esimerci dal ricordarne i principali aspetti. Ci basta qui sottolineare che la particolare struttura del sistema consentì a BT di operare un ribilanciamento della struttura dei propri prezzi, rendendola gradatamente più vicina ai propri costi.

Con la *Duopoly Review* del marzo 1991, il Governo britannico decise di procedere celermente alla piena liberalizzazione del mercato, nel quale il nuovo entrante aveva avuto un impatto sostanzialmente marginale, facendo leva sull'esistenza di infrastrutture alternative rappresentate dalle CATV (in grado di servire circa il 25% delle famiglie britanniche), dagli operatori di telefonia mobile e dalle cosiddette "infrastrutture alternative" (reti di telecomunicazioni gestite dagli operatori di servizi ferroviari, elettrici, idrici). Inoltre, eliminando la proibizione nei confronti

A questo mercato si è affiancato quello della telefonia radiomobile, che presenta la caratteristica originale di una gestione dell'infrastruttura di rete separata dalla commercializzazione dei servizi; entrambi i livelli sono aperti alla concorrenza. Mentre la gestione delle infrastrutture è nata come duopolio protetto nel 1985 (Vodafone, Cellnet), il mercato della commercializzazione è aperto ad un grande numero di *dealers*. A tali reti si sono affiancate negli anni Novanta le reti GSM e le reti PCN, oltre al sistema Telepoint (simile al DECT), anch'esse aperte a più operatori. Nel marzo del 1996 questo mercato contava su circa 5.800.000 abbonati, con un tasso annuo composto di crescita equivalente al 46%.

In questo periodo si verificò un forte incremento nella complessità della regolazione: la quota di fatturato di BT sottoposta alle decisioni di Oftel salì rapidamente da meno della metà a più di due terzi. Come ricorda efficacemente Cave (1997), il testo della licenza di BT - che copriva circa 70 pagine nel periodo del duopolio - salì a circa 200 pagine a causa della necessità di regolare dettagliatamente le materie che nel periodo precedente si erano potute risolvere in modo relativamente semplice.

Ciò tuttavia riflette non soltanto la maggior complessità dei problemi che richiedono un intervento da parte del regolatore, quanto la sostanziale inadeguatezza della normativa britannica sulla tutela della concorrenza. Nel diritto britannico non esistono infatti norme assimilabili agli articoli 85 e 86 del Trattato di Roma, che vietano rispettivamente le intese che possono prevenire, limitare o distorcere la concorrenza, e l'abuso di posizione dominante. Esso in particolare non prevede procedimenti rapidi per individuare e vietare eventuali abusi di posizione dominante.

A causa del moltiplicarsi delle richieste di interconnessione a BT da parte di operatori concorrenti, si rese in primo luogo necessaria la riforma del sistema di accordi: Oftel propose nel 1993 la pubblicazione di un listino di interconnessione standard per circa 60 singoli servizi forniti da BT (*unbundling*). Il listino doveva essere valido alle stesse condizioni (senza sconti) per tutti gli operatori, compresa la stessa BT; per garantire il principio di non discriminazione il regolatore impose nel 1994 a BT una separazione contabile (*accounting separation*). In base ad essa, BT venne tenuta a partire dal 1994-1995 a fornire conti economici e attivi patrimoniali separati per la divisione dei servizi finali (BT Retail), la divisione dei servizi *long-distance* (BT Network) e la divisione dei servizi locali (BT Access); inoltre, BT veniva tenuta a fornire ad Oftel anche una contabilità a costi correnti.

Come risultato di queste variazioni, e dell'affinamento dei metodi di Oftel sul calcolo dei costi, le tariffe di interconnessione di BT diminuirono di un terzo tra il 1993 ed il 1996, rivelandosi in un'indagine del 1997⁵ le più basse, sia tra i Paesi europei che rispetto agli USA.

La forte crescita del numero dei concorrenti riportò inoltre alla luce il problema *access deficit contribution*. BT chiese che le tariffe di interconnessione comprendessero anche la remunerazione per l'*access deficit* che avrebbe dovuto sopportare; Oftel stabilì nel 1994 un sistema che, pur riconoscendo questo aspetto, garantiva una serie di esenzioni per i concorrenti con minori quote di mercato.

La *Duopoly Review* del 1991 introdusse anche il concetto di portabilità del numero, ma la materia fu regolata da Oftel soltanto nel 1995, dopo un lungo dibattito sfociato davanti alla Monopolies and Merger Commission per la suddivisione dei costi del servizio tra BT e gli altri operatori.

La fase di regolazione forte del mercato da parte di Oftel si concluse nel 1996, con il riconoscimento che in alcuni segmenti del mercato delle telecomunicazioni si era instaurata una forte concorrenza, mentre in altri resisteva ancora l'influenza dominante da parte di BT e nella maggior parte dei casi ci si trovava in una situazione intermedia.

Nella consapevolezza che la regolazione del mercato è un sostituto imperfetto delle forze del mercato, e che queste ultime possono essere ostacolate dal mantenimento di un livello troppo elevato di regolazione⁶, Oftel si spostò verso un approccio allo stesso tempo più leggero - per la presenza di un numero minore di regole prescrittive - ma più deciso per l'esistenza di un maggiore controllo dei comportamenti anticompetitivi degli operatori.

Le nuove proposte di regolamentazione di Oftel presentate nel 1996 partono dal presupposto che il crescente grado di competizione dell'industria consentisse ulteriori passi verso la deregolamentazione; esse prevedono per il periodo dal 1997 al 2001 una forte riduzione delle attività di BT soggette a controllo tariffario, che passano dal 64% al 26% del fatturato e sono prevalentemente riferite agli utenti residenziali, Contemporaneamente, Oftel permette una maggiore flessibilità nella fissazione dei prezzi ancora soggetti a regolamentazione.

Oltre ad una nuova definizione del metodo del *price cap* per le tariffe finali, basato su servizi disponibili a tutti i clienti residenziali, si ha un nuovo approccio di regolamentazione per l'interconnessione, il *Network Charge Cap*, con cui BT acquista la possibilità di fissare liberamente - tra un limite inferiore ed un limite superiore - le tariffe di interconnessione nel rispetto del *cap* fissato.

Questo metodo aumenta gli incentivi alla riduzione dei costi e favorisce la determinazione efficiente dei prezzi dei servizi interconnessi. Inoltre, il *cap* è diverso a seconda del grado di competitività dei servizi di interconnessione, passando dall'assenza di controllo sui prezzi per i servizi pienamente competitivi, alla definizione di *cap* diversi per servizi competitivi in prospettiva, in concorrenza

⁵Cfr. Ovum (1997).

⁶Cfr. Oftel (1996).

imperfetta oppure servizi “*bottleneck*”.

Infine, per il periodo tra il 1997 ed il 2001 viene sancito il passaggio dal calcolo dei costi di interconnessione sulla base dei costi medi storici “pienamente distribuiti” ai costi incrementali di lungo periodo.

Questa forte riduzione dell'area di attività di BT coperta dalla regolazione si è accompagnata all'introduzione nel 1996 di una *fair trading condition* nella licenza di BT da parte di Oftel, che vieta abusi di posizione dominante e accordi in grado di distorcere la concorrenza.

La necessità di tale innovazione è motivata da Oftel come segue: “vi è in primo luogo un insieme complesso di nuovi problemi da affrontare. In secondo luogo è sempre più difficile affrontarli sulla base delle regole prescrittive esistenti che specificano i comportamenti che deve tenere BT. Queste regole rendono sempre più complessa la licenza di BT e generano incertezze interpretative.

Un'infrazione a questa nuova *fair trading condition*, oltre a determinare un intervento di Oftel, consente ai terzi di perseguire per via giudiziale il ristoro del danno subito.

La storia recente delle telecomunicazioni inglesi mostra dunque come:

- a) una “prudente” ristrutturazione del mercato, passando da un monopolio a un duopolio, non sia sufficiente a generare benefici particolarmente consistenti;
- b) una politica di forte liberalizzazione richiede alcune scelte regolatorie chiare, di natura preventiva, sulle condizioni a cui la concorrenza sulle reti e tra le reti possa svilupparsi: licenze, accesso e interconnessione sono qui i capitoli più importanti;
- c) la regolazione deve essere coniugata alla politica della concorrenza e, progressivamente, agli obblighi di rispettare regole ex ante deve subentrare il vaglio del rispetto del divieto di abuso di posizione dominante.

3.2 L'esperienza USA

Gli Stati Uniti si sono mossi, a partire dagli anni ottanta, in una direzione assai diversa da quella britannica, aprendo completamente alla concorrenza il mercato *long distance* ma conservando - almeno in una larga maggioranza di Stati - condizioni di monopolio sugli altri mercati.

Com'è noto, il *Modified Final Judgement* del Giudice Green, che determinò nel 1982 la suddivisione della AT&T in un gestore *long distance* e in sette *Regional Bell Operating Companies* (RBOC, o *Baby Bells*, cui non era consentito offrire servizi al di fuori dell'area di attività) venne basato essenzialmente sulla tesi che - mentre la tecnologia preservava condizioni di monopolio naturale nei mercati locali - l'impiego crescente di dorsali in fibra ottica e lo sviluppo del traffico rendevano possibile liberalizzare il segmento *long distance*.

