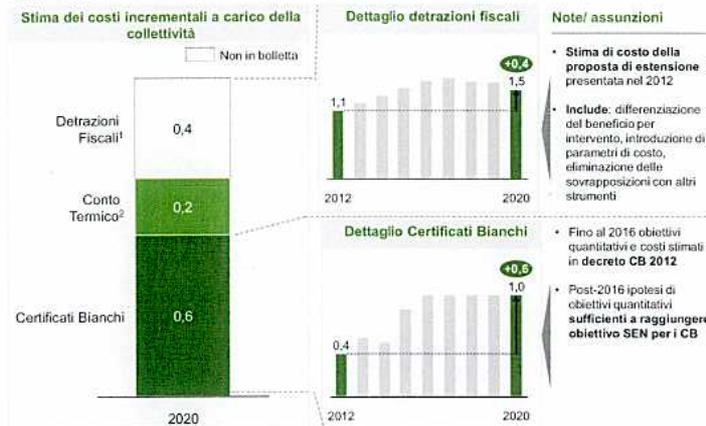


TAVOLA 23

**Dettaglio costi incrementali per l'efficienza energetica**

Miliardi di euro l'anno, base 2012, stime



<sup>1</sup> Copertura in fiscalità generale  
<sup>2</sup> Solo componente per interventi di P.A.  
 Fonte: MISE

Soprattutto alla edilizia pubblica e all'uso pubblico dell'energia, si rivolge inoltre una parte consistente della **programmazione dei fondi comunitari** per alcune aree del Paese (Regioni Convergenza e Competitività) e questa rappresenta un'importante occasione per mettere a punto modelli di intervento esemplari, sperimentare forme di partenariato pubblico-privato, definire requisiti e condizioni per l'accesso al credito diffuso, radicare una cultura dell'uso efficiente dell'energia nei livelli manageriali e gestionali, anche in un'ottica di riduzione dei costi di funzionamento degli apparati pubblici. Andrà quindi valorizzata e riqualificata la capacità di gestione di tali Fondi da parte delle istituzioni italiane, ponendo precisi obiettivi di risultato.

Aldilà degli strumenti sopra descritti, gli interventi di efficientamento degli edifici possono aprire la strada a un ripensamento delle stesse modalità di **pianificazione e gestione urbanistica della città**, considerato che circa il 70% dell'energia è consumata in contesti urbani, in cui l'edificio diventa il nucleo di un progetto più ampio di riqualificazione del territorio. In attuazione dei programmi di azione dell'Unione Europa (l'iniziativa *Smart Cities* – Città intelligenti), saranno avviate, in coordinamento con i ministeri interessati e gli enti locali e territoriali, azioni in materia di pianificazione energetica e di sviluppo sostenibile urbano, con l'obiettivo di attivare modelli di pianificazione innovativa dei servizi urbani e dei flussi energetici, di efficienza nelle reti, di mobilità e riqualificazione del tessuto edilizio e di partenariato pubblico-privato. Il tema è già oggi presente nell'Agenda Digitale, nel Piano Città istituito dal recente Decreto Legge 'Sviluppo' e nell'attuale programmazione dei fondi comunitari dedicati allo sviluppo sostenibile.

Concorrerà inoltre al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica una tendenza già osservabile dei consumi verso un ruolo di maggiore rilevanza del vettore elettrico, tramite la diffusione di applicazioni

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 1. Efficienza energetica

quali le pompe di calore per il riscaldamento ed il raffrescamento, della mobilità elettrica su ferro e su gomma, accompagnate dal miglioramento della rete di distribuzione in ottica *smart grids*.

Oltre alle azioni di puro efficientamento del consumo, il **recupero-riciclo e la valorizzazione dei rifiuti**, in logica circolare, rappresentano un'occasione significativa per lo sviluppo sostenibile e va considerata sistematicamente in tutte le iniziative in corso di definizione nei diversi ambiti di intervento (ad esempio nel settore delle rinnovabili).

