

IL MERCATO ITALIANO DELL'ENERGIA CINQUE ANNI DOPO L'AVVIO DEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE

Versione aggiornata a settembre 2005

1. Introduzione

La teoria economica e l'evidenza empirica ci suggeriscono che l'evoluzione da un regime di monopolio - sia esso pubblico o privato - ad una condizione di libera concorrenza è accompagnata solitamente dall'aspettativa dei consumatori di una progressiva riduzione dei prezzi dei beni o servizi scambiati come conseguenza di una strategia competitiva sul piano dell'offerta che fa leva sull'efficienza produttiva e la qualità e, in definitiva, sulla continua ricerca dell'innovazione come strumento per l'acquisizione di una chiara supremazia rispetto ai principali competitors.

Per esempio con la privatizzazione del mercato elettrico inglese (S. C. Littlechild, 1999) l'efficienza mediamente recuperata in un decennio - in termini di produttività per addetto - sia nel segmento della generazione elettrica (-33% di occupati) che nella distribuzione (manodopera praticamente dimezzata) ha consentito una riduzione dei costi operativi delle società elettriche di oltre il 40% e dei prezzi dell'energia alle attività produttive di un valore (in rapporto alle dimensioni individuali dell'utente in termini di consumo medio annuo) compreso tra il 25% e il 34%.¹⁵

Inoltre, parallelamente alla riduzione della quota di mercato dei due ex operatori dominanti (attraverso la cessione regolamentata di alcuni importanti siti di produzione) e delle quote azionarie dello Stato nelle compagnie elettriche, si sono sviluppate tecnologie produttive maggiormente efficienti come i cicli combinati a turbogas e si sono notevolmente abbassate le barriere all'ingresso di nuovi operatori grazie alla pressione competitiva sul prezzo del gas (combustibile principale per il funzionamento delle centrali elettriche), al miglioramento della resa dei combustibili impiegati e allo sviluppo di accordi contrattuali per la ripartizione dei rischi connessi alla generazione elettrica.¹⁶

Non si possono trascurare nemmeno i benefici conseguiti dai consumatori finali sotto il profilo della qualità del servizio di somministrazione dell'energia elettrica tramite l'introduzione di un meccanismo sanzionatorio per le società di distribuzione non in grado di raggiungere gli standard minimi prestabiliti anno per anno: nel periodo compreso tra il 1990 ed il 1999 il numero delle interruzioni per cliente si è ridotto e, nel complesso, i minuti di mancanza di fornitura sono calati del 50% (S. C. Littlechild, 1999).¹⁷

Nel caso del mercato elettrico italiano, trascorsi ormai sei anni dall'entrata in vigore del Decreto Bersani n. 79/99 che ha disciplinato le fasi attraverso le quali l'apertura del mercato alla concorrenza avrebbe dovuto procedere, gli utenti non possono ancora dire di avere beneficiato dei vantaggi attesi legati al processo di liberalizzazione né in termini tariffari né in termini di qualità del servizio erogato.

2. Il prezzo dell'energia elettrica nel Sistema Italia

Dal 1999 ad oggi, infatti, i prezzi dell'energia elettrica hanno fatto registrare un incremento sia sul mercato libero che su quello vincolato¹⁸ (fig. 1) mentre il nostro Paese presenta - specie per il settore manifatturiero - uno dei livelli di prezzo all'utente finale dell'energia elettrica in assoluto più alti in Europa e tra i principali paesi industrializzati (fig. 2a e fig. 2b) con un'evidente penalizzazione sul piano competitivo per le nostre imprese rispetto ai principali partner internazionali.

¹⁵ Le utenze domestiche hanno colto parte dei benefici connessi al processo di liberalizzazione con una riduzione media delle bollette energetiche delle famiglie in termini reali di circa un quarto dal 1990 al 1999.

¹⁶ Il richiamo riguarda sia lo sviluppo di forme di copertura assicurativa che il reperimento agevolato delle risorse finanziarie a sostegno degli investimenti attraverso il canale creditizio.

¹⁷ Al termine di ogni anno di fornitura viene anche stilata e pubblicata una sorta di graduatoria di tutti gli operatori rispetto agli standard previsti dal regolatore pubblico per misurare la qualità del servizio di somministrazione dell'energia elettrica.

¹⁸ Ricordiamo che dal 1 Luglio 2004 tutte le partite I.V.A. possono scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica indipendentemente dal livello dei consumi annui registrato, mentre il mercato del gas naturale risulta ad oggi già completamente liberalizzato anche per le utenze domestiche.

fig. 1 - Dinamica delle principali componenti del costo dell'energia elettrica per l'utente finale sul mercato libero (triennio 2002-2004)

	2002	2003	2004	2005
Prezzo generazione energia (PC/lambda) + imposte	63.2%	70.8%	71.7%	79.6%
Dispacciamento	2.7%	2.7%	6.5%	4.9%
Perdite di rete	2.8%	3.2%	3.7%	4.1%
Trasporto	15.0%	13.2%	12.0%	12.9%
Oneri A + UC	16.3%	13.4%	13.8%	12.5%
Totale	100%	103.3%	107.7%	114.0%
	(vincolato = 111.1%)	(vincolato = 113.0%)	(vincolato = 113.5%)	(vincolato = 117.7%)

fonte: Osservatorio Energia dei Consorzi di Confindustria (aggiornamento al 31 Luglio 2005)

fig. 2a - Prezzi dell'elettricità per usi industriali al netto delle imposte in numeri indice anno 2004 (Italia = 100)

consumi annui (MWh)	30	160	1.250	2.000	10.000	24.000	50.000	70.000	prezzo medio
potenza impegnata (KW)	30	100	500	500	2.500	4.000	10.000	10.000	
Belgio	118	117	98	90	86	78	75	72	97
Danimarca	68	71	76	77	-	-	-	-	80
Finlandia	60	68	67	64	66	69	60	64	64
Francia	79	82	72	65	66	63	-	-	77
Germania	147	118	98	89	88	86	93	92	108
Irlanda	125	120	106	95	94	92	87	88	106
Italia	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Regno Unito	61	75	65	61	56	53	62	52	62
Svezia	66	67	69	65	62	63	66	68	66
UE-15	95	91	82	77	74	73	73	72	83

fonte: elaborazioni Centro Studi Confindustria su dati Eurostat

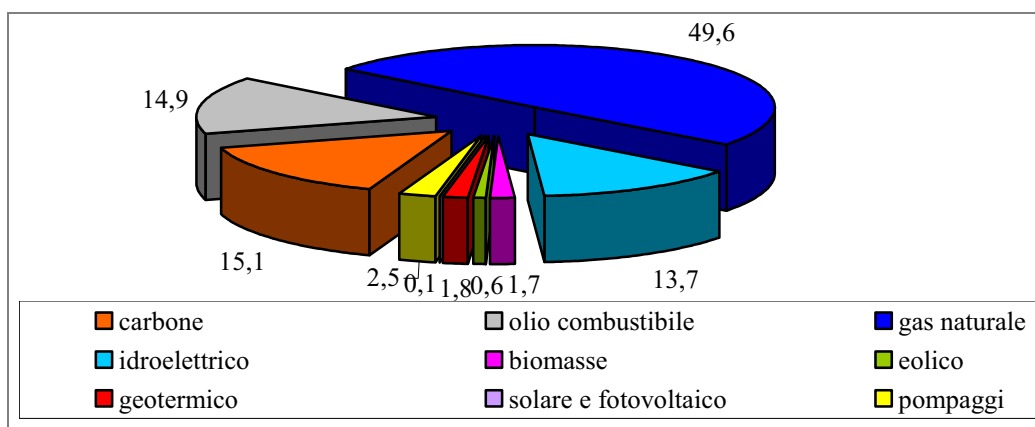
fig. 2b - Prezzi dell'elettricità per usi industriali al lordo delle imposte in numeri indice anno 2004 (Italia = 100)

consumi annui (MWh)	30	160	1.250	2.000	10.000	24.000	50.000	70.000	prezzo medio
potenza impegnata (KW)	30	100	500	500	2.500	4.000	10.000	10.000	
Belgio	108	105	87	80	82	76	73	70	90
Danimarca	81	85	91	92	-	-	-	-	98
Finlandia	56	64	63	60	66	71	64	67	63
Francia	77	77	66	59	65	65	-	-	75
Germania	133	109	93	85	91	93	101	100	105
Irlanda	111	103	90	79	83	84	81	80	93
Italia	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Regno Unito	57	67	57	53	52	51	59	50	57
Svezia	54	54	56	51	53	55	58	59	55
UE-15	87	82	75	72	69	71	72	71	77

fonte: elaborazioni Centro Studi Confindustria su dati Eurostat

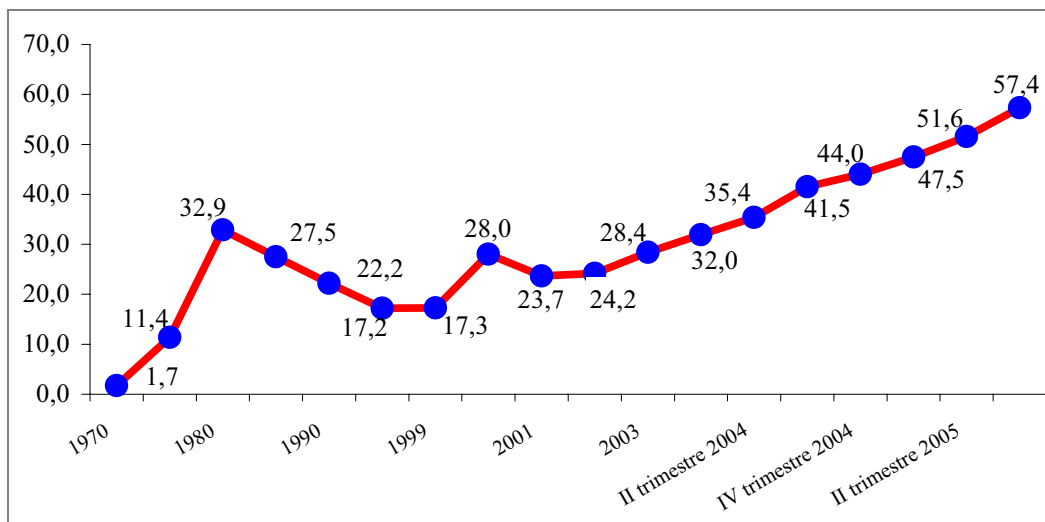
Certamente esiste un problema tecnologico associato al parco di generazione nazionale che si caratterizza ancora per una preponderante presenza di impianti termoelettrici (fig. 3) che non sfruttano adeguatamente i cicli combinati a turbogas molto diffusi negli altri paesi sviluppati, senza entrare nel merito della scelta di non spingere adeguatamente lo strumento delle fonti energetiche rinnovabili (in particolare biomasse, energia eolica e impianti fotovoltaici) e di abbandonare definitivamente la strada del nucleare che, di fronte all'esplosione dei prezzi del petrolio e dei combustibili fossili evidenziata in particolare nell'ultimo anno (fig. 4), avrebbe consentito un considerevole abbattimento nel costo di produzione dell'energia elettrica (-67% circa per 1 MWh).

fig. 3 - Mix delle fonti energetiche in Italia nel 2004



Fonte: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (G.R.T.N.)

fig. 4 - Sintesi andamento dei prezzi del greggio Brent in \$/barile



fonte: Unione petrolifera italiana

Come noto, al di là dei problemi associati alle procedure autorizzative tutt'altro che snelle e dai tempi non sempre facilmente preventivabili,¹⁹ uno dei requisiti essenziali per favorire adeguatamente nuovi investimenti nella

¹⁹ Attualmente la procedura di autorizzazione ai fini della realizzazione di un nuovo impianto di generazione prevede un difficile coordinamento - attuato tramite lo strumento della Conferenza dei Servizi - tra competenze attribuite a soggetti pubblici diversi e spesso in disaccordo tra loro quali Ministeri dello Stato, Regioni, Province e Comuni.