Negli anni successivi, la concorrenza sul mercato a lunga distanza si sviluppò impetuosamente, con l'entrata sia di concorrenti dotati di infrastrutture proprie (di

cui MCI e Sprint erano i principali), sia di *capacity resellers* che acquistavano capacità all'ingrosso dai possessori di infrastrutture e la rivendevano al dettaglio: questo potente sviluppo della concorrenza ha portato ad una contrazione superiore al 50% in termini reali dei prezzi in poco più di un decennio.

In questa fase, l'attività di regolazione della FCC (che ha, com'è noto, soltanto competenza sul segmento *long distance*, e più in particolare sui servizi che interessano più di uno Stato) venne indirizzata a promuovere l'accesso degli utenti ai diversi fornitori di questo servizio.

In stridente contrasto con la liberalizzazione sul segmento *long distance*, quasi nulla ebbe luogo sui mercati locali, nei quali le Autorità di regolazione competenti (le *State Public Utilities Commission*) si guardarono in genere dal consentire l'entrata ad altri operatori, continuando a regolare la *Baby Bells* sulla base di un tradizionale approccio di determinazione tariffaria basato sul saggio di rendimento del capitale investito.

Con l'inizio degli anni novanta, in alcuni Stati (New Jersey, Michigan, Illinois) venne consentito l'ingresso di *competitive access providers*, ovvero di gestori (in genere fornitori di CATV) che offrivano - in concorrenza con le *Baby Bells* - servizi di telefonia locale, ma la grande maggioranza degli Stati manteneva un assetto sostanzialmente monopolistico di questo segmento.

Dopo un travagliato *iter* parlamentare, nel febbraio del 1996 venne promulgato un nuovo, ambizioso, Telecommunications Act che si proponeva di aprire i mercati locali alla concorrenza consentendo, qualora ciò fosse avvenuto, alle *Baby Bells* di entrare nel segmento *long distance*.

In particolare, la norma:

- a) rende invalida qualsiasi restrizione all'entrata sui mercati delle telecomunicazioni locali, con ciò abolendo i poteri in questa area delle commissioni a livello di Stato;
- b) consente alle *Baby Bells* di entrare sul segmento a lunga distanza qualora esse soddisfino una lista di condizioni (sottoposte a verifica da parte della FCC) per lo sviluppo della concorrenza nelle rispettive aree, di cui le principali sono: la realizzazione di accordi di interconnessione basati anche sull'offerta di singoli elementi di rete (*unbundled local loop*) e la portabilità dei numeri;
- c) rimuove i divieti, imposti dalla FCC, di acquisizione di operatori cavo da parte di operatori di telecomunicazione (e viceversa).

Soltanto quest'ultima disposizione del Telecommunications Act ha avuto finora effetti pratici di rilievo, consentendo un rapido consolidamento del settore, che nell'ultimo biennio ha conosciuto ampi processi di fusione e acquisizione, di cui il più recente (l'acquisto di MCI da parte di Worldcom) ha creato un'azienda integrata nei segmenti delle telecomunicazioni internazionali, nazionali e locali, dell'accesso a Internet e della CATV con un fatturato di circa 50 miliardi di dollari.

Le altre disposizioni di questo organico intervento di liberalizzazione si sono, almeno finora, arenate sulle secche della regolazione: il decreto della FCC che stabiliva le regole per gli accordi di interconnessione è stato infatti sospeso per un

conflitto di giurisdizione e la gestione dei processi di entrata nelle telecomunicazioni locali è ancora in larga parte gestita dalle Commissioni dei singoli Stati, e tale rimarrà almeno per qualche anno.

Questa breve sintesi della storia recente delle telecomunicazioni USA mostra quindi da un lato gli enormi benefici ottenibili quando - come nel mercato *long distance* - la regolazione si innesta su una scelta di fondo fortemente liberalizzatrice, di cui essa si trova sostanzialmente a garantire l'ordinata realizzazione.

Di converso, la regolazione non solo non sostituisce, ma può di fatto ostacolare i processi di liberalizzazione.

4. Regolazione e struttura di mercato: il caso dell'industria elettrica inglese

Così come la storia recente delle telecomunicazioni in Gran Bretagna e negli Stati Uniti illustra bene i problemi del bilanciamento tra regolazione e tutela della concorrenza, il caso dell'industria elettrica inglese ⁷ evidenzia le difficoltà che si pongono al processo di regolazione quando questo non venga preceduto da una ristrutturazione in senso competitivo del settore.

Ciò è in parte sorprendente, perchè il processo di liberalizzazione e di privatizzazione dell'industria elettrica inglese viene considerato un vero e proprio esperimento in campo economico (Yarrow e Vickers, 1994) per la radicalità con cui sono stati affrontati alcuni (ma non tutti, come vedremo) suoi aspetti strutturali.

Il Governo britannico aveva infatti deciso di non privatizzare l'industria elettrica come monopolio verticalmente integrato, come aveva fatto in precedenza per il settore del gas, bensì di modificarne con l'assetto proprietario anche la struttura organizzativa e produttiva con l'intento dichiarato di favorire l'effettivo operare della concorrenza.

4.1 La struttura dell'industria elettrica inglese

Il 31 marzo 1990 (detto "Vesting Day"), con la pubblicazione dell'*Electricity Act* del 1989, il monopolio pubblico dell'offerta di energia elettrica, caratterizzato da un elevato grado di integrazione verticale, è stato orizzontalmente e verticalmente de-integrato e il settore quasi completamente privatizzato.

La struttura industriale, al tempo della nazionalizzazione, era caratterizzata dalla presenza del CEGB (Central Electricity Generating Board) che controllava la *generazione* dell'energia elettrica di quasi tutti gli impianti esistenti in Inghilterra e

⁷ L'analisi condotta si riferisce solo all'industria elettrica in Inghilterra e nel Galles, poichè in Scozia e nell'Irlanda del Nord la privatizzazione non è avvenuta con mutamenti nella struttura produttiva che rimane caratterizzata da monopoli verticalmente integrati.

nel Galles ed effettuava la *trasmissione* di energia ad alta tensione (275 o 400 kV) attraverso la griglia nazionale di trasmissione.

I 12 Area Boards, dotati di autonomia finanziaria, acquistavano energia dal CEGB e ne effettuavano la *distribuzione* a media tensione (132 kV) e la *fornitura o vendita* (240 V) agli utenti delle rispettive aree. Alcuni grandi utenti erano direttamente collegati alla griglia nazionale. Questa era, a sua volta, interconnessa con l'EdF (Electricité de France) e con i due area boards scozzesi SSEB (South of Scotland Electricity Board) e NSHEB (North of Scotland Hydro-Electric Board) che erano verticalmente integrate e coprivano l'intero fabbisogno locale.

Al "Vesting Day", l'attività di *generazione* venne separata da quella di *trasmissione* e il CEGB diviso in quattro società indipendenti. Tre società generatrici: NP (National Power), PG (Power Gen), e NE (Nuclear Electric) e una società NGC (National Grid Company) preposta all'attività di trasmissione della rete.

La funzione di coordinare strettamente la generazione e la trasmissione di energia elettrica per garantire, date le caratteristiche fisiche dell'energia stessa, il mantenimento di un costante equilibrio tra domanda e offerta venne affidata al *Pool*. Esso rappresenta una sorta di mercato all'ingrosso dell'energia che ha la funzione di definire l'ordine di dispacciamento degli impianti e la fissazione dei prezzi di generazione pagati alle imprese produttrici.

Attualmente la generazione è effettuata da NP, PG e Eastern che hanno la proprietà degli impianti a carbone, a combustibile e idroelettrici; da BE (British Energy) e da ME (Magnox Electric) che hanno la proprietà di quelli nucleari. L'energia elettrica viene immessa nella griglia di trasmissione oltre che dalle società produttrici, anche dai produttori indipendenti IPP (Independent Power Producers), dalla EdF e dalle due società scozzesi ridenominate SP (Scottish Power) e HE (Hydro-Electric) (cfr.Tab.1,§ 4.1).

La *distribuzione* viene effettuata dalle RECs (Regional Electricity Companies) in cui sono state convertite i 12 Area Boards.

La *vendita* di energia venne separata dalla distribuzione, in termini strutturali ma non di assetto proprietario, e ne venne definito un processo di liberalizzazione graduale da realizzarsi in tre fasi e da completarsi entro il 1 aprile 1998.

Le modifiche dell'assetto proprietario iniziarono poco tempo dopo. Nel periodo novembre-dicembre 1990 con la vendita delle azioni delle RECs proprietarie, a loro volta, di una quota della NGC. Nel periodo febbraio-marzo 1991 fu venduto il 60% delle azioni di NP e PG e, nel marzo 1995, la quota restante. Nel dicembre 1995, le RECs vendettero la quota azionaria della NGC. Infine, nel luglio 1996, venne effettuata la vendita delle azioni della BE.