Inoltre, a fianco degli strumenti descritti, che concorrono direttamente al raggiungimento degli obiettivi, ci sono alcuni **fattori abilitanti** fondamentali per il programma di efficienza energetica:

- Il rafforzamento del **modello ESCO** (*Energy Service Company*), tramite l'introduzione di criteri di qualificazione, lo sviluppo e la diffusione di modelli contrattuali innovativi per il finanziamento tramite terzi e la creazione di Fondi di garanzia dedicati o di appositi Fondi rotativi per progetti più grandi, con possibile partecipazione di Istituti finanziari pubblici.
- Il **controllo e l'enforcement** delle misure, con un rafforzamento di verifiche e sanzioni per il rispetto di normative e standard e per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico per i soggetti obbligati. In questo ambito sarà inoltre migliorato il sistema di monitoraggio e contabilizzazione dei risultati di risparmio energetici conseguiti.
- L'inserimento di nuove spinte all'efficienza e ad investimenti per la sostenibilità attraverso la **regolazione diretta** dei servizi energetici (infrastrutture, struttura e articolazione delle tariffe), attribuita all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, o la **fiscalità** di alcuni beni e servizi di larga diffusione.
- La **comunicazione e la sensibilizzazione** del pubblico, delle aziende e della PA, attraverso: il rilancio di un ampio programma di comunicazione ed un facile accesso alle informazioni in materia di risparmio energetico, in stretta collaborazione con Regioni e associazioni imprenditoriali; la promozione di **campagne di audit energetico** per il settore terziario e industriale (in particolare per le PMI); l'introduzione di **percorsi formativi** specializzati sui temi di efficienza energetica; il rafforzamento del ruolo di ENEA nella collaborazione con le imprese e nel suo ruolo di 'sensibilizzatore'; la promozione e la valorizzazione dei sistemi maturi di certificazione volontaria. A queste iniziative sarà importante dedicare progressivamente una quota stabile degli incentivi complessivamente messi a disposizione dell'efficienza energetica (come è già stato fatto con i recenti decreti Conto Termico e TEE). Rendere il consumatore finale maggiormente consapevole ed attivo, così come i dirigenti delle piccole imprese e della P.A. e le categorie professionali dei progettisti e dei piccoli installatori, rappresenta infatti un fattore indispensabile per l'adozione degli strumenti previsti, e quindi per il successo del programma.
- Il supporto alla **ricerca e innovazione**, con l'introduzione di agevolazioni finanziarie per la promozione di progetti di ricerca, sviluppo e innovazione tecnologica, *start up* di imprese innovative (es. Fondo sviluppo tecnologico FER e EE, Fondo per la crescita sostenibile, Fondo Kyoto per la *green economy*).

Il raggiungimento degli obiettivi in materia di efficienza energetica – così come per le energie rinnovabili – ha inoltre come presupposto fondamentale l'**organica collaborazione e l'azione coordinata di Stato e**

**autonomie locali**, sia per il carattere diffuso degli interventi, sia per la ripartizione delle funzioni. Per questi motivi, si è dato luogo alla ripartizione tra le Regioni degli obiettivi 2020 sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica (*Burden Sharing*) con modalità che assegnano a ciascuna di esse il rispettivo obiettivo in termini di quota dei consumi coperti da fonti rinnovabili, in modo che ciascuna regione possa, sulla base delle caratteristiche del proprio territorio e dei propri consumi, azionare le leve più opportune. Si è dunque delineato un contesto nel quale lo Stato mette a disposizione gli incentivi principali e Regioni ed enti locali sono chiamati a facilitarne l'accesso, con la gestione degli strumenti autorizzativi. È opportuno che l'azione coordinata prosegua. Sono infatti assai **ampi i potenziali di risparmio che solo un'attenta azione delle autonomie locali possono far emergere**, come ad esempio nei settori trasporto locale e mobilità, illuminazione pubblica, edifici, teleriscaldamento. Parimenti, è fondamentale il ruolo di Regioni ed enti locali per l'effettiva semplificazione e armonizzazione delle **procedure autorizzative**.