Certamente la cosiddetta Legge Marzano (attesa da oltre tre anni e approvata definitivamente alla fine di Luglio 2004) si sforza di semplificare l'iter autorizzativo necessario e di comprimerne i tempi ma non risolve il problema delle relazioni tra le competenze dei diversi enti territoriali coinvolti, limitandosi a prevedere una sorta di indennizzo (il cui costo si scarica sulla generalità degli utenti!) per i comuni che si mostrano disponibili ad ospitare sul loro territorio impianti di generazione o infrastrutture di trasporto.

Uno strumento certamente utile per limitare gli ostacoli connessi all'opposizione delle comunità locali alla realizzazione di nuovi investimenti potrebbe consistere nell'incentivare maggiormente la microgenerazione elettrica (fino a 3 MW di

generazione elettrica e l'introduzione di tecnologie più efficienti nel repowering delle centrali già funzionanti consiste nella certezza delle regole del gioco competitivo e nella possibilità di formulare previsioni economiche abbastanza attendibili sull'evoluzione del mercato elettrico nazionale almeno nel breve periodo.²⁰

Il quadro attuale da questo punto di vista non appare per nulla confortante in relazione alla straordinaria proliferazione di provvedimenti normativi relativi al settore elettrico (l'A.E.E.G. ha già promulgato la bellezza di 254 delibere di cui la maggior parte riferite al settore elettrico nel 2004!)²¹ che mutano anche l'entità, la composizione e le modalità di calcolo delle differenti componenti del prezzo dell'energia e, conseguentemente, i margini realizzabili dagli operatori. Ciò accade spesso anche a contratti di fornitura già conclusi e più volte nel corso dell'anno contrattuale determinando la continua e problematica rinegoziazione con i clienti e, in definitiva, un'insostenibile incertezza, non solo per i produttori ed i grossisti ma anche per i consumatori, relativamente al costo finale dell'energia elettrica.

3. La borsa elettrica

Il funzionamento della Borsa elettrica IPEX, ufficialmente funzionante anche sul lato della domanda a partire dal 31 Dicembre 2004,²² non può che riflettere le caratteristiche del mercato nazionale dell'energia elettrica, lungi dal potersi considerare perfettamente concorrenziale e ancora fortemente condizionato dal comportamento dell'ex-monopolista pubblico che detiene il 44% circa del parco di generazione nazionale (fig. 5) ed, in alcune aree del Paese come nel Mezzogiorno, esercita tuttora il ruolo di unico operatore nella generazione.²³

Il risultato è stato che nei primi mesi dall'avvio delle contrattazioni ufficiali sulla borsa elettrica il prezzo medio dell'energia al cliente finale è ulteriormente cresciuto (fig. 6).

potenza installata) - specie se sfrutta fonti energetiche rinnovabili - che indubbiamente limita l'impatto sul territorio ad un'area ben circoscritta e risulta funzionale alle esigenze di autoconsumo di chi realizza impianti di questo tipo.

²⁰ Ciò significa quantomeno sapere a quale prezzo, o meglio intervallo di prezzo, potrà essere ragionevolmente venduta l'energia elettrica prodotta almeno su un arco temporale di 12-18 mesi e, in tal senso, lo sviluppo di mercati a termine di prodotti derivati associati all'energia elettrica rappresenterebbe un segnale importante per gli operatori garantendo una maggiore flessibilità nella gestione del rischio imprenditoriale.

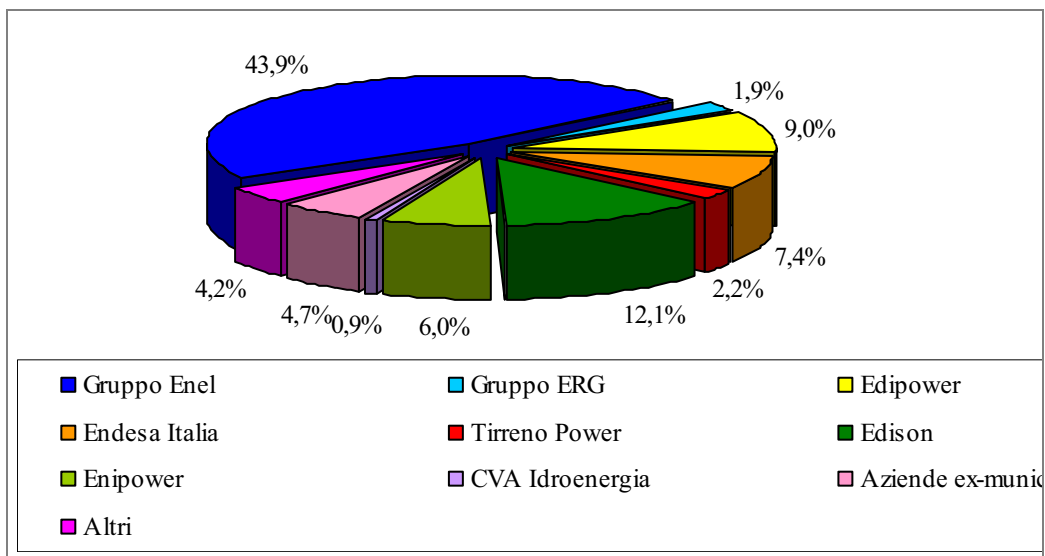
²¹ Attualmente alla fine di Agosto 2005 siamo arrivati a 182 delibere promulgate e pubblicate.

²² Precedentemente la domanda transitava in borsa in forma aggregata tramite il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) che acquistava tutta l'energia necessaria a soddisfare le proprie previsioni sul fabbisogno nazionale (formulate giorno per giorno) e la rivendeva successivamente ai grossisti (contratti di regolazione e scambio) per la fornitura dei clienti finali.

Purtroppo gli eventi registratisi nel corso dell'estate del 2003 hanno indotto il GRTN a sovrastimare la domanda nazionale di energia elettrica inducendolo a formulare una richiesta di energia in borsa ampiamente superiore al fabbisogno effettivo per cautelarsi dal rischio di nuovi black out: ciò, unitamente all'imposizione normativa che prevedeva che il GRTN acquistasse l'energia necessaria al soddisfacimento del fabbisogno nazionale senza la previsione di un tetto massimo sul prezzo corrisposto, gonfiava artificialmente i corrispettivi di cessione dell'energia elettrica in borsa.

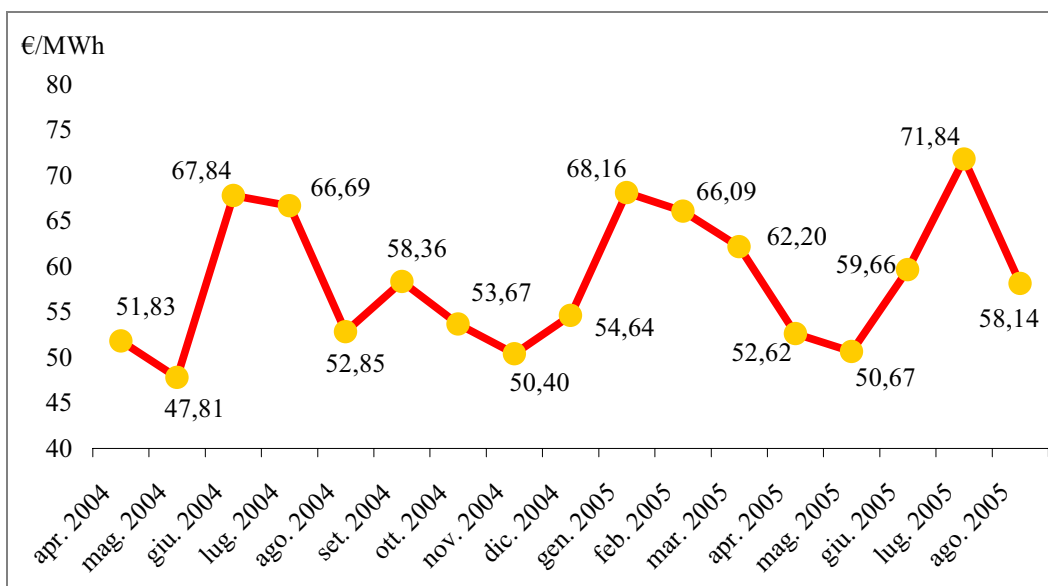
²³ Se consideriamo, invece, il segmento specifico della distribuzione dell'energia elettrica appare ancora più evidente il potere di mercato esercitato tuttora dall'*incumbent* che, a parte in alcune zone come le grandi aree metropolitane ove le ex-municipalizzate sono riuscite ad acquisire la proprietà delle reti e la gestione diretta della distribuzione locale, controlla in modo capillare buona parte del territorio nazionale con concessioni governative valide almeno fino al 2030.

fig. 5 - Quote di mercato dei principali operatori nel settore della generazione elettrica (2004)



fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

fig. 6 - Andamento del prezzo unico nazionale medio ponderato (PUN) dell'energia elettrica per il Sistema Italia dall'avvio della borsa elettrica IPEX (Mercato del Giorno Prima)



fonte: Gestore del Mercato Elettrico (G.M.E.)

