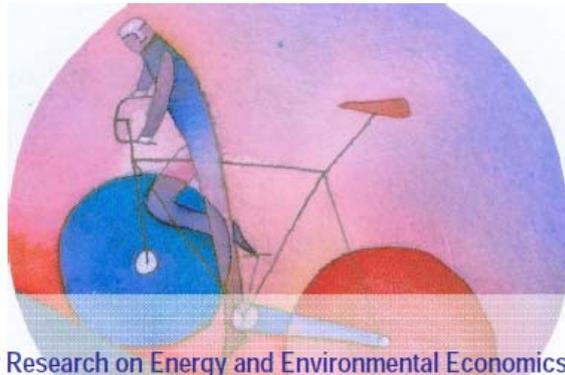


Bocconi

IEFE

Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy



Research Report Series – ISSN 2036-1785

**La generazione di energia elettrica in Italia
a 10 anni dal Decreto Bersani
Risultati raggiunti e agenda futura**

*Federico Boffa, Guido Cervigni, Annalisa D’Orazio,
Diego Piacentino, Clara Poletti and Simone Spalletta*

Research Report n. 7

***IEFE - The Center for Research on Energy and Environmental
Economics and Policy at Bocconi University
via Guglielmo Röntgen 1, I-20136 Milan
tel. +39.02.5836.3820 – fax +39.02.5836.3890
www.iefe.unibocconi.it – iefe@unibocconi.it***

This report can be downloaded at: <http://www.iefe.unibocconi.it>

Federico Boffa (Università di Macerata)
Guido Cervigni (IEFE-Bocconi)
Annalisa D'Orazio (IEFE-Bocconi)
Diego Piacentino (Università di Macerata)
Clara Poletti (IEFE-Bocconi)
Simone Spalletta (IEFE-Bocconi)

Financial support from ASSOELETTRICA is gratefully acknowledged.

Executive summary

Le condizioni di contesto hanno aiutato la liberalizzazione del settore elettrico negli anni '90

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico, delineato dal legislatore italiano nella seconda metà degli anni '90, si è sviluppato in un contesto settoriale favorevole alla riduzione dell'intervento diretto dello Stato, con il trasferimento al settore privato delle decisioni di sviluppo del parco impianti e dei rischi a ciò associati.

Il sentiero degli investimenti produttivi da realizzare sembrava chiaramente individuato e puntava su una tecnologia consolidata, con rischio tecnologico basso e con tempi di costruzione relativamente contenuti: quella dei cicli combinati a gas (CCGT). Lo spostamento del parco di generazione verso il gas era, inoltre, in linea con gli obiettivi di miglioramento delle performance ambientali del parco. D'altro canto, anche i primi interventi di apertura della generazione di energia elettrica ai produttori privati, tra cui ad esempio la Legge 9/91, già all'inizio degli anni '90 avevano sostenuto lo sviluppo di nuova capacità alimentata a gas. Era, inoltre, ormai chiaro che gli impianti ad olio non avrebbero potuto rappresentare la soluzione del futuro. Anche nucleare e carbone, per ragioni diverse, non sembravano vie percorribili in Italia in quegli anni.

Anche sul fronte delle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica ci si trovava in una situazione di relativa maturità, con una rete ormai ben sviluppata in tutto il Paese. Vi era, infatti, una percezione di sostanziale adeguatezza della capacità di trasmissione esistente ed una certa fiducia nella possibilità di espanderla in tempi relativamente brevi.

Il settore ha potuto dunque muoversi in un contesto di relativa prevedibilità del futuro, almeno nella percezione degli investitori, senza il peso della realizzazione d'imponenti investimenti in infrastrutture o in grandi impianti di produzione. Come vedremo più avanti, queste condizioni sono oggi venute meno per diverse ragioni. Il futuro pone quindi delle sfide importanti, sia al politico che al regolatore di settore.

La transizione verso il mercato si è rivelata complessa

E' in questo contesto che nel 1999, con il cosiddetto decreto Bersani, si è delineata la nuova struttura del settore e si è concretamente avviata la transizione. L'effettiva liberalizzazione del settore elettrico, con l'attivazione dei meccanismi di mercato e la definizione del quadro regolatorio di supporto, ha tuttavia richiesto un periodo di tempo più lungo del previsto. Periodo di tempo durante il quale si è compreso che, contrariamente a quanto ci si sarebbe potuto in prima approssimazione immaginare, l'attuazione del processo di liberalizzazione avrebbe richiesto non solo una modifica ma anche un importante arricchimento del quadro di regole a governo del sistema.

I primi sette anni successivi al decreto Bersani hanno rappresentato un periodo di assestamento in cui diverse distorsioni, sia strutturali che regolatorie, hanno pesantemente influenzato il funzionamento del mercato. Basti ricordare che dal 1999 fino all'aprile del 2004, in assenza di un valore di mercato trasparente, il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica da applicare ai clienti che non potevano o non volevano cambiare fornitore è stato fissato dall'Autorità di regolazione sulla base di un criterio di tipo "cost plus".

Negli stessi anni le dinamiche concorrenziali nell'offerta sono state influenzate dalla presenza di meccanismi di gestione della transizione, quali il meccanismo di compensazione dei cosiddetti "Stranded costs" e quello di estrazione della "rendita idroelettrica". Anche la messa a punto di procedure di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata, nonché di gestione dei dati in un mercato con una molteplicità

di soggetti sia dal lato dell'offerta che da quello della domanda è stata lunga e difficoltosa. Si può, anzi, notare come la definizione dei sistemi informativi a supporto del mercato sia uno dei tasselli ancora in fase di assestamento nel sistema elettrico italiano.

L'avvio della Borsa elettrica ha segnato una svolta

Un importante passo in avanti verso l'attuazione dei meccanismi di mercato è stato l'avvio della Borsa elettrica gestita dal Gestore del Sistema Elettrico (GME), nell'aprile del 2004, a valle di un lungo periodo di confronto tra istituzioni e rappresentanti del settore. A partire dal 2005, con la partecipazione attiva della domanda, il mercato organizzato del GME ha consentito di dare agli operatori un segnale di prezzo chiaro e significativo. Questo è stato possibile anche grazie al fatto che l'Acquirente Unico si è sempre approvvigionato in Borsa per un'ampia quota del proprio fabbisogno. Ciò ha consentito di mantenere la liquidità del più importante mercato del GME, il Mercato del Giorno Prima, a livelli prossimi al 60%.

La presenza di un segnale di prezzo orario rappresentativo ha, tra l'altro, consentito di sviluppare più agevolmente strumenti finanziari di copertura dal rischio prezzo. I cosiddetti "contratti bilaterali fisici" hanno nel tempo perso rilevanza quale strumento di copertura e la compravendita di energia elettrica è diventata sempre meno legata all'attività fisica di produzione e consumo in un determinato punto. Questo è avvenuto anche grazie al miglioramento del quadro regolatorio. Nel tempo sono stati, infatti, introdotti nuovi elementi che hanno aumentato la versatilità e l'efficienza del mercato e delle procedure di settlement.

Gli "istituti" del mercato appaiono oggi ben sviluppati. Gli operatori hanno a disposizione una molteplicità di piattaforme, il cui utilizzo si sta espandendo rapidamente, su cui effettuare transazioni, anche a termine. Si osserva anche una maggiore integrazione con i mercati esteri. Tale fenomeno sarà anche più marcato in futuro, grazie alle attuali policy europee d'integrazione dei mercati (cosiddetto

market coupling). Si è dunque fatta molta strada rispetto agli anni in cui le esportazioni dall'Italia verso i paesi confinanti non erano neppure regolate in maniera strutturata. In questo processo d'integrazione dei mercati europei hanno giocato un ruolo importante sia il regolatore, che ha operato attivamente nelle sedi internazionali per l'attuazione di sistemi di mercato efficienti nell'allocazione della capacità di interconnessione, sia il Gestore del Mercato Elettrico, che ha contribuito a mettere a punto i meccanismi per l'attuazione del nuovo assetto.

La crescita degli investimenti ed il rinnovo del parco di generazione

Il mercato liberalizzato ha attratto investimenti in capacità produttiva, con effetti significativi sui margini di riserva e sull'impatto ambientale del parco di generazione.

Gli investimenti sono stati significativi soprattutto per quanto riguarda la capacità di generazione termoelettrica, che è cresciuta di 19.000 MW, e si sono concentrati prevalentemente nella seconda parte del periodo analizzato. Tra il 2004 e il 2009 la capacità termoelettrica installata è aumentata in media di quasi 3.000 MW all'anno – al netto delle dismissioni – contro i circa 600 MW del quadriennio precedente.

Nel parco termoelettrico complessivo (convenzionale e biotermoelettrico) è da segnalare la crescita significativa degli impianti in cogenerazione, la cui potenza lorda è raddoppiata dal 2000 al 2009. Nel 2000 la capacità cogenerativa era infatti di circa 12.000 MW e rappresentava il 22% degli impianti dell'intero parco (la cui potenza lorda ammontava a poco più di 56.000 MW). Nel 2009 la loro quota è salita al 32%, raggiungendo i 24.400 MW. Nell'ultimo decennio si è assistito inoltre ad un significativo aumento della generazione da fonti rinnovabili, spinta dalle politiche di sostegno sviluppate in linea con le direttive europee.

Va tuttavia sottolineato che non tutti gli investimenti realizzati dopo il D.lgs. 79/1999 di liberalizzazione del mercato elettrico sono stati l'esito naturale di dinamiche di mercato. Infatti, nonostante l'incremento della capacità di generazione si sia concentrata nella seconda metà del decennio, una quota non

irrilevante degli investimenti è stata imposta dal legislatore nell'ambito del piano di dismissione delle GENCO e del connesso programma di riconversione a ciclo combinato di alcuni impianti¹. Se a questi ultimi aggiungiamo le decisioni di investimento influenzate dalle politiche pubbliche di promozione (impianti in cogenerazione e rinnovabili) è possibile affermare che gran parte degli investimenti è stata indipendente dall'interazione concorrenziale nel mercato.

Questo intenso programma d'investimento, grazie in particolare all'entrata in esercizio di cicli combinati a gas (CCGT), ha portato negli ultimi dieci anni ad un ragguardevole miglioramento dell'efficienza media del parco di generazione termoelettrico, tra i più alti dell'Unione Europea. Dal 40,5% del 2000 si è passati ad un valore medio del 51% nel triennio 2007-2009.

Lo spostamento verso il gas naturale ed i miglioramenti di efficienza si sono inoltre tradotti in una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra: dal 2000 al 2008 le emissioni per unità di produzione degli impianti termoelettrici sono diminuite del 17% circa.

A dieci anni dall'avvio della liberalizzazione si può dunque osservare che, seppure con tempi relativamente lunghi e con difficoltà, i principali elementi del disegno iniziale hanno trovato una loro realizzazione. Anche la struttura del settore si è evoluta secondo logiche di mercato.

Gli elementi di discontinuità

Le condizioni di contesto sopra descritte stanno venendo meno ed è, dunque, il momento di riflettere sul percorso di sviluppo futuro che si intende seguire. Per la comprensione delle dinamiche prospettiche del settore è importante riconoscere gli elementi di discontinuità rispetto al passato che stanno ormai emergendo con evidenza. Alcuni di questi sono peculiari dell'Italia, mentre altri sono comuni a

¹ Nel 2003 sono stati ultimati i lavori di conversione a ciclo combinato per un'unità della Centrale di Ostiglia (Endesa Italia S.p.A) e per due unità della Centrale del Sermide (Edipower S.p.A.). Enel Produzione S.p.A. ha riattivato due unità della Centrale di Priolo Gargallo, un'unità a Pietrafitta e un'altra a La Casella.

molti altri mercati europei. Oggi i settori elettrici in Europa sono infatti in una fase di forte evoluzione e questo potrebbe mettere in crisi il modello organizzativo adottato al momento della liberalizzazione.

Da un lato si assiste ad una riassunzione di responsabilità da parte delle istituzioni pubbliche nelle scelte di investimento, con riferimento sia alla struttura dell'offerta che alle infrastrutture di trasporto. Dall'altro, la previsione d'imponenti investimenti incrementali in nuove tecnologie ad alta intensità di capitale, quali la "Carbon Capture and Sequestration" (CCS) o le cosiddette "smart grid", sta cambiando le priorità del policy maker: non più recuperi di efficienza di breve periodo nell'utilizzo delle risorse, ma piuttosto contenimento del costo del capitale investito. A questo si affianca la previsione di un aumento significativo della quota di produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili soggetti a regolazione. Tutto ciò potrebbe spingere verso una modifica dei meccanismi di funzionamento dei mercati.

Nell'affrontare il contesto dinamico ed incerto che ci prospetta nel prossimo decennio è sì necessario guardare avanti, facendo tuttavia tesoro dell'esperienza maturata dall'avvio della liberalizzazione. L'analisi mette, infatti, in luce alcuni punti di attenzione che devono essere affrontati.

I nodi da affrontare: il mercato del gas naturale

Un primo nodo da affrontare è quello del mercato del gas e del suo impatto sul funzionamento del mercato elettrico. Gli investimenti realizzati negli ultimi dieci anni hanno modificato la struttura dell'offerta, con un ulteriore aumento della produzione a gas – la cui quota sulla produzione termoelettrica non rinnovabile è passata dal 47% del 2000 al 66% del 2008 – ed una riduzione importante dei prodotti petroliferi – dal 39% al 13%. Anche la produzione da impianti a carbone ha aumentato la propria quota, sebbene in misura più contenuta (dal 12% al 17%).

I combustibili fossili continueranno ad avere un peso molto importante nella generazione nazionale anche nel prossimo decennio, malgrado le politiche per la

sostenibilità e l'avvio del programma nucleare. Tra questi la quota più importante continuerà ad essere coperta dal gas naturale, che nel 2008, quando i consumi di energia hanno raggiunto il massimo storico, è arrivato a contribuire per il 54% al totale della produzione elettrica, nel 2000 era al 35%. Secondo gli scenari delineati dalla Commissione Europea, al 2020 circa due terzi dell'energia elettrica totale dovrebbe essere prodotta con combustibili fossili e la quota del gas non dovrebbe scendere sensibilmente al di sotto del 50%.

Le dinamiche del mercato del gas, che già negli ultimi dieci anni hanno inciso pesantemente sui costi di produzione dell'energia elettrica, rimarranno dunque centrali. In particolare, per un efficiente funzionamento dei mercati elettrici sarà innanzitutto necessario assicurare condizioni concorrenziali di approvvigionamento del gas, con un segnale di prezzo di breve termine. Anche i meccanismi regolatori dovranno assicurare una corretta valorizzazione della materia prima nel tempo e nello spazio. Le riforme recentemente avviate dal Governo e dall'Autorità sulla borsa gas, da un lato, e sulla regolazione dei servizi di trasporto e bilanciamento, stoccaggio e distribuzione, dall'altro, sono tasselli indispensabili che avrebbero dovuto essere affrontati già da molto tempo e che non è possibile rimandare ulteriormente.

I nodi da affrontare: insufficiente coordinamento tra generazione e capacità di trasporto

Un ulteriore elemento di attenzione emerso dall'analisi delle dinamiche di mercato degli ultimi dieci anni riguarda il coordinamento tra lo sviluppo della rete e quello della capacità di generazione. La liberalizzazione del mercato elettrico ha portato, infatti, importanti novità nella pianificazione e realizzazione degli investimenti infrastrutturali per il trasporto dell'energia. Nel precedente assetto integrato un solo soggetto, Enel, decideva in maniera coordinata lo sviluppo della generazione e della rete, sulla base delle previsioni di evoluzione della domanda. Ciò non implicava necessariamente un coordinamento ottimale tra generazione e trasporto

dal punto di vista del sistema, ma consentiva per lo meno una gestione integrata dei piani di investimento. In seguito alla separazione della filiera e all'apertura del mercato alla concorrenza questo coordinamento naturale è venuto meno, a fronte di programmi di sviluppo della capacità di generazione molto più incerti, in quanto frammentati tra una molteplicità di soggetti produttori.

Le implicazioni di questo importante cambiamento di contesto sono state tuttavia sottovalutate dal policy maker, fino a quando il rapido sviluppo della capacità produttiva ha fatto emergere in maniera evidente il problema. D'altro canto gli stessi operatori per molto tempo hanno faticato ad accettare soluzioni organizzative che riconoscessero l'esigenza di allocare secondo criteri di mercato la capacità di trasporto, in caso di scarsità. Le criticità derivanti dall'insufficiente coordinamento tra generazione e trasporto si sono sovrapposte a problemi più generali connessi con la valutazione della redditività attesa degli investimenti da parte degli operatori, in un contesto di mercato ancora relativamente immaturo ed in cui per la prima volta il prezzo dell'energia elettrica prodotta variava sensibilmente sia nello spazio che nel tempo. D'altro canto i sensibili ritardi nell'adeguamento della rete di trasmissione registrati soprattutto nella prima metà del periodo, tra il 2000 ed il 2005, hanno gravato sul sistema.

Alcuni interventi hanno negli anni contribuito ad alleviare il problema dello sviluppo infrastrutturale; tra questi la fusione tra la società proprietaria delle reti (Terna Spa) e l'operatore di sistema (Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa - GRTN), che ha consentito d'internalizzare in un unico soggetto le scelte di sviluppo, manutenzione e gestione della rete. La fusione ha inoltre coinciso con la separazione proprietaria fra Enel e Terna, completatasi nel 2005 con la vendita della quota di maggioranza relativa di Terna alla Cassa Depositi e Prestiti.

Di fronte a situazioni di criticità derivanti da un'evoluzione non coordinata del sistema la tentazione è stata a volte quella di socializzare il costo del mancato coordinamento. Esempio in questo senso il caso della zona Nord, che si è

concluso con la decisione di non separare il Nord in due zone distinte, sebbene Terna avesse rilevato una congestione strutturale interna alla zona Nord. In quel frangente molti operatori hanno difeso il mantenimento dello status quo, con un'unica zona Nord, rilevando di avere modulato gli investimenti in generazione sulla base delle aspettative di evoluzione della rete desumibili dal Piano di Sviluppo di Terna del 2003.

Altri esempi concreti di criticità connesse, da un lato, con la programmazione da parte degli operatori degli investimenti in generazione in un contesto di mercato e, dall'altro, con lo sviluppo coordinato della capacità di trasporto, sono quello dell'eccesso di capacità a gas realizzata nella zona Sud – in particolare in Calabria - e quello delle difficoltà di dispacciamento degli impianti eolici in Puglia, descritti nel capitolo 4.

Negli anni si sono posti rimedi puntuali a problemi specifici di sviluppo della rete, ma la questione ancora non è stata affrontata in maniera strutturata. Ne sono prova i dibattiti accessi che puntualmente animano il settore tutte le volte che sono proposte modifiche delle zone geografiche o che alcune parti di rete diventano più congestionate a causa di un inadeguato o ritardato sviluppo dell'infrastruttura di trasporto rispetto alla generazione.

Nel quadro normativo attuale il generatore è esposto al rischio che la dimensione del mercato su cui opera e l'insieme dei generatori con cui concorre si modifichino radicalmente per effetto di cambiamenti nella configurazione zonale del mercato. Questa possibilità pone in capo ai generatori un rischio assai elevato, rispetto al quale non solo non vi è possibilità di copertura, ma anche le possibilità di previsione e valutazione dell'impatto sono estremamente limitate. La redditività di investimenti con vita economica di 20 o 30 anni può modificarsi radicalmente, anche dopo poco tempo dalla loro realizzazione, a causa ad esempio dell'abbandono di investimenti in capacità di trasmissione previsti al momento dell'investimento, del ritardo nella realizzazione o anche solo di modifiche nelle

logiche di gestione della rete. E' prevedibile che il costo di questa incertezza si traduca in un tasso di rendimento richiesto per attrarre l'investimento nel settore della generazione più alto di quello che sarebbe altrimenti. Ciò si traduce in prezzi maggiori dell'energia elettrica.

Ignorare le congestioni strutturali della rete e la loro dinamica temporale non rappresenta tuttavia una soluzione percorribile, in quanto troppo onerosa per i consumatori. Va dunque identificata una soluzione alternativa. E' inoltre importante che la questione venga affrontata a monte, con un cambiamento strutturale della regolazione dei diritti di utilizzo della rete da parte dei produttori. Un possibile approccio al problema potrebbe, ad esempio, essere la definizione e l'assegnazione di diritti d'utilizzo della capacità di trasmissione di lungo periodo, con una durata coerente con la vita economica dell'investimento in capacità di generazione. La proprietà di tali diritti coprirebbe i generatori dai rischi collegati all'evoluzione del sistema di trasporto. L'ammontare di diritti assegnati dovrebbe essere commisurato all'effettiva capacità di trasporto ed il loro prezzo dovrebbe essere determinato in modo da dare ai produttori segnali di localizzazione corretti. La disponibilità di diritti di trasporto aggiuntivi, risultante dagli investimenti di Terna, guiderebbe la localizzazione della nuova capacità di generazione.

La definizione e l'allocazione di diritti di trasporto di lungo termine potrebbe inoltre costituire la base per un efficace meccanismo di incentivazione di Terna, che dovrebbe assicurare ai produttori l'esercizio del proprio diritto.

Un tale sistema fornirebbe certezza ai titolari dei diritti di trasmissione e spingerebbe Terna a decidere in modo efficiente tra l'investire in nuova capacità di trasmissione e il sostenere costi di redispatching. Qualora lo sviluppo del sistema di trasmissione rendesse possibile l'emissione di un numero di diritti ulteriore, rispetto a quello concordato tra Terna e il regolatore, potrebbe essere consentito a Terna, con finalità incentivanti, di appropriarsi del corrispondente

valore - nella forma di una quota della rendita da congestione oppure dei ricavi risultanti dalla vendita dei diritti ulteriori.

I nodi da affrontare: l'impatto dell'energia incentivata sul funzionamento dei mercati

Dall'inizio degli anni 2000 si è registrata una crescente importanza delle politiche pubbliche nel determinare gli esiti dei mercati, a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili e della cogenerazione. L'analisi dettagliata della regolazione di queste fonti è un tema di grande attualità, che tuttavia esula dall'ambito del presente lavoro. In una valutazione generale delle dinamiche del mercato all'ingrosso non si può però prescindere dall'impatto che questi hanno avuto sul funzionamento del mercato stesso. In particolare, il sistema ETS e il sistema dei Certificati Verdi hanno contribuito ad aumentare i costi di generazione delle unità di produzione termoelettriche, modificando i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ed il valore relativo delle diverse tecnologie di offerta.

Nel valutare questa dinamica di prezzo e di costo è necessario tenere presente che la modifica dei costi di produzione è un elemento portante degli strumenti di mercato per la correzione di esternalità ambientali. L'obiettivo di tale famiglia di strumenti è proprio quello di far sostenere a chi genera l'esternalità ambientale (ad esempio a chi emette gas ad effetto serra) un onere pari al costo che queste esternalità comportano per la collettività. Ciò, ad esempio nel caso dei gas serra, dovrebbe indurre una riduzione delle emissioni o attraverso una riduzione della produzione delle unità inquinanti, o attraverso l'investimento in tecnologie opportune.

L'aumento dei costi e, di conseguenza, dei prezzi, per lo meno nel breve periodo, rappresenta dunque in qualche misura un portato naturale di questi strumenti e risponde al principio generale "chi inquina paga". Tuttavia, questa valutazione preliminare richiede dei *caveat*. Ad esempio, l'impatto dei CV sui prezzi dell'energia elettrica dipende dalle modalità scelte dal legislatore per il recupero

degli oneri connessi con tale meccanismo. Più precisamente, dipende dalla scelta dei soggetti su cui ricade l'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi: produttori o consumatori. Nel caso in cui, come oggi in Italia, l'obbligo di acquisto ricada sui produttori, l'acquisto del CV va ad aumentare il costo di produzione delle unità marginali nel mercato, incidendo direttamente sui prezzi all'ingrosso. Nulla garantisce tuttavia che le variazioni dei prezzi dell'energia elettrica che ne derivano siano commisurate all'esternalità ambientale che si sta cercando d'internalizzare.

Un secondo punto di attenzione riguarda la creazione di posizioni di rendita che sistemi tipo ETS e CV possono far sorgere nel sistema a vantaggio di alcune tecnologie di offerta. Questo è possibile perché alcune risorse sono scarse e non possono essere aumentate. L'aumento del prezzo marginale si traduce dunque in un vantaggio strutturale per queste fonti, che non può essere appropriato da nuovi produttori attraverso il normale processo di entrata. È questo il caso, ad esempio, dei grandi impianti idroelettrici. Questo è un punto che tornerà prepotentemente nel dibattito in occasione dell'imminente rinnovo delle concessioni idroelettriche.

Anche gli impianti di cogenerazione (CHP) hanno beneficiato di condizioni di favore. Con riferimento a questa tecnologia, osserviamo incidentalmente come la regolazione abbia indotto un utilizzo non ottimale degli impianti, attraverso la valorizzazione preferenziale della produzione elettrica rispetto al calore. L'aumento considerevole della capacità produttiva non si è dunque tradotto in un reale incremento di efficienza energetica degli usi finali. A fronte di un'efficienza complessiva degli impianti CHP dell'85% (che arriva al 90% per impianti CCGT), gli impianti italiani nel 2009 hanno registrato un'efficienza del 60%. Il calore utilizzato per consumi finali (industriali o civili) è addirittura diminuito negli ultimi 10 anni passando dal 31% nel 2000 al 20% nel 2009.

La risoluzione di alcune delle problematiche sopra citate è stata avviata dai recenti sviluppi normativi, con il decreto legislativo del dicembre 2010, molto resta tuttavia da fare.

I nodi da affrontare: i meccanismi di remunerazione della capacità in un mercato liberalizzato

Il cambiamento netto delle condizioni di contesto sta portando al centro del dibattito la questione dei meccanismi di remunerazione della capacità in un mercato liberalizzato.

Questo è un tema a cui dall'avvio della liberalizzazione ad oggi si è data poca rilevanza. In effetti, negli anni successivi alla liberalizzazione la struttura di mercato ancora molto concentrata ha favorito un vivace processo di entrata di nuovi operatori, tipico di mercati caratterizzati dalla presenza di potere di mercato. La struttura del settore risultante dalle cessioni, ha dato luogo ad un modello di interazione concorrenziale con un operatore dominante e tanti competitori di dimensioni sensibilmente inferiori. Ciò ha consentito per un certo periodo ai nuovi entranti di beneficiare di un sistema protetto in termini di redditività, in tal modo attivando un ciclo di investimenti in nuova capacità produttiva. Come si è visto, l'apertura del mercato attraverso il processo di entrata si è nella realtà rivelata onerosa in termini di investimenti e lenta in termini di impatto reale sulla concorrenza. Un approccio più aggressivo nella fase di cessione avrebbe forse agevolato uno sviluppo più rapido delle dinamiche concorrenziali e forse indotto un processo di entrata meno caotico. D'altro canto l'entrata della nuova capacità produttiva ha posto in secondo piano eventuali preoccupazioni circa l'adeguatezza del sistema.

Oggi le condizioni sono cambiate ed il problema della remunerazione della capacità è percepito come più pressante. Non tanto perché ci siano segnali di scarsità ed inadeguatezza della capacità oggi disponibile, che anzi assicura margini di riserva molti elevati, ma piuttosto perché è emersa una maggiore consapevolezza dei rischi connessi con la remunerazione degli investimenti basata prevalentemente sulla vendita di energia elettrica nei mercati a breve termine (spot o bilaterali).

Come evidenziato nei capitoli precedenti, il rinnovamento del parco di generazione ha dato luogo, in Italia ad una curva di costo marginale di sistema “piatta”, che riflette un costo marginale di generazione sostanzialmente costante – in particolare pari al livello degli impianti CCGT – su un ampio intervallo di livelli di produzione.

In ipotesi concorrenziali, come è noto, la curva di costo marginale di sistema coincide con la curva di offerta e il prezzo di mercato risulta pari al costo marginale di sistema. Pertanto, in presenza di una curva di offerta piatta su ampi tratti, il prezzo di mercato coincide con il costo variabile di un impianto CCGT in un numero assai elevato di ore dell’anno.

Anche nell’ipotesi che il dimensionamento del parco di generazione sia ottimale, in presenza di una curva di offerta piatta la copertura di una parte elevata dei costi fissi di generazione avviene nel ridotto numero delle ore dell’anno in cui la capacità disponibile è scarsa rispetto alla domanda, nelle quali si determinano prezzi assai elevati.

Si tratta di una situazione assai rischiosa per i generatori, dato che modeste variazioni delle condizioni del sistema possono impattare significativamente sul numero di ore di scarsità. Inoltre, imperfezioni di varia natura (regolatorie, nel comportamento del dispacciatore, nei meccanismi di mitigazione dell’esercizio di potere di mercato ...) possono impedire che le situazioni di scarsità si traducano in prezzi adeguatamente elevati da consentire la copertura dei costi fissi. In questo senso la presenza di un sistema di *capacity payment* ben disegnato e stabile può costituire uno strumento cruciale per garantire l’adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo.

In secondo luogo, il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni prefigura una situazione in cui l’esistenza di una quota crescente della capacità di generazione sarà direttamente o indirettamente determinata da decisioni pubbliche, tipicamente nella forma di meccanismi di incentivazione. La nostra analisi ha

evidenziato l'impatto sulla curva di offerta italiana dell'intervento pubblico a sostegno della produzione da fonti rinnovabili. Per altro, avrebbe effetto analogo lo sviluppo della capacità di generazione nucleare qualora beneficiasse di una qualche forma di sostegno pubblico.

Ciò pone in maniera più acuta la questione del rischio cosiddetto "regolatorio".

Nella previsione dello scenario di offerta futuro a fini di investimento il contenuto e gli effetti dell'intervento pubblico di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili assumono un ruolo cruciale. In questo senso, appare urgente la formulazione di una credibile strategia energetica nazionale, che possa guidare le decisioni di investimento del settore privato e, contenendone il rischio, che ne riduca il costo.

E' giunto dunque il momento di affrontare strutturalmente il problema, modificando il quadro regolatorio in maniera opportuna. Attendere l'emergere di situazioni di scarsità per mettere a punto i nuovi meccanismi potrebbe infatti risultare inefficiente ed estremamente oneroso per i consumatori.

Il futuro: il contributo dei piccoli consumatori e produttori al mercato

Il netto spostamento della politica energetica verso obiettivi di sostenibilità ambientale ha attivato in generale un ripensamento degli schemi regolatori e di mercato fino ad oggi ritenuti ottimali. Regole di connessione alla rete degli impianti di generazione a fonte rinnovabile; valorizzazione degli sbilanciamenti; assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto; meccanismi di incentivo: sono alcuni esempi di problemi tra loro connessi sui quali è in corso un acceso dibattito, per certi versi controverso. In questo percorso di riforma l'innovazione tecnologica sta intervenendo come fattore abilitante, consentendo soluzioni che fino a poco tempo fa erano impossibili, oppure troppo costose.

L'aumento rapido e consistente del numero di utenti di piccole dimensioni, siano essi generatori o consumatori, con un ruolo, almeno potenzialmente, attivo nel

sistema elettrico pone l'accento sulla necessità di fornire anche a loro segnali di prezzo corretti, a tutti i livelli della filiera. E' importante infatti che ciascun soggetto riceva segnali circa il valore (o il costo) delle proprie decisioni per il sistema. Questa rappresenta un'importante novità nella regolazione e gestione del sistema elettrico che, fino ad oggi, ha trattato i soggetti di piccole dimensioni come un elemento sì connesso al sistema, ma con un comportamento determinato esogenamente e, in una certa misura, non modificabile in risposta a segnali di prezzo.

La corretta valorizzazione dei comportamenti dei diversi soggetti coinvolti nei settori energetici è ovviamente importante a prescindere dal processo di evoluzione in corso. Tuttavia essa diventa cruciale in un contesto, come quello delle smart grid, in cui si ritiene opportuno influenzare i comportamenti di soggetti che, sino ad ora, sono stati considerati sostanzialmente "passivi", vuoi per le caratteristiche delle loro preferenze (piccoli consumatori la cui domanda era ritenuta inelastica), vuoi per la limitata rilevanza del loro comportamento rispetto agli obiettivi di sistema perseguiti (piccoli generatori), o semplicemente perché la tecnologia disponibile non consentiva di fare diversamente.

Il miglioramento dei segnali economici non è tuttavia sufficiente, da solo, a garantire che il sistema si muova in modo rapido ed efficiente verso il nuovo assetto. E' necessaria infatti una contestuale revisione dei diritti e dei doveri posti in capo a ciascun soggetto. Condizioni di connessione alla rete, coordinamento tra sviluppo della rete e della capacità di generazione, obblighi di comunicazione: sono esempi di ambiti sui quali si rende necessario intervenire.

Sommario

1. Introduzione	1
2. L'offerta di energia elettrica in Italia: evoluzione strutturale e maturazione dei mercati tra il 2000 ed il 2009	4
2.1 <i>Struttura dell'offerta</i>	4
2.2 <i>Le rinnovabili dal 1990 a oggi: la correlazione degli investimenti con le politiche di promozione e gli strumenti di sostegno</i>	20
2.3 <i>Il funzionamento del mercato all'ingrosso</i>	32
3. Concorrenza	39
3.1 <i>Struttura e dinamiche concorrenziali nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica</i>	39
3.2 <i>La fornitura dei servizi di dispacciamento</i>	45
4. Il servizio di trasmissione	50
4.1 <i>Gli investimenti di Terna</i>	50
4.2 <i>Gli investimenti merchant</i>	55
4.3 <i>Le procedure di autorizzazione</i>	56
4.4 <i>La necessità di coordinamento fra impianti di generazione e reti di trasmissione</i>	58
5. Prospettive future di evoluzione del settore	63
5.1 <i>L'evoluzione strutturale del settore</i>	66
5.2 <i>La spinta verso l'integrazione di obiettivi di sostenibilità nella politica energetica</i>	74
5.3 <i>Lo sviluppo delle infrastrutture e il funzionamento dei mercati</i>	84
6. Riflessioni conclusive	86

1. Introduzione

A oltre dieci anni dall'avvio della liberalizzazione del settore elettrico italiano, la crisi economica globale da un lato e le nuove priorità di politica energetica dall'altro rendono necessaria una riflessione sulla sostenibilità della struttura organizzativa del settore risultante dal Dlgs n. 79 del 16 marzo 1999 (o decreto Bersani).