Le iniziative nazionali saranno inserite e aggiornate **nel quadro della nuova direttiva sull'efficienza energetica** (Direttiva 2012/27/UE) che, pur senza fissare obiettivi vincolanti per gli Stati membri, stabilisce un quadro comune per la promozione dell'efficienza energetica attraverso misure nei settori della fornitura e dell'uso finale dell'energia (ad esempio in merito agli schemi obbligatori di risparmio, a edifici e acquisti pubblici, a misurazione e contabilizzazione dei consumi e audit energetici) e, per la prima volta, definisce un tetto-obiettivo ai consumi energetici dell'area europea al 2020.

I risultati attesi dalle misure sopra descritte sono importanti, sia in valore assoluto che di mix:

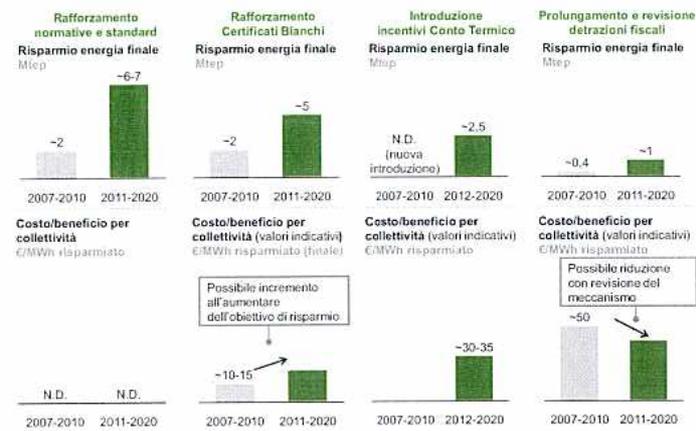
- Rispetto agli interventi di efficientamento degli ultimi anni – che si sono focalizzati sul settore residenziale – gli interventi qui descritti comporteranno risparmi molto importanti anche dal **settore industriale e dei trasporti** (che congiuntamente rappresenteranno oltre il 60% del risparmio atteso). Un ruolo particolare viene affidato inoltre alla **Pubblica Amministrazione**, per cui è prevista l'introduzione di strumenti dedicati e si punta ad un efficientamento pari almeno al 20%.
- In termini di energia finale, la quota maggiore di risparmio energetico (circa l'80%) riguarderà i **consumi termici e il settore dei trasporti**.
- L'insieme delle misure di supporto comporterà un esborso stimato in circa 25 miliardi di euro di supporto pubblico cumulato da qui al 2020 (incluse le somme già impegnate), in grado di stimolare **50-60 miliardi di euro di investimenti** complessivi, con importanti ricadute su un settore industriale in cui si vuole puntare alla *leadership* industriale e con un risultato al 2020 di circa **8 Miliardi di Euro l'anno di risparmi in combustibile** importato.

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 1. Efficienza energetica

TAVOLA 24

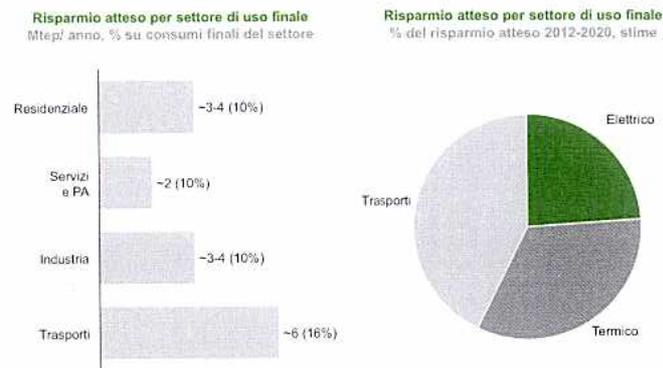
#### Efficienza Energetica – I principali strumenti



Fonte: MISE

TAVOLA 25

#### Risparmio atteso per settore di uso finale



Fonte: MISE, ENEA

## 4.2 Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

### Gli obiettivi

Lo sviluppo di un mercato competitivo ed efficiente del gas è un elemento **chiave per consentire al Paese di recuperare competitività** e migliorare il suo profilo di sicurezza. Le scelte di fondo che guidano le iniziative in quest'area sono mosse dall'esigenza di:

- Assicurare un allineamento pieno e strutturale dei prezzi nazionali a quelli dei principali Paesi europei (non dipendente dalla congiunturale situazione di *oversupply*) creando un **mercato concorrenziale e liquido**.
- **Garantire la sicurezza e la diversificazione** delle fonti di approvvigionamento.
- **Integrare completamente il Paese con il mercato e la rete europea**, consentendo all'Italia di diventare un Paese di interscambio e possibilmente di transito e di offrire servizi ad alto valore aggiunto anche per altri Paesi (e.g. stoccaggio di volume, punta, modulazione, etc.).