La decisione iniziale di non privatizzare gli impianti nucleari era legata alla convinzione che i costi crescenti, connessi alle stazioni nucleari più vecchie, ne avrebbero reso praticamente impossibile la vendita. Il Governo decise allora di creare la Nuclear Electric (NE) a cui vennero affidati gli impianti nucleari e garantita la collocazione di una quota della produzione nucleare ad un prezzo più alto di quello del mercato. La differenza veniva ripianata dalla quasi totalità dei

proventi di un'imposta, la "Fossil Fuel Levy" (FFL), che era pagata dai venditori ma finiva per incidere sulle bollette dei consumatori finali per il 10% circa (CRI, 1997).

Nell'aprile 1996 furono costituite la British Energy (BE) e la Magnox Electric (ME). La BE ha incorporato i sei impianti più moderni della NE e la Scottish Nuclear (SN). La ME ha la proprietà dei sei impianti più vecchi della NE ed è una società pubblica. Con la privatizzazione della BE nella scorso agosto, la componente della FFL attribuita alla energia nucleare è venuta meno cadere ma la Levy è rimasta per le componenti relative alle fonti rinnovabili ed è attualmente pari al 2,2%.

La descrizione della struttura e del nuovo assetto proprietario dell'industria elettrica inglese ci consente di cogliere, fin da ora, alcune caratteristiche interessanti :

- L'industria elettrica inglese, ad esclusione di una porzione della produzione nucleare (ME), è ora completamente privatizzata.
La ristrutturazione ha anticipato, anche se di poco, la privatizzazione.
- Le funzioni produttive che si configurano come monopolio naturale (trasmissione e distribuzione) sono state separate dalle altre che vengono progressivamente aperte alla concorrenza (generazione e vendita).
- E' stato creato un mercato all'ingrosso dell'energia.
- Le società NP e PG, al 'Vesting Day', dominavano il mercato producendo congiuntamente circa il 80% dell'energia elettrica (cfr. Tab.1, § 4.1).

In particolare, quest'ultima caratteristica è essenziale ai fini della comprensione dei risultati, finora raggiunti, del processo di trasformazione dell'industria elettrica inglese.

4.2 Il modello di regolazione

Con l'Electricity Act, il Governo inglese ha definito, congiuntamente al nuovo assetto dell'industria elettrica, anche uno schema di regolazione che, ispirandosi ai principi della tutela del benessere dei consumatore e del perseguimento di una maggiore efficienza nell'industria, si propone come obiettivi:

- impedire gli abusi di potere di mercato, da parte delle società che detengono posizioni monopolistiche, con l'introduzione di un controllo sui prezzi e la regolamentazione dell'accesso non discriminato alle reti di trasmissione e di distribuzione;
- promuovere la concorrenza nella generazione e nella vendita.

L'attività di regolazione è stata affidata al Director General of Electricity Supply (DGES), posto a capo dell'Office of Electricity Regulation' (OFFER), e al Secretary of State for Trade and Industry che nomina il DGES e ne condivide la responsabilità di perseguire gli obiettivi della regolazione.

Le proposte formulate dal DGES, nell'ambito dell'attività di regolazione, sono di norma il risultato finale di una serie di indagini e di consultazioni condotte

Il PPP è dato pertanto dalla somma: $PPP = SMP + LOLP$ (VOLL-SMP) dove:
LOLP (Loss of Load Probability) è la stima della probabilità che si presenti un

⁸ Tutti coloro che intendono operare nel Pool (RECs, produttori e grandi utenti) devono diventarne membri sottoscrivendo un accordo (*Pooling and Settlement Agreement*).

eccesso imprevisto di domanda rispetto alla capacità disponibile e si verifichi una perdita di potenza nell'intervallo di tempo considerato e VOLL (Value of Lost Load) è la stima del costo, per i consumatori, di una perdita di potenza.

Il secondo addendo sta ad indicare che quando la capacità attivata è vicina a quella disponibile, PPP è maggiore di SMP e vi è un incentivo a realizzare nuovi investimenti.

Il prezzo che viene pagato dai fornitori PSP (Pool Selling Price) si ottiene aggiungendo al PPP un margine, detto 'UPLIFT', che è destinato a coprire costi aggiuntivi e inattesi dovuti a errori di previsione, vincoli nella trasmissione e servizi ausiliari. Anche l'UPLIFT ha una funzione di incentivo per la creazione di riserve di energia, utili alla stabilità del sistema, e viene applicato nei momenti in

L'estrema volatilità e imprevedibilità che caratterizza i prezzi del Pool ha portato allo sviluppo di un sistema di contratti bilaterali tra generatori, fornitori e altri operatori per la copertura tale rischio (Yarrow, 1994). Si tratta dei "Contracts for Differences" (CfD) che possono assumere varie configurazioni, anche se la forma più diffusa è il "two ways". Questo tipo di contratto comporta una copertura reciproca che consiste nell'impegno da parte del generatore di pagare la differenza tra il prezzo di contratto concordato ("*strike-price*") e il prezzo del Pool, moltiplicata per il numero di unità contrattate, se il prezzo del Pool è superiore, e l'impegno di pagare della controparte, se il prezzo del Pool è inferiore. La diffusione dei CfD è attualmente tale da coprire oltre l'80% degli scambi fisici di energia che avvengono attraverso il Pool.

Questi contratti sono strumenti finanziari che non implicano alcun flusso fisico di energia elettrica e non richiedono di rendere pubblico il prezzo fissato per contratto. Essi non costituiscono un vero e proprio mercato a termine (Powell, 1993) contrapposto e collegato con il mercato a pronti cioè il Pool, che a sua volta non è un vero e proprio mercato spot bensì un "mercato del giorno prima" (Green, 1995; OFFER, 1994b).

Da qualche tempo, accanto ai CfD incominciano a diffondersi anche alcuni tipi di contratti standardizzati che sono riferiti ad intervalli di tempo predefiniti e sono considerati forme embrionali dei mercati a termine che potranno svilupparsi in futuro (Green-Newbery, 1997).

Il legame tra il mercato dei flussi fisici di energia e i mercati dei contratti è molto stretto. La copertura del rischio di volatilità dei prezzi del Pool, effettuata sul mercato dei contratti, finisce per ridurre la volatilità del prezzo che si fissa nel Pool.

I grandi utenti invece acquistano energia in base a contratti a lungo termine che non fanno riferimento ai prezzi del Pool.

4.2.2 I prezzi del Pool e gli interventi del Regolatore

L'analisi degli aspetti rilevanti del funzionamento del Pool ed in particolare del meccanismo di formazione dei prezzi di generazione, pone in evidenza che è esso

stesso parte dello schema di regolazione e che tende a simulare il funzionamento di un mercato concorrenziale.

Il Regolatore, con i suoi interventi, intende migliorare la capacità del Pool di produrre esiti simili a quelli di un mercato concorrenziale, almeno fino a quando non verrà raggiunto un grado di concorrenza più elevato (OFFER, 1995a).

I prezzi del Pool sono la grandezza più osservata dal Regolatore e dal pubblico, anche perchè essi vengono resi noti quotidianamente.

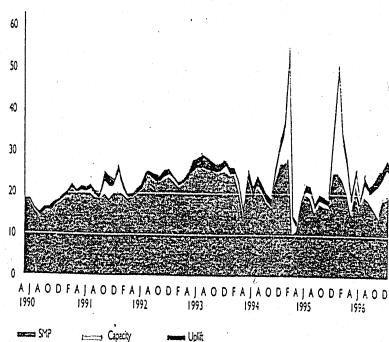
La Fig.1 illustra l'andamento, per le diverse componenti, dei prezzi medi mensili del Pool dal Vesting Day.

I prezzi hanno mostrato un trend continuamente crescente nei primi tre anni, destando preoccupazione nei consumatori e inducendo il Regolatore ad effettuare numerose inchieste. Non sorprendentemente, queste hanno portato a rilevare che le due imprese più grandi (NP e PG) avevano adottato comportamenti strategici per influenzare i prezzi sia in modo diretto, sfruttando il legame tra prezzi di offerta e SMP, sia indirettamente decidendo i livelli di capacità produttiva disponibile che, a loro volta, condizionano la componente del prezzo del Pool legata alla capacità (OFFER, 1991; 1993).

Gli interventi del DGES sono andati, inizialmente, nella direzione di migliorare il livello di competitività del mercato della generazione con la richiesta di modificare alcune regole di funzionamento del Pool e, alle due imprese, di cedere alcuni impianti (fino a 6GW di capacità). A conclusione dell'ultima indagine, tuttavia, il Regolatore ha ritenuto opportuno intervenire direttamente sul livello dei prezzi del Pool ottenendo, nel febbraio del 1994, l'impegno volontario delle due imprese di operare nel Pool in modo tale che il valore medio annuo del PPP non superasse un dato livello (2,4 p/kWh⁹ ai prezzi ottobre 1993 e poi indicizzato) per il 1994/95 e il 1995/96 e di stipulare contratti di vendita coerenti con tale prezzo (OFFER,1995a). Nel giugno 1995, il DGES non aveva ritenuto necessario estendere l'impegno volontario assunto dalle due imprese oltre il periodo definito, poiché nell'ultimo anno considerato il prezzo medio del Pool era stato inferiore a quello concordato, ma aveva sollecitato la vendita di alcuni impianti (4GW e 2GW rispettivamente) entro la fine del 1995.

⁹Il prezzo indicato è quello 'time-weighted', vale a dire calcolato come media semplice dei prezzi di ogni mezz'ora di un dato periodo.