Si tratta per altro di una riflessione che in parallelo è condotta in altri Paesi Europei, tra cui ad esempio il Regno Unito (con il progetto "Discovery" di Ofgem) e la Francia (con il recente progetto di revisione del disegno del mercato elettrico).

La ricerca si propone di individuare le aree dell'organizzazione del mercato elettrico italiano – con ciò intendendo l'insieme di struttura del settore, disegno del mercato e il quadro regolatorio – in cui sono presenti criticità a tutt'oggi irrisolte dal processo di liberalizzazione e identificare le nuove sfide che risultano dall'evoluzione degli obiettivi di politica energetica.

Le aree investigate sono sintetizzate di seguito. L'organizzazione del mercato elettrico italiano ha attratto, nello scorso decennio, un considerevole livello di investimenti in capacità di generazione. In dieci anni il parco produttivo italiano si è modificato considerevolmente, con significativi guadagni di efficienza e contenimento dell'impatto ambientale.

Si sono manifestate tuttavia criticità in diverse aree. Tra queste è possibile individuare primariamente:

- la difficoltà di sviluppare mercati dell'energia elettrica concorrenziali ed efficienti senza un adeguato segnale di prezzo del gas;
- il coordinamento tra lo sviluppo del parco di generazione e quello della rete di trasmissione;
- l'impatto delle politiche per la sostenibilità sul funzionamento del mercato;
- i meccanismi di remunerazione della capacità in un mercato liberalizzato.

La recente crisi economica e finanziaria ha messo in evidenza la rischiosità dell'investimento in capacità di generazione elettrica. La riduzione della domanda nel corso del 2009, e la sua limitata crescita nel 2010, hanno avuto un impatto rilevante sulla profittabilità dell'attività di generazione, almeno nel breve periodo.

Inoltre le modificate priorità della politica energetica prefigurano un contesto in cui la rischiosità dell'investimento in capacità di generazione, nel quadro organizzativo attuale, si accrescerà. In primo

luogo l'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili comporta un più attivo ruolo del soggetto pubblico nel definire la composizione del parco di generazione elettrica, in chiave per certi aspetti "pianificatoria". L'intervento pubblico potrà essere fonte di rischio per i generatori esistenti, come anche per gli investitori in capacità di generazione. La struttura del settore e quindi la profittabilità dei generatori saranno, infatti, il risultato dell'interazione tra le scelte di investimento liberamente assunte dagli operatori del mercato e le scelte di investimento indotte dalle politiche pubbliche finalizzate alla sostenibilità ambientale. Si tratta di un'interazione complessa, le cui modalità saranno cruciali al fine di mantenere le condizioni che, nel decennio scorso, hanno attratto l'investimento nel settore.

In secondo luogo, per effetto dell'aumento della capacità di generazione da fonti rinnovabili, ampi segmenti della curva di offerta di energia elettrica saranno caratterizzati da costi variabili assai ridotti, nulli e in alcuni casi negativi (una volta che siano state contabilizzate le misure di incentivazione ambientale). Ciò potrà determinare un'elevata volatilità del prezzo dell'energia elettrica, di cui già si sono visti segnali ad esempio nel mercato elettrico spagnolo. I rischi per quei generatori la cui redditività non è assicurata dai meccanismi di incentivazione dedicati alla capacità rinnovabile ne risulteranno accresciuti.

Questi elementi, che saranno analizzati nella ricerca, ripropongono con una coerenza maggiore rispetto al passato la questione della ripartizione ottimale dei rischi collegati all'investimento in capacità di generazione tra gli investitori e i consumatori.

Inoltre, una struttura del settore caratterizzata dalla presenza massiccia di produzione da fonti non programmabili e in alcuni casi difficilmente prevedibili, rende cruciale la corretta valorizzazione della flessibilità dei generatori (e dei consumatori). Ciò chiama in causa i meccanismi di mercato preposti alla determinazione del valore dell'energia elettrica su orizzonti temporali prossimi al tempo reale, come anche gli elementi del quadro regolatorio che presiedono all'attribuzione a consumatori e generatori dei costi causati al sistema dai propri comportamenti di immissione e di prelievo.

La ricerca è organizzata in cinque capitoli.

Nel capitolo 2 analizza come la struttura dell'offerta di energia elettrica si è modificata nel tempo, sia in termini di parco di generazione che di funzionamento del mercato all'ingrosso. Nel capitolo 3 esamina l'evoluzione della situazione concorrenziale e la posizione relativa dei principali produttori. Nel capitolo 4 sono analizzate le criticità relative al servizio di trasmissione e di realizzazione delle relative infrastrutture.

Questi primi tre capitoli sono finalizzate sia a dare una base informativa sul settore, che a focalizzare eventuali anomalie registrate nelle scelte di investimento e problematiche del processo di liberalizzazione al presente irrisolte.

Il capitolo 5 analizza le prospettive future di evoluzione del settore, anche sulla base delle indicazioni fornite dalla Commissione Europea, dal Governo nel Piano di Azione Nazionale sulle rinnovabili pubblicato nel giugno scorso e delle anticipazioni divulgate relativamente al Piano sulla strategia nucleare di prossima pubblicazione.

Il capitolo 6 chiude il rapporto con alcune valutazioni sulle criticità riscontrate in questi dieci anni e sui nodi da sciogliere per il futuro.

2. L'offerta di energia elettrica in Italia: evoluzione strutturale e maturazione dei mercati tra il 2000 ed il 2009

2.1 Struttura dell'offerta

Il mercato elettrico italiano ha attratto nello scorso decennio un considerevole livello di investimenti in capacità di generazione. In base ai dati pubblicati da Terna, infatti, la potenza efficiente lorda degli impianti di generazione, tra il 2000 e il 2009 è aumentata di 27.195 MW². L'aumento più significativo ha riguardato gli impianti termoelettrici convenzionali la cui potenza efficiente lorda è cresciuta di 19.000 MW; al secondo posto la potenza rinnovabile aumentata di 8.195 MW, nulla la potenza addizionale degli impianti di pompaggio puro (esclusi dal calcolo delle rinnovabili) nel periodo 2000-2009.

La crescita degli investimenti in capacità è particolarmente marcata dal 2004

Gli investimenti sono stati significativi sia per quanto riguarda la capacità di generazione termoelettrica, aumentata del 34% rispetto al 2000, con un tasso di crescita medio annuo del 3,8%, sia relativamente alla capacità di generazione rinnovabile cresciuta del 45% ad un tasso medio annuo del 5%. La maggior parte di tali investimenti è stata realizzata dal 2004 in poi. La potenza efficiente lorda termoelettrica convenzionale è, infatti, aumentata annualmente di 559 MW nel periodo 2000-2003 e

² Terna, Dati statistici. Website: <http://www.terna.it/default.aspx?tabid=63>.

di 2.893 MW medi annui nel periodo 2004-2009. Stesso andamento ha registrato la potenza efficiente lorda rinnovabile, incrementata di 440 MW medi annui nel triennio 2000-2003 e di 1.259 MW nel periodo successivo 2004-2009.

Nel parco termoelettrico complessivo (convenzionale e biotermoelettrico) è da segnalare la crescita significativa degli impianti in cogenerazione. Nel 2000 il 22% degli impianti dell'intero parco (la cui potenza lorda ammontava a 56.637 MW) erano cogenerativi. Nel 2009 la percentuale degli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore è salita al 32% a fronte di tasso medio annuo di crescita degli investimenti dell'11% nel periodo 2000-2009.

Non tutti gli investimenti realizzati dopo il D.lgs. 79/1999 di liberalizzazione del mercato elettrico (cosiddetto decreto Bersani) sono stati l'esito naturale di dinamiche di mercato. Infatti, nonostante l'incremento della capacità di generazione si sia concentrata nella seconda metà del decennio, una quota non irrilevante degli investimenti è stata imposta dal legislatore nell'ambito del piano di dismissione delle GENCO e del connesso programma di riconversione a ciclo combinato di alcuni impianti³. Se a questi ultimi aggiungiamo le decisioni di investimento influenzate dalle politiche pubbliche di promozione (impianti in cogenerazione e rinnovabili) è possibile affermare che gran parte degli investimenti non è stata guidata dall'interazione concorrenziale nel mercato.

³ Nel 2003 sono stati ultimati i lavori di conversione a ciclo combinato per un'unità della Centrale di Ostiglia (Endesa Italia S.p.A) e per due unità della Centrale del Sermide (Edipower S.p.A.). Enel Produzione S.p.A. ha riattivato due unità della Centrale di Priolo Gargallo, un'unità a Pietrafitta e un'altra a La Casella..

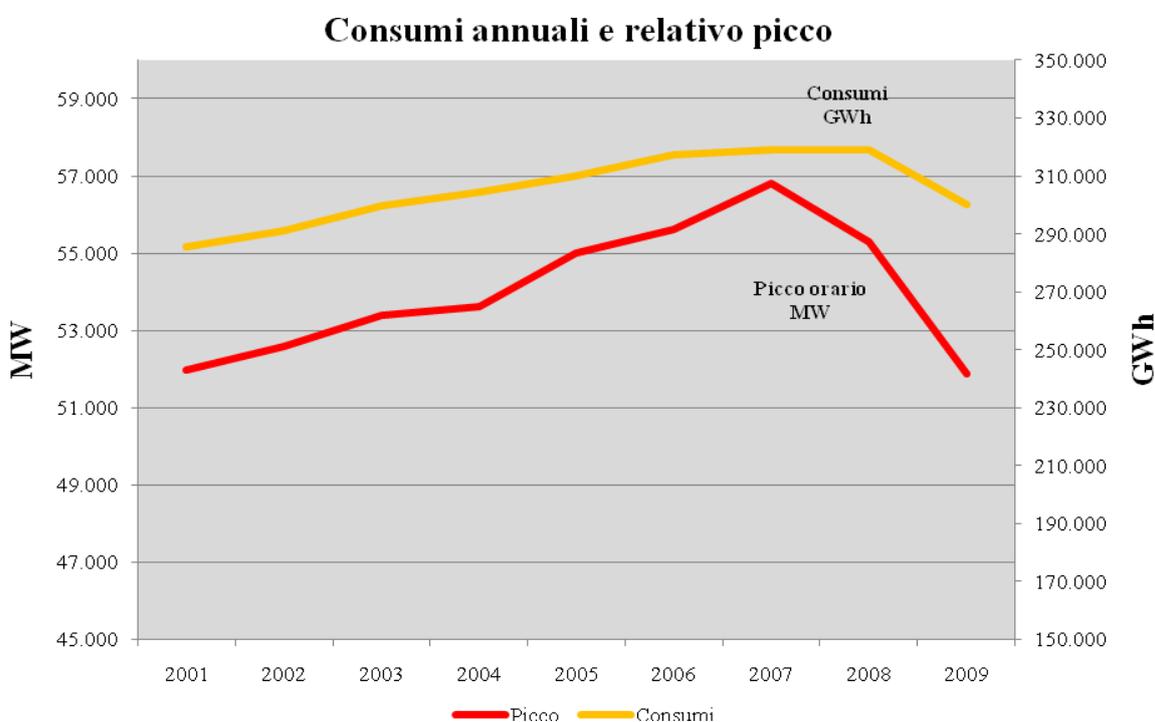


Figura 1. Consumi annuali e relativo picco orario. Fonte: Elaborazione IEFE su dati Terna, Dati statistici. La serie relativa al picco orario, espressa in MW, fa riferimento all'asse verticale principale sulla parte sinistra. Differentemente, la serie relativa ai consumi annuali è espressa in GWh e fa riferimento all'asse verticale secondario sulla parte destra.

Nell'ultimo decennio si è verificato, anche, un significativo incremento della capacità di generazione da fonti rinnovabili. La relativa potenza efficiente lorda è passata da circa 18.300 MW del 2000 a circa 26.500 MW del 2009, con un incremento del 45%. Anche gli investimenti in capacità di generazione da fonti rinnovabili hanno avuto una significativa accelerazione a partire dal 2005 in poi. Il tasso di crescita annuo della potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili, infatti, è passato dal 2,5% del quinquennio 2000-2004, al 5,7% al quinquennio successivo 2005-2009⁴.

Superati i problemi di adeguatezza si è arrivati a un eccesso di capacità

La forte crescita degli investimenti in capacità di generazione non trova riscontro nell'andamento dei consumi annuali di energia elettrica e del relativo picco orario. Nel periodo 2000-2009 i consumi sono cresciuti in media soltanto dello 0,8% all'anno, e il picco orario soltanto dello 0,6%. Anche

⁴ Nel paragrafo 2.2 è fornita un'analisi più approfondita dello sviluppo della capacità di generazione da fonti rinnovabili.

escludendo dal calcolo il 2009, nel quale si è registrata una riduzione dei consumi di energia elettrica, i tassi di crescita medi annui del picco e dei consumi ammontano rispettivamente al 1,5% e al 1,7%.

Le differenti dinamiche dei consumi e degli investimenti in capacità di generazione hanno portato a un significativo eccesso di capacità rispetto alle necessità di copertura del fabbisogno, come mostrato dall'andamento del "margine di riserva alla punta"⁵, mostrato nella Figura 3. Il margine di riserva misura la quantità di capacità di generazione che eccede la punta di domanda ed è espresso in termini percentuali rispetto al totale della capacità disponibile.

Variatione della capacità installata rispetto all'anno precedente: 2001-2009

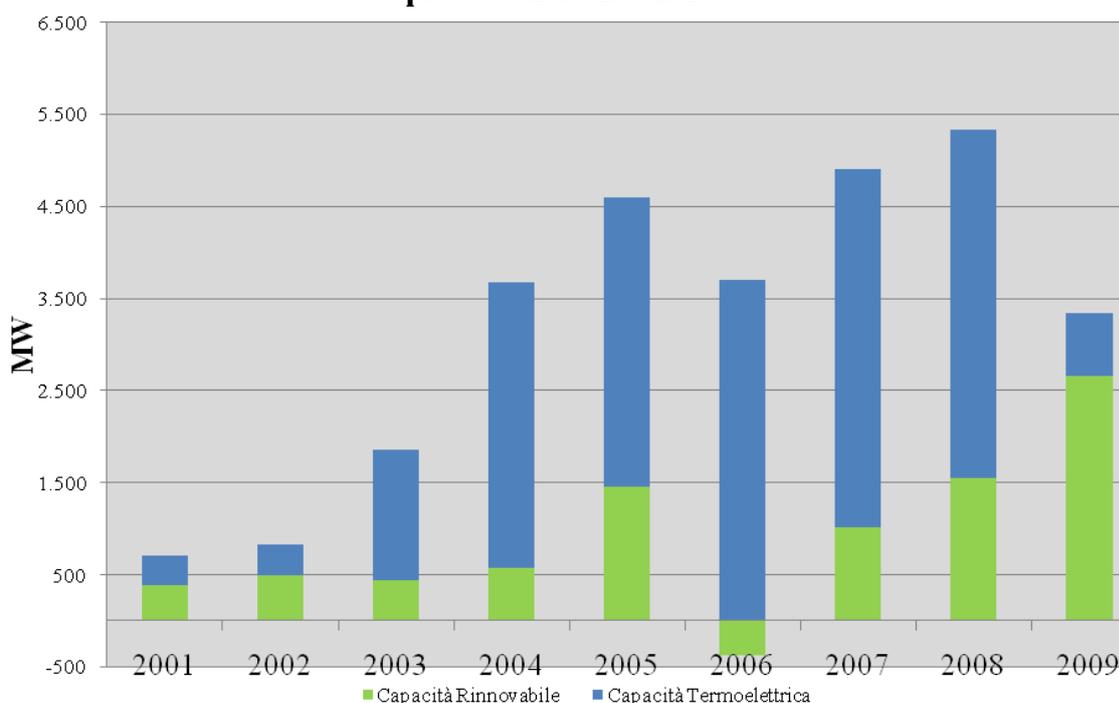


Figura 2. Variazioni della potenza efficiente lorda installata al netto delle dismissioni rispetto all'anno precedente, 2001-2009. Fonte: Elaborazione IEFÉ su dati Terna, Dati statistici.

Per quanto riguarda la potenza installata sono state utilizzate le seguenti misure di potenza:

- Potenza efficiente netta per la capacità termoelettrica⁶;
- Potenza efficiente lorda per la capacità rinnovabile da biomassa e geotermica⁷;

⁵ Definito, ai fini della nostra analisi, come la percentuale di capacità che eccede il picco della domanda nell'anno.

⁶ Terna, dati statistici, "Impianti di generazione" 2000-2009.

- Potenza efficiente lorda⁸ moltiplicata per un “fattore di producibilità media oraria” pari al 21%, per la capacità eolica;
- Potenza efficiente lorda⁹ moltiplicata per un “fattore di producibilità media” del 13%, per la capacità fotovoltaica;
- Producibilità media oraria (in MWh) così come pubblicata da Terna¹⁰, per la capacità idroelettrica.

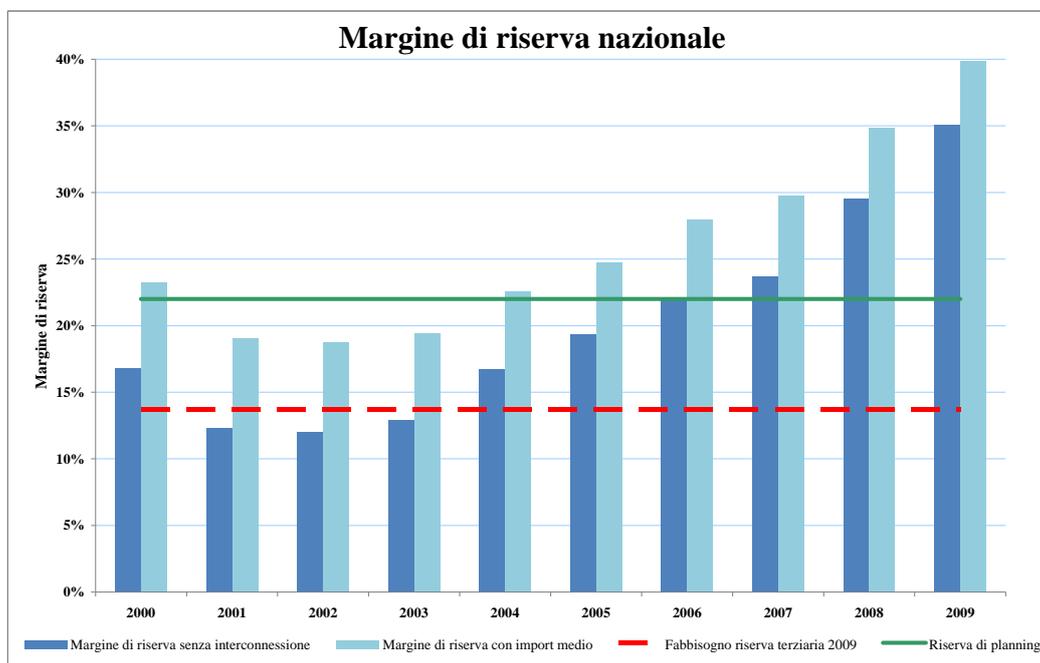


Figura 3. Margine di riserva di capacità di generazione. Fonte: elaborazione IEFE su dati Terna. La linea rossa tratteggiata mostra il fabbisogno di riserva terziaria medio orario richiesto da Terna nel giorno di picco del 2009, 17/07/2009. La linea continua verde mostra il margine di riserva di planning del 22%¹¹.

⁷ Terna, dati statistici, “Impianti di generazione” 2000-2009.

⁸ Terna, dati statistici, “Impianti di generazione” 2000-2009.

⁹ Terna, dati statistici, “Impianti di generazione” 2000-2009.

¹⁰ Terna, dati statistici, “Impianti di generazione” 2000-2009.

¹¹ La del. 48/2004 (art. 53) dell’Autorità prevede che Terna pubblici la previsione della domanda di potenza sul sistema elettrico nazionale per un periodo di almeno sei anni e, per lo stesso periodo, una valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista, a garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e degli approvvigionamenti. In tale valutazione Terna pubblica la cosiddetta riserva di planning, calcolata come il margine di potenza necessario per far fronte alla punta con l’affidabilità di lungo periodo richiesta al netto della potenza installata statisticamente comunque non disponibile alla punta (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, aleatorietà centrali eoliche, ecc...). Tale riserva di planning è stata valutata in media da Terna pari a circa il 22% .

I fattori di producibilità media della capacità eolica e fotovoltaica sono stati stimati da IEFE in modo conservativo, calcolando il numero medio di ore equivalenti di generazione che gli impianti eolici e fotovoltaici hanno registrato negli ultimi dieci anni.

L'adeguatezza della capacità di generazione rispetto il fabbisogno alla punta va analizzata anche tenendo conto della capacità d'importazione. A tal fine sono stati analizzati due scenari opposti relativamente all'uso della capacità di importazione. Nel primo si analizza il margine di riserva del sistema elettrico nazionale ipotizzando assenza di import. Nel secondo si è ipotizzato che l'import di energia elettrica fosse pari alla capacità massima disponibile nel periodo estivo di ciascun anno analizzato. La Figura 3 riporta le due misure del margine di riserva alla punta.

A causa del decremento del picco di consumi degli ultimi due anni, il margine di riserva così calcolato ha raggiunto il 30% nel 2008 e il 35% nel 2009. Al di là dell'effetto della diminuzione della domanda, in ogni caso, il margine di riserva presenta un costante incremento negli anni, passando in assenza di import dal 12% del 2002 al 24% del 2008.

Tali dati segnalano un eccesso di capacità di generazione, prodotto dalla dinamica degli investimenti descritta in precedenza. Per avere dei riferimenti di massima con cui confrontare il margine di riserva così calcolato, si possono prendere a riferimento due indicatori. Da un lato può essere confrontato con il fabbisogno di riserva terziaria stimato da Terna ai fini della sicurezza del sistema. Nel giorno di picco dei consumi del 2009 (17/07/2009), infatti, Terna prevedeva un fabbisogno di riserva terziaria medio orario¹² pari al 13,7% del fabbisogno orario stimato (linea rossa tratteggiata), ben lontano dai valori assunti negli ultimi anni dal margine di riserva, come definito in precedenza. Dall'altro lato, il margine di riserva come sopra calcolato, può essere confrontato con un indicatore più coerente con il processo di decisione alla base degli investimenti in nuovi impianti di generazione elettrica, il cosiddetto margine di riserva di planning pubblicato da Terna¹³. Sebbene tale confronto avvenga con indicatori non perfettamente uniformi, la differenza tra i valori è rilevante, e tale da dare indicazioni chiare.

Si segnala, infine, l'aumento della capacità di interconnessione con l'estero che ha contribuito ad aumentare la capacità di offerta, in particolare nella zona Nord. In base ai dati pubblicati dall'Autorità

¹² Terna, Stima della domanda oraria di energia e della riserva secondaria e terziaria, giornata di picco del 2009, 17/07/2009. website: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/dispacciamento/StimaDomandaOrariaEnergia.aspx.

¹³ Vedi nota 12.

dell’Energia elettrica e del Gas, di seguito Autorità, infatti, la capacità massima di trasporto alle diverse frontiere nel periodo estivo è passata tra il 2004 e il 2006 da 4.850 MW a 6.340 MW^{14,15}.

Gli investimenti si sono concentrati nella zona Nord e nella zona Sud

Gli investimenti sono stati realizzati in maniera disomogenea tra le varie aree del Paese. Al fine di analizzare la ripartizione territoriale degli investimenti in nuova capacità di generazione sono stati considerati separatamente gli aggregati di regioni corrispondenti alle attuali zone del sistema elettrico, come definite dall’Autorità¹⁶.

Nell’analisi della loro ripartizione territoriale, la nuova capacità realizzata tra il 2004 e il 2009 è stata associata al margine di riserva alla punta zonale, come mostrato nella Tabella 1. Si noti tuttavia che il margine di riserva zonale riportato in tabella non tiene conto della capacità di transito con l’estero, né dei transiti esistenti tra le varie zone del Paese. Le indicazioni così ottenute devono quindi essere lette con molta cautela, in particolare con riferimento alla zona nord – sulla quale confluiscono i transiti con la Francia, l’Austria e la Svizzera.

	Margine di riserva 2004	Δ potenza efficiente netta MW 2004-2009	Margine di riserva 2009
Nord	18,3%	5.711	28,6%
Centro Nord	3,8%	600	15,6%
Centro Sud	48,4%	2.428	35,9%
Sud	16,3%	6.303	69,8%
Sicilia	41,6%	992	48,2%
Sardegna	44,9%	286	49,4%

Tabella 1. Nuova capacità di generazione termoelettrica installata nelle singole zone, e margini riserva a confronto 2004 vs. 2009. Elaborazione IEFE su dati Terna, Dati statistici.

¹⁴ Autorità per l’energia elettrica e il gas, Relazione annuale 2000 e diverse delibere.

¹⁵ La capacità di importazione è variabile nel tempo. Ai fini del presente lavoro riportiamo la capacità massima disponibile nel periodo estivo di ciascun anno analizzato.

¹⁶ Autorità per l’energia elettrica e il gas, delibera ARG/elt 116/08, e Terna 2008, INDIVIDUAZIONE ZONE DELLA RETE RILEVANTE,

- Centro-Nord: Toscana, Umbria, Marche
- Centro Sud: Lazio, Abruzzo, Campania
- Nord: Valle D’Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna
- Sardegna
- Sicilia
- Sud: Molise, Puglia, Basilicata, Calabria.
- <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=HA5VNuUGCkg%3d&tabid=2218&mid=12097>.

Un elemento che emerge dall'analisi è che le due regioni che sono state interessate maggiormente dallo sviluppo delle infrastrutture di generazione tra il 2004 ed il 2009 sono il Nord (5700 MW) ed il Sud (6300 MW). Le due isole, Sicilia e Sardegna, hanno invece registrato una crescita della capacità di generazione molto bassa: 990 MW e 290 MW circa, rispettivamente. Al Centro Sud la capacità di generazione è aumentata di 2.428 MW, a fronte di un margine di riserva particolarmente alto, 48%. Tuttavia, grazie al forte incremento del picco orario di (+2.847 MWh tra il 2004 e il 2009), il margine di riserva zonale è diminuito raggiungendo il 36% nel 2009.

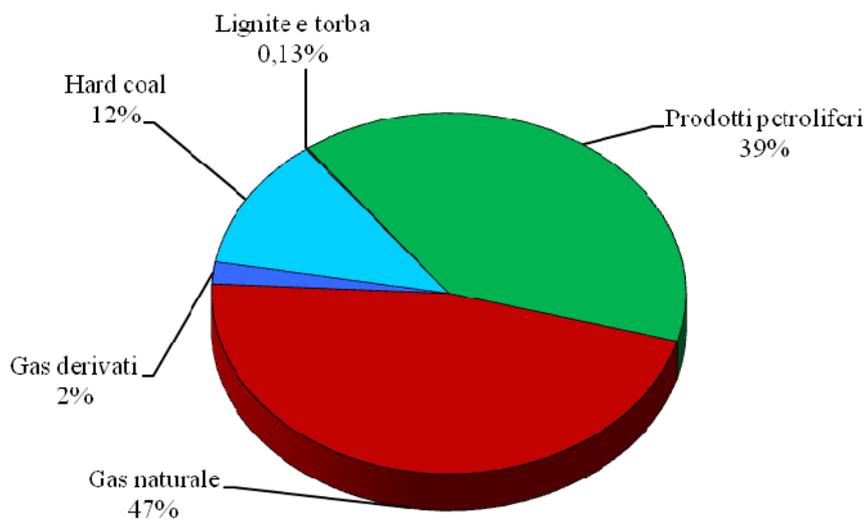
Occorre, tuttavia, segnalare che gran parte degli investimenti sono stati realizzati o programmati in una fase antecedente il 2008, in cui il mercato era suddiviso in zone diverse da quelle entrate in vigore con la del. 116/98. Questo fatto potrebbe in parte giustificare la concentrazione degli insediamenti in alcune aree geografiche. Per esempio, la Campania – regione che nel 2008 realizza un deficit di circa 10 TWh (ovvero il 20% dell'intero fabbisogno dell'attuale zona Centro Sud) – era fino al 2008 collocata nella zona Sud e non Centro Sud).

Efficientamento e struttura del parco di generazione termoelettrico

Gli investimenti realizzati hanno avuto un forte impatto sulla struttura dell'offerta di energia elettrica italiana, apportando significativi cambiamenti sul mix di combustibili utilizzati e significativi guadagni di efficienza e di contenimento dell'impatto ambientale.

La Figura 4 mette a confronto la produzione di energia elettrica da impianti di generazione termoelettrici convenzionali non rinnovabili utilizzati nella generazione termoelettrica nel 2000 e nel 2008. La produzione di energia elettrica con impianti a carbone ha incrementato la sua quota passando dal 12% del 2000 al 17% del 2008.

Produzione di energia elettrica da impianti di generazione termoelettrici convenzionali non rinnovabili 2000



Produzione di energia elettrica da impianti di generazione convenzionali non rinnovabili 2008

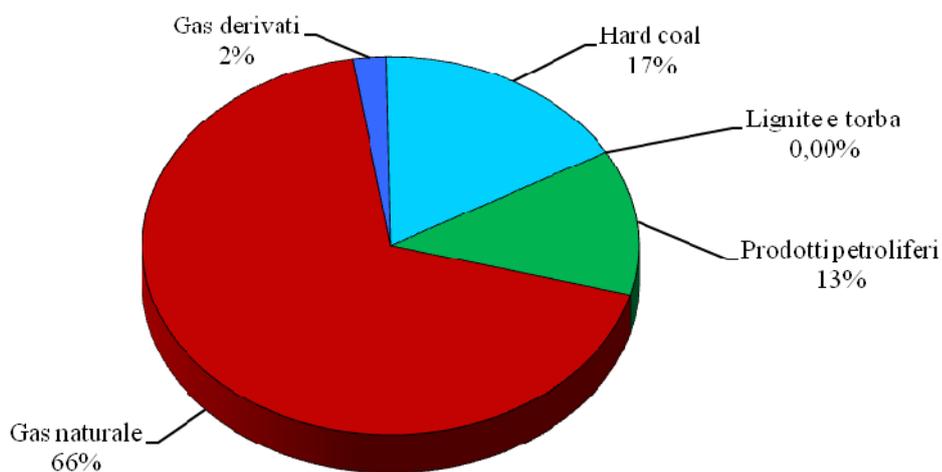


Figura 4. Produzione di energia elettrica da impianti di generazione termoelettrici convenzionali non rinnovabili per tipo di fonte 2000-2008, Elaborazioni IEFE su dati Eurostat, Energy-Yearly Statistics (2005 e 2008).

Tuttavia i cambiamenti più significativi riguardano la produzione degli impianti alimentati con prodotti petroliferi che si è ridotta di 26 punti percentuali e quella da impianti a gas che invece vede aumentare la quota di 21 punti percentuali.

A tali modifiche del parco elettrico convenzionale si è affiancato un sostanziale svecchiamento del parco impianti, con un conseguente aumento di efficienza.

Il crescente uso di impianti CCGT per soddisfare i consumi nazionali ha portato ad un sensibile miglioramento dell'efficienza del parco di generazione termoelettrico: questi impianti possono infatti raggiungere fattori di conversione del 55-60%. L'efficienza media del parco termoelettrico è passata pertanto dal 40,5% del 2000 ad un valore medio del 51% nel triennio 2007-2009, con un aumento di 10 punti percentuali: valore che colloca l'Italia tra i paesi con i più alti tassi di miglioramento dell'efficienza nell'UE 27. Se analizziamo l'indicatore di efficienza degli impianti per la produzione di elettricità e calore, il miglioramento appare evidente rispetto al 1990 (dal 38% al 49), ma sostanzialmente invariato, anzi in lieve calo, nel triennio 2007-2009. In questo periodo l'efficienza del parco CHP scende infatti al 48%, mostrando tassi di miglioramento minori rispetto al parco convenzionale.

Come riportato dalla Figura 5, infatti, il rendimento medio della capacità produttiva è passato dal 41% del 2000 al 49% del 2009, presentando un trend crescente.

La variazione della composizione dei combustibili del parco termoelettrico convenzionale e l'incremento del rendimento degli impianti di generazione si sono tradotti in una riduzione delle emissioni di CO₂ per unità di produzione termoelettrica, che sono passate da 0,52 Ton CO₂/MWh del 2000 a 0,43 Ton CO₂/MWh del 2008, come mostrato dalla Figura 5¹⁷.

¹⁷ Il valore delle emissioni fa riferimento a tutti i gas ad effetto serra (GHG) della categoria "impianti per la produzione di energia elettrica e calore" secondo la classificazione UNFCCC ripresa dall'Agenzia Europea dell'ambiente (EEA).

