



*Dipartimento di Impresa e Management*

*Cattedra: Macroeconomia*

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO  
ELETTRICO IN ITALIA: RISULTATI E PROSPETTIVE

RELATORE

Prof. Pietro Reichlin

CANDIDATO

Matr. 1875  
Enrichetta Giurickovic

2014/2015

# Indice

Introduzione.....	3
<b>1 IL QUADRO TEORICO.....</b>	<b>6</b>
1.1 Le questioni economiche chiave della liberalizzazione del mercato elettrico.....	6
1.1.1 <i>Il Network: accesso e sviluppo della rete</i> .....	6
1.1.2 <i>I mercati all'ingrosso</i> .....	11
1.1.3 <i>La concorrenza</i> .....	15
1.1.4 <i>Un modello: supply function equilibria</i> .....	16
1.1.5 <i>Liberalizzazione e privatizzazione</i> .....	18
<b>2 CENNI STORICI.....</b>	<b>22</b>
2.1 Prima della liberalizzazione .....	22
2.1.1 <i>La Nazionalizzazione del mercato elettrico italiano e lo sviluppo di ENEL (1962 – 1996)</i>	
2.1.2 <i>Il monopolio ENEL</i> .....	23
2.1.3 <i>Europa: l'esigenza di liberalizzare</i> .....	26
2.2 Verso la liberalizzazione .....	28
2.2.1 <i>Il processo di liberalizzazione in Europa: Direttive e piani nazionali</i> .....	28
2.2.2 <i>La TPA (Third Party Access)</i> .....	32
2.2.3 <i>Le prime esperienze: Pool e Nord Pool</i> .....	35
2.2.4 <i>Italia: dalla nazionalizzazione alla liberalizzazione</i> .....	40
2.2.5 <i>Enel: quadro economico-finanziario precedente alla liberalizzazione e alla privatizzazione</i> .....	44
<b>3 IL QUADRO GIURIDICO – LEGISLATIVO .....</b>	<b>45</b>
3.1 Attuazione della direttiva 96/92/CE .....	45
3.1.1 <i>Il decreto Bersani</i> .....	45
3.1.2 <i>Il Gestore della rete di trasmissione nazionale</i> .....	47
3.1.3 <i>Produzione</i> .....	47
3.1.4 <i>Distribuzione</i> .....	48
3.1.5 <i>Vendita: clienti idonei e clienti vincolati</i> .....	49
3.1.6 <i>La Borsa Elettrica, il Gestore del Mercato e L'Acquirente Unico</i> .....	50
3.2 Fonti rinnovabili: i certificati verdi.....	52
3.3 Il nuovo assetto societario di ENEL S.p.a. ....	54

3.4	Evoluzione della principale normativa dopo il decreto Bersani .....	56
4	I RISULTATI DELLA LIBERALIZZAZIONE .....	59
4.1	L'assetto del settore elettrico <i>pre e post</i> liberalizzazione.....	59
4.2	Risultati, limiti e criticità .....	60
4.3	Effetto di breve periodo sul prezzo dell'elettricità.....	64
4.4	Effetti di lungo periodo .....	67
4.4.1	<i>L'evoluzione dell'offerta di elettricità</i> .....	68
4.4.2	<i>Impatto sui costi fissi</i> .....	70
4.4.3	<i>Le rinnovabili</i> .....	70
4.4.4	<i>Osservazioni sull'evoluzione del funzionamento del mercato all'ingrosso</i> .....	72
4.5	Il costo delle bollette per famiglie e consumatori.....	75
4.5.1	<i>Il costo delle bollette per famiglie e consumatori</i> .....	75
4.5.2	<i>L'incidenza degli oneri generali di sistema</i> .....	79
4.6	Il ddl concorrenza: rischi e benefici .....	81
5	CONCLUSIONI E PROSPETTIVE.....	83
5.1	I pareri sul "ddl concorrenza" .....	83
5.1.1	<i>Il contributo dell'Acquirente Unico</i> .....	83
5.1.2	<i>Le critiche del sindacato degli elettrici</i> .....	85
5.1.3	<i>Il parere dell'Authority</i> .....	87
5.2	Prospettive future.....	89
5.2.1	<i>"EU energy trends to 2030"</i> .....	89
5.2.2	<i>Prospettive di evoluzione del settore</i> .....	90
5.3	Conclusioni.....	92
	BIBLIOGRAFIA .....	96
	SITOGRAFIA .....	97

# Introduzione

Il presente lavoro ha per oggetto il mercato dell'energia elettrica in Italia e si propone di analizzare il processo di liberalizzazione del settore e i suoi effetti, con particolare riguardo alla tutela del consumatore.

Il 20 febbraio 2015, il Consiglio dei Ministri ha approvato un Disegno di Legge in tema di liberalizzazioni che prevede l'abolizione dei contratti di fornitura di energia elettrica in regime di tutela entro il 2018. Questa decisione solleva notevoli perplessità poiché oggi il prezzo dell'elettricità del mercato tutelato è inferiore di circa il 15% rispetto a quello libero. In questo lavoro si proverà ad analizzare i potenziali effetti dell'eliminazione del mercato tutelato alla luce delle conseguenze del primo processo di liberalizzazione degli anni Novanta. Lo studio parte da una breve analisi dell'evoluzione storica del settore dell'energia elettrica in cui si è assistito a una rivoluzione.

Il primo capitolo affronta un'analisi economica degli elementi fondamentali ai fini dello studio e della comprensione del processo di liberalizzazione del mercato elettrico.

Il secondo capitolo analizza l'evoluzione storica del settore elettrico e il contesto europeo dell'ultimo ventennio del Novecento, con particolare attenzione alle esigenze che hanno portato alla liberalizzazione del mercato. Dopo una breve descrizione del contesto preesistente al recepimento della Direttiva 96/92/CE (concernente "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica") si analizza "l'effetto domino" di portata mondiale che ha avuto inizio con il primo esperimento britannico di liberalizzazione del settore.

Il terzo capitolo espone il quadro giuridico-legislativo italiano, esaminando le normative connesse alla privatizzazione e liberalizzazione dell'industria elettrica. Si propone quindi una disamina del Decreto Bersani e delle riforme susseguenti.

Il quarto capitolo costituisce il cuore della tesi. Saranno esposte più nel dettaglio le forme di organizzazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e le nuove dinamiche di settore. Qui l'esame degli effetti della parziale liberalizzazione e della situazione attuale, a 15 anni dal decreto Bersani, sarà la base per valutare l'efficacia prevedibile del disegno di legge, approvato dal Governo, che stabilisce l'eliminazione del mercato tutelato in vista di una totale liberalizzazione. Qui si pone particolare attenzione alla tutela del consumatore e alle possibili conseguenze economiche, per il Paese, di una totale liberalizzazione.

Il quinto capitolo presenterà le conclusioni e alcune possibili prospettive. In questa fase saranno riportati i diversi pareri di personalità centrali nel mondo dell'energia elettrica circa vantaggi e svantaggi dell'eliminazione del mercato tutelato.

# 1 IL QUADRO TEORICO

## 1.1 Le questioni economiche chiave della liberalizzazione del mercato elettrico

### 1.1.1 *Il Network: accesso e sviluppo della rete*

Il concetto di rete è controverso. La rete può definirsi come una molteplicità di strutture diverse, collegate tra loro, che copre una porzione di territorio permettendo la trasmissione di energia. Fisicamente, la rete è costituita da linee e stazioni elettriche che possono essere di alta tensione (AT), con tensioni dell'ordine dei centinaia di migliaia di volt, e media tensione (MT), con tensioni di decine di migliaia di volt. Nel sistema elettrico complessivo essa assolve alla funzione di trasmissione. A valle della rete di trasmissione si colloca la rete di distribuzione, abitualmente in media o bassa tensione, che assolve il compito di portare elettricità agli utenti finali<sup>1</sup>. Tali strutture sono presenti "in aree locali sottoposte alla competenza di autorità diverse dotate di autonomia costituzionalmente rilevante (Regioni, Province, miriadi di Comuni)"<sup>2</sup>. La gestione della rete, considerandone la complessità tecnologica e la sua destinazione al soddisfacimento di un'esigenza dell'intera collettività, dev'essere gestita rispettandone "l'unitarietà progettuale e funzionale"<sup>3</sup>. Nell'ambito della disciplina

---

<sup>1</sup> Salvo quegli utenti, solitamente industriali, che sono connessi direttamente in AT.

<sup>2</sup> De Vergottini G., *Innovazione tecnologica, reti energetiche e liberalizzazione*, in "Liberalizzazioni: è vera svolta?", Decimo rapporto, Milano, Società Libera, 2012, pp. 124-136.

<sup>3</sup> Ibid.

del processo di liberalizzazione, è necessario che il diritto di accesso sia garantito a tutti e a condizioni di equità, e che la rete di trasporto e distribuzione sia neutrale: solo se le due condizioni sono verificate, sarà possibile aprire il mercato dei servizi pubblici alla concorrenza. Quindi, la rete deve essere “terza e neutrale rispetto ai servizi e agli operatori poiché deve rendere fruibile il godimento di un monopolio naturale a mezzo del servizio pubblico.”<sup>4</sup>

L’accesso alle infrastrutture di trasporto e distribuzione è una questione fondamentale, che va attentamente affrontata nel pianificare la liberalizzazione dei mercati dell’energia. E’ necessario che il proprietario della rete, nel breve periodo, non sia incentivato a precludere l’accesso ai terzi e che, nel lungo periodo, abbia adeguati incentivi affinché l’investimento sia sufficiente per il mantenimento e lo sviluppo dell’infrastruttura. Il principio del “Third Party Access” (accesso dei terzi), adottato nelle Direttive e nei piani nazionali, ha come primo obiettivo l’apertura dell’infrastruttura di rete ai concorrenti. Per assicurare però un livello di parità ai nuovi entranti, è necessario chiarire i principali problemi economici e politici da risolvere.

La prima questione cruciale è la riprogettazione della struttura proprietaria e industriale del settore volta a eliminare l’incentivo del proprietario della rete a distorcere la concorrenza a valle. Infatti, se il proprietario della rete partecipa anche al mercato finale (integrazione verticale) permettere l’accesso al concorrente implica una riduzione dei profitti a valle. Inoltre, rifiutare l’accesso significherebbe mantenere il mercato finale monopolizzato. Le imprese concorrenti che si trovano a dover pagare un prezzo di accesso alla rete troppo elevato, infatti, non riusciranno ad offrire il servizio ad un prezzo competitivo rispetto a quello dell’*incumbent*. Supponiamo però che l’impresa dominante non eserciti alcuna attività diretta nel mercato finale (*unbundling*) e che, quindi, i suoi ricavi dipendano dalle tariffe di accesso. Un primo scenario che potrebbe verificarsi è quello previsto dalla cd.

---

<sup>4</sup> Ibid.

*leverage theory*, secondo la quale un monopolio a monte estenderà in ogni caso il suo dominio anche ai mercati a valle. In questo caso estremo, l'impresa dominante potrebbe applicare una *tariffa in due parti*<sup>5</sup> ad una singola azienda a valle, fissando il prezzo di accesso pari al costo marginale del servizio di rete, e la tassa di accesso uguale ai profitti di monopolio del mercato finale. In questo caso, i prezzi e i profitti sono gli stessi del caso di monopolio. In contrasto con la *leverage theory*, però, è stata proposta dalla scuola di Chicago la congettura di Coase (1972). Secondo tale teoria, una volta firmato il primo contratto, il proprietario della rete ha l'interesse a concludere i contratti futuri a tariffe più basse con le altre imprese a valle, in modo da guadagnare maggiori rendite sulla domanda residua nel mercato finale. Pertanto, l'impresa dominante dovrebbe abbassare progressivamente il prezzo fin quando questo non eguaglia il costo marginale. Così facendo, le spese di accesso saranno più elevate dei profitti guadagnati sul mercato finale, pertanto la possibilità di rinegoziazione renderà i contratti iniziali non redditizi per le imprese a valle. Teoricamente, ci sono almeno due casi nei quali l'impegno di non rinegoziare può essere realizzato. Il primo, è sfruttando contratti di esclusiva tali che il proprietario della rete paga una penalità alta se viene rilasciato un secondo accesso. Il secondo riguarda la ripetuta interazione e la reputazione<sup>6</sup> dell'impresa dominante. Il proprietario preferirà non offrire ulteriori contratti (guadagnando una tassa di accesso di monopolio ogni periodo), piuttosto che rinegoziare. In quest'ultimo caso l'*incumbent* ingannerebbe la prima azienda, ma sarebbe costretto in futuro a imporre tasse di accesso più basse (concorrenziali). Mentre il primo caso può, in qualche modo, essere scoraggiato attraverso l'intervento antitrust (in

---

<sup>5</sup> La tariffa in due parti è formata da due componenti. Una fissa, uguale per tutti i consumatori, e una variabile a seconda della quantità del bene o servizio erogato. Viene applicata soprattutto nei casi in cui l'erogazione del servizio presuppone costi molto elevati.

<sup>6</sup> La reputazione, in economia, indica un modello comportamentale di un operatore che, sulla base dei suoi comportamenti pregressi, permette di prevederne il comportamento futuro.



quanto si basa su contratti verificabili), è molto più difficile identificare le distorsioni provenienti dall'interazione ripetuta.

Riassumendo, in assenza di separazione proprietaria il dominante ha alti incentivi per precludere, o almeno limitare, l'accesso dei concorrenti nel mercato a valle, vanificando le prospettive di liberalizzazione. Una volta che l'*unbundling* proprietario è introdotto, gli incentivi diminuiscono e, in alcuni casi, un intervento antitrust ex-post potrebbe essere sufficiente. La possibilità di preclusione dell'accesso, tuttavia, rimane ancora alta. La necessità di un regolamento di accesso sembra pertanto una soluzione di lungo periodo necessaria per i mercati dell'energia.

Un'altra questione fondamentale che occorre considerare in un regime di accesso regolamentato, è l'allocazione dei diritti di trasmissione, in particolare in quelle circostanze in cui non vi è sufficiente capacità di soddisfare tutte le richieste.

L'assegnazione degli spazi d'accesso può essere organizzata dal proprietario, che proverà a massimizzare i ricavi, o dal regolatore, soprattutto nel caso in cui si miri a raggiungere qualche ulteriore obiettivo (ad esempio, garantire un accesso privilegiato ai nuovi entranti). Supponendo però che il proprietario partecipi ad altri segmenti del mercato, il regime regolamentario deve essere attentamente esaminato. Se, ad esempio, l'*incumbent* è attivo anche nel segmento a monte, occorre che gli sia impedita la vendita di fornitura di energia elettrica (o anche gas) insieme ai diritti di trasmissione, in quanto questo potrebbe portare a "strozzature" cruciali in favore di operatori particolari, precludendo il mercato ad altri che non acquistano l'energia dall'azienda dominante. Pertanto, l'attribuzione dei diritti di trasmissione deve essere separata dalle transazioni tra aziende a monte e a valle. Anche per quanto riguarda l'assegnazione dei diritti di trasmissione quindi, quando la separazione proprietaria è insufficiente, è necessario un regime di regolamentazione più severo.

La terza questione fondamentale che bisogna affrontare con la *Third Party Access*, è il garantire un livello appropriato di tariffe di accesso.

Il primo problema circa la stabilizzazione del prezzo riguarda la componente variabile della tariffa, che dovrebbe essere non discriminatoria e riflessiva del costo. Se il proprietario della rete non partecipa ad altri mercati, tale condizione dovrebbe assicurare che tutte le imprese paghino gli stessi oneri di accesso, con nessun ingiustificato vantaggio per alcuni concorrenti, e che il prezzo di accesso rifletta le condizioni di costo menzionate, senza nessun effetto di “doppia marginalizzazione”<sup>7</sup>. Teoricamente, i costi di accesso variabili dovrebbero riflettere il costo del servizio di trasmissione, per il quale è opportuno tener conto della distanza percorsa<sup>8</sup>.

Un altro fattore da considerare è la struttura delle tariffe<sup>9</sup>. In un mercato liberalizzato, ci si aspetta che le imprese possano cambiare i loro clienti e fornitori, in linea con le variazioni di prezzo, senza dover pagare ogni volta un onere aggiuntivo. Questa condizione dovrebbe essere garantita da tariffe di accesso sufficientemente flessibili. Infine, oltre ad assicurare condizioni non discriminatorie e riflessive dei costi, la struttura tariffaria dovrebbe dare i giusti incentivi al proprietario della rete a mantenere e sviluppare l’infrastruttura. La componente fissa della tariffa di accesso può essere usata a tal proposito. Tuttavia, la tariffa fissa non dovrebbe solo dare l’incentivo a mantenere e migliorare la rete esistente, ma essere anche mirata a risolvere particolari problemi di strozzature. Anche qui, l’obiettivo è estremamente complesso in caso di insufficiente separazione verticale. Tale natura “multitask” delle tariffe di accesso, suggerisce che gli stessi obiettivi possono essere raggiunti più facilmente se le reti di trasmissione rimangono di proprietà statale e direttamente gestite secondo il principio della TPA.

---

<sup>7</sup> La doppia marginalizzazione è un fenomeno che può verificarsi quando sia l’impresa a monte che l’impresa a valle detengono potere di mercato. In questo caso, entrambe avranno un mark-up positivo e i prezzi finali risulteranno troppo elevati.

<sup>8</sup> Questo fattore rende di cruciale importanza per l’azienda la scelta della location e del punto di consegna.

<sup>9</sup> In termini di lasso di tempo e componenti individuali.

### 1.1.2 I mercati all'ingrosso

Il processo di liberalizzazione ha visto l'introduzione di un *mercato all'ingrosso* dell'energia. Nel contesto monopolistico precedente, dove vi era un unico operatore verticalmente integrato (l'ENEL per l'elettricità, l'ENI per il gas), "il fornitore sul mercato finale coincideva con il produttore nazionale, pertanto le transazioni all'ingrosso si limitavano alla stipula di contratti esteri di import/export"<sup>10</sup>.

La liberalizzazione e il contesto concorrenziale che si andava creando hanno reso necessaria una fase nell'ambito della quale potesse avvenire lo scambio di energia tra i produttori e i venditori finali. Vi sono due modalità per lo scambio di energia: gli scambi bilaterali e il ricorso alla borsa dell'energia.

La borsa dell'energia è stata istituita al fine di "semplificare la gestione del dispacciamento, limitare il potere contrattuale dell'operatore *incumbent* allineandolo a quello dei nuovi entranti nel settore, garantire la definizione trasparente e pubblica di un prezzo di riferimento per l'energia elettrica scambiata all'ingrosso"<sup>11</sup> (cnfr. 3.1.7.).

La trattazione del mercato all'ingrosso dell'elettricità è particolarmente interessante perché, non trattandosi di un bene immagazzinabile<sup>12</sup>, è necessario un continuo coordinamento tra domanda e offerta.

Per il buon funzionamento del mercato, bisogna innanzitutto porre l'attenzione sul ruolo informativo dei prezzi. I prezzi di mercato giocano il ruolo fondamentale di aggregazione e trasmissione di informazioni circa la relativa scarsità dei beni. Pertanto, avere un mercato centralizzato dove in ciascun periodo si forma un solo prezzo è di particolare importanza nella fase iniziale di liberalizzazione, quando il

---

<sup>10</sup> Lo Bianco N., Capè C. M., Sampek F., *La guida del Sole 24 Ore al management dell'energia: mercato e catena del valore, modelli di business, sistemi di gestione e normative*, Milano, Gruppo 24 ore, 2011, p. 134.

<sup>11</sup> Ibid.

<sup>12</sup> A differenza del gas che, essendo immagazzinabile, è tecnicamente più simile agli altri beni.

risultato di un regime di concorrenza è ancora incerto. Il fatto che il mercato sia obbligatorio, e che gli operatori di mercato siano forzati a commerciare tramite lo scambio, è spesso considerato un modo per aumentarne la liquidità. Questo implicherebbe che il prezzo di equilibrio non rifletta solo le transazioni marginali residuali, ma l'intera domanda e offerta, rendendo il prezzo di mercato responsabile per tutte le transazioni di mercato. Nel mercato dell'energia elettrica, la volatilità del prezzo può essere molto alta e ricorrere alla copertura finanziaria (tramite appositi contratti) potrebbe essere un buon modo per affrontare il rischio. In questo caso, il prezzo non è stabilito dalle dinamiche di mercato, ma contrattualmente. Di conseguenza, un mercato obbligatorio, dove le imprese sono autorizzate a firmare contratti finanziari, non si discosta molto da un mercato in cui le aziende commerciano tramite contratti di lungo termine, ricorrendo al mercato spot solo per le transazioni residuali<sup>13</sup>. D'altra parte, un mercato "non obbligatorio" indurrebbe le imprese a decidere "strategicamente" se e quando fare un'offerta.

Diverse sono le configurazioni di mercato elettrico. In genere, vi è un mercato spot, cd. MGP (mercato del giorno prima), un mercato a termine, un mercato dell'energia e un mercato di aggiustamento. La questione di maggior rilevanza riguarda probabilmente il mercato di aggiustamento, in cui si paga lo squilibrio tra le transazioni MGP e la domanda e offerta attuali. Mentre il mercato spot è per sua natura residuale (la maggior parte dei compratori non può aspettare fino a poche ore prima del consumo per comprare l'energia di cui ha bisogno), il mercato di aggiustamento è invece necessario (per definizione, i partecipanti di mercato non possono predire lo squilibrio) e la partecipazione dovrebbe probabilmente essere obbligatoria, in quanto c'è un interesse pubblico generale che questi squilibri siano stabiliti senza incertezze. Si noti che il prezzo di equilibrio formato

---

<sup>13</sup> La copertura di rischi contrattuali è tipica attività finanziaria/assicurativa in cui dominano strumenti derivati e quindi facilita la finanziarizzazione del mercato elettrico. Elemento, questo, non apprezzato dagli oppositori della liberalizzazione.

nel mercato di aggiustamento non rifletterebbe davvero la scarsità dell'energia in senso tradizionale, ma più che altro l'abilità di predire la domanda, la dimensione degli shock dell'ultimo momento e così via.

Il mercato, oltre al mantenimento dei prezzi in linea con i costi, dovrebbe anche fornire appropriati incentivi a investire. Questo è un problema ogni volta che la produzione richiede costi fissi che, quando il mercato è concorrenziale, è improbabile siano coperti. Tradizionalmente, ci sono due modi per coprire questi costi. Il primo è quello di incorporare nel prezzo finale pagato per l'energia una componente volta alla copertura dei costi fissi degli impianti disponibili per la produzione. Il valore di questo pagamento può essere determinato o amministrativamente<sup>14</sup>, o mediante un mercato aggiuntivo, cd. *mercato della capacità*. Un mercato senza espliciti incentivi di capacità tenderà a manifestare momenti in cui l'energia non è fornita. Questo può essere o meno ottimale, in quanto fornire energia nei momenti di picco può rendere necessario impiegare impianti inefficienti e può anche essere molto costoso. La risposta dipende dal valore attribuito all'energia non fornita e la probabilità che un tale evento si verifichi. Se il valore atteso di energia non fornita è più alto del costo degli impianti aggiuntivi necessari, allora sembra preferibile che vi sia un sistema di incentivi, tale che gli investimenti abbiano luogo. Il secondo modo riguarda la copertura dei costi fissi. A tal proposito, i *capacity payments*<sup>15</sup>, e altri espliciti incentivi di capacità, sembrano garantire che la volatilità del prezzo sia sotto controllo, dal momento che i picchi di prezzo non sono giustificati, ma allo stesso tempo sono meccanismi che interferiscono con la più pura versione della concorrenza di mercato, introducendo un cuneo sistematico tra i prezzi e i costi

---

<sup>14</sup> Nel qual caso, si parla generalmente a proposito di un *risollevamento (uplift)* nel prezzo per l'energia o di un *capacity payment* – termini che possono evocare tecnicamente diversi meccanismi per raggiungere risultati simili

<sup>15</sup> Il *capacity payment* è una tipologia di mercato nel quale si assegna ad ogni produttore di elettricità un pagamento giornaliero proporzionale al suo contributo alla disponibilità di energia.

marginali. La principale preoccupazione nei mercati inizialmente caratterizzati da grandi monopolisti dominanti è che il potere di mercato sia destinato a rimanere una caratteristica duratura della concorrenza. Di conseguenza, la paura che i prezzi non diminuiranno tanto è abbastanza comune e la conseguente chiamata a un ulteriore intervento pubblico anche in questi nuovi mercati è forte. Questa paura è supportata dall'esperienza Britannica, dove due imprese dominanti hanno condiviso il mercato per diversi anni, mantenendo il prezzo a livelli ben più alti di qualunque immaginabile benchmark competitivo. La soluzione più diretta sarebbe quella di procedere alla separazione dell'operatore dominante (e ridurre così il suo potere di mercato) e/o incoraggiare l'entrata dei terzi. Tuttavia, l'esperienza Californiana ci dice che, quando la capacità è limitata, anche le imprese relativamente piccole possono essere cruciali, cioè sono decisive a servire i mercati interi e dunque hanno il potere di aumentare i prezzi. In aggiunta, in certi casi, *l'unbundling* del dominante è considerato politicamente impossibile e, quindi, la proposta è quella di introdurre *price caps*, così che le offerte più alte di un dato valore saranno automaticamente tagliate al livello fissato dal *cap*. Nonostante qualunque intervento nel libero mercato sia visto con sospetto dalla maggioranza degli economisti<sup>16</sup>, c'è da dire che avere i *price caps* può prevenire i picchi nei prezzi che, in assenza di *capacity payment* o simili, permettono alle imprese la copertura dei costi fissi. Inoltre, i costi di produzione sono più o meno conosciuti, ma in un mercato tecnicamente complesso come quello elettrico, l'asimmetria informativa è diffusa. Dunque, fissare un benchmark competitivo non oltrepassabile dalle imprese è estremamente complesso. Infine, i *price caps*, al di sotto dei quali si suppone che il mercato sia concorrenziale, spesso funzionano come dispositivi di coordinamento, che rendono più facile per le aziende enucleare un prezzo ragionevolmente alto sul quale coordinano le loro offerte.