FIG.1 PREZZO DEL POOL PER COMPONENTI
(media mensile in Lst/MWh)



OFFER, 1997a; Annual Report 1996, June 1997

Gli impianti sono stati acquistati, nel 1996, dalla Eastern Group, proprietaria della maggiore delle RECs, che ora dispone di una quota del 10% del mercato della generazione .

4.2.3 Il controllo dei prezzi della distribuzione

La trasmissione e la distribuzione di energia elettrica sono le attività della filiera elettrica svolte in condizioni di monopolio naturale e soggette al controllo del Regolatore che pone un *price-cap* alla crescita dei prezzi dei servizi forniti da queste attività. In questo lavoro l'attenzione è solo sull'attività di distribuzione.

In Inghilterra e Galles, l'attività di *distribuzione* fa capo alle 12 RECs che hanno anche il monopolio temporaneo della vendita su una parte dell'utenza e sono tenute ad applicare, ai venditori di energia elettrica che utilizzano la loro rete di distribuzione, le stesse tariffe che riconoscono a se stesse quando operano come venditrici, e applicare la separazione contabile delle due attività.

La componente relativa alla distribuzione di energia rappresenta circa il 26% della fattura del consumatore medio (il 30% per il consumatore domestico).

La forma di controllo dei prezzi di distribuzione è del tipo RPI-X. La grandezza a cui viene applicato il tetto è un prezzo unitario ottenuto come media delle diverse componenti di prezzo, ponderate in relazione alle categorie di utenza, e moltiplicato per un fattore che tiene conto delle perdite di energia.

Inizialmente i valori di X fissati per il controllo dei prezzi delle RECs erano diversi tra loro e compresi tra $X=0$ a $X=+2,5$; per un periodo di 5 anni. Essi hanno garantito un aumento in termini reali superiore a quello dell'indice dei prezzi al consumo che era destinato, nelle intenzioni del Governo, a finanziare i programmi di investimento delle imprese.

A conclusione della prima indagine sui prezzi della distribuzione, nell'agosto del 1994, il DGES aveva proposto una riduzione iniziale dei prezzi dell'11%, 14% e 17%, a seconda delle RECs, per nell'anno 1995/96; e un *price-cap* pari a RPI-2 per i restanti quattro anni, a completamento dell'intervallo quinquennale di

revisione.

Nel marzo 1995, poco prima dell'applicazione delle proposte, fissata per il 1 aprile 1995, il DGES aveva deciso di avanzare delle proposte 'integrative' per un'ulteriore riduzione dei prezzi. Queste proposte pubblicate in luglio, a meno di un anno dalla precedente revisione, prevedevano anche per l'anno 1996/97 delle riduzioni iniziali di prezzi (comprese tra il 10% e il 13%) e successivamente un *price-cap* pari a RPI-3 fino al 1999/2000.

Il Regolatore aveva motivato i controlli introdotti e la loro ulteriore integrazione con la necessità di dover porre rimedio agli effetti cumulativi generati dal sistema originario di controllo dei prezzi e della struttura del capitale assegnato inizialmente dal Governo alle imprese (Littlechild, 1995). Tra il 1990/91 e il 1994/95 l'incremento medio dei profitti totali operativi delle compagnie regionali era stato stimato pari al 87% in termini nominali (73% in termini reali). Il DGES aveva ritenuto tuttavia preferibile operare una sostanziale riduzione dei prezzi invece di redistribuire ai consumatori i profitti conseguiti in quel periodo, sostenuto in questo dalle reazioni positive del mercato azionario alle sue proposte.

4.2.4 Il mercato della vendita e il controllo dei prezzi

L'attività di vendita non si configura come un monopolio naturale e il Governo, prima, e il Regolatore, poi, hanno operato nella direzione di aprirla progressivamente alla concorrenza.

Prima del Vesting Day, le RECs avevano il monopolio locale della vendita su tutta l'utenza ad eccezione di alcuni grandissimi utenti che acquistavano l'energia direttamente dal CGEB.

L'Electricity Act ha distinto, transitoriamente per 8 anni, l'utenza in due fasce. I consumatori con domanda massima superiore a 1MW (a 100kW dal 1aprile 1994) possono scegliere un fornitore (Tier Supplier) diverso da quello locale, a cui viene chiesto di concedere l'uso della propria rete. I consumatori con domanda massima inferiore a 100 kW, devono acquistare l'energia dalla REC locale fino al 1 aprile 1998. Da quella data ciascuno potrà scegliere liberamente il proprio fornitore. Anche le RECs e le imprese di generazione possono operare come Second Tier.

I consumatori con domanda massima superiore a 1 MW (5000 circa) consumano complessivamente il 30% dell'energia venduta e acquistano il 70% dell'energia che consumano da Second Tier (Tabella 2, §3.3). I consumatori con domanda massima compresa tra 1MW e 100kW (50.000 circa) consumano il 20% dell'energia venduta e ne acquistano il 49% da Second Tier.

I prezzi di vendita sono stati posti sotto un controllo del tipo: $RPI-X+Y$ applicato al prezzo medio per unità di energia elettrica venduta complessivamente dalle RECs¹⁰.

¹⁰Fino al 31 marzo 1994 il price-cap veniva applicato anche alle unità vendute sul mercato libero. Inoltre, fino al marzo 1993, è stato applicato ai consumatori del

Fino al 31 marzo 1994 esso veniva applicato anche alle unità vendute sul mercato libero. RPI era l'indice dei prezzi attesi e X, il fattore di produttività, posto $X=0$.

La variante di *price-cap* introdotta, con l'aggiunta di Y, consente alle imprese di trasferire ai consumatori finali, secondo il criterio di *'cost pass through'*, tutti i costi posti al di fuori del loro controllo (costi di generazione) o già sottoposti a *price-cap* (costi di trasmissione e di distribuzione). Tali costi rappresentano complessivamente il 95% circa del costo di produzione dell'energia elettrica.

Dal 1 aprile 1994 al 31 marzo 1998, a seguito delle proposte del Regolatore, il controllo, nella forma $RPI-X+Y$, resta applicato solo al mercato protetto. Ad X è stato assegnato un valore uniforme ($X=2$) e RPI è diventato l'indice storico dei prezzi¹¹.

Il Regolatore è attualmente impegnato a facilitare la transizione verso la completa liberalizzazione del mercato della vendita e, al termine di un lungo percorso di consultazione con consumatori e imprese, ha avanzato lo scorso ottobre (OFFER,1997a) alcune proposte ispirate alla necessità di tutelare, ancora per qualche tempo, i consumatori più deboli per evitare che la concorrenza invece di migliorare la loro situazione, possa peggiorarla.

Il DGES ha proposto, per le diverse RECs, riduzioni comprese tra il 6,2% e il 14,8%, che equivalgono ad una riduzione media delle tariffe attuali del 9%, in termini reali, entro i prossimi due anni: il 6% nell'Aprile 1988 e il 3% nell'Aprile del 1999.

Queste riduzioni interesseranno tutti i consumatori domestici e i consumatori non-domestici con un consumo annuo inferiore a 12000 kWh. Il DGEs non esclude, a priori, la possibilità di espanderlo nel tempo.

Inoltre, la completa liberalizzazione del mercato della vendita sarà, a sua volta, organizzata in tre fasi successive, distanziate di 13 settimane, e dovrà comunque essere completata entro sei mesi. Dal 1 aprile 1998, il 10% dei consumatori di ciascuna area, identificati con riferimento al loro numero di codice postale, potrà scegliere liberamente il proprio venditore; la seconda fase interesserà un ulteriore 30 % circa di utenti domestici e tutti i restanti utenti industriali e l'ultima fase tutti gli altri utenti.

mercato protetto, un'ulteriore vincolo. La forma adottata, $RPI+F$, poneva un tetto al prezzo medio massimo che non poteva crescere oltre l'inflazione e consentiva solo il trasferimento della Fossil Fuel Levy ai consumatori.

¹¹Per meglio adeguare la stima dei ricavi ai costi sostenuti, che sono stimati con riferimento ai kW venduti (25%) e al numero dei consumatori (75%), il ricavo massimo 'consentito' è stato fissato in modo forfettario (Lst.10 Milioni) per tutte le RECs e incrementato ulteriormente per quelle che servono alcune categorie di consumatori con costi pro-capite più elevati. A questo ricavo se ne aggiunge un'altro che tiene conto delle unità vendute e del numero degli utenti (revenue driver).

4.3 Liberalizzazione, privatizzazione e controllo: un'interpretazione

L'analisi del processo di liberalizzazione e del sistema di interventi posti in essere dal Regolatore, consente di rilevare che due aspetti, tra di loro strettamente connessi, sembrano avere condizionato l'intero processo di trasformazione dell'industria elettrica inglese: l'insufficiente liberalizzazione iniziale, soprattutto del mercato della generazione, e la definizione di un modello di regolazione non del tutto coerente con lo schema di privatizzazione posto effettivamente in essere dal Governo.

L'insufficiente liberalizzazione iniziale ha infatti costretto il Regolatore ad affrontare i numerosi problemi della transizione alla concorrenza; non solo quelli non risolti, inizialmente, dal Governo ma anche quelli emersi come conseguenza delle decisioni stesse prese al 'Vesting Day'.