Efficienza degli impianti termoelettrici

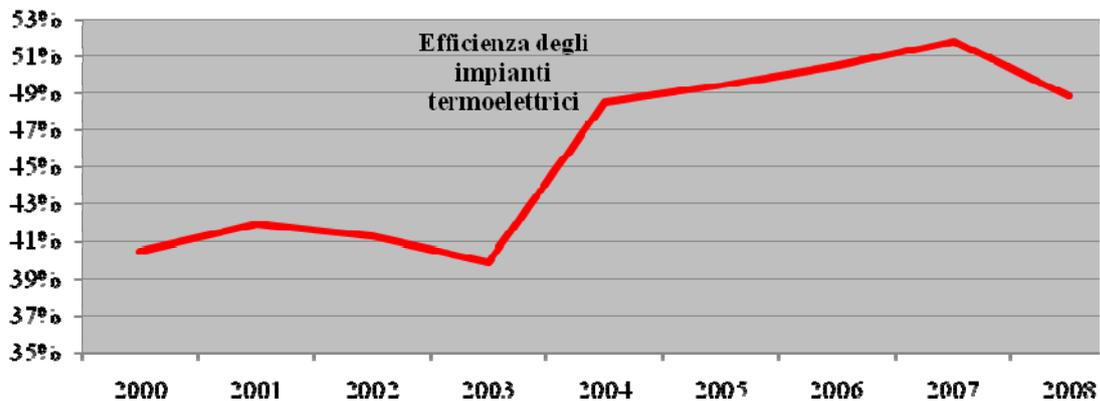


Figura 5. Rendimento medio degli impianti termoelettrici installati in Italia. Fonte: Elaborazioni IEFE su dati Eurostat Energy - Yearly Statistics (2005 e 2008). Website: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-10-001/EN/KS-PC-10-001-EN.PDF.

Emissioni per unità di produzione termoelettrica (Ton CO2/MWh): 2000- 2008

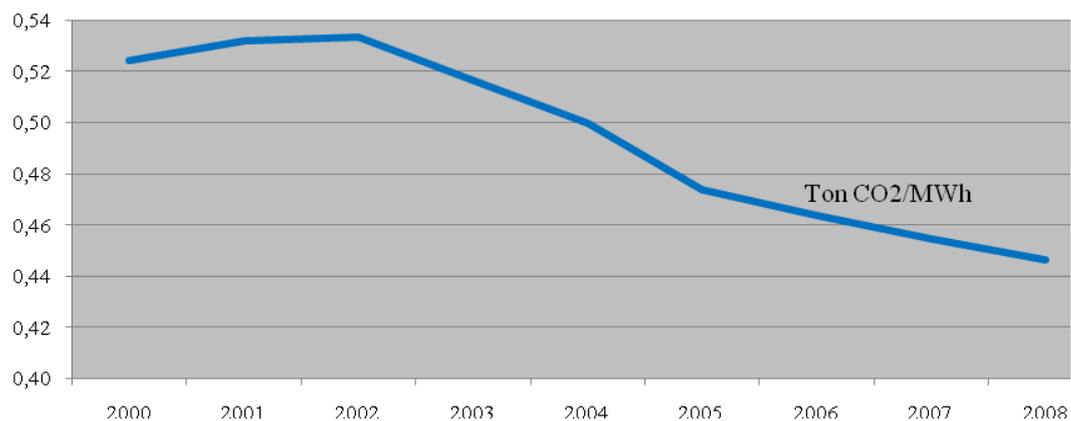


Figura 6. Emissioni per unità di produzione termoelettrica in Ton CO2/MWh: 2000-2008. Fonte: Elaborazione IEFE su dati European Environment Agency, Greenhouse gas data viewer. Website: <http://dataservice.eea.europa.eu/pivotapp/pivot.aspx?pivotid=475>.

L'impatto sulla capacità di copertura dei costi fissi

Sia l'eccesso di offerta creatosi negli ultimi anni che lo spostamento della struttura del parco di generazione verso il gas naturale hanno avuto un forte impatto sulle dinamiche del mercato all'ingrosso di energia elettrica. In primo luogo hanno fatto sì che fossero gli impianti a ciclo combinato a fissare sempre più frequentemente il prezzo in luogo degli impianti termoelettrici tradizionali. Secondo i dati mostrati nella Tabella 2, infatti, l'Indice di Tecnologia Marginale¹⁸ calcolato dal GME per gli impianti a ciclo combinato è passato dal 21,5% del 2005 al 28,8% del 2007. Mentre quello degli impianti termoelettrici tradizionali è passato dal 53,6% dal 2005 al 39,9% del 2007. La diminuzione della domanda verificatasi negli ultimi due anni ha esasperato tale fenomeno, spingendo nel 2009 gli impianti a ciclo combinato a fissare il prezzo nel 47% delle ore e quegli termoelettrici tradizionali nel 17,2% delle ore.

Indice di tecnologia marginale (ITM)	2005	2006	2007	2008	2009
Altro	0,3%	0,4%	0,4%	2,5%	2,9%
Estero	0,4%	2,3%	4,4%	12,9%	16,3%
I.Pompaggio	0,3%	16,9%	14,7%	9,7%	6,2%
I.Modulazione	21,2%	11,8%	8,8%	5,4%	6,2%
I.Fluyente	2,7%	1,4%	3%	3,2%	3,7%
CCGT	21,5%	20,5%	28,8%	39,3%	47,5%
Termico Convenzionale	53,6%	46,7%	39,9%	27%	17,2%

Tabella 2. Indice di Tecnologia marginale. Fonte: GME, relazione annuale 2009.

In secondo luogo si è registrata la diminuzione del numero di ore di funzionamento di tutti i tipi di impianti termoelettrici. La Tabella 3 mostra il numero di ore medio con offerte accettate su MGP per tipo di tecnologia, utilizzato come proxy del numero di ore di funzionamento. In base a tali dati, infatti, gli impianti a carbone hanno funzionato per 5.614 ore nel 2009 a fronte delle 6.972 del 2005. Gli impianti a prodotti petroliferi sono passati dalle 3.542 ore del 2005 a 1.973 ore nel 2009. I turbogas da 125 a 71 e gli impianti a ciclo combinato da 6.074 a 4.269. Gli impianti a Gas Metano addirittura da 3.268 a 160, registrando una diminuzione del 95%. Tra l'altro, se invece delle ore con offerte accettate si utilizzasse come indicatore il numero di ore equivalenti di produzione – calcolato

¹⁸ L'Indice di tecnologia marginale (ITM) è un indice relativo alle tecnologie che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascuna di esse e per ciascuna macrozona in un certo periodo di tempo è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. Per ogni tecnologia marginale e ogni macrozona, viene quindi calcolato come rapporto tra la somma delle quantità vendute nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo nella macrozona (inclusi i contratti bilaterali) e la somma delle quantità totali vendute nella macrozona.

come rapporto tra la produzione e la potenza efficiente netta degli impianti – il numero di risultante risulterebbe ancora più basso.

N° di ore medio con offerte accettate	2005	2006	2007	2008	2009
Carbone	6.972	6.888	7.261	6.728	5.614
Ciclo Combinato (no GSE)	6.074	5.861	6.088	5.493	4.269
Gas Metano	3.268	3.966	1.832	1.083	160
Prodotti petroliferi	3.542	3.379	2.726	2.207	1.973
Turbogas	125	96	94	78	71
Altro Termico	6.067	6.514	6.121	6.238	5.862

Tabella 3. Numero di ore medio con offerte accettate su MGP. Fonte: GME, relazione annuale 2009.

La Tabella 4 mostra il numero di ore medio con offerte accettate su MGP per gli impianti a ciclo combinato distinto per zona, ossia il numero di ore in cui è stata programmata l'immissione di energia elettrica nella rete, compresa quella scambiata con contratti bilaterali. I suddetti impianti hanno registrato diminuzioni del numero di ore in cui le loro offerte sono state accettate su MGP in tutte le zone, ad esclusione della zona Sud, dove il numero delle ore è quasi raddoppiato tra il 2005 e il 2009. Si segnala che al Centro nord la riduzione del numero delle ore è più alta della media, -47% rispetto al 2005. Come mostrato dalla Figura 7, inoltre, il Dark Spark-Spread¹⁹ medio annuale, di seguito Spark-Spread, dal 2007 è diminuito in quasi tutte le zone ad esclusione della Sicilia, per la quale tuttavia l'indicatore non è molto significativo poiché l'impianto marginale è spesso un impianto ad olio. Gli impianti di generazione, in particolare quelli a ciclo combinato, vedono significativamente ridotta la loro rendita inframarginale e la loro profittabilità in molte zone di mercato.

¹⁹ Il Dark-Spark-Spread è definito come la media, per ogni unità, della differenza tra prezzo zonale e costo variabile di generazione al netto degli oneri ambientali (CV e CO2), ponderata per le vendite relative a ciascuna unità.

N° di ore medio con offerte accettate per impianti CCGT	2005	2006	2007	2008	2009	$\Delta\%$ 2005-2009
(no GSE) nord	5.951	5.995	6.146	5.483	4.297	-28%
Cnor	7.172	4.116	6.303	5.390	3.771	-47%
Csud	5.671	6.363	5.766	5.644	4.422	-22%
Sud	1.799	4.952	5.915	4.953	3.558	98%
Sicilia	7.964	6.901	5.709	7.823	6.432	-19%
Sardegna	-	-	-	-	-	-
Totale	6.074	5.861	6.088	5.493	4.269	-30%

Tabella 4. Numero di ore medio con offerte accettate su MGP per impianti CCGT. Fonte: GME, relazione annuale 2009.

Questi potrebbero, dunque, incontrare difficoltà a coprire i costi fissi. In particolare, dato il ridotto numero di ore di funzionamento, l'impatto di tale criticità potrebbe essere particolarmente rilevante proprio per quelle società i cui impianti sono entrati in esercizio da un numero di anni relativamente limitato. Le quali vedono ridurre la profittabilità dei propri investimenti poco tempo dopo averli realizzati.

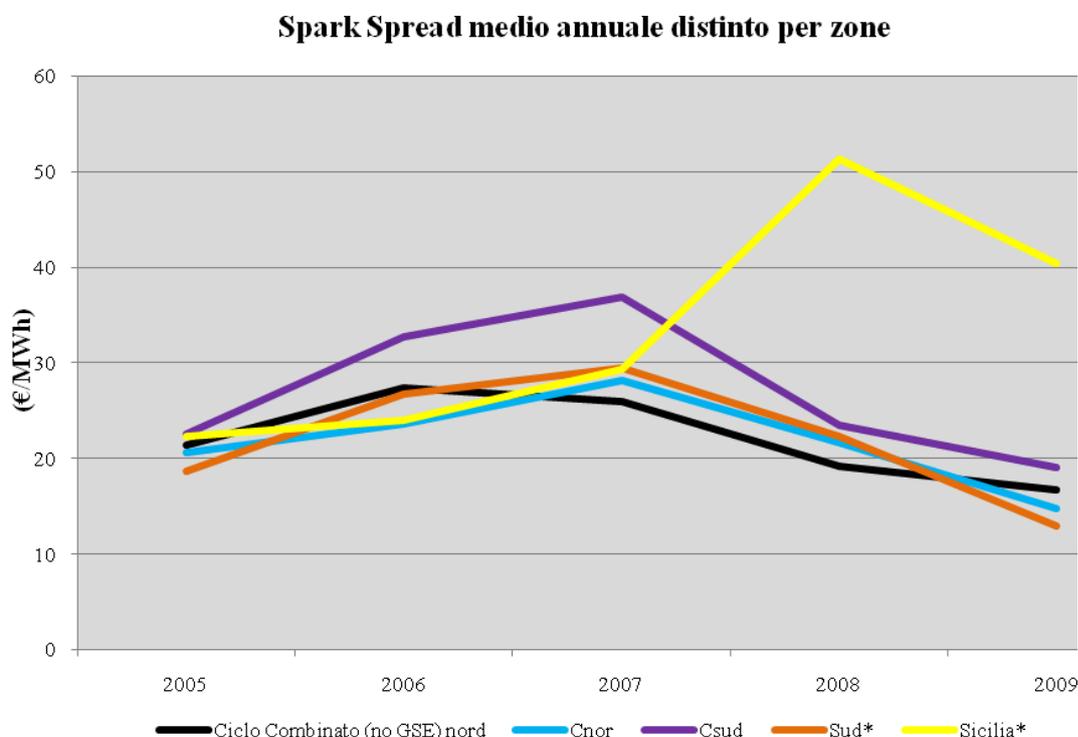


Figura 7. Dark Spark-Spread medio annuale distinto per zone²⁰. Fonte : elaborazione IEFÉ su dati GME, Relazione annuale (2009).

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi spot, la Tabella 6 mostra come negli ultimi due anni si sia ridotto il rapporto tra PUN medio nelle ore di picco e quello delle ore fuori picco. Tale fenomeno è legato principalmente a due fattori. In primo luogo, all'evoluzione della domanda, rimasta stabile tra il 2007 e il 2008 e diminuita tra il 2008 e il 2009 e del picco orario, ridottosi negli ultimi due anni. La contrazione della domanda ha determinato una brusca interruzione del trend di crescita del PUN medio delle ore di picco. La riduzione del rapporto tra PUN medio nelle ore di picco e quello delle ore fuori picco è legato, in secondo luogo, all'appiattimento della curva di offerta indotto dagli ingenti investimenti realizzati in nuova capacità di generazione a ciclo combinato. Il rinnovamento del parco di generazione descritto in precedenza, infatti, ha dato luogo a una curva di costo marginale di sistema appiattita, per un ampio intervallo di livelli di produzione, su un livello di costo marginale di generazione sostanzialmente costante e pari al livello degli impianti a ciclo combinato.

²⁰ Il dato sulla Sicilia calcolato dal GME non può considerarsi significativo ai fini della nostra analisi in quanto lo Spark Spread è un indicatore di margine lordo degli impianti a ciclo combinato. Come è noto, tuttavia, i prezzi in Sicilia, più elevati rispetto alla media nazionale, dipendono prevalentemente dal fatto che in tale regione gli impianti marginali sono ad olio combustibile, e non a ciclo combinato.

PUN medio annuale diviso per gruppi di ore €/MWh	2005	2006	2007	2008	2009
Picco	87,80	108,73	104,90	114,38	83,05
Fuori Picco	42,15	54,12	48,06	67,75	53,41
Picco/Fuori Picco	2,08	2,01	2,18	1,69	1,55
Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh)	54,32	65,91	56,77	86,18	60,78

Tabella 5. PUN medio annuale diviso per gruppi di ore. Elaborazione IEFE su dati GME, Relazione Annuale 2009. Il Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh) è pubblicato da GME nella relazione annuale.

Indice di Volatilità Relativa GME	2005	2006	2007	2008	2009
Baseload	13%	12%	16%	15%	17%
Picco	11%	12%	16%	13%	16%
Fuori Picco:	15%	13%	16%	15%	17%
<i>Lavorativo</i>	12%	11%	14%	14%	17%
<i>Festivo</i>	17%	13%	17%	17%	19%

Tabella 6, Indice di volatilità relativa dei prezzi spot dell'energia elettrica diviso per gruppi di ore: 2005-2009, Fonte: GME, Relazione Annuale 2009.

Per quanto riguarda la volatilità dei prezzi spot, invece, la Tabella 6 mostra un aumento costante dal 2005 al 2009, sia per le ore di picco che fuori picco.

Come mostrato dalla Tabella 7 in Sardegna, sia per le ore di picco che di fuori picco, l'Indice di Volatilità Relativa (IVR) calcolato dal GME supera il 30%, e l'indice di volatilità in termini assoluti raggiunge il massimo italiano con 30 €/MWh. Anche in Sicilia si evidenzia una volatilità molto superiore alla media sia in termini assoluti (19 €/MWh) che relativi (26%). Le isole, dunque, sottolineano la loro peculiarità rispetto alle altre zone continentali.

Infine le ore di bassa domanda, e in particolar modo quelle festive, esibiscono una volatilità relativa più alta, con punte assolute in Sicilia la cui maggior volatilità rispetto ai prezzi continentali è concentrata esclusivamente in queste ore.

Indice di Volatilità Relativa GME - 2009	Totale Fuori		Fuori Picco		Festivo
	Picco	Picco	Lavorativo	Fuori picco	
NORD	18%	18%	18%	17%	20%
CENTRO NORD	19%	19%	19%	18%	21%
CENTRO SUD	20%	20%	20%	18%	22%
SUD	19%	18%	20%	18%	22%
SICILIA	26%	18%	29%	31%	29%
SARDEGNA	37%	34%	36%	41%	35%

Tabella 7, Indice di volatilità relativa dei prezzi spot dell'energia elettrica diviso per gruppi di ore e per zone: 2009, Fonte: GME, Relazione Annuale 2009.

2.2 Le rinnovabili dal 1990 a oggi: la correlazione degli investimenti con le politiche di promozione e gli strumenti di sostegno

La storia italiana degli impianti di generazione alimentati a fonti rinnovabili è di lunga data: i primi impianti idroelettrici risalgono, infatti, agli anni '20 e l'esercizio del primo impianto geotermoelettrico risale agli anni '30. Nel 1963, anno della nazionalizzazione e costituzione dell'operatore integrato verticalmente, Enel SpA, su una produzione lorda totale di energia elettrica di 71 TWh, il peso della generazione degli impianti idroelettrici era pari al 60%. Lo sviluppo del parco termoelettrico negli anni successivi alla nazionalizzazione ha tuttavia ridotto il contributo della produzione idroelettrica alla copertura del fabbisogno. Nel 1986, anno di disattivazione delle centrali nucleari, gli impianti termoelettrici coprivano il 71% della produzione nazionale lorda e la generazione idroelettrica era scesa al 23%, mentre il nucleare copriva il 4,6%. Il restante 1,4% era coperto dalla geotermia. Osserviamo che in quel periodo anche la rete di interconnessione con l'estero ha registrato un forte potenziamento, tanto che il saldo estero a copertura della domanda nazionale, pari a meno del 2% nel 1963, nel 1986 aveva raggiunto l'11%.

Gli anni '90: uno sviluppo guidato dal CIP 6/92

La Legge 9/91 e il meccanismo d'incentivazione con le tariffe del provvedimento CIP 6/92 hanno dato impulso anche a investimenti in impianti rinnovabili negli anni '90. Nel periodo 1991-2000, l'utilizzo degli incentivi per investimenti in opere di rifacimento e modernizzazione delle infrastrutture idriche esistenti ha consentito il mantenimento di un'alta quota di produzione di energia

idroelettrica, la cui producibilità media annua è rimasta sostanzialmente invariata (era di 51.227 GWh nel 1990 e risulta essere di 51.000 GWh nel 2000) esistenti. Lo sviluppo di nuova capacità c'è stato, ma ha interessato impianti di dimensioni minori a cui erano destinate specifiche tariffe incentivanti (per impianti idroelettrici <3MW). Il mantenimento della producibilità media annua è stato accompagnato da un aumento della potenza efficiente lorda, passata da 18.966 MW nel 1990 a 20.658 nel 2000.

Per quanto riguarda le altre fonti rinnovabili va sottolineato l'impulso che il CIP 6/92 ha dato alle fonti termoelettriche rinnovabili, in particolare agli impianti alimentati a biomasse e rifiuti. Pressoché inesistenti e con una produzione lorda di soli 184 GWh nel 1992, questi impianti hanno raggiunto i 685 MW di potenza e i 1.906 GWh di produzione lorda nel 2000. Anche la produzione lorda geotermoelettrica è aumentata nel periodo 1992-2000, passando da 3.459 GWh a 4.705 GWh.

Sempre per effetto del provvedimento CIP 6/92, negli anni '90 hanno fatto il loro ingresso nel parco di generazione rinnovabile i primi impianti eolici, fino a raggiungere una produzione di 564 GWh nel 2000. Nella seconda metà degli anni '90, infine, grazie al cosiddetto programma "Tetti fotovoltaici",²¹ sono stati installati i primi impianti fotovoltaici, la cui produzione nel 2000 era di 6,3 GWh. Per la fonte eolica e per quella fotovoltaica l'impatto del CIP 6/92 è stato quello di apertura di una filiera industriale che non ha trovato, tuttavia, un adeguato sbocco di mercato, data la mancanza di misure di accompagnamento coerenti con una crescita strutturata dell'industria.

Un ulteriore effetto della Legge 9/91 e del connesso Provvedimento CIP 6/92 è stata l'agevolazione dell'ingresso di nuovi operatori, quale conseguenza dell'obiettivo di parziale liberalizzazione della generazione attraverso il meccanismo delle convenzioni per il ritiro dell'energia elettrica in capo ad Enel. L'aumento del numero di soggetti operanti nella produzione di energia elettrica ha, infatti, caratterizzato anche il settore delle energie rinnovabili. Nel 1999, anno della liberalizzazione, la quota di produzione da parte di nuovi operatori - società terze rispetto a Enel e alle municipalizzate - nel settore delle fonti rinnovabili aveva raggiunto circa 10 TWh (20% della produzione).

Il rafforzamento delle politiche di promozione delle rinnovabili dopo il decreto Bersani

Negli anni 2000, le politiche di sostegno delle fonti rinnovabili si sono rafforzate in seguito all'adesione dell'Italia alle politiche comunitarie per la realizzazione di politiche energetiche

²¹ Contributi in conto capitale del Ministero dell'ambiente, erogati attraverso le Regioni.

ambientalmente sostenibili. La promozione delle rinnovabili nel settore elettrico trova le sue basi fondanti nel decreto Bersani di liberalizzazione del settore elettrico, che all'art. 11 istituisce il cosiddetto "meccanismo di mercato", noto anche come meccanismo dei certificati verdi CV, e nel D.lgs. 387/03 di adozione della direttiva 2001/77/CE di promozione delle energie rinnovabili nel consumo interno lordo di energia elettrica²².

Il decreto del 2003, oltre a dettare norme integrative rispetto al meccanismo dei CV, ha definito specifici criteri per l'incentivazione della fonte solare e ha previsto per alcune tipologie di impianti un regime di ritiro amministrato (c.d. ritiro dedicato) a prezzi fissati dall'Autorità. In attuazione di quanto previsto dal D.lgs. del 2003 sono state successivamente adottate le norme per la promozione del solare fotovoltaico (c.d. conto energia)²³, del solare termodinamico²⁴ e degli impianti di piccola dimensione²⁵. A questi strumenti di sostegno si aggiungono i contributi a vario titolo concessi dalle Regioni e dagli Enti Locali che a tal fine utilizzano i fondi UE all'interno delle politiche di coesione erogati attraverso il Quadro Strategico Nazionale.

I nuovi meccanismi di sostegno si sono affiancati agli incentivi CIP 6/92 e non li hanno sostituiti. Il CIP 6/92 ha, infatti, continuato a dare un contributo alla crescita degli investimenti in impianti rinnovabili anche nel periodo 2000-2005, a fronte della realizzazione degli investimenti in impianti relativi alle proposte già presentate a Enel e non ancora attivate. Negli anni più recenti, il contributo della produzione CIP 6/92 sul totale della generazione rinnovabile è stato tuttavia decrescente in quanto la quantità di energia elettrica ammessa al CIP 6/92 segue un naturale percorso di riduzione nel tempo, determinato dalla scadenza delle convenzioni. Unica incognita resta oggi la possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti ammessi a godere da norme recenti dell'incentivazione CIP 6/92 (provvedimenti presi in seguito alla cosiddetta emergenza rifiuti).

²² La direttiva 2001/77/CE richiedeva all'Italia un impegno per il raggiungimento di una quota della produzione lorda di energia elettrica rinnovabile a copertura del consumo interno lordo del 21% entro il 2010.

²³ Decreti del luglio 2005 e del 19 febbraio 2007.

²⁴ Decreto del 11 aprile 2008.

²⁵ Finanziaria 2008 (legge 244/2007 art. 2).

GWh	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Idro >3MW	3.184	1.614	1.523	1.468	1.196	1.085	595	583	388
Idro <3MW	3.601	4.001	2.929	3.533	350	360	95	96	67
Idro potenziamenti	735	205	199	234	200	70	13	0	0
Totale idro CIP 6/92	7.520	5.820	4.651	5.235	1.746	1.515	703	679	455
Totale idro < 10	8.657	8.048	7.192	8.860	7.616	7.875	7.100	9.159	10.382
% idro CIP 6/92 tot	87%	72%	65%	59%	23%	19%	10%	7%	4%
Geotermia CIP 6/92	1.781	1.849	2.578	2.012	1.843	1.454	1.237	813	763
Geotermia totale	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.341
% geo CIP 6/92	40%	40%	48%	37%	35%	26%	22%	15%	14%
Eolico CIP 6/92	1.100	1.271	1.274	1.407	1.201	1.117	1.281	1.153	880
Eolico totale	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	4.861	6.543
% eolici CIP 6/92	93%	91%	87%	76%	51%	38%	32%	24%	14%
Biomasse CIP 6/92	2.149	2.767	3.723	4.694	5.152	5.255	5.025	4.784	4.731
Biomasse non rettificata*	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	6.954	7.523	9.187
% biomasse CIP 6/92	83%	81%	83%	83%	84%	78%	72%	64%	52%

Tabella 8. Andamento decrescente della produzione lorda degli impianti rinnovabili ritirata dal GSE a fronte della risoluzione del meccanismo CIP 6/92.

Fonte: IEFSE su dati GRTN, GSE.

* Non tenendo conto di quanto previsto nella Finanziaria 2008 di riconoscimento dei soli rifiuti biodegradabili.

	2005	2006	2007	2008	2009
Totale potenza CIP 6/92-MW	3.106	2.795	2.363	1.900	1.722
Numero convenzioni con GSE	445	391	328	297	234

Tabella 9. Riduzione effetti provvedimento CIP 6/92.

All'inizio degli anni 2000 l'introduzione del meccanismo dei CV ha dato nuovo impulso agli investimenti in rinnovabili. Tali investimenti inizialmente sono stati non proporzionali alla quota d'obbligo imposta dalla normativa, anche a ragione dei tempi lunghi nella realizzazione degli impianti, dovuti anche ai ritardi nel rilascio delle diverse autorizzazioni e alle lungaggini nella realizzazione della connessione alla rete; ma dal 2007 la dinamica è decisamente di espansione. Un ulteriore contributo è derivato dalle misure di promozione della media e micro generazione (impianti <1MW), fotovoltaica in particolare.

Produzione lorda impianti rinnovabili (esclusi pompaggi e idro>10MW)

(dati in GWh, fonte: Iefe su dati Terna)

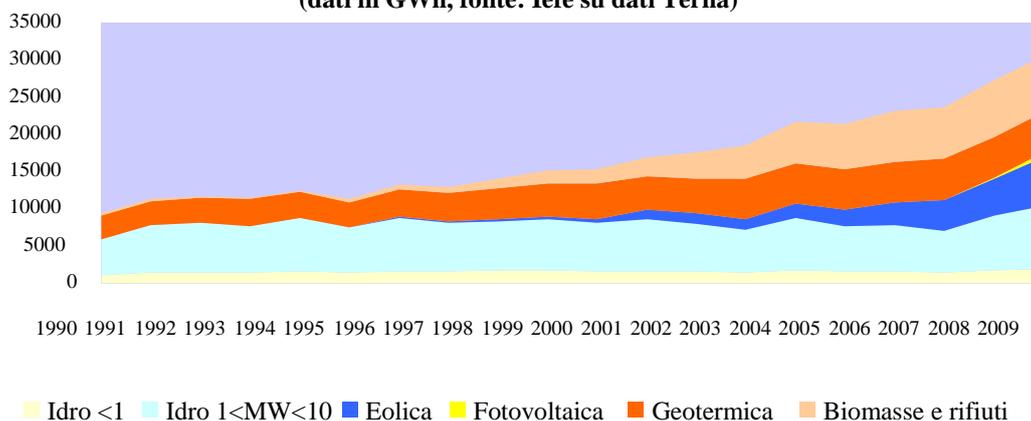


Figura 8. Produzione lorda degli impianti da fonti rinnovabili esclusi i pompaggi e gli idroelettrici maggiori di 10 MW. Dati in GWh. Fonte: Elaborazione IEFE su dati Terna.

Aumento della potenza efficiente lorda degli impianti rinnovabili (pompaggi esclusi)

(dati in MW, fonte: IEFE su dati Terna)

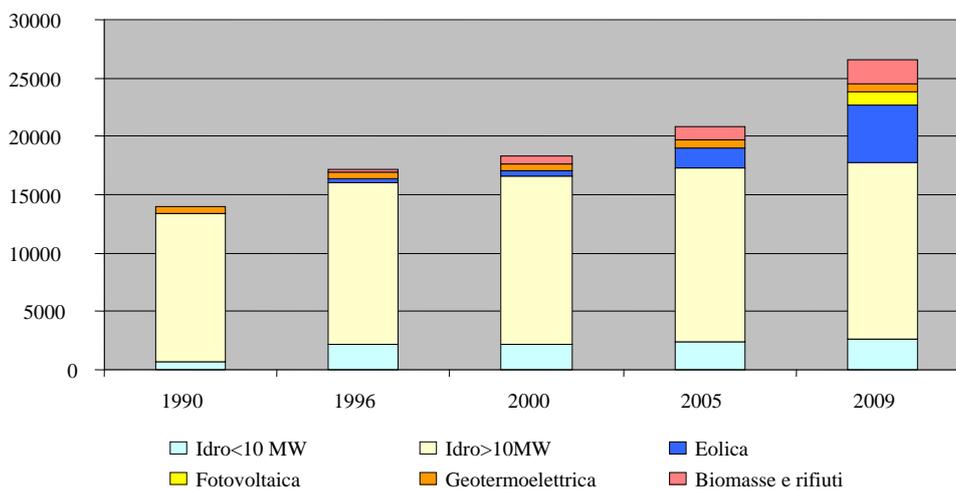


Figura 9. Aumento della potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili, esclusi i pompaggi. Fonte: Elaborazione IEFE su dati Terna.

L'attuale composizione del portafoglio rinnovabile

Il processo d'investimento descritto ha portato nel 2009 a una potenza efficiente lorda degli impianti di generazione alimentati a fonti rinnovabili pari a 30.534 MW, poco meno di un terzo della potenza totale nazionale. Al netto della potenza degli impianti di pompaggio il parco rinnovabile è oggi di 26.517 MW. Per quanto la potenza sia un indicatore molto parziale del contributo potenziale di queste fonti all'offerta di energia elettrica in Italia, il dato segnala che i programmi di investimento sono stati significativi.

Le rinnovabili nel parco di generazione 2009

(dati in MW, fonte: Terna)

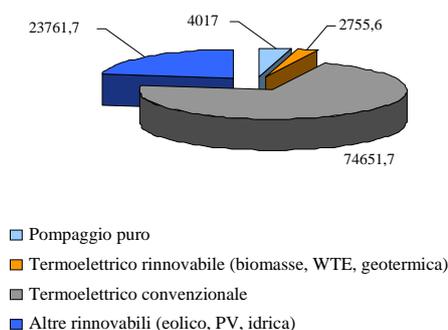


Figura 10. Le rinnovabili nel parco di generazione 2009. Dati in MW. Fonte: Elaborazione IEFÉ su dati Terna.

Nell'attuale struttura di offerta gli impianti rinnovabili presentano diversi elementi di differenziazione per la loro eterogeneità. Nella Tabella 10 si indicano la potenza efficiente netta e quella effettivamente erogata in media dagli impianti di generazione per far fronte alle punte giornaliere del periodo invernale per gli anni 2008 e 2009.

Nel 2009 la produzione di energia elettrica rinnovabile a copertura della domanda finale ammontava a poco meno di 67 TWh, pari al 21% circa del consumo nazionale. La riduzione della domanda di energia elettrica nel 2009, a fronte della congiuntura economica negativa, è stata assorbita esclusivamente dalla contrazione della produzione termoelettrica nazionale. Le importazioni e la produzione rinnovabile, infatti, registrano entrambe un aumento rispetto al 2008 e, di conseguenza un maggiore apporto al soddisfacimento della domanda interna.

	Pot. Eff. Netta	Media disponibilità	Pot. Eff. Netta	Media disponibilità
	2008 MW	punta MW	2009 MW	punta MW
Idroelettrici	21.276	13.000	21.371	13.200
Termoelettrici	73.394	49.600	74.055	52.400
termoelettrici tradizionali (includere biomasse e rifiuti)	72.723	49.000	73.360	51.800
Geotermoelettrici non programmabili (includere eolici, idrici acqua fluente, PV)	671	600	695	600
Totale	98.625	63.500	101.447	67.000

Tabella 10. Potenza efficiente e potenza media disponibile alla punta dei diversi impianti di generazione. Elaborazione IEFE su dati Terna.

	2008		2009	
	GWh	%	GWh	%
Produzione rinnovabile destinata al consumo	51.612	15%	66.696	21%
Produzione termoelettrica convenzionale destinata al consumo	247.835	73%	208.613	65%
Saldo estero	40.034	12%	44.959	14%
Domanda finale (includere perdite di rete)	339.481	100%	320.268	100%

Tabella 11. Copertura della domanda nazionale di energia elettrica. Fonte: elaborazioni IEFE da dati Terna.

Al netto degli impianti adibiti esclusivamente a funzioni di pompaggio (4.017 MW), il parco di generazione rinnovabile è composto per il 66,8% da impianti idroelettrici, prevalentemente di grande dimensione, costruiti prima della liberalizzazione. Non tenendo conto degli impianti superiori ai 10 MW, la percentuale della potenza idroelettrica sul totale rinnovabile scende infatti al 10%. In termini di potenza efficiente lorda, la seconda fonte è l'eolico con il 18,5% della capacità installata, seguita da biomasse e rifiuti (7,6%). Il fotovoltaico che registra una crescita considerevole negli ultimi due anni (superando nel 2009 quota 1.000 MW) raggiunge il 4,3% del parco, mentre la potenza geotermoelettrica rappresenta il 2,8%.