---

<sup>16</sup> Il *price cap* è, secondo Coase, un vincolo al mercato concorrenziale. Sostenitori e oppositori della liberalizzazione sono d'accordo nel ritenere il *price cap*, in quanto oggetto dell'intervento regolatorio, una contraddizione intrinseca ad un mercato che si presuppone "libero".

### 1.1.3 La concorrenza

La creazione di condizioni non discriminatorie di accesso all'infrastruttura di rete, eliminando le barriere all'entrata nei segmenti competitivi delle industrie dell'energia, è una condizione necessaria ma non sufficiente per la realizzazione di un mercato competitivo. I nuovi entranti, hanno incentivi piuttosto bassi per contestare la posizione di mercato della grande azienda. La letteratura di Organizzazione Industriale suggerisce molti modi in cui la concorrenza può essere realizzata in tali situazioni. Una possibilità è la collusione tra l'operatore dominante e le nuove aziende, anche se nei mercati liberalizzati questo ha sia effetti positivi che negativi. Per quanto riguarda gli aspetti negativi, l'asimmetria nelle quote di mercato è considerata solitamente come un fattore che rende un accordo meno probabile da raggiungere e sostenere. D'altra parte, l'esistenza di un'azienda dominante riconosciuta, rende più facile, anche senza un accordo esplicito, risolvere i problemi di coordinamento che sono endemici in un cartello.

Un altro riferimento interessante che può far luce sull'interazione nei mercati recentemente liberalizzati è il modello *judo economics*<sup>17</sup> (Gelman e Salop, 1983), che tratta con un mercato dove un operatore unico vede l'entrata delle piccole imprese, caratterizzate da una limitata capacità e ritorni decrescenti. L'azienda dominante si trova di fronte all'alternativa di applicare una tassazione aggressiva<sup>18</sup>, e costringere l'uscita dei rivali, o tollerarli. Quest'ultima è l'opzione più redditizia, purché i piccoli concorrenti siano in grado di fornire solo una parte

---

<sup>17</sup> La *judo economics* è stata introdotta, come strategia di entrata, da Gelman e Salop nel 1983. Si dimostrò che un entrante di mercato può usare una limitazione di capacità per sopravvivere con successo alla concorrenza di Bertrand, con beni omogenei. Per approfondimenti si consiglia la lettura del working paper n. 2/2013, a cura di Daniel Cracau, *Judo Economics in Markets with Asymmetric Firms*.

<sup>18</sup> Questo discorso vale in via prettamente teorica. Nella realtà, infatti, è insolito che l'impresa dominante abbia la facoltà di applicare una tassazione aggressiva.

limitata del mercato. Il dominante, in questo caso, diventa un leader di prezzo che agisce come un monopolista sulla domanda residua una volta che le piccole imprese hanno utilizzato le loro capacità. Anche in questo caso, come nel caso delle pratiche collusive, i prezzi di mercato non cadono con l'entrata dei nuovi operanti.<sup>19</sup> I cartelli e la leadership di prezzo sono due esempi, tratti dalla letteratura di Organizzazione Industriale, delle difficoltà che incontriamo nel creare un ambiente competitivo nei mercati liberalizzati. Discutiamo più nel dettaglio un modello sviluppato per analizzare esplicitamente il problema della competizione nei mercati dell'energia.

#### 1.1.4 *Un modello: supply function equilibria*

Il Pool inglese (cnfr. 1.2.3.) è organizzato sul modello del *competitive market*, dove gli operatori commerciano nell'ambito di un mercato aggregato dove un banditore fissa un prezzo unico. Tale configurazione di mercato dovrebbe essere la strada migliore per ottenere l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica. La letteratura di Organizzazione Industriale ha costruito un modello che descrive ottimamente le dinamiche concorrenziali che si instaurano in questo tipo di oligopolio. Tale modello è chiamato *supply function equilibria* e nasce nel 1989 dall'elaborazione di Klemper e Meyer per definire un duopolio caratterizzato da una domanda incerta. In questo contesto, le imprese preferiranno costruire delle curve di offerta che identificano una serie di coppie prezzo-quantità che intendono fornire, anziché, viceversa, competere sul prezzo (dinamica descritta dal modello di Bertrand) o sulla quantità (modello di Cournot). Questi due ultimi modelli di oligopolio, data la rigidità con cui riconducono l'equilibrio di mercato a un valore preciso (di prezzo o quantità) fissato da ciascuna azienda, non sono adatti a descrivere le dinamiche del mercato elettrico. Supponendo che la domanda sia

---

<sup>19</sup> Se si sia trattato di pratiche collusive o di tassazione aggressiva del dominante è difficile dirlo, ma la realtà mostra che in Italia la caduta dei prezzi attesa dalle liberalizzazioni del mercato elettrico non è di fatto avvenuta.



rigida rispetto al prezzo, infatti, con il modello di Cournot non sarebbe possibile avere un punto di equilibrio, mentre nel modello di Bertrand si produrrebbe un risultato illogico, dove il punto di equilibrio è vicino alla concorrenza perfetta<sup>20</sup>. Le *supply functions equilibria*, al contrario, permettono la trattazione delle dinamiche di mercato anche nel caso di domanda anelastica.

Klemper e Meyer hanno messo in luce che, quando le aziende competono con le curve di offerta, c'è una vasta molteplicità di equilibri, comprese le allocazioni monopolistiche, che può essere implementata. Il set di allocazioni di equilibrio può essere ristretto quando è considerata l'incertezza della domanda, ma può comunque contenere soluzioni piuttosto vicine al prodotto di monopolio. Tale modello è stato utilizzato nel 1992 da Green e Newbery nell'analisi della concorrenza nel Pool market inglese.

L'intuizione di base della concorrenza nelle *supply functions* nasce dall'idea che i produttori, dotati di impianti di diversa tecnologia e efficienza, hanno una sorta di curva di costo marginale. Ma questo è solo il limite inferiore delle loro possibilità di offerta, e i margini possono essere aggiunti al costo quando si progetta la curva di offerta 'reale'. Gli impianti a basso costo, che verranno spesso utilizzati, porteranno al produttore una rendita nella maggior parte degli intervalli di tempo della giornata. Gli impianti ad alto costo, appartenendo alla parte superiore della curva di offerta, saranno strategici, in quanto il prezzo di mercato in fase di picco della domanda sarà determinato da quella porzione della curva di offerta. Impegnandosi a una curva di offerta, un'impresa non ha alcun modo di tagliare le curve di offerta dei rivali, e il prezzo più elevato del costo marginale, potrà essere sostenuto in condizioni di equilibrio. Un elemento potenzialmente debole nel

---

<sup>20</sup> "Il modello di Cournot richiede che la domanda residuale abbia un certo grado di elasticità (il prezzo previsto dipende dall'aver assunto un limite di competitività, e ciò non è attendibile) e il modello di Bertrand, pur non richiedendo una domanda elastica, determina l'equilibrio che si ottiene da un mercato concorrenziale con due partecipanti, senza limitazioni sulla capacità." – Vescovi M., *Modelli supply function equilibrium per lo studio del mercato elettrico: un approccio tramite algoritmi genetici a codifica reale*, Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica, 2009, Politecnico di Milano.

modello della funzione di offerta riguarda la capacità delle imprese di impegnarsi nel loro piano di fornitura annunciato. Quando non esiste nessuno strumento a prevenzione del fatto che un'impresa devii dalle coppie prezzo-quantità previste, la *supply function* sembra non essere un buon modello per l'interazione di mercato. In un *pool market* centralizzato, i produttori devono mantenere i loro impegni e a tal fine sono solitamente introdotte sanzioni se la capacità produttiva è diversa da quella promessa. Dunque, una credibile previsione di capacità di fornitura è necessaria al fine di coordinare ed equilibrare il mercato (Polo e Scarpa, 2002).

#### 1.1.5 Liberalizzazione e privatizzazione

Prima di affrontare la trattazione del quadro giuridico-legislativo che ha portato l'Italia a liberalizzare il mercato elettrico, è opportuno chiarire la differenza tra il concetto di privatizzazione e quello di liberalizzazione.

Il termine "privatizzazione" fa riferimento a trasformazioni dell'assetto societario, e vede il trasferimento della proprietà di un'azienda pubblica a soggetti privati. Con la privatizzazione, si ha quindi il passaggio dall'economia pubblica a quella di mercato. Si parla di *privatizzazione strutturale* (o *soggettiva*), quando si modifica la natura del soggetto economico, influenzando pertanto sull'assetto proprietario dell'azienda. Si distinguono due momenti del processo, a seconda che la privatizzazione strutturale produca un mutamento formale o esclusivamente sostanziale. Con la *privatizzazione formale* si ha la "mera trasformazione giuridica dell'ente" e consiste quindi nel "puro e semplice cambiamento della struttura organizzativa dell'ente da pubblicistica (azienda autonoma, ente pubblico, ente gestore di partecipazioni statali) in privatistica (società per azioni), pur restando sotto il controllo della mano pubblica, dal momento che lo Stato rimane

proprietario della totalità delle azioni oppure del pacchetto di maggioranza”<sup>21</sup>. La fase successiva del processo si ha quando, mediante diverse politiche di dismissione, vengono coinvolti soggetti privati nel capitale (precedentemente pubblico) dell’azienda privatizzata. Questa è la *privatizzazione sostanziale*, con cui si intende “il procedimento di progressiva, totale dismissione della partecipazione pubblica mediante il trasferimento di quote di società o di interi pacchetti azionari dallo Stato a soggetti privati, determinando, conseguentemente, la vera e propria trasformazione dell’ente in un organismo di diritto privato”<sup>22</sup>.

Le finalità perseguite mediante la privatizzazione variano secondo le esigenze del singolo Stato. In generale, tutti i procedimenti di privatizzazione hanno in comune la finalità politica, economica e sociale<sup>23</sup>. In Italia, “la scelta di privatizzare gli enti pubblici è giustificata, oltre che dalla necessità di soddisfare il fabbisogno del bilancio statale e di risanare il debito pubblico, da varie ragioni giuridiche sia di carattere internazionale che interno”<sup>24</sup>. Il risanamento del debito pubblico, così come la soddisfazione del fabbisogno del bilancio statale, sono altri obiettivi che, a parer degli oppositori al libero mercato, non si possono considerare raggiunti. Questo costituisce ulteriore elemento di critica sui processi di liberizzazione implementati, accanto alla mancata caduta dei prezzi che era attesa.

In Italia, il processo di privatizzazione del settore elettrico risale alla legge (8 agosto 1992, n. 359) di conversione del decreto legislativo 11 luglio 1992, n. 333, che ha disposto l’immediata trasformazione dell’ente pubblico economico per

---

<sup>21</sup> Sciascia M., *Diritto delle gestioni pubbliche. Istituzioni di contabilità pubblica*, Milano, Giuffrè Editore, 2013, p. 345.

<sup>22</sup> Ibid.

<sup>23</sup> Con la privatizzazione si tende a eliminare l’intervento dello Stato in economia (*finalità politica*), la dismissione della partecipazione pubblica è solitamente destinata a sollevare la produzione di alcune aziende pubbliche (*finalità economica*). Spesso si ricorre alla privatizzazione per sollecitare nuove forme di investimento (*finalità sociale*).

<sup>24</sup> Sciascia M., *op. cit.*, p. 343.

l'energia elettrica (ENEL) in società per azioni<sup>25</sup>. In questo modo avveniva in Italia la privatizzazione formale (modifica della forma strutturale dell'azienda), mentre la privatizzazione sostanziale (modifica dell'assetto proprietario dell'azienda) è stata avviata successivamente con la legge 474 del 1994.

Il termine "liberalizzazione", fa invece riferimento all'apertura del mercato "attraverso la progressiva riduzione di vincoli al suo funzionamento e la rimozione di barriere all'entrata dello Stato, soprattutto per quanto riguarda lo svolgimento di attività di carattere economico"<sup>26</sup>. Pertanto, il concetto identifica "un insieme di misure dirette a provocare la creazione di un libero ed efficiente mercato quando fosse riscontrabile la presenza di barriere legali di fatto, limitanti fortemente la libertà di prestazione"<sup>27</sup>. Il processo di liberalizzazione è finalizzato alla realizzazione di un mercato che operi in condizioni concorrenziali, cioè ad una situazione "dove la semplice possibilità di ingresso nel mercato di un concorrente induce imprese e individui a comportarsi in modo competitivo"<sup>28</sup>.

La liberalizzazione del mercato elettrico, e dei servizi pubblici<sup>29</sup> in generale, si riferisce "all'apertura dei mercati monopolistici dei vari Stati membri in determinati settori di public utilities, quindi precipuamente all'abbattimento di quelle barriere monopolistiche, imposte da leggi statali nel mercato dei servizi pubblici"<sup>30</sup> ma anche ai fenomeni della privatizzazione e della regolazione.

Come anticipato infatti, tali concetti sono spesso fraintesi o ritenuti imprescindibili l'uno all'altro. Sebbene il processo di liberalizzazione sia spesso accompagnato da quello di privatizzazione, i due concetti sono ben diversi l'uno dall'altro e non

---

<sup>25</sup> La legge 359 del 1992, al Capo III, dispone l'immediata trasformazione in s.p.a., oltre che di ENEL, anche di ENI, IRI e INA. Prevede inoltre di trasformare in s.p.a. gli enti pubblici economici operanti in qualunque settore.

<sup>26</sup> De Vergottini G., *La liberalizzazione dei servizi fra Stati e Unione Europea*, in "Società Libera", 7° rapporto, Milano, Franco Angeli, 2009, p. 65.

<sup>27</sup> Ibid.

<sup>28</sup> Ibid.

<sup>29</sup> Con servizi pubblici si intende i servizi che soddisfano bisogni essenziali della collettività.

<sup>30</sup> De Vergottini G., *op. cit.*, p. 67.

sempre coesistono. Si può dire, che se la “privatizzazione con liberalizzazione configura la *mutatio* accompagnata dalla liberalizzazione dell’attività prima esercitata in regime di monopolio legale al fine di pervenire al cd. mercato concorrenziale, *ex adverso*, la privatizzazione senza liberalizzazione (mercato non concorrenziale) si configura quando la trasformazione dell’ente in società comporta un mero passaggio da un monopolio pubblico ad un monopolio privato, senza consentire che nel settore possano trovare ingresso altri operatori economici”.<sup>31</sup>

Inoltre, nell’affrontare la questione della liberalizzazione delle *public utilities*, data l’importanza fondamentale di tali settori nell’economia e per le famiglie, le Direttive comunitarie prevedono organismi (*l’Authority*) e misure a difesa degli utenti, come “l’imposizione dell’accessibilità dei prezzi, l’assicurazione di determinati livelli qualitativi, la garanzia della continuità del servizio offerto”<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> Amiconi C., *Enti pubblici e privatizzazione*, in *Foro amm.*, 1999, p. 1656 segg.

<sup>32</sup> De Vergottini G., *op. cit.*, p. 76.

## 2 CENNI STORICI

### 2.1 Prima della liberalizzazione

#### 2.1.1 *La Nazionalizzazione del mercato elettrico italiano e lo sviluppo di ENEL (1962 – 1996)*

La Legge 6 dicembre 1962, n. 1643 (cd. *Legge di Nazionalizzazione*), perseguendo un'unificazione del sistema elettrico nazionale<sup>33</sup>, ha messo fine a una frammentazione del mercato elettrico che causava problemi di stabilità, continuità e qualità dei servizi erogati. Circa 1250 imprese elettriche private divennero di proprietà statale e ne fu affidata la gestione all'ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), istituito con la funzione di "assicurare con costi minimi di gestione una disponibilità di energia elettrica adeguata per quantità e prezzo alle esigenze di un equilibrato sviluppo economico del Paese"<sup>34</sup>. All'ENEL veniva così affidata la titolarità delle "attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica sul territorio nazionale"<sup>35</sup> e la produzione da parte di privati era ammessa solo se finalizzata all'autoconsumo. Per meglio capire le motivazioni di tale scelta è opportuno ricordare le caratteristiche del bene "elettricità".

---

<sup>33</sup> Morcaldo G., *Intervento pubblico e crescita economica: un equilibrio da ricostruire*, Franco Angeli, 2007, p. 156.

<sup>34</sup> Legge n. 1643 del 6 dicembre 1962.

<sup>35</sup> Lazzarin R., *La Rivoluzione Elettrica*, Palermo, collana Aicarr, 2005, p. 11.

L'energia elettrica non è facilmente accumulabile (non si può immagazzinare<sup>36</sup> e il consumo deve avvenire contestualmente all'erogazione), la domanda è soggetta a variazioni temporali e aleatorie, per il trasporto è possibile utilizzare solo la rete di trasmissione già esistente (la costruzione di nuove linee richiede tempo e ingenti investimenti) ed è un bene che necessita di servizi ausiliari indispensabili per il funzionamento tecnico del sistema elettrico ed elevati costi d'investimento, sostenibili solo con forti economie di scala. A causa di questi vincoli, il settore elettrico costituiva quasi un "monopolio naturale"<sup>37</sup>. La ragionevolezza di tale scelta è comprensibile se si pensa ai motivi menzionati e alle "obiettive difficoltà di creare un mercato elettrico che salvaguardasse contemporaneamente il ruolo strategico e sociale dell'energia elettrica, la tariffa unica e la caratteristica di pubblico servizio"<sup>38</sup>.

### 2.1.2 Il monopolio ENEL

Fino al 1999 il mercato elettrico è stato caratterizzato da un servizio pubblico erogato da un'unica impresa integrata verticalmente<sup>39</sup>: era il trentennio del monopolio ENEL.

Il 1962 fu l'anno delle acquisizioni: tutti gli oneri e proventi delle aziende regionali (SIP, Edison Volta, SADE, Carbosarda, etc.) sono trasferiti a ENEL<sup>40</sup>, il 1963 è il

---

<sup>36</sup> Se non con impianti di pompaggio che richiedono moderne tecnologie e grossi investimenti.

<sup>37</sup> Attività produttiva (e servizio) che per sua natura doveva essere svolta da un solo soggetto.

<sup>38</sup> Lazzarin R., *op. cit.*, p. 12.

<sup>39</sup> Un'impresa si dice *verticalmente integrata* quando svolge autonomamente le attività principali necessarie per trasformare la materia prima nel prodotto finito consegnato al cliente. Nel caso dell'ENEL, l'integrazione ha riguardato le fasi di *produzione* dell'energia elettrica, *trasmissione*, *distribuzione* e *vendita*.

<sup>40</sup> Bergami M., Celli P.L., Soda G., *National Monopoly to Successful Multinational: the case of Enel*, Palgrave Macmillan, 2012, p. 13

primo anno di esercizio dell'azienda. Il periodo che intercorre tra il 1963 e il 1970 è caratterizzato da un notevole sviluppo e ammodernamento della rete elettrica. Fu creato il Centro nazionale di dispacciamento di Roma<sup>41</sup> (1963), finalizzato alla gestione dei flussi di energia sulla rete con il coordinamento di impianti di produzione, rete di trasmissione, distribuzione e interconnessione del sistema elettrico italiano con l'estero. Vi fu un notevole sviluppo dell'elettrificazione rurale, con un passaggio dall'1,27% (1962) allo 0,46% (1964) dei nuclei abitati non collegati alla rete elettrica. Furono realizzati collegamenti ad alta tensione tramite cavi sottomarini con l'estero e con le isole. L'ENEL affrontò anche alcune difficoltà, tra cui ricordiamo il disastro del Vajont<sup>42</sup> (1963) e la lunga crisi energetica degli anni '70 innescata dal conflitto arabo-israeliano dello Yom Kippur. La ridotta produzione di petrolio e il continuo aumento del prezzo portò i paesi consumatori ad adottare una politica di *austerity*, che ebbe come primo obiettivo la riduzione della dipendenza dal petrolio e misure di emergenza volte a limitare i consumi di elettricità per contrastare l'aumento dei prezzi del petrolio<sup>43</sup>. Nel 1975 il Ministro dell'Industria presenta il Piano Energetico Nazionale (PEN), finalizzato alla costruzione di nuove centrali elettriche (si ricorda la costruzione della nuova centrale termoelettrica di Porto Tolle, iniziata alla fine degli anni '70, sulla quale ritorneremo più avanti nel corso di quest'analisi) e alla ricerca di nuove fonti energetiche (in particolare energia nucleare).

Alla fine degli anni '70 l'Italia si trova in condizioni di difficoltà. In particolare, a causa della guerra in Iran, alla fine del 1979 il prezzo del petrolio era più che

---

<sup>41</sup> Trasferito a Settebagni nel 1985

<sup>42</sup> Nel 1963 una massa di 300 milioni di metri cubi ca. precipita sul sottostante bacino idroelettrico del Vajont, causando circa duemila vittime. L'ENEL fu imputata società responsabile del disastro e condannata al risarcimento di gran parte dei danni.

<sup>43</sup> Ha inizio la realizzazione di nuovi impianti nucleari e idroelettrici per ridurre la dipendenza dal petrolio. Contestualmente vengono introdotte limitazioni ai consumi di elettricità: in Italia hanno inizio le "domeniche a piedi", viene aumentato il prezzo di benzina e gasolio, si riducono notevolmente l'illuminazione pubblica, così come l'orario di apertura dei negozi e quello di fine delle trasmissioni televisive.



raddoppiato rispetto all'anno precedente. Un'ulteriore aumento dei prezzi del petrolio si ebbe con la successiva guerra tra Iran e Iraq: nel 1980 il prezzo medio del petrolio (36 dollari per barile) era quasi il triplo del livello medio del 1978. Nel decennio dal 1980 al 1990 si svilupparono una serie di iniziative energetiche eco-compatibili e la dipendenza dal petrolio diminuì dal 75,3% del 1973 al 58,5% del 1985<sup>44</sup>.

Nel 1987, in seguito al disastro di Černobyl, si pose fine con un referendum all'uso di energia nucleare in Italia e questo portò all'esigenza di definire un nuovo piano energetico nazionale. Il nuovo PEN (1988), in accordo con la politica energetica della Comunità Economica Europea, ebbe il "fine di migliorare i processi di trasformazione dell'energia, di ridurre i consumi di energia e di migliorare le condizioni di compatibilità ambientale dell'utilizzo dell'energia a parità di servizio reso e di qualità della vita"<sup>45</sup>.

Di seguito si riportano i risultati raggiunti da ENEL nei primi trent'anni di attività.