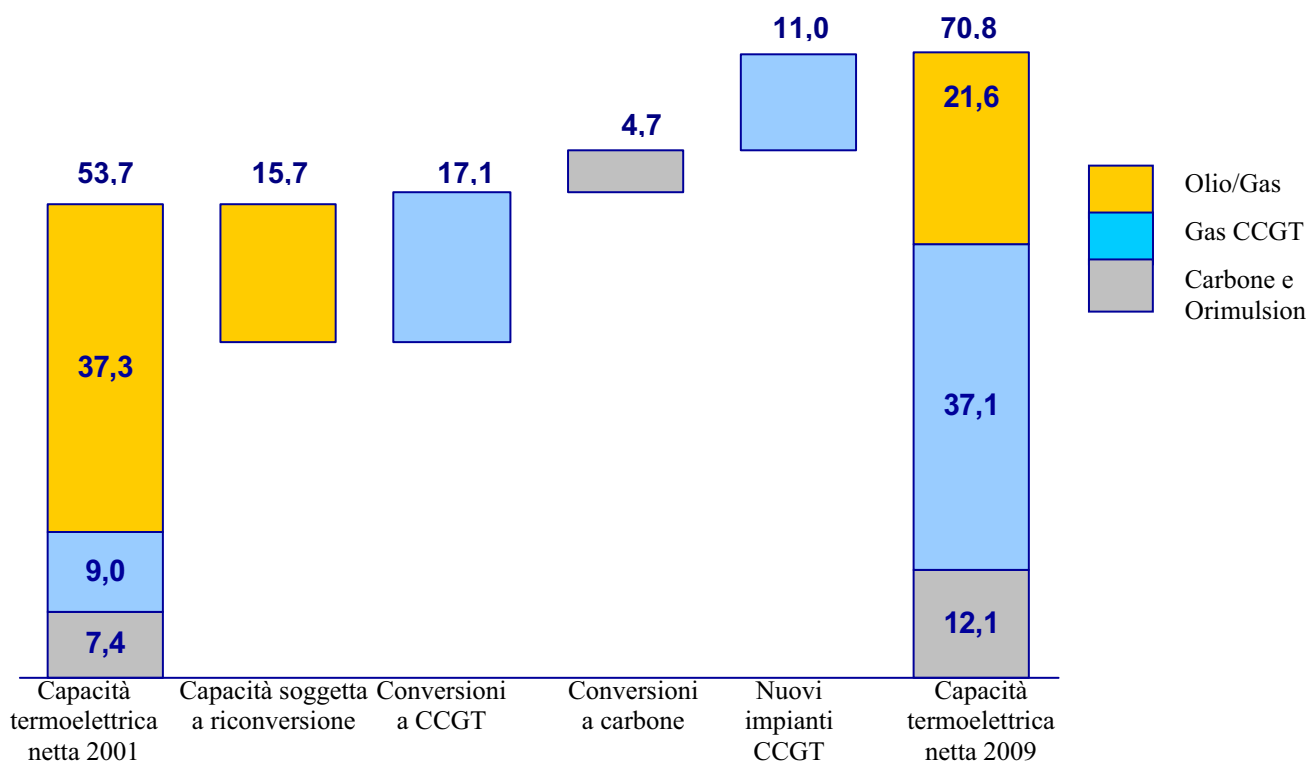
Il comportamento collusivo dei principali produttori di energia elettrica è stato palesato soprattutto nella prima metà del mese di Giugno 2004 quando, senza che si fossero manifestati picchi significativi nella richiesta di energia da parte del sistema elettrico nazionale, il prezzo medio settimanale delle ore nella fascia di consumo F1 ha sfiorato i 130 €/MWh.²⁴

Se il regolatore non si pone come primario obiettivo del processo di liberalizzazione la riduzione del prezzo medio dell'energia elettrica per gli utenti finali preoccupandosi solamente del livello dei margini conseguibili dagli operatori (S. C. Littlechild, 1999), non solo si frena lo sviluppo di una reale concorrenza nel settore della generazione elettrica - e,

²⁴ Dobbiamo comunque ricordare che sui comportamenti degli operatori in borsa l'AEEG ha aperto ufficialmente svariate inchieste, alcune delle quali tuttora in corso, che potrebbero portare anche all'applicazione di provvedimenti sanzionatori o a segnalazioni all'Antitrust.

più in generale, nel mercato dell'energia - ma si rischia anche il fallimento dell'obiettivo di realizzare un libero mercato oltre a frenare in modo ineluttabile i tanto necessari ed invocati nuovi investimenti, che sembrerebbero in ogni caso sul punto di essere massicciamente effettuati nel prossimo quinquennio specie nei cicli combinati a turbogas (fig. 7).

fig. 7 - Evoluzione attesa del mix del parco termoelettrico nazionale (GW netti) alla luce delle autorizzazioni rilasciate dal M.A.P.



fonte: Elaborazione Enel S.p.a. dati Ministero delle Attività Produttive (2004)

4. Il regime della remunerazione per fasce orarie dell'energia elettrica

La crescita del livello medio dei prezzi per l'anno 2004 è stata certamente molto condizionata anche dalla modifica delle fasce di remunerazione oraria dell'energia decisa dall'AEEG con la delibera n. 5/04 che ha comportato di fatto, essendo entrata in vigore nel mese di Aprile, un incremento considerevole nel 2004 delle ore (comprese nelle cosiddette fasce F1 e F2: rispettivamente 197 ore e 156 ore in più) in cui l'energia ha un costo mediamente più elevato per gli utenti.²⁵

Questa decisione, assunta anche sulla scorta di evidenti pressioni del GRTN che, di fronte al notevole incremento dei consumi nazionali registrato nel 2003 (responsabile dell'attuazione del piano di emergenza dei distacchi a rotazione del carico per tutti gli utenti finali il 26 Giugno dello stesso anno), si è preoccupato di tentare di scoraggiare i consumi diurni di energia elettrica nel periodo estivo, appare quantomeno affrettata presumendo come attendibili (e replicabili anche nel 2004) le condizioni climatiche eccezionali che hanno contraddistinto l'estate del 2003 con temperature medie molto elevate e scarsa piovosità per un numero di giorni consecutivi particolarmente significativo in tutte le zone del Paese.

Non a caso i dati relativi alla piovosità e alle temperature medie dell'estate del 2004 hanno confermato che gli eventi climatici dell'anno precedente erano il risultato di condizioni molto peculiari e specifiche.²⁶

²⁵ E' opportuno sottolineare che non tutti i clienti industriali sono stati analogamente penalizzati dalla modifica del regime delle fasce di remunerazione oraria dell'energia elettrica dal momento che alcune particolari tipologie contrattuali hanno evitato all'utenza aggravii di costi sulla fornitura dell'energia nel corso dell'anno 2004 facendo ricadere le conseguenze della delibera AEEG n. 5/04 esclusivamente sull'operatore.

²⁶ Da questo punto di vista certamente sarebbe stato molto più ragionevole rivedere il meccanismo dell'incidenza delle diverse fasce orarie nell'arco dell'anno solare sulla base di una serie storica più corposa - in termini di numero di anni consecutivi presi in considerazione - con l'accortezza in ogni caso di evitare la presenza di sequenze contraddistinte da un eccessivo numero di ore consecutive in fascia F1 per non penalizzare eccessivamente la capacità di programmazione virtuosa dei carichi da parte delle imprese industriali e, più in generale, delle attività produttive.

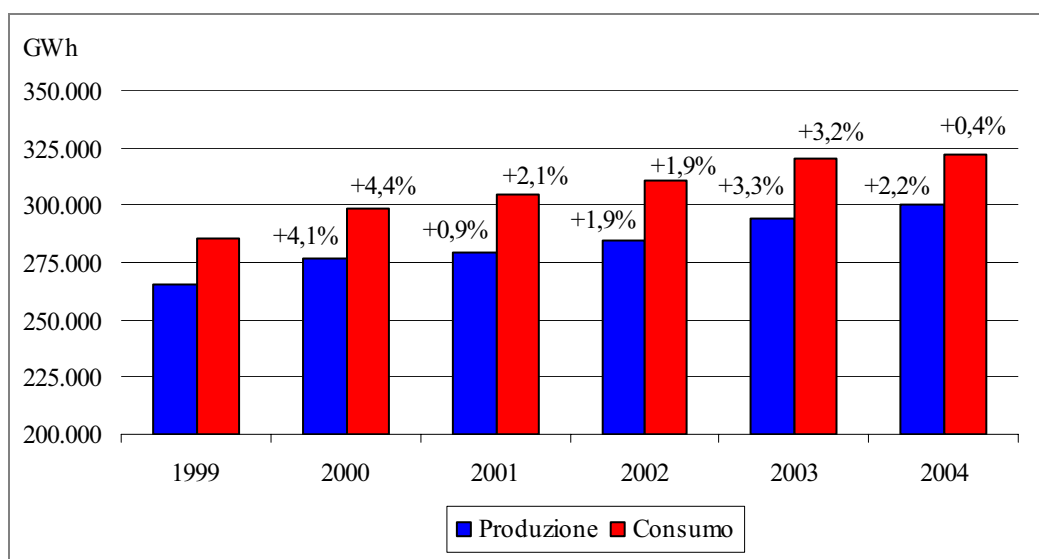
5. Import e scambi transfrontalieri nella UE

Nel breve periodo un altro importante fattore di penalizzazione sul fronte del costo energetico è indubbiamente rappresentato dall'applicazione nel nostro ordinamento del Regolamento Comunitario n. 1228/03 in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica (ormai denominato in gergo Regolamento "cross border") entrato in vigore dal 01 Luglio 2004: esso prevede, infatti, che per risolvere i problemi di congestione sulle reti elettriche interconnesse siano applicati meccanismi d'asta al rialzo.

Ciò, con riferimento al sistema elettrico italiano, contraddistinto da una forte dipendenza dall'import a causa di un evidente deficit di offerta energetica in continua espansione nel tempo (fig. 8), crea i presupposti per un incremento del costo dell'energia importata dai paesi confinanti che rappresenta tuttora un'importante fonte di approvvigionamento a basso costo per gli operatori nazionali.

Ad assottigliare ulteriormente l'economicità dell'energia importata rispetto alla produzione nazionale e, pertanto, scaricando sugli utenti finali i maggiori oneri sostenuti dagli operatori è intervenuto nel corso del 2004 anche il discutibile orientamento del GRTN di interpretare alcune delibere dell'AEEG relative ai cosiddetti diritti di transito in maniera estensiva applicandoli anche sull'import.²⁷

Fig. 8 - Bilancio energetico complessivo Sistema Italia



fonte: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (G.R.T.N.)

6. La ripartizione zonale del sistema elettrico nazionale

I cosiddetti diritti di transito (meglio definiti CCT ovvero corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto) traggono la propria origine dalle differenze nei prezzi zonali di vendita dell'energia sul mercato elettrico nazionale.²⁸

In pratica al produttore viene corrisposto il prezzo medio della zona in cui è localizzata l'unità di generazione, mentre i consumatori pagano sempre il prezzo unico nazionale (PUN) che rappresenta una media ponderata dei prezzi zonali di vendita.