Parco di generazione rinnovabile in Italia nel 2009
(dati in MW, fonte: Terna, GSE)

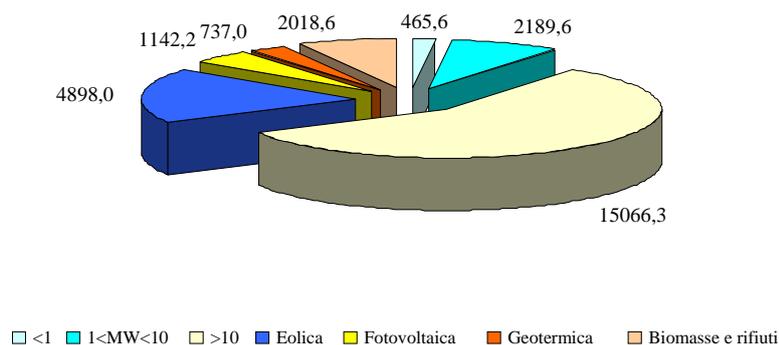


Figura 11. Composizione del parco di generazione da fonti rinnovabili in Italia, nel 2009. Dati in MW. Fonte: Elaborazione IEFE su dati Terna e GSE.

Produzione lorda di energia elettrica rinnovabile nel 2009
(dati in GWh, fonte: Terna, GSE)

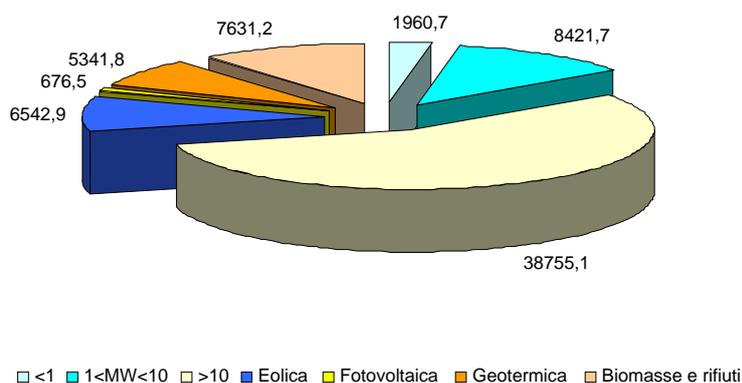


Figura 12. Produzione lorda di energia elettrica rinnovabile in Italia, nel 2009. Dati in MW. Fonte: Elaborazione IEFE su dati Terna e GSE.

I dati relativi alla produzione lorda di energia elettrica vedono il primato della produzione idroelettrica con il 71% della produzione totale nel 2009, di cui il 15% imputabile agli impianti di minori dimensioni (<10MW). Il secondo posto spetta non all'eolico, come nel caso della potenza, ma

alle biomasse e rifiuti (11% della produzione lorda)²⁶, seguite dalla produzione eolica (9%), geotermoelettrica (8%) e, fanalino di coda, la produzione fotovoltaica (meno dell'1%).

	Ore equivalenti di funzionamento MWh/MW	Load factor (ore equivalenti/8670)
Idro <1	3.895	45%
Idro 1>MW<10	3.358	38%
Idro >10	2.192	25%
Eolica	1.601	18%
Fotovoltaica	1.200	14%
Geotermica	7.545	86%
Biomasse e rifiuti	4.272	49%

Tabella 12. Ore di funzionamento e load factor degli impianti rinnovabili. Fonte. IEFE su dati Terna.

La tabella 12 mostra le ore equivalenti di funzionamento e i fattori medi di utilizzo degli impianti rinnovabili negli ultimi 10 anni e non tenendo conto del valore dell'ultimo anno, al fine di epurare il dato dal conteggio di capacità installata ed energia elettrica prodotta al 31 dicembre di ogni anno, assumendo che gli impianti rilevati al 31 dicembre siano attivi durante tutto l'anno. Per quanto riguarda gli impianti solari fotovoltaici, per tenere conto del loro recente sviluppo nel sistema elettrico italiano, circostanza che determina fattori di adattamento e forte variabilità delle ore di utilizzo, si è tenuto conto dell'indicatore delle ore effettive di funzionamento degli impianti fotovoltaici costruito da GSE²⁷. Il valore è stato calcolato depurando i dati degli impianti entrati in esercizio nel corso dell'ultimo anno e di quelli che hanno registrato una produzione inferiore a 500 ore di utilizzazione per problemi tecnici o altre ragioni. In tal modo il valore medio nazionale è risultato pari a 1.200 ore.

La localizzazione della capacità rinnovabile

La localizzazione degli impianti da fonte rinnovabile è chiaramente condizionata dalla presenza della risorsa naturale sul territorio, pertanto:

²⁶ Si ricorda, come già evidenziato in tabella 8, che solo nel 2008 i dati sono stati rettificati per tenere conto nel calcolo delle biomasse dei soli rifiuti biodegradabili ex nuova disciplina e questo spiega la non omogeneità dei dati storici con quelli di nuova rilevazione.

²⁷ Cfr. Il solare fotovoltaico in Italia: rapporto statistico 2009 (pag. 27)

- a. gli impianti idroelettrici al netto del pompaggio sono concentrati prevalentemente nelle regioni dell'arco alpino (Lombardia: 27,9% dei MW, Trentino 17,6%, Piemonte 13,9%, Veneto 6,2%, Val D'Aosta 5%) e appenninico (5,7% Abruzzo, 4,1% Calabria). La producibilità degli impianti nel 2009, anno caratterizzato da alta idraulicità, tuttavia, è molto differenziata: solo gli impianti veneti realizzano più di 4.000 ore di produzione annua, quelli di Piemonte, Trentino e Val d'Aosta producono poco più di 3.000 ore annue, mentre gli impianti localizzati in Lombardia e Abruzzo non superano le 2.200 ore.
- b. I trentadue impianti geotermici sono localizzati nella sola Toscana. Si tratta di impianti avviati già negli anni '60, che hanno visto un ripotenziamento e successivamente nuove realizzazioni negli anni '90, con una produzione media annua tra le 7.000 e le 8.000 ore.
- c. Sebbene il livello e l'intensità di irraggiamento incidano sulla loro produttività, gli impianti fotovoltaici sono distribuiti in tutto il Paese. Il primato spetta alla Puglia e alla Lombardia. Si tratta, tuttavia, di impianti di piccole dimensioni (taglia media 16 kW) destinati al fabbisogno di utilizzatori domestici o a imprese dei servizi, soggetti sulla cui decisione di investimento pesano anche altri fattori e in primo luogo la capacità di spesa e la propensione a un investimento che incide sui beni strutturali (casa, terreno, stabilimento). Sono anche impianti caratterizzati da minori livelli di rendimento, con una produzione media annua pari – come visto - a circa 1.200, con punte di 1.371 ore in Sicilia e 1.369 in Sardegna e valori inferiori 1.109 in Valle d'Aosta e 1.111 in Piemonte.
- d. Meno condizionati dal fattore di disponibilità della risorsa sul territorio sono gli impianti alimentati a biomasse e rifiuti (c.d. WTE). La maggior parte di tali impianti è localizzata in Lombardia (23% della potenza efficiente lorda), seguita da Emilia Romagna (18%) e Campania (10%). Vale la pena di notare che la Calabria, seppure accolga solo il 6% della potenza nazionale, realizza il 10,2% della produzione elettrica da biomasse; contrariamente alla Campania che a fronte del 10% della potenza produce solo il 4,7% dell'energia elettrica da biomasse.
- e. Gli impianti eolici sono insediati in prevalenza in Puglia (24%), Sicilia (23%), Campania (16%), Sardegna (12%) e Calabria (9%). In termini di ore annue, a fronte di una media nazionale di 1.336 ore di produzione equivalente nel 2009, mentre gli impianti localizzati in Campania e Puglia registrano una produzione media annua di 1.450 ore, gli impianti di

Calabria (976 ore), Sardegna (1.173) e Sicilia (1.258) presentano rendimenti produttivi molto bassi. Le ore medie annue di produzione nelle regioni a maggiore capacità installata si sono ridotte considerevolmente negli ultimi tre anni. Nel 2007, infatti, le ore di produzione degli impianti in Puglia sono state 2.348, quelle in Campania 1.937, in Sicilia 2.384 e in Sardegna 1.774. Questo fenomeno è riconducibile solo in parte a una minore produttività dei nuovi impianti, che presumibilmente si insediano in aree caratterizzate da minore ventosità. Infatti le aree italiane nell'atlante eolico sono tutte caratterizzate da un ventosità compresa tra 6 e 8 m/s, condizione che dovrebbe garantire, con le tecnologie convenzionali di raggiungere una producibilità di 1.750 ore l'anno. Vedremo in seguito come il fenomeno sia direttamente correlato all'incapacità della rete di trasporto di far fronte alla crescita della produzione di energia elettrica immessa dagli impianti non programmabili (eolici in particolare) in alcune zone del Paese e allo stesso tempo di garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Anche la cogenerazione cresce grazie agli incentivi

Tra il 2000 e il 2009 la potenza efficiente netta degli impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore è aumentata di circa 16.000 MW. Il tasso medio annuo di crescita è stato pari a 336 MW (48% della crescita complessiva) nel periodo 2000-2003 e a 2.625 MW tra il 2004 e il 2009 (69% del totale). Nel 2009 gli impianti in cogenerazione rappresentano il 32% del parco termoelettrico (erano il 16% nel 2000), con una netta prevalenza della tecnologia a ciclo combinato a gas naturale (79% del totale).

Tale crescita è stata guidata da varie forme di sostegno alla cogenerazione, giustificata sulla base delle potenzialità di aumento dell'efficienza produttiva e per i connessi risparmi nei consumi finali di energia che questa tecnologia può consentire.

Un impulso alla crescita degli investimenti in impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore, precedente al decreto Bersani, si è avuto con le leggi 9 e 10 del 1991 e il successivo provvedimento CIP 6/92. Quest'ultimo, assimilava la cogenerazione alle fonti rinnovabili e riservava alla produzione di energia elettrica da impianti CHP specifiche tariffe incentivanti. Nel periodo 1992-2000, per effetto del provvedimento CIP 6/92, sono stati realizzati numerosi impianti in cogenerazione, in prevalenza a gas naturale, portando la capacità complessiva a 7.697 MW, di cui 5.728 MW rappresentati da impianti a ciclo combinato a gas. La maggior parte (circa il 55%) di questi impianti sono stati realizzati in prossimità di siti industriali al fine dell'utilizzo del vapore

prodotto in CHP nelle attività dell'impresa con cui il generatore realizza un accordo di cessione del calore (es. cartiere, zuccherifici) o per il recupero dei residui di processo come combustibile di alimentazione (es. raffinerie, processi della lavorazione dei metalli). La legge 99/09 ha previsto la possibilità di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 relative alle fonti assimilate ancora in essere (per una potenza c.d. ceduta pari a circa 4.100 MW a fine 2009) e ha fissato, con il decreto 2 agosto 2010, le condizioni di risoluzione per ora limitatamente agli impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia.

Le politiche di promozione della cogenerazione sono proseguite anche dopo l'approvazione del decreto Bersani. I principali vantaggi destinati agli impianti in cogenerazione c.d. ad alto rendimento e di maggiori dimensioni (>10MW) sono: l'esonero dall'obbligo di acquisto dei CV; la precedenza nel dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali; la possibilità di ottenere i titoli di efficienza energetica (certificati bianchi); agevolazioni fiscali sull'accisa del gas naturale utilizzato dall'impianto.

Gli impianti di minori dimensioni, infine, godono del beneficio di accesso al servizio di scambio e di condizioni tecnico-economiche per la connessione semplificate.

L'aumento considerevole della capacità degli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore non si è tuttavia tradotta in un reale incremento dell'efficienza energetica degli usi finali. A fronte di un'efficienza complessiva degli impianti CHP dell'85% (che arriva al 90% per impianti CCGT), gli impianti italiani registrano nel 2009 un'efficienza del 60%. Il calore utilizzato per consumi finali (industriali o civili) è anzi diminuito negli ultimi 10 anni passando dal 31% nel 2000 al 20% nel 2009. Gli investimenti realizzati non sono stati quindi ottimizzati né in termini di potenziale risparmio di energia primaria (gas o altro combustibile), né in termini di CO₂ emessa per unità di kWh elettrico e termico.

2.3 Il funzionamento del mercato all'ingrosso

A undici anni di distanza dall'avvio della liberalizzazione si possono fare alcune osservazioni di massima sull'evoluzione del funzionamento del mercato all'ingrosso.

La prima è che il nostro mercato liberalizzato ha un'età effettiva sensibilmente inferiore a quella anagrafica.

Sebbene i primi passaggi formali della liberalizzazione del settore elettrico in Italia risalgano al 1999, con il decreto Bersani, l'attuazione sostanziale dei meccanismi di mercato e dell'assetto regolatorio a supporto delle dinamiche concorrenziali ha richiesto un periodo di tempo non breve.

Il primo quinquennio successivo alla liberalizzazione è stato, infatti, un periodo di assestamento in cui diverse distorsioni, sia strutturali che regolatorie, hanno pesantemente influenzato il funzionamento del mercato. Basti ricordare che il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per il cosiddetto "mercato vincolato", che includeva sia i clienti che non avevano ancora la possibilità di scegliere il proprio fornitore che quelli che pur potendo scegliere preferivano non uscire dai regimi di tutela, è stato fissato dall'Autorità dal 1999 fino all'aprile del 2004, mese di avvio della Borsa dell'energia elettrica.

In tali anni 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 6/92²⁸, in favore dei clienti del mercato libero, ha portato a un significativo differenziale di prezzo. I clienti del mercato vincolato hanno, infatti, pagato in media prezzi più alti di quelli del mercato libero.

Nello stesso periodo di tempo le dinamiche concorrenziali lato offerta sono state influenzate dalla presenza di meccanismi di gestione della transizione, quali il meccanismo di compensazione dei cosiddetti "Stranded costs" e quello di estrazione della "rendita idroelettrica"²⁹.

Un ultimo elemento che ha rappresentato un fattore di criticità nell'avvio dei mercati è quello del settlement e della misura. La messa a punto di procedure di settlement orario da parte del gestore della rete, allora GRTN Spa, ha richiesto tempi lunghi. Ciò ha comportato, ad esempio, che l'avvio della Borsa elettrica avvenisse con un sistema di valorizzazione degli sbilanciamenti della domanda articolato per gruppi di ore (fascia oraria) e non per ora, con evidenti distorsioni nella formazione dei prezzi in Borsa.

Di fatto dunque la concorrenza non ha giocato un ruolo determinante nella formazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia nel periodo che va dal 1999 all'aprile del 2004. La fase

²⁸ Comitato Interministeriale dei Prezzi, Deliberazione del 29 aprile 1992, Provvedimento n° 6/1992.

²⁹ Decreto Legge n. 25, 18 febbraio 2003, del Consiglio dei Ministri recante Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico e di realizzazione, potenziamento, utilizzazione e ambientalizzazione di impianti termoelettrici.

transitoria si è conclusa nel gennaio del 2005, subito dopo l'avvio della Borsa elettrica, con la partecipazione della domanda al mercato.

Da quel momento nel mercato italiano si è formato un prezzo orario dell'energia elettrica all'ingrosso. Contestualmente è stata trasferita a una società indipendente, Acquirente Unico Spa, la responsabilità dell'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica per il mercato vincolato³⁰.

Queste importanti innovazioni non sono state per altro sufficienti a eliminare – fino all'aprile 2005 – le distorsioni nella valorizzazione dell'energia elettrica che caratterizzavano il regime precedente. Infatti, come già evidenziato, a causa di ritardi nell'adattamento dei sistemi informatici del dispacciatore, inizialmente il meccanismo di Borsa ha consentito la valorizzazione oraria solo delle immissioni degli impianti di maggiori dimensioni.

La coesistenza di diversi regimi di valorizzazione delle immissioni e dei prelievi ha creato l'opportunità per i fornitori di ottenere rendite collegate esclusivamente alla modalità di notifica delle transazioni al gestore della rete. L'eliminazione di tali distorsioni ha richiesto molteplici aggiustamenti della regolamentazione.

In sintesi, le più importanti distorsioni nel funzionamento del mercato italiano dell'energia elettrica all'ingrosso sono state rimosse solo nel corso del 2005.

La seconda riflessione è sull'importante ruolo della Borsa elettrica nel dare e rendere trasparente un prezzo orario dell'energia elettrica.

Il mercato organizzato di compravendita dell'energia elettrica gestito dal Gestore del Mercato Elettrico ha consentito dal 2005 di dare agli operatori un segnale di prezzo chiaro e significativo. Questo è stato possibile anche grazie al fatto che l'Acquirente Unico si è sempre approvvigionato in Borsa per un'ampia quota del suo fabbisogno. Dal 2005 i volumi scambiati in borsa, compresi degli scambi bilaterali, sono rimasti tra i 310 e i 336 TWh l'anno, con una liquidità che non è mai scesa significativamente sotto il 60%³¹ e che nel 2008 ha raggiunto il 69%.

La presenza di un segnale di prezzo orario rappresentativo ha tra l'altro consentito di sviluppare più agevolmente strumenti finanziari di copertura dal rischio prezzo. L'Acquirente Unico, ad esempio, ha utilizzato in misura consistente strumenti quali “contratti alle differenze” o “call options”.

³⁰ Decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003.

³¹ Fonte: Gestore del mercato elettrico <http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>.

I cosiddetti “contratti bilaterali fisici” hanno nel tempo perso rilevanza quale strumento di copertura dal rischio e la compravendita di energia elettrica è diventata sempre meno legata all’attività fisica di produzione e consumo in un determinato punto. Questo è avvenuto anche grazie al miglioramento del quadro regolatorio. Nel tempo sono stati, infatti, introdotti nuovi elementi che hanno aumentato la versatilità e l’efficienza del mercato e delle procedure di settlement. Tra questi, ad esempio, la gestione “per conti” delle posizioni commerciali e fisiche degli operatori, la maggiore flessibilità nell’esecuzione fisica delle transazioni bilaterali, nonché l’introduzione di strumenti finanziari per la copertura del rischio connesso con la volatilità dei costi di congestione (CCC). Il GME ha anche avviato un mercato “Intraday” (MI) che ha fornito agli operatori migliori possibilità di aggiustamento.

Anche le regole degli scambi transfrontalieri sono state via via migliorate, consentendo lo sviluppo di un’intensa e più efficiente attività di trading con l’estero. A oggi, tutta la capacità, sia in import che in export è assegnata dai Gestori di rete di trasmissione (TSO) dei paesi confinanti tramite aste esplicite che allocano prodotti fisici annuali, mensili e giornalieri. Al momento le aste per tutte le frontiere che coinvolgono l’Italia sono gestite da Terna. A partire dall’aprile del 2011 saranno gestite da un auction office appositamente costituito per la regione Central West, chiamato CASC.

Da gennaio 2011 sarà inoltre attivo il *market coupling* con la Slovenia. L’Autorità ha infatti già approvato il Master Agreement, vale a dire l’accordo quadro tra i gestori del mercato elettrico (PX) e i TSO dei due paesi che disciplina le modalità di accoppiamento dei mercati³².

La terza osservazione è sull’allungamento dell’orizzonte temporale dei mercati organizzati

Nel 2008 sono stati attivati due mercati organizzati per lo scambio di prodotti a termine: l’MTE e l’Idex, Il Gestore del Mercato elettrico ha affiancato ai mercati a pronti (MGP, MI) un Mercato elettrico a termine (MTE) con contrattazione nel continuo nel quale lo stesso GME opera come controparte centrale. Su questo mercato vengono negoziati contratti della tipologia Base-load e Peak-load con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all’anno. MTE è un mercato fisico, nel senso che gli operatori hanno l’obbligo o il diritto rispettivamente di immettere in rete o di prelevare l’energia negoziata su tale mercato.

L’IDEX è invece un mercato dei derivati elettrici gestito dalla società Borsa Italiana. Su questo mercato si scambiano future con consegna a un mese, a tre mesi e a un anno. A differenza del MTE

³²Website: <http://www.autorita.energia.it/docs/10/143-10arg.htm>.

sull'IDEX sono scambiati prodotti con *cash settlement*, per consentire anche a operatori finanziari di partecipare al mercato.

I contratti finanziari derivati conclusi sull'IDEX possono essere eseguiti fisicamente attraverso la piattaforma CDE gestita dal GME. La consegna fisica dell'energia elettrica avviene attraverso la registrazione di una transazione che ha come controparte il GME e che dà luogo a una modifica del saldo del conto energia nella disponibilità dell'operatore presso la Piattaforma Conti Energia (PCE).

La creazione di queste piattaforme ha consentito agli operatori di gestire il proprio portafoglio in maniera flessibile su un orizzonte temporale più lungo. Mancano ancora, tuttavia, prodotti di durata superiore all'anno.

A oggi è dunque disponibile anche un segnale di prezzo all'ingrosso a termine, che può costituire un riferimento anche per le contrattazioni bilaterali. Inoltre l'avvio di questi mercati ha consentito di superare le criticità connesse con il rischio di controparte nelle contrattazioni bilaterali.

La quarta e ultima osservazione riguarda il cambiamento delle priorità di politica energetica e il relativo impatto sul funzionamento del mercato all'ingrosso

Contemporaneamente alla fase di maturazione del mercato si è assistito a un cambiamento nelle priorità della politica energetica italiana; cambiamento guidato prevalentemente dall'evoluzione del contesto sia europeo che mondiale. Obiettivi di sostenibilità ambientale, da un lato, e preoccupazioni circa la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dall'altro hanno assunto un ruolo sempre più importante.

Come spiegato in maggior dettaglio nel paragrafo 2.2, questo ha portato allo sviluppo di strumenti di sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Questi meccanismi di natura settoriale si sono affiancati ad altri interventi di politica energetica che, seppure indirizzati alla generalità degli usi energetici, hanno avuto un impatto sia sulla domanda che sull'offerta di energia elettrica. Si tratta delle misure per la promozione dell'efficienza energetica e del sistema Emission Trading (ETS) per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Ciò, da un lato, ha avuto un impatto sulla formazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, e dall'altro ha portato a un ridimensionamento delle prospettive di crescita della domanda. Alla riduzione della domanda ha inoltre contribuito in misura rilevante la recente crisi economica, che ha portato a un calo

dei consumi elettrici. Nel 2009 per la prima volta da sedici anni la domanda di energia elettrica ha infatti registrato un tasso di variazione con segno negativo (-0,7%³³).

Complessivamente, dunque, dall'inizio degli anni 2000 si è registrata una crescente importanza delle politiche pubbliche nel determinare gli esiti dei mercati. Non è nello scopo di questa analisi lo studio dell'efficacia dei diversi meccanismi di incentivo alle fonti rinnovabili o, più in generale, delle politiche per la sostenibilità energetica. Tuttavia, nell'analisi del funzionamento del mercato all'ingrosso non si può trascurare l'impatto che tali politiche hanno avuto, in particolare sui prezzi all'ingrosso.

Questo impatto è passato attraverso la modifica dei costi marginali di produzione delle diverse tecnologie. In particolare, i CV aumentano in termini relativi i costi marginali dei produttori in proporzione alla quantità di energia elettrica soggetta all'obbligo da loro immessa in rete³⁴. L'ETS incide invece sui costi marginali degli impianti in funzione delle loro emissioni di gas serra per unità di energia elettrica prodotta.

L'attivazione di questi strumenti si è dunque tradotta in un aumento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica di entità rilevante; tale aumento è tuttavia difficilmente quantificabile dato lo scarso grado di concorrenzialità che ha caratterizzato estese aree del mercato fino a poco tempo fa.

Inoltre l'entità dei costi connessi con i citati meccanismi di mercato è stata molto variabile nel tempo. Se analizziamo, ad esempio, l'andamento del mercato dei CV a partire dall'introduzione del meccanismo a oggi, si evidenzia che dal 2002 al 2005 il prezzo dei CV è stato decisamente elevato e prossimo al prezzo di riferimento. In questo periodo, infatti, la domanda è stata decisamente superiore all'offerta.

Nel 2006, e soprattutto nel 2007, i prezzi di acquisto si sono invece ridotti per effetto dell'aumento dell'offerta di CV nel mercato.

Particolare la situazione nel 2008, quando l'offerta potenziale si è presentata particolarmente favorevole (10,4 TWh di CV emessi a fronte di una quantità obbligata di 7,1 TWh). Nonostante ciò la

³³ Fonte: Terna.

³⁴ Il D.lgs. 79/99 introduce formalmente il meccanismo prevedendo il diritto al rilascio dei CV della produzione di energia elettrica generata da impianti rinnovabili (qualificati, c.d. IAFR) entrati in esercizio dal 1 aprile 1999. I produttori e importatori di energia convenzionale sono obbligati ad immettere nel sistema elettrico una certa quantità (quota d'obbligo inizialmente pari al 2% e incrementata anno per anno secondo un coefficiente fissato per legge) di energia elettrica prodotta da impianti IAFR e riferita all'anno precedente. L'anno di avvio del meccanismo (quota da immettere) è il 2002, con riferimento alla produzione convenzionale del 2001.

quantità di CV offerti nel mercato non ha consentito la copertura della domanda, costringendo il GSE a ritirare i propri CV a un prezzo di gran lunga maggiore a quello del mercato (112,9 €/MWh contro 88,6 €/MWh). La ragione di ciò è riconducibile alla norma introdotta con la legge 244/07 che ha stabilito il ritiro da parte di GSE dei CV in scadenza. Il confronto del prezzo di ritiro nel 2009 (98 €/MWh) con il prezzo delle contrattazioni nel 2008 ha incentivato i titolari di CV a non cederli sul mercato.

N° CV 1CV=1 MWh	Obbligo DO (1CV=1 MWh)	CV disponibili (tot emessi)	CV produttori (inclusi intragruppo)	CV scambiati (S)	Domanda (DO-CV produttori)	D-S coperti da CV GSE	CV trattenuti
2002	3.230.000	926.550	420.000	470.000	2.810.000	2.340.000	36.550
2003	3.530.000	1.530.900	890.000	600.000	2.640.000	2.040.000	40.900
2004	3.900.000	3.081.500	1.670.000	1.220.000	2.230.000	1.010.000	191.500
2005	4.420.000	4.377.359	1.694.000	2.559.000	2.726.000	167.000	124.359
2006	5.920.000	5.966.352	2.483.000	3.420.000	3.437.000	17.000	63.352
2007	5.791.000	7.759.805	3.252.630	2.525.870	2.538.370	12.500	1.981.305
2008	7.100.000	10.387.894	1.370.000	1.480.000	5.730.000	4.250.000	7.537.894

Tabella 14. Relazione tra obbligo, emissione, domanda e offerta nel mercato di CV. Fonte: Elaborazioni IEFE su dati GME e GSE.

€/MWh	prezzo di riferimento CV GSE	prezzo acquisto CV su mercato
2002	84,2	80
2003	82,4	78,3
2004	97,4	92,5
2005	108,9	106,9
2006	125,3	120,6
2007	125,1	85,4
2008	112,9	88,6

Tabella 15. prezzi di acquisto dei CV. Fonte: Elaborazioni IEFE su dati GME e GSE.

3. Concorrenza

Al momento della liberalizzazione del mercato elettrico sono stati imposti il tetto del 50% alla quota di mercato che uno stesso soggetto può detenere nella produzione e importazione di energia elettrica, e la conseguente dismissione di 15.000 MW di potenza da parte del Gruppo Enel.

In questo capitolo analizziamo l'evoluzione della struttura del mercato della generazione in Italia tra il 2000 ed il 2009 e il suo impatto sulle dinamiche concorrenziali. Consideriamo, in primo luogo, il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ed in secondo luogo accenniamo alle problematiche specifiche del mercato dei servizi di dispacciamento.

3.1. Struttura e dinamiche concorrenziali nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

La seguente Figura 13 illustra la dimensione e la composizione per tipologia del parco di generazione dei principali generatori italiani nell'anno 2009.

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

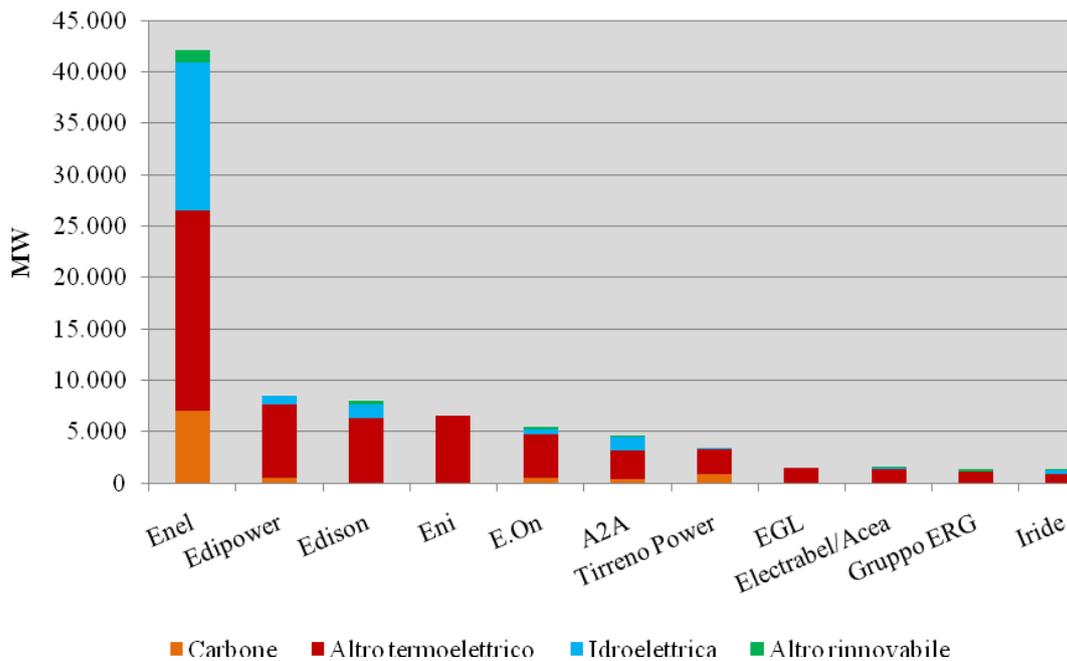


Figura 13. Disponibilità di capacità lorda per i maggiori produttori. Fonte: elaborazione IEFEE su dati AEEG, Relazione annuale (2010).

Si osserva una rilevante asimmetria tra l'Enel ed i gruppi concorrenti, sia in termini di composizione del parco impianti sia in termini dimensionali. A riguardo dell'asimmetria dimensionale esistente tra Enel e i suoi concorrenti è possibile comparare i 42.126 MW a disposizione di Enel con i 12.875 MW del suo principale concorrente, ossia il raggruppamento d'impresa facente capo a EDF, che raggruppa l'insieme del parco di generazione del gruppo Edison ed il 50% di quello di Edipower.

Per quanto riguarda la composizione del parco impianti, segnaliamo che una quota significativa della capacità di generazione dell'Enel è costituita da impianti inframarginali nell'ordine di merito economico delle unità di generazione. Enel, infatti, possiede circa 7.000 MW di impianti a carbone, e circa 14.400 MW di idroelettrico, di cui una parte è costituita da idrico fluente. Una parte rilevante della capacità di Enel è, tuttavia, caratterizzata da un basso load factor anche perchè costituita da impianti vecchi (es. olio) che vengono tenuti in funzione per garantire la sicurezza del sistema o per motivazioni strettamente legate al tipo di tecnologia. Come osservato in seguito, infatti, la quota di mercato sulla produzione di Enel è più bassa di quella sulla capacità.

Quote di mercato in termini di produzione dei maggiori gruppi , 2003-2009

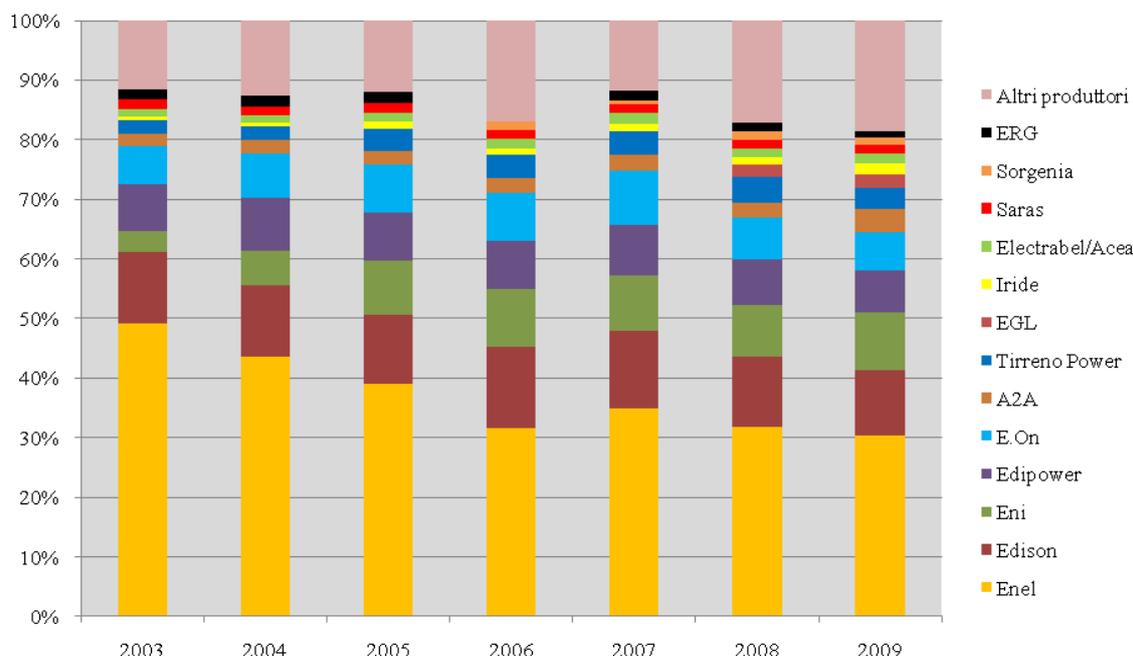


Figura 14. Quote di mercato in termini di produzione dei maggiori gruppi , 2003-2009. Elaborazione IEFE su dati AEEG, Relazioni annuali (2004-2010).