**Tabella 1.1. – Risultati raggiunti da ENEL nel primo trentennio di attività**

	1963	1995	Variazione (%) (e variazione media annua, %)
Sviluppo linee elettriche (km)	360.000	>1.000.000	+178 (5,6)
Energia fatturata (TWh)	50	229	+358 (11)
Quota energia mezzogiorno (TWh)	10	72	+620 (19)
Potenza efficiente netta (MW)	13.000	54.000	+316 (9,9)
Produzione lorda (TWh)	48	191	+298 (9,3)
Rendimento netto termoelettriche (%)	32,8	37,7	+15 (0,47)
Perdite in rete (% P richiesta)	11,1	6,8	-39 (-1,22)
Popolazione non servita (Mpersone)	1,7	0,1	-94
Utenti/dipendente	192	296	+54 (1,68)
Costo kWh venduto (indice)	100	62	-38

Fonte: Lazzarin R., *La Rivoluzione Elettrica*, Palermo, collana Aicarr, 2005, p. 12

<sup>44</sup> Cardinale A., Verdelli A., *Energia per l'industria in Italia: la variabile energetica dal miracolo*, Franco Angeli, Milano, 2008, p. 77.

<sup>45</sup> Legge 9/1/1991 n.10, *Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*, Titolo I, Art. 1.

### 2.1.3 Europa: l'esigenza di liberalizzare

Negli anni Novanta si è assistito a una trasformazione senza precedenti che ha rivoluzionato il settore elettrico. Le cause del cambiamento vanno ricercate negli anni immediatamente antecedenti la sua manifestazione, durante i quali il progresso tecnologico e il mutare degli obiettivi politici e sociali hanno generato il dibattito economico sviluppatosi negli anni '80, che portò all'idea che, per la generazione di energia elettrica, la miglior forma di mercato sarebbe stata la libera concorrenza.

Le misure adottate con il Trattato di Roma (divieti di abuso di posizione dominante, di vincoli alla concorrenza e di aiuti di stato)<sup>46</sup> risultarono insufficienti per creare un contesto concorrenziale di libero scambio. Alla fine degli anni '80, le istituzioni europee formularono quindi una politica volta alla creazione di "un mercato interno caratterizzato dall'eliminazione, fra gli Stati membri, degli ostacoli alla libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali"<sup>47</sup>.

Il contesto europeo altamente diversificato ostacolò la liberalizzazione del settore elettrico rendendo difficile definire un quadro regolamentario comune per la creazione di un mercato elettrico unico<sup>48</sup>. Prima di procedere all'analisi del processo della prima liberalizzazione, è dunque opportuno illustrare brevemente i diversi assetti strutturali e proprietari caratterizzanti il settore elettrico dei Paesi europei prima dell'approvazione della Direttiva 96/92.

In Francia, Italia, Irlanda, Grecia, Portogallo e Gran Bretagna<sup>49</sup> il settore elettrico era organizzato secondo una forma di monopolio pubblico verticalmente integrato. Solo il Belgio aveva adottato un monopolio verticalmente integrato

---

<sup>46</sup> Trattato di Roma, 1957, artt. 85, 86, 90-94.

<sup>47</sup> Trattato di Maastricht, 1992, Titolo II, art. 3, c).

<sup>48</sup> Il processo di mediazione per l'approvazione finale della Direttiva 92/96 durò quasi dieci anni.

<sup>49</sup> La Gran Bretagna adottava questa organizzazione di mercato solo prima della ristrutturazione del settore elettrico, avviata in quel Paese nel 1989.

affidato ad un'impresa privata, la cui influenza, tuttavia, non toccava il settore della distribuzione in cui operava un gran numero di imprese locali. A questo modello, si contrappone la configurazione di settore di Germania, Austria, Paesi Bassi e Danimarca, caratterizzata da "imprese verticalmente integrate a livello regionale, di proprietà mista pubblica e privata, che operavano in presenza di numerose imprese di generazione private e di imprese di generazione e di distribuzione municipali"<sup>50</sup>. In Svezia, Spagna e Finlandia vi era una compresenza nel settore di imprese pubbliche e private, con diverse forme di integrazione verticale<sup>51</sup>.

Negli anni Novanta, si stava diffondendo in Europa un atteggiamento di apertura verso la liberalizzazione al fine di incrementare l'efficienza del settore elettrico e la competitività europea. Inoltre, alcuni primi esperimenti in Europa ebbero risultati positivi (in termini di costi inferiori e maggior possibilità di scelta per i consumatori) e favorirono l'approvazione della Direttiva elettrica, che fu costruita sulla base delle prime esperienze di liberalizzazione del settore .

Il primo esperimento è stato quello britannico (1990) seguito da numerosi Paesi, finché anche l'Italia, il 16 marzo 1999, ha recepito la direttiva 96/92/CE concernente "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica". Più avanti nel capitolo analizzeremo il primissimo esperimento di liberalizzazione in Europa: la Gran Bretagna (2.2.3.).

---

<sup>50</sup> Marzi G., *Luci ed ombre: concorrenza e regolazione nel settore elettrico. Gli orientamenti europei e nazionali*, Working Paper series N. 69, Milano, Università degli studi di Milano – Bicocca, 2003, p. 5.

<sup>51</sup> L'integrazione verticale era limitata alla generazione e distribuzione in Svezia e Spagna. In Finlandia la separazione degli impianti di generazione e della rete era solamente legale.

## 2.2 Verso la liberalizzazione

### 2.2.1 *Il processo di liberalizzazione in Europa: Direttive e piani nazionali*

Il processo di liberalizzazione ha avuto inizio, in Europa, con le Direttive, approvate dalla Commissione Europea nella seconda metà degli anni Novanta, e con i piani nazionali, sviluppati in seguito dai Paesi membri con notevoli differenze l'uno dagli altri. Nel Novembre 2002, infine, la Commissione ha approvato le nuove Direttive sull'elettricità e il gas.

E' possibile distinguere due fasi del processo di liberalizzazione europeo. Una prima fase riguarda la definizione di condizioni non discriminatorie di accesso alla rete di trasporto e distribuzione. Una seconda fase è focalizzata invece sullo sviluppo di un ambiente competitivo nel mercato. Mentre la prima questione è stata ampiamente affrontata introducendo il principio di accesso dei terzi (*Third Party Access*) nelle Direttive europee e nei piani nazionali, resta ancora molto da fare per ridurre la concentrazione nei mercati liberalizzati e ridefinire regole e istituzioni di mercato che possano aiutare la realizzazione di un mercato concorrenziale.

Nella seconda metà degli anni Novanta, la Commissione Europea ha promosso la liberalizzazione delle principali industrie di pubblica utilità, come le telecomunicazioni, l'elettricità e il gas, definendo tramite numerose Direttive un quadro comune di principi e regole. Le Direttive rappresentano lo stadio finale di un processo politico lungo e complesso e rappresentano un compromesso tra diverse situazioni e approcci. In vista di tali differenze, le Direttive hanno spesso adottato principi generali che potevano essere tradotti in diverse maniere innovative, lasciando così un'ampia area di discrezione ai Paesi membri su alcuni elementi chiave.

Il problema centrale che si è cercato di risolvere, in quelle industrie dominate da un singolo *incumbent*, è la creazione di un piano di parità tra i nuovi entranti (*level playing field*). Lungo questo processo, i vincoli tecnologici nelle industrie dell'elettricità e del gas presentano molti punti in comune, al di là delle specificità dell'industria. Le infrastrutture di trasporto e distribuzione sono, in entrambi i casi, reti unidirezionali (*one-way networks*), caratterizzate dalla configurazione di mercato del monopolio naturale. Inoltre, i segmenti di produzione e vendita esauriscono le economie di scala molto presto, ammettendo una struttura relativamente frammentata. La miglior struttura industriale che si immagina per un mercato dell'energia liberalizzato è data, quindi, dalla combinazione di mercati concorrenziali per le fasi di produzione e vendita, collegati tramite un segmento monopolistico (la rete).

Il principio generale promosso dalle Direttive è il *Third Party Access* (TPA), per cui il proprietario della rete è obbligato a consentire l'accesso a tutti gli operatori di produzione e vendita che ne facciano richiesta, fissando un prezzo di accesso che sia riflessivo dei costi e non discriminatorio. Le Direttive permettono, ai Paesi membri, di scegliere tra un prezzo di accesso negoziato dalle parti e un prezzo regolato stabilito da qualche istituzione pubblica. Tuttavia il principio del TPA, da solo, non può evitare che l'azienda dominante precluda l'accesso al mercato dei nuovi *competitors*. E' quindi promossa, al fine di evitare le conseguenti distorsioni di mercato, qualunque forma di separazione delle attività (*unbundling*). Ai Paesi membri sono lasciate diverse soluzioni. Una soluzione più radicale prevede la *separazione proprietaria* delle attività di monopolio da quelle concorrenziali, una *separazione legale* più mite si può raggiungere attraverso la creazione di diverse compagnie sotto un unico proprietario (holding), mentre una versione più debole prevede la sola *separazione contabile*. Le opportunità strategiche per precludere il mercato, variano considerevolmente nei tre casi sopra citati, e sono difficilmente ridotte nel caso di una semplice separazione dei conti. Di conseguenza, lo scopo e i

poteri dei regolatori non possono essere definiti senza aver preso in considerazione gli accordi di libertà lasciati al dominante.

Il terzo fondamento delle Direttive è l'apertura della domanda, attraverso la creazione della figura dei *clienti idonei*<sup>52</sup>. Questi clienti sono identificati in base ai loro consumi annuali ed è fissato un programma per estendere la porzione di domanda liberalizzata definendo soglie di consumo sempre più basse.

Vi sono molti altri elementi importanti che nelle Direttive non sono esaustivamente trattati, la cui definizione è lasciata alla discrezione dei Paesi membri. Tra questi si ricordano l'accordo di concentrazione nei mercati liberalizzati e gli strumenti per raggiungerlo (cessioni dell'*incumbent*, regolazione asimmetrica<sup>53</sup> a favore dei nuovi entranti), il progetto di un mercato centralizzato o decentralizzato.

Quasi tutti i paesi membri hanno approvato i piani nazionali di liberalizzazione entro le scadenze fissate dalle Direttive<sup>54</sup>. Le principali tre aree di riforma nei piani nazionali sono: l'accesso alla rete, l'*unbundling* delle attività monopolizzate da quelle competitive, e l'apertura dal lato della domanda. I Paesi hanno adottato diverse soluzioni con un impatto più o meno efficace sul processo di liberalizzazione.

Per quanto riguarda l'implementazione del principio del TPA, ci sono tre questioni principali da sistemare: la determinazione delle condizioni tecniche e commerciali per l'accesso, la soluzione alle dispute di accesso e il tipo di regime regolatorio.

---

<sup>52</sup> I clienti idonei sono gli utenti abilitati a servirsi nel mercato libero (in contrapposizione alla nozione di "clienti vincolati").

<sup>53</sup> La *regolazione asimmetrica* consiste nell'imposizione di obblighi diversi agli operatori di mercato (cd. obblighi asimmetrici), e ha lo scopo di riequilibrare le disparità delle forze di mercato degli operatori. Per approfondimenti si rimanda a: Ammannati L., Bilancia P., *Governance dell'economia e integrazione europea*, Volume 2, Milano, Giuffrè Editore, 2008, p. 58 e ss.

<sup>54</sup> Febbraio 1999 per l'elettricità e Agosto 2000 per il gas.

La Direttiva 96/92 lascia i Paesi membri liberi di scegliere tra un regime negoziato o regolato. Nel primo caso, il potere dei due agenti è cruciale nel determinare il costo e lo scopo di accesso. In alternativa, il prezzo e le condizioni tecniche per l'accesso sono fissati da un'autorità che può essere un regolatore settoriale o un Ministro, e sono uguali per tutti gli scambi. La maggior parte dei Paesi membri ha scelto un regime di accesso regolato, che offre più protezione e un trattamento più uniforme ai nuovi entranti. La sola eccezione rilevante è la Germania, dove è stato scelto un regime negoziato e dove non c'è alcuna autorità settoriale. Un altro aspetto chiave del TPA fa riferimento all'istituzione che gestisce le dispute e gli atti come un arbitro. Con la notevole eccezione della Germania, dove l'autorità antitrust interviene nelle dispute, negli altri Paesi il regolatore settoriale o il Ministro dell'Industria è incaricato della risoluzione delle dispute. Anche se in questi ultimi casi ci aspettiamo che le competenze tecniche richieste vi siano, è preferibile che il delicato ruolo dell'arbitro sia rivestito da un'autorità indipendente dedicata alla liberalizzazione dell'industria, più che un Ministro, che solitamente è il responsabile di un vasto *range* di obiettivi politici.

Infine, i piani nazionali di liberalizzazione differiscono anche nel tipo di regolazione adottata sul TPA. La maggior parte dei paesi ha scelto una regolazione ex-ante, dove il regolatore fissa il prezzo e le condizioni tecniche in anticipo, più che un regime ex-post, dove il regolatore interviene a posteriori sulle tariffe comunicate dalle imprese. Anche se in entrambi i casi il regolatore ha l'ultima parola sulle condizioni di accesso, sembra che un regime ex-ante, che richiede che il regolatore agisca come un *first mover*, spinga il regolatore ad avere una migliore e indipendente informazione per quanto riguarda i costi. Si considera, pertanto, più efficace un regime ex-ante.

La seconda condizione cruciale nel piano di liberalizzazione è il regime di separazione che va scelto. Come accennato, la separazione contabile appare molto debole se comparata alla separazione legale e proprietaria. Francia e

Germania, hanno optato per la separazione contabile, che difficilmente previene la distorsione di mercato. Altri Paesi, come Regno Unito, Svezia, Paesi Bassi e, in parte, Italia, hanno invece adottato la soluzione proprietaria che, al contrario, può rimuovere l'incentivo del dominante alla preclusione dei nuovi entranti.

Il terzo elemento fondamentale per la creazione di un livello di parità degli operatori di mercato è il trattamento dell'apertura della domanda. Nella maggior parte dei casi (con la notevole eccezione della Francia<sup>55</sup>) il processo è stato più rapido rispetto all'originale soglia stabilita nelle Direttive. I Paesi Scandinavi e il Regno Unito, ad esempio, avevano già completato il loro processo prima che le Direttive fossero istituite e molti altri Paesi hanno completato il processo di liberalizzazione in tempi molto brevi.

### 2.2.2 La TPA (*Third Party Access*)

Per l'effettiva liberalizzazione, l'implementazione del principio del TPA richiede l'identificazione di altre questioni fondamentali che riguardano il livello e la struttura delle tariffe di rete, l'accesso ai servizi di equilibrio e le interconnessioni transfrontaliere. Siccome nella maggior parte dei Paesi la separazione dell'attività di rete da quelle competitive è stata solo parziale (*unbundling* legale o contabile), l'*incumbent* può comunque fissare tariffe di accesso elevate, così da ridurre l'abilità dei concorrenti di competere nei segmenti liberalizzati. Un passo cruciale nell'implementazione del principio del TPA è quindi assicurare un accesso non discriminatorio alla rete tramite una struttura tariffaria trasparente e riflessiva dei costi.

Nell'industria elettrica, le tariffe distinguono, solitamente, tra prezzi di *entrata* (dai produttori) e *uscita* (ai clienti o ai distributori), che nella maggior parte dei Paesi (ad eccezione di Grecia, Irlanda, Italia e Regno Unito) non sono relazionati

---

<sup>55</sup> Questo viene di solito attribuito alla stragante prevalenza, in Francia, della produzione di fonte nucleare.



alla distanza. Inoltre, la tariffa è definita con riferimento ad una combinazione di capacità e flusso. In media, le tariffe di rete corrispondono a un'alta percentuale del conto finale e, in tal senso, sono relativamente alte, con possibili effetti di preclusione sui concorrenti indipendenti. In particolare, le tariffe di distribuzione delle reti di media tensione sono, in termini assoluti, più rilevanti delle tariffe di trasmissione e sembrano particolarmente alte in alcuni Paesi come Austria, Germania e Spagna.

La seconda questione importante nell'implementazione del TPA fa riferimento all'equilibrio. Siccome i nuovi entranti devono acquistare la capacità di fornitura prima di sapere l'ammontare e le caratteristiche della domanda, si possono trovare in una situazione di disequilibrio, con un eccesso o un gap di offerta. Il regime di equilibrio può rappresentare un serio problema per i nuovi entranti, principalmente quando non c'è un mercato all'ingrosso liquido dove la capacità addizionale può essere acquistata. La lunghezza del periodo di equilibrio, che varia tra i 15 minuti e 1 ora, gioca anch'esso un ruolo, in quanto un periodo più breve richiede un bilanciamento più stretto e un onere più alto sui nuovi entranti.

Siccome nell'industria elettrica non è possibile<sup>56</sup> immagazzinare, l'equilibrio tra l'offerta e la domanda nel tempo svolge un ruolo centrale del *Transmission System Operator* (TSO), che nella maggior parte dei Paesi invita "bids" ad aumentare o diminuire la capacità, ma in qualche caso fissa direttamente i prezzi di equilibrio.

Il terzo problema rilevante con il TPA riguarda le transazioni e le interconnessioni transnazionali. La capacità estera è cruciale sotto due aspetti. La possibilità di comprare la capacità di fornitura all'estero dà più libertà ai piccoli nuovi entranti in un mercato nazionale. Inoltre, le transazioni transnazionali possono essere un modo affinché i grandi *incumbent* europei

---

<sup>56</sup> Cnfr. 2.1.2. nota n. 36.

inizino a competere negli altri mercati. Dunque, una sufficiente capacità di interconnessione e una struttura tariffaria non discriminatoria e riflessiva dei costi, possono aiutare a creare una concorrenza effettiva a livello europeo.<sup>57 58</sup> Rimangono da risolvere ancora numerosi problemi circa le transazioni transnazionali, riguardanti un'armonizzazione dei sistemi di trasmissione nei Paesi e l'allocazione della capacità di interconnessione. La progettazione di una struttura tariffaria efficace e riflessiva dei costi non è un compito facile, in quanto il percorso contrattuale degli scambi internazionali non riflette il percorso fisico dell'elettricità (o del gas). Inoltre, in alcuni casi il flusso di elettricità (o gas) dall'estero può ridurre il traffico apportando un beneficio, più che un costo, per il sistema. Si pensi all'importazione del kilowattora di origine nucleare, per esempio dalla Francia, che è avvenuta a costi più bassi della media del costo nostrano. Tuttavia, raramente questo si è trasformato in un beneficio evidente per i consumatori, poiché i benefici, spesso, si sono riversati sulle imprese del sistema elettrico.<sup>59</sup>

Nelle tre aree chiave trattate (tariffe di accesso, equilibrio e interconnessione) sono ancora necessari molti miglioramenti prima che il principio del TPA sia pienamente implementato.

---

<sup>57</sup> Polo M., Scarpa C., *The liberalization of energy markets in Europe and Italy*, 2002.

<sup>58</sup> La realizzazione dell'interconnessione, specie con l'estero, è avvenuta preponderantemente con "iniziativa e onere pubblico" e solo di rado per iniziativa e onere delle imprese "nuove entranti" nel mercato elettrico. Ciò ripropone il tema di fondo di alcune posizioni critiche verso la liberalizzazione, che riconducono al libero mercato la caratteristica di privatizzare i profitti e attribuire invece "al pubblico" gli oneri.

<sup>59</sup> Fonte: FLAEI, CISL.

### 2.2.3 Le prime esperienze: Pool e Nord Pool

Prima della Direttiva europea, solamente la Gran Bretagna<sup>60</sup> e i Paesi scandinavi avevano manifestato una tendenza al cambiamento. Data la rilevanza per tutti quei paesi che si avviavano alla ristrutturazione dei propri settori elettrici, la loro esperienza ha costituito un punto di riferimento di importanza fondamentale per la liberalizzazione di molti settori in tutto il mondo.

La progressiva trasformazione del mercato elettrico inglese, caratterizzata da un processo di liberalizzazione e privatizzazione, prende l'avvio nel 1989. Le nuove esigenze degli operatori di mercato e delle istituzioni avevano portato all'emanazione del White Paper "*Privatising Electricity*" (1988), "contenente sia le principali modalità mediante le quali rendere il mercato elettrico maggiormente competitivo, sia il framework legislativo di regolazione del nuovo assetto organizzativo del settore"<sup>61</sup>. Con il White Paper era prevista la trasformazione dell'assetto di mercato monopolistico per avvicinarsi a una configurazione concorrenziale. Nel 1989 il disegno di legge, nato dal White Paper e approvato dal Parlamento, dà origine all'*Electricity Act*, con cui "il monopolio pubblico dell'offerta di energia elettrica – caratterizzato da un elevato grado di integrazione verticale – veniva orizzontalmente e verticalmente de-integrato e il settore quasi completamente privatizzato"<sup>62</sup>. Il monopolio nelle fasi della generazione e trasmissione era detenuto dalla CEGB (Central Electricity Generating Board). Per l'effettiva realizzazione di un mercato liberalizzato, fu necessario deverticalizzare la CEGB ricorrendo

---

<sup>60</sup> Parlando di Gran Bretagna ci si riferisce solamente al mercato dell'energia elettrica in Inghilterra e nel Galles. In Scozia e Irlanda del Nord la privatizzazione era avvenuta in modo tale che la struttura produttiva non subì cambiamenti, rimanendo caratterizzata da monopoli integrati verticalmente.

<sup>61</sup> Fazioli R., *La Borsa dell'Energia Elettrica*, Rapporto Energia Elettrica, ENEA, 2000, p. 49.

<sup>62</sup> Marzi G., *op. cit.*, p. 10.

all'*unbundling* societario. L'attività di generazione veniva quindi separata da quella di trasmissione e il CEGB diviso in diverse società indipendenti: National Power, PowerGen e Nuclear Electric per la generazione, e National Grid Company (NGC) per la trasmissione. Gli enti che prima gestivano la distribuzione operando in condizioni di monopolio, furono convertiti in società elettriche di distribuzione regionale (RECs). Distribuzione e vendita furono separate strutturalmente, ma senza *unbundling* proprietario, e sottoposte a un graduale processo di liberalizzazione (per il quale si prevedeva il termine nel 1998).

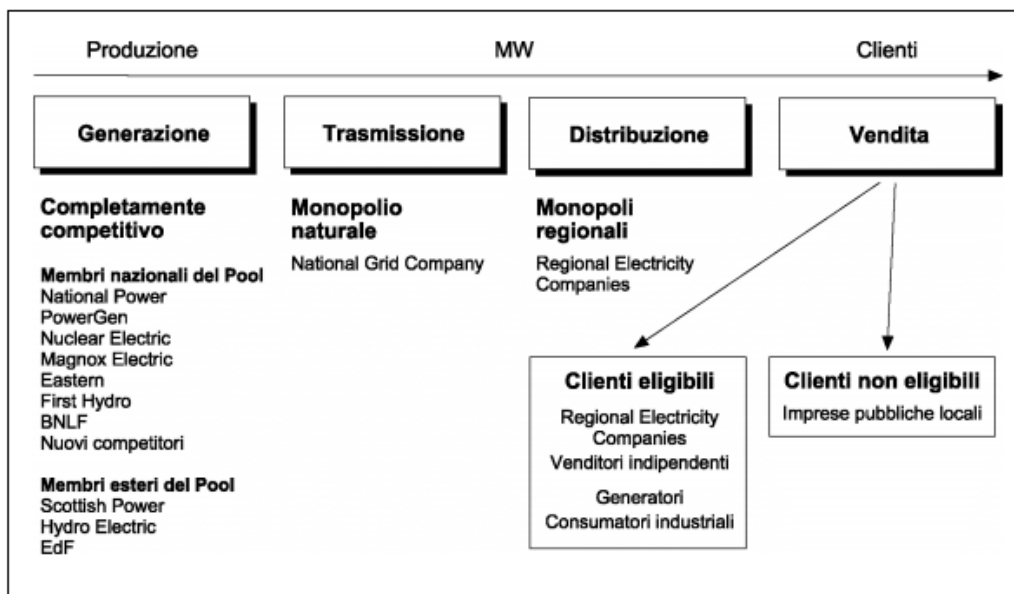
Nel processo di liberalizzazione è emersa una distinzione tra i due concetti di clienti *idonei* e clienti *vincolati*. Mentre per i primi è prevista la possibilità di scegliere il proprio fornitore, ai clienti vincolati è preclusa l'operatività sul mercato libero. Più avanti, nel terzo capitolo (cnfr. 3.4.), si approfondiranno meglio le caratteristiche che questa distinzione ha assunto nel processo di liberalizzazione in Italia.