Per bilanciare questa situazione - cioè per risolvere le congestioni della rete di trasmissione nazionale - è previsto che l'operatore che cede energia sul mercato libero (ma ciò vale anche per l'Acquirente Unico che cede energia alle società di distribuzione per la fornitura del mercato vincolato) paghi al GRTN un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto tra le diverse zone del Paese corrispondente alla differenza tra il prezzo unico nazionale e il prezzo di cessione dell'energia registrato sul MGP (Mercato del Giorno Prima) nella zona di immissione dell'energia: questo valore corrisponde al diritto di transito che è tanto maggiore quanto più basso è il prezzo di vendita dell'energia in una certa zona.

In questo modo evidentemente, laddove i produttori sono in grado di generare energia elettrica a costi inferiori e, quindi, di praticare prezzi di vendita potenzialmente più bassi, si viene ad applicare l'aggravio di un corrispettivo per l'utilizzo

²⁷ Di fatto questo orientamento comporta che l'energia elettrica importata in alcune zone ad alta congestione venga ad essere assoggettata due volte all'applicazione dei cosiddetti corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto.

²⁸ Ricordiamo a questo proposito che il Sistema Italia è stato ripartito in relazione al differente livello di congestione sulla rete elettrica in 7 zone: Nord Italia (Emilia-Romagna inclusa), Toscana-Umbria-Marche, Lazio-Abruzzo-Molise, Campania-Puglia-Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna.

della capacità di trasporto particolarmente elevato che viene automaticamente scaricato sugli utenti del libero mercato tramite i contratti di fornitura bilaterali.²⁹

Questa situazione scoraggia gli investimenti nelle tecnologie di produzione più efficienti da un lato e dall'altro non consente ai consumatori di poter beneficiare della maggiore efficienza realizzata da alcuni operatori vanificando uno dei più significativi circoli virtuosi associati al processo di liberalizzazione del mercato (S. C. Littlechild, 1999).

Inoltre il meccanismo dei corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto determina un anticoncorrenziale diverso trattamento degli operatori a seconda della zona in cui si trova localizzata l'unità di generazione comportando nel Nord Italia la realizzazione da parte del GRTN di una "rendita" dai diritti di transito sproporzionata rispetto ai reali costi sopportati per la risoluzione delle congestioni sulla rete elettrica in quest'area (fig.9).

Ovviamente chi dispone di centrali elettriche in tutte le zone del paese non solo bilancia i corrispettivi per i diritti di transito più alti pagati in certe zone con quelli ricevuti per converso in altre ove il prezzo zonale di cessione dell'energia supera il PUN ma "spiazza" anche i concorrenti che utilizzano impianti di produzione più efficienti localizzati nelle aree più congestionate come nel Nord Italia.

Fig. 9 - Prezzo medio zonale di cessione dell'energia elettrica per il Sistema Italia (Aprile-Dicembre 2004)

	Prezzi medi zonali sul MGP (€/MWh)
Nord Italia (Emilia-Romagna inclusa)	53.37
Toscana, Umbria e Marche	55.41
Lazio, Abruzzo e Molise	60.11
Campania, Puglia e Basilicata	62.80
Calabria	75.60
Sicilia	58.33
Sardegna	62.13
Sistema Italia (PUN)	56.18

fonte: G.M.E. (rapporto annuale 2004)

Anche l'indicizzazione - a partire dal 01 Luglio 2004 - al 50% del prezzo che si viene a determinare sul Mercato del Giorno Prima dell'energia elettrica assegnata attraverso le cosiddette aste pubbliche CIP-6, che non transita attualmente attraverso la borsa IPEX, porta a rendere relativamente meno conveniente questo particolare canale di approvvigionamento dell'energia per gli operatori contribuendo ad un'ulteriore spinta al rialzo dei prezzi al consumo.³⁰

7. Il servizio di dispacciamento e la remunerazione dell'attività del GRTN

Un altro discorso particolarmente critico per gli effetti negativi indotti sugli utenti finali a contratti bilaterali già sottoscritti riguarda indubbiamente la crescita abnorme nel corso del 2004 (+ 140.7% sul mercato libero come media rispetto al 2003 - vedi fig. 1) ed, in particolare, dopo l'avvio delle contrattazioni ufficiali sulla borsa elettrica degli oneri legati al servizio di dispacciamento³¹ senza l'indicazione chiara dei presunti maggiori costi sostenuti dal GRTN per il bilanciamento del sistema elettrico in seguito all'avvio della borsa IPEX.

A molti può sembrare, inoltre, inconcepibile la forte disparità di trattamento tra mercato libero e mercato vincolato sul fronte degli oneri di dispacciamento perché, mentre la componente OD relativa al mercato vincolato rimane invariata fino alla revisione delle componenti e dei parametri della tariffa elettrica,³² le componenti previste per il mercato libero

²⁹ La delibera n. 137/04 dell'AEEG cerca di porre un freno all'incidenza dei diritti di transito fissando un tetto massimo di 2 €/MWh sull'onere medio mensile di CCT a partire dal 01 Agosto 2004.

³⁰ Ricordiamo che la cosiddetta energia CIP-6 viene assegnata dal GRTN agli operatori che partecipano alle procedure di assegnazione attraverso un meccanismo pro-quota e ad un prezzo (a partire dal 2004) predefinito indicizzato al 67.9% del costo unitario variabile dell'energia prodotta da centrali termoelettriche.

³¹ Il servizio di dispacciamento consiste nell'attività in capo al GRTN di assicurare istantaneamente il bilanciamento del sistema elettrico nazionale tra immissioni e prelievi di energia (al netto delle perdite di rete) e di provvedere a garantire la sicurezza della rete di trasmissione attraverso la previsione e la gestione dei fabbisogni energetici nazionali.

³² Le tariffe dell'energia elettrica sono aggiornate ogni trimestre e, ovviamente, tengono conto anche delle modalità attraverso le quali il fornitore del mercato vincolato (Acquirente Unico) si è procurato l'energia necessaria a soddisfare i consumi di questa fascia di utenza: conseguentemente gli oneri di dispacciamento sopportati da AU, assimilato agli altri operatori del mercato libero a tutti gli effetti, vengono successivamente scaricati sulle società di distribuzione e, in definitiva, sulle tariffe del mercato vincolato.

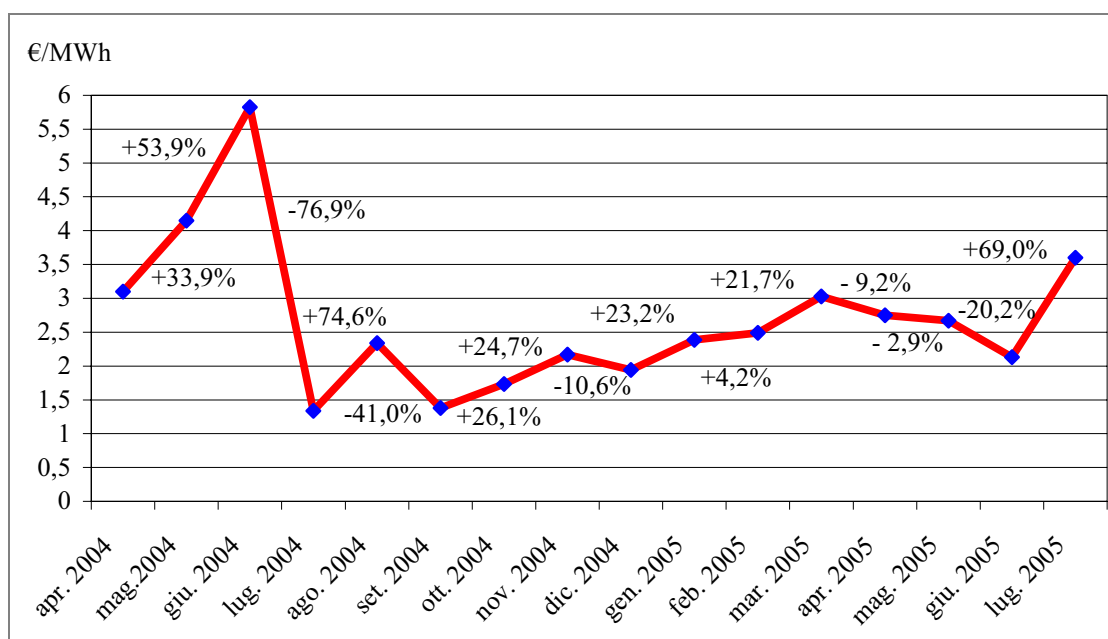
Pertanto nell'attuale fase transitoria del mercato elettrico non viene effettuato un diverso trattamento degli oneri di dispacciamento tra mercato libero e mercato vincolato: piuttosto esiste un ritardo di un trimestre nell'adeguamento del dispacciamento per il mercato vincolato rispetto al mercato libero anche se recenti orientamenti della AEEG lasciano

legate allo sbilanciamento tra immissione e prelievi e all'approvvigionamento delle risorse mutano giorno per giorno anche in relazione alle modalità con cui il GRTN interviene in borsa sul Mercato di Aggiustamento e su quello dei Servizi di Dispacciamento.

La criticità maggiore associata a questa particolare componente del costo dell'energia elettrica risulta, pertanto, rappresentata dal fatto che, nell'attuale fase transitoria della borsa IPEX, l'utente finale non è in grado di realizzare alcun vantaggio in termini di costo medio della fornitura attraverso la buona capacità di programmazione dei propri consumi: fino al mese di Marzo 2004, infatti, i clienti in grado di fare una corretta analisi previsionale dei propri prelievi di energia elettrica dalla rete riuscivano a contenere notevolmente l'incidenza degli oneri di sbilanciamento.

Al momento risulta, inoltre, molto arduo anche stimare il presumibile peso degli oneri di dispacciamento sulla propria fornitura di energia (l'estrema erraticità del loro andamento nel tempo si evince dalla figura 10) visto che essi sono ripartiti in modo uniforme sulla generalità delle utenze e dipendono, in ultima istanza, dal comportamento del GRTN in fase di acquisto dell'energia in borsa.

Fig. 10 - Evoluzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (art. 36 delibera AeeG 168/03)



fonte: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (G.R.T.N.)

Occorre tenere in considerazione anche il meccanismo alquanto poco trasparente di addebito con 45 giorni in media di ritardo degli oneri di dispacciamento e del fatto che è possibile visionare sul sito internet del Gestore del Mercato Elettrico (GME) i prezzi orari che si formano sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) solo dopo due mesi: è ovvio, in questa situazione, la assoluta mancanza di qualsiasi valido punto di riferimento per l'utente (sia esso un produttore, un trader piuttosto che un consumatore) al fine di valutare l'incidenza di questa particolare componente del costo dell'energia.