La seconda asimmetria, quella dimensionale, può essere meglio apprezzata in una prospettiva dinamica, analizzando la struttura del settore nel 2004 e nel 2009. A questo scopo la Figura 14 riporta le quote di mercato nella produzione dei principali operatori nel 2003 e nel 2009.

Osserviamo, in primo luogo, che la quota di produzione di Enel è diminuita significativamente tra il 2003 ed il 2009, passando dal 49% al 30%. In particolare la diminuzione più sensibile è avvenuta tra il 2004 e il 2006. Negli anni più recenti la quota Enel appare stabilizzarsi intorno al 30%.

La perdita di quota di mercato di Enel ha corrisposto ad una crescita del contributo di operatori di dimensioni minori, perpetuando, seppure in misura decrescente, l'asimmetria tra l'ex-monopolista e gli altri generatori. Per quanto riguarda i principali cinque concorrenti di Enel (Edison, Edipower, Eni, E.On e A2A), invece, questi hanno aumentato la propria quota di mercato aggregata di 6 punti percentuali tra il 2003 ed il 2009, raggiungendo il 38% dell'energia prodotta. Tuttavia, persiste una forte asimmetria anche tra Enel e i suoi maggiori due concorrenti, Edison ed Eni, che nel 2009 hanno

generato rispettivamente l'11% e il 9,7% dell'energia elettrica prodotta in Italia. Si segnala, inoltre, il trend crescente della quota di mercato aggregata degli operatori di minori dimensione.

La struttura dell'offerta è resta concentrata

Al fine di valutare l'evoluzione della struttura dell'offerta analizziamo di seguito l'evoluzione di alcuni indici comunemente utilizzati per la misurazione del potere di mercato nell'attività di generazione di energia elettrica³⁵. Non essendo resi pubblici gli indicatori di pivotalità calcolati dall'Autorità, utilizziamo "l'indice di operatore residuale in termini di ore" (IORh) calcolato dal GME per le offerte sul mercato all'ingrosso. È un indice relativo ai singoli operatori che offrono sul mercato e misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. Tale indicatore rileva la percentuale delle ore nelle quali un operatore è necessario, ossia quando è in grado di vendere energia elettrica in una zona a prescindere dal prezzo della sua offerta. Come indicatore dell'incentivo per il generatore ad adottare una strategia di offerta pivotale abbiamo assunto "l'indice di operatore residuale in termini di quantità" (IORq) calcolato dal GME, che indica la percentuale di energia elettrica che un operatore è in grado di vendere in una zona a prescindere dal prezzo della sua offerta. Si tratta della parte della domanda che il generatore dovrebbe coprire, qualora adottasse la strategia di offerta pivotale, cioè dopo lo spiazzamento (massimo) da parte dei concorrenti. Tanto minore è la quantità per cui l'operatore è necessario tanto minore è l'incentivo all'adozione di tale strategia.

La Tabella 13 riporta gli indici IORh ed IORq dei principali operatori nell'anno 2009 calcolati da GME³⁶. Tali dati evidenziano il permanere di situazioni potenzialmente critiche in tutte le zone del continente, ed in particolare nel Centro Nord e nel Centro Sud dove Enel è necessaria per un elevato numero di ore e per una parte rilevante della capacità disponibile. Si segnala una diminuzione del potere di mercato di Enel al Nord, dove lo IORh è passato dall'88% al 61,1%, e lo IORq è passato dal 62% al 35,6%. Lo IORq di Enel è inoltre diminuito anche al Sud. Situazioni potenzialmente critiche si registrano in Sardegna e in Sicilia, dove sono presenti anche altri operatori pivotali, rispettivamente E.On ed Edison Trading.

³⁵ A Review of the Monitoring of Market Power The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems. D. Newberry et al., Cambridge Working Paper in Economics, n. 504, January 2005.

³⁶ GME pubblica tali indici per i tre principali operatori Italiani, indicando l'identità di tali operatori per l'anno 2009. Per l'anno 2005, invece i dati vengono pubblicati in forma anonima. È tuttavia stato possibile ricostruire la serie storica a ritroso in modo da associare l'identità dell'operatore anche ai dati del 2005.

Per quanto riguarda la Sardegna, va segnalato che, a partire dall'1 novembre 2009 è attivo il nuovo cavo tra Sardegna e Centro Sud, cosiddetto Sapei. Tale interconnessione potrebbe attenuare significativamente la criticità, grazie all'effetto mitigatore del potere di mercato esercitato dalle importazioni dall'Italia peninsulare. Per quanto riguarda la Sicilia, inoltre, segnaliamo che l'assunzione di impegni da parte degli operatori principali nell'ambito delle istruttorie I-701 e I-702 dell'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato potrebbero produrre analoghi effetti di mitigazione, fino all'entrata in servizio della linea a 380 kV Sorgente-Rizziconi, già autorizzata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale.						
2009						
	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
Enel	61,1%	100%	90,9%	97,9%	88,3%	49,7%
E.ON	-	-	-	-	0,2%	65,4%
EDISON Trading	-	-	-	2,4%	2,3%	-

2005				
	Macrozona Nord*	Macrozona Sud*	Sicilia*	Sardegna
Enel	88%	100%	97%	47%
E.ON (ex Endesa)	7%	-	-	75%
EDISON Trading	4%	-	4%	-

MGP – Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale.						
2009						
	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
Enel	35,6%	93,4%	78,5%	72,4%	40,2%	21,8%
E.ON	-	-	-	-	1,1%	24,5%
EDISON Trading	-	-	-	0,5%	0,9%	-

2005				
	Macrozona Nord*	Macrozona Sud*	Sicilia*	Sardegna
Enel	62%	96%	58%	22%
E.ON	4%	-	-	32%
EDISON Trading	2%	2%	-	-

Tabella 13. Indice di operatore necessario 2005 vs. 2009, GME (2009). Note: * le Zone contrassegnate con l'asterisco raggruppano al loro interno anche i poli di produzione limitata.

La realizzazione dell'interconnessione tra Calabria e Sicilia è attesa modificare significativamente le condizioni concorrenziali sia nel continente che in Sicilia, inducendo una riduzione significativa degli indicatori di indispensabilità di Enel.

Per quanto riguarda Enel, infine, riportiamo l'andamento dell'Indice di Operatore Marginale calcolato dal GME che indica la percentuale dell'energia scambiata di cui l'Enel ha fissato il prezzo.

Come è noto, si tratta di un indicatore assai imperfetto dell'esercizio di potere di mercato per due ragioni. In primo luogo, perché non cattura le situazioni in cui l'operatore dominante esercita potere di mercato facendo in modo che il prezzo sia fissato dalle offerte dei concorrenti. In secondo luogo, perché non cattura le situazioni in cui un operatore marginale, pur non avendo potere di mercato risulta marginale a causa della struttura della curva di merito economico. Lo sviluppo di nuova capacità da parte dei concorrenti ha sicuramente modificato, ad esempio, il posizionamento di Enel nella curva dei costi variabili di produzione.

Pur tenendo presente le limitazioni di questo indice, la sua dinamica nel periodo in esame appare così intensa da suggerire una modifica delle strategie di offerta da parte dell'operatore principale. L'indice suggerisce in particolare lo spostamento verso una strategia orientata al mantenimento delle quote di produzione, anche qualora ciò si traduca in prezzi di mercato relativamente inferiori. Una tale congettura è corroborata dall'andamento delle quote di mercato di Enel, riportato nella Figura 15, che segnala una relativa stabilità negli ultimi anni, dopo la massiccia riduzione nel periodo 2003-2006.³⁷

³⁷ Segnaliamo per altro che la riduzione dello IOM aggregato di Enel sottende una riduzione dello stesso ordine di grandezza nella macrozona Continente. Una significativa riduzione dello IOM si osserva anche nelle Isole, in cui tuttavia il valore 2009 si attesta ad un livello maggiore, tra 36% e il 40%.

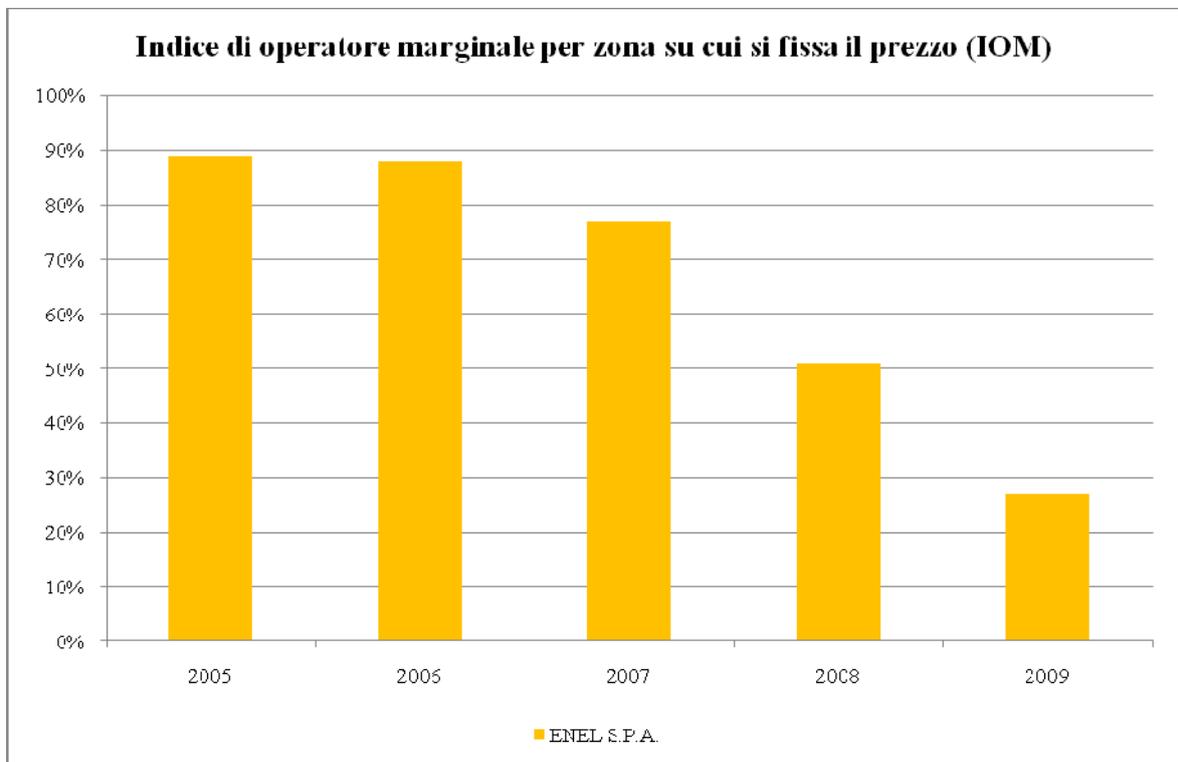


Figura 15. Indice di operatore marginale per zona su cui si fissa il prezzo (IOM): Elaborazione IEFÉ su dati GME, relazione annuale (2009).

Gli esiti del mercato osservati negli anni recenti risultano dalla combinazione di diversi fattori, il cui contributo è difficilmente isolabile.

Da una parte una situazione di eccesso di offerta in alcune aree del Paese legata alle modifiche della struttura del settore, già discusse nel capitolo 2, e alla caduta della domanda per effetto della crisi economica degli ultimi due anni. Tale situazione è stata acuita anche dal ritardo nella realizzazione di alcuni importanti tratti della rete di trasmissione nazionale, come approfondito nel capitolo 4.

Dall'altra parte il grado di concentrazione del settore, ancorché ridotto rispetto al momento di avvio della liberalizzazione, appare ancora compatibile con fenomeni di esercizio di potere di mercato, possibilmente limitati a specifiche aree geografiche e periodi.

3.2. La fornitura dei servizi di dispacciamento

Per quanto riguarda la fornitura dei servizi di dispacciamento, si segnala la carenza di indicatori già elaborati con un grado di dettaglio sufficiente per analizzare in maniera compiuta la struttura e il funzionamento del suddetto mercato. Infatti, a causa delle peculiarità del mercato per i servizi di dispacciamento, non ultimo l'accorpamento in un unico mercato di diverse tipologie di risorse fra cui sussistono relazioni di sostituibilità, le analisi della dimensione geografica e delle dinamiche di funzionamento del suddetto mercato richiedono un dettaglio di dati e di informazioni di estremo dettaglio non disponibili.

Si deve tuttavia segnalare che fin dalle origini del processo di liberalizzazione il mercato per la fornitura dei servizi di dispacciamento ha presentato profili problematici, collegati alla scarsa concorrenza nella fornitura di risorse per il dispacciamento.

Già nell'indagine conoscitiva realizzata congiuntamente dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, AGCM, e dall'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas nel 2005³⁸ relativa al periodo aprile-settembre 2004 (di seguito "indagine conoscitiva"), infatti, si affermava che rispetto al mercato all'ingrosso, l'MSD presentava livelli di concentrazione molto più elevati. Inoltre, spiccava il ruolo di assoluta preminenza di Enel, che, diversamente dai suoi concorrenti, era l'unico operatore a presentare una ripartizione delle quote su più segmenti di servizi che costituiscono il MSD, a riprova dell'asimmetria strutturale che connota il parco elettrico nazionale.

In base ai dati pubblicati nell'indagine conoscitiva, nel periodo 1° aprile - 30 settembre 2004, Enel risultava dominante nelle zone Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sud, considerando il totale sia delle offerte a salire che quello delle offerte a scendere, tanto per le ore piene quanto per le ore vuote. Nel Nord la posizione di dominanza risultava meno marcata che nelle altre zone.

Sia in Sicilia che in Sardegna, per il periodo considerato, la struttura del MSD risultava invece duopolistica. Insieme a Enel, infatti, assumevano una posizione dominante Edipower, in Sicilia, ed Endesa (ora E.On), in Sardegna.

Per quanto riguarda il posizionamento degli operatori nella fornitura dei soli servizi di riserva secondaria, l'indagine conoscitiva evidenziava per il periodo considerato:

- nella macrozona continente una posizione di dominanza di Enel,

³⁸ AGCM 2005, Indagine Conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22). Website: [http://www.agcm.it/agcm_ita/DSAP/DSAP_IC.NSF/0/e8382252e261c6f4c1256ce500526734/\\$FILE/IC22.pdf](http://www.agcm.it/agcm_ita/DSAP/DSAP_IC.NSF/0/e8382252e261c6f4c1256ce500526734/$FILE/IC22.pdf).

- in Sicilia una posizione di dominanza di Edipower,
- in Sardegna una posizione di dominanza di Endesa.

Infine, con riferimento alla fornitura della sola riserva terziaria, nel periodo considerato l'indagine conoscitiva evidenziava:

- una forte concentrazione nella fornitura della riserva terziaria a salire e a scendere sia nelle ore piene che nelle ore vuote in tutte le zone geografiche (il CR2, ossia la somma delle quote di mercato dei primi due operatori, era poco inferiore al 100%);
- nelle zone continentali una posizione di dominanza di Enel, sebbene Edison ed Endesa esercitavano una certa pressione concorrenziale nel Nord e nel Centro Nord;
- nelle isole si contendevano la fornitura di riserva terziaria, rispettivamente Enel, Edipower, ed Endesa in Sicilia, ed Enel ed Endesa in Sardegna.

Per quanto riguarda l'analisi della concorrenzialità negli anni successivi all'indagine conoscitiva, i dati disponibili non presentano un livello di dettaglio paragonabile a quello appena esposto. Nel periodo 2005-2009 sono disponibili solamente gli indici CR3 zonali pubblicati dal GME, ossia le somme delle quote di mercato dei primi tre operatori nelle singole zone. Dato che la valutazione puntuale della situazione concorrenziale del MSD nel 2009 va oltre lo scopo del presente lavoro, seguiranno l'analisi utilizzando i dati disponibili, in modo da apprezzare l'evoluzione concorrenziale del MSD negli ultimi anni.

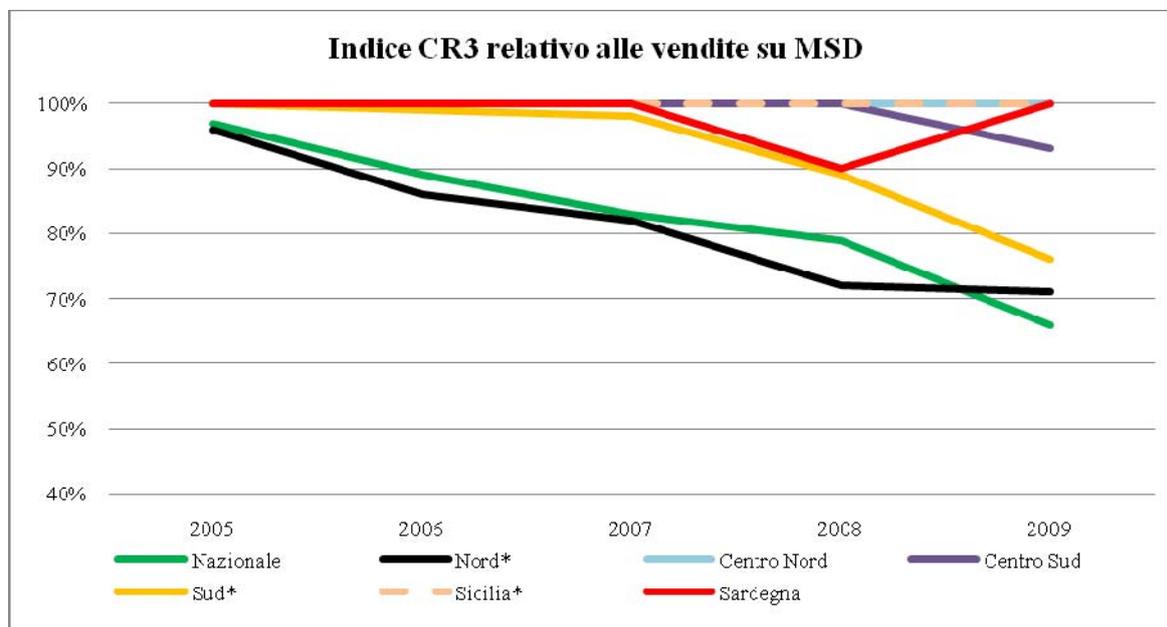


Figura 16. Fonte: Elaborazione IEFE su dati GME, Relazione annuale (2009).

La Figura 16 riporta l'evoluzione del suddetto indice di concentrazione nel MSD tra il 2005 ed il 2009.

Seppur ancora molto elevata rispetto al mercato all'ingrosso, la concentrazione è in diminuzione al Nord, la zona tuttora meno concentrata con un CR3 che è passato dal 96% del 2005 al 71% del 2009, e al Sud, in linea con gli ingenti investimenti in capacità di generazione descritti nel capitolo 2. Al Sud il CR3 è, infatti, passato dal 100% del 2005 al 76% del 2009.

Nelle altre zone, invece, il CR3 presenta dei valori costantemente pari a 100%, ad esclusione del Centro-Sud, che nel 2009 è stato caratterizzato da un CR3 pari a 93%, e la Sardegna, che nel 2008 ha registrato un 90% poi subito risalito al 100% nel 2009.

A fine 2008, il Governo è intervenuto sul disegno del mercato della fornitura dei servizi di dispacciamento con il cosiddetto Decreto Legge anti-crisi del 29 novembre³⁹, al quale ha fatto seguito la disciplina dell'Autorità⁴⁰. Tali interventi contengono misure di mitigazione dell'esercizio di potere di mercato che hanno riguardato, in particolare, le cosiddette "unità di produzione essenziali". Nella

³⁹ La disciplina regolatoria attinente agli impianti essenziali è stata sottoposta a riforma nel 2009 mediante la deliberazione 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09 (di seguito: deliberazione n. 52/09), che è stata adottata alla luce delle disposizioni dell'art. 3, comma 11, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito con modificazioni dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: legge n. 2/09).

⁴⁰ Delibera 52/09.

definizione dell’Autorità sono essenziali le unità che possono “risultare indispensabili ai fini del dispacciamento in alcune prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico”⁴¹.

La nozione di essenzialità ha una dimensione tecnica ed una economica. La dimensione tecnica è collegata alle possibilità per il dispacciatore di ottenere l’avviamento di unità indispensabili in tempo utile per il loro utilizzo. Il problema si presenta qualora un’unità di produzione la cui presenza in servizio potrebbe essere necessaria ai fini della sicurezza del sistema elettrico abbia tempi di accensione tanto lunghi da rendere necessario che la decisione di avviamento sia presa anteriormente all’apertura del MSD. Nel disegno del mercato precedente ai suddetti interventi, infatti, l’MSD era l’unico strumento a disposizione del dispacciatore per richiedere l’avviamento di impianti. La disciplina delle unità essenziali stabilisce quindi le modalità di interazione tra il dispacciatore e i proprietari di impianti essenziali anche anteriormente allo svolgimento dei mercati organizzati.

La dimensione economica delle unità essenziali è connessa al potere di mercato di cui tali impianti godono. Tale potere di mercato è connaturato alla nozione di “indispensabilità”: un’unità di produzione, singolarmente o in congiunzione con altre unità, indispensabile per gestire in sicurezza il sistema in certe aree di rete o in certe ore dell’anno opera in condizioni di monopolio o di altissima concentrazione del mercato nella fornitura delle risorse per il dispacciamento. La disciplina delle unità essenziali prevede, dunque, il controllo dei prezzi offerti da tali unità nel mercato spot dell’energia elettrica e nel mercato dei servizi di dispacciamento. Il proprietario di un’unità essenziale che ritenga non adeguata la remunerazione ottenibile per effetto del meccanismo di controllo delle offerte, può richiedere di essere assoggettato ad un meccanismo di remunerazione differente, sostanzialmente basato sul riconoscimento dei costi medi del produttore stesso.

Il potenziale di mitigazione dell’esercizio di potere di mercato della disciplina precedente a quella oggi in vigore era modesto, in quanto l’attributo di “essenziale” era riferito ad una unità di produzione, cioè ad un gruppo generatore o, nell’interpretazione più ampia possibile, ad un impianto di generazione (una centrale, che può includere diversi gruppi generatori). Di conseguenza, le misure di mitigazione si attivavano se un soggetto controllava l’unico impianto in grado di fornire una prestazione necessaria alla sicurezza del sistema. Le stesse misure non si attivavano invece se un soggetto controllava l’insieme di tutte le unità che erano, singolarmente o in combinazione tra loro, necessarie alla sicurezza del sistema.

⁴¹ Delibera AEEG n. 168/03.

Dal punto di vista economico le due situazioni non si differenziano: nel primo caso si è di fronte ad un fornitore monopolista di un servizio di dispacciamento che controlla una sola unità di produzione, mentre nel secondo ad un monopolista che controlla più unità di produzione. Nonostante la possibilità di esercitare potere di mercato per il soggetto che controlla gli impianti è, nelle due situazioni, identica, la precedente disciplina prevedeva l'attivazione del meccanismo di mitigazione solo nel primo caso.

La Legge 2/09 ha ampliato sensibilmente i poteri dell'Autorità in materia di mitigazione dell'esercizio di potere di mercato in caso di unità essenziali alla sicurezza del sistema, prevedendo esplicitamente la situazione in cui un soggetto disponga singolarmente di raggruppamenti di impianti essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento. La recente delibera n. 52/09 dell'Autorità ha introdotto un meccanismo di regolazione delle unità indispensabili coerente con tali previsioni. Accanto a tale meccanismo l'Autorità ha previsto due meccanismi alternativi, in prima approssimazione basati su impegni di lungo termine alla fornitura di servizi di dispacciamento assunti dagli operatori, a condizioni economiche fissate per ciascuno di essi dall'Autorità.

Tuttavia, la delibera 52/09 prevede solo la pubblicazione dell'elenco degli impianti che non abbiano aderito alle modalità alternative⁴², e non anche delle informazioni relative a tutte le unità essenziali. Non è pertanto possibile esprimere una valutazione circa la quota del mercato dei servizi di dispacciamento che risulterà oggetto degli interventi di mitigazione dell'esercizio di potere di mercato.

⁴² Tale elenco è pubblicato da Terna sul proprio sito internet:
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=nauEOdRLS0Y%3d&tabid=663>.

4. Il servizio di trasmissione

Lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica è stato uno degli elementi critici che il nostro sistema elettrico ha dovuto affrontare dopo la liberalizzazione del settore. Gli investimenti in infrastrutture di trasmissione in Italia sono effettuati sia dal gestore della rete di trasmissione nazionale – Terna Spa – sia, in relazione a recenti nuovi orientamenti normativi, da investitori privati, i cosiddetti investitori merchant. Tuttavia, solamente nel corso del 2009 sono entrate in servizio due linee merchant. In particolare le linee di interconnessione con la Svizzera, Tirano – Campocologno di Elite (Gruppo Edison) e Mendrisio – Cagno di Nord Energia (Gruppo Ferrovie Nord). Inoltre, è stato autorizzato con esenzione dal TPA anche un elettrodotto con l'Austria.

4.1 Gli investimenti di Terna

Uno sguardo sugli investimenti realizzati

L'analisi dell'andamento degli investimenti nel corso dal 1999 al 2009 mostra una sostanziale stagnazione degli investimenti in capacità di trasmissione nei primi anni successivi alla liberalizzazione. La situazione sembra cambiare verso il 2005, quando gli investimenti registrano una netta accelerazione (Figura 17).

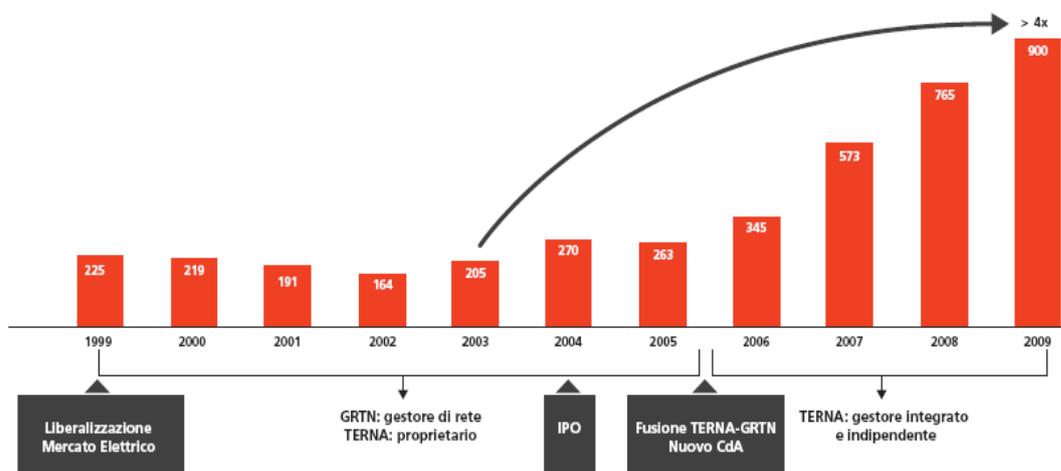


Figura 17: Investimenti realizzati sulla rete dall'avvio della liberalizzazione ad oggi (dati in milioni di Euro). Fonte: Terna.

Questo cambiamento di direzione ha coinciso con la fusione tra la società proprietaria delle reti (Terna Spa) e l'operatore di sistema (Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa - GRTN): un cambiamento strutturale importante che ha consentito di internalizzare in un unico soggetto le scelte di sviluppo, manutenzione e gestione della rete. La fusione ha inoltre coinciso con la separazione proprietaria fra Enel e Terna, completatasi nel 2005 con la vendita della quota di maggioranza relativa di Terna alla Cassa Depositi e Prestiti.

Tra i progetti di rafforzamento ed espansione della rete avviati da Terna ricordiamo due esempi molto rilevanti, l'elettrodotto SAPEI, il cui completamento è previsto per fine 2010, e la linea Sorgente – Rizziconi, attualmente in fase realizzativa, finalizzate a risolvere le evidenti criticità nei collegamenti con la Sardegna e la Sicilia.

Il SAPEI collega la Sardegna al continente mediante una linea sottomarina, di lunghezza pari a 420 km, in corrente continua ad alta tensione (500 kV), in grado di sostenere fino a 1000 MW di potenza; il costo dell'infrastruttura, che si prevede verrà ultimata a fine 2010, è pari a 750 Mln di €.

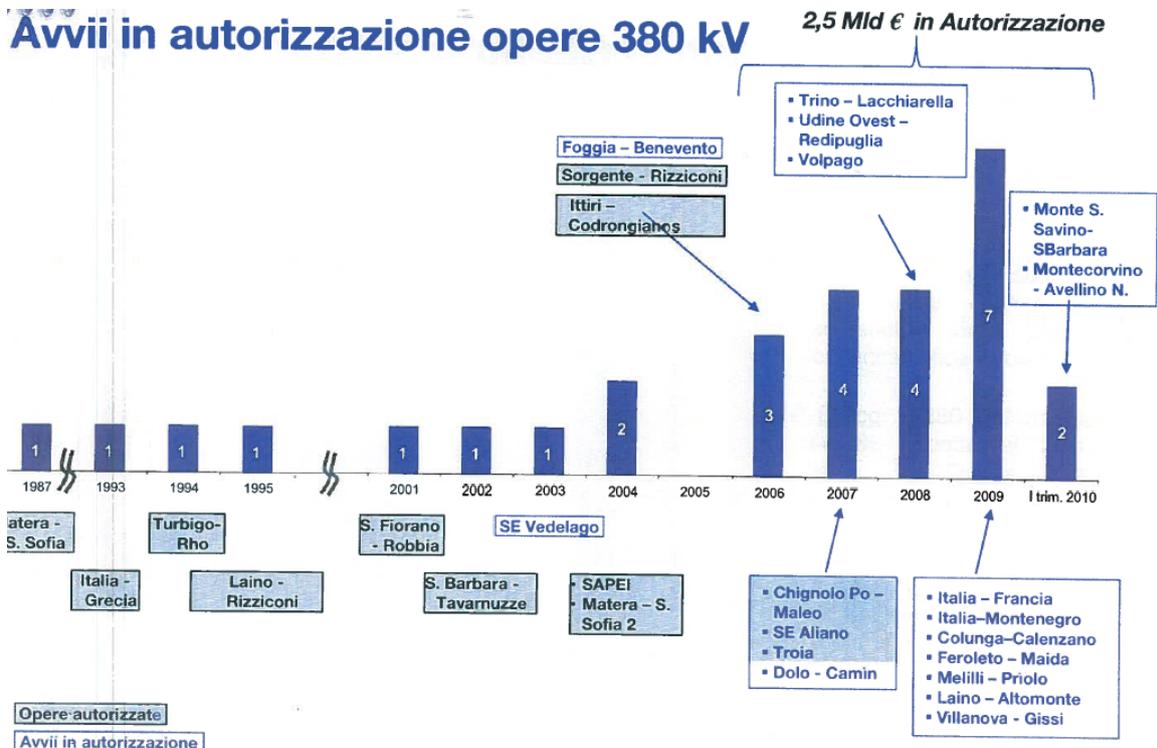


Figura 18: Avvii in autorizzazione delle linee da 380 kV:1987-2010. Fonte: Terna.

Quest'opera si segnala per l'impiego di tecnologie avanzate, grazie alle quali può vantare un primato in ambito internazionale: il SAPEI è il cavo sottomarino con la profondità massima più elevata al mondo, pari a 1700 m, mentre la Sorgente - Rizziconi include il più lungo tratto sottomarino in corrente alternata al mondo, di lunghezza pari a 43 Km. Tale interconnessione potrebbe attenuare significativamente la criticità, grazie all'effetto mitigatore del potere di mercato esercitato dalle importazioni dall'Italia peninsulare

La linea Sorgente - Rizziconi, linea sottomarina in corrente alternata a 380 kV autorizzata in via definitiva il 7 luglio 2010 con un costo stimato pari a 500 Mln di €, è destinata invece ad espandere la capacità di interconnessione fra la Sicilia e il continente. Una volta realizzata, quest'opera includerà il più lungo tratto sottomarino in corrente alternata al mondo, di lunghezza pari a 43 Km.

L'elettrodotta di connessione della Sicilia con il continente è una delle più chiare esemplificazioni delle criticità che si sono sperimentate a valle della liberalizzazione nello sviluppo della rete di trasmissione. La costruzione di questa linea era già nel piano di sviluppo della rete elettrica nazionale

2002-2004 pubblicato dal GRTN nel 2002, con l'obiettivo di entrata in esercizio al dicembre 2006⁴³. Tuttavia, come già accennato, l'opera è stata autorizzata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico nel 2010 e, a otto anni di distanza da suo inserimento nel piano di sviluppo della rete, è ancora in fase di realizzazione. Questo significa che i piani di sviluppo della rete non hanno rappresentato un valido riferimento per i produttori nelle decisioni di localizzazione degli impianti.