Con la creazione di un mercato libero, pertanto, i clienti idonei "da un lato, potranno acquistare direttamente l'elettricità sui mercati o tramite una società di broker in un contesto a tutti gli effetti di "mercato", dall'altro, potranno esercitare l'opzione di acquistare l'energia elettrica da un'azienda di distribuzione locale sfruttando le opzioni del mercato vincolato."<sup>63</sup> Inizialmente, i clienti idonei (*captive* o *eligible clients*), liberi di scegliere autonomamente il fornitore di elettricità, erano individuati sulla base dei consumi annui. Dal 1998, però, tutti i clienti sono considerati idonei. Per una più chiara rappresentazione, si riporta qui di seguito la struttura dell'industria elettrica britannica dopo gli effetti del White Paper.

---

<sup>63</sup> Fazioli, *op. cit.*, p. 15.

Tabella 1.2: Struttura dell'industria elettrica britannica dopo gli effetti del White Paper.



Fonte: Fazioli R., *La Borsa dell'Energia Elettrica*, Rapporto Energia Elettrica, ENEA, 2000.

Come si è già detto, la non conservabilità del bene elettricità rende necessario un continuo equilibrio tra domanda e offerta. Tale equilibrio è garantito dalla coordinazione tra la generazione e la trasmissione di energia elettrica, che era affidata al *Pool*.

Il *Pool* era “una sorta di mercato all’ingrosso dell’energia con la funzione di definire l’ordine di dispacciamento degli impianti e la fissazione dei prezzi di generazione pagati alle imprese produttrici”<sup>64</sup>.

“Le modifiche dell’assetto proprietario, iniziate subito dopo l’avvio della liberalizzazione, avevano portato alla quasi completa privatizzazione del settore, terminate nel luglio 1996, con la vendita delle azioni dell’impresa generatrice di energia elettrica da impianti nucleari. Congiuntamente veniva istituito un Regolatore (Direttore dell’Ufficio per la Regolazione dell’Elettricità) e definito un modello di regolazione per il controllo dei prezzi e dell’accesso alle reti di trasmissione, di distribuzione e dell’utenza del mercato vincolato e

<sup>64</sup> Marzi, *op. cit.*, p. 10.

per promuovere la concorrenza nella generazione e nella vendita”<sup>65</sup>. Gli ottimi risultati dei primi anni hanno reso il processo di liberalizzazione di Gran Bretagna e Galles un vero e proprio modello di riferimento per tutti i Paesi europei. I prezzi dell’elettricità diminuirono, in termini reali, per tutte le fasce d’utenza. Dopo i primi tre anni dall’implementazione del processo, tuttavia, si registrò un aumento dei prezzi reali per tutte le utenze (industriali e domestiche), a cui seguì un andamento dei prezzi nuovamente decrescente. Complessivamente, dopo sei anni, l’utenza domestica registrò una riduzione del 10%, mentre la grande e media utenza industriale vide una diminuzione dei prezzi intorno al 20%. Per una più chiara rappresentazione, si riporta di seguito l’andamento dei prezzi dell’elettricità in termini reali, per fasce d’utenza, nel corso del periodo (1990 – 1996) durante il quale si è sviluppato l’esperimento di liberalizzazione del mercato elettrico in Inghilterra e Galles (Tabella 1.3.).

**Tabella 1.3 – Prezzi dell’elettricità per fasce d’utenza in termini reali, 1990 (pence/kWh).**

	UTENTI		INDUSTRIALI		DOMESTICI
	Molto grandi	Moderat.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
Variazioni % dal 89/90 al 95/96	13,6	19	20,6	14,6	10

**Fonte:** Offer (1996), *The competitive electricity market from 1989: Price restraints*, September.

L’utenza finale registrò una riduzione dei prezzi dovuta al controllo del Regolatore su tutte le componenti del prezzo dell’elettricità. L’intervento del Regolatore riguardò anche i prezzi all’ingrosso (che costituiscono il 50-60% del

<sup>65</sup> Marzi, *op. cit.*, p. 11.

prezzo finale), per i quali, durante i primi tre anni, si era registrato un aumento continuo legato all'influenza sui prezzi dei comportamenti strategici delle due imprese più grandi<sup>66</sup>.

L'adozione del modello Pool, che ha permesso un mercato libero, ha sensibilmente indirizzato il settore verso una configurazione concorrenziale. La nuova organizzazione del mercato permette, a chi opera nella fase di generazione, di avere clienti alternativi<sup>67</sup> e prevede uno spostamento del ruolo dell'acquirente unico verso la fornitura degli utenti vincolati. "In generale, si assiste ad un passaggio degli "obblighi di fornitura" dal segmento della produzione al segmento della distribuzione finale che rimane, nell'ambito di questo assetto, l'unica a mantenere le caratteristiche di monopolio legale."<sup>68</sup> E' chiaro infatti, e già precedentemente discusso, che le fasi di trasmissione e distribuzione di elettricità debbano necessariamente essere gestite nell'ambito di un monopolio, per le caratteristiche intrinseche di queste funzioni. Per tali fasi sarà dunque maggiormente necessaria una regolazione efficace al punto da consentire agli scambi tra le fasi a monte (generazione e vendita) condizioni di operatività eque e non discriminatorie. La performance del pool market all'ingrosso nel Regno Unito, è stata giudicata piuttosto fallimentare. Il prezzo all'ingrosso è infatti rimasto stabilmente alto e non è stato in grado di riflettere la struttura di mercato sempre più frammentata e i miglioramenti nell'efficienza degli impianti di generazione.

Il modello Inglese ha a sua volta preso spunto dalla contemporanea esperienza scandinava dei mercati all'ingrosso, sviluppatasi a partire dagli anni '90.

Nel 1991 la Norvegia ha aperto alla concorrenza le fasi di generazione e vendita di energia elettrica e ha permesso il libero accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. Nel 1993 è stato costituito il mercato all'ingrosso dove lo scambio

---

<sup>66</sup> La cui produzione era, congiuntamente, pari all'80% circa dell'energia elettrica.

<sup>67</sup> E' a tal proposito che si parla di *mercato libero*.

<sup>68</sup> Fazioli R., *op. cit.*, p. 15.

di elettricità tra gli operatori avveniva su un mercato spot a partecipazione volontaria o tramite contrattazioni bilaterali. Con la successiva adesione di Svezia (1996), Finlandia (1998) e Danimarca (2000), il cd. *Nord Pool* si configura come “il primo mercato all’ingrosso dell’energia elettrica che si trova ad operare su base internazionale”<sup>69</sup>. Il Nord Pool è l’unico mercato europeo sia fisico che finanziario ed è considerato l’esperienza più riuscita di Borsa Elettrica in Europa. Il successo di questa configurazione di mercato è dovuto all’introduzione dei *futures* negli scambi, e gode di un’offerta altamente competitiva, dato il gran numero di operatori, e di bassi prezzi<sup>70</sup>. Una tale visione del fenomeno può, tuttavia, essere invertita dagli avversari del libero mercato, i quali sostengono che questa esperienza è considerata un successo semplicemente perché, avendo consentito l’introduzione dei *futures*, ha permesso di “finanziarizzare” gli scambi sul mercato elettrico, mentre i bassi prezzi sarebbero solo il riflesso delle strutture produttive e delle tecnologie in esse impiegate.

#### 2.2.4 Italia: dalla nazionalizzazione alla liberalizzazione

Anche l’Italia, dal 1991, iniziò un progressivo processo di liberalizzazione. Dall’epoca “d’oro”<sup>71</sup> del monopolio ENEL, vi furono diversi provvedimenti che, nel corso degli anni, portarono a questo radicale cambiamento del settore. Il continuo crescere della domanda di energia elettrica e il dubbio che ENEL non sarebbe stato in grado di soddisfarla a pieno, e l’acuirsi della questione dei

---

<sup>69</sup> Marzi, *op. cit.*, p. 13.

<sup>70</sup> Il motivo dei prezzi bassi è soprattutto il “mix di energia idroelettrica e nucleare presente sul mercato”. (Anonimo, *Ecco il Nord Pool scandinavo: un caso esemplare da seguire*, in “la Repubblica.it”, 29 maggio 2006.)

<sup>71</sup> Si ricordi che la legge istitutiva dell’Ente Nazionale per l’energia elettrica, gli attribuiva il compito essenziale di elettrificare il Paese e di contribuire, attraverso gli investimenti, allo sviluppo. Tali compiti sono stati svolti egregiamente (cnfr. 2.1.2.).



Rifiuti Solidi Urbani nelle discariche portarono l'Italia ad approvare la Legge n. 393/75 che permetteva a Comuni e Province la produzione di elettricità ricorrendo all'incenerimento dei rifiuti urbani. Successivamente, con la Legge n. 84/82, il Comitato nazionale per l'energia nucleare (CNEN), costituito nel 1960 al fine di incentivare in Italia lo sviluppo e il ricorso all'energia nucleare, venne convertito nel Comitato nazionale per la ricerca e lo sviluppo dell'Energia Nucleare e delle Energie Alternative (ENEA). Nello stesso anno, con la Legge n. 308/82, fu liberalizzata la produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili senza, tuttavia, alcuna incentivazione. Poco dopo, nel 1988, fu approvato il nuovo PEN (cnfr. 1.1.2.) che portò ad un'apertura verso il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili, a dispetto dell'energia nucleare.

Due leggi emanate il 9 gennaio 1991, la n. 9 e la n. 10, costituirono il primo vero passo verso una parziale liberalizzazione del settore. La Legge 9/91 "innovò il regime della produzione di energia da fonti convenzionali e prevede interventi nel settore della produzione da fonti rinnovabili proseguendo l'azione iniziata con la Legge n. 308/82"<sup>72</sup>. Tale provvedimento "ha profondamente rinnovato le norme relative all'area elettrica, aprendo ai privati il settore della produzione di elettricità"<sup>73</sup>, e ha, inoltre, abolito molti dei vincoli che in passato erano stati posti all'autoproduzione di elettricità<sup>74</sup>. E' solo con la Legge n. 9/91 che, per la prima volta, è permessa "la libera circolazione dell'energia all'interno del gruppo industriale di appartenenza dell'autoproduttore"<sup>75</sup> ed è liberalizzata completamente "la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate"<sup>76</sup>. Con la Legge n. 10/91 sono emanate "norme per l'attuazione del

---

<sup>72</sup> Lazzarin, *op. cit.*, p. 13.

<sup>73</sup> Vannini L., Brunetti M., *Il percorso legislativo*, in "Il Divulgatore" n. 7-8/2002.

<sup>74</sup> Legge di nazionalizzazione elettrica, 1962.

<sup>75</sup> Vannini, Brunetti, *op. cit.*

<sup>76</sup> Ibid.

*Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia"*.

Nel 1992 termina il trentennio del monopolio ENEL che, con il d.l. 11 luglio 1992<sup>77</sup>, viene convertito in ENEL S.p.A. L'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica passa così dall'aver il diritto della gestione del servizio elettrico ad averne solamente la concessione. Questo passaggio è un momento di mutamento storico per uno dei più autorevoli enti di gestione economica del Paese. Si percepisce, all'interno e all'esterno dell'Enel, la fine di un'epoca e l'inizio di una nuova. E' opportuno sottolineare che, in questa fase, avviene un cambiamento nel concetto di base del servizio elettrico che, da servizio erogato al Paese, passa ad essere attività di business.

Con la trasformazione in S.p.a. dell'Enel, il 100% delle azioni è conferito interamente al Ministero del Tesoro. A fine gestione, quest'ultimo, riceve per qualche anno un dividendo significativo, tale da far nascere interrogativi circa l'opportunità di proseguire lungo il percorso di liberalizzazione e privatizzazione tracciato precedentemente. Solo più tardi, dopo un periodo preparatorio, concentratosi intorno agli anni '98 - '99, avviene l'effettiva collocazione di azioni sul mercato, sotto la triade Testa, Tatò, Celli, management espressione di un governo di sinistra sotto la presidenza di Azelio Ciampi.

Nell'implementare il processo di liberalizzazione del mercato si stabilì, in seguito, "il collocamento azionario di una prima *tranche* di ENEL S.p.A. pari al 35,5% del capitale e di costringere a una suddivisione della società in tante altre quante sono le macro-attività che caratterizzano la filiera, cioè produzione, trasmissione, distribuzione e vendita". Il fine era quello di attribuire una maggiore indipendenza alle varie aziende evitando che l'appartenenza ad una

---

<sup>77</sup> Il Decreto Legge dell'11 luglio 1992 viene convertito in Legge n. 359/1992 l'8 agosto.

medesima proprietà desse vita a rapporti privilegiati che ostacolassero il passaggio al libero mercato.

Nel 1995, viene emanata la Legge n. 481 in tema di *“norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità”*, al fine di *“garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza nel settore dei servizi ... nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull’intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori”*<sup>78</sup>. Con tale provvedimento fu istituita l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas con la funzione di controllare *“che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi, comunque stabilite, siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza ... anche al fine di prevedere l’obbligo di prestare il servizio in condizioni di eguaglianza, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte”*<sup>79</sup>. Il controllo e la regolamentazione del mercato elettrico Italiano dovevano essere esercitati dall’Autorità in assoluta autonomia e indipendenza rispetto al Governo<sup>80</sup>.

La graduale corsa dell’Italia verso il mercato liberalizzato culmina con il cd. *“decreto Bersani”* (1999) con cui l’Italia ha recepito la Direttiva Europea n. 92/96, finalizzata al raggiungimento di condizioni di mercato di libera concorrenza. Il quadro normativo europeo e la sua attuazione nell’ordinamento nazionale saranno approfonditi nel corso del terzo capitolo.

---

<sup>78</sup> Legge 14 novembre 1995, n. 481.

<sup>79</sup> Ibid.

<sup>80</sup> Fa eccezione la programmazione economico-finanziaria.

### 2.2.5. Enel: quadro economico-finanziario precedente alla liberalizzazione e alla privatizzazione

E' opportuno parlare del quadro economico-finanziario di Enel esistente prima dell'azione liberalizzatrice e privatizzatrice. Da un'analisi condotta dal Sole24ore prima della liberalizzazione (1996), emerge che la solidità finanziaria di Enel era intaccata da un forte indebitamento. Tuttavia, il suo Stato Patrimoniale era notevolmente consistente poiché aveva la proprietà di tutto il sistema di impianti di produzione, trasmissione e distribuzione. Inoltre, il sistema di bollettazione e riscossione di Enel era efficiente e senza eguali in Europa. Bisogna inoltre considerare che il valore di un'azienda è determinato, specie prima del suo collocamento in borsa, non soltanto sul rischio (al quale Enel era certamente sottoposta per l'esposizione finanziaria cui verteva) ma anche, soprattutto, sul flusso di cassa e sulla solidità patrimoniale. Questi ultimi due fattori sono stati senz'altro considerati al momento del suo collocamento in borsa. Infatti, anche se, dopo i primi anni, è sceso alla metà, il valore delle azioni di Enel, all'inizio del suo collocamento in borsa, era piuttosto alto. La considerazione del "rispettabile" valore delle azioni di collocamento di Enel, denota che la situazione debitoria dell'Enel non era ritenuta compromessa dai mercati e che l'alto valore del patrimonio e del *cashflow* erano, verosimilmente, dominanti e rassicuranti per gli azionisti.

Questo dovrebbe vanificare, quindi, le ipotesi che una presunta insostenibile situazione finanziaria dell'azienda fosse alla base della necessità della liberalizzazione e della sua privatizzazione.

## 3 IL QUADRO GIURIDICO – LEGISLATIVO

### 3.1 Attuazione della direttiva 96/92/CE

#### 3.1.1 Il decreto Bersani

La direttiva europea n. 92 del 19 dicembre 1996, al fine di aprire il mercato elettrico alla concorrenza, ponendo attenzione alla tutela ambientale e volendo potenziare l'efficienza della filiera elettrica, ha imposto tre principi: "il divieto di attribuire regimi d'esclusiva per le attività di produzione, importazione ed esportazione di energia elettrica, e per la costruzione e l'utilizzo di linee di trasporto; la libertà di accesso alle reti di trasmissione; la graduale apertura del mercato, tramite l'introduzione della figura dei clienti idonei, ovvero utenti liberi di scegliere il proprio fornitore"<sup>81</sup>.

Con il d.lgs n. 79 del 16 marzo 1999 (decreto Bersani), l'Italia ha recepito la direttiva comunitaria 96/92/CE, disponendo che *"le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere ... Le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale ... L'attività di distribuzione dell'energia*

---

<sup>81</sup> Lazzarin, *op. cit.*, p. 16.

elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato"<sup>82</sup>. E' solo con il decreto Bersani<sup>83</sup> che, in Italia, può parlarsi di liberalizzazione del settore elettrico. L'effetto di tale decreto fu l'apertura del mercato elettrico, monopolistico durante il precedente trentennio, ad altri operatori. Prima, tutte le fasi del sistema elettrico (produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita), erano infatti gestite da un unico operatore integrato verticalmente (ENEL). A tal proposito, il decreto dispone l'*unbundling*, proprietario o societario, di ciascuna fase e provvede ad un'attenta regolamentazione al fine di favorire quanto più possibile l'apertura del mercato alla concorrenza e ai capitali privati, con l'obiettivo di ottenere tariffe inferiori. Avviene così la separazione verticale e orizzontale del settore elettrico, necessaria per contrastare la presenza di un operatore *incumbent*. Per quanto riguarda la disaggregazione orizzontale, si è disposto che l'ENEL costituisse una serie di società separate per lo svolgimento di ciascuna delle attività che, precedentemente, l'ex-monopolista svolgeva autonomamente. Più avanti nel paragrafo si specificheranno i dettagli della disaggregazione verticale per ciascuna fase della filiera elettrica. Con tale decreto si sono, inoltre, istituiti alcuni soggetti pubblici con il compito di ottimizzare il funzionamento del mercato elettrico. Le disposizioni del Decreto Bersani toccano una serie di temi necessari alla definizione della struttura del mercato libero. Di seguito sono approfonditi i temi principali.

---

<sup>82</sup> Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".

<sup>83</sup> Dal nome dell'allora ministro dell'Industria, Pier Luigi Bersani.

### 3.1.2 *Il Gestore della rete di trasmissione nazionale*

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) è una S.p.a. incaricata dello sviluppo e promozione delle fonti rinnovabili. Il decreto Bersani, dispone che il GRTN “esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. ... ha l’obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio”<sup>84</sup>. Il GRTN deve fornire un’adeguata motivazione in caso di rifiuto dell’accesso alla rete. Esso gestisce “i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari; garantisce l’adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l’affidabilità, l’efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti; gestisce la rete senza discriminazione di utenti o categorie di utenti; delibera gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete, ... , in modo da assicurare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti, nonché lo sviluppo della rete medesima”<sup>85</sup>. Ha istituito il Gestore del Mercato Elettrico (GME) e l’Acquirente Unico (AU). Quest’ultimo “ha funzioni di garante della capacità produttiva necessaria per rifornire il mercato vincolato, della gestione dei contratti e della parità di trattamento dei clienti vincolati”<sup>86</sup>. Al GME è affidata la disciplina e la gestione economica del mercato elettrico.

### 3.1.3 *Produzione*

Per quanto riguarda la generazione di energia elettrica, il decreto ha imposto all’ENEL un limite alla produzione di energia elettrica e, al fine di creare nuovi operatori concorrenti, la vendita di una parte della capacità produttiva. In

---

<sup>84</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 3.

<sup>85</sup> Ibid.

<sup>86</sup> Lazzarin, *op. cit.*, p. 18.

particolare, il decreto ha disposto che *“a decorrere dal 1 gennaio 2003 a nessun soggetto è consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell’energia elettrica prodotta e importata in Italia. ... A tale scopo, entro la stessa data l’ENEL S.p.a. cede non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva. A tal fine ENEL S.p.a. predispone entro centoventi giorni dall’entrata in vigore del presente decreto un piano per le cessioni degli impianti”*.<sup>87</sup> La fase di produzione è così reso un settore concorrenziale dove i diversi operatori possono realizzare le loro centrali elettriche. Per realizzare la seconda disposizione del decreto avviene la creazione di tre società elettriche: le *GenCo (Generation Company)*. Le tre società sono state messe in vendita nel 2000. Questo passaggio è di estrema delicatezza per la storia del Paese. Gli avversari della liberalizzazione ritengono che gli impianti idroelettrici inclusi negli asset venduti siano, oltre che funzionali alla regolazione primaria, estremamente strategici per un Paese. Inoltre, avvertono con drammaticità la perdita di dimensione dell’azienda che, dopo EDF, era considerata la seconda più grande utility elettrica.

La capacità produttiva di Eurogen (GenCo 1), acquistata nel 2002, è stata conferita a Edipower S.p.a., Elettrogen (GenCo 2) è stata acquistata nel 2001 da un consorzio formato da Endesa e da ASM Brescia. Interpower (GenCo 3) è stata acquistata nel 2002 da una società formata da Acea e Electrabel Suez S.A. Nel mercato aperto entrarono anche alcune municipalizzate.

#### 3.1.4 Distribuzione

La distribuzione *“è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali”*<sup>88</sup>. Il decreto dispone che *“le imprese distributrici hanno l’obbligo di connettere alle proprie reti*

---

<sup>87</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 8.

<sup>88</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 2. (Definizioni)



tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio ... Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ... , continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato"<sup>89</sup>. Quindi, la disgregazione verticale, per questa fase della filiera elettrica, si traduce nella concessione, rilasciata dal MICA, di esercitare l'attività di distribuzione. Il decreto ha inoltre disposto che "al fine di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, è rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale" conferendo a tale fase della filiera elettrica la caratteristica di monopolio locale. Infine, il decreto "ha imposto agli operatori verticalmente integrati l'obbligo di costituire società separate per le diverse fasi della filiera, e in particolare una società per lo svolgimento dell'attività di distribuzione e vendita ai clienti vincolati"<sup>90</sup>. Nasce, in questo modo, Enel Distribuzione.

### 3.1.5 *Vendita: clienti idonei e clienti vincolati*

Prima di trattare la disciplina della fase di vendita della filiera produttiva, è opportuno soffermarci sulla distinzione (a cui già si è fatto riferimento in precedenza) tra cliente idoneo e cliente vincolato. Nell'art. 2 del decreto Bersani, il cliente idoneo è definito "la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero"<sup>91</sup>, mentre il cliente vincolato "è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale

---

<sup>89</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 9.

<sup>90</sup> Lo Bianco, Capè, Sampek, *La guida del Sole 24 Ore al management dell'energia*, p. 161.

<sup>91</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 2.

*dove è localizzata l'utenza*"<sup>92</sup>. Il decreto prevede una distinzione tra due gruppi di utenti di elettricità, con riferimento al consumo annuale di energia da parte degli utenti. Ai clienti idonei è permesso ricorrere al libero mercato per l'acquisto di energia elettrica, mentre per i clienti vincolati la situazione resta uguale a prima della liberalizzazione. Per questi ultimi si è istituito un ente a controllo pubblico che gli fornisca l'elettricità acquistata dalla molteplicità dei produttori: l'Acquirente Unico (cnfr. 3.1.7.). Tale figura è stata istituita per la tutela dei clienti vincolati che, attraverso l'azione dell'AU, avrebbero potuto acquistare elettricità a prezzi più bassi. I risultati saranno discussi nel corso del quarto capitolo. Del gruppo dei clienti idonei fanno parte gli utenti i cui consumi erano al di sopra di una soglia che è variata nel tempo al fine di favorire una graduale riduzione dei clienti vincolati a favore di una sempre più completa liberalizzazione. La prima soglia era pari a 30 GWh, ridotta a 20 GWh nel 2000 e a soli 9 GWh nel 2002. Dal 2004 è permesso l'accesso al mercato libero a tutti i possessori di IVA e, dal 2007, anche alle utenze domestiche.

Con il decreto Bersani, la disaggregazione verticale per la fase di vendita si traduce in un regime concorrenziale per la vendita ai clienti idonei e un regime di concessione, rilasciata dal MICA, per la vendita ai clienti vincolati. La vendita di elettricità può realizzarsi o mediante la contrattazione bilaterale tra venditore e compratore (la vendita avviene direttamente tra le due parti), o mediante la contrattazione nella Borsa Elettrica tra venditore e compratore (per via telematica).

