

HERE COMES THE SUN

N.2 • Luglio 2012

**INFRASTRUTTURA
E ENERGIA**



Zeno Rotondi

(Head of Territorial Research and Strategies)

Andrea Brasili

Responsabile editoriale

(Head of Corporate Analysis)

andrea.brasili@unicredit.eu

+39 02 886 23120

Elena d'Alfonso

elena.dalfonso@unicredit.eu

+39 02 886 23112

Laura Torchio

laura.torchio@unicredit.eu

+39 06 4791 3188

Per l'articolo

"Energia: verso un mercato unico europeo"

si ringrazia

Claudia Checchi del REF-E

www.ref-e.com

<i>Outlook</i> al 2030	4
Focus sulle energie rinnovabili in Europa: un <i>business</i> in ascesa o in via di stabilizzazione?	7
<i>Box: Mercati energetici ad alto potenziale di sviluppo: il caso dell'Est Europeo</i>	10

<i>Overview</i> del settore delle rinnovabili in Italia	12
<i>Driver</i> di sviluppo del settore: punti deboli del Sistema Italia	15
Ruolo del sistema bancario a supporto della filiera industriale delle rinnovabili	18

<i>Overview</i> del settore del gas: l'Italia nel contesto europeo	20
<i>Box: South-North Corridor: l'Italia come hub del gas europeo</i>	21
<i>Box: Contratti di importazione: vincoli Take or Pay e indicizzazione ai prodotti petroliferi</i>	23
Infrastrutture esistenti e piani di sviluppo per il mercato del gas naturale	24

Il mercato elettrico italiano: criticità e prospettive	28
Un rapido sguardo alla struttura del mercato	29
La produzione	30
Quali sono le criticità della rete?	31
I prezzi del mercato italiano e l'integrazione delle rinnovabili	32
Il Quinto conto energia e la delibera dell'AEEG	33
Prospettive di investimento	33

I mercati energetici: regolazione e competitività	34
I Codici di rete europei	35
Il <i>Target Model</i>	35
L'integrazione delle rinnovabili	36
La separazione di Eni da Snam	37

Scenari nel
mercato europeo
dell'energia

Rinnovabili

Gas

Elettricità

Energia:
verso un mercato
unico europeo



“Le infrastrutture energetiche: investimenti, tecnologie e mercato unico”

Questo secondo numero è dedicato alle infrastrutture energetiche. Per formazione e per costume si è soliti pensare che siano in qualche modo al di fuori del resto del sistema economico, e che vengano prima e come prerequisito (curiosamente se si guarda alle tabelle della produzione industriale dei comunicati dell'Istat, la parte che riguarda l'energia è evidenziata dopo tutto il resto). E invece, è un mondo complesso, che il faticoso processo di liberalizzazione ha reso un settore a se stante, con le sue caratteristiche di concorrenzialità (ovviamente monitorate dalle preposte agenzie), con le sue peculiarità tecnologiche e le sue dinamiche.

La complessità è legata alla crescita del numero degli operatori, ai cambiamenti anche repentini nelle fonti, e, banalmente se si pensa all'elettricità, alla commistione tra consumatori e produttori che si è generata con la “rivoluzione” delle rinnovabili e che rende bi-direzionali (il tema delle *smart grid*) flussi che prima erano in una direzione soltanto.

C'è un orientamento europeo chiaro, che si nutre di due tensioni: la prima è quella verso l'integrazione in un mercato davvero europeo in vista del quale si muovono i dibattiti in merito al regolamento sulle condizioni di accesso alle reti transfrontaliere e all'adozione di codici di rete comunitari. La seconda è quella verso la riduzione delle emissioni di carbonio.

Pertanto, nuove e ambiziose sfide si presentano per il mercato europeo dell'energia, dove la *policy* di settore cerca di gestire i cambiamenti in atto a livello globale, innescando una transizione verso un sistema integrato, meno dipendente dai combustibili importati, basato su un più equilibrato mix di fonti e vettori, con particolare attenzione a tecnologie a bassa/nulla intensità di carbonio.

Queste tensioni e l'intensa attività di ricerca e sviluppo connessa rendono il settore, non solo interessante di per sé, ma anche in connessione alla filiera che può generare. Al di là, quindi, della stagnazione della domanda europea di energia nel suo complesso (che deriva dalla situazione congiunturale), si aprono nuove e interessanti prospettive di sviluppo, legate al grande potenziale di penetrazione delle fonti rinnovabili (con previsioni di incremento della produzione di elettricità “verde” ad un tasso medio annuo del 4,3% entro il 2030), data la progressiva riduzione del costo delle principali tecnologie, che sta portando le energie alternative sulla strada della *grid parity*, ed alle nuove frontiere delle tecnologie per la generazione elettrica, per l'estrazione del gas naturale (sfruttamento dei *shale gas*) e per l'efficienza energetica, in concomitanza al declino del nucleare seguito al disastro di Fukushima.

E c'è un tema importante per la politica economica, che riguarda le modalità per creare le basi per lo sviluppo di una solida industria manifatturiera di settore, dotata di un indotto, qualificato e dinamico, capace di fornire all'economia



nazionale un contributo significativo in termini occupazionali, di reddito e valore aggiunto. Basti pensare alla dimensione economica attuale delle due maggiori filiere di settore, quella del fotovoltaico e dell'eolico, che generano un giro d'affari rispettivamente pari a € 14,8 mld e € 3,8 mld nel 2011, fornendo lavoro a più di 90 mila persone, tra occupati diretti e indotto (di cui oltre 60 mila nel sistema industriale del *business* solare e 30 mila addetti nella filiera del vento). Inoltre, è necessario salvaguardare e rafforzare la competitività delle imprese che operano nel *business* delle rinnovabili, supportando la loro capacità di fare innovazione.

Il sistema industriale nazionale attivo nella *green economy*, pur presentando una tendenza a innovare superiore alla media degli altri settori economici, evidenzia nel complesso una struttura relativamente arretrata, con un'intensità tecnologica notevolmente inferiore a quella degli Stati europei più avanzati (quali i Paesi scandinavi e la Germania, dove si registra un alto livello di investimenti privati, che beneficiano di una quota significativa dei fondi pubblici stanziati per il settore). Risulta, pertanto, strategico garantire sia il sostegno finanziario pubblico agli investimenti in innovazione, sia lo stretto collegamento con il sistema industriale, attraverso un forte coordinamento delle attività tra tutti i soggetti coinvolti, pubblici e privati. In particolare, per le imprese italiane, le cui prospettive di *business* risultano penalizzate dalla rimodulazione (in senso restrittivo) degli incentivi e da una certa incertezza del quadro regolatorio, la diversificazione geografica rappresenta un fattore chiave per ridurre l'esposizione sul mercato domestico, ribilanciando il portafoglio investimenti in aree con più elevate potenzialità di sviluppo e redditività più costante.

In questo contesto, il ruolo del sistema bancario può essere fondamentale, in quanto agisce come facilitatore del coordinamento tra i vari attori in gioco e rappresenta il soggetto chiave per accompagnare le imprese nel processo, ormai inevitabile, di internazionalizzazione del *business* e di crescita dimensionale.

Tutto questo, però, non può prescindere dalla coerenza complessiva che le scelte di investimento individuali devono rispettare; a questo proposito gli attuali progetti per la costruzione di rigassificatori e per l'ampliamento o la costruzione di nuovi gasdotti genererebbero un incremento complessivo di capacità che, in presenza del contemporaneo sviluppo di altre fonti (le rinnovabili), è difficile pensare possa essere economicamente sostenibile.



Scenari nel mercato europeo dell'energia

Outlook al 2030

Lo sviluppo del settore energetico a livello mondiale è sempre più improntato al rispetto di criteri di sostenibilità ambientale, che ad oggi guidano le politiche di regolazione dei mercati e le scelte di investimento degli operatori. Nell'attuale fase congiunturale si sta ormai affermando la consapevolezza di come la promozione dell'uso sostenibile dell'energia possa trasformare la salvaguardia dell'ambiente in un'opportunità di crescita e/o di ripresa economica per un Sistema Paese o un'area geografica, grazie alla creazione di nuovi comparti industriali, posti di lavoro, innovazione tecnologica.

In questo contesto, la UE ha agito da *first mover*, avendo segnato il cammino per la penetrazione della *clean energy* con le proprie scelte di politica energetica al fine di superare le criticità del mercato europeo.

I principali **limiti** che continuano a caratterizzare il **sistema energetico europeo** sono:

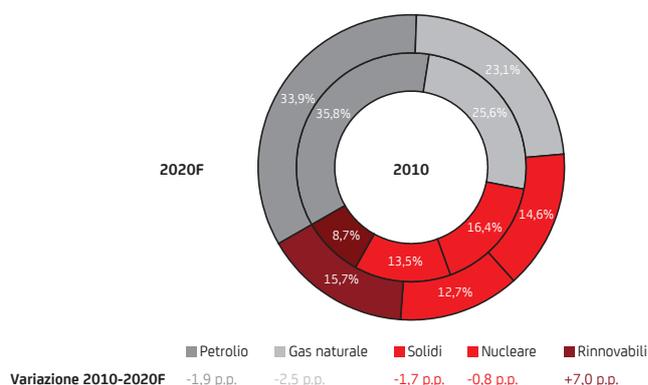
In sintesi

- **Limiti del sistema energetico europeo: forte dipendenza dall'estero, marcata frammentazione delle normative e dei processi di liberalizzazione.**
- **Previsioni di ridimensionamento del peso delle fonti fossili a fronte di un ruolo crescente delle energie rinnovabili.**
- **L'Europa si conferma la principale area di destinazione dei capitali diretti nel *business* delle rinnovabili.**
- **Outlook positivo per il mercato europeo delle rinnovabili, pur in presenza di alcuni fattori di stress connessi alla progressiva riduzione dei meccanismi di incentivazione.**

- **l'eccessiva dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno energetico primario**, con un forte squilibrio in favore dei combustibili fossili (petrolio, gas naturale e carbone) nel mix di generazione elettrica, che soddisfano circa il 78% del consumo interno lordo di energia dei Paesi UE27. Tra il 2005 e il 2010 si è registrato un progressivo inasprimento del grado di dipendenza dall'import per l'approvvigionamento di materie prime, che risulta drammatico con riferimento al petrolio (92% nel 2010) e significativo per il gas naturale (64%). Un quadro del genere presenta un fattore di alto rischio per il sistema europeo nel suo complesso, anche alla luce delle pressioni internazionali cui va sempre più soggetto il mercato delle *commodity* energetiche;
- **la marcata frammentazione del quadro normativo di riferimento e dei processi di liberalizzazione**, che ostacola la creazione di un mercato energetico unico su base continentale, competitivo e efficiente. Il basso grado di integrazione a livello europeo determina, infatti, una forte disomogeneità nei prezzi all'utenza finale, significativi ritardi nei progetti infrastrutturali per l'interconnessione delle reti energetiche e asimmetrie nelle regole d'accesso da parte delle imprese di diversa nazionalità. In un mercato correttamente integrato, la concorrenza tra operatori alternativi dovrebbe allineare i prezzi su livelli simili tra Paesi membri o regioni confinanti. Al contrario, sebbene si registri una progressiva convergenza nelle aree centrali e nord-occidentali della UE, permangono differenze estremamente rilevanti con le quotazioni italiane che si confermano le più elevate in ambito europeo. Nel 2011, i differenziali fra il livello medio dei prezzi della Borsa elettrica in Italia e quelli rilevati sui principali *power exchange* europei si sono assestati rispettivamente a 21,1 €/MWh con la Germania, a 23,3 €/MWh con la Francia e a 22,3 €/MWh con la Spagna. In particolare sui principali mercati spot europei - Francia, Germania, Spagna e area scandinava (NordPool) - le quotazioni medie hanno registrato una convergenza attorno ai 49/56 €/MWh, a fronte di un prezzo medio che in Italia si è attestato nel 2011 ad un livello di poco superiore ai 72 €/MWh.



UE27: consumo interno di energia per fonte nel 2010 e andamento atteso al 2020(*) (quota percentuale in termini di ktoe)



(*) Previsioni della Commissione Europea con riferimento al "reference scenario", che presuppone il raggiungimento nel 2020 dei target nazionali assegnati sulla base delle indicazioni della Direttiva 2009/28/EC e del GHG Effort Sharing decision 2009/406/EC.

Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

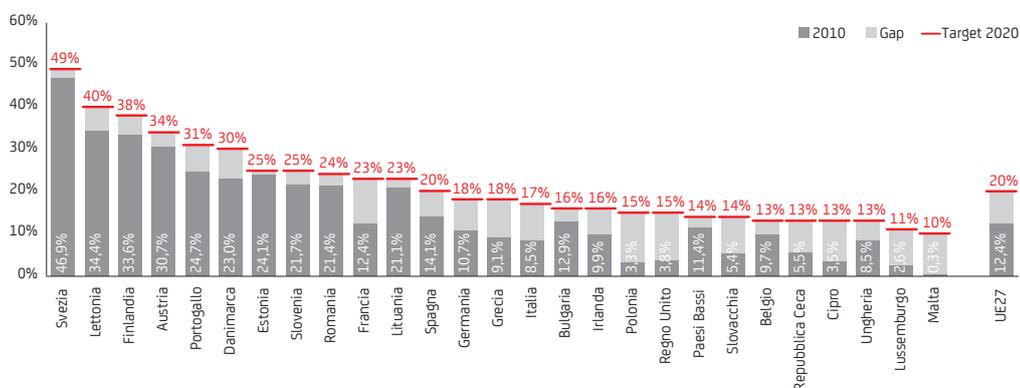
Il passo centrale di questo percorso, finalizzato al perseguimento di obiettivi di sicurezza/diversificazione degli approvvigionamenti, maggior grado competitività dei mercati e riduzione delle emissioni di gas serra, è rappresentato dall'implementazione del **III Pacchetto Energia** (Direttiva 2009/28/EC, in fase di recepimento nei diversi Stati membri), che punta alla creazione di un mercato energetico paneuropeo integrato.

I pilastri di tale strategia sono:

- **il potenziamento delle infrastrutture energetiche esistenti**, in particolare le reti transfrontaliere e la costruzione di nuove interconnessioni;
- **la formazione di quadri regolatori certi e armonizzati**, soprattutto in materia di scambi transfrontalieri di energia;
- **la promozione delle fonti energetiche rinnovabili e l'incremento dell'efficienza energetica**, che vede nella "Direttiva 20-20-20" lo strumento normativo di riferimento.

La **Direttiva 20-20-20** prevede l'abbattimento delle emissioni di gas serra entro il 2020 di almeno il 20% rispetto ai livelli del 1990, attraverso uno sviluppo delle fonti rinnovabili fino al raggiungimento di una quota pari al 20% del fabbisogno energetico complessivo e del 30% con riferimento all'incidenza sulla generazione elettrica. Il *target* generale si traduce in obiettivi nazionali obbligatori, secondo modalità precise contenute nei piani d'azione definiti da ciascun Stato membro. **Per l'Italia il contributo delle rinnovabili alla copertura del consumo interno lordo di energia è fissato al 17% entro il 2020.**

UE27: target nazionali di energia rinnovabile al 2020 rispetto ai valori del 2010 (quota percentuale di energia rinnovabile sul consumo interno lordo)

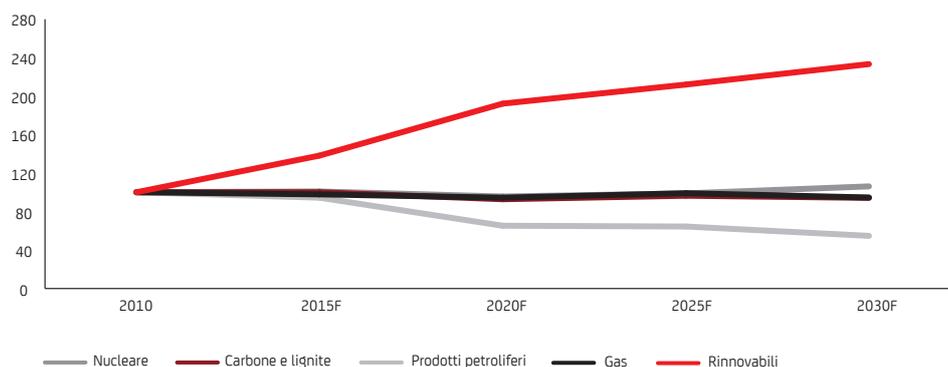


Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

L'attuazione della nuova politica energetica europea è, dunque, destinata a modificare in modo sostanziale le prospettive del mercato dell'energia nel vecchio continente, innescando una transizione verso un assetto più sostenibile, meno dipendente dai combustibili importati, basato su un più equilibrato mix di fonti e vettori, con particolare attenzione a tecnologie a bassa/nulla intensità di carbonio.

Sulla base delle ultime stime elaborate dalla Commissione Europea, tra il 2010 e il 2030 il quadro europeo relativo alla generazione elettrica vedrà un ridimensionamento del peso delle fonti fossili (-12 p.p.) a fronte di un ruolo crescente ricoperto dalle energie alternative (previsto a circa il 32% nel 2030).