Altri interventi sulla rete di trasmissione sono volti alla razionalizzazione delle infrastrutture esistenti o alla rimozione di altri colli di bottiglia potenzialmente in grado di congestionare il sistema o di minacciarne la sicurezza. La Figura 18 illustra il complesso delle linee autorizzate ed avviate negli ultimi anni. Anche in questo caso si registra un aumento dell'attività a valle della fusione tra il gestore e il proprietario della rete.

Il profilo dell'andamento degli investimenti e degli avvisi di autorizzazione degli ultimi anni può forse far sperare in una maggior efficacia rispetto al decennio nella realizzazione delle ulteriori opere previste dal piano di sviluppo di Terna. In particolare, il piano decennale 2010-2019 prevede investimenti per 7 miliardi di euro, fra cui si segnalano le due linee di interconnessione con l'estero in corrente continua Italia-Francia (Piossasco-Grand'Ile), e quella, sottomarina, fra Italia e Montenegro.

Tuttavia, come mostrato nel prosieguo del paragrafo, i tempi di realizzazione delle opere previste nel Piano sono in parte al di fuori del controllo di Terna e i ritardi riguardano la fase autorizzativa.

Regolazione, decisione di investimento e remunerazione

La fase regolatoria preliminare alla decisione di investimento si sviluppa in due parti. Nella prima, Terna effettua un'analisi costi-benefici, che viene poi sottoposta all'approvazione dal Ministero dello Sviluppo Economico. Nella seconda, si percorre il complesso *iter* autorizzativo, comune anche agli investimenti merchant – che verrà esaminato nel successivo paragrafo 4.2.

Un'analisi costi-benefici completa considera fra i benefici dell'investimento sia quelli legati ad una maggiore sicurezza del sistema sia quelli consistenti in una riduzione dei costi e/o dei prezzi. L'aumento della capacità di trasmissione riduce i costi e/o i prezzi per due diversi ordini di ragioni:

- consente agli impianti più economici di servire una platea più ampia di consumatori, riducendo tendenzialmente il costo complessivo di produzione;

⁴³ Terna, "Attività di Sviluppo della Rete di Trasmissione 2002 – 2004".
Website: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=n%2b9ulKo3kJI%3d&tabid=436&mid=478>.

- favorisce la concorrenza, limitando *il mark-up* dei produttori, e quindi, anche ad ipotetica parità dei costi di produzione, riducendo i prezzi. La maggiore concorrenza indotta da una rete più capiente non richiede che la capacità di trasmissione addizionale sia effettivamente utilizzata: un'impresa può essere indotta ad abbassare il prezzo offerto dalla semplice constatazione strategica per cui, mantenendo prezzi elevati, rischierebbe di essere spiazzata da un'impresa concorrente, posta all'altro capo del nuovo collegamento, che potrebbe così utilizzare la nuova capacità disponibile. La “minaccia” dell'utilizzo della nuova linea può dunque rappresentare un efficace deterrente al mantenimento di prezzi elevati.

L'investimento realizzato a valle dell'esito positivo dell'analisi costi-benefici e del successivo processo autorizzativo viene remunerato con un meccanismo regolato, con il quale a Terna viene riconosciuto un tasso di rendimento sul capitale investito. Per il periodo regolatorio 2008-2011, la delibera 348/07 dell'Autorità ha previsto una differenziazione di rendimento riconosciuto basata sulla tipologia di intervento, garantendo una remunerazione più elevata a “investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e ad investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche”, rispetto ad altri tipi di interventi, fra cui gli investimenti di rinnovo e quelli di razionalizzazione delle linee. La stessa delibera ha poi prospettato la possibilità futura di più ampia differenziazione della remunerazione basata sull'efficacia dell'investimento, prevedendo l'avvio di un procedimento finalizzato proprio alla definizione di un indice di efficacia dei nuovi interventi, basato sul rapporto fra benefici e costi. Questa previsione non ha tuttavia trovato applicazione concreta.

Poiché dunque la remunerazione dell'investimento di Terna non è legata ad una valutazione di mercato dei suoi benefici (cioè, non è data dal differenziale di prezzo fra le due zone collegate), il compito di verificare il beneficio complessivo dell'incremento della capacità di trasmissione è esclusivamente demandato all'analisi costi-benefici.

4.2 Gli investimenti merchant

Gli investimenti merchant sono interventi di costruzione di infrastrutture effettuati da investitori privati. Sono stati previsti dalla legge 290/03 e dal conseguente decreto attuativo del Ministero delle attività produttive del 21 ottobre 2005. In Italia, l'investitore merchant è esentato dall'obbligo di garantire l'accesso alla rete a terzi. Di fatto, quindi, la remunerazione dell'investitore merchant è rappresentata dal differenziale di prezzo fra le due zone che l'elettrodotto collega: si tratta dunque di una remunerazione a tutti gli effetti market based. Nel corso del 2009 sono entrate in servizio due linee merchant con la Svizzera, la Tirano – Campocologno di Elite (Gruppo Edison) e la Mendrisio – Cagno di Nord Energia (Gruppo Ferrovie Nord), ed è stato autorizzato con esenzione dal TPA anche un elettrodotto con l'Austria. Sono, inoltre, allo studio varie linee che potrebbero affiancarsi alla rete di Terna. Il rendimento atteso di tali investimenti è significativamente influenzato dalle decisioni assunte da Terna in sede di espansione della capacità di trasmissione. Fra gli investimenti merchant attualmente autorizzati in Italia, si segnala un progetto di Moncada Group, che prevede una linea di interconnessione in corrente continua tra la rete di trasmissione italiana e quella albanese, della capacità di 500 MW ed alla tensione di 400kV, con previsione di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in Albania, in vista della vendita dell'elettricità così prodotta in Italia.

Lo stesso gruppo è all'origine di un progetto, non ancora autorizzato, che prevede una linea di interconnessione in corrente continua tra la rete di trasmissione italiana e quella tunisina, della capacità di 600 MW ed alla tensione di 400 kV.

4.3 Le procedure di autorizzazione

A seguito della fase di valutazione dell'efficacia dell'investimento (che, nel caso degli interventi di Terna, si esplicita nella formale analisi costi-benefici precedentemente discussa), l'investitore intraprende un percorso articolato, finalizzato al rilascio delle autorizzazioni. L'approvazione del progetto richiede l'accordo sia del governo che degli enti locali.

La decisione dell'esecutivo avviene mediante un procedimento unico, relativamente snello, gestito dal Ministero dello Sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente, che subordina l'autorizzazione all'opera all'esito positivo della Valutazione Ambientale Strategica (e, per le linee aeree di lunghezza superiore a 10 km, dell'ulteriore Valutazione di Impatto Ambientale), svolta dalla Commissione tecnica Valutazione Impatto Ambientale – Valutazione Ambientale Strategica (VIA-VAS).

Linea	Tempi
San Fiorano-Robbia	2 anni e 4 mesi
Turbigo – Rho	10 anni
Santa Barbara – Tavernuzze	7 anni
Laino – Rizziconi	7 anni
Matera – Santa Sofia	18 anni (inclusa la variante richiesta dalla Regione Basilicata)

Tabella 13. Lunghezza media del periodo intercorrente fra l'invio della domanda e la concessione definitiva dell'autorizzazione. Fonte: Terna.

L'ottenimento del beneplacito da parte degli enti locali attraversati dall'elettrodotto si rivela spesso un'operazione assai più complessa, non agevolata né da fattori territoriali, quali la morfologia del territorio italiano spesso sfavorevole alle infrastrutture e l'elevata densità media della popolazione, né dalla molteplicità degli interlocutori; la realizzazione delle linee tende, infatti, ad incontrare molte resistenze da parte della popolazione locale e, di riflesso, da parte delle amministrazioni. A tale atteggiamento contribuisce il disegno di mercato, e in particolare il meccanismo di prezzo unico nazionale lato acquisti, che non fornisce alle collettività locali i corretti incentivi a considerare nella propria decisione i benefici apportati dagli elettrodotti. Con il prezzo unico nazionale, infatti, i consumatori pagano un prezzo medio, non differenziato fra zone; dunque, tramite il segnale di prezzo, non percepiscono che una parte della ricaduta positiva dell'ampliamento infrastrutturale.

Ne deriva la lunghezza media, ancorché piuttosto variabile, dei tempi che intercorrono fra l'inizio della procedura, con l'invio della domanda e la valutazione di impatto ambientale, e la concessione dell'autorizzazione, come illustrato dalla Tabella 13. A questi tempi vanno poi sommati quelli relativi alla fase di realizzazione dell'opera. Ad incrementare tale variabilità, inoltre, si segnala il fatto che i tempi di realizzazione delle varie opere non sono correlati con la lunghezza delle stesse. Ad esempio, la realizzazione di 0,5 km della linea Matera – Santa Sofia, citata nella Tabella 13, ha richiesto 18 anni.

4.4 La necessità di coordinamento fra impianti di generazione e reti di trasmissione

Il contesto concorrenziale entro cui ciascun produttore opera è determinato dalla configurazione zonale determinata dall'Autorità. La struttura zonale dei prezzi, infatti, prevede l'aggregazione di gruppi di nodi della rete in zone geografiche. Ciascuna zona è definita nel rispetto dei seguenti criteri:

- 1) la capacità di trasporto tra le zone è inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento più frequenti (congestioni tra zone);
- 2) l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non dà luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento
- 3) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non ha un impatto significativo sulla capacità di trasporto tra le zone.

L'articolazione delle zone viene rivista dall'Autorità con cadenza triennale. Naturalmente nel corso del triennio le configurazioni zonali possono non riflettere più i vincoli fisici di rete. Questa è una conseguenza naturale dell'evoluzione dell'assetto della rete da un lato e di quello dell'offerta e della domanda, dall'altro.

Le modalità di definizione delle zone ed il loro impatto sulla concorrenza sono stati un elemento ricorrente del dibattito sul funzionamento dei mercati in Italia. Se ne è discusso a lungo all'avvio della Borsa. Si è ripresa formalmente la questione nel 2008 per decidere se fosse o meno opportuno separare la zona Nord in due zone separate (Nord Est e Nord Ovest). Si è tornati poi sul tema partendo dal differenziale di prezzo tra la Sicilia e le altre zone del mercato, e dai ritardi nella realizzazione del nuovo elettrodotto tra la Sicilia e il continente.

Esemplare in questo senso il caso della zona Nord, che si è concluso con la decisione di non separare il Nord in due zone separate.

La suddivisione per il periodo 2009/2011, approvata dall'Autorità con la delibera 106/08, ha infatti mantenuto la medesima configurazione zonale prevalente nel periodo precedente. La decisione è però arrivata a seguito di un dibattito, sollecitato dal Documento di Consultazione n. 24/08, relativo alla proposta di Terna di segmentare la zona Nord nelle due sotto-zone Nord-Ovest e Nord-Est. Terna, infatti, sulla base della proiezione dei dati storici di congestione, rilevava un collo di bottiglia fra

Nord-Est e Nord-Ovest che, in assenza di coerente separazione zonale, avrebbe aumentato i costi di approvvigionamento sul mercato dei servizi di dispacciamento. Gli operatori sostenevano invece il mantenimento dello *status quo*, con un'unica zona Nord, rilevando di avere modulato gli investimenti in generazione sulla base delle aspettative di evoluzione della rete desumibili dal Piano di Sviluppo di Terna del 2003. In esso era prevista la realizzazione degli elettrodotti Trino-Lacchiarella e Voghera-La Casella-Caorso (che ad oggi non sono ancora in servizio), che avrebbero evitato il manifestarsi della strozzatura, mantenendo quindi una singola zona. La separazione fra le zone avrebbe portato i prezzi nell'area Nord-Ovest a livelli simili (o pari) a quelli francesi, e avrebbe ridotto sia il costo per i servizi di dispacciamento di Terna, sia il costo complessivo di sistema, riducendo però possibilmente al contempo i profitti per i produttori del Nord-Ovest, ed aumentando quelli dei produttori del Nord-Est. L'Autorità decise di non separare la zona Nord in quanto non era possibile valutare con certezza la rilevanza e la frequenza delle congestioni che Terna si sarebbe trovata a dover risolvere a programma su MSD, né tantomeno l'entità della spesa netta conseguente.

Un dibattito analogo è stato sollevato in merito alla congestione fra Sicilia e zona Sud, determinata dal forte ritardo nel completamento della linea di interconnessione Sorgente-Rizziconi rispetto ai tempi inizialmente previsti dal Piano di sviluppo. In Parlamento è stata avanzata una proposta di aggregazione di Sicilia e Sud in un'unica zona, evidentemente solo virtuale, adducendo come motivazione il fatto che l'evidenza per cui gli impianti del Sud continentale, che sarebbero stati realizzati calibrati sulla base delle previsioni del Piano Nazionale, sono danneggiati dal non poter vendere elettricità in Sicilia dal mancato sviluppo della capacità di interconnessione in Sardegna. La L'introduzione della zona virtuale avrebbe l'effetto consentirebbe di remunerare la produzione gli impianti di generazione situati del Sud "come se" la loro produzione fosse coerente con la capacità di trasporto tra Sicilia a Calabria non ancora realizzata. Di fatto tuttavia tale produzione non potrebbe avvenire, essendo la linea Sorgente-Rizziconi non ancora realizzata. Pertanto Terna dovrebbe ripristinare i livelli produttivi in Sicilia e nel Continente a valori coerenti con la capacità di trasmissione effettivamente disponibile attraverso azioni, onerose di "redispacciamento", il cui costo sarebbe trasferito sui consumatori⁴⁴. Le situazioni sopra descritte sono un esempio dei problemi che dall'assenza di strumenti di medio-lungo termine che consentano, da un lato, agli operatori che

⁴⁴ Un'analisi dell'impatto del raggruppamento di più zone in un'unica zona virtuale sul costo complessivo di fornitura è in Perekhodtsev D. e G. Cervigni (2010) "UK Transmission Congestion Problem: Causes and Solutions. Nel caso Italiano il risultato finale sarebbe influenzato dal regime regolatorio delle cosiddette unità essenziali che produrrebbe un ulteriore effetto redistributivo tra alcuni generatori collocati in Sicilia e quelli situati in Calabria.

vogliono investire in capacità produttiva di coprirsi rispetto al rischio di modifiche inattese delle condizioni di accesso alla rete e, dall'altro, a Terna di pianificare lo sviluppo della capacità di trasporto sulla base di impegni assunti dai produttori.

Una possibile soluzione a questa criticità potrebbe consistere nella creazione di un mercato dei diritti di trasporto di lungo periodo, in relazione ad una quota della capacità prevista dai piani di sviluppo della rete; i produttori si potrebbero così parzialmente assicurare contro il rischio di ritardi nella realizzazione delle infrastrutture di trasmissione. All'aumentare della quota di diritti di transito sul totale della capacità prevista aumenta il trasferimento del rischio di ritardi su Terna (o sull'eventuale investitore merchant). Una quota troppo elevata potrebbe penalizzare eccessivamente l'investitore, che spesso si trova ad affrontare le difficoltà autorizzative a cui si è accennato in precedenza; pertanto, una soluzione ragionevole potrebbe definire una quota intermedia di diritti di transito, con una ripartizione del rischio fra investitore in rete e produttori.

La rete e le fonti rinnovabili

La crescita dell'energia elettrica immessa nel sistema da impianti rinnovabili negli ultimi anni ha fatto emergere un ulteriore problema: quello di far fronte all'impatto che un elevato quantitativo di energia non programmabile può determinare in termini di regolazione e controllo sull'esercizio in condizioni di sicurezza della rete elettrica. Una serie di circostanze normative e strutturali rende questo aspetto fortemente critico nella realtà italiana. Infatti, le rinnovabili godono per legge del diritto alla priorità di dispacciamento e gli impianti rinnovabili non programmabili (eolico, idroelettrico ad acqua fluente, fotovoltaico) come visto nel paragrafo 2.2 sono concentrati in zone quali l'Italia meridionale ed insulare caratterizzate da una scarsa magliatura della rete, dalla presenza di limitazioni sulla potenza trasportabile dalle linee elettriche, nonché dalla presenza di un fabbisogno elettrico locale fortemente sottodimensionato rispetto alla generazione installata e da un parco termoelettrico caratterizzato da scarsa capacità di regolazione.

Le direttrici in cui il fenomeno di congestione si registra con maggior frequenza sono Andria – Foggia, Campobasso – Benevento e Benevento – Montecorvino, sulle quali insistono più di 1.500 MW eolici.

L'Autorità è pertanto intervenuta per affrontare i problemi relativi alla priorità di dispacciamento di cui le fonti rinnovabili godono ed in particolare alla gestione di tale priorità in condizioni di criticità del sistema elettrico nazionale.

Nell'ambito delle politiche di promozione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile rientrano anche tutte le misure finalizzate a consentirne il maggior sfruttamento possibile di tali fonti, ivi inclusa una regolazione incentivante dell'accesso ai servizi di rete (trasporto e dispacciamento). La regolamentazione pertanto prevede:

- la garanzia della priorità di dispacciamento (a parità di prezzo offerto) nei mercati dell'energia elettrica per le unità di produzione da fonti rinnovabili (in particolare, non programmabili);
- che la priorità di dispacciamento debba essere attuata garantendo, al contempo, la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e che, in talune circostanze, ad esempio in condizioni di emergenza, a sola salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo, si possa limitare transitoriamente la produzione di energia elettrica anche da fonti rinnovabili;
- la previsione che gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili definiscano i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti;
- la non abilitazione alla fornitura di risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) per le fonti rinnovabili non programmabili;
- la valorizzazione degli sbilanciamenti effettuata al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
- il potere per Terna di modificare in tempo reale i programmi di immissione anche di unità non abilitate qualora esigenze di sicurezza della rete lo richiedano, relativamente all'utilizzazione per il servizio di bilanciamento di risorse approvvigionate al di fuori dei meccanismi di mercato.

Inoltre occorre segnalare che per questa tipologia di impianti la rete è rilevante anche in conseguenza del regime commerciale imposto dalla regolazione del dispacciamento, in quanto essi valorizzano l'energia elettrica ceduta sulla base del regime di cessione scelto, in ogni caso non valore non inferiore al prezzo marginale nel mercato. La situazione particolarmente critica del 2009 ha comportato la limitazione nell'esercizio della priorità del dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici in alcune ore e in alcune aree dell'Italia meridionale e insulare, a motivo

degli interventi di manutenzione richiesti alla rete (modulazione) nonché per la connessione di nuovi impianti eolici.

Il progressivo aumento dell'energia eolica, e in generale il maggior apporto delle immissioni da generazione intermittente per effetto della produzione addizionale per il raggiungimento degli obiettivi europei nel 2020, induce ad una riflessione più ampia sulle problematiche di integrazione di questi impianti nel sistema elettrico (si veda successivo paragrafo 5.2).

5. Prospettive future di evoluzione del settore

L'evoluzione nei prossimi dieci anni della struttura del parco di generazione e del sistema elettrico più in generale dipenderà in parte da fattori esterni al settore, legati al ciclo di crescita dell'economia italiana e, in parte, da fattori settoriali. Tra questi ultimi, avranno particolare rilievo le decisioni assunte dal legislatore e dal regolatore in attuazione del cosiddetto Green Package, in particolare con riferimento:

- a. alla quota dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili assegnata al settore elettrico;
- b. all'efficienza energetica.

Un ulteriore elemento che avrà un impatto importante sull'evoluzione del settore e, di conseguenza, sulle scelte di investimento, è quello dell'innovazione tecnologica, sia nell'attività di trasporto che di produzione e stoccaggio dell'energia.

L'insieme di questi nuovi elementi imporrà una riflessione seria ed articolata sui meccanismi di mercato e, più in generale, sulle condizioni di accesso ed uso del sistema: regole di connessione, allocazione di diritti di trasporto e relativo sviluppo delle infrastrutture di rete.

Gli elementi d'incertezza circa l'evoluzione del settore nel medio e lungo termine sono dunque molteplici e straordinariamente rilevanti. In questo contesto non è facile effettuare previsioni circa l'evoluzione prospettica del settore, per definizione mutevole ed incerta. Tuttavia, limitando l'orizzonte temporale al 2020, è possibile cogliere alcune tendenze di fondo.

Per discutere di tali tendenze, nel seguito del capitolo utilizzeremo come riferimento le previsioni effettuate dalla Direzione Energia e Trasporti della Commissione Europea⁴⁵ nell'ambito delle previsioni di raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni. Tali previsioni, infatti, sono realizzate attraverso un modello di ottimizzazione di domanda ed offerta e tengono conto, non solo dei fattori macroeconomici ma anche delle politiche e delle tecnologie di abbattimento delle emissioni e di aumento dell'efficienza energetica. Ciò permette di analizzare in maniera più completa ed integrata il contesto in cui gli operatori sono chiamati a prendere decisioni di investimento in nuova capacità di generazione.

⁴⁵ Commissione Europea – Directorate-General for Energy in collaborazione con Climate Action DG e Mobility and Transport DG (2009), "EU energy trends to 2030 — UPDATE 2009".

Naturalmente i modelli di simulazione del tipo utilizzato dalla Commissione adottano un approccio di tipo “pianificatorio” e non tengono conto né di distorsioni regolatorie o normative alla realizzazione degli investimenti, né di altri problemi tipici dei mercati liberalizzati, quale il coordinamento tra infrastrutture di trasporto, generazione e domanda. Infine, questo tipo di modelli non incorpora l’impatto di eventuali comportamenti strategici degli operatori, quali quelli connessi con l’esercizio di potere di mercato.

I risultati del modello devono essere dunque interpretati come un’indicazione per il policy maker circa l’assetto strutturale del settore che, sotto certe ipotesi, consentirebbe di ridurre i costi totali e non come una previsione di evoluzione dello stesso settore.

La Commissione propone due differenti scenari di previsione di raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni. Il primo scenario, detto “baseline”, offre delle previsioni dell’evoluzione spontanea del settore verso l’ottimizzazione, sotto specifiche ipotesi macroeconomiche e microeconomiche, alla luce degli effetti delle politiche e misure adottate entro il mese di agosto 2009. Nel secondo scenario, detto “reference”, l’equilibrio è ricercato dopo aver imposto al sistema energetico il vincolo del raggiungimento di tutti gli obiettivi e sotto-obiettivi in termini di quota di energia rinnovabile sui consumi e di riduzione delle emissioni di gas serra previsti dal pacchetto Clima Energia dell’aprile 2009⁴⁶. Entrambi gli scenari sono stati definiti anche a valle di confronti con il Governo italiano.

Di seguito vengono esposte in primo luogo le prospettive di evoluzione del settore a partire dagli scenari di cui sopra, sia in termini di evoluzione della domanda di energia elettrica che di struttura dell’offerta.

In secondo luogo, vengono esaminate con un maggior dettaglio le prospettive d’integrazione delle politiche di sostenibilità nella politica energetica, ed il loro impatto sul parco di generazione da fonti rinnovabili. Questi, infatti, rappresentano dei driver importanti nelle scelte di investimento in impianti di generazione, termoelettrici e non.

Sia le analisi degli scenari di previsione della domanda e della struttura dell’offerta che l’esame delle prospettive d’integrazione delle politiche di sostenibilità prescindano dalle criticità legate allo

⁴⁶ In entrambi gli scenari si assume una previsione dei prezzi dei combustibili fossili in ascesa, ottenendo per il 2020 prezzi del petrolio e del gas naturale pari rispettivamente a 88\$ '08/bbl e 62\$ '08/boe.

sviluppo delle infrastrutture di rete e dalle condizioni di accesso al sistema, in quanto queste sono trattate separatamente in un capitolo dedicato.

5.1. L'evoluzione strutturale del settore

L'incertezza sull'efficacia delle politiche per l'efficienza energetica si riflette sulle previsioni di domanda

L'evoluzione della domanda di energia elettrica nei prossimi 10 anni rappresenta sicuramente una delle fonti di incertezza circa l'evoluzione del settore elettrico, non solo per l'impatto diretto delle politiche per il risparmio e l'efficienza energetica, ma anche per l'effetto dell'innovazione tecnologica, nonché per la modifica della struttura dei consumi finali di energia. La diffusione dell'auto elettrica e lo sviluppo di nuove tecnologie per lo stoccaggio di energia sono due esempi di innovazioni che, se diffuse su larga scala, potrebbero modificare sensibilmente non solo il livello ma anche il profilo della domanda. Anche nell'orizzonte temporale da noi considerato, di relativamente breve respiro, sebbene non sia ragionevole immaginare rivoluzioni nella struttura e nelle caratteristiche della domanda, i margini di incertezza restano rilevanti.

Le stesse previsioni formulate dalla CE prevedono, a parità d'ipotesi sull'andamento dell'economia e della popolazione, che le politiche incrementali necessarie per il raggiungimento degli obiettivi del Green Package portino ad una riduzione della domanda di energia elettrica di quasi 13 TWh rispetto a quanto sarebbe stato in assenza di nuove misure (scenario baseline) (vedi Figura 19). Se poi guardiamo le previsioni del Ministero dello Sviluppo, effettuate nell'ambito del Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili in Italia (PAN)⁴⁷, vediamo che la differenza di domanda tra lo scenario baseline e lo scenario reference, dal governo denominato "Efficienza supplementare" è di ben 33 TWh: quanto la domanda annua del Veneto.

Le previsioni sono dunque relativamente allineate nell'indicare un'evoluzione spontanea del settore al 2020 verso una domanda di poco inferiore ai 410 TWh⁴⁸, sensibilmente superiore ai 320 TWh del 2009. Più ampio invece il range di domanda indicato dalle previsioni quando viene valutato l'impatto delle nuove politiche. Secondo le stime del governo le politiche per l'efficienza energetica potrebbero quasi dimezzare la crescita della domanda dei prossimi dieci anni, con una domanda di 375 GWh al 2020 (si veda la Tabella 15).

⁴⁷ MSE (2010) "Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia".

⁴⁸ La domanda è definita come consumo interno lordo di energia elettrica, pari alla somma della produzione nazionale lorda più le importazioni nette.

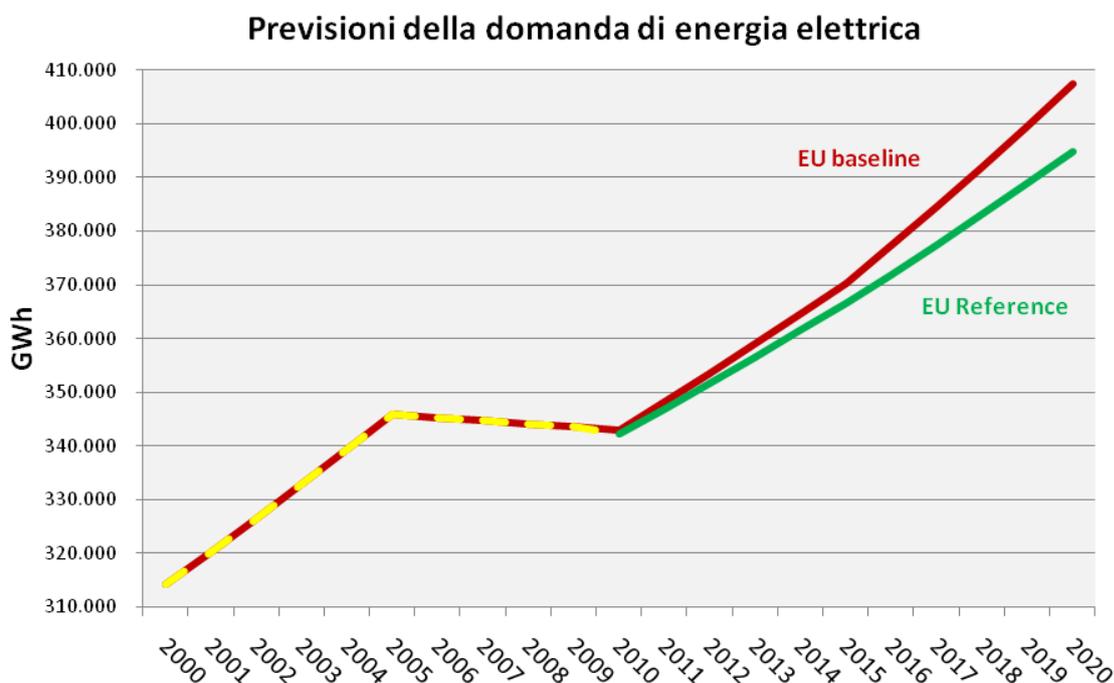


Figura 19. Previsioni della domanda. Fonte: Elaborazione IEFE su dati Terna (2010) “Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2010 – 2020”, Commissione Europea (2009) “EU Trends - Energy 2030”.

Domanda GWh	2009	2010	2020
Terna Sviluppo	331.803	338.771	426.139
MSE – BAU		342.258	407.736
EU- Trends Baseline		342.981	407.290
EU- Trends Reference		342.226	394.837
Terna Base		335.785	386.927
MSE - Efficienza supplementare		356.166	374.736

Tabella 14. Previsioni della domanda al 2020 a confronto, dati in GWh. Fonte: Elaborazioni IEFE su dati Commissione Europea (2009) “EU Trends - Energy 2030”, MSE (2010) “Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell’Italia”, Terna (2010) “Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2010 – 2020”.

Anche nelle ipotesi di crescita più sostenuta della domanda, la capacità termoelettrica non rinnovabile dovrà ridursi per riassorbire l’eccesso di capacità

Come abbiamo visto, sebbene nello scenario baseline la domanda cresca ad un tasso in linea con quello medio degli ultimi dieci anni, le previsioni della CE indicano che il suddetto aumento non sarà accompagnato da investimenti in capacità termoelettrica aggiuntiva. Terminati gli investimenti già

avviati in generazione convenzionale non dovrebbero infatti esserci nuove entrate, se non per la realizzazione di nuovi impianti elettronucleari.

Secondo le indicazioni formulate dal MSE nel 2009⁴⁹, gli investimenti già avviati e in via di completamento dovrebbero riguardare impianti a ciclo combinato per 3600 MW. È prevista, inoltre, l'entrata in esercizio della centrale a carbone di Torrevaldaliga, 1200 MW. La Commissione prevede infine per il 2020 l'entrata in esercizio di 1600 MW di potenza nucleare.

Considerato l'attuale eccesso di capacità produttiva, tenuto conto di questi nuovi cicli combinati, del carbone e del nucleare, nonché della crescita della capacità rinnovabile, anche nello scenario con domanda più alta è prevista una riduzione della capacità termoelettrica convenzionale complessiva, a seguito della dismissione di capacità vecchia e poco efficiente.

Secondo le previsioni della Commissione, dovrebbe infatti proseguire nei prossimi dieci anni il processo già avviato di riduzione della quota degli impianti a prodotti petroliferi nel parco di generazione nazionale. La capacità produttiva degli impianti alimentati da prodotti petroliferi dal 2010 al 2020 dovrebbe ridursi di circa 7.000 MW rispetto agli attuali 10.546 MW.

Anche la potenza efficiente netta delle unità di produzione a gas dovrebbe ridursi, sebbene in misura meno rilevante, avvicinandosi ai 48.000 MW. 2000 MW in meno rispetto al 2010.

Per quanto riguarda il carbone, la Commissione prevede che, dopo l'entrata in esercizio dei 1.200 MW della centrale di Torrevaldaliga, la capacità installata resti costante. Tuttavia, la prevista entrata in funzione della cattura e stoccaggio del carbonio dovrebbe determinare una riduzione della potenza netta, che è stimata al 2020 tra i 10.056 MW ed i 10.248 MW, a fronte degli attuali 9.772 MW.

È interessante notare come le descritte dinamiche della capacità termoelettrica convenzionale siano sostanzialmente identiche sia nel caso di domanda più alta (baseline) che in quello con domanda più bassa (reference). Ciò che cambia tra i due scenari a livello di parco impianti, è il grado di penetrazione delle fonti rinnovabili. Come mostrato nella Tabella 16, infatti, nello scenario reference vengono realizzati 12 GW di impianti rinnovabili in più che nello scenario baseline.

Naturalmente, pur a parità di capacità termoelettrica installata, il funzionamento del parco è molto diverso nei due scenari.

⁴⁹ Ministero dello Sviluppo Economico (2009), "Rapporto annuale sul processo di adeguamento delle regole del mercato elettrico. Valutazione per l'implementazione della regola di formazione del prezzo dell'energia elettrica, di cui all'art. 3, comma 4, del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009".

Nello scenario baseline la domanda aumenta di 64 TWh. L'aumento della produzione nazionale, secondo le stime della Commissione, dovrebbe essere anche più consistente a seguito di una modifica rilevante degli scambi con l'estero. Nonostante l'incremento della capacità di interconnessione prevista dal MSE (dal Montenegro 1000 MW a partire dal 2016, e dalla Francia 1600 MW a partire dal 2014) la Commissione prevede infatti una diminuzione delle importazioni nette di energia elettrica di quasi 10 TWh (sia veda la Tabella 14). Complessivamente la produzione nazionale al 2020 in questo scenario potrebbe dunque crescere di circa 73 TWh.

Importazioni nette GWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	42.108	1.395	40.695	40.006	39.329	38.663	37.638	36.640	35.669	34.723	33.802

Tabella 15. Importazioni nette: 2010-2020, dati in GWh. Fonte: Elaborazioni IEFE su dati Commissione Europea (2009) EU Trends - Energy 2030.

Più della metà di questa produzione incrementale dovrebbe venire da impianti termoelettrici non rinnovabili, principalmente a gas (+24 TWh) e a carbone (+11 TWh). Il resto dovrebbe essere coperto dalla produzione elettronucleare, +14 TWh, e da quella da fonti rinnovabili, +20 TWh.