I principali interventi disegnati in quest'area saranno quindi orientati a raggiungere i due seguenti obiettivi principali:

- **Eliminare (e se possibile invertire) il differenziale di prezzo – nel 2012 pari a 3,7 €/MWh (-13%)**, già ridotto rispetto al 2011, quando era pari a 5,7 Euro/MWh – con i mercati nord europei, aumentando quindi anche la competitività del **nostro mercato elettrico** (ed in particolare delle centrali a ciclo combinato, che oggi scontano un maggior costo variabile, dovuto al sovra-costi del gas, nell'ordine di 7-8 euro/MWh).
- **Incrementare il margine di sicurezza del sistema** italiano del gas, assicurandone resilienza e capacità di reazione durante possibili situazioni di emergenza in presenza di punte eccezionali di domanda e/o di forti riduzioni della fornitura.

**Formattato:** Tipo di carattere: Non Grassetto

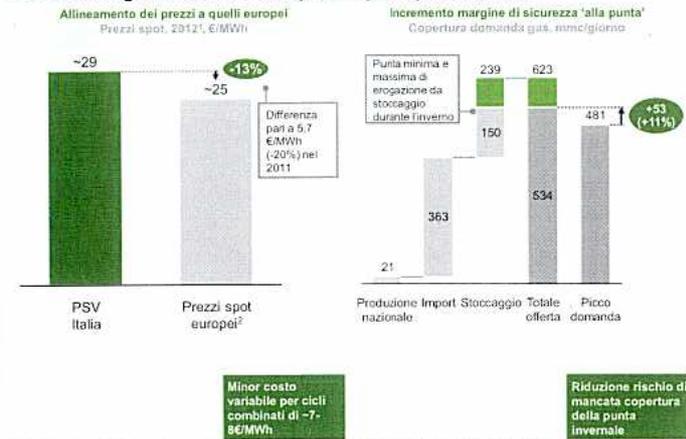
La Nuova Strategia Energetica Nazionale

2 Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

TAVOLA 26 **5,7€/MWH VS. 3,7 NEL TESTO!**

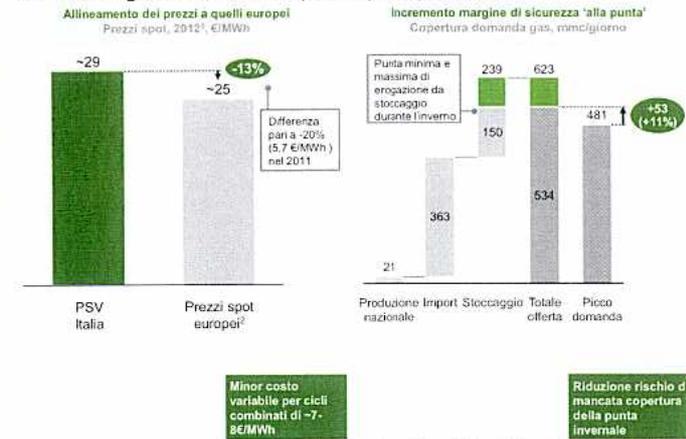
Formattato: Evidenziato

**Mercato del gas e hub sud europeo – I principali obiettivi**



<sup>1</sup> Negli ultimi mesi del 2012 è iniziato un percorso di riduzione del differenziale, pari a circa 5,7 euro/MWh nel 2011, grazie alla crescente liquidità del mercato spot.  
<sup>2</sup> TTF, Zeebrugge.  
Fonte: MSE, GME

**Mercato del gas e hub sud europeo – I principali obiettivi**



<sup>1</sup> Negli ultimi mesi del 2012 è iniziato un percorso di riduzione del differenziale, pari a circa 5,7 euro/MWh nel 2011, grazie alla crescente liquidità del mercato spot.  
<sup>2</sup> TTF, Zeebrugge.  
Fonte: MSE, GME