### *3.1.6 La Borsa Elettrica, il Gestore del Mercato e L'Acquirente Unico*

Il decreto ha disposto che il GRTN costituisca l'Acquirente Unico, una S.p.a. che "stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la

---

<sup>92</sup> Ibid.

disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario”<sup>93</sup>. L’AU “stipula i contratti di fornitura, anche di lungo termine, con procedure di acquisto trasparenti e non discriminatorie”<sup>94</sup>, inoltre “stipula contratti di vendita con i distributori elettrici a condizioni non discriminatorie, anche al fine di consentire l’applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati”<sup>95</sup>. A decidere circa la misura del corrispettivo per l’AU è l’Autorità per l’energia elettrica e il gas, che lo fa in modo tale da “incentivare la stessa società allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica”<sup>96</sup>.

Al GRTN è imposta anche la costituzione del GME, S.p.a. che “organizza il mercato stesso secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando altresì la gestione economica di un’adeguata disponibilità della riserva di potenza”<sup>97</sup>. La disciplina del mercato, ad esso affidata, prevede “i compiti del gestore del mercato in ordine al bilanciamento della domanda e dell’offerta e gli obblighi di produttori e importatori di energia elettrica”<sup>98</sup>. Il compito fondamentale del GME è orientato allo sviluppo di un sistema elettrico concorrenziale.

Il decreto prevede l’istituzione della Borsa Elettrica (IPEX – Italia Power Exchange), che è stata avviata ad aprile 2004 ed è pienamente operativa dal gennaio 2005<sup>99</sup>. L’IPEX “favorisce l’emergere di prezzi di equilibrio efficienti che consentono agli operatori, produttori e grossisti, di vendere e comprare con

---

<sup>93</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 4.

<sup>94</sup> Ibid.

<sup>95</sup> Ibid.

<sup>96</sup> Ibid.

<sup>97</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 5.

<sup>98</sup> Ibid.

<sup>99</sup> Il 01/04/2004 hanno avvio le negoziazioni sulla Borsa Elettrica; il 1/01/2005 ha avvio la partecipazione attiva della domanda (tutti gli operatori di mercato possono acquistare l’energia di cui abbisognano direttamente presso la Borsa Elettrica).

sicurezza e trasparenza energia elettrica nella maggiore convenienza economica”<sup>100</sup> ed è pertanto lo strumento necessario per lo sviluppo di un mercato concorrenziale. Il Mercato elettrico è interamente gestito dal GME e comprende: il Mercato a Pronti e il Mercato a Termine dell’Energia (MTE<sup>101</sup>). Il Mercato a Pronti è a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima, nel Mercato Infragiornaliero e nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento). Il Decreto, con l’istituzione della Borsa Elettrica, vuole “promuovere la competizione nelle attività di produzione e vendita all’ingrosso, attraverso la creazione di una “piazza del mercato” e favorire la massima trasparenza ed efficienza dell’attività di dispacciamento, svolta in monopolio naturale”<sup>102</sup>. Si tratta di un *marketplace* telematico nell’ambito del quale l’elettricità è negoziata all’ingrosso. Il prezzo dell’elettricità è quello di equilibrio che si ha dall’incontro tra la domanda e l’offerta. Si tratta di un “vero e proprio mercato fisico dove si definiscono i programmi di immissione e di prelievo dell’energia elettrica nella (e dalla) rete secondo il criterio di merito economico<sup>103</sup>”<sup>104</sup>. Non si tratta di un mercato obbligatorio in quanto agli operatori è lasciata la possibilità di contrattare attraverso i cd. contratti bilaterali (*over the counter*).

### 3.2 Fonti rinnovabili: i certificati verdi

In linea con uno dei principali obiettivi dell’Unione Europea nel settore dell’energia, il decreto pone incentivi al ricorso alle fonti rinnovabili. Lo sviluppo delle energie alternative, infatti, “permette da un lato la riduzione della

---

<sup>100</sup> GME, *Vademecum della Borsa Elettrica*, 2009.

<sup>101</sup> Introdotto dal GME il 01/10/2009 per consentire la negoziazione di elettricità su orizzonti temporali più estesi rispetto a quelli giornalieri.

<sup>102</sup> GME, *Vademecum della Borsa Elettrica*, 2009.

<sup>103</sup> Con merito economico si intende il criterio per cui l’ordine dei prezzi considerato per le offerte d’acquisto è decrescente, viceversa è crescente per le offerte di vendita.

<sup>104</sup> GME, *Vademecum della Borsa Elettrica*, 2009.

dipendenza dell'Unione Europea dalle importazioni di combustibili fossili e consente al tempo stesso la diminuzione a livello globale dei gas serra, in particolare della CO<sub>2</sub>, generati dalla combustione degli stessi, dando così un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dal protocollo di Kyoto<sup>105/106</sup>.

Le fonti rinnovabili di energia elettrica "sono il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici"<sup>107</sup>. Il decreto dispone che "al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali ... gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva"<sup>108</sup>. Tale quota è stata inizialmente fissata pari al 2% dell'energia prodotta o importata l'anno precedente eccedente i 100 GWh, prevedendosi un graduale incremento della soglia. L'incremento annuo è stato dello 0,35% dal 2004 al 2006 e dello 0,75% dal 2007 al 2012. Inoltre, il GRTN "assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione, sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e fonti nazionali di energia combustibile primaria"<sup>109</sup>, senza alcuna discriminazione circa la natura della fonte rinnovabile.

---

<sup>105</sup> Dicembre 1997.

<sup>106</sup> AA. VV., *Gli incentivi per la produzione di energia dal biogas. Evoluzione delle forme d'incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili*, in "Bioreattori a membrane per il trattamento delle acque reflue", Napoli, Aster, 2014.

<sup>107</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 2. (Definizioni).

<sup>108</sup> D. lgs. N. 79/99, Titolo II, art. 11.

<sup>109</sup> Ibid.

L'incentivazione prevista dal decreto consiste nell'attribuzione di *certificati verdi* all'energia prodotta. Si tratta di titoli emessi dal GRTN (oggi GSE, cnfr. 3.4.), su richiesta dei produttori, per premiare le minori emissioni di CO<sub>2</sub> dovute al ricorso a fonti rinnovabili anzicchè fonti convenzionali. I certificati verdi possono poi essere acquistati, al prezzo di mercato, da coloro i quali sono obbligati a usare fonti rinnovabili per una determinata quota, in misura tale da raggiungere tale soglia. Il sistema dei certificati verdi "abbassa il costo della generazione delle energie rinnovabili, favorendo la competizione tra produttori, e attrae nuovi operatori nel mercato, in presenza di un obbligo a produrre una determinata quota di energia rinnovabile nel tempo"<sup>110</sup>. Il soddisfacimento dell'obbligo imposto dal decreto (immissione nella rete di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, in misura pari al 2% di quanto prodotto o importato l'anno precedente) può avvenire o acquistando certificati verdi da destinare ai produttori di energia da fonti rinnovabili, o attraverso "la messa in esercizio di nuovi impianti a fonti rinnovabili (ai quali verranno concessi i relativi certificati verdi)", o importando "nuova energia rinnovabile proveniente da Paesi che adottino analoghi strumenti di incentivo su basi di reciprocità"<sup>111</sup>.

### 3.3 Il nuovo assetto societario di ENEL S.p.a.

Come già accennato, nell'attuazione della nuova disciplina del mercato elettrico, l'ENEL ha subito un parziale smembramento. Mentre, dal lato della domanda, il decreto attuativo della direttiva non si è discostato quasi per nulla dalle disposizioni europee, per quanto riguarda l'offerta, nessun altro paese ha ridotto così tanto il potere dell'*incumbent* per creare spazio per i nuovi entranti. Il decreto

---

<sup>110</sup> Noferi F., *Le fonti energetiche rinnovabili: guida alle Agevolazioni Comunitarie, Nazionali e Regionali*, Firenze, Alinea, 2009.

<sup>111</sup> Noferi, *op. cit.*

dispone che l'ENEL (trasformata in S.p.a. con il D.l. n. 333/92, cnfr. 2.1.4.) costituisca società separate per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione, vendita a clienti vincolati e vendita a clienti idonei, esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione, smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse. Già negli anni immediatamente precedenti il decreto, erano state costituite diverse società oggetto di conferimento da parte di ENEL.

Nel 1997, dall'Area Teletrasmissioni che, all'interno di Enel, aveva già predisposto un sistema di comunicazione (utilizzato esclusivamente dall'Ente), nasce Wind Telecomunicazioni, operativa nel settore della telefonia, fissa e mobile. Nel 1998, nasce So.l.e.<sup>112</sup> operante nel settore dell'illuminazione pubblica. Nel 1999 avviene la costituzione di Se.m.e.<sup>113</sup> che esercita il servizio di manutenzione elettrica, e di Enelpower, che opera nel settore ingegneristico e che ha tentato una forte azione di internazionalizzazione anche per operare come EPC Contractor (Engineering Procurement & Construction). Nello stesso anno ENEL conferisce a Wind il ramo d'azienda operante nel settore delle telecomunicazioni.

In attuazione del decreto, avviene la costituzione di E.R.G.A. (Energie Rinnovabili Geotermiche e Alternative, oggi Enel Green Power), di SO.G.I.N.<sup>114</sup> (Società

---

<sup>112</sup> Oggi Enel Sole.

<sup>113</sup> Oggi Enel.si.

<sup>114</sup> Il rischio economico e finanziario molto alto, che è naturalmente connesso alle operazioni di decommissioning (disattivazione e smantellamento) degli impianti nucleari italiani rientranti nella mission di SO.G.I.N., non poteva essere tenuto all'interno di Enel poiché in tal caso la quotazione in borsa della neonata Spa avrebbe portato ad un più magro risultato nella collocazione delle azioni in borsa, proprio mentre l'obiettivo del momento doveva essere di "massimizzare la cassa". Di ciò ne erano consapevoli il mondo politico nazionale ed il management aziendale, come pure tutto il mercato che era con gli occhi puntati sulle operazioni in atto per lenire il "rischio" cui si è fatto cenno. La costituzione di Sogin Spa con 100% delle azioni conferite al Ministero del Tesoro, facendone in tal modo una Società interamente Pubblica, è stata ritenuta l'unica via perseguibile, in vista di un interesse immediato. Questa manovra, per gli avversari della liberalizzazione e privatizzazione, costituisce un'ennesima "prova della privatizzazione dei profitti e pubblicizzazione delle perdite" che affligge ogni operazione di liberalizzazione e privatizzazione.

Gestione Impianti Nucleari), TERNA (Trasmissione Elettricità Rete Nazionale), Elettrogen, Eurogen e Interpower, a cui ENEL ha conferito impianti produttivi da dismettere. Come già anticipato, il ramo di ENEL esercente il servizio di distribuzione e vendita ai clienti vincolati di energia elettrica viene conferito a Enel Distribuzione, la gestione della rete di trasmissione elettrica nazionale al GRTN, l'impianto di produzione elettrica a Enel Produzione, e l'attività di vendita ai clienti idonei a Enel Trade<sup>115</sup>. A SEI<sup>116</sup> e Dalmazia Trieste è stata conferita, rispettivamente, la gestione del patrimonio immobiliare strumentale e di quello civile. Tali conferimenti hanno implicato il trasferimento di passività pari a 34.558 miliardi e attività per 69.751 miliardi di lire.

### 3.4 Evoluzione della principale normativa dopo il decreto Bersani

Alla ristrutturazione del mercato disposta dal decreto Bersani hanno fatto seguito altri importanti decreti modificativi e applicativi. La normativa si è sviluppata secondo un processo di convergenza progressiva che ha portato a modifiche continue della regolamentazione del mercato elettrico al fine di una sempre più completa liberalizzazione.

Un'importante disposizione nell'ambito del processo di liberalizzazione è stata il d.l. n. 7/2002 (decreto Marzano<sup>117</sup>), che ha disposto "misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale". Lo scopo di tale decreto era quello di garantire il fabbisogno energetico del Paese e di evitare il pericolo di *black out*. Tale decreto è noto come decreto "sblocca centrali" in quanto ha notevolmente semplificato il processo autorizzativo per la costruzione di nuova capacità produttiva. Con tale decreto si è voluto risolvere il problema per cui "a fronte di un incremento medio annuo della domanda pari al 3%, non si è verificato un

---

<sup>115</sup> Oggi Enel Energia.

<sup>116</sup> Oggi Enel Real Estate.

<sup>117</sup> Il decreto Marzano è stato convertito in legge n. 55 il 9 aprile 2002.



corrispondente aumento della capacità produttiva nazionale”<sup>118</sup>, proprio a causa delle “complesse procedure amministrative per l’autorizzazione dei nuovi impianti”. Il decreto “sblocca centrali”, convertito in Legge n. 55/2002, dispone che *“la costruzione e l’esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica e ripotenziamento, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all’esercizio degli stessi, sono dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero delle attività produttive, la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni ed atti di assenso comunque denominati”*<sup>119</sup>.

A seguito del *black out* che si è verificato nel 2003 su tutto il territorio nazionale, è stata approvata la Legge n. 290/2003 recante “disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica” e “deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità”. Con la legge “anti - *black out*” la proprietà e la gestione della rete di trasmissione vengono unificate. Inoltre, è stabilito che, entro il 1 luglio 2007, il possesso delle reti da parte delle società che operano nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita di elettricità non superi il tetto massimo del 20% del capitale della società gestore della rete di trasmissione nazionale.

Il DPCM dell’11 maggio 2004, definisce i criteri e i tempi del processo di unificazione della proprietà e della gestione della RTN nonché la privatizzazione del nuovo soggetto gestore. Le principali disposizioni del decreto sono il conferimento<sup>120</sup> a Terna, da parte di GRTN, dell’attività di gestione della rete e la riduzione del tetto limite al possesso delle reti al 5% per tutte le società diverse da

---

<sup>118</sup> Martellini M., *Dal monopolio alla concorrenza: la liberalizzazione incompiuta di alcuni settori*, Milano, Franco Angeli, 2007, p. 121.

<sup>119</sup> D.l. 7 febbraio 2002, n. 7, *Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale*, art. 1, co. 1.

<sup>120</sup> Sono escluse dal conferimento le partecipazioni detenute dal GRTN nelle società GME e AU.

ENEL, per la quale rimane il precedente limite del 20%. Anche per l'ENEL però, come per tutte le società partecipanti al capitale della nuova Terna, è stabilito un limite al potere di voto pari al 5%. L'azionista di maggioranza di Terna diviene, con l'acquisizione da ENEL del 29,99% del pacchetto azionario, la Cassa Depositi e Prestiti. E' inoltre disposto che la gestione della società risultante dall'unificazione, sia gestita secondo criteri di imparzialità, neutralità e senza discriminazioni alcune per utenti o categorie di utenti.

Al GRTN, ceduto l'esercizio dell'attività di gestione della rete, rimane in via residuale l'esercizio della funzione di gestione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché di gestione del mercato dei certificati verdi (cnfr. 3.1.3. e 3.2.). Il GRTN assume così la denominazione di GSE (Gestore dei Servizi Energetici) (cnfr. 3.2.).

Il 23 agosto 2004 entra in vigore la Legge Marzano che dispone il riordino del settore energetico e "intende promuovere l'effettiva liberalizzazione del mercato, favorendo la competitività del sistema, evitando discriminazioni nell'accesso alle fonti energetiche e assicurando l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali, non trascurando infine il miglioramento della sostenibilità ambientale, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e l'incremento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione energetica"<sup>121</sup>.

Ai sensi della Delibera AEEG 107/2004, tutte le persone fisiche o giuridiche il cui acquisto di energia elettrica non sia destinato al proprio uso domestico, sono considerati clienti idonei. Mentre, dal 1 luglio 2007, sono idonei, e quindi liberi, tutti i clienti.

Regime di maggior tutela d.l. 18/6/2007 e d.lgs. n. 93/11

Tariffe elettriche previste dal d.lgs. n. 102/14.

---

<sup>121</sup> Pozzo B., *Le politiche energetiche comunitarie: un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili*, Milano, Giuffrè Editore, 2009, p. 82.

## 4 I RISULTATI DELLA LIBERALIZZAZIONE

### 4.1 L'assetto del settore elettrico *pre e post* liberalizzazione

Come già spiegato in maniera articolata nel corso dei capitoli precedenti, è opportuno ricordare sommariamente qual è stato, con il processo della prima “mezza” liberalizzazione, il cambiamento circa l'assetto del settore elettrico.

Prima del decreto Bersani, il monopolio di ENEL riguardava tutte le fasi della filiera elettrica. ENEL si occupava della generazione di energia elettrica e delle fasi di trasmissione e dispacciamento: la rete di trasmissione nazionale infatti, unica per sua natura, era posseduta e gestita interamente dal monopolista. Per quanto riguarda la distribuzione di elettricità, le reti locali erano in regime di concessione e attive sia nella vendita che nella distribuzione. La vendita, effettuata dal distributore, prevedeva tariffe regolamentate. Inoltre, per il cliente finale non era possibile scegliere il fornitore.

A seguito della prima liberalizzazione, le fasi di generazione e vendita sono aperte alla concorrenza, mentre la fase di trasmissione è un monopolio naturale. TERNA, dal novembre 2005, ha la proprietà e la gestione della rete. Le fasi di trasmissione e distribuzione sono regolate e le tariffe, stabilite dall'AEEG, sono applicate uniformemente a tutto il territorio nazionale. Il GRTN diviene GSE. La compravendita di energia elettrica avviene nell'ambito della Borsa Elettrica, gestita dal GME secondo il sistema delle offerte, o attraverso contratti bilaterali.

L'assetto del settore elettrico post-liberalizzazione si configura come segue. Della generazione si occupano numerose società quali Enel, Edison, Endesa Italia, Gruppo ENI, Edipower, Tirreno Power, Acea Electrabel, Gruppo Saras, AEM; della trasmissione e dispacciamento si occupa TERNÀ, proprietaria di più del 90% della rete, e la sua remunerazione è stabilita dall'AEEG. Della distribuzione si occupano le società ENEL Distribuzione, SET Distribuzione, AEC, SECAB, e alcune Municipalizzate. Le società che si occupano della vendita sono moltissime. Tra queste EGL, ALPENERGIE, AMGA, ENECO, ENEL Trade e ENIPower Trading.

Per quanto riguarda la produzione, secondo le informazioni messe a disposizione dal GRTN e dall'AEEG, nel 2002 l'energia prodotta dai vari gruppi era distribuita secondo le seguenti percentuali: Gruppo Enel il 56,3%, Eurogen il 9,5%, Elettrogen l'8,3%, Interpower il 3,2%, Gruppo EDISON (Edison+Sondel) il 10,0% (la generazione del restante 12,7% viene da altri produttori minori).

## 4.2 Risultati, limiti e criticità

La problematica, che meglio si affronterà nel corso di questo capitolo, è la tutela di famiglie e consumatori nel contesto della liberalizzazione del mercato elettrico. Sostenitori e avversari del libero mercato sono d'accordo nel sostenere che la passata stagione di liberalizzazioni del settore elettrico, che avrebbe dovuto abbassare il prezzo delle tariffe elettriche in Italia, si è rivelata inefficace.

Analizzando, tuttavia, i risultati a cui la liberalizzazione ha portato nel breve periodo, sono riscontrabili alcuni benefici. Innanzitutto la qualità del servizio elettrico è migliorata, le interruzioni di fornitura si sono notevolmente ridotte, e tra Nord e Sud d'Italia c'è maggiore uniformità qualitativa del servizio. Sono

state, inoltre, definite norme più chiare a protezione dei diritti dei piccoli consumatori. L'attivazione di nuovi operatori, italiani e stranieri, e il servizio di intermediazione che questi esercitano, sono, per altro, prerogative essenziali per un mercato concorrenziale. Per quanto riguarda le tariffe, vi è stata una notevole riduzione dei costi di produzione ed erogazione del servizio, intorno al 20%, il costo delle materie prime, tuttavia, si modifica all'oscillare dei prezzi mondiali<sup>122</sup>.

Gli investimenti in generazione si sono inizialmente bloccati a causa dell'incertezza dovuta al nuovo cambiamento. Sono, tuttavia, ripresi dopo il primo quinquennio, determinando così una maggiore efficienza e un relativo ridursi dei costi di produzione. L'istituzione della Borsa elettrica, infine, permette transazioni più trasparenti e la possibilità di acquisto collettivo, da parte di un unico soggetto (AU), a tutela di quei clienti (vincolati) che, nei primi anni, non sono stati ammessi al mercato libero.

Ai risultati accennati sono opposti alcuni limiti. Questi, per i sostenitori del libero mercato, riguardano per lo più l'incapacità delle istituzioni, che hanno progettato il processo di liberalizzazione, di realizzare un'effettivo avvio alla concorrenza dei mercati dell'elettricità e del gas. La principale critica che viene mossa è proprio quella di non aver avviato alla concorrenza i mercati dell'elettricità e del gas. Il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia è stato, infatti, dapprima avviato dal governo di Centro-sinistra (Bersani per l'elettricità e Letta, in seguito, per il gas) non soltanto procedendo con la legiferazione, ma con una concreta implementazione del processo che, tuttavia, è stato caratterizzato da un notevole rallentamento. La causa alla base di tale rallentamento non è identificabile soltanto nella cd. "eccessiva decretazione" con cui le istituzioni hanno rimandato moltissime decisioni operative, ma anche nella confusione istituzionale in cui si è incappati con il subentrare del governo di Centro-destra<sup>123</sup>. Alla riforma del settore

---

<sup>122</sup> Di gas, carbone e olio combustibile.

<sup>123</sup> Vi è stata una notevole incoerenza tra le dichiarazioni e i comportamenti che seguivano del Ministro Marzano.

elettrico è mancata la chiarezza e la coerenza di quelli che erano gli obiettivi finali e, di conseguenza, non è stato chiaro quali fossero gli strumenti più adatti per raggiungerli. Altro motivo del rallentamento, oltre la frammentarietà con cui il processo si è sviluppato e la mancanza di un soggetto istituzionale che si occupasse di monitorare la riforma, è stato il conflitto tra Liberalizzazione e Ministro del Tesoro. Quest'ultimo, infatti, aveva l'interesse di massimizzare la profittabilità di ENEL, mentre i cittadini riponevano fiducia sul fatto che la liberalizzazione del mercato avrebbe portato ad una riduzione dei prezzi. La confusione e l'incertezza derivate da questo insieme di elementi, ha comportato un gran disincentivo a costruire un sistema di mercato.

Il ruolo dell'ENEL è considerato ancora eccessivo, ed è mossa, nei confronti dell'azienda, l'accusa di essere, data la grande influenza, l'effettivo fautore dei prezzi del mercato libero. Nel 2005 l'Antitrust condusse un'istruttoria nei confronti di ENEL, accusato di "abuso di posizione dominante". L'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ritenne che l'ENEL influenzasse i prezzi zonali in modo tale da ostacolare le abilità competitive delle altre imprese.

Inoltre, come anticipato, l'incertezza derivata dall'avviato processo di liberalizzazione ha portato a una sostanziale riduzione degli investimenti in infrastrutture di trasporto<sup>124</sup>. Questo, considerato lo stato delle centrali elettriche nella loro arretratezza, comporta insicurezza e non stabilità (si pensi al già accennato *blackout* del 2003) e concorre al mantenimento del costo dell'elettricità a livelli elevati.

Per quanto riguarda i rapporti esteri, il mercato italiano dell'energia è, per le scarse interconnessioni, destinato a rimanere separato, in termini fisici, dal resto del mercato unico europeo.

Il principale risultato negativo realizzatosi, specie ai fini di quest'analisi che vuol porre l'attenzione su famiglie e consumatori, è il non avvenuto, come da

---

<sup>124</sup> Vi è invece stato un aumento degli investimenti per la fase di generazione.

aspettativa, abbassamento dei prezzi dei servizi energetici. Se si vuol guardare ai risultati di breve periodo, si è inizialmente verificata un'effettiva riduzione del livello dei prezzi dell'elettricità per uso domestico, che ha toccato un minimo storico tra il 2002 e il 2004. Dal 2005 in avanti, tuttavia, si registra che il prezzo dei servizi energetivi, in Italia, continua ad essere più elevato dei prezzi medi europei in misura pari circa al 20%. Si rimanda alla tabella di seguito per un confronto tra i prezzi medi dell'energia elettrica in Europa, prima e dopo il decreto Bersani.