La capacità produttiva a gas farà da cuscinetto

Nel caso di una crescita meno vivace della domanda l'aggiustamento dei livelli produttivi ricadrebbe sugli impianti a prodotti petroliferi e su quelli a gas, mentre carbone e nucleare non verrebbero toccati in maniera rilevante. Un effetto simile, in termini di composizione della produzione, sarebbe svolto da politiche di sostegno alle rinnovabili più spinte di quelle implicite nello scenario baseline. Infatti, se confrontiamo lo scenario baseline con quello reference, che abbina ad un tempo sia una minor crescita della domanda che un maggior sviluppo delle rinnovabili, vediamo che la produzione nucleare resta invariata, quella del carbone si riduce di circa 7 TWh ma per effetto della cattura e stoccaggio del carbonio, mentre si ha uno spiazzamento di ben 35 TWh della produzione da impianti a gas o a prodotti petroliferi. Questa riduzione è in parte compensata da produzione rinnovabile, che raggiunge i 115 TWh al 2020, rispetto agli 85 TWh dello scenario baseline.

Un più efficiente utilizzo del parco termoelettrico

Data la contrazione della capacità termoelettrica non rinnovabile, l'incremento della produzione a gas sta ad indicare un più efficiente utilizzo del parco termoelettrico di generazione. Tuttavia, questo effetto è quantitativamente apprezzabile solo nello scenario baseline, in cui il numero di ore

equivalenti di funzionamento⁵⁰ degli impianti a gas, pur rimanendo relativamente basso, aumenta raggiungendo quasi le 4.200 ore. A causa della minore domanda e della maggiore produzione da fonti rinnovabili, nello scenario reference gli impianti a gas continuano invece a funzionare un numero di ore di poco superiore a quello attuale: 3700 ore, contro le 3500 attuali.

I problemi di basso utilizzo degli impianti a gas potrebbero persistere nel 2020 anche nel caso in cui la penetrazione delle rinnovabili fosse pari a quella stimata nel baseline ma la crescita della domanda di energia elettrica fosse più limitata. Se, infatti, la suddetta domanda raggiungesse i 374 TWh stimati dal governo nello scenario “efficienza supplementare”, e la produzione di energia da fonti rinnovabili ammontasse a quella dello scenario baseline, a parità di altre condizioni gli impianti a gas produrrebbero per 3.787 ore equivalenti l’anno.

Gli impianti a gas subiscono lo spiazzamento di cui sopra anche a causa dell’entrata in esercizio della centrale nucleare ipotizzata dalla Commissione. Eliminando tale ipotesi il numero delle ore equivalenti di produzione degli impianti a gas salirebbe a 4.455 nello scenario baseline ed a 4.009 nel reference. Il miglioramento nell’utilizzo degli impianti esistenti dovrebbe interessare anche gli impianti a prodotti petroliferi, grazie alla massiccia dismissione di capacità produttiva.

La prevista dismissione di parte della capacità di generazione termoelettrica ed il migliore utilizzo di quella attiva è coerente con la ciclicità degli investimenti in impianti di generazione che caratterizza i mercati elettrici. Secondo quanto analizzato nel paragrafo 2.1, infatti, l’Italia appare oggi collocarsi nella fase apicale di un ciclo di investimenti assai intenso, tale da determinare margini di riserva elevati ed una riduzione della profittabilità degli investimenti. Diversamente le previsioni analizzate finora sono coerenti con una fase discendente del ciclo degli investimenti in capacità di generazione termoelettrica, nella quale l’aumento della domanda e la maggiore efficienza nell’utilizzo del parco impianti previste al 2020, potrebbero determinare un aumento della profittabilità degli impianti.

⁵⁰ Calcolato rapportando la quantità di energia elettrica prodotta per la capacità installata.

Tipo di impianto	Produzione elettrica (GWh)				
	2010	2015 - Baseline	2020 - Baseline	2015- Reference	2020 – Reference
Idro	38.369	38.468	38.710	38.468	38.710
Eolico	6.138	11.685	18.465	17.251	36.337
Solare	1.711	3.594	6.058	3.594	6.916
Geotermico	5.526	5.526	5.741	6.632	6.889
Biomassa e rifiuti	13.003	14.733	15.873	15.467	26.616
Rinnovabili	64.747	74.006	84.847	81.412	115.468
Carbone	48.896	55.517	59.526	53.132	52.022
Petrolio	9.789	15.697	14.001	15.046	1.531
Gas	177.441	186.399	201.434	178.221	178.332
Totale termoelettrico	236.126	257.613	274.961	246.399	231.885
Nucleare	-	-	13.681	-	13.681
Totale	300.873	331.619	373.489	327.811	361.034

Tipo di impianto	Ore equivalenti di produzione				
	2010	2015 - Baseline	2020 - Baseline	2015- Reference	2020 – Reference
Nucleare	-	-	8.664	-	8.664
Idro	2.244	2.206	2.220	2.206	2.220
Eolico	1.362	1.471	1.519	1.627	1.632
Solare	1.364	1.424	1.580	1.424	1.653
Geotermico	8.235	8.235	8.556	8.761	8.765
Carbone	5.004	4.714	5.919	4.512	5.076
Petrolio	928	2.523	3.778	2.491	434
Gas	3.517	3.713	4.171	3.582	3.724
Biomassa e rifiuti	5.329	4.399	3.579	3.457	4.252

Tipo di impianto	Potenza netta installata (MW)				
	2010	2015 - Baseline	2020 - Baseline	2015 - Reference	2020 – Reference
Idro	17.095	17.440	17.440	17.440	17.440
Eolico	4.507	7.942	12.154	10.602	22.262
Solare	1.254	2.524	3.834	2.524	4.184
Geotermico	671	671	671	757	786
Biomassa e rifiuti	2.440	3.349	4.435	4.474	6.259
Rinnovabili	25.967	31.926	38.534	35.797	50.931
Carbone	9.772	11.776	10.056	11.776	10.248
Gas	50.453	50.201	48.289	49.750	47.890
Petrolio	10.546	6.221	3.706	6.041	3.526
Termico	70.771	68.198	62.051	67.567	61.664
Nucleare	-	-	1.579	1.579	1.579
TOT	96.738	100.124	102.164	104.943	114.174

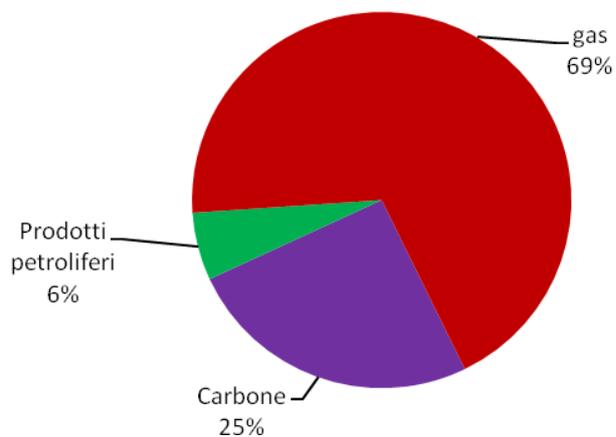
Tabella 16. Produzione elettrica, ore equivalenti di produzione e potenza netta installata negli scenari baseline e reference: 2010-2020. Fonte: Elaborazioni IEFÉ su dati Commissione Europea (2009) EU Trends - Energy 2030.

Il costo del gas continuerà ad avere un ruolo importante nella fissazione dei prezzi dell'elettricità

Malgrado le politiche per la sostenibilità e l'avvio del programma nucleare, al 2020 il gas continuerà ad avere un peso molto importante nella generazione nazionale. Anche nello scenario reference, la produzione termoelettrica da gas, carbone e prodotti petroliferi tra dieci anni dovrebbe coprire poco meno dei due terzi della produzione totale. Il terzo rimanente è coperto quasi interamente dalle rinnovabili. È infatti prevedibile che anche nell'ipotesi ottimistica che il programma di sviluppo di centrali nucleari prosegua senza intoppi, la capacità produttiva nucleare già entrata in esercizio sia bassa. Chiaramente nel decennio successivo al 2020 la quota di produzione nucleare potrebbe aumentare significativamente. Dei circa 230 TWh termoelettrici al 2020 quasi 180 TWh dovrebbero essere prodotti utilizzando gas.

Le dinamiche del mercato del gas, che già negli ultimi dieci anni hanno inciso pesantemente sui costi di produzione dell'energia elettrica, rimarranno dunque centrali. In particolare, per un efficiente funzionamento dei mercati elettrici sarà innanzitutto necessario assicurare condizioni concorrenziali di approvvigionamento del gas, con un segnale di prezzo di breve termine. Anche i meccanismi regolatori dovranno assicurare una corretta valorizzazione della materia prima nel tempo e nello spazio. Le riforme recentemente avviate dal Governo e dall'Autorità sulla borsa gas, da un lato, e sulla regolazione dei servizi di trasporto e bilanciamento, stoccaggio e distribuzione, dall'altro, sono tasselli indispensabili che avrebbero dovuto essere affrontati già da molto tempo e che non è possibile rimandare ulteriormente.

Produzione di energia elettrica da impianti di generazione termoelettrici convenzionali non rinnovabili
Scenario baseline 2020



Produzione di energia elettrica da impianti di generazione termoelettrici convenzionali non rinnovabili
Scenario reference 2020

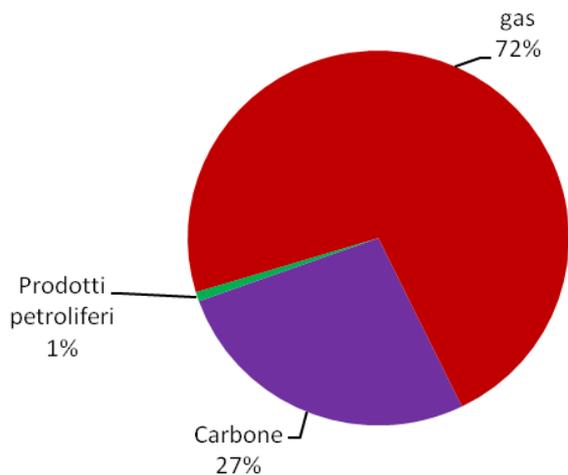


Figura 20. Produzione di energia elettrica da impianti di generazione termoelettrici tradizionali per tipo di combustibile 2000-2008. Fonte: Elaborazione IEFE su dati Commissione Europea (2009) "EU Trends - Energy 2030.

5.2. La spinta verso l'integrazione di obiettivi di sostenibilità nella politica energetica

Come visto nella prima parte, numerose sono le misure di promozione e incentivazione agli investimenti in generazione rinnovabile messe in campo negli ultimi dieci anni quale conseguenza delle politiche europee e nazionali. Già per effetto di queste misure la struttura di offerta vede al 2020 un'ulteriore crescita della quota di energia rinnovabile rispetto ad oggi. Nello scenario baseline 2020, infatti, la produzione rinnovabile rappresenta quasi il 23% della produzione lorda nazionale, che nel 2009 ammontava al 19,7%.

La nuova politica europea approvata nel pacchetto clima energia dell'aprile 2009 rafforzerà ulteriormente il contributo delle energie rinnovabili nei sistemi energetici nazionali quale conseguenza dei due obiettivi quantitativi – di quota rinnovabile sui consumi energetici (da ora in avanti anche obiettivo RES) e di riduzione dei gas ad effetto serra emessi dall'offerta e dalla domanda di energia (da ora in poi anche obiettivo GHG) – che si intende raggiungere nel 2020. Se si guarda al settore elettrico, la decisione europea di raggiungere entro il 2020⁵¹ una quota del consumo finale complessivo di energia soddisfatto da energia rinnovabile per il 20% implica per l'intera Europa una quota del 30-35% di generazione rinnovabile nel sistema elettrico e richiederà un ulteriore sforzo per accrescere il rapporto tra energia rinnovabile e consumi energetici rispetto allo scenario baseline. La decisione europea di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990 e, in particolare la conseguente direttiva che assegna agli impianti di produzione di energia elettrica una quota media annua di riduzione delle proprie emissioni dell'1,74% nel periodo 2013-2020⁵², nell'ambito dell'ETS, determina un'ulteriore spinta al miglioramento delle prestazioni ambientali del settore elettrico. La politica UE implica per l'Italia un obiettivo di riduzione media totale del 44% delle emissioni della generazione elettrica rispetto ai livelli attuali e una riduzione di oltre il 55% rispetto ai livelli prospettici delle emissioni dello scenario baseline.

Pertanto, a meno di non coprire integralmente il costo dell'obiettivo assegnato alla generazione elettrica con l'acquisto dei relativi permessi di emissione, con conseguenze dirette sui prezzi

⁵¹ L'obiettivo medio UE-27 e gli obiettivi quantitativi dei singoli SM sono contenuti nella direttiva 2009/28/CE. La quota specifica assegnata all'Italia è del 17%, che significa un contributo della generazione rinnovabile nel settore elettrico che oscilla tra il 25 e il 30%.

⁵² Direttiva 2009/29/CE.

dell'energia, anche tale obiettivo inciderà sugli investimenti in efficienza energetica e in utilizzo di energie rinnovabili nel settore elettrico.

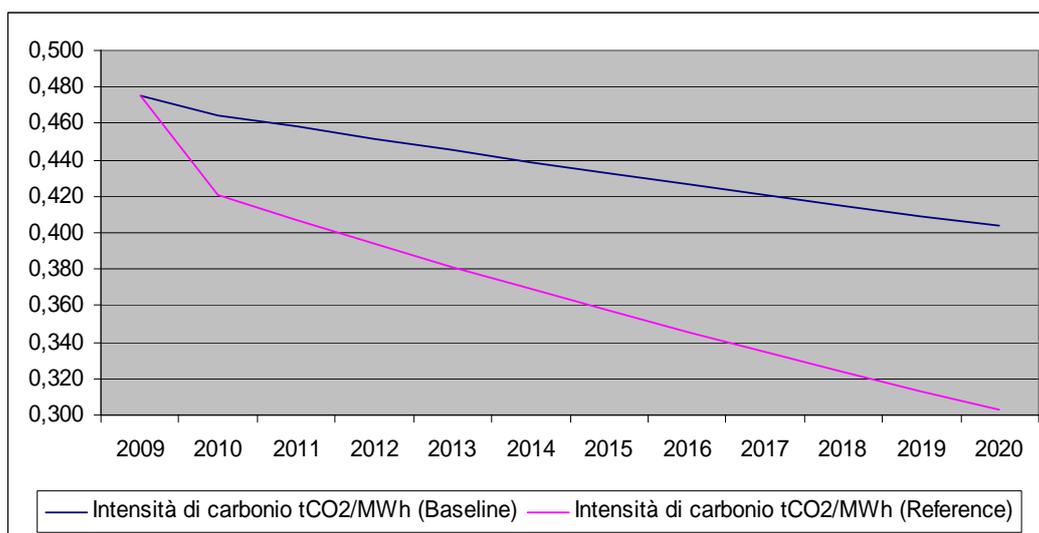


Figura 21. Sforzi di riduzione delle emissioni della generazione elettrica ex direttiva 2009/29/CE.

Lo scenario reference (vedi definizione dei diversi scenari nel paragrafo successivo) mostra, infatti, non solo un maggior apporto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, ma anche un “trasversale”⁵³ miglioramento dell’efficienza energetica, con conseguente riduzione dei consumi energetici nel 2020 rispetto a quanto previsto nello scenario baseline. Il consumo complessivo di elettricità si riduce, infatti, di 13 TWh (pari al 3% del consumo finale lordo 2020 nello scenario baseline). Come già segnalato nel paragrafo precedente, se si considera poi il consumo finale lordo stimato dal MSE nell’indicazione dell’effetto delle misure di efficienza energetica sui consumi finali la riduzione della domanda elettrica dovrebbe essere ancora più consistente e pari a 36 TWh.

L’effetto degli obiettivi di sostenibilità sul settore elettrico

L’aumento delle energie rinnovabili e il loro maggiore apporto percentuale alla copertura della domanda elettrica, genera molteplici conseguenze nel sistema elettrico italiano che potranno, se non opportunamente affrontate, sfociare in altrettante criticità. Le conseguenze maggiori deriveranno, in

⁵³ In quanto tocca l’intera filiera del settore: riduzione dell’energia assorbita dai generatori per unità di kWh prodotto, riduzione dei consumi (perdite) per kWh trasportato nei sistemi di trasporto, riduzione del kWh utilizzato dai consumatori finali a parità di prestazione energetica illuminazione, riscaldamento, trazione, automazione, ecc.).

particolare, dal peso della generazione intermittente (eolica e solare fotovoltaica) sulla produzione di energia da fonti termoelettriche e sulla domanda di energia elettrica.

Di seguito è presentata una fotografia del peso della generazione rinnovabile e delle sue componenti secondo le diverse prospettive di evoluzione del settore elettrico al 2020. In particolare abbiamo fatto riferimento a tre scenari 2020:

- gli scenari baseline e reference della Commissione Europea, già descritti nel precedente paragrafo 6.1,
- lo scenario contenuto nel Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (c.d. PAN) inviato dal MSE alla Commissione Europea a inizio luglio 2009 in base a quanto previsto all'art. 4 della direttiva 28/2009/CE.

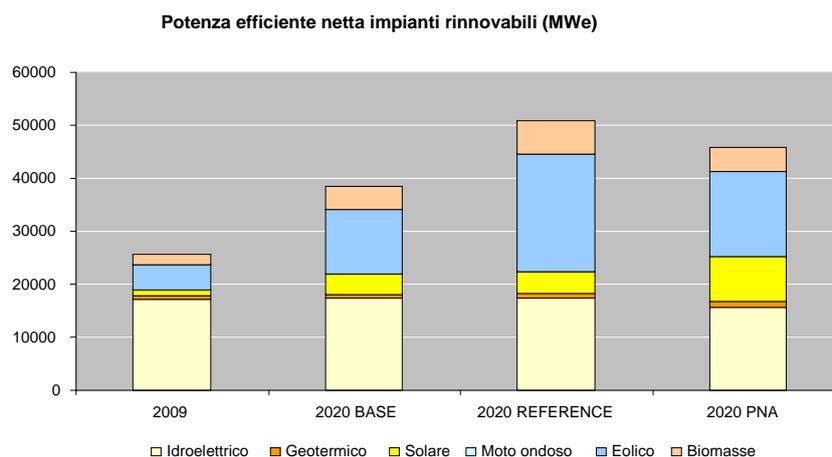


Figura 22. Potenza efficiente netta degli impianti rinnovabili.

Tutti gli scenari mostrano una decisa crescita degli investimenti in impianti di generazione rinnovabile, ovviamente maggiore negli scenari condizionati dal raggiungimento dell'obiettivo della direttiva 2009/28/CE. La potenza efficiente netta complessiva aumenta rispetto al 2009 del 50% nello scenario baseline, del 99% nello scenario reference e del 71% nello scenario PAN. La quota rinnovabile nel parco di generazione al 2020 passa dal 26% del 2009 al 37,5% nello scenario baseline e al 44,7% nello scenario reference.

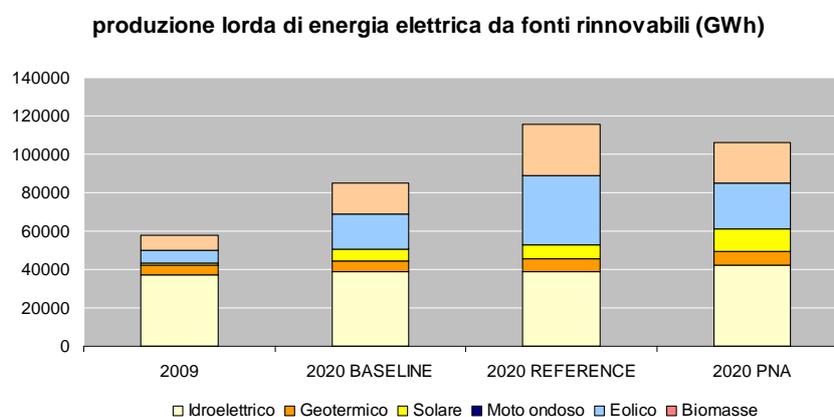


Figura 23. Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il contributo delle fonti rinnovabili è rilevante anche in termini di apporto al fabbisogno di energia elettrica 2020. La produzione rinnovabile cresce di 27 TWh (+47% rispetto al 2009) nello scenario baseline, di 58 TWh (raddoppio rispetto al 2009) nello scenario reference e di 41 TWh nello scenario PAN (+72% rispetto al 2009).

In termini di quota percentuale sui consumi finali totali e sul fabbisogno coperto dalla produzione nazionale della generazione rinnovabile, le differenze tra i diversi scenari sono dovute alle diverse previsioni di consumo finale di energia elettrica. Come già accennato, gli scenari vincolati al raggiungimento degli obiettivi europei contengono al loro interno azioni e misure finalizzate a perseguire, contestualmente all'obiettivo rinnovabili, la riduzione delle emissioni di gas serra anche attraverso il miglioramento dell'efficienza energetica dei consumi finali. Questi scenari (scenario reference CE e scenario efficienza PAN), quindi, pervengono a risultati sui consumi finali inferiori rispetto allo scenario baseline (nel PAN identificato come consumo di riferimento). Occorre, infine, segnalare un'ultima differenza tra lo scenario della Commissione e quello del PAN. Quest'ultimo, infatti, stima un contributo delle energie rinnovabili al consumo finale proveniente dai cosiddetti meccanismi di cooperazione⁵⁴, non previsto invece negli scenari della Commissione.

⁵⁴ Si tratta delle importazioni di energia elettrica rinnovabile da impianti di generazione entrati in esercizio dopo il giugno 2009 e attraverso nuove linee di interconnessione (entrate in esercizio nel periodo 2016-2020).

	2009	CE Baseline 2020	CE Reference 2020	PAN Riferimento 2020	PAN Efficienza 2020
Produzione rinnovabile/Consumo finale lordo*	17,4%	20,8%	29,2%	24,3%	26,4%
Produzione rinnovabile/Produzione lorda totale	19,7%	22,7%	32,1%	n.d.	n.d.
Importazioni rinnovabili/consumo finale lordo	-	0	0	0,58%	0,63%

Tabella 17. Contributo della produzione rinnovabile ai consumi e alla produzione di energia elettrica

Fonte: Elaborazioni IEFE su dati CE, MSE.

* Il numeratore e il denominatore sono calcolati con la metodologia prevista dalla direttiva 2009/28/CE.

Il contributo delle diverse tecnologie nel parco di generazione rinnovabile

Andando ad analizzare il contributo delle diverse fonti all'incremento addizionale rispetto al parco rinnovabile già esistente emerge come in tutti gli scenari 2020 sia decisivo l'ulteriore apporto delle fonti rinnovabili eolica e solare, che arrivano ad avere un peso significativo sulla produzione di energia elettrica a copertura del fabbisogno, tanto nello scenario baseline (6,5%) che nello scenario condizionato dalle politiche europee (12%). Anche nelle previsioni del PAN il contributo delle fonti intermittenti è considerevolmente in aumento e arriva al 9,4% nel 2020⁵⁵.

Il forte peso di queste due fonti anche nello scenario baseline è riconducibile a un elemento comune e a due aspetti specifici delle singole tecnologie:

- l'aspetto comune è il fatto che si tratta di tecnologie mature e ampiamente diffuse nel mercato, in cui sono evidenti gli effetti organizzativi ed economici (tessuto industriale e dei servizi, contesto sociale, fluidità del mercato dei capitali, riduzione dei costi, variegata qualità dei prodotti e delle prestazioni), elementi che ne generano una più facile capacità di penetrazione;

⁵⁵ La notevole differenza dei volumi di produzione – rispettivamente della fonte solare PV e di quella eolica – nelle previsioni CE rispetto a quelle PNA è dovuta fondamentalmente al modello di stima utilizzato dalla CE, ovvero il modello Primes, fondato su un criterio di ottimizzazione e che, quindi, seleziona la produzione offerta dagli impianti più efficienti (cioè quelli con il minor costo al MWh) fino alla saturazione del potenziale massimo sfruttabile. D'altro canto questo modello ha il limite di considerare il sistema elettrico "perfettamente adattabile" all'aumento di energia rinnovabile immesso e prelevato nel mercato e non considera, quindi, gli effetti dell'integrazione della produzione e del consumo con le funzioni di trasporto e di bilanciamento dell'energia.

- gli elementi di differenziazione che caratterizzano la maggiore diffusione delle due tecnologie sono dati dal fatto che, mentre il solare fotovoltaico è spinto direttamente dagli obiettivi di politica energetica (quantità che si ritiene incentivare attraverso il conto energia che, con il decreto del 6 agosto 2010, è stata estesa da 1.200 a 3.000 MW⁵⁶), la tecnologia eolica è spinta dalla sua maggiore competitività rispetto alle altre tecnologie rinnovabili. Il maggiore margine tra prezzo di vendita e costo dell'energia prodotta degli impianti eolici rispetto ad altre soluzioni rinnovabili attrae di conseguenza maggiori investimenti in questa tecnologia⁵⁷.

GWh	2009	Baseline 2020	Reference 2020	PAN 2020
Produzione solare	676,5	6.070,3	6.922	11.350
di cui PV	676,5	4.008	4.800	9.650
Eolico	6.830,4	18.393,7	36.451	20.000
RES Intermittenti	7.506,9	24.398,7	41.251	29.650
RES Totale	57.623,8	84.820,1	115.735	98.885
RES Inter/RES Tot	13,0%	28,8%	35,6%	30,0%
RES Intermitt/Produzione lorda totale	2,6%	6,5%	11,8%	n.d
RES Intermitt/Consumo finale lordo	2,3%	6,0%	10,7%	9,4%

Tabella 18. Crescita della produzione intermittente nella generazione elettrica.

Il contributo della fonte eolica e fotovoltaica alla produzione lorda di energia elettrica rinnovabile passa dal 13% del 2009 al 28% nello scenario baseline e oscilla tra il 30 e il 35% negli scenari condizionati dalle politiche europee (PAN e reference).

Il considerevole aumento del livello di rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico genera diversi effetti sul mercato e sul sistema elettrico e, di conseguenza, sui generatori convenzionali.

⁵⁶ A tale proposito la quantità di 8.000 MW di potenza solare fotovoltaica, per un apporto di circa 10 TWh alla produzione di energia elettrica, prevista dal PNA ci sembra troppo ottimistica in assenza di un prolungamento della potenza incentivabile. La tecnologia fotovoltaica assume, infatti, un costo di produzione di energia elettrica superiore a quello di altre tecnologie e di conseguenza il solo obiettivo RES non ne giustificherebbe la selezione rispetto ad altre tecnologie meno costose, a meno di non considerare, nelle politiche di sostegno, ulteriori benefici (es. industriali, occupazionali). L'eventuale estensione della potenza incentivabile, fino a 8.000 MW, andrebbe in ogni caso confrontata con i costi e i benefici di tutte le soluzioni possibili e in un orizzonte di lungo termine.

⁵⁷ Si ricorda che in Italia il meccanismo di formazione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica per le due tecnologie è differente. Nel caso del solare PV abbiamo il meccanismo del c.d. conto energia che prevede la riscossione di una tariffa definita dal legislatore per la quantità di energia elettrica scambiata con la rete a cui va ad aggiungersi il prezzo spot sul mercato dell'energia. Nel caso della produzione eolica, invece, i generatori incassano il prezzo dell'energia venduta direttamente (sul mercato o attraverso contratti bilaterali) più l'eventuale corrispettivo ottenuto dalla vendita di titoli nel mercato dei CV.

A fronte di un maggiore apporto della generazione rinnovabile nel sistema elettrico nazionale e della necessità di considerare il mercato all'ingrosso nella sua interezza, occorre valutare correttamente e dare risposte agli effetti che potranno generarsi in termini di:

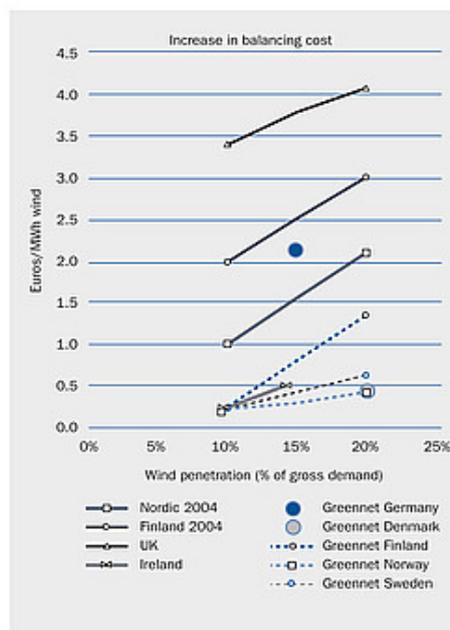
- 1) aumento della volatilità del prezzo nel mercato all'ingrosso (incertezza nella programmazione, intermittenza e esigenze di interventi da parte del TSO) che implica un maggiore sforzo nell'analisi della programmazione dell'energia immessa dai generatori rinnovabili rispetto ai prelievi e la definizione di modelli e algoritmi specifici nell'esercizio delle funzioni del TSO;
- 2) esigenza di servizi ausiliari addizionali e la disponibilità di un margine di riserva offerto dai generatori convenzionali più flessibili e quindi maggiormente in grado di rispondere a funzioni di regolazione. Un maggior apporto di energia intermittente – che per sua caratteristica è altamente volatile ed incerta – richiede infatti una maggiore disponibilità di energia destinata ai servizi di bilanciamento, messa a disposizione dai generatori convenzionali. La necessità di un maggiore margine di riserva operativa nasce da due considerazioni: da un lato la limitata programmabilità di breve periodo della produzione eolica e solare⁵⁸, dall'altra l'intermittenza della produzione e l'alta variabilità di ora in ora della stessa.
- 3) aumento dei costi di sistema per l'esercizio del bilanciamento e per lo sviluppo delle infrastrutture, anche al fine di minimizzare i costi sociali per il raggiungimento degli obiettivi.

L'effetto sui prezzi dello sviluppo delle rinnovabili è fortemente condizionato dalla presenza di vincoli alla capacità di trasporto. Guardando agli effetti di lungo termine è bene, dunque, osservare che l'integrazione di nuova capacità di generazione intermittente nel sistema elettrico per un ammontare consistente determina anche dei costi per la realizzazione di infrastrutture di rete adeguate.

⁵⁸ La prevedibilità può migliorare nel tempo (apprendimento statistico), essere migliorata attraverso l'uso delle migliori tecniche e software di programmazione ed è in generale minore se è svolta (come nel caso italiano in cui dovrebbe far capo al TSO) sull'intero output (portafoglio eolico nazionale) e non sul singolo parco eolico.

Ad esempio, secondo lo studio Nord Pool del 2007 del relativo al caso danese, i costi unitari di integrazione relativi all'interconnessione ed al trasporto dell'eolico oscillano tra i 0,3 c€/kWh e gli 0,6 c€/kWh e in generale diminuiscono all'aumentare della produzione⁵⁹.

I costi relativi all'offerta di servizi di bilanciamento dipendono invece dalla struttura del parco di generazione e dalla capacità di coordinamento con la gestione del bilanciamento del TSO sul territorio (margine di riserva, errore di previsione, funzioni di back up). Questo costo aumenta in modo lineare al crescere della penetrazione della produzione eolica a copertura della richiesta. Nel caso di una produzione eolica che arrivi a coprire il 10-15% della richiesta soddisfatta dalla produzione nazionale (scenario reference) i costi operativi di sistema (costi per i servizi di bilanciamento) aumentano, secondo diversi studi internazionali, di 1-2 €/MWh. La Figura 25 indica i risultati ottenuti in studi specifici sull'analisi dei costi di bilanciamento derivanti dalla penetrazione di produzione eolica in diversi sistemi elettrici europei.



Holtinen, 2007

Note: The currency conversion used in this figure is 1 € = 0.7 GBP = 1.3 USD. For the UK 2007 study, the average cost is presented; the range for 20% penetration level is from 2.6 to 4.7 €/MWh.

Figura 24. Costi aggiuntivi di bilanciamento derivanti dal maggiore apporto della produzione eolica.

⁵⁹ Cfr. Studio Nord Pool 2007 relativo a caso danese, costo medio 0,3-0,4 c€/kWh con 20% del consumo annuo totale coperto da produzione eolica.

Infine è da segnalare l'effetto sugli investimenti dei generatori convenzionali, esistenti e nuovi entranti. Un effetto sui generatori esistenti, ulteriore rispetto a quello di aumento della volatilità dei prezzi, è dato dalla riduzione del numero di ore di funzionamento atteso per effetto dell'aumento della produzione rinnovabile; fattore che incide sulla redditività dei generatori convenzionali e influenza le decisioni dei nuovi entranti. La copertura dei costi fissi di alcuni impianti convenzionali potrebbe richiedere picchi di prezzo importanti, se affidata ai soli ricavi da vendita spot dell'energia elettrica prodotta. È importante che in una tale situazione non si creino distorsioni nel mercato. Per esempio, la produzione richiesta per esigenze di regolazione (backup alla produzione eolica descritta in precedenza) deve essere opportunamente distinta e remunerata. Un ulteriore effetto è il prevedibile aumento dei costi per il miglioramento degli impianti in risposta ai nuovi obiettivi della politica energetica. Come visto, l'aumento della produzione rinnovabile potrà generare investimenti nella capacità di stoccaggio e nelle funzioni di flessibilità degli impianti convenzionali, in risposta alla maggiore variabilità delle condizioni e alla maggiore volatilità dei prezzi generata dal maggiore apporto della generazione intermittente. D'altro canto i generatori convenzionali potrebbero essere spinti al miglioramento di queste funzioni anche in risposta al tetto per il contenimento delle emissioni derivante dall'obiettivo GHG e da strategie di miglioramento dei sistemi di gestione e modulazione dell'energia in risposta allo sviluppo delle esigenze della domanda indotto da una maggiore consapevolezza dei consumatori all'ingrosso dei costi degli sbilanciamenti dei rispettivi prelievi.