L'impatto in bolletta derivante dalla riduzione del differenziale di prezzo sulla materia prima sarebbe importante, stimabile fino a 4,1 miliardi di euro l'anno nel caso venga tutto catturato dai clienti finali (in ipotesi di riduzione dei prezzi italiani fino ad un allineamento a quelli europei). Questo considerando solo l'impatto relativo ai consumi civili e industriali, senza includere l'effetto positivo per la generazione

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub nord-europeo

termoelettrica, che sarà analizzato nel capitolo relativo al mercato elettrico. A questo beneficio si aggiungerà in bolletta una riduzione dei prezzi per effetto dell'efficientamento del sistema (e.g., mediante l'eliminazione degli extra-costi per le misure di emergenza o mediante la messa a gara delle concessioni di distribuzione, approfonditi in seguito).

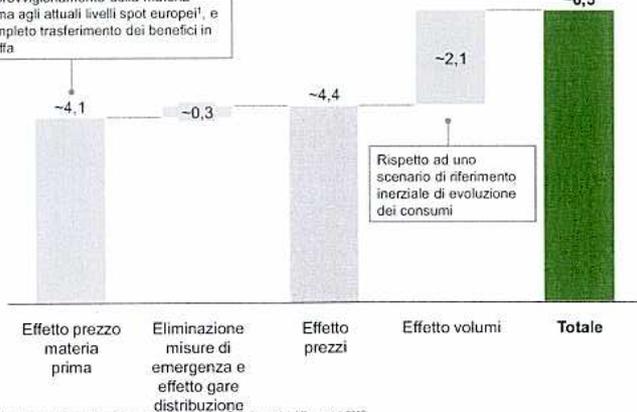
Inoltre, si prevede una riduzione della bolletta gas grazie alle azioni di efficientamento energetico descritte nel paragrafo 4.1, che indurranno riduzioni di volumi di consumo rispetto alla crescita inerziale prevista nello scenario di riferimento. La somma di questi effetti è un beneficio complessivo atteso pari a circa 6,5 miliardi di euro l'anno.

TAVOLA 27

#### Benefici attesi in bolletta gas

Miliardi di euro l'anno al 2020, non include i costi incrementali attesi, stime

In ipotesi di riduzione dei costi di approvvigionamento della materia prima agli attuali livelli spot europei<sup>1</sup>, e completo trasferimento dei benefici in tariffa



<sup>1</sup> Esclude i volumi relativi alla generazione termoelettrica. Scala base dei differenziali 2012. Fonte: MISE

## Il contesto

### Il contesto internazionale

A livello mondiale, le principali determinanti di domanda e offerta spingono il gas verso **un ruolo sempre più importante** nel mix energetico:

- Dal lato della **domanda**, la crescita attesa dei consumi sarà guidata da: i) la sostituzione di altri combustibili fossili (es. petrolio in Medio oriente, carbone in USA e Cina) grazie al minor livello di costo e di emissioni ed inquinanti locali; ii) la diversificazione delle fonti energetiche e quindi la sicurezza di approvvigionamento; iii) la flessibilità offerta dalla tecnologia CCGT necessaria a complementare lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Vi è poi la possibilità che si sviluppi il consumo di gas per autotrazione (soprattutto pesante) in Paesi dove il gas è abbondante e a basso costo (es. gli

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-nord

Stati Uniti), anche se per ora è difficile prevedere il reale sviluppo di questo modello, e quello per la navigazione marittima.