**Tabella 4.1 – Prezzi dell'energia elettrica in Europa (valori in euro per kWh)**

Paesi	Uso domestico												
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
GERMANIA	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13
SPAGNA	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
FRANCIA	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
ITALIA	<b>0,20</b>	<b>0,17</b>	<b>0,16</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,17</b>	<b>0,17</b>	<b>0,16</b>	<b>0,15</b>	<b>0,16</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>
REGNO UNITO	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,08
EU 15	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

Paesi	Uso industriale												
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
GERMANIA	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
SPAGNA	0,09	0,09	0,08	0,07	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
FRANCIA	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
ITALIA	<b>0,09</b>	<b>0,07</b>	<b>0,07</b>	<b>0,06</b>	<b>0,06</b>	<b>0,07</b>	<b>0,07</b>	<b>0,06</b>	<b>0,07</b>	<b>0,09</b>	<b>0,08</b>	<b>0,08</b>	<b>0,08</b>
REGNO UNITO	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05
EU 15	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

**Fonte:** Eurostat – New Cronos.

Affinchè si verifichi effettivamente una riduzione del prezzo di mercato è necessario, ma non sufficiente, che ricorrano due condizioni essenziali di un mercato efficiente. L'offerta dev'essere superiore alla domanda e deve avere origine da diversi produttori in competizione. Per la natura del bene elettricità, è molto difficile realizzare tali condizioni. Oltre ad essere un bene reputato "non immagazzinabile", appartiene ad un settore per cui l'incremento dell'offerta tramite l'apertura del mercato ai nuovi entranti e la costruzione e acquisizione di

nuovi impianti costa moltissimo, non solo in termini di investimenti ma anche temporali. Inoltre, la natura del mercato elettrico lo rende difficilmente prescindibile dalla porzione di territorio in un cui è erogato il servizio. Questo comporta difficoltà nell'importare elettricità dall'estero.

Aldilà della natura e configurazione del mercato elettrico in generale, ci sono alcuni fattori tipici del mercato italiano che contribuiscono a loro volta a ostacolare il realizzarsi delle due condizioni citate. Il mercato italiano dell'offerta è un mercato zonale (dislocato, cioè, in regioni e macrozone). In esso, "i produttori competono nelle offerte di vendita del mercato centralizzato (nazionale, mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento), che sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona in cui avviene la corrispondente immissione di energia elettrica in rete, mentre, le offerte di acquisto accettate, sono valorizzate indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, ad un "Prezzo Unico Nazionale" (PUN), determinato come media dei prezzi zionali, ponderata sulla base dei consumi"<sup>125</sup>.

#### 4.3 Effetto di breve periodo sul prezzo dell'elettricità

I prezzi del mercato elettrico hanno subito il riflesso di diversi fattori che hanno accompagnato la liberalizzazione.

Negli anni immediatamente successivi alla liberalizzazione, la quantità di elettricità che veniva immessa sul mercato liberalizzato derivava dall'importazione a prezzi molto bassi, soprattutto di nucleare acquistato principalmente dalla Francia. L'energia, acquistata a condizioni di estrema convenienza, interessava i clienti idonei (e quindi la grande industria), che furono

---

<sup>125</sup> AA. VV., *Governare la Riforma: imprese, sindacato e regole nel mercato dell'energia*, RES, Rapporto Energia, 2006, p. 43.



i primi a poter accedere al mercato liberalizzato. Dunque, il primo effetto che si ha avuto sul prezzo, a seguito della liberalizzazione, è senz'altro stato positivo.

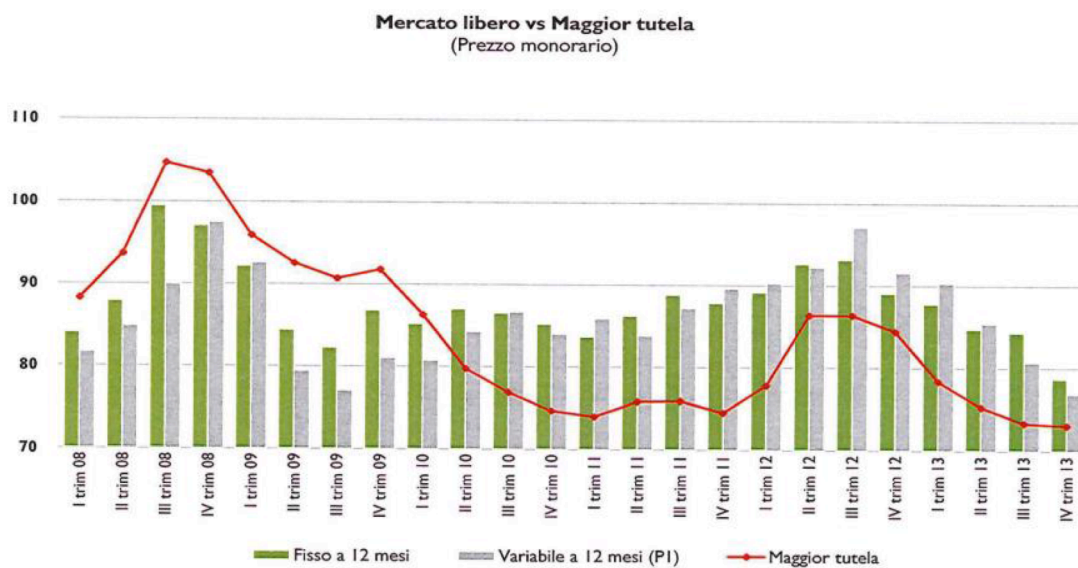
Successivamente, però, all'import a basso prezzo si è aggiunta la produzione interna al Paese. Le dinamiche concorrenziali si sono svolte nell'ambito dei servizi di contorno alla fornitura (customer service, fidelizzazione dei clienti,...) che ne hanno senza dubbio migliorato la qualità di erogazione del servizio ma che non sono stati elementi di influenza per le condizioni economiche di fornitura.

Il mix di generazione di elettricità è stato ottimizzato con ingenti investimenti indirizzati all'attivazione di centrali a gas ad alto rendimento. Tuttavia, il ricorso (in gran parte obbligatorio) all'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, ha portato a ridurre il tempo di utilizzo delle centrali a gas (moderne ed efficienti). Il prezzo finale, dunque, si ha dalla somma dei costi derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili, e del maggior costo derivante dal ridotto ricorso alle centrali tradizionali che, seppur efficienti, rimangono sotto-utilizzate. La conseguenza di questi fattori ha, dunque, portato ad un aumento dei costi di produzione.

Un paradosso emerso nel settore elettrico "quasi liberalizzato", è il risultato dell'azione dell'Acquirente Unico, istituito, come già ampiamente detto, per la tutela dei clienti vincolati che, per la bassa forza contrattuale (conseguenza dei bassi consumi), non avrebbero potuto approfittare delle migliori condizioni economiche offerte dal mercato libero. L'Acquirente Unico è riuscito, però, ad ottenere prezzi medi inferiori rispetto a quelli del mercato libero. Questo risultato è uno spunto di riflessione importante. Innanzitutto il mercato libero, progettato per essere più conveniente rispetto a quello tutelato, risulta invece più costoso. In secondo luogo, questo risultato dimostra come un *player* di mercato, che opera a favore della collettività dei cittadini, possa ottenere, se correttamente gestito, condizioni di prezzo allineate a quelle del mercato.

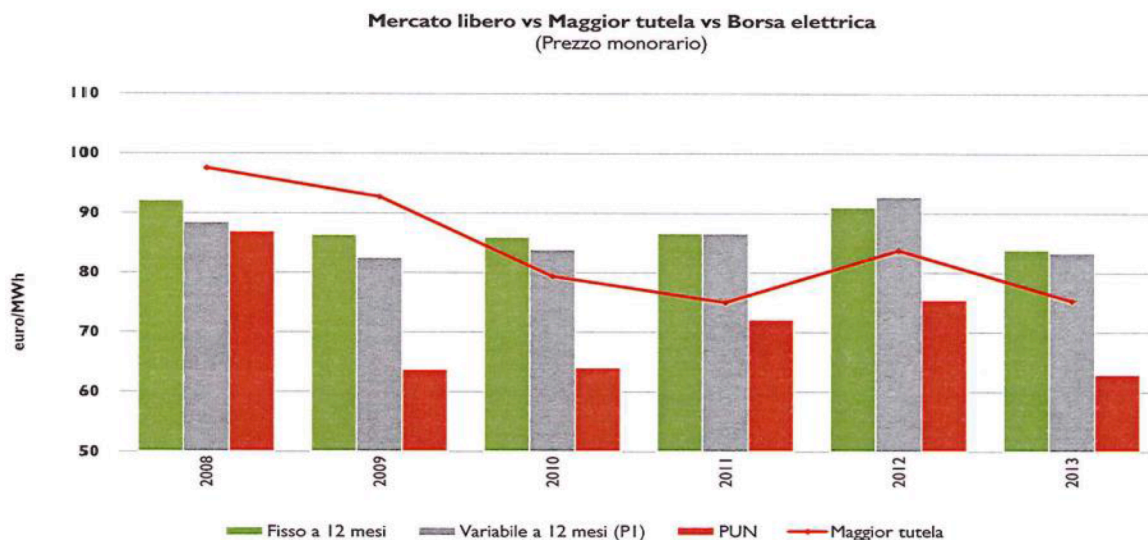
Si riportano, di seguito, i dati di elaborazione di REF Ricerche, circa il confronto dei risultati del mercato libero e della maggior tutela.

Grafico 4.1. – Mercato libero e Maggior tutela a confronto, 2008 – 2013.



Fonte: elaborazione REF Ricerche su dati CCIAA Milano, AEEG.

Grafico 4.2. – Mercato libero e Maggior tutela a confronto, 2008 – 2013.



Fonte: elaborazione REF Ricerche su dati CCIAA Milano, AEEG, GME.

#### 4.4 Effetti di lungo periodo

Oggi è necessario rivedere l'attuale assetto organizzativo del sistema elettrico in funzione della sostenibilità per il Paese<sup>126</sup>, tenendo conto della crisi economica globale e delle mutate priorità di politica energetica. I paragrafi seguenti saranno dunque orientati all'individuare le criticità della struttura del settore elettrico, della configurazione di mercato e del *framework* regolatorio che, ad oggi, risultano ancora irrisolte.

La crisi economica e finanziaria ha evidenziato la rischiosità del sostanziale livello di investimenti in capacità di generazione attratto, nel corso del precedente decennio, dall'organizzazione del mercato elettrico italiano. La domanda di elettricità ha avuto un forte calo nel 2009 e una crescita molto contenuta nel 2010, questi due elementi hanno avuto un impatto non secondario sulla profittabilità della fase di generazione.

A questo si aggiunge il fatto che le nuove priorità di politica energetica lasciano presumere una crescita futura della rischiosità dell'investimento in capacità di generazione. Gli incentivi alle rinnovabili, in primo luogo, comportano un intervento pubblico per quanto riguarda la pianificazione della composizione del parco di produzione di elettricità. Questo elemento può essere la causa di un rischio maggiore sia per i produttori che per coloro che hanno investito in capacità di generazione. La struttura del settore sarà dunque la risultante di un'interazione tra le scelte di investimento che gli operatori prendono autonomamente, e quelle indotte dall'intervento pubblico al fine della sostenibilità ambientale.

---

<sup>126</sup> Molti altri Paesi europei stanno attualmente riflettendo sulla sostenibilità della struttura organizzativa del settore elettrico, si pensi al progetto *Discovery* di Ofgem in atto nel Regno Unito, e alla revisione della struttura del mercato elettrico che si sta oggi conducendo in Francia.

L'aumentata capacità di produzione da fonti rinnovabili comporterà, inoltre, costi variabili ridotti, o addirittura negativi, caratterizzanti la curva di offerta. La diretta conseguenza sarà un prezzo dell'elettricità estremamente variabile.

#### *4.4.1 L'evoluzione dell'offerta di elettricità*

Come già anticipato, negli anni successivi alla liberalizzazione fino ad oggi, vi sono stati ingenti investimenti in capacità di generazione. La crescita del livello degli investimenti è avvenuta, soprattutto dal 2004 in poi, sia per gli impianti termoelettrici, con un aumento del 34%, sia per la capacità di generazione rinnovabile, aumentata del 45%. È importante precisare, però, che tali investimenti, per lo più, non sono avvenuti per le dinamiche competitive del mercato ma per imposizione del legislatore<sup>127</sup> e per l'influenza delle politiche di promozione circa impianti in cogenerazione e rinnovabili.

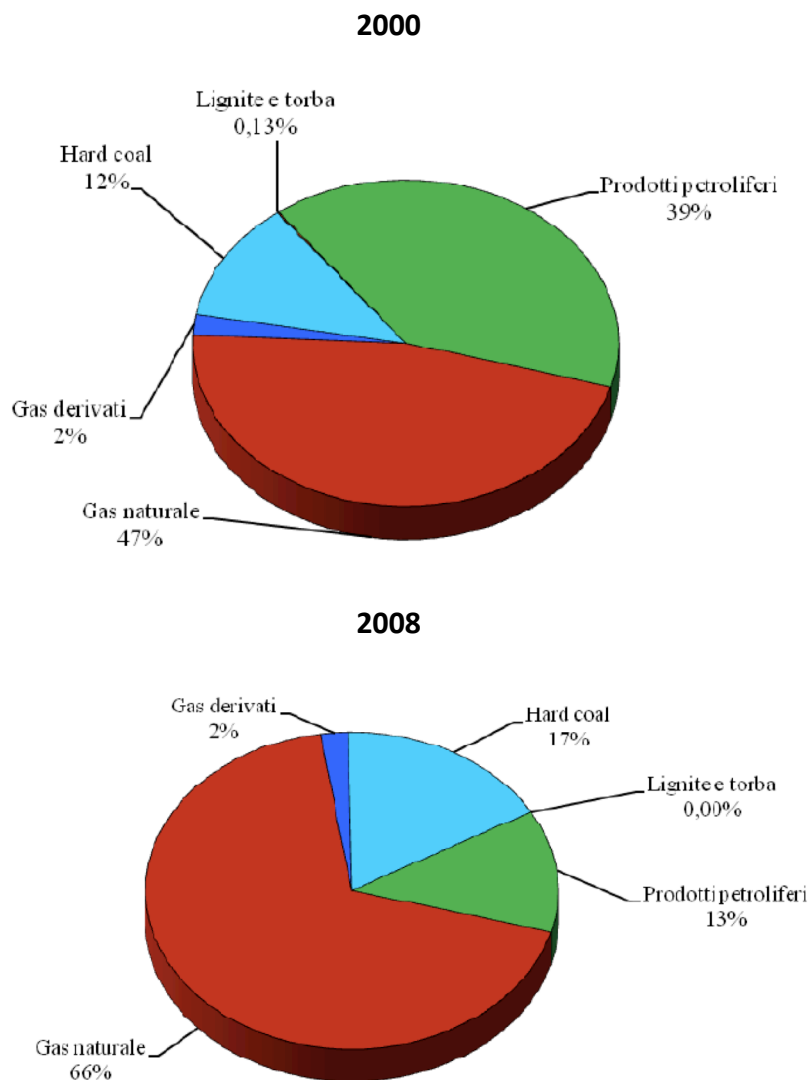
Tale crescita sostanziale degli investimenti in capacità di generazione, però, non è stata accompagnata da un'altrettanto elevata crescita dei consumi. Questo ha portato a un eccesso di capacità produttiva rispetto all'effettiva necessità di copertura del fabbisogno. Un altro fattore di contribuzione all'aumento della capacità di offerta è stato il contemporaneo aumento della capacità di interconnessione con l'estero.

L'aumento degli investimenti ha impattato, inoltre, sulla struttura dell'offerta di elettricità. Questo ha comportato un mutamento del mix di combustibili adottati per la produzione e un enorme guadagno dal punto di vista sia dell'efficienza che di minor impatto ambientale. Dal confronto della produzione di elettricità con impianti produttivi convenzionali (non rinnovabili) nel 2000 e nel 2008 (Figura 4.1.) emerge con chiarezza tale significativo cambiamento.

---

<sup>127</sup> Si pensi al piano di dismissione delle GenCo e al conseguente programma di riconversione a ciclo combinato di alcuni impianti.

**Figura 4.1. – Produzione di energia elettrica da impianti di generazione termoelettrici convenzionali non rinnovabili**



**Fonte: elaborazione IEFE su dati Eurostat, Energy-Yearly Statistics (2005 e 2008).**

Il sostanziale svecchiamento del parco impianti che ha accompagnato tale modifica del mix produttivo, ha consequenzialmente portato ad un'incremento di efficienza. Il rendimento medio della capacità produttiva è, in questi anni, notevolmente cresciuto, passando dal 41% (2000) al 49% (2009). Tali fattori (il modificarsi della composizione dei combustibili del mix di generazione e

l'aumentato rendimento degli impianti produttivi) hanno portato ad una riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

#### *4.4.2 Impatto sui costi fissi*

L'eccesso di offerta e l'aumentato ricorso al gas naturale per la generazione di elettricità, hanno impattato in misura considerevole sulle dinamiche del mercato all'ingrosso. Si è, innanzitutto, registrata una forte diminuzione del tempo (ore) di funzionamento degli impianti termoelettrici (impianti a carbone, a prodotti petroliferi, turbogas, a ciclo combinato, a gas metano). La rendita inframarginale e la profittabilità degli impianti di generazione (soprattutto di quelli a ciclo combinato), ha subito una riduzione significativa in molte zone di mercato. Tali impianti, quindi, difficilmente riescono nella copertura dei costi fissi. Questo problema, considerando il ridotto numero di ore di funzionamento di tali impianti, ha un impatto negativo soprattutto per quelle società che hanno attivato il sistema di impianti produttivi da un tempo ridotto, riducendo la profittabilità dei loro investimenti a distanza di poco tempo dal loro realizzo.

#### *4.4.3 Le rinnovabili*

Nel 1963<sup>128</sup>, la produzione da fonti rinnovabili (impianti idroelettrici) era pari al 60% del totale di energia elettrica generata. Nel 1986<sup>129</sup>, la produzione di elettricità avveniva per il 71% da impianti termoelettrici e per solo il 23% da impianti idroelettrici (la produzione elettrica di origine nucleare era pari al 4,6% e il restante 1,4% veniva dalla geotermia).

---

<sup>128</sup> Anno della nazionalizzazione del settore elettrico e della costituzione dell'ENEL.

<sup>129</sup> Anno di disattivazione delle centrali nucleari.

La legge n. 9 del 1991 e il CIP 6/92 hanno dato, negli anni '90, un forte impulso agli investimenti orientati alla produzione da fonti rinnovabili. Si pensi alle fonti termoelettriche rinnovabili, che sono passati dall'essere quasi inesistenti nel 1992 (184 GWh) ad avere una produzione lorda pari a 1.906 GWh nel 2000. Con lo stesso provvedimento, entrano a far parte degli impianti di produzione quelli eolici e fotovoltaici<sup>130</sup>. Come già detto nel secondo capitolo, la Legge 9/91 agevolò l'ingresso di nuovi operatori nel mercato determinando l'aumento dei soggetti produttori di elettricità. Tale aumento avvenì anche nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nel 1999, anno della liberalizzazione, circa il 20% della produzione da fonti rinnovabili era generato da nuove società, terze rispetto a Enel, e da municipalizzate.

Dopo il decreto Bersani e l'adesione dell'Italia a politiche energetiche orientate alla sostenibilità ambientale, è avvenuto un rafforzamento delle politiche di promozione delle fonti rinnovabili. Promozione e incentivazione delle energie rinnovabili hanno le loro basi fondanti nel meccanismo dei certificati verdi (dei quali si è già ampiamente parlato nel terzo capitolo) e nel d.lgs. 387/03 con cui l'Italia ha recepito la direttiva europea n. 77 del 2001, che richiedeva all'Italia, entro il 2010, il raggiungimento del 21% di produzione di elettricità da fonti rinnovabili a copertura del consumo interno lordo.

Per effetto del CIP 6/92 e dei meccanismi di sostegno menzionati, gli investimenti in impianti produttivi rinnovabili hanno continuato a crescere fino al 2005 mentre, più recentemente, il contributo del CIP 6/92 alla produzione totale di energia elettrica è in diminuzione (per naturale effetto della scadenza delle convenzioni). Al contrario, il meccanismo dei CV non hanno dato immediatamente un impulso significativo agli investimenti, soprattutto per il lungo tempo necessario alla

---

<sup>130</sup> Il programma "Tetti fotovoltaici" era finalizzato alla realizzazione, nel periodo 2000-2002, di impianti fotovoltaici, prevedendo contributi in conto capitale del Ministero dell'ambiente, erogati tramite le Regioni, pari al 75% del valore degli investimenti.

costruzione degli impianti, mentre dal 2007 il contributo è divenuto consistente e la dinamica in continua espansione.

A partire dal 2009, a causa della crisi economica, la domanda di energia elettrica si è ridotta. A tale riduzione ha fatto riscontro la sola diminuzione della produzione termoelettrica nazionale, mentre l'elettricità da fonti rinnovabili o di importazione è invece aumentata rispetto al 2008.

#### *4.4.4 Osservazioni sull'evoluzione del funzionamento del mercato all'ingrosso*

Il mercato all'ingrosso Italiano è operativo, in realtà, da un periodo sensibilmente inferiore rispetto alla sua costituzione (avvenuta nel 1999 con il decreto Bersani). Questo è dovuto al lungo tempo che è stato necessario per attuare i meccanismi di mercato e stabilirne l'assetto regolatorio. Gli anni immediatamente successivi al decreto sono stati un periodo di assestamento dove il mercato è stato influenzato considerevolmente dalle distorsioni (strutturali e regolatorie) che hanno caratterizzato il periodo. Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità nel mercato vincolato è stato fissato dall'AEEG fino a che la Borsa Elettrica non è stata avviata (aprile 2004). Inoltre, "si è creata di fatto una segregazione tra mercato libero e mercato vincolato che, dati anche i criteri asimmetrici di assegnazione dei diritti di utilizzare la capacità di interconnessione transfrontaliera per l'importazione di energia elettrica dai Paesi confinanti (meno costosa) e dell'offerta di energia elettrica da parte dei cosiddetti impianti CIP 6/92, in favore dei clienti del mercato libero, ha portato a un significativo differenziale di prezzo" a favore dei clienti del mercato libero che hanno pagato, rispetto a quelli del mercato vincolato, prezzi medi più bassi. Altri fattori, quali il meccanismo di gestione della transizione<sup>131</sup>, o

---

<sup>131</sup> Ci si riferisce al meccanismo di compensazione dei cd. "Standard costs" e di estrazione della "rendita idroelettrica"-



il tempo richiesto dalle procedure di settlement orario da parte dell'allora GRTN S.p.a., hanno contribuito alla lentezza di avvio del mercato.

Fatte queste considerazioni, è ragionevole affermare che, nei primi cinque anni dal decreto Bersani, la formazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica non è stata determinata dalle dinamiche concorrenziali.

Dal 2005, a seguito dell'avvio della Borsa Elettrica, si è formato un prezzo orario dell'elettricità all'ingrosso e, contestualmente, è stato istituito l'Acquirente Unico per l'approvvigionamento di elettricità per il mercato vincolato. Solo nel corso di quell'anno sono state rimosse le principali distorsioni del mercato italiano dell'energia elettrica all'ingrosso.

Un'altra osservazione importante riguarda il ruolo del mercato all'ingrosso che ha reso possibile, per gli operatori, avere un'informazione circa un prezzo orario trasparente. La presenza di tale segnale, chiaro e significativo, ha consentito lo sviluppo di strumenti finanziari di copertura del rischio, tra i quali hanno una certa rilevanza i contratti bilaterali. Grazie a questo strumento, e ai miglioramenti del framework regolatorio, la compravendita di elettricità ha potuto svincolarsi da produzione e consumo fisici in un determinato punto. Il miglioramento del quadro regolatorio degli scambi transfrontalieri, inoltre, ha consentito al commercio con i Paesi esteri una maggiore efficienza e intensità.