Previsioni sull'andamento della produzione di energia elettrica per fonte nella UE27(*), 2010-2030F (2010=100)



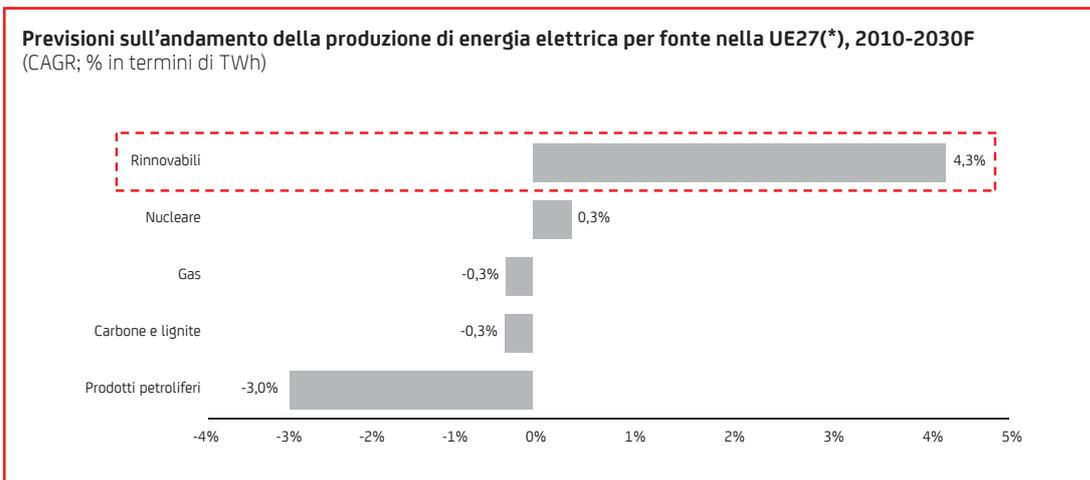
(*) Previsioni della Commissione Europea con riferimento al "reference scenario", che presuppone il raggiungimento nel 2020 dei target nazionali assegnati sulla base delle indicazioni della Direttiva 2009/28/EC e del GHG Effort Sharing decision 2009/406/EC.

Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

Lo scenario di riferimento per le previsioni sul comparto (*reference scenario*) è costruito su ipotesi relative all'evoluzione della popolazione e della congiuntura in Europa, che tengono conto dell'attuale fase di *downturn* economico, dell'andamento volatile dei prezzi di importazione dell'energia e dell'attuazione delle *policy*, europee e nazionali, in materia di *clean energy*. In particolare, in considerazione dell'effetto dei progressi tecnologici, dell'implementazione delle misure nazionali a sostegno del comparto delle rinnovabili, del concreto sviluppo dell'*Emission Trading System* e, soprattutto, dell'attuazione dei c.d.



binding RES² target previsti dal III Pacchetto Energia, nell'orizzonte temporale di osservazione si prevede che **la produzione di elettricità da FER crescerà entro il 2030 ad un tasso medio annuo del 4,3%** (CAGR -3% per i prodotti petroliferi), raggiungendo 1.468 TWh di capacità di generazione elettrica, a fronte di una potenza installata netta di oltre 478 mila MWe.

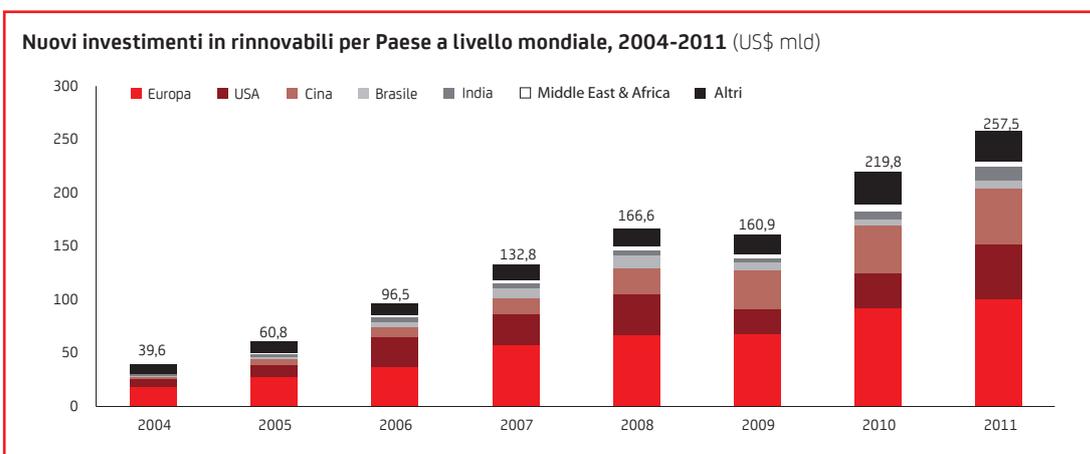


(*) Previsioni della Commissione Europea con riferimento al "reference scenario", che presuppone il raggiungimento nel 2020 dei target nazionali assegnati sulla base delle indicazioni della Direttiva 2009/28/EC e del GHG Effort Sharing decision 2009/406/EC.
Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

FOCUS SULLE ENERGIE RINNOVABILI IN EUROPA: UN BUSINESS IN ASCESA O IN VIA DI STABILIZZAZIONE?

A livello globale l'industria delle rinnovabili continua il suo *trend* espansivo, con un volume di nuovi investimenti pari a US\$ 257,5 mld nel 2011 (+17,2% YoY), sperimentando un ritmo di sviluppo medio annuo del 30,7% rispetto al dato del 2004 (US\$ 39,5 mld).

Nonostante la comparsa di nuovi mercati di investimento (quali Cina, India e Brasile), **l'Europa** si conferma la principale area di destinazione dei capitali diretti nel settore, assorbendo quasi il **40% delle operazioni realizzate nel 2011**, per un valore di US\$ 101 mld, di cui circa 1/3 riferibili ai Paesi della UE27.

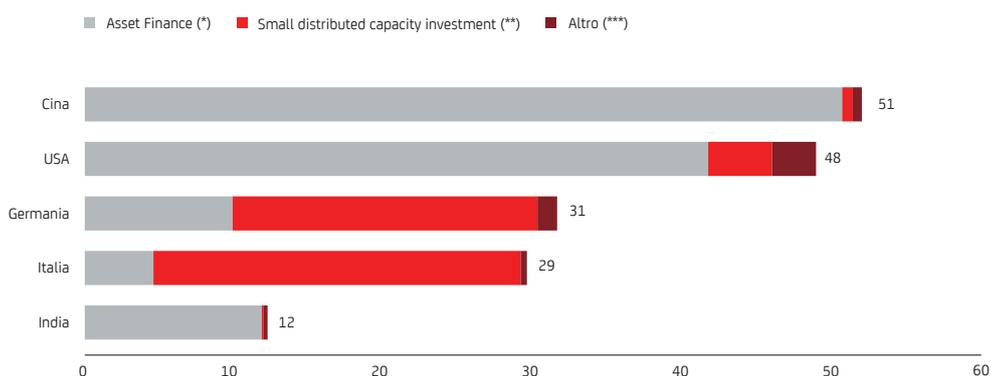


Fonte: Bloomberg New Energy Finance, 2012.

2 RES - Renewable Energy Sources

Tra i Paesi europei più attivi nel settore delle rinnovabili emergono Germania e Italia, che rientrano tra i *Top 5 countries* in termini di nuovi investimenti, posizionandosi rispettivamente al 3° e 4° posto della classifica mondiale 2011, con una quota di mercato compresa tra il 12% e l'11%. Rispetto a Cina e USA, che si collocano ai vertici del *ranking* internazionale con un portafoglio di investimenti (compreso tra i US\$ 48 e i 51 mld) caratterizzato in prevalenza da operazioni di *asset finance*, i mercati tedesco e italiano vedono dominare la componente di progetti di piccolo taglio (c.d. SDC - *Small Distributed Capacity investment*), connessi in via principale al boom del fotovoltaico.

Top 5 countries per nuovi investimenti in rinnovabili a livello mondiale, 2011 (US\$ mld)



(*) Le principali categorie di *asset finance* sono: *balance sheet finance*; *project finance*; *bond finance/leasing*.

(**) Investimenti relativi a progetti con capacità inferiore a 1MW.

(***) *Public markets*, *venture capital* e *private equity*.

Fonte: Bloomberg New Energy Finance, 2012.

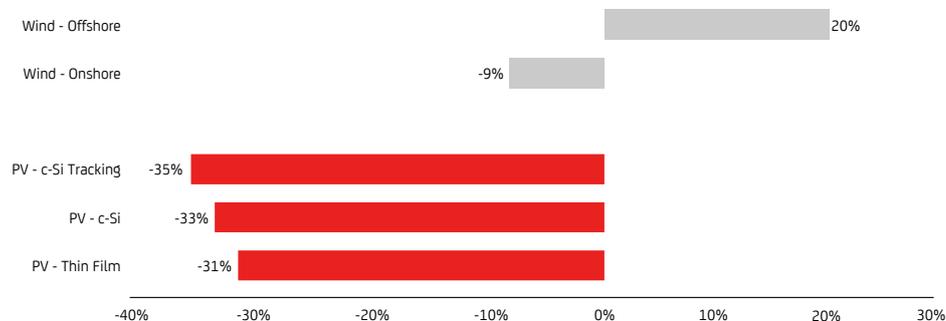
In generale, in **Europa il business delle rinnovabili è riuscito a mantenere una dinamica positiva anche negli anni successivi lo scoppio della crisi economica internazionale**, evidenziando un ritmo di incremento dei nuovi investimenti del 5,2% in media all'anno nel periodo 2008-2011 (CAGR +37,8% tra il 2004 e il 2008).

I *driver* alla base del sostenuto sviluppo del comparto sono molteplici e vanno dal rafforzamento dei quadri regolamentari di riferimento alla progressiva riduzione del costo delle principali tecnologie, che sta portando le energie alternative sulla strada della *grid parity*, ponendo le basi per una reale competizione con i combustibili fossili.

Il cambiamento di contesto più visibile e decisivo per gli sviluppi futuri del settore è rappresentato dal drastico crollo dei prezzi lungo la filiera fotovoltaica, per effetto dell'accresciuta concorrenza nel comparto, soprattutto da parte della Cina, che ha determinato un situazione di eccesso di capacità produttiva su scala globale. All'inizio del 2012 i prezzi di vendita dei moduli fotovoltaici risultavano circa la metà di quelli dell'anno prima, nonché circa il 76% più bassi rispetto ai livelli raggiunti nell'estate del 2008. I prezzi di vendita delle celle fotovoltaiche sono scesi da una media di US\$ 1,50 per Watt nel settembre 2010 a US\$ 1,30 per Watt nel gennaio 2011 e a US\$ 0,60 per Watt alla fine dello stesso anno. Nel complesso, la competitività industriale delle fonti rinnovabili sta aumentando rapidamente, con il **levelised cost di generazione elettrica (LCOE⁴)** che è sceso, tra il Q1 del 2011 e il Q1 del 2012, del 31-35% per il fotovoltaico e del 9% per l'eolico *onshore*. Solo le tecnologie per gli impianti eolici *offshore* hanno visto crescere i costi di produzione nell'ultimo anno, per effetto del basso grado di concorrenza lungo la filiera.

⁴ LCOE - *Levelised Cost of Electricity*; rappresenta il costo di produzione di 1 KW elettrico lungo l'intera vita utile dell'impianto. Questo indice tiene conto, non solo del costo del capitale per la costruzione dell'impianto, ma anche dei costi di O&M, del costo del carburante, dei costi legati alle emissioni di CO₂ e anche dei costi per il *decommissioning* dell'impianto stesso. Queste voci incidono in maniera differente a seconda della tecnologia utilizzata e la loro somma lungo l'intero ciclo di vita di un impianto rappresenta il costo complessivo che concorre alla formazione del costo di generazione di un'unità di energia. LCOE è, pertanto, un parametro fondamentale per gli investitori, in quanto determina la redditività a lungo termine di una centrale elettrica.

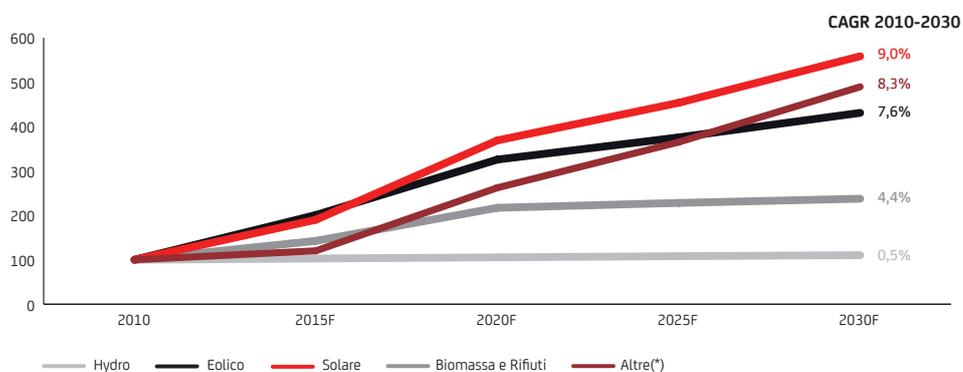
Levelised cost di generazione elettrica per le tecnologie eolica e fotovoltaica, Q1 2011-Q1 2012
(Var. % in termini di €/MWh)



Fonte: Bloomberg New Energy Finance, 2012.

Alla luce degli attuali progressi della tecnologia per i diversi tipi di impianto e in considerazione dell'implementazione delle misure previste dal III Pacchetto Energia, **in Europa l'outlook di settore si conferma estremamente positivo per il prossimo ventennio. Protagoniste della crescita** attesa saranno le fonti **solare ed eolica**, per le quali la Commissione Europea stima un tasso di incremento medio annuo della capacità di generazione elettrica rispettivamente del 9,0% e del 7,6% entro il 2030. Si prevede che il parco impianti da fonte rinnovabile raggiungerà entro il 2030 una potenza installata netta di circa 278 mila MWe per l'eolico (+224% rispetto al 2010), 72 mila MWe per il solare (+372% rispetto al 2010) e 118 mila MWe per l'idroelettrico (+0,5% rispetto al 2010).

Andamento stimato della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile nella UE27, 2010-2030F (2010=100)



(*) Fonti geotermica, maree, ecc., con un peso marginale sul totale dell'energia rinnovabile prodotta a livello della UE27 (pari all'1% circa nel 2010).
Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

Sebbene il mercato europeo delle rinnovabili presenti un ampio potenziale di crescita, emergono alcuni fattori di stress connessi alla **progressiva riduzione dei meccanismi di incentivazione** dovuta, da un lato, alla necessità di adeguare le tariffe al *trend* discendente dei costi di produzione, dall'altro, alle **ridotta capacità di sostegno pubblico al mercato connessa alla crisi dei debiti sovrani nei Paesi dell'area**.

In particolare, nel settore solare la maggior parte dei Governi ha operato un taglio netto dei sussidi e nel caso della Spagna si è giunti al blocco totale degli incentivi sui nuovi progetti. In Italia, a luglio 2012, è stato approvato il V Conto Energia, che prevede riduzioni tariffarie tra il 35% e il 50% per le installazioni fotovoltaiche. Pertanto, per continuare a sostenere l'espansione delle rinnovabili in Europa nei prossimi anni risulta **indispensabile l'individuazione di meccanismi di sincronizzazione automatica delle tariffe rispetto all'andamento dei costi della tecnologia**, così da evitare quanto accaduto con il fotovoltaico e consentire alle imprese del comparto di competere su un mercato non più basato in via prevalente su sovvenzioni pubbliche.

MERCATI ENERGETICI AD ALTO POTENZIALE DI SVILUPPO: IL CASO DELL'EST EUROPEO

Se nei Paesi dell'Europa occidentale l'industria dell'energia verde ha raggiunto, nel complesso, un elevato grado di maturità e le potenzialità di crescita risultano subordinate in modo stringente all'evoluzione del *regulatory framework* di settore e della crisi dei debiti sovrani, in **Europa centro-orientale il settore delle rinnovabili si presenta come mercato "giovane", con consistenti opportunità di sviluppo** in relazione alla presenza di generose politiche incentivanti, di facilitazioni sul fronte degli iter autorizzativi, di bassi costi industriali e di manodopera, nonché alla possibilità di accedere a fondi europei.

In particolare, il forte ridimensionamento degli incentivi nei mercati europei più maturi - quali Germania, Francia, Italia e Regno Unito - ha reso l'Est europeo estremamente appetibile per gli investitori, interessati ad usufruire dei molteplici meccanismi a supporto delle fonti rinnovabili per ottenere apprezzabili ritorni economici.

Grazie alle favorevoli politiche a sostegno dell'energia verde, alcuni Paesi di quest'area sono entrati nel *ranking* mondiale dei mercati maggiormente *appealing* per investimenti in *clean energy*. A maggio 2012, nel *Renewable Country Attractiveness Index* stilato da *Ernst & Young*, la Romania e la Polonia occupano rispettivamente la 14° e 15° posizione, subito dopo la Svezia e la Spagna, mentre Ungheria e Repubblica Ceca si classificano al 39° e 40° posto.