8. Oneri di sistema, fiscalità e interrompibilità

Altro fattore che contribuisce a gonfiare i costi energetici per gli utenti italiani è rappresentato dai cosiddetti oneri di sistema, indicati in bolletta come componenti A e UC, che vengono addebitati senza una chiara e trasparente identificazione di cosa vadano a remunerare tali voci di costo e come vengano utilizzate le risorse da esse generate.³³

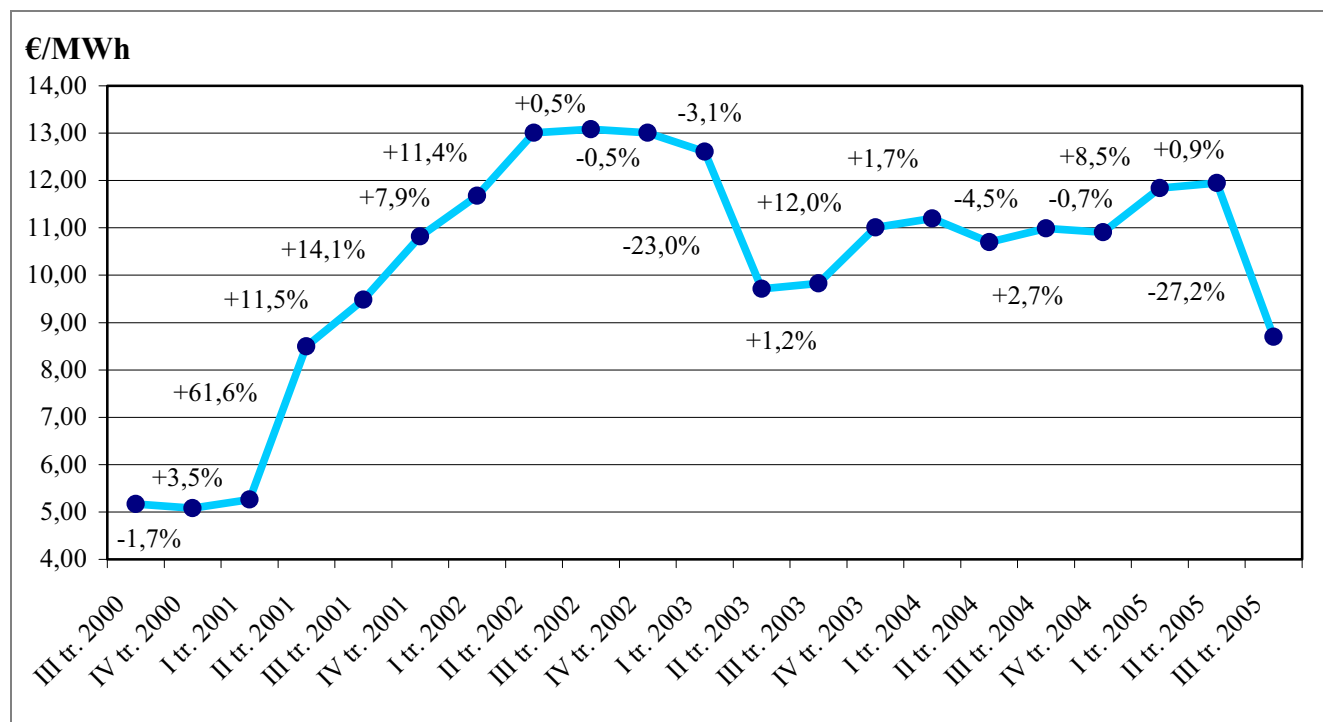
presupporre uno slittamento dell'adeguamento tra mercato libero e mercato vincolato per sterilizzare l'effetto del vertiginoso aumento dei prezzi dei combustibili sulle bollette delle utenze domestiche.

³³ Ricordiamo che tutti i corrispettivi pagati dai clienti finali sulle bollette per la fornitura energetica affluiscono presso la cosiddetta Cassa Conguaglio per il Settore elettrico (CCSE) cui sono state devolute le attività in materia di gestione delle prestazioni patrimoniali, imposte dall'AEEG e da altre amministrazioni precedentemente competenti, istituite allo scopo di garantire il funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Ogni componente regolamentata indicata sulla bolletta è contraddistinta da una propria specifica finalità, per la quale l'AEEG ha disposto l'istituzione di distinti Conti di gestione, ognuno dei quali rappresenta un mini-sistema caratterizzato da proventi (gettiti) ed oneri (contributi), in applicazione di specifiche norme di riferimento. Le risorse finanziarie che affluiscono alla CCSE, quindi, devono essere gestite in modo distinto in base alla provenienza ed alla destinazione di riferimento.

Nonostante generalmente tali componenti dovrebbero remunerare voci di costo a carattere transitorio legate a situazioni di squilibrio del sistema elettrico nazionale o a forme di incentivazione dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili, anziché ridursi progressivamente con l'evoluzione del processo di liberalizzazione del mercato hanno mostrato una crescita significativa fino al 2003 per poi stabilizzarsi su livelli più che doppi rispetto all'avvio del libero mercato (fig. 11).

Fig. 11 - Valore medio componenti A, UC e MCT per un utente in media tensione



fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (A.E.E.G.)

Infine restano da considerare le componenti fiscali che gravano sul costo dell'energia elettrica nel sistema italiano che sono sostanzialmente riconducibili a due tipi di imposta: una tassa erariale di 3,1 €/MWh, che si applica fino ad un livello di consumo di 1.200 MWh al mese, e un'addizionale enti locali che può variare da 9,3 €/MWh a 11,36 €/MWh solo sui primi 200 MWh di consumo mensile.

Escludendo la categoria dei grandi consumatori industriali che usufruiscono di una serie di esenzioni parziali o totali dalle imposte³⁴ - oltre ai benefici sugli oneri di sistema A e UC (previsti per livelli di consumo superiore a 8 GWh mensili) - dobbiamo rilevare come l'incidenza della tassazione in Italia sfiori il 40% per le imprese medio-piccole, valore in assoluto più elevato rispetto ai principali paesi europei (fig. 12) e che penalizza ulteriormente la competitività del nostro sistema industriale.

Tutto questo vale in linea di principio dal momento che negli ultimi anni la Cassa Conguaglio non pubblica i propri bilanci e, pertanto, non consente un controllo esterno sulla gestione delle risorse ad essa affluenti.

³⁴ A questo proposito citiamo l'esenzione dall'imposta erariale per l'energia necessaria a produrre calore indispensabile al compimento di processi industriali oltre alla totale esenzione di imposta per l'energia utilizzata nei processi elettrochimici, elettrometallurgici ed elettrosiderurgici.

fig. 12 - Prezzi al consumo dell'energia elettrica in alcuni paesi europei (Aprile 2004)

€/MWh	domestica (fino a 3,5 MWh/anno)		industriale 1 (fino a 7.000 MWh/anno)		industriale 2 (fino a 35.000 MWh/anno)	
	netto	lordo	netto	lordo	netto	lordo
Belgio	146.6	181.8	63.7	82.3	47.7	62.9
Francia	92.5	122.9	49.1	61.8	39.5	50.5
Germania	134.3	182.4	55.6	86.2	38.3	64.6
Irlanda	122.5	144.9	75.4	88.5	59.2	69.3
Italia	116.7	160.5	74.2	102.6	69.3	91.0
Olanda	99.0	134.1	59.0	78.1	46.2	57.3
Spagna	103.3	125.9	63.9	77.9	60.7	74.0
U.K.	109.9	115.4	59.3	77.3	54.4	71.5

fonte: *European Energy Pricewatch (EEP) monthly bulletin by Energy Information Centre (EIC)*

Il disallineamento dell'Italia rispetto ai principali partner europei si evidenzia comunque soprattutto per i grandi consumatori industriali che pagano mediamente l'energia quasi il doppio degli utenti francesi e tedeschi indipendentemente dal fatto che, oltre ai benefici in termini di fiscalità di cui abbiamo appena accennato, essi possono avvalersi della possibilità di ottenere periodicamente una remunerazione esplicita della disponibilità a subire interruzioni nella fornitura con o senza preavviso,³⁵ qualora il GRTN ritenesse opportuno procedere al distacco del carico per fronteggiare i picchi nella domanda aggregata di energia (i consumatori industriali interrompibili, tuttavia, devono necessariamente essere provvisti del dispositivo per il comando a distanza da parte del GRTN che comporta in ogni caso un investimento non trascurabile in termini monetari).

Tuttavia non appare molto convincente assicurare la remunerazione dell'interrompibilità, che deve comunque essere considerata un'importante risorsa per il sistema elettrico nazionale data la carenza cronica dell'offerta interna di energia, attraverso una componente di costo (INT) scaricata sulla generalità dell'utenza che si viene a trovare nella condizione di sovvenzionare indirettamente una parte della bolletta energetica dei grandi consumatori industriali.

Alcuni, a questo proposito, suggeriscono di far ricadere il "costo" associato alla remunerazione dell'interrompibilità sulla fiscalità generale ma occorre in ogni caso ricordare che siamo di fronte ad un costo che si genera all'interno del settore elettrico (a causa della debolezza strutturale dell'offerta) la cui copertura non può essere assicurata esternamente. Forse potrebbe sembrare più ragionevole una più marcata defiscalizzazione della bolletta energetica o di altri componenti di costo (ad esempio per quanto riguarda le accise sul gas metano) dei grandi consumatori industriali che partono comunque nettamente svantaggiati rispetto ai competitors di altri paesi europei per quanto concerne l'approvvigionamento energetico.³⁶

9. Ulteriori fattori di probabile lievitazione dei costi energetici nel breve periodo

In prospettiva è opportuno tenere in considerazione che entro il 31/12/2006 le società di distribuzione dovranno procedere a sostituire a tutti gli utenti alimentati in media tensione (quindi praticamente alla quasi totalità delle imprese manifatturiere) i misuratori integratori attualmente installati con i misuratori orari: ciò significa, in altri termini, che chi in questo momento si trova applicati prezzi di vendita dell'energia monorari in quanto dotato ancora del misuratore integratore sarà costretto a passare ad un regime multiorario con la sostituzione del proprio contatore.³⁷

In termini economici gli utenti industriali che attualmente operano ancora in un regime tariffario monorario (tipicamente chi lavora su un solo turno diurno) dovranno fare i conti con un incremento medio del costo

³⁵ Ai sensi delle delibere AEEG n. 151/03 e n. 155/03 per i consumatori industriali interrompibili istantaneamente senza preavviso parliamo di 21 €/MWh mentre per chi fornisce la disponibilità all'interruzione del carico con preavviso di 15 minuti la remunerazione è di 8 €/MWh (moltiplicando, in entrambi i casi, per la potenza messa a disposizione e per il totale delle ore comprese nell'anno solare).

³⁶ E' opportuno tener presente che, in cambio della remunerazione esplicita della disponibilità ad interrompere, i cosiddetti clienti energivori hanno rinunciato volontariamente a un trattamento privilegiato nell'assegnazione di quote di energia a basso costo come quella importata e quella assegnata tramite il meccanismo CIP 6 come previsto dalle delibere AEEG n. 151/03 e n. 155/03 sebbene, grazie ad un'interpretazione estensiva del contenuto dei decreti ministeriali relativi di fine 2004, di fatto i grandi consumatori industriali hanno ancora partecipato alle aste per l'assegnazione sia di capacità di importazione che di energia CIP 6.