Nel caso italiano, inoltre, occorre aggiungere l'effetto prodotto sui generatori convenzionali dall'obbligo di immissione di una certa quota (per ora fissata fino al 2012) di energia rinnovabile rispetto a quella convenzionale previsto dal nostro meccanismo dei CV. Come già visto il costo di sostenimento dell'obbligo può influenzare il prezzo nel mercato all'ingrosso in quanto la quota di energia rinnovabile da raggiungere ricade sui generatori convenzionali. Anche in questo caso, se si vuole difendere la logica del meccanismo di sostegno attraverso il mercato dei CV, dovrebbero essere eliminate le barriere che impediscono allo stesso mercato di fornire un corretto segnale di prezzo.

5.3. Lo sviluppo delle infrastrutture e il funzionamento dei mercati

L'analisi dell'andamento degli investimenti ha mostrato la progressiva crescita del capitale investito da Terna nelle infrastrutture di trasmissione nel corso degli anni.

Il piano decennale di sviluppo della rete europea redatto dalla rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSOE) per il periodo 2010-2019 prevede per la rete italiana investimenti per 7 miliardi di euro, originati sia da interventi di Terna sia da merchant lines, con benefici attesi stimati in efficienze nette per il sistema pari ad 1 miliardo di euro l'anno, grazie alla diminuzione delle perdite di energia per 1,2 miliardi di kWh all'anno, alla riduzione delle congestioni tra 5.000 e 9.000 MW e alla maggiore capacità di importazione di energia a prezzi competitivi prevista tra 3.000 e 6.000 MW. La Tabella 19 mostra i principali investimenti previsti e i benefici da essi attesi.

Gli interventi previsti incidono sulle principali criticità del sistema evidenziate in precedenza, consistenti nella scarsità di capacità di trasmissione con le isole, nelle congestioni fra Nord-Ovest e Nord-Est e fra Centro-Sud e Sud, e nelle congestioni interne alla zona Sud legate al rapido sviluppo di capacità di generazione da fonti rinnovabili. Alcuni di essi sono invece finalizzati a incrementare la capacità di interconnessione con l'estero. La considerazione dei molti interventi previsti, unita alla constatazione per cui il trasporto è forse il segmento dell'industria elettrica interessato dal maggior livello di innovazione tecnologica, giustifica un certo ottimismo in relazione alle prospettive future.

I recenti sviluppi tecnologici migliorano il coordinamento fra produttori e gestori di rete e riducono i tempi di reazione del sistema a fronte di shock esterni, aumentandone la sicurezza. Se questa tendenza si consoliderà, miglioreranno anche le prospettive di espansione delle fonti rinnovabili, che tradizionalmente, per l'inerente incertezza relativamente alla potenza erogabile in ogni istante, incontravano difficoltà nel coordinarsi tempestivamente con i gestori della rete, ponendo dei problemi di sicurezza del sistema che finivano con il limitarne l'impiego molto al di sotto del potenziale.

Il miglioramento nel coordinamento è legato alla nozione, alla base delle smart grid, per cui, grazie alla diffusione delle apparecchiature digitali di misurazione, anche gli utenti di piccole dimensioni – siano essi generatori o consumatori - tradizionalmente trattati come soggetti passivi nel sistema elettrico, ne divengono ora parte attiva. Condizione essenziale affinché ciò possa avvenire è che a

questi soggetti vengano forniti segnali di prezzo corretti, a tutti i livelli della filiera: è infatti importante che ciascun soggetto riceva segnali circa il valore (o il costo) delle proprie decisioni per il sistema.

Linea	Tipologia di intervento	Benefici attesi	Avanzamento lavori
Cornier (Francia) - Piossasco	Aumento voltaggio a 400 kV su una linea di lunghezza di 257 Km	Aumento capacità interconnessione Italia-Francia di circa 600 MW	Fase realizzativa. Completamento previsto 2012
Piossasco – Grand – Ile (Francia)	Nuova linea ad alta tensione (500 kV) in corrente continua di 197 Km	Aumento capacità interconnessione Italia – Francia di circa 1000 MW	Fase progettazione/ autorizzazione
Brindisi – Babica (Albania)	Nuova linea merchant a 400 kV in corrente continua sottomarina di 290 km	Aumento capacità interconnessione Italia – Albania di 500 MW	Fase autorizzativa – Realizzazione entro il 2013
El – Aouaria (Tunisia) – Partanna	Nuova linea a 400 kV in corrente continua sottomarina di 350 km	Aumento capacità interconnessione con la Tunisia per 500 MW	Autorizzazione – Realizzazione prevista entro il 2015
Sorgente – Rizziconi	Nuova linea a 400 kV in C/A, in parte sottomarina.	Aumento capacità trasmissione fra Sicilia e continente	Realizzazione – Completamento entro il 2013
Trino – Lacchiarella	Nuova linea a 380 kV di 90 km e aumento voltaggio linee pre-esistenti	Contributo ad alleggerire la rete nella zona congestionata fra Nord -Ovest e Nord - Est	Autorizzazione – Realizzazione prevista entro il 2015
Chignolo Po - Maleo	Nuova linea a 380 kV di 22 km	Aumento trasmissione fra Nord-Ovest e Nord-Est	Realizzazione – Completamento entro il 2012
Foggia - Villanova	Nuova linea a 400 kV di 178 km.	Miglioramento interconnessione fra Centro-Sud e Sud e più efficiente utilizzo fonti rinnovabili	Autorizzazione – Completamento previsto per il 2015
Benevento - Montecorvino	Nuova linea a 400 kV di 70 km	Aumento capacità trasmissione e possibilità di migliore utilizzo delle energie rinnovabili	Progettazione e autorizzazione – realizzazione prevista per il 2015-2020
Foggia - Benevento	Miglioramenti linea esistente a 400 kV di 85 km	Aumento capacità trasmissione e possibilità di migliore utilizzo delle energie rinnovabili	Autorizzazione – realizzazione prevista per il 2015-2020
Rotonda - Montecorvino	Aumento voltaggio da 220 kV a 380 kV	Aumento capacità trasmissione fra Centro e Sud	Progettazione – realizzazione prevista per il 2020
Fiumesanto - Latina	Secondo cavo dell'elettrodotto SAPEI (400 kV in corrente continua, lunghezza di 420 km)	Ulteriore ampliamento interconnessione continente – Sardegna di 500 MW	Avanzata fase di realizzazione. Completamento previsto per fine 2010
Morbegno – Lavorgo (Svizzera)	Nuova linea ad alta tensione 400 kV	Aumento interconnessione Italia - Svizzera	Progettazione – realizzazione prevista per il 2020

Tabella 19. Principali interventi previsti nel prossimo decennio e loro benefici attesi. Fonte: Rapporto ENTSOE – Nota: ove non diversamente specificato, gli investimenti sono progettati da Terna.

Il prezzo diventa quindi il principale meccanismo di coordinamento fra utenti inclusi i piccoli, e il gestore della rete. Accanto a quest'ultimo, tuttavia, si svilupperanno presumibilmente altri strumenti di raccordo, tali da consentire il perseguimento di vari altri obiettivi di efficienza della rete, fra i quali il principale è probabilmente rappresentato dalla coerenza fra lo sviluppo della generazione e quello della trasmissione.

In questo contesto, sarà necessario rivedere la procedura di regolazione per gli investimenti in rete regolati: si renderà in particolare necessario rivedere l'analisi costi-benefici, tenendo conto degli obiettivi di politica sia energetica che ambientale che il decisore politico intende perseguire. Ad esempio, per valutare il beneficio derivante da un investimento in una tecnologia che consenta di connettere una maggiore capacità di generazione da fonte rinnovabile è necessario comprendere, innanzi tutto, quale sia il valore che la società attribuisce allo sviluppo di queste fonti energetiche. Tale valore dipende, infatti, in larga parte da decisioni di politica energetica ed ambientale che devono essere prese prima di modificare il quadro regolatorio. Per la prima volta, quindi, la valutazione delle esternalità ambientali assumerà un ruolo decisivo nella definizione e valutazione dei progetti di sviluppo e riforma del settore.

In questo quadro, è presumibile un maggiore coinvolgimento degli investitori privati nelle infrastrutture di rete, grazie anche alle nuove opportunità offerte dalle linee ad alta tensione in corrente continua, che, a differenza delle linee in corrente alternata, sono immuni da deviazioni non intenzionali dei flussi di potenza, e proprio per questo risultano particolarmente appetibili per gli operatori di merchant lines.

6. Riflessioni conclusioni

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico, delineato dal legislatore italiano nella seconda metà degli anni '90, si è sviluppato in un contesto settoriale favorevole alla riduzione dell'intervento diretto dello Stato, con il trasferimento al settore privato delle decisioni di sviluppo del parco impianti e dei rischi a ciò associati.

Per quanto riguarda lo sviluppo di nuovi impianti di generazione, il sentiero degli investimenti da realizzare sembrava chiaramente individuato e puntava su una tecnologia consolidata, con rischio tecnologico basso e con tempi di costruzione relativamente contenuti: quella dei cicli combinati a gas (CCGT). Lo spostamento del parco di generazione verso il gas era, inoltre, in linea con gli obiettivi di

miglioramento delle performance ambientali del parco. D'altro canto, anche i primi interventi di apertura della generazione di energia elettrica ai produttori privati, tra cui ad esempio la Legge 9/91, già all'inizio degli anni '90 avevano sostenuto lo sviluppo di nuova capacità alimentata a gas. Era, inoltre, ormai chiaro che gli impianti ad olio non avrebbero potuto rappresentare la soluzione del futuro. Anche nucleare e carbone, per ragioni diverse, non sembravano vie percorribili in Italia in quegli anni.

Anche sul fronte delle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica ci si trovava in una situazione di relativa maturità, con una rete ormai ben sviluppata in tutto il Paese. Vi era, infatti, una percezione di sostanziale adeguatezza della capacità di trasmissione esistente ed una certa fiducia nella possibilità di espanderla in tempi relativamente brevi.

Il settore ha potuto dunque muoversi in un contesto di relativa prevedibilità del futuro, almeno nella percezione degli investitori, senza il peso della realizzazione d'imponenti investimenti in infrastrutture o in grandi impianti di produzione. Queste condizioni sono oggi venute meno per diverse ragioni. Il futuro pone quindi delle sfide importanti, sia al politico che al regolatore di settore.

E' in questo contesto che nel 1997, con il cosiddetto decreto Bersani, si è delineata la nuova struttura del settore e si è concretamente avviata la transizione, che si è rivelata di non facile gestione. L'effettiva liberalizzazione del settore elettrico, con l'attivazione dei meccanismi di mercato e la definizione del quadro regolatorio di supporto, ha infatti richiesto un periodo di tempo più lungo del previsto. Periodo di tempo durante il quale si è compreso che, contrariamente a quanto ci si sarebbe potuto in prima approssimazione immaginare, l'attuazione del processo di liberalizzazione avrebbe richiesto non solo una modifica ma anche un importante arricchimento del quadro di regole a governo del sistema.

I primi sette anni successivi al decreto Bersani hanno rappresentato un periodo di assestamento in cui diverse distorsioni, sia strutturali che regolatorie, hanno pesantemente influenzato il funzionamento del mercato. Negli stessi anni le dinamiche concorrenziali nell'offerta sono state influenzate dalla presenza di meccanismi di gestione della transizione, quali il meccanismo di compensazione dei cosiddetti "Stranded costs" e quello di estrazione della "rendita idroelettrica".

Un importante passo in avanti verso del mercato è stato l'avvio della Borsa elettrica gestita dal Gestore del Sistema Elettrico (GME), nell'aprile del 2004, a valle di un lungo periodo di confronto tra istituzioni e rappresentanti del settore. Il mercato organizzato del GME ha infatti consentito di dare

agli operatori un segnale di prezzo chiaro e significativo. Questo è stato possibile anche grazie al fatto che l'Acquirente Unico si è sempre approvvigionato in Borsa per un'ampia quota del proprio fabbisogno. Ciò ha consentito di mantenere la liquidità del più importante mercato del GME, il Mercato del Giorno Prima, a livelli prossimi al 60%.

La presenza di un segnale di prezzo orario rappresentativo ha, tra l'altro, agevolato lo sviluppo di strumenti finanziari di copertura dal rischio prezzo. I cosiddetti "contratti bilaterali fisici" hanno nel tempo perso rilevanza e la compravendita di energia elettrica è diventata sempre meno legata all'attività fisica di produzione e consumo in un determinato punto.

Gli "istituti" del mercato appaiono oggi ben sviluppati. Gli operatori hanno a disposizione una molteplicità di piattaforme, il cui utilizzo si sta espandendo rapidamente, su cui effettuare transazioni, anche a termine. Si osserva anche una maggiore integrazione con i mercati esteri.

Si è dunque fatta molta strada dall'inizio degli anni '90. A dieci anni dall'avvio della liberalizzazione si può dunque osservare che, seppure con tempi relativamente lunghi e con difficoltà, i principali elementi del disegno iniziale hanno trovato una loro realizzazione. Anche la struttura del settore si è evoluta secondo logiche di mercato.

Le condizioni di contesto sopra descritte stanno tuttavia venendo meno ed è, dunque, il momento di riflettere sul percorso di sviluppo futuro che si intende seguire. Per la comprensione delle dinamiche prospettiche del settore è importante riconoscere gli elementi di discontinuità rispetto al passato che stanno ormai emergendo con evidenza. Alcuni di questi sono peculiari dell'Italia, mentre altri sono comuni a molti altri mercati europei. Oggi i settori elettrici in Europa sono infatti in una fase di forte evoluzione e questo potrebbe mettere in crisi il modello organizzativo adottato al momento della liberalizzazione.

Da un lato si assiste ad una riassunzione di responsabilità da parte delle istituzioni pubbliche nelle scelte di investimento, con riferimento sia alla struttura dell'offerta che alle infrastrutture di trasporto. Dall'altro, la previsione d'imponenti investimenti incrementali in nuove tecnologie ad alta intensità di capitale, quali la "Carbon Capture and Sequestration" (CCS) o le cosiddette "smart grid", sta cambiando le priorità del policy maker: non più recuperi di efficienza di breve periodo nell'utilizzo delle risorse, ma piuttosto contenimento del costo del capitale investito. A questo si affianca la previsione di un aumento significativo della quota di produzione di energia elettrica da impianti a

fonti rinnovabili soggetti a regolazione. Tutto ciò potrebbe spingere verso una modifica dei meccanismi di funzionamento dei mercati.

Nell'affrontare il contesto dinamico ed incerto che ci prospetta nel prossimo decennio è sì necessario guardare avanti, facendo tuttavia tesoro dell'esperienza maturata dall'avvio della liberalizzazione. L'analisi mette, infatti, in luce alcuni punti di attenzione che devono essere affrontati.

I nodi da affrontare: il mercato del gas naturale

Un primo nodo da affrontare è quello del mercato del gas e del suo impatto sul funzionamento del mercato elettrico. Gli investimenti realizzati negli ultimi dieci anni hanno modificato la struttura dell'offerta, con un ulteriore aumento della produzione a gas – la cui quota sulla produzione termoelettrica non rinnovabile è passata dal 47% del 2000 al 66% del 2008 - ed una riduzione importante dei prodotti petroliferi – dal 39% al 13%. Anche la produzione da impianti a carbone ha aumentato la propria quota, sebbene in misura più contenuta (dal 12% al 17%).

I combustibili fossili continueranno ad avere un peso molto importante nella generazione nazionale anche nel prossimo decennio, malgrado le politiche per la sostenibilità e l'avvio del programma nucleare. Tra questi la quota più importante continuerà ad essere coperta dal gas naturale. Secondo gli scenari delineati dalla Commissione Europea, al 2020 circa due terzi dell'energia elettrica totale dovrebbe essere prodotta con combustibili fossili e la quota del gas non dovrebbe scendere sensibilmente al di sotto del 50%.

Le dinamiche del mercato del gas, che già negli ultimi dieci anni hanno inciso pesantemente sui costi di produzione dell'energia elettrica, rimarranno dunque centrali. In particolare, per un efficiente funzionamento dei mercati elettrici sarà innanzitutto necessario assicurare condizioni concorrenziali di approvvigionamento del gas, con un segnale di prezzo di breve termine. Anche i meccanismi regolatori dovranno assicurare una corretta valorizzazione della materia prima nel tempo e nello spazio. Le riforme recentemente avviate dal Governo e dall'Autorità sulla borsa gas, da un lato, e sulla regolazione dei servizi di trasporto e bilanciamento, stoccaggio e distribuzione, dall'altro, sono tasselli indispensabili che avrebbero dovuto essere affrontati già da molto tempo e che non è possibile rimandare ulteriormente.

I nodi da affrontare: insufficiente coordinamento tra generazione e capacità di trasporto

Un ulteriore elemento di attenzione emerso dall'analisi delle dinamiche di mercato degli ultimi dieci anni riguarda il coordinamento tra lo sviluppo della rete e quello della capacità di generazione. La liberalizzazione del mercato elettrico ha portato, infatti, importanti novità nella pianificazione e realizzazione degli investimenti infrastrutturali per il trasporto dell'energia. Nel precedente assetto integrato un solo soggetto, Enel, decideva in maniera coordinata lo sviluppo della generazione e della rete, sulla base delle previsioni di evoluzione della domanda. Ciò non implicava necessariamente un coordinamento ottimale tra generazione e trasporto dal punto di vista del sistema, ma consentiva per lo meno una gestione integrata dei piani di investimento. In seguito alla separazione della filiera e all'apertura del mercato alla concorrenza questo coordinamento naturale è venuto meno, a fronte di programmi di sviluppo della capacità di generazione molto più incerti, in quanto frammentati tra una molteplicità di soggetti produttori.

Le implicazioni di questo importante cambiamento di contesto sono state tuttavia sottovalutate dal policy maker, fino a quando il rapido sviluppo della capacità produttiva ha fatto emergere in maniera evidente il problema. D'altro canto gli stessi operatori per molto tempo hanno faticato ad accettare soluzioni organizzative che riconoscessero l'esigenza di allocare secondo criteri di mercato la capacità di trasporto, in caso di scarsità. Le criticità derivanti dall'insufficiente coordinamento tra generazione e trasporto si sono sovrapposte a problemi più generali connessi con la valutazione della redditività attesa degli investimenti da parte degli operatori, in un contesto di mercato ancora relativamente immaturo ed in cui per la prima volta il prezzo dell'energia elettrica prodotta variava sensibilmente sia nello spazio che nel tempo. D'altro canto i sensibili ritardi nell'adeguamento della rete di trasmissione registrati soprattutto nella prima metà del periodo, tra il 2000 ed il 2005, hanno gravato sul sistema.

Alcuni interventi hanno negli anni contribuito ad alleviare il problema dello sviluppo infrastrutturale; tra questi la fusione tra la società proprietaria delle reti (Terna Spa) e l'operatore di sistema (Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa - GRTN), che ha consentito d'internalizzare in un unico soggetto le scelte di sviluppo, manutenzione e gestione della rete. La fusione ha inoltre coinciso con la separazione proprietaria fra Enel e Terna, completatasi nel 2005 con la vendita della quota di maggioranza relativa di Terna alla Cassa Depositi e Prestiti.

Di fronte a situazioni di criticità derivanti da un'evoluzione non coordinata del sistema la tentazione è stata a volte quella di socializzare il costo del mancato coordinamento.

Negli anni si sono posti rimedi puntuali a problemi specifici di sviluppo della rete, ma la questione ancora non è stata affrontata in maniera strutturata. Ne sono prova i dibattiti accessi che puntualmente animano il settore tutte le volte che sono proposte modifiche delle zone geografiche o che alcune parti di rete diventano più congestionate a causa di un inadeguato o ritardato sviluppo dell'infrastruttura di trasporto rispetto alla generazione.

Nel quadro normativo attuale il generatore è esposto al rischio che la dimensione del mercato su cui opera e l'insieme dei generatori con cui concorre si modifichino radicalmente per effetto di cambiamenti nella configurazione zonale del mercato. Questa possibilità pone in capo ai generatori un rischio assai elevato, rispetto al quale non solo non vi è possibilità di copertura, ma anche le possibilità di previsione e valutazione dell'impatto sono estremamente limitate. La redditività di investimenti con vita economica di 20 o 30 anni può modificarsi radicalmente, anche dopo poco tempo dalla loro realizzazione, a causa ad esempio dell'abbandono di investimenti in capacità di trasmissione previsti al momento dell'investimento, del ritardo nella realizzazione o anche solo di modifiche nelle logiche di gestione della rete. E' prevedibile che il costo di questa incertezza si traduca in un tasso di rendimento richiesto per attrarre l'investimento nel settore della generazione più alto di quello che sarebbe altrimenti. Ciò si traduce in prezzi maggiori dell'energia elettrica.

Ignorare le congestioni strutturali della rete e la loro dinamica temporale non rappresenta tuttavia una soluzione percorribile, in quanto troppo onerosa per i consumatori. Va dunque identificata una soluzione alternativa. E' inoltre importante che la questione venga affrontata a monte, con un cambiamento strutturale della regolazione dei diritti di utilizzo della rete da parte dei produttori. Un possibile approccio al problema potrebbe, ad esempio, essere la definizione e l'assegnazione di diritti d'utilizzo della capacità di trasmissione di lungo periodo, con una durata coerente con la vita economica dell'investimento in capacità di generazione. La proprietà di tali diritti coprirebbe i generatori dai rischi collegati all'evoluzione del sistema di trasporto. L'ammontare di diritti assegnati dovrebbe essere commisurato all'effettiva capacità di trasporto ed il loro prezzo dovrebbe essere determinato in modo da dare ai produttori segnali di localizzazione corretti. La disponibilità di diritti di trasporto aggiuntivi, risultante dagli investimenti di Terna, guiderebbe la localizzazione della nuova capacità di generazione.

La definizione e l'allocazione di diritti di trasporto di lungo termine potrebbe inoltre costituire la base per un efficace meccanismo di incentivazione di Terna, che dovrebbe assicurare ai produttori l'esercizio del proprio diritto.

Un tale sistema fornirebbe certezza ai titolari dei diritti di trasmissione e spingerebbe Terna a decidere in modo efficiente tra l'investire in nuova capacità di trasmissione e il sostenere costi di redispacciamento. Qualora lo sviluppo del sistema di trasmissione rendesse possibile l'emissione di un numero di diritti ulteriore, rispetto a quello concordato tra Terna e il regolatore, potrebbe essere consentito a Terna, con finalità incentivanti, di appropriarsi del corrispondente valore - nella forma di una quota della rendita da congestione oppure dei ricavi risultanti dalla vendita dei diritti ulteriori.

I nodi da affrontare: l'impatto dell'energia incentivata sul funzionamento dei mercati

Dall'inizio degli anni 2000 si è registrata una crescente importanza delle politiche pubbliche nel determinare gli esiti dei mercati, a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili e della cogenerazione. L'analisi dettagliata della regolazione di queste fonti è un tema di grande attualità, che tuttavia esula dall'ambito del presente lavoro. In una valutazione generale delle dinamiche del mercato all'ingrosso non si può però prescindere dall'impatto che questi hanno avuto sul funzionamento del mercato stesso. In particolare, il sistema ETS ed il sistema dei Certificati Verdi hanno contribuito ad aumentare i costi di generazione delle unità di produzione termoelettriche, modificando i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ed il valore relativo delle diverse tecnologie di offerta.

Nel valutare questa dinamica di prezzo e di costo è necessario tenere presente che la modifica dei costi di produzione è un elemento portante degli strumenti di mercato per la correzione di esternalità ambientali. L'obiettivo di tale famiglia di strumenti è proprio quello di far sostenere a chi genera l'esternalità ambientale (ad esempio a chi emette gas ad effetto serra) un onere pari al costo che queste esternalità comportano per la collettività. Ciò, ad esempio nel caso dei gas serra, dovrebbe indurre una riduzione delle emissioni o attraverso una riduzione della produzione delle unità inquinanti, o attraverso l'investimento in tecnologie opportune.

L'aumento dei costi e, di conseguenza, dei prezzi, per lo meno nel breve periodo, rappresenta dunque in qualche misura un portato naturale di questi strumenti e risponde al principio generale "chi inquina paga". Tuttavia, questa valutazione preliminare richiede dei caveat. Ad esempio, l'impatto dei CV sui prezzi dell'energia elettrica dipende dalle modalità scelte dal legislatore per il recupero degli oneri

connessi con tale meccanismo. Più precisamente, dipende dalla scelta dei soggetti su cui ricade l'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi: produttori o consumatori. Nel caso in cui, come è oggi in Italia, l'obbligo di acquisto ricada sui produttori, l'acquisto del CV va ad aumentare il costo di produzione delle unità marginali nel mercato, incidendo direttamente sui prezzi all'ingrosso. Nulla garantisce tuttavia che le variazioni dei prezzi dell'energia elettrica che ne derivano siano commisurate all'esternalità ambientale che si sta cercando d'internalizzare.

Un secondo punto di attenzione riguarda la creazione di posizioni di rendita che sistemi tipo ETS e CV possono far sorgere nel sistema a vantaggio di alcune tecnologie di offerta. Questo è possibile perché alcune risorse sono scarse e non possono essere aumentate. L'aumento del prezzo marginale si traduce dunque in un vantaggio strutturale per queste fonti, che non può essere appropriato da nuovi produttori attraverso il normale processo di entrata. È questo il caso, ad esempio, dei grandi impianti idroelettrici. Questo è un punto che tornerà prepotentemente nel dibattito in occasione dell'imminente rinnovo delle concessioni idroelettriche.

La risoluzione di alcune delle problematiche sopra citate è stata avviata dai recenti sviluppi normativi, con il decreto legislativo del Dicembre 2010, molto resta tuttavia da fare.

I nodi da affrontare: i meccanismi di remunerazione della capacità in un mercato liberalizzato

Il cambiamento netto delle condizioni di contesto sta portando al centro del dibattito la questione dei meccanismi di remunerazione della capacità in un mercato liberalizzato.

Questo è un tema a cui dall'avvio della liberalizzazione ad oggi si è data poca rilevanza. In effetti, negli anni successivi alla liberalizzazione la struttura di mercato ancora molto concentrata ha favorito un vivace processo di entrata di nuovi operatori, tipico di mercati caratterizzati dalla presenza di potere di mercato. La struttura del settore risultante dalle cessioni, ha dato luogo ad un modello di interazione concorrenziale con un operatore dominante e tanti competitori di dimensioni sensibilmente inferiori. Ciò ha consentito per un certo periodo ai nuovi entranti di beneficiare di un sistema protetto in termini di redditività, in tal modo attivando un ciclo di investimenti in nuova capacità produttiva. Come si è visto, l'apertura del mercato attraverso il processo di entrata si è nella realtà rivelata onerosa in termini di investimenti e lenta in termini di impatto reale sulla concorrenza. Un approccio più aggressivo nella fase di cessione avrebbe forse agevolato uno sviluppo più rapido delle dinamiche concorrenziali e forse indotto un processo di entrata meno caotico. D'altro canto

l'entrata della nuova capacità produttiva ha posto in secondo piano eventuali preoccupazioni circa l'adeguatezza del sistema.

Oggi le condizioni sono cambiate ed il problema della remunerazione della capacità è percepito come più pressante. Non tanto perché ci siano segnali di scarsità ed inadeguatezza della capacità oggi disponibile, che anzi assicura margini di riserva molti elevati, ma piuttosto perché è emersa una maggiore consapevolezza dei rischi connessi con la remunerazione degli investimenti basata prevalentemente sulla vendita di energia elettrica nei mercati a breve termine (spot o bilaterali).

Come evidenziato nei capitoli precedenti, il rinnovamento del parco di generazione ha dato luogo, in Italia ad una curva di costo marginale di sistema "piatta", che riflette un costo marginale di generazione sostanzialmente costante – in particolare pari al livello degli impianti CCGT – su un ampio intervallo di livelli di produzione.

In ipotesi concorrenziali, come è noto, la curva di costo marginale di sistema coincide con la curva di offerta e il prezzo di mercato risulta pari al costo marginale di sistema. Pertanto, in presenza di una curva di offerta piatta su ampi tratti, il prezzo di mercato coincide con il costo variabile di un impianto CCGT in un numero assai elevato di ore dell'anno.

Anche nell'ipotesi che il dimensionamento del parco di generazione sia ottimale, in presenza di una curva di offerta piatta la copertura di una parte elevata dei costi fissi di generazione avviene nel ridotto numero delle ore dell'anno in cui la capacità disponibile è scarsa rispetto alla domanda, nelle quali si determinano prezzi assai elevati.

Si tratta di una situazione assai rischiosa per i generatori, dato che modeste variazioni delle condizioni del sistema possono impattare significativamente sul numero di ore di scarsità. Inoltre, imperfezioni di varia natura (regolatorie, nel comportamento del dispacciatore, nei meccanismi di mitigazione dell'esercizio di potere di mercato ...) possono impedire che le situazioni di scarsità si traducano in prezzi adeguatamente elevati da consentire la copertura dei costi fissi. In questo senso la presenza di un sistema di capacity payment ben disegnato e stabile può costituire uno strumento cruciale per garantire l'adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo.

In secondo luogo, il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni prefigura una situazione in cui l'esistenza di una quota crescente della capacità di generazione sarà direttamente o indirettamente determinata da decisioni pubbliche, tipicamente nella forma di meccanismi di incentivazione. La

nostra analisi ha evidenziato l'impatto sulla curva di offerta italiana dell'intervento pubblico a sostegno della produzione da fonti rinnovabili. Per altro, avrebbe effetto analogo lo sviluppo della capacità di generazione nucleare qualora beneficiasse di una qualche forma di sostegno pubblico.

Ciò pone in maniera più acuta la questione del rischio cosiddetto "regolatorio".

Nella previsione dello scenario di offerta futuro a fini di investimento il contenuto e gli effetti dell'intervento pubblico di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili assumono un ruolo cruciale. In questo senso, appare urgente la formulazione di una credibile strategia energetica nazionale, che possa guidare le decisioni di investimento del settore privato e, contenendone il rischio, che ne riduca il costo.

E' giunto dunque il momento di affrontare strutturalmente il problema, modificando il quadro regolatorio in maniera opportuna. Attendere l'emergere di situazioni di scarsità per mettere a punto i nuovi meccanismi potrebbe infatti risultare inefficiente ed estremamente oneroso per i consumatori.

Il futuro: il contributo dei piccoli consumatori e produttori al mercato

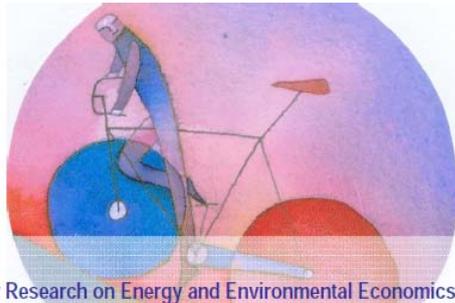
Il netto spostamento della politica energetica verso obiettivi di sostenibilità ambientale ha attivato in generale un ripensamento degli schemi regolatori e di mercato fino ad oggi ritenuti ottimali. Regole di connessione alla rete degli impianti di generazione a fonte rinnovabile; valorizzazione degli sbilanciamenti; assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto; meccanismi di incentivo: sono alcuni esempi di problemi tra loro connessi sui quali è in corso un acceso dibattito, per certi versi controverso. In questo percorso di riforma l'innovazione tecnologica sta intervenendo come fattore abilitante, consentendo soluzioni che fino a poco tempo fa erano impossibili, oppure troppo costose.

L'aumento rapido e consistente del numero di utenti di piccole dimensioni, siano essi generatori o consumatori, con un ruolo, almeno potenzialmente, attivo nel sistema elettrico pone l'accento sulla necessità di fornire anche a loro segnali di prezzo corretti, a tutti i livelli della filiera. E' importante infatti che ciascun soggetto riceva segnali circa il valore (o il costo) delle proprie decisioni per il sistema. Questa rappresenta un'importante novità nella regolazione e gestione del sistema elettrico che, fino ad oggi, ha trattato i soggetti di piccole dimensioni come un elemento sì connesso al sistema, ma con un comportamento determinato esogenamente e, in una certa misura, non modificabile in risposta a segnali di prezzo.

La corretta valorizzazione dei comportamenti dei diversi soggetti coinvolti nei settori energetici è ovviamente importante a prescindere dal processo di evoluzione in corso. Tuttavia essa diventa cruciale in un contesto, come quello delle smart grid, in cui si ritiene opportuno influenzare i comportamenti di soggetti che, sino ad ora, sono stati considerati sostanzialmente “passivi”, vuoi per le caratteristiche delle loro preferenze (piccoli consumatori la cui domanda era ritenuta inelastica), vuoi per la limitata rilevanza del loro comportamento rispetto agli obiettivi di sistema perseguiti (piccoli generatori), o semplicemente perché la tecnologia disponibile non consentiva di fare diversamente.

Il miglioramento dei segnali economici non è tuttavia sufficiente, da solo, a garantire che il sistema si muova in modo rapido ed efficiente verso il nuovo assetto. E' necessaria infatti una contestuale revisione dei diritti e dei doveri posti in capo a ciascun soggetto. Condizioni di connessione alla rete, coordinamento tra sviluppo della rete e della capacità di generazione, obblighi di comunicazione: sono esempi di ambiti sui quali si rende necessario intervenire.

Bocconi



IEFE

Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy

Contatti:

Clara Poletti

IEFE – Università Bocconi

via Guglielmo Röntgen 1, I-20136 Milan

Tel. +39.02.5836.3820

clara.poletti@unibocconi.it