Il modello di regolazione, originariamente concepito come un sistema di controlli sui prezzi che si formano nei segmenti caratterizzati da monopolio naturale della filiera elettrica (trasmissione e distribuzione) e di azioni volte a promuovere la concorrenza (generazione e vendita), si è pertanto rivelato inadeguato ad affrontare tali problemi.

La competenza e l'autorevolezza del Regolatore hanno comunque consentito di ottenere alcuni significativi risultati in termini di riduzioni dei prezzi alle utenze e di diffusione della concorrenza nelle attività non caratterizzate da monopolio naturale. Si tratta tuttavia, in molti casi, di esiti raggiunti o forzando i limiti dello schema di regolazione - come nel caso dell'imposizione di un vincolo, anche se temporaneo, ai prezzi della generazione o dell'invito a dismettere quote rilevanti di capacità produttiva - o vanificando l'essenza stessa del metodo di controllo dei prezzi, come nel caso degli interventi sui prezzi della distribuzione attuati a breve distanza, l'uno dall'altro, senza rispettare l'intervallo di regolazione fissato.

Nel seguito si cercherà di evidenziare questi due aspetti del processo di trasformazione proprio con riferimento al diffondersi e all'operare della concorrenza nelle attività della filiera elettrica non caratterizzate da monopolio naturale e all'andamento dei prezzi per le diverse fasce d'utenza.

4.3.1 Concorrenza nella generazione

L'andamento delle quote del mercato della generazione, riportate nella Tabella 1

Tabella 1: Quote del mercato della generazione

Generatori	89/90	90/91	95/96	96/97	Aprile/ Maggio 1997 %
	%	%	%	%	%
National Power	48	45	32	24	18
PowerGen	30	28	23	22	18
Nuclear Electric	16	17	23	17	20
Magnox Electric	0	0	0	7	8
Scottish Interconnector	2	2	4	4	3
French Interconnector	3	6	6	6	6
Eastern	0	0	1	7	10
Nuovi generatori - CCGT	0	0	10	12	15
Altri concorrenti presenti	1	1	2	2	2
TOTALE	100	100	100	100	100

Fonte: Littlechild,S. "Development of competition in the Electricity Industry, OFFER, July 1997

consente di confrontare la distribuzione delle quote di mercato al Vesting Day con la situazione attuale. Nell'ultima colonna della tabella sono illustrati i dati riferiti ai primi mesi del 1997 che non sono pertanto del tutto comparabili con i dati annui delle altre colonne, ma consentono di tener conto della vendita di parte della capacità produttiva di National Power (NP) e di Power Gen (PG), non inclusa nei dati dell'anno precedente.

I due aspetti più immediatamente evidenti sono il ridimensionamento delle quote di mercato delle due maggiori imprese generatrici e l'aumento del numero dei generatori.

In particolare si rileva:

- la minore presenza di NP e di PG che detenevano congiuntamente, al momento della ristrutturazione, l'80% della capacità, nel 1995/96 ancora quasi il 60% e sono ora responsabili del 40% circa.
- l'aumento di produttori indipendenti ('Nuovi generatori') che producono energia con la tecnologia CCGT a gas;
- la presenza della Eastern, la maggiore delle RECs, acquirente degli impianti di NP e di PG.
- una maggiore interconnessione con la Francia e la Scozia;
- la crescita della produzione di energia da combustibile nucleare, ora attribuita a due società indipendenti la Nuclear Electric e la Magnox Electric;

Utilizzando i valori dell'indice di Herfindhal¹², come approssimazione del grado di concentrazione di un mercato, il Regolatore afferma che il mercato della generazione si sta avviando verso una forma di concentrazione più 'moderata'

¹² Secondo le stime del Regolatore l'indice è passato dal 0,35 al 0,15. valore viene considerato equivalente al numero di concorrenti di dimensioni uguali presenti al mercato, questo è passato da tre a sei. Il Regolatore ritiene che ciò equivalga a dire che l'estensione della concorrenza è più che raddoppiata (OFFER, 1997b).

rispetto alla situazione precedente (OFFER,1997b).

Nonostante l'andamento delle quote di mercato suggerisca che la concorrenza sta incominciando a diffondersi, l'analisi di come sono distribuite le diverse tipologie di impianti tra i generatori rivela che la formazione del prezzo del Pool (PPP) è ancora ampiamente condizionata dalle scelte di NP e PG e lo sviluppo della concorrenza richiederà ancora molto tempo.

Le nuove imprese generatrici hanno adottato la tecnologia CCGT (turbogas a ciclo combinato) e si collocano tutte nella fascia della potenza di base; non c'è concorrenza effettiva nella fascia intermedia e di punta che è sempre controllata da NP e PG. Nel 90% dei casi, infatti, l'impianto marginale che porta alla fissazione della componente SMP del prezzo è di proprietà di una delle due imprese. La vendita di parte dei loro impianti alla Eastern, pur introducendo un nuovo concorrente capace di intervenire nella fascia intermedia e di punta, non è tuttora riuscita a fare emergere risultati più competitivi.

Lo sviluppo della concorrenza nella fascia intermedia e di punta sembra essere ora l'obiettivo a cui tendere e verso il quale il Regolatore si è rivolto.

E' interessante inoltre rilevare che la presenza di imprese dominanti non ha tuttavia impedito a nuovi produttori, i cosiddetti 'produttori indipendenti', di entrare nel mercato giungendo a detenere, attualmente, una quota pari al 25%.

L'entrata, consentita sul piano finanziario dalla stipula di contratti a lungo termine con le RECs, aveva anche potuto verificarsi per l'emergere di alcune circostanze concomitanti e favorevoli. Da un lato, lo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia elettrica con l'impiego del gas, in particolare la CCGT che consente la costruzione, in tempi brevi, di impianti di dimensioni ridotte e con costi contenuti. Dall'altro l'introduzione, da parte della Unione Europea, di vincoli ambientali all'emissione del biossido di carbonio che rendevano vantaggiosa l'adozione della tecnologia a gas rispetto a quella a carbone.

La scelta di realizzare impianti a gas, condivisa poi anche dalle imprese dominanti, ha portato il consumo di gas dal 1%, al tempo della privatizzazione, all'attuale 25% di tutti i combustibili fossili impiegati per la produzione di energia elettrica¹³ e, condizionando la scelta delle fonti di combustibile, ha modificato il rapporto tra industria elettrica e le altre industrie del comparto energetico.

In definitiva, l'insufficiente liberalizzazione iniziale in questo segmento della filiera elettrica, che aveva portato alla creazione di un duopolio di fatto, ha richiesto numerosi interventi del Regolatore che sono andati dapprima nella direzione di censurare i comportamenti strategici delle imprese dominanti, suggerendo modifiche del meccanismo di formazione dei prezzi del Pool; poi in quella di intervenire direttamente sul livello dei prezzi ed infine sulla struttura stessa del

¹³ La corsa al gas (*'dash for gas'*) non è ancora terminata. Nell'ottobre 1997, anche la Magnox Electric, l'ultima società rimasta in mano pubblica e generatrice a combustibile nucleare, ha chiesto il permesso di costruire un'impianto a gas di 400 MW.

mercato, richiedendo alle imprese la cessione di parte degli impianti. E' soprattutto con questi due ultimi interventi che il Regolatore è andato ben oltre l'impegno di monitorare il segmento della generazione definito inizialmente dal modello di regolazione.

L'esistenza del duopolio di fatto non ha comunque impedito l'ingresso sul mercato di nuovi generatori che hanno condizionato le scelte produttive delle fonti di combustibile ma non hanno saputo porre un vincolo al potere delle due maggiori generatrici.

4.3.2 Concorrenza nella vendita

L'evoluzione della concorrenza sul mercato della vendita è complessa da valutare, soprattutto in riferimento alla sue prospettive future. La lettura della Tabella 2 consente comunque di rilevare che:

Tabella 2: Quote di mercato per la vendita ad utenti con consumo massimo superiore a 1MW (in % della produzione)

	Oltre 1 MW							100 KW a 1MW		
	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	94/95	95/96	96/97
First Tier	57	46	46	42	37	31	29	68	59	51
Second Tier: RECs	4	7	12	15	15	16	17	23	30	35
Second Tier: NP e PG	36	40	36	35	40	46	48	8	8	8
Second Tier: altri	3	7	6	8	8	7	6	1	3	6

Fonte: Littlechild,S. "Development of competition in the Electricity Industry, OFFER, July 1997

- nella parte di mercato aperto alla concorrenza dal Vesting Day (utenti con domanda massima superiore a 1MW), il 70% delle vendite è effettuata da Second Tier. Nell'anno 1996/97, su questo mercato, le RECs sono state Second Tier per circa il 17% e le grandi imprese generatrici per il 48% del totale;
- nella parte di mercato aperto alla concorrenza dal 1 aprile 1994 (utenti con domanda massima compresa tra 100kW e 1MW), il 50% delle vendite è effettuata da Second Tier. Nel 1996/97, le RECs sono state Second Tier per il 35% circa e le grandi imprese generatrici per l'8% del totale.