³⁷ E' quanto disposto dalla delibera AeeG n. 33/05 che, per venire incontro alle esigenze di riorganizzazione dei turni di lavoro da parte delle utenze industriali alimentate in MT che si trovano improvvisamente a fronteggiare un incremento inaspettato della bolletta semplicemente per la modifica del regime tariffario applicato, stabilisce che, in ogni caso per i quattro mesi successivi dalla sostituzione del misuratore integratore con quello orario, il distributore continui ad applicare la tariffazione monoraria prima di passare al regime multiorario dando allo stesso tempo al cliente ampia informazione sull'argomento.

dell'approvvigionamento energetico dell'ordine di circa il 20% per il solo mutamento di regime cui aggiungere l'aumento dei costi associati al servizio di dispacciamento calcolati secondo una logica multioraria.

Si deve, inoltre, rilevare come l'incumbent nel segmento della distribuzione di energia elettrica abbia pianificato la sostituzione prioritaria del misuratore a chi passa dal mercato vincolato al mercato libero creando indubbiamente un forte disincentivo all'ingresso sul mercato liberalizzato per gli attuali utenti monorari in media tensione.

Un altro elemento da tenere in considerazione come possibile fattore di lievitazione dei prezzi dell'energia nel breve periodo è legato all'attuazione in Italia della direttiva 87/2003/CE sui diritti di emissione di gas ad effetto serra:³⁸ non a caso sia l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che il Ministero dell'Ambiente hanno fatto pressioni per convincere la Commissione Europea ad accettare un provvedimento attuativo italiano più elastico rispetto alle previsioni del testo comunitario allo scopo di scongiurare un ulteriore aggravio medio del 5% del costo medio di generazione nazionale.

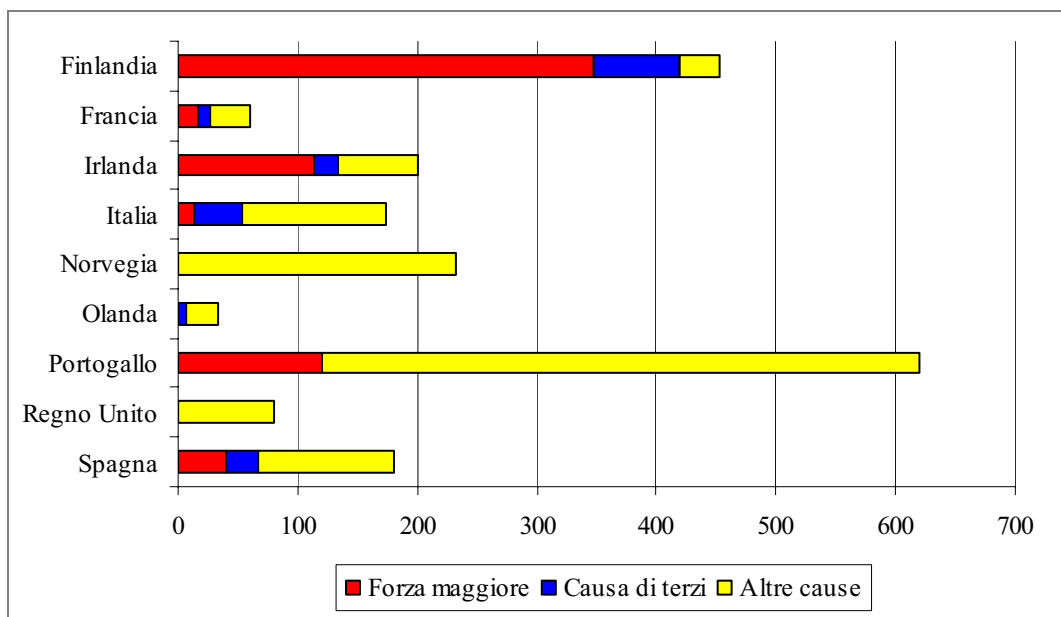
In altri termini si auspicava di introdurre la possibilità di interventi di aggiustamento ex post delle assegnazioni iniziali delle quote di emissione agli impianti di generazione elettrica sia per tenere in considerazione la fase di intensa ristrutturazione del parco produttivo nazionale e il piano di realizzazione dei nuovi investimenti (in impianti tecnologicamente più efficienti) in atto sia per evitare che l'incumbent sia beneficiario dell'assegnazione di un quantitativo di diritti di emissione superiore rispetto alla consistenza effettiva dei propri impianti da qui a tre anni.

Infatti il testo della direttiva 87/2003/CE prevede che i diritti di emissione gratuiti siano calcolati per il primo triennio sulla consistenza del parco di generazione elettrica nazionale esistente al momento del suo recepimento nell'ordinamento interno del singolo Stato membro.

10. La qualità del servizio di somministrazione dell'energia elettrica

Per quanto concerne la qualità del servizio di somministrazione dell'energia elettrica la situazione attuale non può considerarsi rosea dal momento che anche da questo punto di vista il nostro Paese palesa un evidente ritardo - in termini di minuti complessivi di sospensione per cliente (ma analogo discorso riguarda il numero di interruzioni per cliente) - rispetto ai principali partner europei come Francia, Olanda e Regno Unito (fig. 13).

Fig. 13 - Minuti di interruzione lunga (almeno tre minuti consecutivi) senza preavviso nella somministrazione di energia elettrica per cliente (anno 2001)



fonte: Council of European Energy Regulators (CEER) - Working Group on Quality of Electricity Supply

Infatti, sebbene si sia registrato un significativo miglioramento nel corso degli ultimi anni (nel 1999 la durata complessiva delle interruzioni lunghe per cliente ammontava in media a 228 minuti), ogni singolo utente ha mediamente subito una disalimentazione totale senza preavviso nell'ordine dell'ora e un quarto nel 2002 se consideriamo solo quelle causate da

³⁸ Essa prevede l'assegnazione per il triennio 2005-2007 di crediti di emissione, allocati gratuitamente dai singoli Stati membri, agli impianti produttivi del parco di generazione elettrica in proporzione alle emissioni di gas ad effetto serra previste per ognuno di essi.

In seguito, se un impianto si trova nelle condizioni di eccedere il quantitativo di emissioni assegnato, l'operatore dovrà acquistare sul mercato europeo un numero di crediti di emissione sufficiente a coprire la parte eccedente; viceversa se l'impianto considerato sta al di sotto dei limiti previsti può per la quantità di emissioni ancora disponibili vendere sul mercato europeo i crediti di emissione corrispondenti.

eventi non riconducibili alla forza maggiore, alla responsabilità dell'azione di terzi o ai distacchi programmati del carico (parliamo, pertanto, di situazioni direttamente riconducibili alla responsabilità del distributore).

All'interno di questo quadro non possiamo dimenticare che permangono rilevanti differenze tra il Nord del Paese e le regioni centro-meridionali (fig. 14), indipendentemente dal grado di concentrazione delle aree territoriali servite, e disparità consistenti si possono evidenziare anche laddove la rete elettrica risulta più efficacemente magliata.³⁹

Fig. 14 - Numero e durata in minuti delle interruzioni complessive per cliente alimentato in bassa tensione nelle regioni italiane (valori medi annui)

	2003			2004		
	numero interruzioni totali	durata interruzioni totali (minuti)	durata interruzioni per cause imputabili al distributore (minuti)	numero interruzioni totali	durata interruzioni totali (minuti)	durata interruzioni per cause imputabili al distributore (minuti)
Piemonte	2.2	92	57	2.3	134	57
Valle d'Aosta	1.3	71	60	1.0	80	27
Liguria	2.1	61	48	1.7	51	44
Lombardia	1.6	63	36	1.3	44	30
Trentino Alto Adige	4.1	211	76	2.7	72	41
Veneto	1.7	67	44	2.2	152	63
Friuli Venezia Giulia	1.7	80	53	1.8	53	36
Emilia Romagna	1.9	58	43	1.8	96	41
Toscana	2.4	76	55	2.3	87	56
Marche	2.0	65	54	1.7	50	43
Umbria	2.0	64	43	2.2	68	42
Lazio	2.9	107	85	2.8	97	78
Abruzzo	3.0	134	109	2.3	73	60
Molise	3.7	151	81	1.8	39	36
Campania	4.1	147	115	4.3	119	92
Puglia	2.8	123	72	2.4	80	56
Basilicata	3.4	152	81	2.2	52	45
Calabria	4.9	151	104	3.9	107	85
Sicilia	4.4	196	119	3.6	95	80
Sardegna	4.6	146	121	3.9	115	96
NORD ITALIA	1.9	73	45	1.8	88	44
CENTRO ITALIA	2.6	88	68	2.5	86	64
SUD ITALIA	4.0	154	105	3.4	97	77
ITALIA	2.7	104	70	2.5	91	59

fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (relazione annuale 2005)

Se consideriamo, invece, le cosiddette microinterruzioni della durata anche di pochi decimi di secondo, il quadro risulta decisamente più critico e non appare in linea con una politica di adeguata promozione della qualità del servizio e di tutela del consumatore⁴⁰ l'atteggiamento del regolatore del mercato elettrico, che dedica poca attenzione al fenomeno delle microinterruzioni spesso responsabili di vanificare, in particolare per le piccole-medie imprese, i risparmi faticosamente conseguiti con l'adesione ai consorzi d'acquisto dell'energia per operare sul mercato libero.

³⁹ In particolare nelle regioni settentrionali numerose segnalazioni di disservizi e lamentele provengono dalle utenze concentrate in prossimità dei grandi bacini lacustri (Garda, Iseo, Maggiore e Lario) in cui - come noto - si riscontra la maggiore densità media di scariche elettrostatiche legate ai fenomeni atmosferici.

⁴⁰ Ricordiamo che numerosi provvedimenti normativi recenti sia di fonte statale che regionale (come, ad esempio, la L.R. Lombardia n. 26 del 12 Dicembre 2003) sottolineano come l'erogazione dell'energia elettrica, date le caratteristiche peculiari del bene oggetto di fornitura, debba considerarsi a tutti gli effetti un servizio di pubblica utilità che deve essere assicurato senza discriminazioni (di sicurezza, di qualità, di durata della somministrazione, di prezzo e di informazione) legate alla localizzazione dell'utenza prevedendo addirittura forme di particolare tutela per le categorie svantaggiate nell'accesso all'interconnessione con la rete distributiva locale (tipicamente localizzate nelle aree a bassa concentrazione).