Sistemi di supporto alle fonti rinnovabili nei Paesi dell'Est Europeo membri della UE27

	Bulgaria	Repubblica Ceca	Ungheria	Polonia	Romania	Slovacchia
Feed in tariff						
Premium						
Certificati Verdi						
Contributi agli investimenti						
Esenzioni fiscali						
Incentivi fiscali						

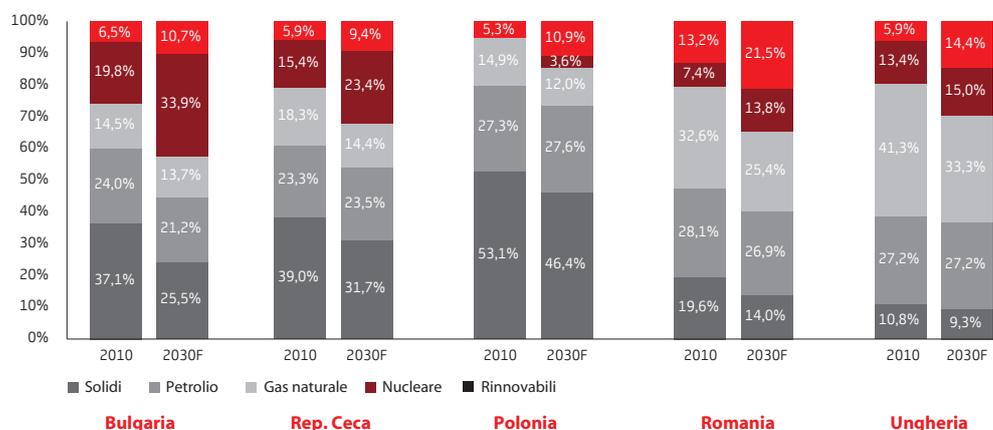
Fonte: Fraunhofer, 2011.

In base alle stime effettuate dalla Commissione Europea, le prospettive del settore rinnovabili in Europa orientale appaiono molto positive. Ad oggi i Paesi di quest'area evidenziano un mix energetico fortemente sbilanciato sulle fonti fossili, ma la domanda potenziale per il settore delle energie alternative è destinata a crescere in misura rilevante in considerazione dei programmi nazionali per il raggiungimento dei *target* imposti dalla UE.

Entro il 2030 si prevede, infatti, che il peso delle fonti rinnovabili sul consumo interno di energia raggiungerà il 21,5% per la Romania (13,2% nel 2010) e una quota compresa tra il 9,4% e il 14,4% per gli altri Paesi considerati (rispetto a un'incidenza media prossima al 6% nel 2010).

segue

Consumo interno di energia per fonte nei principali Paesi dell'Est Europeo, 2010-2030F



Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

Nel 2010 la capacità di produzione rinnovabile netta dell'Est Europeo ammontava a 12,5 mila MWe (pari al 6% del totale a livello di UE27) e, secondo i dati della Commissione Europea, il parco di generazione da FER arriverà a circa 23,5 mila MWe nel 2030. Nei prossimi anni in quest'area si attende una vera e propria fase di boom nei settori fotovoltaico ed eolico, per i quali si prevede una crescita della potenza installata netta ad un tasso medio annuo rispettivamente del 12,2% e del 8,5% tra il 2010 e il 2030.

Capacità di generazione netta da fonte rinnovabile nei Paesi dell'Est Europeo, 2010-2030F (MWe se non diversamente specificato)

	Bulgaria			Repubblica Ceca			Polonia		
	2010	2030F	CAGR 2010-2030	2010	2030F	CAGR 2010-2030	2010	2030F	CAGR 2010-2030
Totale rinnovabili	2.489	4.794	3,3%	1.508	2.861	3,3%	1.687	3.978	4,4%
Hydro	2.097	2.340	0,5%	1.045	1.090	0,2%	1.014	1.203	0,9%
Eolico	389	2.262	9,2%	364	1.483	7,3%	672	2.701	7,2%
Solare	3	192	23,1%	99	288	5,5%	1	74	24,0%
	Romania			Ungheria			EST EUROPA		
	2010	2030F	CAGR 2010-2030	2010	2030F	CAGR 2010-2030	2010	2030F	CAGR 2010-2030
Totale rinnovabili	6.563	10.232	2,2%	256	1.670	9,8%	12.503	23.535	3,2%
Hydro	6.312	7.677	1,0%	47	509	12,6%	10.515	12.819	1,0%
Eolico	246	2.240	11,7%	205	911	7,7%	1.876	9.597	8,5%
Solare	5	315	23,0%	4	250	23,0%	112	1.119	12,2%

Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

Rinnovabili

OVERVIEW DEL SETTORE DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

In Italia la filiera industriale delle rinnovabili genera un giro d'affari stimato in circa € 21 mld nel 2011, fornendo occupazione a oltre 150 mila addetti, tra diretti e indotto. Le previsioni per i prossimi 10 anni sono orientate verso un incremento significativo del fatturato di settore, che dovrebbe superare la soglia dei € 100 mld sotto la spinta della domanda nazionale e internazionale.

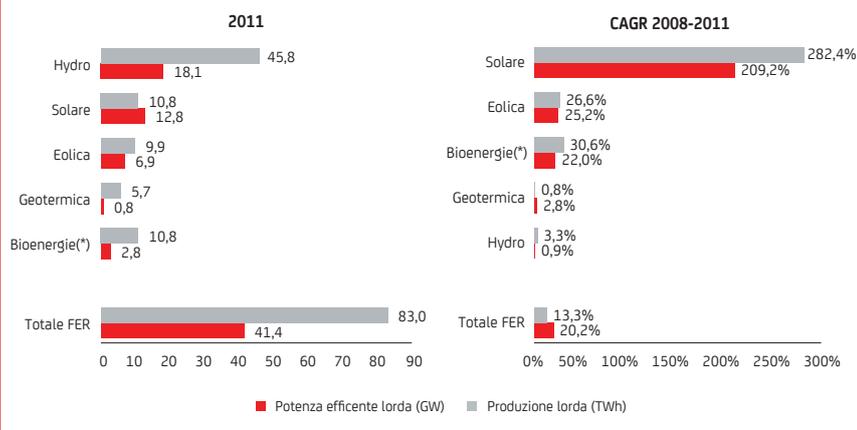
Le fonti rinnovabili rappresentano uno dei perni attorno al quale ruota la nuova strategia energetica nazionale, che punta alla creazione di un quadro organico di misure volte a garantire la sostenibilità economica degli investimenti nel comparto, la penetrazione delle energie alternative nel sistema economico-produttivo e la riduzione dei costi energetici per cittadini e imprese.

Sebbene in Italia il sistema energetico evidenzia ancora un elevato grado di dipendenza dai combustibili fossili - che nel 2011 coprivano l'81% del fabbisogno energetico primario nazionale - il settore dell'energia verde ha mostrato nel corso dell'ultimo quinquennio una dinamica fortemente espansiva in termini di potenza installata, produzione elettrica e volume di investimenti.

In sintesi

- L'industria italiana delle rinnovabili si presenta come comparto strategico ad alto potenziale, su cui far leva per la ripresa del Sistema Paese.
- Le due principali filiere produttive, fotovoltaico ed eolico, generano un giro d'affari rispettivamente pari a € 14,8 mld e € 3,8 mld nel 2011.
- La sfida per i player del settore è oggi quella di riuscire a operare nel mercato senza beneficiare di sussidi pubblici, attuando strategie di diversificazione geografica volte a ribilanciare il portafoglio investimenti in aree con più elevate potenzialità di sviluppo e redditività più costante.

Parco di generazione da fonte rinnovabile in Italia: potenza installata e produzione lorda, 2008-2011



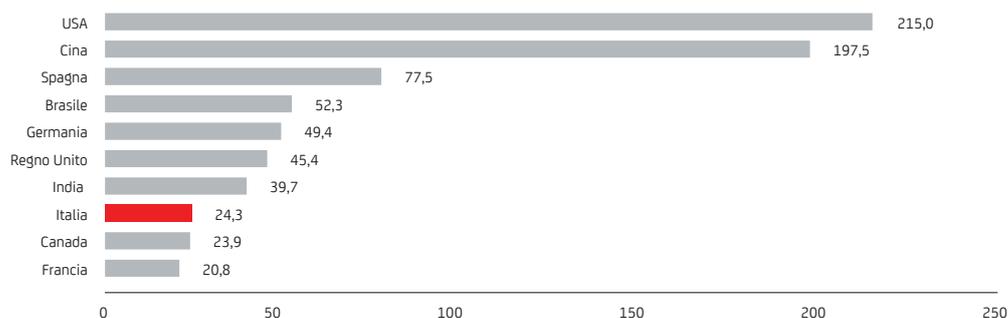
(*) Biomasse solide, biogas e bioliquidi.
Fonte: UniCredit su dati Terna, 2012



In particolare:

- **la capacità di generazione elettrica da fonte rinnovabile è pressoché raddoppiata negli ultimi tre anni**, attestandosi a fine 2011 a **41,4 GW** di potenza efficiente lorda, raggiungendo una quota di elettricità verde prodotta pari a 83 TWh nel 2011 (+7,8% YoY e +45,4% rispetto al 2008), valore molto vicino all'obiettivo di 100 TWh previsto nel 2020. Gran parte dell'incremento è imputabile al fotovoltaico, che nel 2011 è arrivato a coprire il 13,0% della produzione di energia da FER e il 30,9% della potenza installata (contro lo 0,3% e dell' 1,8% rispettivamente nel 2008). Il parco di generazione vede dominare gli impianti idroelettrici e fotovoltaici, che rappresentano circa il 75% delle installazioni, con una capacità rispettivamente di 18 GW e 13 GW;
- **tra il 2004 e il primo trimestre 2012 il comparto delle *clean energy* ha attratto investimenti per un valore complessivo di oltre US\$ 24,3 mld.** Tra i Paesi del G20 l'Italia si contraddistingue per la maggiore incidenza degli investimenti in energia pulita in rapporto al PIL (1,58% nel 2011 contro l'1,04% della Germania, lo 0,45% della Cina e lo 0,33% degli USA). In particolare, nel *ranking* internazionale relativo al fotovoltaico¹ nel 2011 l'Italia si colloca al secondo posto per potenza installata (12,7 GW), dopo la Germania, e in *pole position* in termini di nuove connessioni alla rete (9,3 GW contro i 7,5 GW della Germania), mentre nell'eolico si classifica in sesta posizione² a livello mondiale, con circa 7 GW di capacità efficiente lorda.

Top country a livello mondiale per investimenti in *clean energy*, 2004-Q1 2012 (US\$ mld; valori cumulati)



Fonte: UniCredit su dati Bloomberg Energy Finance, 2012.

L'espansione del comparto è stata sostenuta da **uno dei sistemi incentivanti più vantaggiosi a livello europeo** sia in termini di durata sia di valor medio. Secondo i dati del Ministero dello Sviluppo Economico³, nel segmento fotovoltaico, ad esempio, l'Italia presenta la remunerazione più elevata in assoluto, pari a € 313 per ogni MWh di energia prodotta da impianti con potenza di 200 KW, rispetto a una media UE di € 160 per MWh e un valore di 92 €/MWh in Germania. Occorre precisare che in Italia il sistema di incentivazione è di tipo *feed-in premium* mentre in Germania si applica *feed-in* omnicomprensiva. In entrambi i Paesi incentivi variano moltissimo per tipo di impianto (a terra/su edifici) e per periodo di incentivazione.

1 Fonte EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*).

2 Fonte WWEA (*World Wind Energy Association*).

3 Presentazione del Ministero dello Sviluppo Economico "Decreti Ministeriali su Incentivi per le Energie Rinnovabili Elettriche", aprile 2012.

Sistemi di incentivazione alle rinnovabili nei principali Paesi UE

Paese	TIPOLOGIA DI INCENTIVO			REMUNERAZIONE TOTALE ENERGIA PRODOTTA (€/MWh; VALORI NORMALIZZATI ¹⁾)			
	Tariffa Feed-In	Certificati Verdi	Incentivi / Esenzioni fiscali	Fotovoltaico (es. 200 KW su edifici)	Eolico (es. 10 MW)	Biomassa (es. 200 KW)	Biogas (es. 200 KW)
 Italia	✓	✓		313	148	250	250
 Regno Unito		✓	✓	162	65-109	114-222	114-222
 Germania	✓		✓	92	91	43-168	90-178
 Francia	✓		✓	149	151	75-160	172
 Media UE 27				160	122	130	137

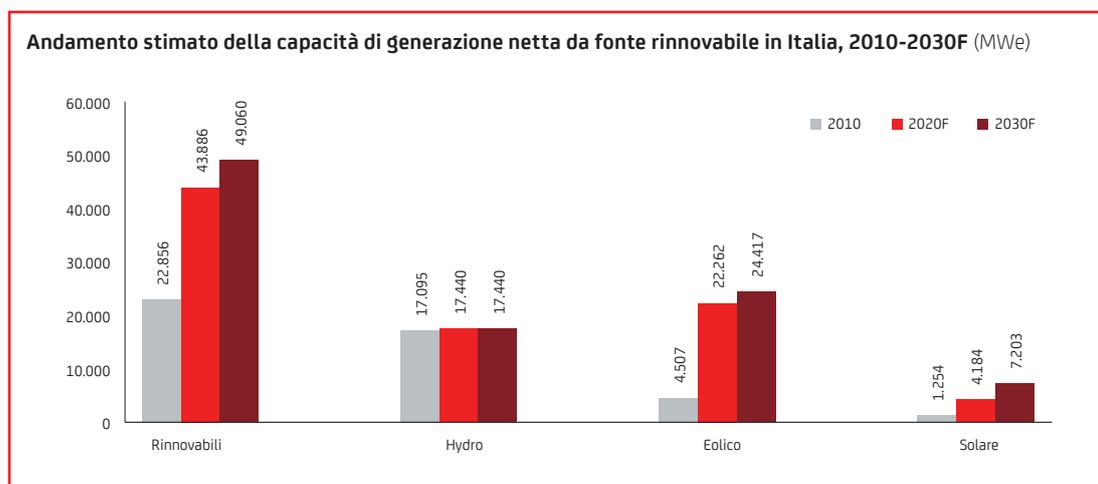
(1) Valori normalizzati a 20 anni e alle ore di producibilità italiane (aggiornati a gennaio 2012). Le forchette sugli incentivi sono dovute alla possibilità di aggiungere premi in base a tecnologia/natura/provenienza della fonte.

Fonte: Ministero Sviluppo Economico, 2012.

Le recenti revisioni del meccanismo di incentivazione per le FER elettriche⁴ mirano ad allineare il valore medio degli incentivi agli standard europei, contribuendo alla riduzione dell'impatto sulle bollette (la componente A3 relativa ai contributi alle FER rappresenta la seconda voce di costo in bolletta), che è stato pari a circa € 9 mld/anno⁵ nel 2011, con un'incidenza sull'ammontare complessivo del 22%.

Dal 2006 al 2011 sono stati riconosciuti al settore incentivi per un valore totale di € 45,4 mld, di cui € 11,2 mld nel 2011 e si stima che le agevolazioni per le fonti rinnovabili e assimilate supereranno quota € 14 mld a fine 2012. Tuttavia, in mancanza di una adeguata programmazione dei volumi di energia "verde" immessa nel sistema, l'alto livello di remunerazione delle FER ha determinato una crescita squilibrata del comparto, che ha avuto **ripercussioni negative su:**

- **le imprese energivore di dimensione medio-piccola**, che sono state costrette a pagare più cara l'energia;
- **i produttori termoelettrici** i quali, già in difficoltà per la riduzione della domanda, vedono messa a rischio la redditività degli investimenti posti in essere negli ultimi anni (in particolare con riferimento agli impianti a ciclo combinato a gas). La rapida e massiccia installazione di MW rinnovabili ha, infatti, ridotto drasticamente le ore di funzionamento degli impianti termoelettrici e generato una pressione al ribasso dei prezzi di Borsa. Questi operatori si trovano, pertanto, a gestire un parco di generazione nuovo e sotto utilizzato, con seri problemi di recupero dei costi fissi.



Fonte: Commissione Europea, 2012.

4 DM 05/07/2012 - Incentivi Fotovoltaico - "Quinto conto energia" e DM 06/07/2012 - Incentivi a rinnovabili elettriche non Fotovoltaiche.

5 Costo annualizzato degli impianti installati a fine 2011.



Emerge, dunque, la necessità di introdurre meccanismi di controllo dei volumi installati di rinnovabili, in un'ottica di integrazione efficiente degli impianti alimentati da FER nella rete elettrica nazionale, anche alla luce delle recenti stime della Commissione Europea⁶, che prevedono un incremento medio annuo della capacità installata netta di energia rinnovabile tra il 2010 e il 2030 del 3,9%, fino a raggiungere **un parco di generazione “verde” di circa 49 mila MWe di capacità.**

DRIVER DI SVILUPPO DEL SETTORE: PUNTI DEBOLI DEL SISTEMA ITALIA

Alla luce delle *best practise* estere, i principali *driver* per lo sviluppo del settore delle rinnovabili sono rappresentati dalla presenza di:

- **un contesto regolamentare, stabile e trasparente**, modulato in relazione allo sviluppo delle diverse tecnologie, capace di fornire agli investitori la conoscenza dei flussi di cassa attesi e, dunque, la garanzia di ritorno dell'investimento;
- **programmi pubblici di sostegno/promozione della ricerca applicata**, attraverso una stretta collaborazione tra il sistema della ricerca (pubblica e privata) e l'industria;
- **una filiera industriale**, solida e dinamica, altamente specializzata, che assorba investimenti e occupazione, con una quota significativa della produzione destinata all'*export*.

Il mercato italiano evidenzia elementi di criticità rispetto ai fattori sopramenzionati, dato il basso grado di stabilità del quadro regolatorio, lo scarso impegno sul fronte del supporto pubblico alle attività private di R&S e la ridotta capacità di stimolare e sostenere nuove filiere industriali.