- Dal lato **dell'offerta**, la crescita sarà guidata da: i) una vastissima disponibilità di risorse 'convenzionali'; ii) la 'rivoluzione del gas non convenzionale', che – nonostante le incertezze sul suo sviluppo futuro – ha portato un drastico cambiamento nei Paesi pionieri (Stati Uniti e Canada), in termini di capacità disponibile e prezzi (oggi circa 3-4 volte inferiori a quelli europei). Proprio la portata e la velocità di sviluppo dello **shale gas** saranno tra i fattori determinanti per la crescita del mercato nei prossimi anni. Sulla base degli scenari stimati dalla IEA, la produzione gas da scisti potrebbe arrivare a triplicare (*Golden Rule* scenario) al 2035, in particolare grazie a Stati Uniti, Cina e Australia, con una significativa diversificazione dei fornitori e **pressione al ribasso sui prezzi**. Il gas potrebbe rappresentare in questo contesto oltre il 25% del mix globale, dal 20-21% del 2010, di cui circa un terzo *shale gas*. Le incertezze relative all'evoluzione tecnologica e all'effettiva sfruttabilità delle risorse geologiche individuate, al livello di accettazione dell'opinione pubblica e alle politiche di supporto potrebbero determinare uno scenario di minor rapidità di sviluppo dello *shale gas*: in questo caso l'importanza del gas come fonte primaria a livello mondiale è comunque destinata ad aumentare, ma in maniera più contenuta, arrivando a rappresentare il 22-23% al 2035.

L'andamento futuro del bilancio domanda-offerta e le risultanti dinamiche di prezzo sono difficili da prevedere. Nel breve termine (prossimi 3-4 anni) il mercato globale/ trans-regionale, guidato dal GNL, potrebbe risultare 'corto', a causa del forte incremento del consumo asiatico (~~con un rischio di aumento dei prezzi spot europei~~). Nel medio-lungo termine, l'atteso forte incremento della capacità di produzione e di liquefazione (quest'ultima prevista in aumento fino a 1.000 bcm al 2030 rispetto ai 400 bcm del 2010), anche grazie alla scoperta di giacimenti in regioni remote con limitato accesso ad infrastrutture di export, favorirà l'**incremento di flussi GNL**, che sono attesi passare dal 42% al 50% dei flussi inter-regionali complessivi di gas (dato IEA). Questo dovrebbe manifestare i propri effetti sul mercato e sui prezzi. Inoltre, è ipotizzabile un graduale avvicinamento dei prezzi tra i diversi principali macro-mercati regionali, ~~in particolare tra Europa e Asia~~. **[Aggiungere Tavola su GNL globale]**

Formattato: Evidenziato

Per quanto riguarda l'**Europa**, per la quale vi è un'elevata incertezza riguardo le prospettive di ripresa della domanda, le necessità di **importazione aumenteranno di circa 190 bcm**, passando dagli attuali 265 bcm a circa 455 bcm nel 2035. In particolare, l'aumento della necessità di importazione sarà causato, per circa metà dalla riduzione attesa della produzione europea, dovuta al rapido declino delle produzioni del Mare del Nord e nel resto dell'Europa, e per il resto dall'incremento della domanda, previsto nel medio periodo 2025-2035, in seguito alla progressiva sostituzione di carbone e nucleare per ragioni ambientali e di scelte di politica energetica. La Commissione Europea riconosce il ruolo del gas per l'Europa come 'ponte' verso la *Roadmap* di decarbonizzazione 2050, e punta a **diversificare le rotte e i Paesi di approvvigionamento**, da cui la complementarità dei progetti *Nord Stream*, Corridoio Sud, *South Stream*, di import dal Nord Africa, e dei vari impianti di rigassificazione, che contribuiscono a consolidare la sicurezza energetica continentale. In base all'andamento del percorso di decarbonizzazione europeo, il fabbisogno di importazioni di gas potrebbe essere differente rispetto a tali stime, ma comunque rilevante.

Le più recenti analisi della IEA mostrano come una **quota sempre maggiore degli approvvigionamenti in Europa venga indicizzata ai prezzi di riferimento spot** degli hub nazionali o regionali, o venduta direttamente *spot* – tendenza destinata a rafforzarsi nei prossimi anni, sulla base dello sviluppo delle condizioni di mercato e di strumenti di gestione del rischio. La rapidità di questa transizione dipenderà