Pare dunque che le RECs, oltre a detenere il monopolio locale del 50% del mercato della vendita, almeno fino al 1998, competano tra di loro per assicurarsi i gli utenti medio-grandi. Le grandi generatrici sono invece particolarmente attive tra gli utenti maggiori che costituiscono il segmento più dinamico del mercato della vendita.

Gli effetti sulla concorrenza, della liberalizzazione della restante quota di mercato, sono molto incerti poichè si tratta di consumatori domestici e di piccoli utenti industriali che hanno minore possibilità di informazione e minore capacità di definire condizioni contrattuali favorevoli con i venditori. D'altra parte, proprio queste caratteristiche fanno prevedere l'ingresso sul mercato di nuovi operatori che potranno porsi in funzione di mediatori tra gli utenti finali e le società produttrici¹⁴. Ciò significa che l'ulteriore apertura del mercato della vendita potrebbe condizionare lo sviluppo della competitività sul mercato della generazione. Le stesse RECs potrebbero infatti trattenersi da stipulare contratti a lungo termine con nuovi produttori indipendenti riducendo, indirettamente, le possibilità di ingresso nel mercato della generazione (Green-Newbery;1997).

4.3.3 I prezzi dell'elettricità

L'analisi dell'andamento dei prezzi per le diverse fasce d'utenza risulta ora facilitata anche dalle considerazioni appena svolte. L'andamento dei prezzi fino all'anno 1995/96, presentato nella Tabella 3 e illustrato nella Fig. 2,

Tabella 3: Prezzi dell'elettricità per utenza in termini reali 1990 (pence/kWh)

	UTENTI INDUSTRIALI				Domestici
	Molto grandi	Moderatam. grandi	Medi	Piccoli	
1989/90	3.00	4.11	4.89	6.08	7.86
1990/91	2.71	3.41	4.25	6.02	7.86
1991/92	2.89	3.40	4.24	6.49	8.17
1992/93	3.05	3.56	4.39	6.32	7.94
1993/94	3.08	3.64	4.27	6.00	7.61
1994/95	2.91	3.48	4.13	5.54	7.31
1995/96	2.59	3.32	3.88	5.19	7.07

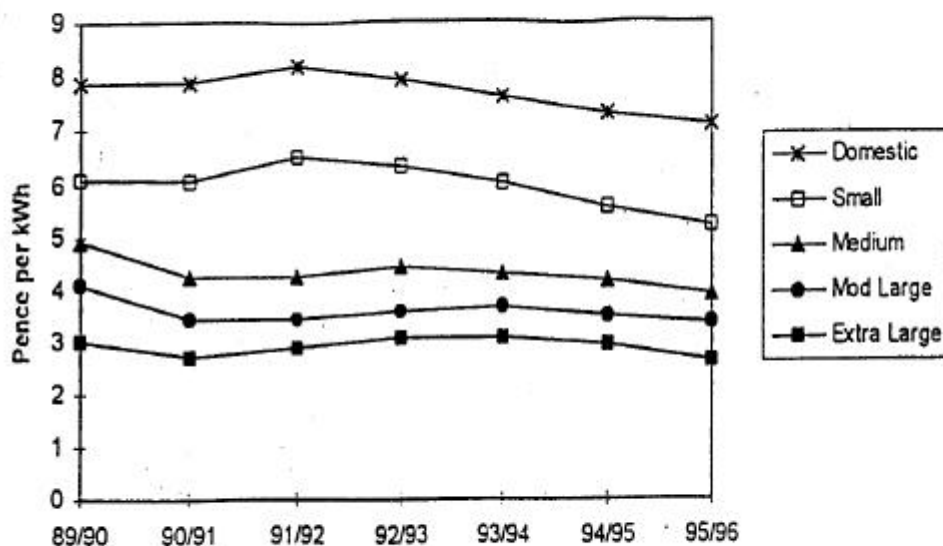
¹⁴A questo proposito, vale la pena di ricordare il caso della Union Energy, consociata del Trade Union Congress, che ha stipulato un contratto quinquennale con Scottish Power per fornire elettricità, ma anche gas, a tutti gli iscritti al sindacato del Regno Unito. Gli utenti potenziali sono il 20% dell'utenza domestica e le riduzioni previste pari al 10% della bolletta attuale. L'interesse di questo caso non sta solo nel fatto che individua una nuova tipologia di operatori, ma anche che sottolinea l'efficacia del sistema di interconnessione con la società scozzese (FT; 25.11.1997)

variazioni % dal 89/90 al 95/96	13,6	19	20,6	14,6	10
--	------	----	------	------	----

Fonte: Offer, The competitive electricity market from 1998: Price restraints, september 1996

Figura 2: Prezzi dell'elettricità per utenza in termini reali 1990 (pence/kWh)

Figura 2: Prezzi dell'elettricità per utenza in termini reali 1990 (pence/kWh)



Fonte: Offer, The competitive electricity market from 1998: Price restraints, september 1996

circa e per gli utenti industriali varia dal 14 al 21% e che vi è stato un mutamento nella struttura dei prezzi oltre che nel loro livello. In altre parole, dal Vesting Day, i prezzi sono diminuiti in termini reali per tutte le fasce d'utenza ma i consumatori domestici e i grandissimi consumatori industriali hanno ottenuto riduzioni un poco più contenute degli altri.

L'aumento dei prezzi nominali e reali per l'utenza domestica e la piccola utenza industriale, verificatosi subito dopo il Vesting Day e protrattosi per un triennio circa trova spiegazione nelle scelte iniziali del Governo inglese. Sull'utenza vincolata erano andati di fatto a ricadere i costi dei contratti per l'acquisto del carbone nazionale che erano stati imposti alle società generatrici al momento della privatizzazione, per tutelare la produzione interna di carbone. Le RECs, dovendo a loro volta stipulare i contratti con le società generatrici, avevano di fatto trasferito i costi sul segmento del mercato della vendita di cui avevano il monopolio locale.

D'altra parte le riduzioni dei prezzi, evidenziate dai dati più recenti, sono soprattutto la conseguenza dei numerosi e stringenti controlli operati dal Regolatore che è intervenuto su tutte le componenti del prezzo dell'elettricità ed in modo particolare su quelle relative alla distribuzione e alla trasmissione. Le ricordiamo, in sintesi:

- vendita (4% del prezzo finale) il *price-cap* è RPI-2;
- distribuzione (25-30% del prezzo finale) riduzioni percentuali dei prezzi iniziali dell'ordine del 11-17% (1995/96) e del 10-13% (1996/97) e successivamente *price-cap* RPI-3;
- trasmissione (5% del prezzo finale) il *price-cap* è RPI-3; dall'aprile 1997 riduzioni percentuali sul prezzo iniziale del 20% e poi *price-cap* RPI-4;
- generazione (50-60% del prezzo finale) introduzione per il 1994/95 e il 1995/96 di un prezzo massimo (2.4p/kWh ai prezzi 1993).

La riduzione dei costi, diversi da quelli del combustibile, non si era infatti tradotta in una riduzione dei prezzi all'utenza bensì in un aumento dei profitti con un conseguente vantaggio per gli azionisti e, indirettamente, per i contribuenti (Yarrow, 1994; Newbery e Pollitt, 1997). L'incremento del valore delle azioni delle RECs, che aveva superato il 250% nei primi cinque anni dalla privatizzazione, era continuato anche subito dopo l'annuncio da parte del DGES delle rigorose proposte di revisione dei prezzi alla distribuzione. Questo fatto, unito alle modalità con cui era avvenuto il primo tentativo di acquisizione di una delle RECs¹⁵, aveva indotto il Regolatore ad intervenire ulteriormente e in modo ancora più rigoroso, come si è detto in precedenza.

Ulteriori riduzioni sono inoltre attese come conseguenza delle riduzioni di prezzo già imposte dal Regolatore sui prezzi di distribuzione (per il 1996/97) e sui prezzi di trasmissione (per il 1997/98) oltre alla riduzione della Fossil Fuel Levy, che non compaiono ancora nei dati.

La valutazione degli effetti della ristrutturazione e della privatizzazione sui prezzi si modifica quindi con il passare del tempo, quando diventano evidenti gli effetti dei nuovi interventi del Regolatore e l'aumento della concorrenza nei segmenti della generazione e della vendita.

4.4 Il futuro dell'industria elettrica e della sua regolazione

L'esistenza dei numerosi legami che corrono tra il mercato della vendita e quello della generazione, dovuti soprattutto alla significativa presenza delle grandi generatrici sul mercato libero della concorrenza e alla proprietà da parte delle RECs di quote azionarie dei nuovi produttori, aiutano a comprendere i tentativi di integrazione verticale, verso il basso e verso l'alto, che si sono andati intensificando nel tempo.

4.4.1 Nuove forme di integrazione verticale

¹⁵Nel dicembre 1994, quattro mesi dopo l'annuncio delle proposte di revisione del DGES, Trafalgar House aveva tentato di acquisire la Northern Electric. Questa che aveva reagito proponendo ai propri azionisti un prezzo di acquisto superiore a quello offerto da Trafalgar House, 'rivelando' così la sua capacità di poter ridurre i costi ed aumentare i profitti (OFFER, 1995b).