In particolare, in merito al quadro normativo, si rileva per l'Italia:

- **una ridotta prevedibilità a lungo termine del meccanismo di sostegno alle diverse fonti**, dato il continuo cambiamento della normativa di riferimento. A livello europeo i Paesi contraddistinti dal più alto tasso di penetrazione delle rinnovabili nel sistema economico e dal maggior valore del c.d. *policy effectiveness indicator*⁷ sono quelli (come Germania e Spagna) con un unico quadro normativo di incentivazione per tutte le fonti, basato su un meccanismo di tipo *feed-in-tariff*, adattato nel tempo in relazione alle esigenze del mercato e all'evoluzione delle *clean tech*. In Italia, invece, non solo sono stati applicati sistemi di incentivazione differenziati per fonte (certificati verdi per l'eolico e *feed-in-premium* per il fotovoltaico), ma è stato modificato negli anni lo schema di supporto della singola tecnologia “verde”: si pensi al fotovoltaico, ad esempio, che dopo essere stato assoggettato dapprima al meccanismo dei certificati verdi, poi dal 2005 al “Conto Energia” si trova, oggi nuovamente a dover affrontare un ennesimo aggiustamento del meccanismo di supporto (V Conto Energia rispetto al IV datato giugno 2011), con un taglio significativo delle tariffe incentivanti (diversamente rispetto al *soft planning* di riduzione degli incentivi previsto in Germania);
- **una legislazione non calibrata sui diversi mercati in relazione allo stadio di maturazione, tecnologica e commerciale, raggiunto dalla singola fonte**. La politica nazionale sulle fonti rinnovabili, non solo ha puntato in via principale sulle FER elettriche rispetto a quelle termiche e all'efficienza energetica, ma soprattutto ha definito il quadro normativo di riferimento non tenendo conto del *trend* discendente dei costi delle tecnologie. In Italia, pertanto, appare opportuno intervenire nel meccanismo di incentivazione di ciascun settore, modulando gradualmente le tariffe in relazione alle curve di apprendimento economico delle diverse tecnologie. In questa direzione vanno le ultime modifiche alla normativa, che cercano di adeguare gli incentivi agli andamenti dei costi di mercato e di favorire le tecnologie ad alto contenuto innovativo. Se sino ad ora il contesto regolamentare ha di fatto sostenuto lo sviluppo delle rinnovabili attraverso l'iniezione di generosi aiuti, si tratta oggi di garantire una crescita armonica, “accompagnando” i diversi mercati verso la piena maturità nella prospettiva, non troppo lontana, di un sistema senza incentivi.

⁶ Previsioni della Commissione Europea con riferimento al “*reference scenario*”, che presuppone il raggiungimento nel 2020 dei target nazionali assegnati sulla base delle indicazioni della Direttiva 2009/28/EC e del GHG Effort Sharing decision 2009/406/EC.

⁷ Indicatore di efficacia delle politiche utilizzato dalla IEA (*International Energy Agency*) per misurare la validità degli interventi adottati in ogni Paese nel settore. L'indice è calcolato come rapporto tra l'energia elettrica prodotta da una specifica fonte rinnovabile in un determinato anno e il rimanente potenziale di produzione realizzabile stimato nel medio termine. Sia nel settore eolico sia in quello fotovoltaico, l'Italia presenta un valore basso dell'indice, nonostante l'alto livello di remunerazione riconosciuto alle due fonti.

Situazione attuale e interventi a supporto dei settori eolico e fotovoltaico in Italia

Settore	Eolico	Fotovoltaico
Tasso di sviluppo storico e prospettico	Capacità installata: <ul style="list-style-type: none"> • CAGR 2000-2011: 25,2% • CAGR 2010-2030F(*): 8,8% 	Capacità installata: <ul style="list-style-type: none"> • CAGR 2000-2011: 209,2% • CAGR 2010-2030F(*): 9,1%
Situazione attuale	<p>Si posiziona ad una fase avanzata di sviluppo tecnologico e commerciale:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la tecnologia per la realizzazione di wind farm terrestri ha ormai raggiunto un buon grado di maturità; • siti off-shore, per alcuni aspetti, sono ancora in una fase sperimentale e, dunque, necessitano di un forte sostegno da parte dei <i>policy maker</i>, finalizzato a favorire la progressiva riduzione dei costi di impianto e di allacciamento alla rete elettrica nazionale. 	<p>Il settore ha conosciuto una fase di straordinaria espansione, che sta portando la tecnologia solare verso la maturità.</p> <p>Ciononostante il mercato italiano presenta margini per un'ulteriore crescita in termini di produzione industriale e potenza installata, in particolare con riferimento alla microgenerazione distribuita nel settore residenziale.</p>
Aree di intervento	<p>Emerge la necessità di modifiche del quadro regolatorio atte a creare nuove occasioni di investimento in un mercato che ha quasi raggiunto il livello di saturazione dei siti <i>on-shore</i> più produttivi.</p> <p>Gli interventi normativi dovrebbero puntare ad accrescere il potenziale del settore:</p> <ul style="list-style-type: none"> • lato terra, incentivando operazioni di <i>repowering</i> degli impianti <i>on-shore</i>; • lato mare, favorendo la costruzione di strutture <i>off-shore</i> mediante un maggior supporto finanziario alle attività di R&S. 	<p>Sebbene il processo in corso sia quello di una graduale riduzione degli incentivi in vista del raggiungimento della <i>grid parity</i>, l'attuale sistema di incentivazione necessita di ulteriori correttivi, volti a sostenere lo sviluppo di una filiera industriale nazionale.</p> <p>In particolare, nel settore della microgenerazione distribuita in ambito residenziale, la previsione di tariffe incentivanti progressivamente decrescenti, differenziate per dimensione di impianto e grado di connessione alla rete, potrebbe costituire un'importante leva per orientare le imprese verso un notevole sforzo tecnologico diretto all'ulteriore abbattimento dei costi di generazione.</p>

(*) Previsioni della Commissione Europea.
Fonte: UniCredit, 2012.

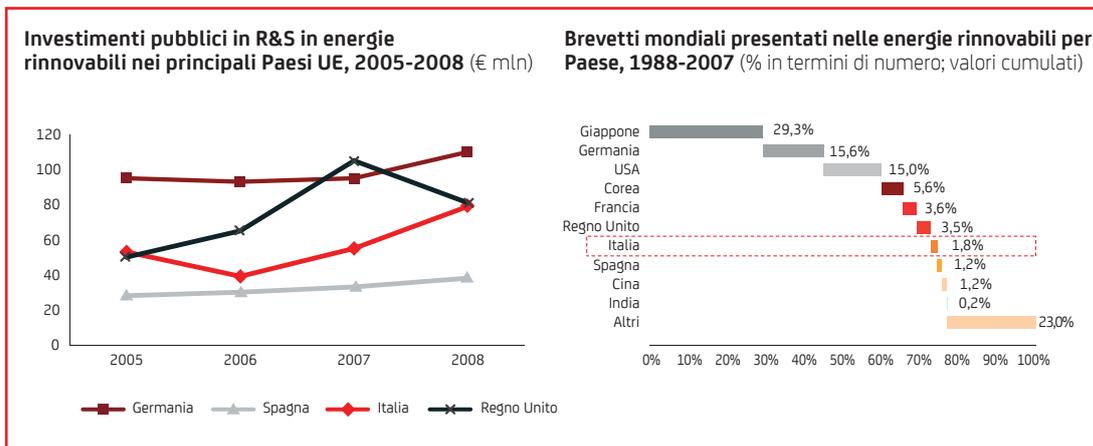
In questo contesto, appare un prerequisito indispensabile incrementare il **sostegno pubblico agli investimenti privati in R&S**, che permettono di abbattere il costo unitario di generazione elettrica da FER, di ridurre l'elevato grado di dipendenza tecnologica dall'estero e di rafforzare la presenza delle industrie nazionali nei vari settori delle rinnovabili.

Ad oggi, infatti, in Italia le politiche per la ricerca in FER vedono coinvolti principalmente i Ministeri e **le attività di ricerca sono sviluppate da università e enti pubblici (quali ENEA, CNR ecc.) a fronte di un basso contributo delle imprese.** Il sistema industriale nazionale attivo nella *green economy* presenta, pertanto, una struttura relativamente arretrata, con un'intensità tecnologica⁸ notevolmente inferiore a quella degli Stati europei più avanzati, quali i Paesi scandinavi e la Germania, dove si registra un alto livello di investimenti privati, che beneficiano di una quota significativa dei fondi pubblici stanziati per il settore.

Inoltre, in Italia, sebbene il livello degli investimenti pubblici in R&S nel settore delle FER non sia trascurabile (oltre € 200 mln tra il 2005 e il 2008), si registra **una capacità brevettuale ancora ridotta in confronto agli altri Paesi**, che riflette la scarsa capacità di trasferimento tecnologico dell'innovazione. L'Italia si posiziona al settimo posto per numero di brevetti nelle energie rinnovabili presentati tra il 1988 e il 2007, con una quota dell'1,8%, a fronte di Giappone e Germania pari rispettivamente al 29,3% e al 15,6% della domanda mondiale.

8 Il grado di "intensità tecnologica" di un sistema industriale è rilevato attraverso la spesa in R&S delle imprese sul valore aggiunto industriale.

Bisogna, tuttavia, rilevare che in Italia, **le filiere attive nella green economy presentano una tendenza a innovare superiore alla media degli altri settori economici** e a livello di *policy* emergono segnali di grande attenzione sul tema dell'innovazione, testimoniata dal sostegno riconosciuto - nei Decreti ministeriali di luglio 2012 - alle nuove *clean technologies*.



Fonte: IEA, 2010.

Fonte: i-com, EPO, 2012.

Occorre, dunque, intervenire per rimuovere gli ostacoli sul fronte del sostegno pubblico alle attività di R&S, attivando *partnership* tra le università, le imprese e il territorio attraverso la collaborazione industriale nella ricerca scientifica.

Certamente il rafforzamento della competitività delle imprese delle rinnovabili passa per la loro capacità di fare innovazione ed è, quindi, strettamente connessa alla possibilità di trasformare i finanziamenti per la ricerca in occasioni di stimolo per la crescita di un'industria nazionale delle FER, in grado di porsi sulla frontiera dello sviluppo tecnologico. Una recente indagine di SRM in collaborazione con SVIMEZ ha determinato l'impatto economico di un incremento degli investimenti pubblici nel settore energetico, calcolando il quantitativo di investimenti totali attivabili sulla base del contributo pubblico erogato per progetti di alta tecnologia riguardanti i comparti delle energie rinnovabili/efficienza energetica. Dall'analisi emerge che ogni € 1.000 di supporto finanziario pubblico concedibile innesca nel sistema economico investimenti per € 2.470.

La filiera delle rinnovabili, che si candida a competere con quello degli altri Paesi *leader* di mercato, si presenta, pertanto, come **comparto strategico e ad alto potenziale**, su cui far leva per la ripresa del Sistema Paese. Basti pensare alla dimensione economica attuale del **fotovoltaico** e dell'**eolico**, che generano un **giro d'affari rispettivamente pari a € 14,8 mld e € 3,8 mld nel 2011**, fornendo lavoro a più di 90 mila persone, tra occupati diretti e indotto (di cui oltre 60 mila nel *business* solare e 30 mila nella filiera del vento);

La **sfida per i player del settore è oggi quella di riuscire a operare nel mercato energetico senza beneficiare di sussidi pubblici**. Per reggere l'urto della progressiva rimozione degli incentivi le imprese europee attive lungo la filiera delle rinnovabili dovranno perseguire diverse strategie: da un lato, gli operatori minori si troveranno a dovere rafforzare la loro struttura patrimoniale, per mantenere livelli di leva finanziaria adeguati a un mercato sempre più concorrenziale, dall'altro, per le aziende di maggiore dimensione la strada sarà quella del consolidamento, guardando oltre i confini nazionali e ricercando opportunità di crescita attraverso accordi con i *leader* mondiali di settore.

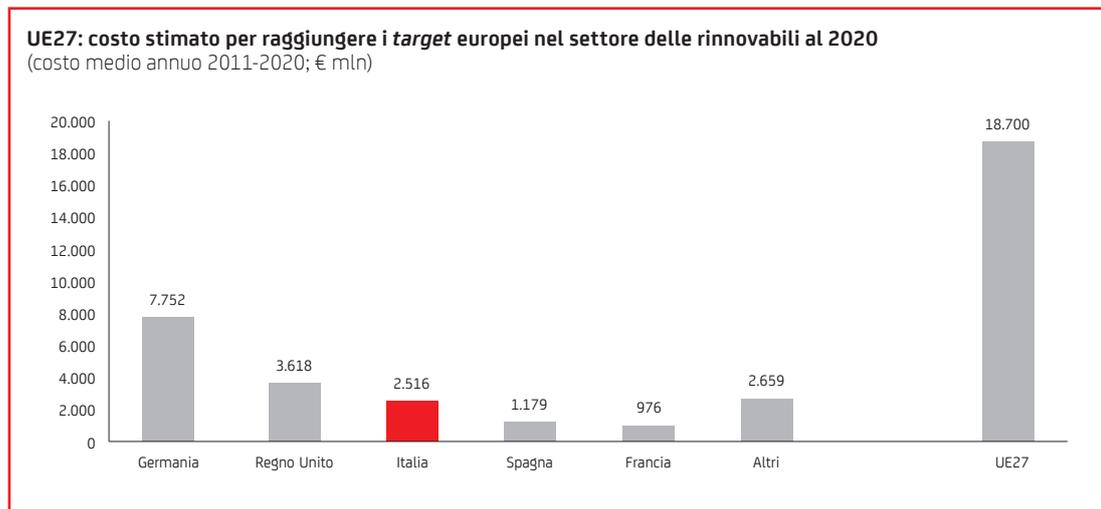
In particolare **per le imprese italiane**, le cui prospettive di *business* risultano penalizzate dal rischio regolatorio e dal negativo quadro congiunturale, **la diversificazione geografica** rappresenta un fattore chiave per ridurre l'esposizione sul mercato domestico, ribilanciando il portafoglio investimenti in aree con più elevate potenzialità di sviluppo e redditività più costante.

In questo contesto, il ruolo del sistema bancario è fondamentale, in quanto rappresenta il soggetto chiave per coordinare i vari attori in gioco e accompagnare le imprese nel processo, ormai inevitabile, di internazionalizzazione del *business* e di crescita dimensionale.

RUOLO DEL SISTEMA BANCARIO A SUPPORTO DELLA FILIERA INDUSTRIALE DELLE RINNOVABILI

Nell'ambito del processo di ristrutturazione industriale in atto nel mercato delle rinnovabili il **sistema delle banche commerciali** potrebbe tornare a svolgere un ruolo di primo piano, supportando i processi di internazionalizzazione e affiancando le c.d. *development banks* (la BEI, la tedesca KfW, la BERS) nel finanziamento di grandi progetti nell'ambito della *green economy*. Sono, infatti, numerosi i programmi europei che già vedono le *development bank* come principali attori per veicolare fondi a supporto del comparto. Il fabbisogno di capitali privati resta, comunque, ingente e richiede necessariamente **il coinvolgimento di più soggetti finanziari**.

Ad oggi, il costo richiesto ai singoli Stati membri per raggiungere entro il 2020 i *target* imposti dal III Pacchetto energia è stimato in circa € 18,7 mld all'anno per l'insieme dei Paesi della UE-27 (€ 2,5 mld annui per l'Italia).



Fonte: Bloomberg Energy Finance, 2012.

La capacità di stimolare l'interesse delle banche a sostenere progetti di sviluppo nelle rinnovabili è, dunque, necessaria per attivare un circolo virtuoso di investimenti nel settore.

Alla fine del 2011, la crisi dei debiti sovrani nell'Eurozona ha iniziato a incidere fortemente sull'offerta di credito per la realizzazione di investimenti in *clean energy*. Di fronte all'incremento dell'incertezza del mercato e alle limitazioni di Basilea 3, le banche si sono trovate a dovere irrigidire i propri parametri di valutazione del rischio.

Gli investimenti in impianti alimentati da FER presentano due principali **tipologie di rischio che condizionano l'accesso al credito**:

- quello **tecnologico**, connesso al grado di sviluppo delle singole *clean tech*. Nei prossimi anni i progetti che incontreranno minori difficoltà nel trovare supporto finanziario saranno le tecnologie più mature, come gli impianti eolici *on-shore* e quelli fotovoltaici. **La vera sfida sta oggi nel creare le condizioni di mercato per agevolare l'accesso al credito per le tecnologie a più alto rischio, quali ad esempio l'eolico *off-shore*;**
- quello legato all'adeguatezza e stabilità della **regolamentazione** di settore e all'iter autorizzativo. Un quadro normativo prevedibile costituisce la chiave per attirare gli investitori; questo è il motivo per cui saranno i Paesi con regole chiare su un orizzonte temporale di lungo periodo ad avere meno difficoltà ad attrarre finanziamenti.



In Italia, nonostante l'alto livello di remunerazione riconosciuta al settore, l'afflusso di capitali nel mercato delle rinnovabili è ostacolato da due principali fattori:

- **l'instabilità della normativa di settore;**
- **il sistema autorizzativo locale, frammentato ed eccessivamente burocratizzato⁹**, che determina un'eccessiva dilatazione nei tempi di rilascio delle autorizzazioni, con il conseguente aumento dei costi di sviluppo dei progetti per i soggetti richiedenti.

Il superamento di queste criticità, unitamente alla definizione di una chiara strategia nazionale a lungo termine in campo energetico, consentirebbe all'Italia di recuperare posizioni in un settore che, come dimostra l'esperienza di altri Paesi europei (in primis la Germania), è in grado di offrire notevoli opportunità in termini economici, sociali e ambientali.