Una terza riflessione che occorre fare riguarda l'allungamento dell'orizzonte temporale dei mercati organizzati che si è avuta, dal 2008, con l'attivazione del mercato elettrico a termine (MTE) e del mercato dei derivati elettrici (IDEX). La creazione di questi mercati ha permesso il superamento del rischio di controparte nelle contrattazioni bilaterali. L'MTE è un mercato fisico<sup>132</sup> nell'ambito del quale la contrattazione avviene nel continuo e il GME opera come controparte centrale. Sull'IDEX, gestito dalla Borsa Italiana, avviene lo scambio dei *futures* a uno, tre e dodici mesi. In questo mercato, i contratti finanziari conclusi possono essere

---

<sup>132</sup> Con mercato fisico si intende che gli operatori hanno l'obbligo di immettere l'energia in rete o il diritto di prelevare quella negoziata sul mercato.

eseguiti fisicamente attraverso l'apposita piattaforma (CDE) gestita dal GME. La creazione di piattaforme come la CDE o la PCE (Piattaforma Conti Energia), ha permesso la gestione flessibile del portafoglio degli operatori su orizzonti temporali più estesi. Oggi, dunque, per quanto riguarda l'informazione di un prezzo all'ingrosso, è disponibile un segnale di prezzo a termine.

La quarta osservazione da fare riguarda le mutate priorità di politica energetica maturate in contemporanea allo svilupparsi del mercato. Tali nuove priorità riguardano, come anticipato, principalmente la sostenibilità ambientale e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici (sono proprio queste esigenze che hanno portato, come ampiamente discusso, al sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili). Le diverse misure che sono state prese nel perseguire tali nuovi obiettivi, soprattutto per la promozione dell'Emission Trading System (ETS), hanno avuto un impatto importante sia sulla domanda che sull'offerta di elettricità. Queste misure non solo hanno impattato sulla formazione del prezzo all'ingrosso, ma hanno anche portato a un ulteriore ridimensionamento della domanda, e quindi dei consumi elettrici, che si è aggiunto alla diminuzione effetto della crisi economica. I costi marginali di produzione sono aumentati per effetto dei CV, in funzione della quantità di elettricità che deve essere obbligatoriamente immessa nel sistema, e dell'ETS, in funzione delle emissioni di gas serra per unità di energia elettrica prodotta. Il risultato finale è stato, ovviamente, un aumento considerevole dei prezzi all'ingrosso.

## 4.5 Il costo delle bollette per famiglie e consumatori

### 4.5.1 *Il costo delle bollette per famiglie e consumatori*

Il processo di liberalizzazione avviato con il decreto Bersani non ha portato a raggiungere gli obiettivi attesi. Per questo motivo, di recente, si sono succeduti due atti.

L'AEEG ha fatto una proposta sulla riforma delle tariffe per i clienti domestici. In seguito, è stato presentato un disegno di legge, approvato dal consiglio dei ministri, per l'eliminazione delle tariffe di maggior tutela. Questo passaggio è previsto dalla riforma delle tariffe elettriche, prevista dal d.lgs. n. 102/2014. Attualmente, la struttura tariffaria elettrica è caratterizzata dalla progressività dei corrispettivi. Questo significa che i corrispettivi per l'energia elettrica sono differenziati per scaglioni di potenza installata. Tale sistema, come già detto, risulta essere piuttosto iniquo poiché il costo unitario del kilowattora, con tale sistema, aumenta con l'aumentare dei consumi. Questo meccanismo sembra non rispondere affatto ad una logica di mercato per la quale ci si aspetterebbe, invece, una sorta di sconto ad un consumo elevato.

Il primo obiettivo che le autorità di sono poste è proprio quello di superare l'attuale struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le componenti ai costi, secondo gradualità, mantenendo comunque interventi di bonus sociale per le famiglie svantaggiate.

I risultati del processo di liberalizzazione, dopo il 2007, risultano senza dubbio deludenti per sostenitori e oppositori del libero mercato e gli obiettivi non sono stati raggiunti. Si è verificata, innanzitutto, una crisi irreversibile del sistema di generazione elettrica tradizionale. Ennio Fano, ex dirigente Enel, si è a tal proposito espresso come segue: "Decine di centrali termoelettriche, anche

efficienti, sono rimaste ferme per lungo tempo e verranno chiuse, questo comporterà, per il Paese, un grande spreco di denaro e territorio. D'altra parte, sono state incentivate le produzioni di energia rinnovabile che hanno dato via, tra il 2002 e il 2007, alla costruzione di decine di centrali a ciclo combinato a gas. Appena le centrali sono entrate in esercizio, la mole di rinnovabile incentivata ha reso inutili molti investimenti nelle centrali tra le più efficienti nel mondo. In aggiunta a questo, si ricordi che le bollette per l'energia elettrica pagate da famiglie e consumatori sono le più alte in Europa. La liberalizzazione è stata accompagnata dalla privatizzazione e questo ha comportato sia che il valore dell'Enel si sia dimezzato, sia che da 140.000 posti di lavoro, sono nel settore elettrico, se ne sono persi 80.000".

Oggi, c'è una contraddizione importante sul tema della tariffa della bolletta elettrica che rende l'attuale struttura tariffaria non coerente con direttive comunitarie tese a favorire l'efficienza energetica negli usi finali dell'energia. Lo Stato, da una parte stimola a consumare più energia elettrica, ricorrendo a detrazioni e incentivi per la maggior diffusione di elettrodomestici efficienti, pompe di calore, etc., e questo presuppone una maggiore attività delle aziende elettriche. D'altra parte, però, penalizza chi ha consumi più elevati e che quindi, ha bisogno di maggiore potenza installata proprio per l'incremento di tali apparecchiature efficienti. Ad essere penalizzate dall'attuale sistema elettrico delle tariffe, sono, di conseguenza, le famiglie numerose rispetto ai singoli che, consumando meno, sono avvantaggiati. Questo sistema va indubbiamente rivisto e corretto. Un altro problema determinato dall'attuale sistema tariffario, riguarda la sperequazione che si viene a creare in termini di residenze. E' previsto, infatti, che chi vive fuori dal comune di residenza paghi una somma aggiuntiva, come si trattasse di una sorta di tassa sui patrimoni immobiliari.

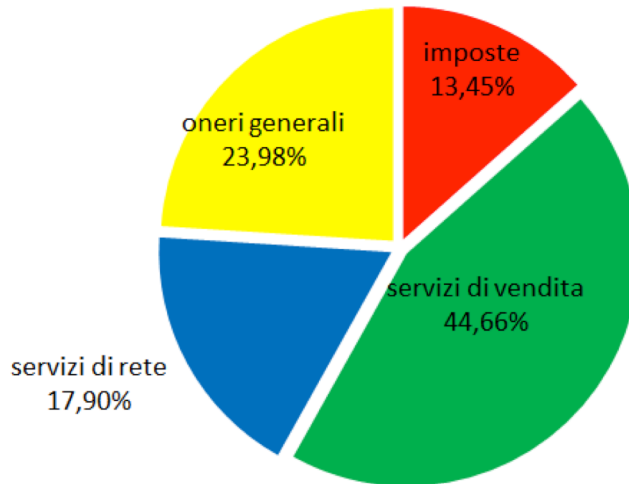
I punti cardine delle riforme in corso, come sostiene l'ingegnere Ennio Fano, sono:

- Il superamento della progressività tariffaria
- Il superamento delle distinzioni tra residenti e non residenti
- La modifica dei livelli di potenza impegnata, nonché delle relative regole e oneri sui passaggi tra le diverse fasce (che ad oggi risultano estremamente complicati)
- Nuovi criteri per il bonus sociale.

Il principio guida è, pertanto, quello di introdurre una maggiore equità e trasparenza. Tuttavia, nei vari provvedimenti tesi a correggere il processo di liberalizzazione avviato, non viene detto nulla a proposito delle modalità per arrivare ad una effettiva riduzione del prezzo unitario del KWh.

Posto che in un mercato concorrenziale, dove l'offerta supera la domanda, è assolutamente ragionevole aspettarsi una diminuzione del prezzo, è opportuno chiedersi per quali ragioni, in Italia, il prezzo pagato per l'energia elettrica da consumatori e famiglie è così caro rispetto agli altri Paesi. La ragione per cui tale abbassamento non avviene è, tuttavia, facilmente intuibile dalla composizione attuale della percentuale di spesa per un cliente domestico. Si rimanda al grafico di seguito riportato.

**Figura n. 4 - Composizione percentuale della spesa per l'energia elettrica per il cliente domestico tipo in maggior tutela.**



**Fonte: Convegno organizzato dall'Associazione Ambiente e Società sul tema: "Liberalizzazione del mercato elettrico: chi tutelerà famiglie e consumatori?".**

Come si può vedere dal grafico, i servizi di vendita rappresentano il 44% della bolletta. A questo si aggiungono forti servizi di rete e oneri generali pari al 24% della bolletta. Tuttavia, la natura di tali oneri generali non è chiara, soprattutto alle famiglie, ed è su questo fattore che occorre intervenire.

Molte altre critiche vengono fatte sul fatto che le priorità di dispacciamento per le rinnovabili, limiterebbero sempre più la parte da destinare al mercato. Il prezzo delle materie prime è fuori dal controllo dei produttori elettrici e gli altri oneri generali propri e impropri così come i costi dei servizi di rete, sono elevatissimi.

E' opportuno rivedere alcune delle nostre regole e armonizzarle a quelle degli altri Paesi, dove le bollette hanno un impatto inferiore sul reddito delle famiglie. A tal fine è necessario che gli operatori, le associazioni dei consumatori, i sindacati e il Governo soprattutto, si fermino a riflettere e decidano di cambiare.

#### 4.5.2 *L'incidenza degli oneri generali di sistema*

Il costo delle bollette dell'elettricità è il frutto di un contesto legislativo inadeguato che si traduce in un eccessivo sbilanciamento a favore della grande impresa "energivora" e a discapito delle PMI e delle famiglie, sui quali gli oneri generali di sistema gravano maggiormente.

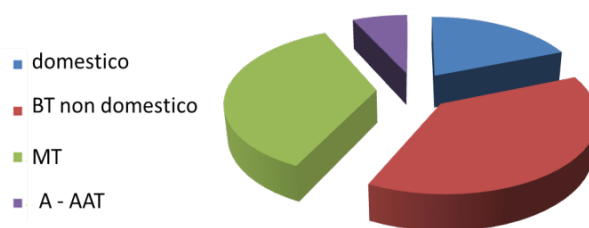
Nel 2014, inoltre, il prezzo dell'energia elettrica è stato gravato di un ulteriore aumento degli oneri generali di sistema. La delibera 641/2013 dell'AEEGSI<sup>133</sup> ha introdotto una nuova componente di tali oneri, denominata A<sub>E</sub>, che non è applicata alle imprese a forte consumo di energia, ma soltanto alle imprese non energivore e a tutte le utenze domestiche. La crescita degli oneri generali è continuata con l'aumento della componente A<sub>2</sub>, a copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali nucleari, e la componente UC<sub>3</sub>, per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'elettricità (1 aprile 2014). Contemporaneamente, nel secondo trimestre del 2014, il costo dell'energia elettrica diminuisce dell'1,5% rispetto al primo trimestre dello stesso anno. Tale riduzione dei costi è, tuttavia, depotenziata dall'aumento degli oneri generali.

La componente A<sub>3</sub>, pari all'80% degli oneri generali di sistema, è distribuita in maniera tale da avere un impatto differenziato sui clienti finali. In particolare, le utenze in BT (bassa tensione), famiglie e PMI, nonostante pesino sul consumo complessivo soltanto per il 25%, sono maggiormente gravati degli oneri generali rispetto ai clienti in AT e AAT (alta e altissima tensione), cd. "energivori". Nel dettaglio, la distribuzione della componente A<sub>3</sub> "grava, in termini di gettito, per circa il 19% sui clienti domestici, per circa il 38% sugli altri clienti a bassa tensione, per il 36% sui clienti in media tensione, per il restante 7% sui clienti in alta e altissima tensione"<sup>134</sup>.

---

<sup>133</sup> Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

<sup>134</sup> CNEL, Brandi R., *Osservazioni e proposte in materia di evoluzione del costo dell'energia dalla liberalizzazione del mercato (1999) ad oggi*, Commissione IV per le reti infrastrutturali, I



Gli oneri di sistema pagati con le bollette elettriche, comprendono: incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 92,73% degli oneri di sistema), regimi tariffari speciali per le società Ferrovie dello Stato (componente A4, pari a circa il 2,19% degli oneri di sistema), oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 2,28% degli oneri di sistema); compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari allo 0,86% degli oneri di sistema), sostegno alla ricerca di sistema (A5 pari a circa lo 0,54% degli oneri di sistema), copertura del bonus elettrico (componente As, pari allo 0,19% degli oneri di sistema), e promozione dell'efficienza energetica (componente UC7 pari al 1,21% degli oneri di sistema). Inoltre, l'Italia ha un sistema fiscale tra i più gravosi d'Europa che prevede una tassazione sull'elettricità di 0,6 punti più elevata rispetto agli altri paesi europei. A questo si aggiunge una tassazione indiretta. In Italia, infatti, si registra "la presenza, per almeno il 25% del costo totale della bolletta, di sussidi nonché una doppia tassazione costituita dal pagamento dell'imposta sul valore calcolato su una base imponibile che comprende altre imposte"<sup>135</sup>. Questi fattori hanno un grande impatto sui redditi e i risparmi delle famiglie.

---

trasporti, le politiche energetiche e l'ambiente, 2014, p. 17. Memoria AEEG 46/2012/l/eel del 19 aprile 2012.

<sup>135</sup> CNEL, Brandi, op. cit., p. 18.



## 4.6 Il ddl concorrenza: rischi e benefici

Come già più volte anticipato, il 20 febbraio 2015, il Consiglio dei Ministri ha approvato un Disegno di Legge in tema di liberalizzazioni che prevede l'abolizione dei contratti di fornitura di energia elettrica in regime di tutela entro il 2018.

Nel luglio 2014, l'Antitrust ha inviato alcune segnalazioni al Governo, che le ha recepite, per il ddl sulla concorrenza affinché le riforme dei mercati avvenissero in maniera compiuta. La novità principale della bozza del disegno di legge è l'abolizione del regime di maggior tutela, per i clienti domestici e per le PMI, consentendo la piena apertura del mercato. Con la fine del mercato tutelato, i clienti che ora ne fanno parte saranno obbligati a scegliere un'offerta sul mercato libero. Annunciata per Giugno 2015 (per le piccole e medie imprese) e Giugno 2016 (per le utenze elettriche domestiche), la fine del mercato tutelato è stata rimandata al 2018 per lasciare al mercato il tempo di prepararsi. Nel nuovo sistema, ci sarà una reale concorrenza tra gli operatori e una maggiore libertà di scelta. Questo potrà portare sia ad offerte più convenienti, e quindi un risparmio per i cittadini, sia a migliori condizioni per il servizio.

Promuovendo la competizione si prospettano dei benefici per i consumatori, oltre a quelli economici. Ci si può ragionevolmente aspettare, infatti, un servizio di fornitura più moderno ed efficiente (ad esempio erogato tutto online o ricorrendo all'utilizzo di app per smartphone). Allo stesso tempo, però, il Ministero dello Sviluppo Economico ha ancora delle perplessità per via della situazione di crisi del settore, la quale potrebbe portare ad un aumento immediato dei prezzi. Al fine di evitare tale rischio, si prevede un'azione graduale, inizialmente ridefinendo il ruolo dell'Acquirente Unico e senza cambiare il regime tariffario per i clienti del mercato tutelato. Si noti come il discorso cambi per il gas. Si ritiene, infatti, che il mercato del gas sia pronto ad un intervento di eliminazione del regime tutelato.

I pareri sulla cancellazione del mercato tutelato sono contrastanti, il timore più grande è che aumentino i comportamenti scorretti e che, mancando un'adeguata informazione, i consumatori siano più esposti a truffe e rincari. I contrari al provvedimento sottolineano il rischio che si verifichi un ulteriore aumento della bolletta per le famiglie e i soggetti più vulnerabili non più tutelati. Inoltre sostengono che il mercato non sia ancora stabile e sufficientemente sicuro affinché si possa abbandonare il mercato vincolato a favore di una più libera concorrenza.

Un'analisi dell'Istituto Bruno Leoni, tuttavia, ha affermato che se il mercato venisse completamente liberalizzato, sarà più dinamico e i prezzi dell'energia sicuramente inferiori. Il sostegno a questa tesi viene da uno studio sul mercato del gas in Europa ed evidenzia come, nei Paesi dove la liberalizzazione è totale, il prezzo a KWh è decisamente più basso e il tasso di switching è molto alto.

Tuttavia, non mancano misure tese a garantire i consumatori nell'ambito del processo di liberalizzazione. Durante l'implementazione del processo, infatti, è previsto un sistema di vigilanza e consulenza, gestito dall'Autorità per l'energia con la collaborazione dell'Antitrust. Le variazioni dei prezzi della luce (e del gas) saranno monitorate nei sei mesi precedenti e nei dodici successivi all'eliminazione del vincolato. L'Autorità, inoltre, sarà responsabile affinché i consumatori siano informati in maniera adeguata, anche con il sostegno dell'Acquirente Unico e del GSE. Infine, sarà fondamentale migliorare la trasparenza, ad iniziare dalla bolletta (incomprensibile per la maggior parte delle persone). In tal senso, è stato fatto qualche passo in avanti. La bolletta, ad esempio, dovrebbe essere a partire da settembre 2015, semplificata e migliorata rispetto alla precedente.

## 5 CONCLUSIONI E PROSPETTIVE

### 5.1 I pareri sul “ddl concorrenza”

#### 5.1.1 *Il contributo dell’Acquirente Unico*

In genere, ci sono due prospettive differenti nell’affrontare il problema: una legata più al mondo dell’industria produttiva, l’altra incentrata sul consumatore finale e la sua tutela. La grande novità della riforma, è quella di aver introdotto, nel panorama di mercato, la nuova figura del consumatore finale. Questo è finalmente inteso non più come soggetto aggregato al quale il servizio è fornito dal monopolista, bensì come soggetto in grado di agire sul mercato. La trasformazione, in tal senso, che la riforma ha comportato in tutta Europa, è stata profondissima. Si pensi che negli Stati Uniti, la trasformazione del cliente domestico non è avvenuta e quest’ultimo, pertanto, non ha la possibilità di scegliere tra più fornitori. Invece, il mercato italiano ha inventato il mercato tutelato, gestito da un soggetto terzo che acquista sui mercati come un qualsiasi operatore. Nell’operare, l’Acquirente Unico acquista l’elettricità a costi trasparenti senza fare ricarichi di alcun tipo, e rivende l’energia ai clienti finali senza variazioni di prezzo. Il ruolo dell’AU è anche quello di intercettare le sinergie verticali tra produzione e vendita, in modo che, al momento della vendita, possano intervenire anche altri operatori e non soltanto l’ex monopolista. Paolo Vigeveno, amministratore delegato di Acquirente Unico S.p.a., sostiene che:

*<< Nel mercato tutelato siamo il più grosso compratore per conto di utenti finali e, grazie a questo aspetto e al fatto che possiamo assumerci una politica di rischio superiore a quella*

*degli operatori privati, realizziamo dei prezzi che sono mediamente più bassi. Questo non avviene sempre, spesso siamo battuti dal mercato, ma esiste questa realtà che è importante considerare. Siamo in grado di trasferire al cliente finale un prezzo che è migliore, che è buono. Altro è poi il problema del prezzo della bolletta, per cui gli oneri accessori fanno sì che l'energia costi. Ma l'energia rappresenta nella bolletta solo la metà, e questo vale per tutta Europa. In Germania, gli oneri accessori arrivano al 90% del prezzo dell'energia, quindi alla fine l'utente tedesco paga più dell'utente italiano >>.*

A proposito dell'attuale situazione del mercato elettrico, l'AU si esprime come segue:

*<< Il mercato libero rappresenta un terzo del mercato complessivo. Il fatto che il Governo abbia deciso di eliminare il mercato tutelato va interpretato e corretto. Questa non è una marcia indietro, né un'abolizione, ma un passo avanti. L'Italia ha sperimentato un modello diverso dagli altri Paesi e che ha dato buoni risultati. Ben presto verrà fuori, come best practice a livello europeo, il sistema informativo integrato che stiamo realizzando con l'Autorità, che assicura parità di informazione a tutti gli operatori attraverso un sistema informativo terzo rispetto a quello dei fornitori. Un altro aspetto positivo fornito dal mercato tutelato e dall'AU, è che l'acquisto di energia a nome di 29 milioni di utenti finali, consente di dare un indicatore di prezzo. Un prezzo di riferimento è un valore estremamente importante per un mercato, per i consumatori finali e per gli operatori. Pertanto, quando si parla di "superare la tutela" significa che ci si sta chiedendo come, a partire dai risultati ottenuti, si possa andare avanti >>.*

E ciò che soprattutto bisogna superare è la fase in cui il cliente finale è da solo a confrontarsi con l'operatore, con il regolatore e con problemi non risolvibili. L'aggregazione della domanda è stato dunque un elemento assolutamente positivo per il settore elettrico e di grande beneficio per i consumatori. In Italia, si

stanno affacciando altre forme di aggregazione della domanda, le cooperative di acquisto, che però operano saltuariamente. L'esperienza dell'AU, invece, è stata quella di mettere a disposizione dei consumatori un sistema di acquisti costante che, seppur senza dare un prezzo fisso, ha permesso loro il superamento della fase in cui il cliente finale si confronta con il "gigante". Questo dovrebbe continuare ad essere un obiettivo nell'implementazione della totale liberalizzazione. Se gli attuali operatori del mercato libero dovranno acquisire 29 milioni di clienti che abbandonano il mercato tutelato, non si può non considerare la mole di difficoltà che bisognerà affrontare. Perciò, è necessario che il sistema informativo integrato dell'AU e dell'Autorità sia potenziato al massimo in maniera tale da minimizzare i problemi di contenzioso e di informazione e garantire che tale trasferimento avvenga in condizioni di massima certezza per tutti. Solo così si potrà passare, in modo intelligente e progressivo, ad un sistema più avanzato rispetto a quello attuale. Ciò di cui bisogna tener conto non dovrebbe essere, dunque, se si debba o meno procedere ad una completa liberalizzazione del settore elettrico, ma le modalità in cui questo deve avvenire.