Alla lenta evoluzione della struttura produttiva verso forme di mercato concorrenziale nella generazione e nella vendita fa riscontro la rapidità del mutamento dell'assetto proprietario delle imprese.

A partire dal 1995, le RECs sono diventate oggetto di interesse da parte di altre *utilities*, ma anche da parte di imprese dell'industria elettrica nazionale e di altri paesi.

Tuttavia, mentre le richieste di acquisizione effettuate dalle società straniere e delle altre *utilities* hanno potuto realizzarsi¹⁶, i tentativi condotti dalle due grandi imprese generatrici sono stati bloccati dal Segretario di Stato del Commercio e dell'Industria. Nell'autunno del 1995, National Power e Power Gen avevano infatti tentato di acquisire, rispettivamente, la Southern e la Midlands. Entrambi i tentativi erano stati impediti dal Segretario di Stato, nonostante il parere favorevole della MMC, con la motivazione che concorrenza sui mercati della generazione e della vendita non è 'ancora sufficiente'.

Come il Governo, anche il Regolatore non è contrario, in linea di principio, a forme di integrazione verticale (Littlechild 1996a) e ha recentemente favorito l'acquisto degli impianti di NP e di PG da parte della Eastern, consentendo così la creazione della prima struttura verticalmente integrata sul mercato elettrico inglese¹⁷.

L'asimmetria di trattamento dei tentativi di acquisizione, negati nel caso delle generatrici e favoriti nel caso della REC, esprime implicitamente la valutazione delle autorità preposte alla regolazione sul grado di concorrenza raggiunto dai mercati molto di più delle affermazioni di principio.

Le forme di integrazione verticale dall'alto, condotte cioè dalle società generatrici, non sono ammesse perché il potere di mercato delle generatrici è ancora troppo elevato e ne uscirebbe ulteriormente rafforzato. A sostegno di questa affermazione si può ricordare il caso dell'acquisizione, nell'ottobre 1995, di Manweb, una delle RECs, da parte di Scottish Power, una società verticalmente integrata scozzese, privatizzata nel 1991. L'acquisizione era avvenuta senza ricorso al parere della MMC, poichè a Scottish Power non era riconosciuta alcuna capacità di incidere sui prezzi del Pool.

Le forme di integrazione dal basso, operate dalle RECs, finiscono invece per aumentare il livello di competitività nella generazione senza diminuire quello nella vendita.

L'evoluzione dell'assetto proprietario continua ed è capace di modellare la

¹⁶L'atteggiamento verso la vendita a società straniere sembra stia diventando più cauto. Il tentativo di acquisire la Energy Group, società proprietaria della Eastern da parte dell'americana PacifiCorp, è stato deferito alla MMC. Per la prima volta la motivazione addotta è stata quella che il Regolatore non possa essere in grado di tutelare gli interessi dei consumatori.

¹⁷Per consentire l'acquisto degli impianti, il DGES ha infatti abolito il limite al possesso di capacità di generazione imposto alle RECs, pari al 15% dell'energia venduta.

struttura dell'industria stessa, per ora, solo entro i limiti tracciati dagli interventi di regolazione.

Pertanto, è difficile, in questa fase fare delle previsioni, ma uno dei possibili scenari futuri potrebbe essere quello caratterizzato dalla presenza di un numero limitato di imprese verticalmente integrate e da un modello di regolazione flessibile. In tal caso sarà indispensabile valutare il potere di mercato di queste imprese, sia nel definire prezzi di generazione che nel controllare l'ingresso di altre imprese ma anche definire un modello di regolazione adeguato.

4.4.2 L'evoluzione del modello di regolazione

Il modello di regolazione adottato dal Governo inglese è stato al centro di un acceso dibattito che aveva sottolineato un particolare aspetto dell'inadeguatezza del modello stesso e cioè la sostanziale incapacità di trasferire all'utenza, con adeguate riduzioni dei prezzi, i guadagni di efficienza conseguiti dalle imprese.

Gli elevati profitti conseguiti dalle imprese, gli aumenti del valore di mercato delle azioni e delle retribuzioni dei dirigenti avevano infatti sollevato un'ondata di critiche che ha rischiato di travolgere l'attuale modello di regolazione, incentrato sul controllo dei prezzi, sottolineando l'opportunità di introdurre invece un controllo sui profitti o su qualche altra espressione di redditività delle imprese (Kay, 1996).

Più recentemente, le modalità con cui sono stati conseguite le pur significative riduzioni dei prezzi di distribuzione, da parte del Regolatore, e l'introduzione, da parte del Governo, di una 'windfall tax', che riconduce il problema del controllo dei profitti al problema più generale di distribuzione dei redditi, hanno di fatto tolto significato all'operare del metodo del *price-cap*.

All'inadeguatezza di molti aspetti del modello di regolazione sembra dare ora risposta il Governo che, nell'ottobre 1997, ha chiesto al Regolatore di avviare un'indagine sullo schema di definizione dei prezzi della generazione (OFFER,1997c). Si tratta di una completa revisione degli accordi relativi alla fissazione dei prezzi dei Pool, di quelli relativi a tutti i mercati dei contratti: (contratti con consegna di energia, contratti per differenze e contratti *futures*) e le loro implicazioni sull'accesso e il funzionamento della rete di trasmissione.

I risultati sono destinati a modificare le caratteristiche del modello iniziale di regolazione per renderle più aderenti alle nuova struttura produttiva dell'industria elettrica precisando, in particolare, le modalità di intervento nelle fasi della filiera aperte alla concorrenza.

Inoltre, si rafforza la necessità di un coordinamento con i Regolatori delle industrie strettamente connesse a quella elettrica, in particolare del gas.

A questo proposito vale la pena di ricordare che Offer e Ofgas hanno avviato, da poco, una consultazione per affrontare congiuntamente i problemi legati allo sfasamento temporale dei programmi di privatizzazione dei due settori (OFFER

and OFGAS, 1997)¹⁸.

5. Conclusioni

La tesi principale che emerge dalla rassegna di settori molto diversi (telecomunicazioni ed elettricità), in Paesi molto diversi (USA, Regno Unito e Italia) è semplice ma ricca di conseguenze pratiche: esiste un forte *trade-off* tra liberalizzazione e regolazione, nel senso che un intervento inefficace sulla struttura del mercato conduce non solo a stabilire un apparato molto complesso di regolazione, ma può spingere il regolatore ad assumere decisioni che possono contrastare con la stessa filosofia di regolazione.

Questa ci pare infatti la lezione fondamentale da trarre dal settore elettrico britannico, ove la creazione di un oligopolio fortemente concentrato nella generazione ha generato problemi di regolazione di complessità crescente.¹⁹ Infatti:

- In primo luogo, la decisione di affidare a tre grandi imprese l'attività di produzione, che si è tradotta nella creazione di un monopolio di fatto, ha reso molto difficile l'operare della concorrenza sul mercato della generazione. Anche se le imprese non colludono esplicitamente sono comunque in grado di prevedere i comportamenti reciproci poiché provengono dalla stessa struttura produttiva.
- In secondo luogo, avere dotato il portafoglio delle imprese di generazione (e conseguentemente anche delle RECs) di onerosi contratti per l'acquisto del carbone nazionale, ha condizionato il livello iniziale dei costi delle imprese e i loro prezzi.
- In terzo luogo, l'attribuzione della proprietà della rete nazionale di trasmissione alle imprese di distribuzione ha disincentivato la ricerca di una localizzazione più efficiente degli impianti, soprattutto di quelli necessari al riequilibrio territoriale, mantenendola invece legata alla localizzazione già esistente degli impianti.
- Infine, con riferimento al metodo del *price-cap* per il controllo del livello dei prezzi, l'attribuzione di valori nulli o addirittura negativi alla grandezza X ha di fatto autorizzato le società distributrici ad aumentare i prezzi in termini reali, ma reso inevitabile l'introduzione di controlli molto più rigidi nel seguito.

Una lezione non dissimile ci pare tuttavia da trarre dal caso delle telecomunicazioni britanniche, anch'esse caratterizzate, per una lunga fase iniziale, dalla scelta di un assetto duopolistico. Qui il risultato è stato però assai più positivo, data la

¹⁸La consultazione si preoccupa di evitare che le imprese venditrici di elettricità traggano un vantaggio indebito dalla vendita congiunta di elettricità e di gas ('dual fuel offer') agli utenti domestici prima che le società venditrici di gas siano messe in condizioni di farlo a loro volta, da giugno 1998. Le imprese elettriche potrebbero usare la capacità di controllare il loro mercato per vendere il gas ad un prezzo inferiore al costo.

¹⁹ Ma considerazioni parallele potrebbero essere avanzate per il settore gas: cfr Waddams (1996).

parallela scelta liberalizzatrice nel settore - tecnologicamente convergente - della TV via cavo, nonché grazie agli sviluppi tecnologici (radiomobile in particolare) che hanno eroso le basi economiche di un assetto monopolistico (o duopolistico) del settore.

Coerentemente, il *mix* di politiche pubbliche si è spostato dalla regolazione alla tutela del mercato, con risultati senza dubbio estremamente positivi: la Gran Bretagna ha oggi una qualità elevata di servizi di telecomunicazioni e tariffe, sia per gli utenti finali che per l'interconnessione, tra le più basse dei Paesi industrializzati.