Principali caratteristiche economiche-tecniche degli investimenti in nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili

	Plant specification	Investment costs (€/KWe)	O&M costs (€/KWe/year)	Lifetime (media)	Typical plant size (Mwe)
Hydro large-scale	Large-scale unit	850-3.650	35	50	250
	Medium-scale unit	1.125-4.875	35	50	75
	Small-scale unit	1.450-5.750	35	50	20
	Upgrading	800-3.600	35	50	-
Hydro small-scale	Large-scale unit	975-1.600	40	50	9,5
	Medium-scale unit	1.275-5.025	40	50	2
	Small-scale unit	1.550-6.050	40	50	0,25
	Upgrading	900-3.700	40	50	-
Photovoltaics	PV plant	2.950-4.750	30-42	25	0,005/0,05
Solar thermal electricity	Concentrating solar power plant	3.600-5.025	150-200	30	2-50
Wind onshore	Wind power plant	1.125-1.525	35-45	25	2
	Wind power plant - nearshore	2.450-2.850	90	25	5
	Wind power plant - offshore: 5-30km	2.750-3.150	100	25	5
	Wind power plant - offshore: 30-50km	3.100-3.350	110	25	5
	Wind power plant - offshore: 50km	3.350-3.500	120	25	5
Biomass	Biomass plant	2.225-2.995	84-146	30	1-25
	Cofiring	450-650	65-95	30	-
	Biomass plant - CHP(*)	2.600-4.375	86-176	30	1-25
	Cofiring - CHP(*)	450-650	85-125	30	-

(*) Con sistema di cogenerazione.

Fonte: Ecofys, 2012.

⁹ In Italia, non solo la Conferenza dei Servizi, propedeutica al rilascio dell'Autorizzazione Unica, può vedere la partecipazione anche di 30-40 enti diversi della P.A., ma l'iter procedurale può durare in media tra i 6 e i 18 mesi, con picchi, in alcuni casi, di oltre 24-36 mesi.

In sintesi

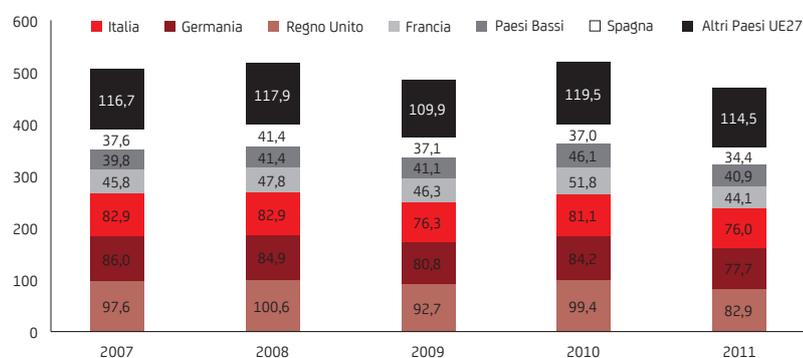
- Il mercato del GN mantiene in Italia elevati margini di ripresa, nonostante il calo dei consumi e il crescente spiazzamento della generazione a gas da parte delle rinnovabili.
- Il sistema nazionale evidenzia ancora un basso grado di flessibilità/ stoccaggio per gestire le emergenze, anche se permane ad oggi una situazione di *overcapacity*, con le *pipeline* e il nuovo terminale di Rovigo non sfruttati al massimo della capacità potenziale.
- Necessità di investimenti per il potenziamento delle strutture di rigassificazione e stoccaggio e per il rafforzamento della capacità di importazione in vista delle previsioni di incremento della domanda di gas all'uscita dell'attuale fase congiunturale recessiva.

Overview del settore del gas: l'Italia nel contesto europeo

Nella prospettiva di un mercato del gas europeo integrato, l'Italia riveste un rilievo particolare, in quanto:

- rappresenta il **terzo Paese per consumi**, con 77 mld/mc nel 2011, pari al 16% della domanda di gas naturale (GN) a livello di UE27;
- si posiziona **al centro di alcuni dei grandi piani regionali di potenziamento delle infrastrutture del gas programmati dai TSO (Transmission System Operators) europei per il periodo 2012-2021**, che potrebbero consentire al nostro Paese di svolgere la funzione di snodo per la gestione dei flussi provenienti dal Mediterraneo e diretti in Europa continentale (vedi box).

Consumi di gas naturale nei principali Paesi della UE27, 2007-2011 (mld/mc)



Fonte: AEEG, 2012.

L'andamento dei consumi di gas nel corso dell'ultimo decennio evidenzia il ruolo preponderante acquisito da questa fonte nel sistema energetico nazionale, che nel **2011 è arrivata a coprire una quota pari al 35% circa del fabbisogno totale di energia primaria** (31,4% nel 2000), rappresentando la seconda fonte energetica, in termini di volumi, dopo il petrolio.

La dinamica positiva del mercato segna un brusco rallentamento con la crisi economica. La recessione e gli elevati costi dell'energia hanno favorito *trend* di risparmio energetico e con essi una crescita meno marcata dei consumi di GN rispetto al passato, soprattutto rispetto al periodo di *boom* dei primi anni 2000. Il 2011 segna una decisa contrazione della domanda (-6,4% YoY) - in particolare nel settore termoelettrico (-7%) dovuta al permanere di una situazione di *overcapacity* del sistema - che si è accentuata nel primo semestre del 2012 (-13,2% YoY a giugno 2012).



SOUTH-NORTH CORRIDOR: L'ITALIA COME HUB DEL GAS EUROPEO

Il mercato del gas in Europa è cambiato profondamente nel corso degli ultimi anni, sia per la congiuntura negativa, sia per la comparsa dello *shale gas*, sia per l'affermarsi di nuovi Paesi energivori, in primis la Cina. Da un lato, si registra in ambito comunitario un calo dei consumi e della produzione di gas, dall'altro emerge l'incertezza sulle forniture russe, che potrebbero orientarsi verso l'Asia diminuendo i quantitativi destinati all'Europa e causando una riduzione del potere contrattuale dei Paesi UE. Con l'entrata in esercizio dei nuovi mega-gasdotti da oriente all'Europa è, infatti, verosimile prospettare un cambiamento degli equilibri nell'interscambio di gas con la Russia, che sino ad oggi ha avuto come unici acquirenti i Paesi UE.

In questo ambito l'Italia potrebbe rappresentare un crocevia per il GN che transita per il Mediterraneo. Risulta, quindi, fondamentale dare priorità alla realizzazione del **Piano di sviluppo decennale 2013-2022, presentato a giugno 2012 dagli operatori dei sistemi di trasmissione gas europei.**

Nell'ambito dei 6 progetti programmati, due interessano direttamente l'Italia:

- il **Southern Corridor**, che coinvolge 9 Paesi (Austria, Bulgaria, Croazia, Grecia, Italia, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria) con i relativi operatori di rete;
- il **South-North Corridor**, che riguarda 4 Paesi (Francia, Germania, Italia, Svizzera) con i relativi TSO. Risulta decisivo per il miglioramento delle interconnessioni soprattutto il **Corridoio Nord-Sud**, dall'Italia al Belgio (attraverso Svizzera, Francia e Germania), che garantisce capacità addizionale sia dal Nord Africa sia dal Corridoio Sud, utilizzando la **rete italiana come ponte verso l'Europa**. In Italia gli interventi dovrebbero comportare:
 - l'inversione dei flussi dei gasdotti nazionali, a partire dal 2015, per consentirci di aumentare la capacità di esportazione dai 16 Mmc/giorno attuali a circa 56 mln/mc/giorno al 2015;
 - un aumento della capacità di importazione nei punti meridionali di ingresso del gas di circa 8 mld/mc/a al 2017, attraverso la realizzazione di un nuovo gasdotto o terminale GNL;
 - un incremento della capacità di stoccaggio di 3 mld/mc.

Domanda e offerta cumulata di gas naturale in Italia, 2011-2012 (mln/mc³/g e variazioni tendenziali)

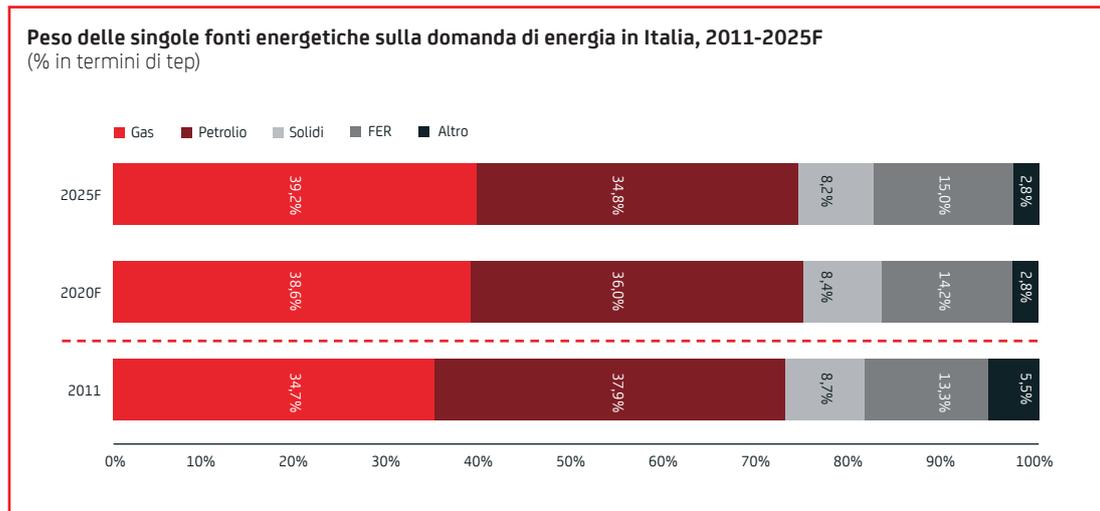
	AS(*) 2012	AS(*) 2011	Var. YoY
Domanda cumulata di gas naturale			
Industriale	6,6	6,5	0,9%
Termoelettrico	11,3	13,0	-13,2%
Distribuzione	19,9	19,2	3,7%
Altro	1,2	1,3	-5,8%
Totale prelevato	39,1	40,1	-2,5%
Offerta cumulata di gas naturale			
Importazioni	34,6	36,0	-3,8%
Prod. Nazionale	3,8	3,6	6,2%

(*) Anno Solare; valori cumulati fino al 17 giugno.

Fonte: REF-E, 2012.

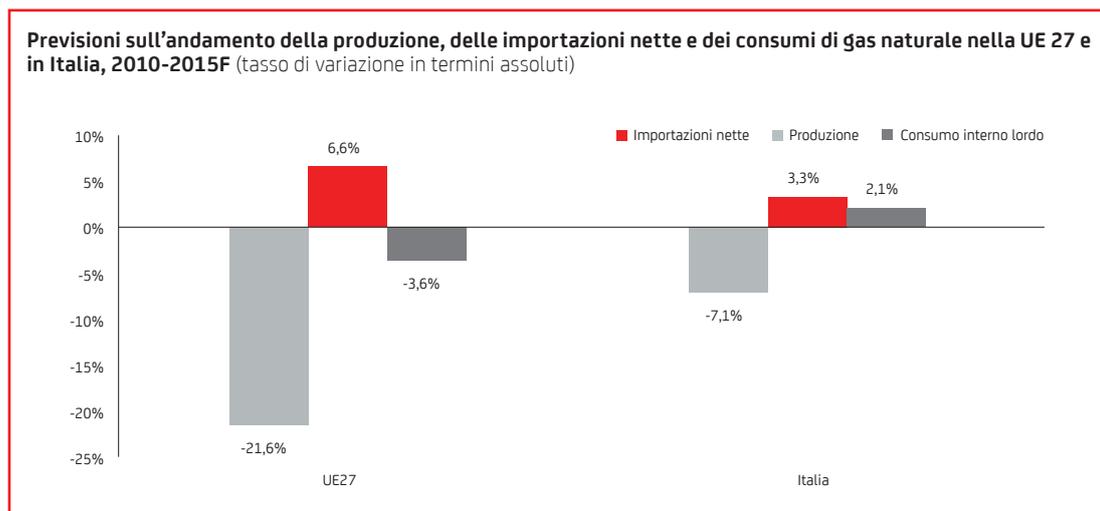
Nonostante il calo della domanda di elettricità e il fenomeno del crescente spiazzamento della generazione a gas da parte delle fonti rinnovabili, **il mercato del GN mantiene elevati margini di ripresa in Italia.**

In prospettiva, infatti, l'incidenza delle singole fonti primarie sulla domanda totale di energia è attesa modificarsi sensibilmente, con un ridimensionamento del peso del petrolio a favore del gas naturale, delle energie rinnovabili e, in misura più limitata, del carbone. In particolare, secondo le previsioni fornite dall'Unione Petrolifera per il periodo 2012-2025, **già a partire dal 2013 in Italia il gas naturale soppianderà il petrolio² come principale fonte energetica**, arrivando a rappresentare nel 2025 circa il 40% della domanda nazionale di energia.



Fonte: UniCredit su dati Unione Petrolifera, 2012.

Tale *outlook* positivo si inserisce nell'ambito di un *trend* di incremento dell'interscambio commerciale di gas a livello europeo. Nonostante lo sviluppo atteso delle rinnovabili e l'attuazione delle misure per l'efficienza energetica, **le importazioni di gas in Europa sono previste³ crescere su un orizzonte temporale di medio termine** (CAGR +1,3% tra il 2010 e il 2015) come effetto del calo della produzione interna (CAGR -4,7% tra il 2010 e il 2015) riconducibile al graduale esaurimento delle riserve dei Paesi UE.



Fonte: UniCredit su dati Commissione Europea, 2012.

² È tuttavia necessario sottolineare come le stime di crescita disponibili presentino un'ampia variabilità, riconducibile prevalentemente agli elementi di incertezza che prevalgono nell'attuale contesto macroeconomico e che hanno un impatto determinante sulle aspettative degli operatori del settore circa le dinamiche del mercato energetico.

³ Le previsioni della Commissione Europea risultano particolarmente ottimistiche per il mercato italiano, ipotizzando una decisa ripresa dei consumi, per i quali si stima un crollo dell'8% circa nel biennio 2010-2012.



Le prospettive di sviluppo delle importazioni, unitamente al progressivo **incremento della dipendenza da fonti extra-europee**, rendono più stringente una reale integrazione dei mercati nazionali, allo scopo di aumentare il coordinamento nell'operatività dei diversi sistemi. In particolare, i programmi di investimento per **l'interoperabilità delle reti di trasporto e il potenziamento delle infrastrutture di importazione** divengono cruciali per sostenere i tassi di crescita previsti, anche in funzione della **necessità di diversificazione dei mercati di origine del gas** per garantire la sicurezza e la stabilità delle forniture.

In **Italia**, in particolare, **le importazioni di gas coprono circa il 90% della domanda totale** (70,3 mld/mc nel 2011) e si caratterizzano per una **ridotta diversificazione geografica**, sebbene la situazione ultimamente sia molto migliorata rispetto alla maggior parte dei Paesi europei che presentano un minor numero di fornitori. La marcata dipendenza dall'estero espone comunque il nostro sistema energetico a una condizione di tensione anche in ragione dell'elevato rischio paese associato alla gran parte delle aree di provenienza delle importazioni. **Algeria, Russia, Libia forniscono il 74% del gas impiegato in Italia**, con una quota sul totale importato rispettivamente del 39%, 21% e 14% nel 2010.

Il sistema di approvvigionamento risulta, inoltre, **meno flessibile in confronto agli altri Paesi europei in ragione del minor numero di terminali di GNL⁴**, circostanza che determina una marcata concentrazione nel trasporto via *pipeline* (circa l'88% del gas totale importato a fronte di un peso del 71% in Francia e del 24% in Spagna). Occorre, tuttavia, considerare il fatto che, se manca ancora flessibilità e stoccaggio per garantire le "emergenze", siamo ad oggi in una situazione di *overcapacity* (sia le *pipeline* che il nuovo terminale di Rovigo non sono sfruttati al massimo della capacità).

È chiaro che il sistema necessita di investimenti; bisogna, però, tenere presente il cambiamento del contesto di mercato connesso al quadro macroeconomico e allo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

CONTRATTI DI IMPORTAZIONE: VINCOLI TAKE OR PAY E INDICIZZAZIONE AI PRODOTTI PETROLIFERI

I contratti di compravendita di GN sono strutturati per salvaguardare le parti attraverso un sistema di garanzie e vincoli:

- clausola *Take or Pay (ToP)* che impegna l'importatore a garantire al fornitore un flusso di ricavi, indipendente dai volumi prelevati, per un ammontare generalmente compreso tra il 70% e il 95% del valore globale del contratto;
- una durata tra i 20 e i 25 anni;
- prezzo base di contrattazione, in funzione delle caratteristiche dell'importatore;
- meccanismi di indicizzazione e ricontrattazione, legati ai prezzi di un paniere di prodotti petroliferi;
- meccanismi di aggiustamento del flusso di importazione tramite prelievi anticipati o posticipati (*make-up* e *carry-forward*).