Sul fronte del livello qualitativo complessivo occorrerebbe monitorare più efficacemente, non solo nelle statistiche ufficiali ma anche nelle valutazioni periodiche dell'Autorità, i salti di tensione che talvolta si verificano al termine delle interruzioni, qualsiasi ne sia la causa responsabile, anche nel caso di fermi programmati dalle società di distribuzione per lavori di manutenzione preventivamente annunciati agli utenti: infatti, il superamento in più o in meno della soglia di tolleranza critica per la tensione di alimentazione può causare gravi conseguenze ai clienti come la bruciatura delle schede elettroniche degli impianti industriali o dei personal computer.⁴¹

Pur promuovendo la possibilità per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica di stipulare territorialmente accordi istituzionali in cui si assumono impegni più stringenti rispetto a quelli previsti dalla normativa nazionale di settore (si tratta, in altre parole, delle cosiddette Carte dei Servizi), gli obiettivi fissati per il periodo di regolazione 2004-2007 sia per quanto concerne il livello di qualità del servizio di somministrazione in generale (fig. 15) sia con riguardo agli aspetti commerciali (tempi medi di esecuzione lavori programmati e preavvisati, tempi medi di allacciamento dell'utenza alla rete di distribuzione locale, tempi medi di elaborazione di preventivi per l'attivazione della fornitura, tempi medi di risposta dei call center, ecc.) appaiono non sufficientemente realistici con riferimento non solo allo stato dell'arte ma anche alla propensione alla realizzazione di nuovi investimenti da parte degli esercenti in netto calo negli ultimi anni (fig. 16) e, ancora una volta, non prendono in considerazione le interruzioni di durata inferiore ai tre minuti.

Fig. 15 - Durata annua complessiva delle interruzioni lunghe senza preavviso (imputabili a altra causa) per cliente in BT per il periodo di regolazione 2004-2007

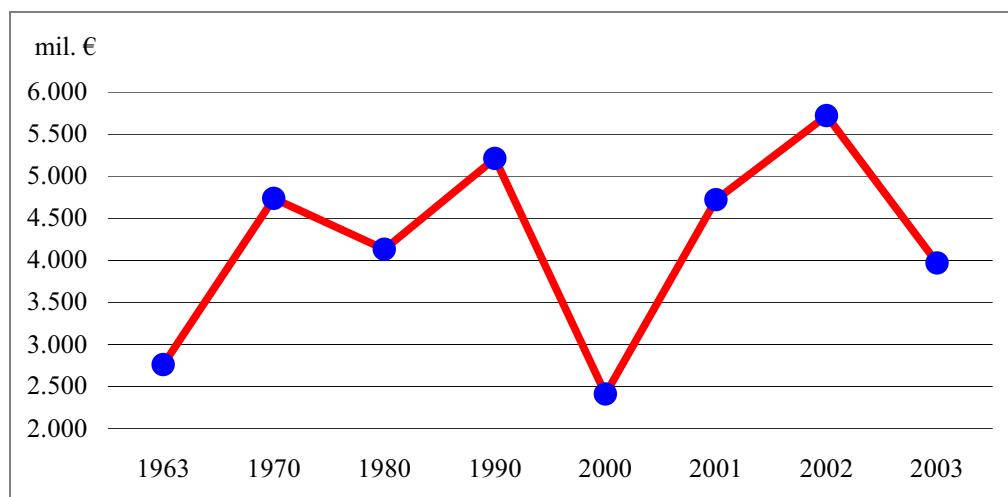
	Zona ad alta concentrazione (*)	Zona a media concentrazione	Zona a bassa concentrazione
Minuti/anno	25	40	60

(*) Una determinata zona del territorio nazionale si definisce:

- ad alta concentrazione se la popolazione > 50.000 abitanti
- a media concentrazione se la popolazione > 5.000 abitanti e < 50.000
- a bassa concentrazione se la popolazione < 5.000 abitanti

fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (2004) - allegato A delibera n. 04/2004

Fig. 16 - Andamento degli investimenti del Gruppo Enel (1963-2003)



fonte: Enel S.p.a.

Il meccanismo attualmente previsto, che remunera con addebito diretto sulle bollette di tutti gli utenti (componente UC6 degli oneri di sistema) i distributori che rispettano gli standard fissati dal regolatore per il quadriennio considerato e addebita loro penali se rimangono al di sopra dei limiti,⁴² appare assolutamente inadeguato e suscettibile di essere

⁴¹ In tal senso numerose segnalazioni sono pervenute alle associazioni territoriali confederate nel momento del ripristino del servizio di somministrazione dell'energia dopo l'attuazione del piano nazionale programmato di distacco del carico a rotazione per l'utenza diffusa da parte del GRTN lo scorso 26 Giugno 2003.

⁴² Non si tratta quasi mai di indennizzi diretti all'utente singolarmente penalizzato ma di corrispettivi ripartiti a vantaggio di tutto il sistema elettrico nazionale con riduzione della componente UC6 per la generalità dell'utenza secondo complessi meccanismi di calcolo stabiliti dalla AEEG anche se la recente delibera 247/04 introduce la novità

facilmente manipolato dall'operatore dominante: è, infatti, sulle relazioni annuali richieste agli esercenti e sui dati storici da loro trasmessi che l'Autorità elabora le statistiche ufficiali sulla qualità del servizio erogato e fissa gli obiettivi del quadriennio successivo, anche se i distributori inviano prima ai singoli clienti per obiettivo riscontro i dati sulle interruzioni subite nell'anno precedente.

Altro fattore che indubbiamente impatta, almeno nella percezione dell'utenza, sul livello qualitativo del servizio di somministrazione dell'energia ed assai poco considerato è legato all'indebolimento della struttura operativa deputata alla gestione dei rapporti commerciali dell'incumbent per effetto della riorganizzazione seguita all'avvio del processo di liberalizzazione del mercato elettrico.

In particolare, nelle aree del territorio nazionale caratterizzate da un'elevata densità di attività manifatturiere, sarebbe necessario poter fare affidamento su un contatto immediato e sicuro con il distributore locale per la tempestiva risoluzione di diversi aspetti problematici quali nuovi allacciamenti, aumenti di potenza impegnata contrattualmente, adempimenti amministrativi di varia natura, ecc.

Da questo punto di vista il tradizionale strumento del call center non appare certamente idoneo a fronteggiare le peculiarità del servizio necessario alle utenze industriali.

11. L'Acquirente Unico come fornitore di ultima istanza del mercato vincolato: un'anomalia tutta italiana

L'Acquirente Unico (AU), che opera sul mercato elettrico nazionale come un qualunque grossista con il ruolo istituzionale - previsto dalla legge - di approvvigionare l'energia elettrica necessaria alla fornitura delle utenze vincolate, potrebbe costituire un fattore in grado di alterare in modo anche rilevante le condizioni concorrenziali sul mercato elettrico nazionale e, conseguentemente, i prezzi finali dal momento che acquista circa 160 GWh/anno, pari al 50% del totale delle transazioni che avvengono sul mercato.

Ovvio che i prezzi che può ottenere chi rappresenta il 50% della domanda finale dovrebbero essere i migliori in assoluto rispetto agli altri operatori per il fatto che:

- si può sfruttare una leva dimensionale che è circa 10 volte quella del principale *competitor* con conseguenti vantaggi negoziali con i produttori/importatori di energia elettrica;
- il costo degli oneri di sbilanciamento è, per il motivo indicato al punto precedente, molto più contenuto rispetto a quello sopportato da altri operatori;
- si possono utilizzare strategie d'approvvigionamento e sfruttare coperture assicurative impensabili per i concorrenti;
- il rischio imprenditoriale associato alla gestione ordinaria è praticamente nullo in quanto si dispone di uno zoccolo duro di clientela finale costituito dal mercato delle utenze domestiche pari a 65 GWh/anno;
- non vengono sopportati costi commerciali e di promozione presso i clienti finali;
- disponibilità di informazioni sulle caratteristiche in termini di profilo di consumo dei clienti finali che gli altri operatori non possiedono.

La conclusione è che i prezzi migliori del mercato, se trascuriamo la fase della distribuzione e il comportamento strategico degli operatori di questa parte della filiera elettrica, dovrebbero essere proprio quelli espressi dal mercato vincolato con il forte rischio di vanificare il processo di liberalizzazione in atto ed indurre i consumatori che operano sul mercato libero ad un passo indietro.

E' di tutta evidenza l'anomalia del sistema elettrico italiano consistente nella creazione di una forte aggregazione protetta e sottratta alla concorrenza sul lato della domanda in contrasto con qualsiasi logica di liberalizzazione.

Certamente fattibile sarebbe l'applicazione immediata di alcuni interventi correttivi come, ad esempio, la limitazione del ruolo dell'AU a fornitore di ultima istanza del solo mercato delle utenze domestiche e la sottrazione della possibilità di sfruttare canali di approvvigionamento energetico più convenienti rispetto alla borsa elettrica quali, ad esempio, importazioni e energia CIP-6.

12. Quali prospettive per i consorzi appartenenti al sistema confederale?

Nella fase attuale del processo di costruzione del mercato libero dell'energia si pongono seri interrogativi sul ruolo che possono ancora giocare i consorzi di acquisto appartenenti al sistema confindustriale.

Sorti, infatti, in ottemperanza al vincolo normativo imposto nella prima fase della liberalizzazione del mercato, a partire dal 01 Maggio 2003 - con l'ulteriore abbassamento della soglia di idoneità a 100.000 KWh di consumo annuo - i consorzi non costituiscono più il canale di accesso obbligato al mercato libero per i clienti finali idonei.

A fronte di una apparentemente inarrestabile discesa dei risparmi proponibili alle imprese che operano sul mercato libero rispetto al tradizionale riferimento del mercato vincolato, si sta delineando negli ultimi mesi un progressivo e parallelo assottigliamento della catena che dal produttore porta all'utente finale: sempre più diffusamente i produttori elettrici si stanno strutturando con proprie società di vendita o reti di agenti commerciali in grado di raggiungere capillarmente tutto il territorio nazionale e formulare offerte a clienti di dimensioni sempre minori (in termini di

del meccanismo di indennizzo automatico per i clienti in media tensione che hanno subito interruzioni lunghe oltre la soglia massima prevista dalla AEEG purché i clienti medesimi siano provvisti di appositi dispositivi di protezione.

consumi annui) su cui riescono spesso anche a spuntare margini unitari di profitto superiori rispetto alle grandi utenze industriali.

Questo fenomeno dovrebbe produrre inevitabilmente un progressivo spiazzamento dei consorzi, specie con riferimento a quelli maggiormente strutturati, i cui costi di gestione vengono scaricati sui singoli soci.

Altro fattore indubbiamente da non trascurare è la tendenza degli operatori del mercato elettrico ad evitare di formulare offerte a punti di aggregazione eccessivamente consistenti in termini di domanda aggregata di energia perché, nel caso non riescano ad “accaparrarsi” tali clienti, corrono il serio rischio di trovarsi con notevoli pacchetti di energia invenduta da piazzare velocemente sul mercato anche con indubbi sacrifici sui margini.