La Nuova Strategia Energetica Nazionale

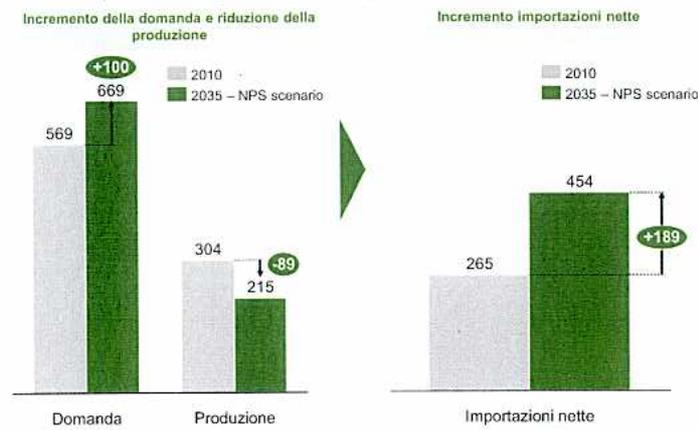
2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

sostanzialmente dalla quantità di GNL disponibile globalmente per operazioni *spot*, come detto attesa in aumento nel medio-lungo termine.

TAVOLA 28

**In Europa la produzione è prevista in diminuzione, a fronte di un previsto aumento della domanda**

Domanda e produzione di gas naturale in Europa, bcm, 2010-2035

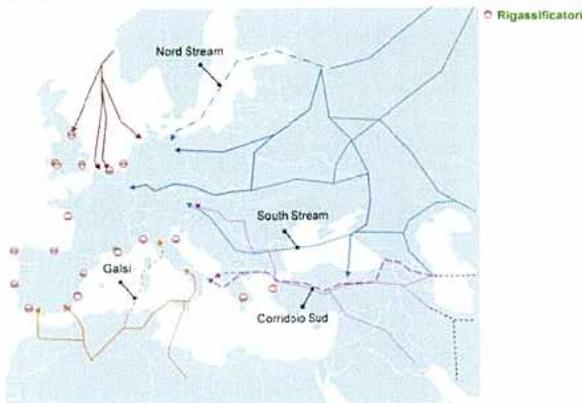


Fonte: IEA WEO 2012

TAVOLA 29

**L'incremento della capacità di importazione e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento rappresentano una priorità europea**

Non esaustivo



## Il contesto nazionale

A livello nazionale, il gas occupa un **ruolo centrale** nel mix energetico: siamo il Paese in Europa più dipendente dal gas, sia per la generazione elettrica (oltre il 50%), sia più in generale come quota di consumi primari (circa il 40%). Il gas inoltre rappresenta un fattore fondamentale per la sicurezza energetica, dato l'elevato grado di dipendenza dalle importazioni (oltre il 90% del fabbisogno). Il settore del gas in Italia presenta diverse **sfide**:

- **Bilancio domanda-offerta:** La recente crisi economica e lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili ha fatto registrare **sostanziali cali nei consumi** di gas, che sono passati dagli 85 miliardi di mc del 2008, ai circa 74 miliardi del 2012. L'attuale offerta è **più che sufficiente**, sia in termini fisici (con una capacità di importazione di circa 114 miliardi di mc l'anno), sia **seppur in termini commerciali, ma in termini di livello di concorrenza concorrenziali permangono problemi sia dal punto di vista in termini infrastrutturali che di potere di mercato di singoli operatori, dato che la somma dei volumi minimi dei contratti a lungo termine Take-or-Pay (ToP) e della produzione nazionale è superiore ai consumi totali. Siamo, in sintesi, in una situazione di sovraccapacità.**

Per il 2020 l'**evoluzione della domanda è incerta**, in base principalmente all'andamento della ripresa economica, all'efficacia del programma di efficienza energetica e allo sviluppo delle fonti rinnovabili: nel nostro scenario base si prevede un consumo annuo intorno a 69-73 miliardi di mc al 2020, ma in altri scenari (qui non riportati) si prevede un consumo oltre 80 miliardi di mc. Sul fronte dell'offerta la situazione **può essere molto diversa in relazione sia all'implementazione del mercato a termine all'ingrosso, sia all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di importazione, sia alla eventuale revisione degli attuali contratti sarà drasticamente diversa da quella attuale, dato che è ipotizzabile che i contratti di lungo termine, sia all'implementazione del mercato a termine all'ingrosso saranno stati rivisti, in particolare in termini di volumi minimi di consegna, che presumibilmente scenderanno sotto i livelli di domanda.**