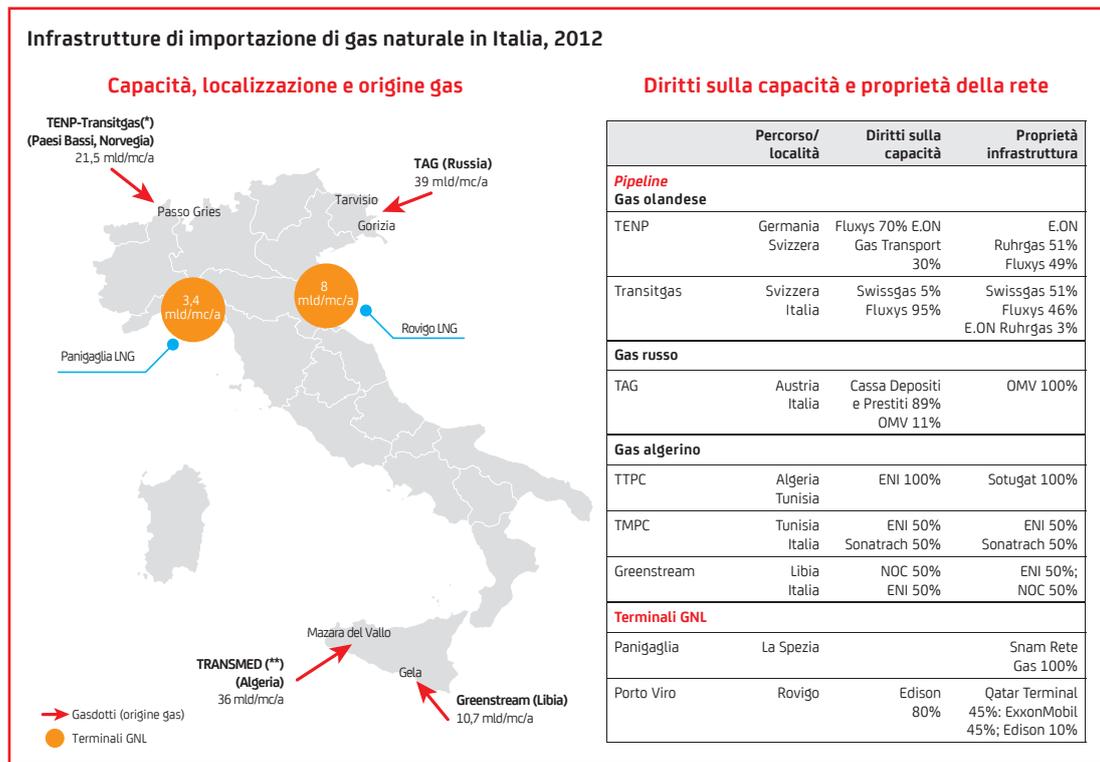
In Italia prevalgono i contratti di importazione a lungo termine - caratterizzati da vincoli *ToP* e indicizzati ai prodotti petroliferi - che godono di accesso prioritario alla rete nazionale di trasporto. Nel 2010 oltre 2/3 degli accordi aveva durata superiore a 20 anni, a fronte di una quota di contratti spot (meno di 1 anno) del 10% circa.

⁴ GNL (Gas Naturale Liquefatto); LNG (*Liquefied Natural Gas*).

Infrastrutture esistenti e piani di sviluppo per il mercato del gas naturale

Nonostante sia accresciuta la disponibilità di accesso (grazie al nuovo gasdotto Greenstream con la Libia e all'entrata in funzione del terminale di GNL a Rovigo), il **sistema italiano** continua ad essere **alimentato da 7 punti di ingresso**:

- **5 interconnessioni di gasdotti internazionali** - situati presso Tarvisio (UD), Gorizia, Mazara del Vallo (TP), Gela (CT) e Passo Gries (VB)- che coprono circa l'80% del fabbisogno nazionale. Si tratta di: TAG (import gas dalla Russia), TENP-Transitgas (con forniture di gas dai Paesi Bassi e dalla Norvegia), Greenstream (per l'import di gas dalla Libia), TTPC-TMPC (con forniture dall'Algeria);
- **2 impianti di rigassificazione per il GNL**, localizzati a Panigaglia (SP), con forniture provenienti principalmente dal Nord Africa (Egitto e Algeria) e nell'*off-shore* di Rovigo con carichi importati dal Qatar. I due rigassificatori soddisfano circa il 12% della domanda nazionale e presentano un livello di saturazione che varia tra il 59% e il 75%.



(*) Il gas di provenienza olandese viene importato in Italia attraverso il sistema di gasdotti TENP-Transitgas: la *pipeline* TENP che parte dai Paesi Bassi, si interconnette sul confine svizzero-tedesco al gasdotto Transitgas, che raggiunge il confine italiano a Passo Gries.

(**) Le importazioni di gas dall'Algeria raggiungono l'Italia tramite il sistema di gasdotti TTPC-TMPC: la *pipeline* parte dal confine tunisino-algerino, attraversa la Tunisia e sulle sponde del Mar Mediterraneo si interconnette con il gasdotto TMPC (o Transmed).

Fonte: UniCredit su dati GME e REF-E, 2012.



Ad oggi **le infrastrutture di import di GN**, che hanno una **capacità potenziale di 364 mln/mc/giorno**, sono sufficienti a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta. Tuttavia, in presenza di un improvviso picco o in caso di perdita per un periodo di tempo prolungato di una linea di importazione, il sistema corre il rischio di andare in sofferenza, come avvenuto nell'inverno 2005/2006, quando - a causa della rigidità delle temperature, dei forti consumi del settore termoelettrico e dell'interruzione delle forniture dalla Russia - si è dovuto ricorrere alla stoccaggio strategico e a misure di contenimento dei consumi.

Questo episodio mette in evidenza l'insufficienza del sistema infrastrutturale in termini di flessibilità dell'approvvigionamento nelle fasi di instabilità geopolitica. Accanto all'imprescindibile esigenza di tutelarsi di fronte a questi rischi, che ha sollevato discussioni sull'opportunità di potenziare le strutture di rigassificazione e stoccaggio, si affianca il tema del rafforzamento della capacità di importazione per far fronte alle previsioni di incremento della domanda di gas all'uscita dell'attuale fase congiunturale recessiva. Questa esigenza, inoltre, dovrebbe essere considerata non solo nell'ambito nazionale, ma anche nel contesto europeo, in cui l'Italia, data la sua posizione geografica, potrebbe assumere un ruolo strategico come *hub* delle forniture europee.

Per la sostenibilità prospettica del sistema gas nazionale occorre, pertanto:

- **il potenziamento delle *pipeline* esistenti;**
- **la costruzione di terminali di rigassificazione;**
- **lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio e il rafforzamento dell'offerta di contro-flusso sulle infrastrutture transfrontaliere.**

La programmazione di questi investimenti dovrebbe però avere carattere unitario e integrato - anche in ragione delle diverse caratteristiche delle infrastrutture - per evitare la proliferazione di strutture utilizzate al di sotto del loro potenziale e, quindi, insostenibili a livello economico e ambientale. Il quadro deve essere, inoltre, completato considerando non solo la domanda potenziale, ma anche la complementarità tra il gas e le rinnovabili, che come si è visto, stanno crescendo rapidamente in termini di produzione e convenienza economica.

Vediamo nel dettaglio i progetti ad oggi esistenti relativi a nuovi gasdotti e terminali di GNL. Occorre, tuttavia, precisare che, pur essendoci un tentativo di velocizzarne l'iter autorizzativo, numerosi progetti programmati prima della crisi internazionale potrebbero essere differiti per via del deterioramento del quadro macro-economico, soprattutto quelli in fase meno avanzata.

I nuovi gasdotti hanno come finalità principali la diversificazione e l'incremento delle fonti di approvvigionamento del gas; sono, pertanto, previsti progetti relativi a:

- **nuove *pipeline* che connettono il Sud Italia con nuove aree** (ITGI Poseidon, dalla Turchia all'Italia attraverso la Grecia, e TAP, dalla Grecia all'Italia attraverso l'Albania), consentendo di sfruttare le riserve di gas provenienti dal Mar Caspio e dall'area del Caucaso, secondo le due direttrici alternative del *South Stream* e del Nabucco;
- **potenziamenti lungo la direttrice Nord-Sud di connessioni con Paesi che già oggi rientrano nel novero dei fornitori**, con la realizzazione di un nuovo collegamento con il Nord Africa (Galsi) e sulla direttrice di Nord-Est (*South Stream*) con la Russia (evitando i territori maggiormente a rischio).

Progetti per nuovi gasdotti

Progetto	Finalità	Tratta	Capacità (mld/mc/a)	Entrata in esercizio	Proprietà
ITGI-Poseidon	Connessione diretta delle riserve del Mar Caspio e del Medio Oriente ai mercati europei	Grecia, Italia	8	2015(*)	Edison 50%; Depa 50%
TAP	Connessione dell'Italia alla Grecia via Albania, per l'afflusso di GN proveniente dal Caucaso, dal Mar Caspio e, potenzialmente, dal Medio Oriente.	Grecia, Albania, Italia	10-20	2017	Egl 42,5%; StatoilHydro 42,5%; E.ON Ruhrgas 15%
GALSI	Connessione delle riserve algerine alla Sardegna e alla Toscana attraverso un percorso lungo circa 900 km	Algeria, Italia	8	2014(**)	Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; SFIRS 11,6%; Hera Trading 10,4%
TGL	Connessione della Germania a Italia, Slovenia e Rep. Ceca, attraverso un sistema di gasdotti con flusso bidirezionale per il passaggio di gas sia da Nord sia da Sud	Germania, Austria, Italia	11,4	2017	E.ON Ruhrgas 45%; Energie Oberosterreich 15%; Salzburg 15%; RAG 10%; Kelag 7,5%; TIGAS Tiro 7,5%
South Stream	Connessione diretta della Russia alla UE, eliminando ogni Paese extra-comunitario dal transito. Il tracciato è diviso in due sezioni: una <i>offshore</i> nel Mar Nero ed una su terra	Russia, Bulgaria, Romania, Serbia, Bosnia, Croazia, Ungheria, Slovenia, Austria e/o Russia, Bulgaria, Grecia, Albania, Italia	31-63	2015	Gazprom 50%; ENI 20%; EDF 15%; Wintershall 15%

(*) Nel 2011 ha ottenuto l'autorizzazione finale tratto italiano.

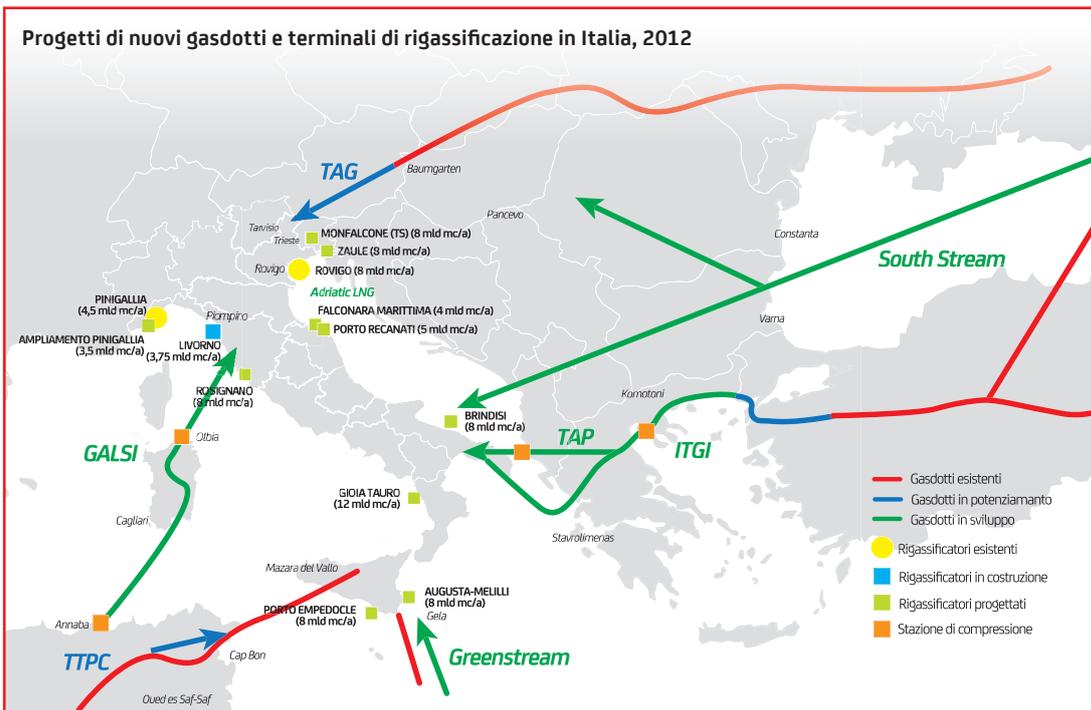
(**) Nel 2011 ha ottenuto la VIA.

Fonte: REF-E, 2012.

Oltre agli interventi sui gasdotti, **potrebbe contribuire all'abbassamento della rigidità del sistema l'aumento di capacità di rigassificazione**, dal momento che le navi metaniere non sono vincolate ad una specifica tratta e, di conseguenza, i terminali LNG non sono strutturalmente legati a determinati fornitori. Al di là dell'espansione di quello di Panigaglia, i progetti di creazione di nuovi terminali sono molto numerosi (11) e spesso contrastati a livello locale. Di questi ad oggi l'*offshore* di Livorno è in costruzione, 5 sono in avanzato stato di autorizzazione (Zaule, Brindisi, Gioia Tauro, Prioro Gargallo e Porto Empedocle) e altri 5 in fase di progettazione (Monfalcone, Ravenna, Porto Recanati, Taranto e Rosignano).

La realizzazione di nuovi terminali GNL sembra essere una priorità anche dell'attuale governo, che si sta muovendo per semplificare e dare maggiore certezza all'iter burocratico. Se è indubbiamente positivo per gli investitori avere regole più chiare e celeri, sembra d'altro canto necessario **fare una valutazione complessiva di quanta capacità totale sia effettivamente necessaria per modulare l'offerta nelle fasi di picco della domanda, interna ed europea.**

Gli attuali impianti garantiscono ad oggi una capacità di 11,4 mld/mc/a, a cui si aggiungono i 3,75 mld/mc/a dell'*offshore* di Livorno, per un totale di 15,2 mld/mc/a. Tutti gli altri progetti sommati aumenterebbero tale capacità di altri circa 82 mld/mc/a. Si tratta quindi di un incremento rilevante da contestualizzare rispetto alle esigenze europee, all'entrata in operatività dei nuovi gasdotti e alla concorrenza di forme di energia alternative.



Fonte: UniCredit, 2012

Elettricità

In sintesi

- Il consumo di energia elettrica nel nostro Paese è stazionario negli ultimi 10 anni, mentre la capacità installata è cresciuta in modo sostanziale soprattutto grazie al boom delle rinnovabili.
- L'integrazione delle rinnovabili ha cambiato il profilo giornaliero dei prezzi e le dinamiche del mercato, rendendo più complesse le attività di dispacciamento e di bilanciamento del gestore della rete.
- Gli ultimi provvedimenti del governo (il Quinto conto energia) e dell'Autorità, oltre a ridurre la portata degli incentivi, puntano ad attribuire parte dei costi di dispacciamento ai produttori di rinnovabili e a stimolare l'utilizzo di tecnologie innovative. Permane, tuttavia, una certa incertezza sulle modalità attuative.

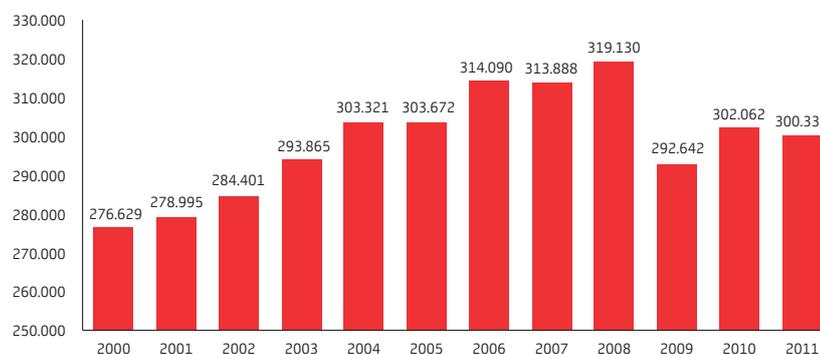
Il mercato elettrico italiano: criticità e prospettive

Pochi ambiti della vita economica di un Paese sollevano tante questioni e complessità come quello dell'energia elettrica. Se ci si prendesse la briga di andare a verificare quante volte in un quotidiano generico viene citata l'energia elettrica si resterebbe probabilmente stupiti; le tematiche riguardano la produzione e i connessi investimenti, la concorrenza tra gli attori e la regolamentazione, le energie rinnovabili, la trasmissione, fino ai costi in bolletta. Proviamo qui in poche pagine a mettere insieme i principali elementi di dibattito che abbiano rilevanza soprattutto in riferimento alle potenziali scelte di investimento sia per il settore privato che per quello pubblico.

La produzione di energia evolve con il ciclo economico; chi ha familiarità con la congiuntura avrà ben presente come in passato soprattutto, il consumo di elettricità disponibile praticamente in tempo reale era il più ovvio e affidabile indicatore anticipatore della produzione industriale (in un esercizio che oggi si direbbe *nowcasting*). Negli ultimi 10 anni la produzione (che sommata alle importazioni nette equivale alla domanda perché l'immagazzinabilità è limitatissima e costosa) è stata quasi stazionaria. Nel 2011 si è registrato un livello equivalente a quello del 2004.

Nel contempo, però, le nuove installazioni hanno continuato a crescere, quasi raddoppiando dal 2000 al 2011, in ragione sia dell'esplosione delle rinnovabili sia della decisa crescita degli impianti termoelettrici, in particolare quelli alimentati a ciclo combinato gas vapore.

Produzione di energia elettrica in Italia, 2000-2011 (GWh)



Fonte: AEEG, 2012.



Potenza installata dal 1975 ad oggi in Italia (GW)

	IDROELETTRICO	RINNOVABILE	TERMOELETTRICO	TOTALE
Potenza netta	22,2	11,3	72,2	105,8
<i>di cui</i>				
fino al 1975	12,7	0	7,7	20,4
dal 1975 al 1990	3,6	0,1	9	12,6
dal 1990 al 2000	2,4	0,5	17,2	20,1
dopo il 2000	3,6	10,7	38,4	52,6

Fonte: AEEG.