Tuttavia è indubbio che le competenze tecniche e contrattuali, sviluppate attraverso l’esperienza dei consorzi, hanno consentito (e probabilmente sarà così anche nei prossimi mesi) alle imprese appartenenti al sistema confindustriale - ed, in particolare, a quelle medio-piccole - di conseguire economie di scala significative nell’approccio ad un mercato altamente complesso ed in continua evoluzione come quello elettrico.

I consorzi⁴³ hanno positivamente contribuito a far cogliere alle imprese di medio-piccole dimensioni tutti i vantaggi associati al processo di liberalizzazione del mercato favorendo anche politiche di sviluppo associativo e di consolidamento del rapporto tra impresa e associazione dal momento che rappresentano un valido punto di appoggio per orientarsi nella difficile scelta del fornitore di energia elettrica.

Inoltre, oltre a liberare gli imprenditori dal problema di dedicare persone e risorse interne all’ottimizzazione delle forniture energetiche, la presenza dell’associazione dietro l’iniziativa consortile costituisce una segnale di fiducia per l’azienda associata che in ogni caso confida che il proprio interesse venga tutelato al meglio perché altrimenti non avrebbe senso in termini associativi mantenere in piedi un consorzio d’acquisto.

Il ruolo dei consorzi sta pertanto diventando progressivamente sempre più politico: essi costituiscono lo strumento per tutelare e difendere gli interessi del piccolo-medio utente industriale.

13. Alcune proposte per la risoluzione delle principali criticità legate al processo di liberalizzazione del mercato elettrico

Pur non avendo alcuna pretesa di esaustività in merito alle problematiche evidenziate e nel convincimento di contribuire positivamente alla creazione di importanti sinergie e di un dialogo costruttivo tra mondo delle imprese e istituzioni responsabili della regolazione del settore energetico italiano (Ministero delle Attività Produttive, Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, Gestore del Mercato Elettrico), il presente documento vuole indicare alcune proposte concrete di intervento, in particolare su una prospettiva di breve periodo, su cui avviare un sollecito confronto con tutti gli attori interessati sia all’interno di Confindustria che con le autorità competenti.

Utilizzeremo la metodologia della tavola sinottica con note di chiarimento a margine e suddivideremo per comodità espositiva le proposte in alcuni grandi temi per evidenziare l’ambito di intervento diretto che di volta in volta si viene ad impattare.

⁴³ Attualmente le realtà consortili appartenenti al sistema confederale sono circa un centinaio e rappresentano un consumo di energia elettrica annuo superiore a 20.000 GWh (più o meno il 20% del mercato libero).

CAMPO D'INTERESSE	SEGNALAZIONE	OBIETTIVO	ALCUNE PROPOSTE PERVENUTE	TEMPI di ATTUAZIONE	INTERLOCUTORE	OSSERVAZIONI
SETTORE ELETTRICO	Incertezza normativa (delibere, ricorsi e sentenze)	Rendere gestibile la programmazione economica degli operatori	Snellire e razionalizzare la regolamentazione	Medio periodo	MAP, AEEG	Inviata nella primavera del 2005 una nota di Confindustria al MAP e per conoscenza all'AEEG
1. FORMAZIONE DEL PREZZO dell'ENERGIA per il MERCATO LIBERO	1.1 Incremento spropositato degli oneri connessi al dispacciamento rispetto al 2003 (dal 01 Aprile 2004)	Fare chiarezza sulla gestione dei "ricavi" derivanti dagli oneri percepiti dal GRN	Studiare le motivazioni alla base del raddoppio dei costi di dispacciamento	Immediato	AEEG, GRN	A partire dal mese di Agosto del 2004 c'è stato un rientro del costo del dispacciamento rispetto ai valori evidenziati nei primi mesi della borsa
			Allocare i costi di dispacciamento in relazione all'efficienza e alle responsabilità di generazione di costo degli operatori, responsabilizzando la domanda e premiando la buona capacità di programmazione	Immediato	AEEG	Già a partire dal 01/01/2005, con l'entrata in vigore del regime definitivo del mercato elettrico, si prevede un calcolo ed addebito degli oneri di dispacciamento in base allo sbilanciamento effettivo (delibera AEEG n. 168/03)
	1.2 Aumento ingiustificato dei costi dell'energia elettrica per il 2004 dovuto alla modifica del regime delle fasce di consumo	Annullare l'effetto negativo causato sui comparti produttivi dalla vigenza nel 2004 di due differenti regimi regolatori	Emanazione di un provvedimento che compensi il maggior onere sostenuto	Immediato/Breve periodo	AEEG	Il regime delle fasce orarie del 2005 è stato definito già prima della fine del 2004 e non presenta più le distorsioni evidenziate in precedenza. L'orientamento della AEEG per l'emanazione di un provvedimento compensativo è stato fortemente osteggiato dalla lobby dei produttori
	1.3 Aggravio dei costi programmati dovuto ai corrispettivi per i diritti di transito per contratti bilaterali e importazioni di energia elettrica	Eliminare l'applicazione dei diritti di transito alle importazioni o compensare la distorsione introdotta	Reinterpretazione del testo del Decreto 17.12.2003 "Modalità di assegnazione della capacità di import elettrico per l'anno 2004" per non applicare i corrispettivi per i diritti di transito alle importazioni	Immediato	MAP	La Del. 137/04 Autorità ha previsto un cap al corrispettivo unitario (2euro/MWh)

	1.6 Impatto dell'entrata in vigore del regolamento "Emission Trading"	Evitare il doppio onere per le aziende (diretto e indiretto)	Studiare dettagliatamente l'impatto finale	Breve periodo	MAP, Autorità	La Commissione UE non ha consentito l'attuazione di un piano nazionale di assegnazione delle quote di emissione flessibile ed aggiustabile ex post
2. FUNZIONAMENTO del MERCATO ELETTRICO	2.1 Anomalie ed inefficienza nella formazione dei prezzi di borsa e nel funzionamento del mercato elettrico con forti derive di prezzo (oligopolio dell'offerta e rigidità della domanda)	Migliorare trasparenza e tempestività delle informazioni e favorire la simmetria informativa tra gli operatori	Rendere pubbliche informazioni e dati che riguardano il mercato (a.e. indisponibilità impianti, combustibile impianto marginale, idraulicità, temperature, andamento del mercato dei servizi di dispacciamento)	Immediato	AEEG, GRTN	Inviata nella primavera del 2005 una nota di Confindustria al MAP e per conoscenza all'AEEG
	Responsabilizzare la domanda di energia elettrica	Partecipazione attiva della domanda in Borsa evitando il passaggio tramite GRTN	Immediato	AEEG, GRTN, GME	La possibilità per la domanda di partecipare direttamente in Borsa è stata attivata il 31/12/2005 (delibera AEEG 168/03)	
	2.2 Scarsità dell'offerta di energia elettrica, della sua competitività ed incertezza sui prezzi nel medio periodo	Disporre di prezzi di riferimento per i contratti bilaterali di approvvigionamento di energia ed ottenere benefici sul prezzo finale	Attuazione dei "Titoli di Efficienza Energetica" per dare un segnale sull'uso razionale dell'energia	Medio/lungo periodo	AEEG	Il mercato dei certificati bianchi (TEE) è ufficialmente partito dal 01/01/2005
	Incrementare la concorrenza nell'offerta di energia affinché i prezzi di borsa rispecchino i reali costi di produzione	Motivare l'operatore dominante a cedere energia a termine e favorire la creazione di un mercato a termine dell'energia (maggiore liquidità al mercato)	Breve/Medio periodo	Enel, MAP, AEEG	La AEEG su proposta anche di Confindustria ha avviato la consultazione "Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica tese alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato (Virtual Power Plant o VPP)"	
		Costituire e mantenere collaborazioni e gruppi di lavoro	Medio/lungo periodo	AEEG, GRTN, GME		

		Diversificare l'approvvigionamento di energia elettrica	Promuovere lo sviluppo di <i>Merchant Lines</i> e incentivare la microgenerazione	Medio/lungo periodo	AEEG, GRTN	Il MAP dovrebbe a giorni emanare un decreto volto a promuovere lo sviluppo delle merchant lines mentre la microgenerazione è incentivata solo in caso di cessione dell'energia elettrica eccedente le esigenze di autoconsumo a favore del GRTN
3. MERCATO della CAPACITA' di GENERAZIONE	3.1 Entrata in vigore dello schema a regime di remunerazione della capacità	Mercato della capacità efficiente e non discriminatorio	Da elaborare, sulla base di valutazioni sugli studi già avviati sulla remunerazione della capacità nel Sistema Italia	Immediato/breve periodo	MAP, AEEG, GRTN	La AEEG ha messo in consultazione il documento "Sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica di cui all'articolo 1 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379: criteri e condizioni" prorogando poi i termini e non adottando ancora nessun provvedimento specifico
4.1 Annullamento dei benefici economici del CIP6 a causa dell'indicizzazione del 50% del suo costo al prezzo di borsa da luglio 2004	Mantenere gli strumenti in essere volti alla calmierazione dei prezzi dell'energia	Eliminare l'indicizzazione almeno fino a che il mercato non funzionerà in modo più trasparente	Immediato	MAP, AEEG	MAP, AEEG	
4.2 Rischio di abolizione degli incentivi sull'energia CIP6	Mantenere gli strumenti in essere volti alla calmierazione dei prezzi dell'energia	Mantenere l'attuale sistema di incentivi	Immediato	MAP, AEEG	MAP, AEEG	
4.3 Annullamento dei benefici connessi alle importazioni per l'applicazione di Regole di allocazione differenti (dal 2005)	Mantenere gli strumenti in essere volti alla calmierazione dei prezzi dell'energia	Definizione di regole entro il 30 settembre ed espletamento delle procedure entro il 15 novembre	Immediato	MAP, AEEG	MAP, AEEG	Inviata nella primavera del 2005 una nota di Confindustria al MAP e per conoscenza all'AEEG
4. INCENTIVI al MERCATO LIBERO	Mantenere gli strumenti in essere volti alla calmierazione dei prezzi dell'energia	Attenuare l'applicazione del regolamento "cross border e massimizzare il quantitativo di energia importabile a disposizione del mercato libero	Breve periodo	MAP	MAP	Inviata nella primavera del 2005 una nota di Confindustria al MAP e per conoscenza all'AEEG

5. QUALITA' del SERVIZIO	5.1 Problemi di continuità del servizio di somministrazione in media ed alta tensione (microinterruzioni)	Elaborare una Carta dei servizi di distribuzione più stringente rispetto a quella definita dall'Autorità	Istituire tavoli di lavoro tra Unioni Industriali e distributori locali	Medio periodo	AEEG, Distributori	
	5.2 Disservizi per le operazioni tecniche e amministrative di Enel Distribuzione	Assicurare la reperibilità in tempi ragionevoli di un interlocutore affidabile agli utenti industriali	Riconsiderare la struttura operativa di Enel Distribuzione	Medio periodo	Enel Distribuzione	