Per contro, l'esperienza USA mostra come una "regolazione ben temperata" possa avere (come nel comparto *long distance*) un ruolo fondamentale nell'assicurare lo sviluppo della concorrenza. Per contro, quando essa rappresenta il solo strumento di *public policy* (come nel comparto locale) la regolazione finisce per ostacolare attivamente una politica di liberalizzazione.

Ciò è vero a livello Federale, dove negli anni ottanta la liberalizzazione è stata avviata - contro gli orientamenti della stessa FCC - nel corso di un procedimento antitrust, e dove ancora il Telecommunications Act del 1996 non è riuscito a sortire effetti di rilievo.

A maggior ragione ciò appare vero al livello dei singoli Stati, nei quali gli organismi di regolazione appaiono più attivi sul fronte della limitazione dei processi di entrata che su quello della liberalizzazione.

Contrastando queste esperienze internazionali con alcuni recenti sviluppi nei medesimi settori in Italia è doveroso manifestare elementi di preoccupazione, dato che essi configurano:

- a) la regolazione di un settore (quello elettrico) al di fuori di qualsiasi intervento di liberalizzazione;
- b) l'insufficiente regolazione di un altro settore (le telecomunicazioni) ormai liberalizzato, per effetto delle ben note normative UE;

Come abbiamo visto, a più di un anno dalla pubblicazione del documento conclusivo di lavori della "Commissione Carpi" nulla è stato fatto da Parlamento e Governo per avviare la ristrutturazione del mercato elettrico: le stesse proposte contenute in quel documento si ponevano peraltro più nella linea di mantenimento di una posizione dominante da parte di Enel, almeno per un periodo di tempo molto lungo, su tutti i segmenti del settore (produzione, trasmissione, distribuzione).

L'operatore dominante ha d'altro lato agito con rapidità:

- annunciando *joint ventures* con operatori italiani (Eni) e stranieri (Enron, Entergy) volte a costituire una forte posizione sul futuro mercato libero;
- cercando di ottenere un'estensione temporale del diritto esclusivo di importazione ed esportazione di cui esso è titolare;
- mettendo in difficoltà, in vari modi, le aziende "autoproduttrici".

In questo quadro, l'Autorità per l'Energia si trova quindi davanti all'arduo compito

di regolare un settore dominante da un quasi-monopolio verticalmente integrato.

Per quanto riguarda le telecomunicazioni, l'Italia ha recuperato, nel 1996-97, l'endemico ritardo che la contraddistingueva nel recepimento delle normative comunitarie. Tale recepimento è tuttavia avvenuto con alcune discrasie che pongono interrogativi su quale potrà effettivamente essere il passo della liberalizzazione nelle telecomunicazioni italiane.

Il primo interrogativo riguarda la permanenza di barriere all'entrata per il rilascio di concessioni e autorizzazioni, sia di tipo amministrativo (Cfr. Pontiggia, 1997), che di tipo sostanziale: gli obblighi di copertura geografica e di raggiungimento di un ampio insieme di obiettivi (sotto pena di escussione di un apposito *performance bond*) previsti dal recente Decreto appaiono infatti *prima facie* in contrasto con la normativa Comunitaria.

Più in generale, si pone per le telecomunicazioni il problema dei tempi di avvio dell'operatività dell'Autorità preposta al settore, di cui a fine dicembre 1997 non erano ancora stati nominati i componenti.

L'esperienza dell'avvio dell'Autorità per l'Energia, ha mostrato come sia necessario prevedere un periodo di avviamento di circa dodici mesi, dalla costituzione dell'Organo, prima che questo possa validamente operare: la prima, delicata fase di apertura alla concorrenza del mercato italiano delle telecomunicazioni avverrà quindi in assenza di un regolatore nella pienezza dei suoi poteri e delle sue capacità tecniche, risultando evidenti - pur alla luce dei notevoli risultati conseguiti nello scorso biennio - i limiti organizzativi incontrati in tale direzione dal Ministero delle Comunicazioni.

Riferimenti bibliografici

- Beesley M. (1997) - "*Regulating utilities: broadening the debate*", IEA, Londra.
- Cave, M. (1997) - "Telecommunications regulation: national, european and international perspectives", in Beesley (1997).
- Cave, Martin (1997), *From Cost Plus Determinations to a Network Price Cap*, working paper, Brunel University.
- CRI, 1997, *The UK Electricity Industry: Charges for Electricity Services 1996/97*, London.
- Farrell, J. (1997) - "Prospects for deregulation in telecommunications", relazione presentata alla 25^a Telecommunications Policy Research Conference, Washington.
- Green, R., 1995, "Competition in the British Electricity Industry." Conference on Energy Utilities and Competitiveness, OFFER, february.
- Green,R.,Newbery,D.M., 1997, "Competition in the electricity industry in England and Wales", *Oxford Review of Economic Policy*, Vol 13, n.1.
- Higham, Nicholas e Andrew Lee (1996), "Broadband regulation", in *Telecommunications Policy*, vol. 20, n° 2, pp.131-139, Elsevier: London.
- Kay, J., 1996, "Measuring Profits for Sliding Scale and Equitable Sharing" in P.Vass (ed) *Price Caps and: Profit Sharing: A Policy Review.*, CRI, London.
- Littlechild, S., 1995, Evidence to the Trade and Industry Select Committee, OFFER, June.
- Littlechild, S., 1996a, "Experience of Regulation in the U.K. Electricity Industry" Institutions of Electrical Engineers, Sixth International Conference, OFFER, April.
- Littlechild, S., 1996b, "Public Utilities, Liberalisation and Consumers", International Forum, OFFER, October.
- Littlechild, S., 1997, "Development of competition in the Electricity Industry, OFFER, July.
- Newbery, D.M., Pollitt, M., 1997, "The restructuring and privatisation of Britain's CEBG - Was it worth it? *The Journal of Industrial Economics*, n.3, 269-303.
- OFFER, 1991; *Report on Pool Price Inquiry*, December 1991.
- OFFER, 1992a; *The Supply Price Control Review*, October,1992.
- OFFER, 1992b;*Review of Pool prices*, December 1992.

- OFFER, 1993; *Pool Price Statement*, July 1993.
- OFFER, 1994a; *The Supply Price Control: Proposals*, March 1994.
- OFFER, 1994b; *Trading outside the Pool*, July 1994.
- OFFER, 1995a; *Generators' Pool price Undertaking 1994/95*, June 1995.
- OFFER, 1995b; *The Distribution Price Control: Revised Proposals*, July, 1995.
- OFFER, 1996a; *The Competitive Electricity Market from 1998: Price Restraints*, september, 1996.
- OFFER, 1996b; *The Transmission Price Control Review of the National Grid Company,: Proposals*, October 1996.
- OFFER, 1997a; *Annul Report 1996*, June 1997
- OFFER, 1997b; *The Competitive Electricity Market from 1998: Price Restraints*, October, 1997.
- OFFER, 1997c; *Review of electricity trading arrangements*, november 1997.
- OFFER and OFGAS, 1997 *Joint consultation paper on dual fuel offers in the electricity and gas markets*, november 1997.
- Oftel (1995), *Effective competition: framework for action*, London
- Oftel (1996), *Fair Trading in Telecommunications - A Statement*, London.
- Ovum (1997), *An international comparison of interconnect charges*, London.
- Perrucci, Antonio e Michela Cimattoribus (1997), "Competition, convergence and asymmetry in telecommunications regulation" in *Telecommunications Policy*, vol. 21, n° 6, pp.493-512, Elsevier: London.
- Pontiggia L., (1997) *Relazione al convegno IEFEE del 31 ottobre*, Università Bocconi, Milano.
- Powell, A., 1993, "Trading forward in an imperfect market: the case of electricity in Britain." *The Economic Journal*, 103, 444-453.
- Prosperetti, L. 1993: "Monopolio, concorrenza e regolazione: i servizi pubblici in un mercato che cambia" *Riviste di Economia e Politica industriale*, n. 1.
- Prosperetti, L., Arlandini, L., 1997 "L'evoluzione storica degli atti di concessione nel settore gas: un'analisi economica", *Economia Pubblica*, n. 6.
- Prosperetti, L. - Cimattoribus, M., 1997 "Andante ma non troppo: telecommunications liberalisation trends in continentale Europe" relazione

presentata alla XXV Telecommunications Policy Research Conference, Washington D.C..

Rees, R., Vickers, J., 1994, "RPI-X Price-Cap Regulation" in M.Bishop, J.Kay, C.Mayer (eds) *Privatisation and Economic Performance*, Oxford University Press, Oxford.

Righetti R. (1997) Intervento al IIC Telecommunications Forum dell'8 luglio, Brussels.

Sharpe, T. (1997) - "Competition law: EC and UK" in Beesley (1997).

Yarrow, G., Vickers, J., 1994, "The British Electricity Experiment" in M. Einhorn (ed) *From regulation to competition : new frontiers in electricity markets.*, Kluwer, Boston.

Yarrow, G., 1994, "Privatisation, Restructuring, and Regulatory Reform in Electricity Supply" in M.Bishop, J.Kay, C.Mayer (eds) *Privatisation and Economic Performance*, Oxford University Press, Oxford.