Da questa evidenza nasce il tema, dibattuto, dell'*overcapacity* che caratterizzerebbe il mercato italiano. Dunque, nessuno spazio per nuovi investimenti nel settore? In realtà le cose sono molto più complesse. Intanto, questa crescita della capacità installata non ha evitato il ricorso a produttori esteri: la bilancia energetica vede 47.349 GWh importati (e 1.723 GWh esportati). Il saldo dall'estero, dunque, ha coperto il 13,7% del fabbisogno. Ma soprattutto, la complessità nasce dalla necessità di coordinare domanda ed offerta in presenza di una pluralità di operatori e di fonti con caratteristiche diverse.

Un rapido sguardo alla struttura del mercato

Il mercato italiano ha conosciuto un profondo processo di liberalizzazione: è stata separata l'attività di gestione della rete e quella di generazione (*unbundling*), con una **separazione societaria "piena"**¹ (pur essendo vero che il controllo di Enel e di Terna resta pubblico).

L'**accesso alla rete** è attuato in ossequio al principio del **third party access**. Il mercato è libero e si possono definire contratti bilaterali (che vanno comunicati al gestore della rete) oppure acquistare o vendere alla borsa elettrica, nella quale si chiudono contratti a valere dal giorno seguente (**MGP, mercato del giorno prima**); in borsa si presentano domanda ed offerta (con il prezzo minimo definito dall'offerente e massimo definito dall'acquirente); il *matching* tra domanda e offerta viene definito per zone (*market splitting*) ma il prezzo finale viene definito sulla base della media ponderata (per le quantità) dei prezzi zonalari (e si definisce così un prezzo unico nazionale)².

Il **gestore della rete** ha poi il compito di risolvere eventuali squilibri (**congestioni**) e di costituire una riserva di funzionamento e di sicurezza, aprendo, a questo fine, il mercato dei servizi di dispacciamento e il mercato del bilanciamento.

Per tutte le sessioni successive a quella del MGP il prezzo di riferimento è quello zonale, ed, anzi, c'è un **meccanismo d'asta per definire il prezzo di eventuali congestioni** legate per esempio ai "colli di bottiglia" della rete (il "cavo" tra la Sicilia e la terraferma).

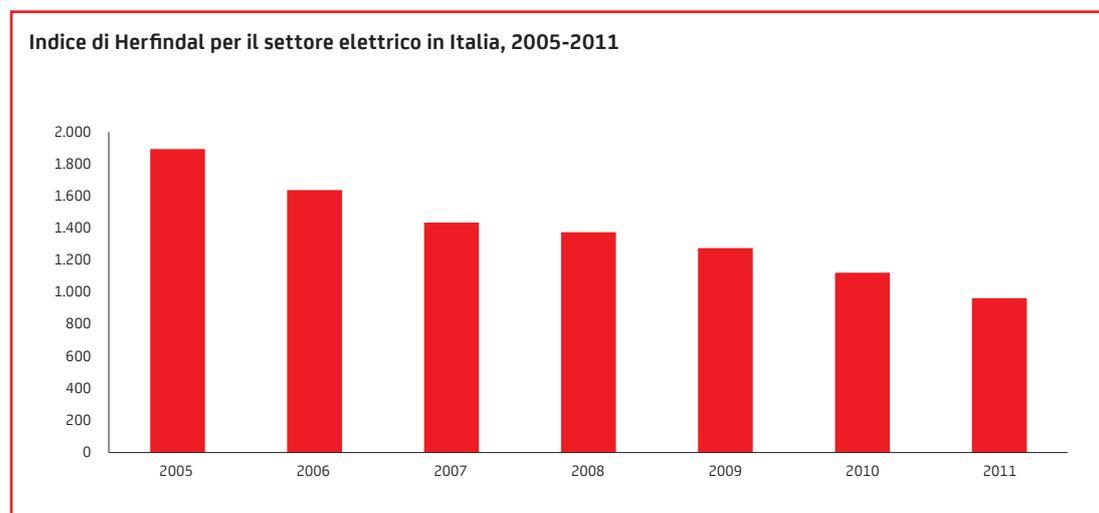
Dunque, il compito del gestore del mercato è di definire l'incontro tra domanda e offerta sul mercato **spot**, quello del gestore della rete è di provvedere alla trasmissione e al bilanciamento in tempo reale.

¹ A questo proposito, il legislatore italiano è stato rapido e incisivo, introducendo fin dal 1999 il modello ISO (*independent system operator*) poi tradotto nel 2003 in una vera e propria separazione proprietaria.

² Ci sono in realtà altre quattro sessioni di mercato (MI, Mercato Infragiornaliero) disponibili per gli operatori per fare "fine tuning" delle loro esigenze sempre nel giorno precedente a quello di consegna, per le quali comunque i prezzi di riferimento sono quelli zonalari.

L'introduzione di questo complesso meccanismo è legata alle caratteristiche del settore: la fornitura di energia è un servizio di pubblica utilità, mentre la gestione della rete è un monopolio naturale; l'insieme delle due cose motiva la presenza di un regolatore, che ha a cuore almeno due esigenze: quella di rendere il mercato (della produzione) competitivo, e quella di mantenere e promuovere l'efficienza della rete di trasmissione.

Sul primo punto nelle sue relazioni annuali l'Autorità riferisce sempre il calcolo dell'**indice di concentrazione di Herfindal-Hirschmann**³ per valutare il **grado di concorrenzialità del settore**: esso è passato da un livello pari a 1.900 nel 2005 a 967 nel 2011; il valore di questo indicatore aumenta all'aumentare della concentrazione e il suo intervallo di variazione è compreso tra 0 (concorrenza perfetta) e 100.000 (monopolio).



Fonte: AEEG Relazione Annuale, varie edizioni.

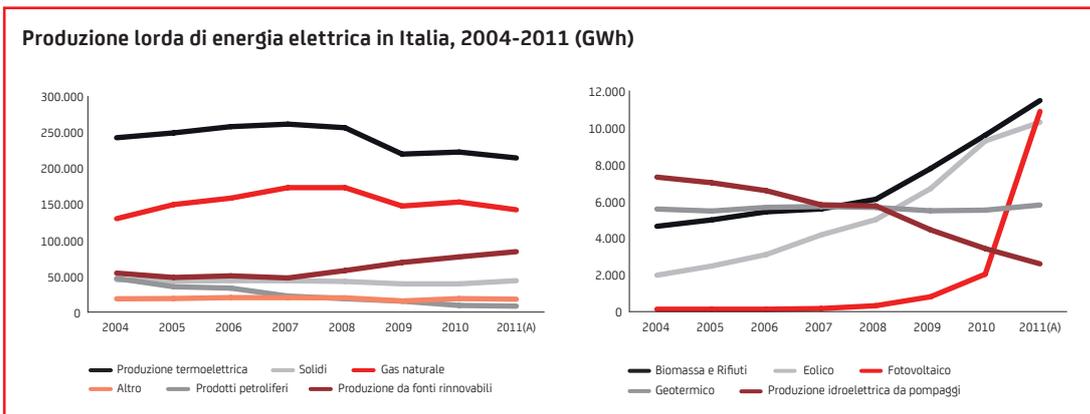
D'altro canto, infatti, anche l'accento posto sulla qualità e sicurezza del servizio di trasmissione sembra aver dato frutti più che positivi: le statistiche suggeriscono, infatti, una costante e ampia riduzione delle interruzioni registrate presso gli utenti finali italiani.

La produzione

La riduzione dell'indice di Herfindal è dovuta al calo delle quote di mercato dei primi 5 produttori; è molto elevata, in particolare nelle rinnovabili, la quota di prodotto proveniente dalla categoria residuale "altri produttori" (25,8% dell'energia complessiva, 94,9% del solare e 78,7% dell'eolico).

È interessante osservare graficamente **l'evoluzione della produzione per fonti utilizzate**: negli ultimi anni c'è stata una continua diminuzione (fino al quasi totale azzeramento della produzione) dell'utilizzo di petrolio e derivati nella produzione. Dopo gli aumenti registrati fino al 2008 è un po' sceso l'utilizzo di gas naturale, mentre è risalito quello del carbone (tornato ai livelli del periodo 2004-2008). È proseguita (ha preso le mosse nel 2007) la crescita esponenziale delle rinnovabili. Nell'aumento di queste ultime la parte del leone la fa il fotovoltaico (+463% tra il 2004 e il 2011), ma crescono fortemente anche l'eolico (11,1%) e le biomasse (19,9%).

³ L'indice è calcolato come somma delle quote di mercato degli operatori attivi. Si tenga presente che il *Department of Justice* degli Stati Uniti nelle sue *Guidelines on horizontal mergers* definisce un mercato che presenta un valore sotto 100 come fortemente competitivo, un valore sotto 1.500 come non concentrato, un valore compreso tra 1.500 e 2.500 come moderatamente concentrato, e uno sopra i 2.500 come fortemente concentrato.



Fonte: AEEG Relazione Annuale 2011.

Quali sono le criticità della rete?

Restano, però, alcune **criticità interne al sistema italiano** che vanno tenute presenti, in prospettiva. La prima criticità riguarda **il differenziale di prezzo nelle diverse zone** in cui è suddiviso il mercato italiano. Pippo Ranci, primo presidente dell'Autorità, nel suo capitolo: "Le infrastrutture energetiche: l'Italia e il mercato europeo" ricorda come: "Cinque anni dopo (il famoso *black out* del 2003) la rete elettrica italiana è ancora drammaticamente inadeguata", sottolineando come il prezzo del chilowattora nella borsa elettrica fosse in Sicilia del 30-40% più elevato rispetto al continente. In effetti anche a **maggio del 2012**, calcolando la media della rilevazione oraria disponibile nelle statistiche di Terna, **il prezzo in Sicilia era del 24% più alto del prezzo unico nazionale**⁴.

Se permangono differenziali zionali di prezzo ampi vuol dire che in qualche modo la **localizzazione degli impianti è disomogenea** (c'è una concentrazione di impianti inefficienti in Sicilia?) e, in aggiunta, che c'è qualche **difficoltà nelle interconnessioni tra le differenti zone**, altrimenti la disomogeneità nell'efficienza troverebbe una soluzione di mercato e quindi non rilevarebbe affatto (spegnendo di fatto gli impianti inefficienti). Questo è un tema noto, riguardava anche la Sardegna fino a qualche anno fa; i lavori per potenziare l'interconnessione tra Sicilia e continente sono in corso e, quindi, con gradualità si dovrebbe risolvere il problema.

Vi è, però, anche una questione europea ovviamente. Le direttive comunitarie, pur in un contesto in cui la produzione è ancora caratterizzata da vari "oligopoli", ambiscono a generare un mercato continentale per preservare la concorrenza; se effettivamente si stesse andando in questa direzione, i prezzi nei diversi Stati membri dovrebbero tendere ad omologarsi; questo, però, può avvenire solo nella misura in cui le interconnessioni europee sono funzionali e vi sono dei meccanismi di mercato che presiedono al loro funzionamento.

Non c'è ancora omogeneità nei prezzi a livello europeo e quello italiano è più elevato anche se si sono registrati ampi miglioramenti. Eurostat rileva il prezzo nei vari Paesi; nel 2006 il prezzo medio praticato ai consumatori famiglie era del 45% più elevato di quello medio della EU 27; anche nel primo semestre del 2011 è più alto della media UE, ma di appena il 10,5; invece per i clienti imprese (che assorbono più di 5 MWh) il differenziale è rimasto invariato ed è pari al 24%. Nella relazione dell'Autorità, con molto più dettaglio si evidenzia come, in effetti, sulle utenze domestiche il prezzo registri variazioni inferiori alla media europea e sia, per le classi di minor consumo (sotto i 2.500 KWh/a) più basso della

⁴ In effetti fino al 2011, Sicilia esclusa, si è registrata una riduzione dei differenziali tra i prezzi zionali. Nel corso del 2012, invece, a causa del boom delle fonti rinnovabili, si è aperto un differenziale favorevole per il Sud (sempre Sicilia esclusa) con prezzi inferiori alle altre zone.

media europea; sopra questa soglia⁵ c'è un differenziale positivo che, però, si è ridotto del 54% nel periodo 2008-2011.

Della necessità di potenziare le interconnessioni europee si è detto nel primo capitolo relativo agli scenari del mercato europeo dell'energia. Qui vogliamo solo menzionare il fatto che attualmente il sistema italiano sta sperimentando il *market coupling* con il sistema elettrico sloveno.

I prezzi del mercato italiano e l'integrazione delle rinnovabili

La seconda criticità riguarda comunque **il prezzo in bolletta per l'utente finale**, ma attiene alla sua definizione. Guardando al dettaglio della bolletta, infatti, è noto che **sono cresciute in maniera ampia due voci**:

- quella denominata **A3**, che include tra molte altre cose il **costo dell'incentivazione delle energie rinnovabili**;
- la componente relativa agli **oneri di dispacciamento**, legata all'attività di Terna.

In accordo con i dati dell'Aicep⁶ il prezzo in bolletta della componente A3 è lievitato da 6,10 €/MWh nel 2004 a 30,15 €/MWh nel 2012; quello del costo di dispacciamento da 4,5 a 16,4 €/MWh nello stesso periodo. Il costo di dispacciamento è la compensazione per Terna per le spese in cui incorre per costituire la riserva e per il ricorso alle sessioni di mercato che seguono il MGP.

Chiaro, dunque, che **la difficoltà di previsione dei flussi immessi dalle rinnovabili e la loro difficile programmabilità condizionano il mercato**. Gli impianti di rinnovabili, infatti, hanno priorità di immissione in rete e, con la vorticosa crescita della capacità installata, hanno significativamente mutato il mercato elettrico.

Il primo effetto è che nel periodo estivo (di basso carico) e nelle ore di irradiazione solare e con ventosità adeguata si sono già verificati lo scorso anno degli **episodi nei quali la produzione da rinnovabili ha coperto l'intero fabbisogno energetico**. Ovviamente questo fino alle prime ore serali, quando la domanda comincia a calare, ma la produzione da rinnovabili cala repentinamente e quindi c'è necessità per il gestore di approntare dei fornitori "programmabili" per coprire questo fabbisogno. Tuttavia, se c'è necessità di attivare degli impianti solo per poche ore al giorno, il costo ad essi connesso sarà piuttosto elevato. Il primo effetto di questa dinamica è quello di **aver spostato il picco nel prezzo dell'energia dal momento di massima domanda a quello in cui il contributo delle rinnovabili si azzerava**.

In aggiunta a questo c'è la maggiore difficoltà per il gestore della rete di prevedere l'effettiva offerta disponibile il giorno seguente in ragione delle (appunto scarsamente prevedibili) condizioni meteorologiche e, pertanto, di provvedere ad una riserva più ampia di quanto accadeva in passato.

Questo, dunque, oltre a spiegare (parte, perché vi sono anche molti oneri impropri) la crescita della componente A3, chiarisce anche, almeno parzialmente, l'aumento degli oneri di dispacciamento.

⁵ La forma ad U del prezzo praticato alle utenze domestiche (pag.39 della relazione annuale dell'AEEG) è una specificità italiana. Negli altri Paesi il prezzo unitario cala all'aumentare della soglia di consumo. All'opposto, per le utenze industriali, l'AEEG mostra come il differenziale di prezzo si riduca al crescere della quantità assorbita.

⁶ Per un'utenza *baseload* in media tensione (40Gwh/a).



Il Quinto conto energia e la delibera dell'AEEG

Quali risposte si possono dare a queste problematiche? Due risposte recentissime sono contenute nel **Quinto conto energia** - i cui decreti sono stati firmati il 6 luglio - e la **delibera della AEEG** - promulgata nello stesso giorno - **relativa ai costi di dispacciamento**.

Già nella relazione annuale, l'Autorità suggeriva esplicitamente la modifica delle regole di dispacciamento e conteneva un invito ad esplorare le tecnologie di immissione delle rinnovabili, nonché le tecnologie intese ad aumentare la prevedibilità o a introdurre forme di immagazzinabilità (su cui sembra voler investire Terna). Su questo è intervenuta direttamente, imputando ai produttori di rinnovabili parte degli oneri stessi (invece che in bolletta). Nel meccanismo di imputazione di questi oneri gioca un ruolo rilevante l'interazione con il GSE e la nuova attività di previsione delle immissioni in rete che è chiamato a svolgere.

Il Quinto conto energia, invece, definisce un tetto massimo di incentivazione e riduce la portata degli incentivi stessi; definisce, però, alcuni ambiti di specifico interesse che verrebbero "premiati": la geotermia, le biomasse e gli impianti innovativi come il solare a concentrazione. Benché siano stati firmati i decreti, permane una certa incertezza sulla transizione dal vecchio al nuovo regime e sulle effettive modalità attuative del nuovo.

Prospettive di investimento

Dopo questa rapida carrellata, è evidente che nel settore sussistono prospettive di investimento interessanti, nonostante l'*overcapacity* di cui si è detto all'inizio. Alcune di esse, chiaramente, hanno a che vedere direttamente con l'iniziativa privata e riguardano il settore della produzione, altre attengono più da vicino le modalità con cui è gestita la rete e, quindi, sono più associabili all'iniziativa pubblica o del gestore della rete.

Cominciando da queste ultime, **vi è spazio per investimenti che riguardano le *smart grid***, cioè gli strumenti tecnologici (ma è chiaro qui che l'attività regolamentare è fondamentale nell'indirizzare questi potenziali investimenti) che aumentano la capacità della rete di gestire flussi di ingresso potenzialmente molto più dispersi che in passato e molti più flussi bi-direzionali.