#### *5.1.2 Le critiche del sindacato degli elettrici*

Il sindacato degli elettrici FLAEI-CISL sostiene che in Italia la liberalizzazione sia stata mal concepita e mal gestita e ritiene necessario l'intervento sui 3 problemi fondamentali della liberalizzazione (occupazione, calo degli investimenti e aumento dei prezzi) prima di un eventuale provvedimento (ddl concorrenza) che preveda la perdita dei prezzi di riferimento attualmente stabiliti per gas ed elettricità. Di seguito si riporta il parere di Carlo De Masi (Segretario Generale di FLAEI-CISL) riguardo alla riforma attualmente in discussione:

*<< Noi della FLAEEI non siamo mai stati contrari a prescindere, né lo siamo ora, a liberalizzazioni e privatizzazioni nel mercato elettrico, ma è necessario che ricorrano determinate condizioni nel modo in cui si gestisce il processo. Non mi sembra che i tempi per il superamento del mercato di maggior tutela siano maturi. Vi sono condizioni oggettive a conferma di questa osservazione: l'indisponibilità dei dati di misura, le doppie fatturazioni, le pratiche commerciali scorrette, il ricorso a reti di vendita esterne alle aziende, il rapporto con la clientela insoddisfacente, l'esternalizzazione dei call center, la scarsa trasparenza delle offerte, i tempi di switching troppo lunghi, le procedure troppo complesse, etc. Inoltre, l'Acquirente Unico ha garantito un prezzo competitivo (più basso di quello che era nel mercato libero), permettendo alle famiglie del mercato di maggior tutela la sottoscrizione di contratti mediamente meno onerosi rispetto a quelli sottoscritti dalle famiglie che hanno effettuato il passaggio al mercato libero. E' paradossale che in Inghilterra si stia pensando di istituire un soggetto per la tutela dei cittadini deboli nel momento in cui in Italia si sta pensando di privarsene. Prima di qualsiasi intervento di modifica dell'assetto di mercato, dunque, sarebbe opportuno pensare alla soluzione di questi problemi. Solo così sarà possibile ottenere livelli di qualità e di efficienza adeguati agli standard degli altri Paesi >>.*

FLAEEI e CISL sostengono l'urgenza di alcune misure:

*<< Occorre riaffermare l'universalità del sistema elettrico per non andare in contro a quando definiamo "energia etica", che va fornita di buona qualità e a prezzi contenuti. Bisogna prevedere un mix energetico adeguato, perché solo un "blocco" di combustibile crea problemi, e adeguare la struttura tariffaria ad una scelta che l'Italia dovrà prendere. Se si decide che sia più opportuno sostenere le reti affinché si facciano interventi che le rendano più innovative (smart grid e smart city), bisogna prima decidere "dove vuole andare l'Italia" e procedere, poi, all'adeguamento della struttura tariffaria. Occorre che sia istituito un osservatorio, fatto presso la presidenza del consiglio, con i due Ministeri*

*dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico, insieme alle rappresentanze sociali, con il quale monitorare la programmazione energetica e le situazioni autorizzative, per evitare quelle distorsioni che si sono determinate rispetto alle mancate scelte che son state fatte. Va sostenuta la ricerca applicata del sistema elettrico, che quasi non si fa più. Inoltre, va introdotto un modello partecipativo nell'impresa energetica (e in tutti i servizi essenziali). Siamo disponibili a impegnare a tal fine anche i nostri fondi, purchè ci sia data una rappresentanza e la possibilità di controllare le strategie che si attuano rispetto a questi servizi >><sup>136</sup>.*

### *5.1.3 Il parere dell'Authority*

Nel corso del convegno organizzato di recente dall'Associazione Ambiente e Società, sul tema della tutela dei consumatori nel processo di liberalizzazione, Alberto Biancardi (componente dell'Autorità per l'elettricità e il gas) ha espresso, come segue, il suo parere:

*<< Io non sarei così negativo sulle liberalizzazioni. Dalla nostra ultima analisi emerge che i prezzi di borsa del mercato elettrico sono scesi, quelli del gas sono allineati (e se non ci fosse la componente fiscale sarebbero anche molto più bassi di altri Paesi). Questo significa che dove il mercato è stato ridisegnato si son visti dei risultati. Quello che stiamo cercando di fare è mettere tutti gli strumenti sul tavolo per far ripartire i consumi, e questo è un modo per far sì che tanti usi che non usano l'elettrico passino invece a questo settore (ad esempio la cucina). L'ultima cosa che deve avvenire è che la regolazione sia un'ostacolo all'applicazione di molte tecnologie che si basino sul settore elettrico. Questa, anzi, sarà nei prossimi anni la via più fruttuosa. Se i consumi ripartono, gli oneri di sistema (che sono di fatto mera fiscalità e in ammontare fisso) riuscendo ad attribuirli su un quantitativo*

---

<sup>136</sup> Carlo De Masi, Segretario Generale di FLAEEI-CISL, Convegno "Liberalizzazione del mercato elettrico: chi tutelerà famiglie e consumatori?" organizzato dall'Associazione Ambiente e Società, Roma, 23 aprile 2015.

*maggiore, scendono. Dando un forte impulso alle quantità, quindi, la situazione potrebbe migliorare, e questa è la nostra strategia >>.*

Inoltre, ha affermato che di recente è stato emanato un ulteriore documento di consultazione in cui ci si pone il problema di quali dati debbano essere messi a disposizione in default da parte di distributori e sistema informatico integrato:

*<< Probabilmente quello che verrà deciso a proposito sarà che a tutti, anche a chi è rimasto nella maggior tutela, verrà dato un consuntivo aggiornato dei consumi per fascia oraria. Quindi tutti sapranno che quantitativo ha pagato in una fascia oraria e quanto lo ha pagato. A chi vorrà, pagando l'apposito apparecchio (cd. SmartInfo), verrà introdotto nel sistema del consumo orario. Più i consumatori avranno informazioni, più avranno possibilità di scelta >>.*

Per quanto riguarda la situazione attuale:

*<< Quando si dice che il mercato libero esprime un prezzo più elevato della maggior tutela, è un cosa vera, ma perché persistentemente i piccoli utenti (le famiglie) preferiscono la sicurezza del prezzo fisso a quello della maggior tutela, e sono disposti a pagare di più per averla. Nel futuro, potrebbe avvenire che la tutela del mercato elettrico sia un tipo di contratto che tutti saranno obbligati ad offrire (un po' come avviene per le operazioni finanziarie). Si potrebbe per esempio immaginare che l'AU acquisterà, magari, l'energia solo in borsa, senza copertura. A quel punto, chi è nel mercato tutelato, saprebbe che riceverà il prezzo deciso dalla borsa, mentre andando sul mercato libero troverebbe un prezzo fisso >>.<sup>137</sup>*

---

<sup>137</sup> Alberto Biancardi, componente AEEG, Convegno "Liberalizzazione del mercato elettrico: chi tutelerà famiglie e consumatori?" organizzato dall'Associazione Ambiente e Società, Roma, 23 aprile 2015.



## 5.2 Prospettive future

Quel che accadrà nei prossimi anni dipenderà sia dallo sviluppo che avrà la crisi economica e l'eventuale crescita economica Italiana, sia da fattori settoriali quali le scelte, del legislatore e del regolatore, in riferimento agli incentivi alle rinnovabili e all'efficienza energetica. Importanti saranno anche gli sviluppi tecnologici circa le modalità di trasporto, generazione e distribuzione dell'elettricità. Dall'analisi di tali condizioni si deciderà il quadro regolatorio a proposito delle interconnessioni, dello sviluppo della rete e della disciplina dei diritti di trasporto. Non è pertanto facile prevedere i futuri sviluppi di un settore come quello elettrico, dove moltissimi elementi sono incerti. Tuttavia, la Commissione Europea ha emesso un documento (aggiornato al 2009) contenente alcune previsioni circa l'evoluzione del settore elettrico post liberalizzazione.

### 5.2.1 *“EU energy trends to 2030”*

Le previsioni pubblicate dalla Direzione Energia e Trasporti della Commissione Europea tengono conto sia dei fattori macroeconomici che delle politiche volte all'abbattimento delle emissioni, tutela dell'ambiente e incremento dell'efficienza energetica. E' importante, però, che le informazioni contenute nel documento si intendano come indicazioni da tener presente nell'implementare le politiche circa la struttura del settore elettrico e non come effettive “previsioni future” circa l'evoluzione dello stesso. Non si tiene conto, infatti, di molti altri aspetti come le distorsioni degli investimenti frutto della regolazione o di fattori come i comportamenti strategici degli operatori di mercato o il coordinamento tra rete di trasmissione, domanda e offerta di elettricità.

Il documento analizza due possibili scenari. Lo scenario *baseline* guarda alla possibile evoluzione del settore sulla base di determinate ipotesi macroeconomiche e microeconomiche. Nel definire lo scenario *reference*, invece, si tiene in considerazione il raggiungimento degli obiettivi circa la quota di energia rinnovabile da introdurre nel sistema e le emissioni di gas previsti dalla Direttiva 2009/29/CE (cd. Pacchetto Clima-Energia). In entrambi gli scenari si assume che il prezzo dei combustibili fossili sia in aumento lungo il periodo in analisi (fino al 2030).

### 5.2.2 *Prospettive di evoluzione del settore*

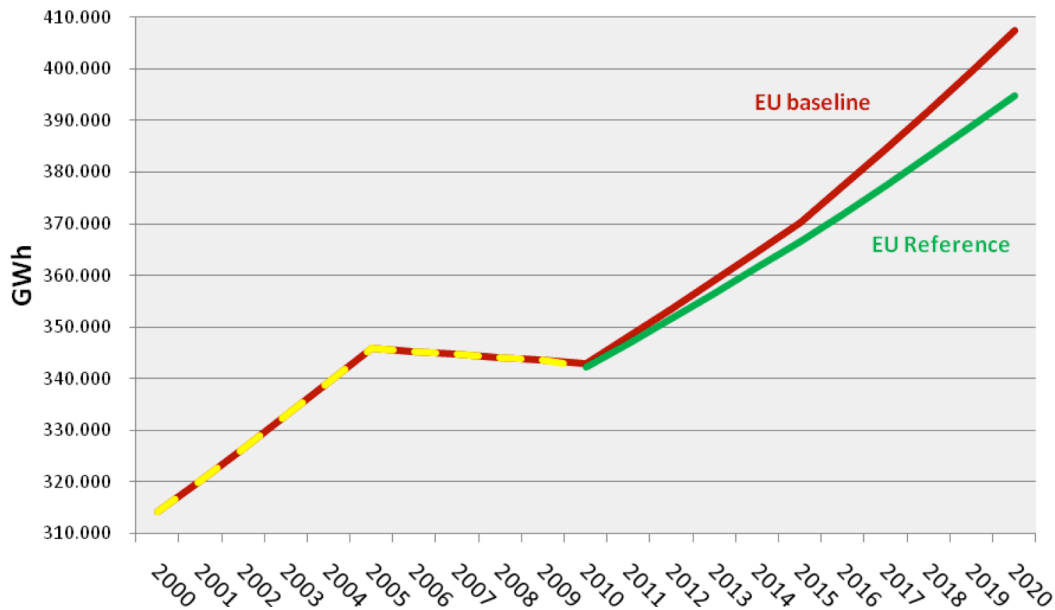
Uno dei fattori di maggiore incertezza circa l'evoluzione futura del settore elettrico, riguarda sicuramente l'andamento della domanda.

La domanda di elettricità è, infatti, influenzata da moltissime variabili. Il ricorso all'uso di elettricità in settori soggetti a innovazione (es. auto elettrica) ne è un esempio. L'EU energy trends 2030 prevede, a parità di popolazione e condizioni economiche, una domanda sensibilmente in crescita. Si prevede, in particolare, una domanda di circa 410 TWh per il 2020, mentre nel 2009 era pari a 320 TWh (definita come consumo interno lordo<sup>138</sup> di elettricità). Le previsioni del documento della Commissione Europea nei dieci anni seguenti al 2009 è rappresentata nel grafico sottostante.

---

<sup>138</sup> La domanda, quindi, è calcolata come somma della produzione nazionale lorda e le importazioni nette di elettricità.

**Figura 5.1.: Previsioni della domanda di energia elettrica**



**Fonte:** Elaborazione IEFE su dati Terna (2010) “Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2010 – 2020”, EU energy trends to 2030, Commissione Europea, 2009.

Tuttavia, nonostante la previsione di una domanda di energia elettrica in costante aumento, il documento della Commissione Europea non prevede un aumento degli investimenti in capacità termoelettrica. Questa dovrà, infatti, ridursi perché si abbia il riassorbimento dell'attuale eccesso di capacità. Secondo le previsioni, l'incremento della produzione nazionale sarà più consistente di quello della domanda. Si prevede, tuttavia, che le importazioni nette di energia diminuiranno (nonostante un'incremento della capacità di interconnessione con l'estero).

La maggior parte della produzione dovrebbe venire da impianti (non rinnovabili) prevalentemente a gas e a carbone. Se, però, la domanda non dovesse crescere tanto quanto si è stimato, la produzione dovrebbe venire soltanto da tali impianti (senza ricorrere, neanche per una piccola percentuale dell'energia generata, alla produzione elettronucleare e da fonti rinnovabili).

Siccome l'elettricità è prodotta per la maggior parte (e così continuerà ad essere, secondo le previsioni) da impianti di generazione termoelettrici a gas, è chiaro che perché sia garantita l'efficienza del settore elettrico, è necessario che l'approvvigionamento del gas avvenga secondo condizioni concorrenziali e che nel mercato del gas vi sia l'informazione di un prezzo di breve termine.

Data la quantità di misure tese all'incentivazione e promozione, si prevede che la struttura dell'offerta, nel 2020, abbia rispetto ad oggi una crescita ulteriore della quota di energia da fonti rinnovabili. Inoltre, l'aumento della produzione rinnovabile comporterà un'ulteriore riduzione del numero di ore di funzionamento degli impianti di generazione convenzionali. La copertura dei costi fissi potrebbe così richiedere alti livelli di prezzi. Il prezzo potrebbe anche aumentare in funzione del miglioramento degli impianti richiesto dalle nuove politiche energetiche.

### 5.3 Conclusioni

Negli anni oggetto di analisi di questo studio, la struttura del settore elettrico ha affrontato una profondissima trasformazione in senso concorrenziale.

Il primo periodo che ha fatto seguito al decreto Bersani, ha costituito una sorta di "periodo di assestamento" che ha visto una continua e progressiva trasformazione dell'assetto di mercato e che ha subito l'influenza di molte distorsioni. Un avvicinamento importante verso la liberalizzazione del mercato è stato l'avvio della Borsa Elettrica (2004) che ha consentito che gli operatori avessero un segnale di prezzo che fosse trasparente, chiaro e significativo (e quindi in grado di influenzare le scelte dei consumatori). Tale informazione del prezzo ha permesso agli operatori di mercato di allontanarsi dai contratti bilaterali e quindi dal vincolo di produzione e consumo come attività fisiche che debbano avvenire simultaneamente.

Oggi, a quindici anni dalla prima liberalizzazione, il mercato elettrico è piuttosto sviluppato. Lo si può vedere dalla varie possibilità che gli individui hanno per effettuare transazioni e dalla migliore e maggiore integrazione delle interconnessioni estere. Nonostante la liberalizzazione sia stata, ed è tutt'ora, il frutto di una continua evoluzione normativa e regolatoria che ha incontrato numerose difficoltà e lunghi rallentamenti, oggi alcuni degli elementi componenti il disegno iniziale sembrano aver preso forma nella realtà.

Tuttavia, la liberalizzazione degli anni '90, è avvenuta nell'ambito di determinate condizioni di settore che sono state indubbiamente favorevoli alla sua implementazione. Il contesto fattoriale era favorevole ad una riduzione dell'intervento dello Stato, le infrastrutture di trasporto erano già ben sviluppate sul territorio nazionale, e vi erano idee chiare su come indirizzare gli investimenti (impianti CCGT – cicli combinati a gas) con rischio molto basso e tempi brevi di realizzazione degli impianti.

Oggi, tali condizioni non si verificano ed è pertanto necessario che l'Italia prenda una decisione circa gli obiettivi finali, a quel punto potrà decidere le modalità di un processo di liberalizzazione. Le condizioni attuali presentano non pochi punti di discontinuità rispetto ai tempi della "prima liberalizzazione". Il pubblico sta ricomparendo nell'orientare gli investimenti nella struttura dell'offerta e nelle infrastrutture di trasporto. In più, la politica energetica si è spostata dall'essere orientata verso la massimizzazione dell'efficienza nel breve periodo, alla minimizzazione del costo degli investimenti. E' necessario che si tenga conto dei "nodi da sciogliere" per poter efficacemente affrontare l'incertezza del contesto che si prospetta. Questi, dal punto di vista dell'efficiente struttura del mercato, riguardano fattori quali:

- L'incidenza del mercato del gas naturale su quello elettrico. Considerato questo impatto importante, perché sia garantita l'efficienza del mercato elettrico, è necessario che nel settore del gas vi siano condizioni e dinamiche

concorrenziali e la relativa, e conseguente, informazione di prezzo di breve termine.

- Il coordinamento tra produzione e trasporto che è venuto meno con la separazione della filiera e l'apertura del mercato elettrico alla concorrenza. La reazione, spesso, nei casi di non coordinazione del sistema, è stata quella di socializzare il costo che ne deriva. Nonostante i vari rimedi proposti durante gli anni, il problema risulta ancora irrisolto e presente. Tale problema dovrebbe essere risolto a monte, ricorrendo ad una modifica strutturale della regolazione circa i diritti di utilizzo della rete di trasmissione da parte delle imprese produttrici.
- L'impatto che l'incentivazione dell'energia rinnovabile ha sul funzionamento del mercato elettrico e l'aumento di costo che ne consegue. In Italia, i produttori hanno l'obbligo di acquisto dei CV, e questo impatta negativamente sui costi di produzione provocando un aumento dei prezzi.
- Il miglioramento dei segnali economici (di costo e prezzo) per tutti i piccoli utenti (generatori o consumatori) il cui numero è in rapido e consistente aumento.

Per quanto riguarda la tutela del consumatore, occorre riguardare il modello di mercato raggiunto e le modalità con cui questo è avvenuto, con particolare attenzione alla "ripartizione degli oneri e della imposizione fiscale, in modo da riequilibrare gli interessi economici dei comparti produttivi e sociali della comunità"<sup>139</sup>. C'è la necessità di ridurre, con urgenza, gli importi delle bollette energetiche che gravano in maniera sempre più pressante su famiglie e consumatori. A tal fine, è innanzitutto fondamentale che vi siano interventi sul piano fiscale. Sarebbe opportuno che il costo dei servizi di rete venisse esteso a tutti quegli operatori (produttori di energia rinnovabile) a cui non viene richiesto il pagamento degli oneri dell'energia che immettono nel sistema.

---

<sup>139</sup> CNEL, Brandi, op. cit., p. 37.

E' per ora importante, per famiglie e PMI, che non venga rimosso il mercato tutelato (e il benchmark di riferimento che ne consegue). I problemi del mercato libero sono al momento troppi e troppo rischiosi per i piccoli consumatori che non hanno potere contrattuale, e l'azione di acquisto aggregato dell'AU (dotato, al contrario, di un'importante forza contrattuale) è stato fin'ora un beneficio sotto ogni aspetto. I piccoli consumatori, inoltre, subiscono le "aggressioni commerciali" da parte degli operatori che cercano di forzare i tempi e la volontà dei clienti per ottenere la conclusione del contratto di fornitura. Per queste stesse ragioni, è importante che sia incentivata qualunque forma di aggregazione della domanda dei piccoli consumatori, quali Consorzi o Gruppi di acquisto.

Tutto questo deve essere accompagnato da un controllo attento e costante da parte dell'Antitrust e dell'AEEG, al fine di sanzionare i comportamenti scorretti degli operatori, e denunciarne i comportamenti scorretti assicurando quanta più informazione possibile ai piccoli consumatori.

## BIBLIOGRAFIA

---

AA.VV., a cura di Tabarelli D., *I vantaggi del mercato libero dell'elettricità e del gas*, NE Nomisma Energia srl, 2013.

AA.VV., *La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani. Risultati raggiunti e agenda futura*, Milano, IEFE-Bocconi, 2010.

AA. VV., *Gli incentivi per la produzione di energia dal biogas. Evoluzione delle forme d'incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili*, in "Bioreattori a membrane per il trattamento delle acque reflue", Napoli, Aster, 2014.

AA. VV., *Governare la Riforma: imprese, sindacato e regole nel mercato dell'energia*, RES, Rapporto Energia, 2006.

Cardinale A., Verdelli A., *Energia per l'industria in Italia: la variabile energetica dal miracolo*, Milano, FrancoAngeli, 2008.

Church J., Ware R., *Industrial Organization: a strategic approach*, USA, McGraw Hill, 2000.

CNEL, D'Alimberti M. (coordinatore), *Le Privatizzazioni delle Imprese Pubbliche: aspetti giuridico-normativi ed economico-finanziari*, Roma, Documenti CNEL, 1997.

CNEL, Brandi R., *Osservazioni e proposte in materia di evoluzione del costo dell'energia dalla liberalizzazione del mercato (1999) ad oggi*, Commissione IV per le reti infrastrutturali, I trasporti, le politiche energetiche e l'ambiente, 2014.

De Focatiis M., Maestroni A., *Libertà di impresa e regolazione del nuovo diritto dell'energia*, Milano, Giuffrè Editore, 2011.

De Vergottini G., *La liberalizzazione dei servizi fra Stati e Unione Europea*, in "Società Libera", 7° rapporto, Milano, Franco Angeli, 2009, p. 65 e ss.

Ddl, *Concorrenza*, approvato dal Consiglio dei Ministri il 20 febbraio 2015.

D.Lgs. 16 marzo 1999 n.79, in materia di "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".

European Commission, *EU energy trends to 2030 – update 2009*, Lussemburgo, 2010.

Fazioli R., *La Borsa dell'Energia Elettrica*, Rapporto Energia Elettrica, ENEA, 2000.

GME, *Vademecum della Borsa Elettrica*, 2009.

Grippo E., Manca F., *Manuale breve di diritto dell'energia*, Padova, CEDAM, 2008.

GSE, *Energy Week: il mercato elettrico in Italia e il ruolo del GSE*, Roma, 2013.

Lazzarin R., *La Rivoluzione Elettrica*, Palermo, collana Aicarr, 2005.



Legge 9/1/1991 n.10, *Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*, Titolo I.

Lo Bianco N., Capè C. M., Sampek F., *La guida del Sole 24 Ore al management dell'energia: mercato e catena del valore, modelli di business, sistemi di gestione e normative*, Milano, Gruppo 24 ore, 2011, p. 134.

Martellini M., *Dal monopolio alla concorrenza: la liberalizzazione incompiuta di alcuni settori*, Milano, Franco Angeli, 2007.

Marzi G., *Luci ed ombre: concorrenza e regolazione nel settore elettrico. Gli orientamenti europei e nazionali*, Working Paper series N. 69, Milano, Università degli studi di Milano – Bicocca, 2003.

Morcaldò G., *Intervento pubblico e crescita economica: un equilibrio da ricostruire*, FrancoAngeli, 2007.

Noferi F., *Le fonti energetiche rinnovabili: guida alle Agevolazioni Comunitarie, Nazionali e Regionali*, Firenze, Alinea, 2009.

Koch O., *Competition Law in the Energy Sector: the Commission's experience*, Athens, Energy Community Competition Network, 2013.

Pacella U., *Mercato elettrico, se le famiglie pagano la fretta di liberalizzare*, in «Conquiste del Lavoro», 29 aprile 2015.

Polo M., Scarpa C., *The liberalization of energy markets in Europe and Italy*, 2002.

Pozzo B., *Le politiche energetiche comunitarie: un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili*, Milano, Giuffrè Editore, 2009.

Valletti T.M., Estache A., *The theory of access pricing: an overview for infrastructure regulators*, The World Bank, 1998.

Vannini L., Brunetti M., *Il percorso legislativo*, in "Il Divulgatore" n. 7-8/2002.

Sciascia M., *Diritto delle gestioni pubbliche. Istituzioni di contabilità pubblica*, Milano, Giuffrè Editore, 2013.

## SITOGRAFIA

---

Anonimo, [Mise: con il taglia-bollette risparmi sull'elettricità a 2,7 miliardi](#), in «La Repubblica.it», 06 Febbraio 2015.

Anonimo, [Ecco il Nord Pool scandinavo: un caso esemplare da seguire](#), in «La Repubblica.it», 29 maggio 2006

Bortoni G., [\*Luci e ombre nel processo di liberalizzazione del mercato dell'Energia elettrica\*](#), in «Specchio Economico», “Gli Speciali”, Giugno 2015.

Jannuzzi R., [\*Storia di Enel dal 1962 ai nostri giorni\*](#) su *Radio Radicale*, 29 settembre 2006.

Pagni L., [\*Elettricità, la concorrenza non decolla: sul mercato libero tariffe più care del 15-20%\*](#), in «La Repubblica.it», 12 Febbraio 2015.

Pagni L., [\*Luce e gas: liberalizzazione rinviata per evitare l'aumento delle bollette\*](#), in «La Repubblica.it», 23 Febbraio 2015.

Vigevano P., *Il mercato elettrico liberalizzato e i suoi effetti collaterali*, in «Specchio Economico», Giugno 2015.

[www.autorità.energia.it](http://www.autorità.energia.it)

[www.assoelettrica.it](http://www.assoelettrica.it)

[www.enel.it](http://www.enel.it)

<http://www.mercatoelettrico.org>

<http://tariffe.segugio.it/guide-e-strumenti/mercato-energia.aspx>

<http://luce-gas.it/faq/filiera-elettrica>

<http://www.nextville.it/approfondimenti/6>

<http://www.assoelettrica.it/dieci-anni-di-liberalizzazione-sintesi-del-rapporto-iefef/>

<http://www.altroconsumo.it/organizzazione/media-e-press/comunicati/2015/richiesta-disegno-legge-concorrenza>