Dal punto di vista dell'investimento privato, è chiaro che al di là di qualche errore di dimensionamento dell'incentivazione, che potrebbe essere stato commesso nel nostro Paese o in altri, il futuro deve fondarsi su un contributo sempre crescente di energie di fonte rinnovabile. Su questo, dunque, **l'investimento in tecnologie che accrescano l'efficienza** e quindi consegnino con più rapidità la *grid parity* e che contestualmente enfatizzino le esigenze di accrescere in qualche modo la programmabilità dell'immissione in rete dell'energia prodotta, sono quelli con ricadute più ampie. Dunque lo spazio per investimenti nel settore c'è, si è solo specializzato rispetto al recente passato.

Energia: verso un mercato unico europeo

I mercati energetici: regolazione e competitività

A cura di **Claudia Checchi**

REF-E www.ref-e.com

A dieci anni dall'avvio, le **liberalizzazioni dei mercati energetici** sono ormai giunte ad una fase di relativa maturità, dopo un inizio caratterizzato dalla presenza di ex monopolisti necessariamente ingombranti e da un quadro regolatorio in continuo aggiustamento. I mercati, tuttavia, sono entità dinamiche e non mancano eventi che impongono l'evoluzione dei paradigmi anche se affermati.

Dal punto di vista regolatorio, oltre al continuo *fine tuning* delle regole interne, la sfida è oggi quella della **creazione del mercato unico europeo** negli stretti limiti di sostenibilità che l'Europa stessa si è data.

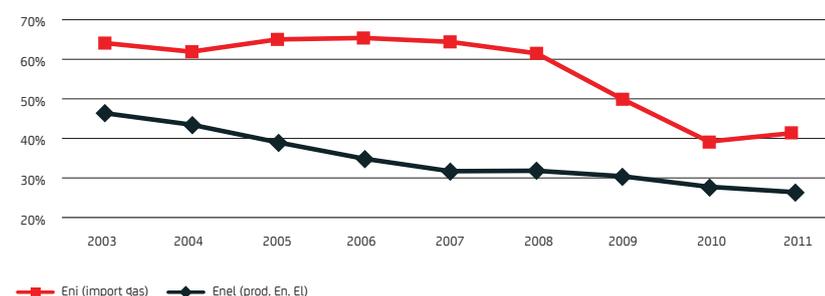
Dal punto di vista delle dinamiche competitive, la fase di raggiunta adeguatezza delle capacità di produzione e importazione si è accavallata con quella della crisi economica, portando ad un inatteso aumento della competitività, che:

- ha ridotto notevolmente i margini degli operatori e la possibilità di esercizio di potere di mercato;
- ha spinto verso una crescita dei mercati di breve termine a scapito delle tradizionali contrattazioni di lungo periodo, comunque ancora predominanti per il gas.

In sintesi

- La sfida è oggi quella della creazione del mercato unico europeo negli stretti limiti di sostenibilità che l'Europa stessa si è data.
- I codici europei, sulla base dei *Target Model*, sono in via di definizione; l'adeguamento per l'Italia non sarà facile.
- La gestione in sicurezza del sistema è più difficile grazie alla crescita delle rinnovabili non programmabili.
- L'*unbundling* di Snam si inserisce in un processo di apertura delle vie di accesso all'Italia.

Quota di mercato ex monopolisti, 2003-2011



Fonte: REF-E su dati AEEG.

Se il settore fatica a ritrovare una dinamica di domanda brillante dopo la crisi, **dal lato offerta si aprono nuove prospettive**, legate:

- al potenziale ruolo che giocheranno le **fonti rinnovabili**, a cui è strettamente connessa l'efficacia dei meccanismi di sostegno;
- alle nuove frontiere delle tecnologie per la generazione elettrica, per l'estrazione del gas naturale (sfruttamento dei **gas non convenzionali**) e per l'**efficienza energetica**, in concomitanza alla crisi del nucleare seguita a Fukushima.



Il **gas naturale** si sta rapidamente trasformando da combustibile di nicchia (con relative regole di mercato poco sviluppate) a una delle *commodity* energetiche più utilizzate al mondo, con **ampie prospettive di crescita**. Gli assetti futuri saranno determinati anche dalle scelte di approvvigionamento dell'Europa, volte a superare la dipendenza dai Paesi tradizionalmente fornitori, dipendenza resa peraltro molto meno stringente dalle recenti dinamiche.

Proprio l'**Europa** continua a mostrare il **maggior fermento regolatorio**: il Terzo Pacchetto di direttive (2009) segna il passaggio da politiche per la liberalizzazione dei mercati nazionali a politiche per la creazione del mercato unico europeo. In questa direzione si muovono sia le norme del **regolamento sulle condizioni di accesso alle reti transfrontaliere**, sia l'adozione di **codici di rete comunitari** predisposti dalle associazioni dei TSO europei, dotate di nuovi poteri, con il supporto dell'**ACER**, il nuovo organismo che rappresenta il coordinamento dei regolatori e candidato a divenire un vero e proprio regolatore europeo.

I CODICI DI RETE EUROPEI

I temi che il Codice comunitario dovrà disciplinare sono molti e complessi. L'obiettivo finale che il legislatore comunitario ha fissato è la creazione di un mercato unico in grado di garantire il massimo beneficio possibile al consumatore finale e un livello di sicurezza delle forniture migliore di quello attuale. Il processo di preparazione ha come passaggio fondamentale la **predisposizione delle linee guida (Framework guidelines, FGs)**. In questo processo, che si prevede possa durare circa tre anni, è stato presto ravvisato un punto debole: le FGs tendono a considerare aspetti importanti ma specifici dell'organizzazione del mercato, quali l'allocazione delle capacità di transito tra le reti, il *congestion management*, i meccanismi di bilanciamento, le tariffe, la trasparenza dei mercati, gli aspetti tecnici e commerciali dell'interoperabilità e dei servizi transfrontalieri. Tuttavia, la costruzione della regolazione per le diverse tematiche procede senza un piano generale e rischia, dunque, di incontrare difficoltà nel momento in cui i singoli temi interagiscono, con il rischio di risultare incompatibili. Per questo motivo i regolatori europei hanno avviato un processo di definizione di un modello di riferimento, noto come **Target Model**, volto a rappresentare **un disegno generale del mercato quale dovrebbe apparire** tra 5-10 anni, anche considerando i "ponti" tra le diverse aree applicative.

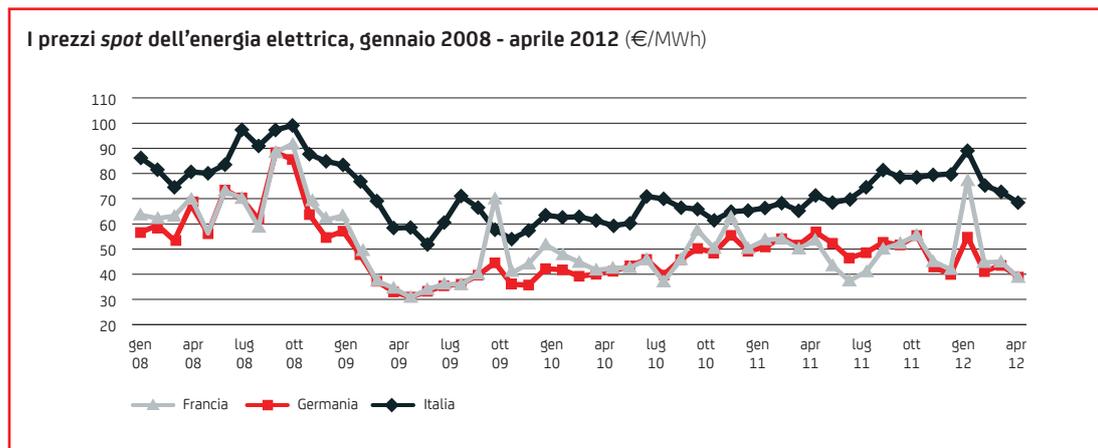
IL TARGET MODEL

Il dibattito sul modello di mercato unico è stato avviato solo a valle della discussione sui diversi aspetti della regolazione, quando invece avrebbe dovuto esserne la guida, e si è trovato dunque a dover assumere come dati di fatto i risultati già raggiunti su alcune questioni specifiche.

Sul fronte gas, le regole per la **gestione delle congestioni transfrontaliere** sono state ritenute più urgenti. Diverse proposte concrete sono state poste in consultazione, ma l'esito ha mostrato la permanenza di pareri discordanti e una forte contrarietà dell'industria alla proposta più importante, quella di limitare il diritto di rinomina nell'ambito del giorno-gas. Il dibattito sul **meccanismo di allocazione della capacità** è il più avanzato: la proposta in discussione prevede il **ricorso generalizzato alle aste**, ma resta il dubbio sulla loro effettiva rilevanza rispetto ad altri metodi. Un punto particolarmente controverso è stato il *bundling* della capacità di uscita da un sistema con quella di entrata nel sistema adiacente, in particolare perché se ne prevede l'obbligatorietà entro cinque anni dall'entrata in vigore del Codice, con conseguente, necessaria revisione dei contratti di capacità a lungo termine. Quasi altrettanto avanzato appare il dibattito

sul **bilanciamento**, che dovrebbe avere in generale un impatto minore nella maggior parte dei Paesi, ma cospicuo in altri, come l'Italia. Molto più indietro è il dibattito sulle **tariffe**, tema spesso trascurato e su cui la riserva nazionale appare particolarmente tenace da parte dei regolatori. Le recenti riforme nazionali hanno senza dubbio avvicinato il disegno italiano a quello europeo. L'introduzione della **gestione a mercato degli sbilanciamenti** è un passo molto importante **per lo sviluppo del mercato a pronti** e quindi di quotazioni indipendenti, sganciate, almeno nel breve, dalle tradizionali formule di indicizzazione ai prezzi dei prodotti petroliferi e legate invece alle reali condizioni di domanda e offerta, come si addice ad un vero mercato. Nonostante ciò **la normativa italiana appare ancora lontana dagli standard internazionali: il mercato risulta ad oggi poco liquido, ancora elevate le difficoltà per i nuovi entrati e poca la flessibilità**: tutte condizioni che prevencono il completo esplicarsi degli effetti delle competitività sui prezzi.

Sul fronte elettrico il *Target Model* può ritenersi sostanzialmente definito per gli orizzonti temporali *day-ahead* e *intraday*, come emerge dalla bozza attualmente in consultazione di Codice, con gestione delle interconnessioni attraverso il *market coupling* e mercati infragiornalieri in contrattazione continua. Per gli intervalli *forward* e *real-time* sono ancora diverse, invece, le alternative in discussione. Se il dibattito è per certi versi meno avanzato di quello sul gas, le proposte in campo sono altrettanto e forse più radicali, perché si spingono a **prevedere piattaforme di mercato centralizzate a livello europeo**, pur con resistenze importanti da parte dei singoli Stati. Sotto altri aspetti, tuttavia, il dibattito è più conservativo, perché propone una sostanziale adesione al disegno, già di fatto in vigore nell'Europa continentale, dove esistono mercati caratterizzati da un'assenza di congestioni strutturali, da *gate closure* molto prossimi al tempo reale e da un forte affidamento al bilanciamento interno da parte degli operatori, aspetti che non possono che rappresentare una forte sfida per il nostro Paese.



Fonte: REF-E su dati gestori dei mercati.

L'INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI

In questo periodo di forti cambiamenti, il dibattito istituzionale sembra procedere molto più lentamente dei mercati, dove l'ingente crescita delle rinnovabili sta forzando alcune scelte necessarie a rendere compatibile il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni climalteranti con la sopravvivenza delle fonti tradizionali, comunque necessarie per garantire la sicurezza dei sistemi.

Un esempio **per il settore elettrico** è quello dei **meccanismi di capacity payment**, in discussione in tutti i principali Paesi, che dovrebbero garantire la copertura dei costi fissi degli impianti di generazione convenzionale, sempre più spesso necessari a fornire la *back up capacity* rispetto alle rinnovabili (quando non sono disponibili alla produzione o quando non sufficienti a coprire le occasionali impennate di domanda) piuttosto che a produrre la base dell'offerta, ruolo per il quale erano stati progettati.

Nuove sfide dovranno affrontare i sistemi anche **dal lato della sicurezza**. Le fonti rinnovabili sono in generale non programmabili, difficilmente prevedibili (eolico) e largamente distribuite in piccoli o micro



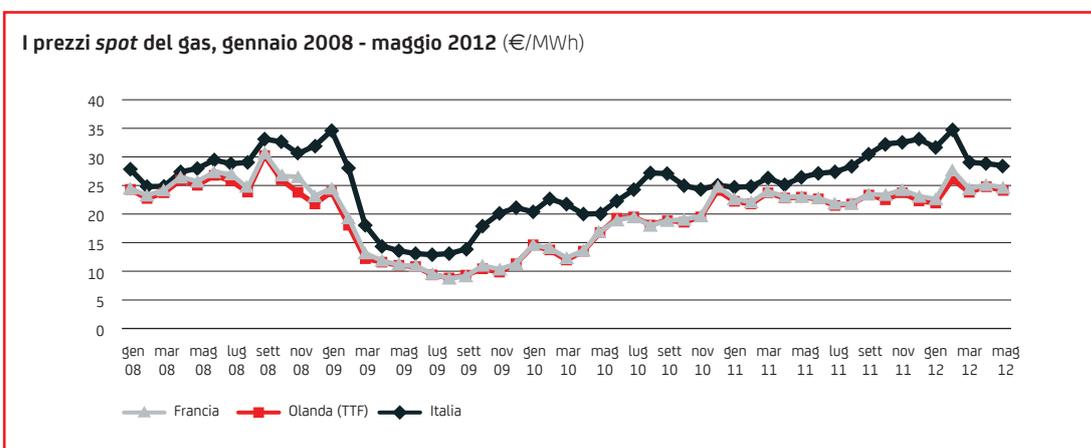
impianti (fotovoltaico). Per la fonte solare in particolare i generosi incentivi concessi dall'Italia hanno provocato una vertiginosa crescita che il sistema non sempre è pronto a gestire: se, da un lato, i centri di produzione si avvicinano a quelli di consumo attraverso la microgenerazione domestica, dall'altro, cambiano i flussi tradizionali e **si accentua la sproporzione tra Sud del Paese produttore di energia elettrica** (in quando maggiormente favorevole sia alla produzione solare che eolica) e **Nord consumatore netto**, con possibili congestioni. Allo stesso tempo le reti locali, che tradizionalmente sono nodi di prelievo dalla rete nazionale ad alta tensione, possono diventare invece nodi di immissione, laddove la produzione locale supera la domanda. **Aumentano così i colli di bottiglia della rete** (congestioni) mentre aumentano **le necessità di riserva di breve periodo** (impianti da fonti tradizionali che funzionano a basso regime ma pronti ad aumentare la produzione in caso di improvviso calo della ventosità o dell'insolazione). Ci si trova, dunque, nella condizione di dover, da un lato, investire nella rete di trasmissione e distribuzione, pur in un contesto di domanda stagnante o crescente a ritmi poco brillanti e, dall'altro, a dover sostenere alcune "ridondanze" dal lato produttivo. Tutti costi **impliciti della crescita delle rinnovabili**, in parte sottostimati o comunque che si stanno proponendo a ritmi superiori di quelli attesi e che richiedono soluzioni urgenti. Il risultato, allo studio da parte dei regolatori, comporterà senza dubbio una **crescita dei costi fissi del sistema a scapito dei costi variabili**, e ad una revisione dei pur giovani paradigmi di mercato affermatasi con le liberalizzazioni e basati sui mercati del giorno prima ormai in parte svuotati della loro funzione originaria.

LA SEPARAZIONE DI ENI DA SNAM

Nel mercato del gas la profonda crisi di domanda sta sempre più convincendo i grandi gruppi europei a cedere la capacità riservata con contratti di lungo periodo ma non utilizzata, contribuendo almeno in parte a **risolvere le congestioni contrattuali** che, pur in eccesso di offerta, impediscono la discesa dei prezzi e la loro uniformità in tutta Europa. Ne sono esempi l'apertura del TAG alle allocazioni giornaliere o la proposta di Eni (in risposta ad un'indagine dell'Antitrust) di liberare 4 Gmc capacità per l'accesso all'Italia su base pluriennale. In questo contesto si inserisce **la recente separazione proprietaria di Snam da Eni**.

Rincorso per anni e mai realizzato, il completo *unbundling* della rete gas ha recentemente subito una decisiva accelerazione. Alcuni dubbi rimangono sulla struttura dell'operazione, non ancora conclusa, che dovrebbe portare Cassa Depositi e Prestiti a detenere la quota di maggioranza sia in Eni che in Snam, vanificando in parte il senso stesso della separazione. Tuttavia CdP è un investitore istituzionale e la soluzione è per ora la migliore possibile per conciliare l'indipendenza del gestore di rete con la protezione dal rischio di scalate ostili.

La separazione non implica automaticamente il superamento delle problematiche presenti, in particolare in quanto lascia intatti i diritti sulle vie internazionali di accesso all'Italia. Tuttavia **si inserisce in un processo di progressiva riduzione del quasi-monopolio dell'ex-monopolista**, e giunge quindi nel momento più adatto per poter esplicitare benefici effetti sul mercato gas.



Fonte: REF-E su dati gestori dei mercati.

Concept creativo, Design, Sviluppo grafico e Realizzazione:



MERCURIO_{GP}
www.mercuriogp.eu