- **Prezzi:** il mercato italiano per molti anni è stato penalizzato sul fronte prezzi rispetto a quello Europeo, anche se nell'ultimo anno la situazione è drasticamente migliorata. **Fino al 2011 il Paese ha sofferto di prezzi del gas elevati: nel 2011 in media del 25% rispetto ai mercati nord europei e circa 4 volte superiori a quelli statunitensi.** Ciò è dovuto principalmente alla struttura della maggior parte degli attuali contratti di importazione, di lungo termine e di tipo **'take or pay'** (ToP) con clausole di indicizzazione dei prezzi di fornitura stabilite in funzione dell'andamento dei prezzi internazionali di un paniere di greggi, e con meccanismi di rinegoziazione del livello di prezzo legati ad una periodica analisi ex-post delle dinamiche di mercato.

Questa struttura contrattuale, al di là dei fenomeni congiunturali legati alla attuale situazione di *oversupply*, ha determinato un alto **livello dei prezzi di import del gas in Italia disaccoppiato dall'andamento dei prezzi del gas nel Nord Europa**, dove i meccanismi di formazione del prezzo riflettono più efficacemente le effettive dinamiche di domanda e offerta del mercato del gas stesso, grazie alla presenza di mercati liquidi, competitivi e dotati di una forte capacità di produzione locale e di importazione per forniture spot, in particolare GNL. Peraltro, anche rispetto ai contratti ToP europei, scontiamo un gap di prezzo importante, dovuto alle condizioni contrattuali storiche.

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

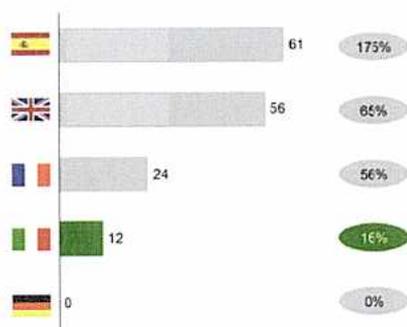
### 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

Inoltre, fino al 2011 la capacità di importazione non ha permesso di avere un significativo contributo del mercato spot all'allineamento dei prezzi a causa dell'**incompleta integrazione con i mercati nord europei più liquidi**, dovuta principalmente alla scarsa disponibilità per utilizzo da parte di operatori terzi della capacità di transito sui gasdotti a nord (in particolare il Transitgas) e della mancanza di una significativa capacità di rigassificazione di GNL per operazioni di breve termine (il rigassificatore di Panigaglia presenta infatti limiti operativi per il tonnellaggio delle navi che possono attraccarvi che lo escludono dal mercato internazionale del GNL e per il rigassificatore *offshore* Adriatico vi è solo una limitata capacità disponibile per il mercato).

TAVOLA 30

### La capacità di importazione di GNL in Italia è inferiore rispetto a quella di altri Paesi europei

Capacità di importazione di GNL, miliardi di m<sup>3</sup> e % dei consumi nazionali. Stima 2012



Fonte: Goldman Sachs, giugno 2012

TAVOLA 31

**Una quota molto importante della capacità di trasporto trans-frontaliera è allocata, ma solo in parte utilizzata**

Mmc/giorno, media ottobre-marzo anno termico 2011-2012



Fonte: MGE, ScamRelieGas

Nel corso del 2012 la situazione è cambiata significativamente rispetto allo scenario sopra descritto: si è realizzata una **significativa riduzione dello 'spread'** tra il prezzo italiano e quello dei mercati nord europei, pari a circa 3,7 €/MWh in media nel 2012, sostenuta dalla situazione italiana ed europea di *oversupply* dovuta al calo della domanda, che ha favorito una **crescente liquidità** del mercato. In Italia tale situazione è stata favorita dall'applicazione delle regole europee di *Congestion Management* e di allocazione giornaliera della capacità sul gasdotto TAG, che hanno riequilibrato i prezzi italiani con l'hub di Baumgarten, e dall'avvio del mercato italiano del bilanciamento. Come risultato, la liquidità delle diverse piattaforme di scambio in Italia è aumentata significativamente, raggiungendo ~95 TWh nel 2012. Contemporaneamente, come evidenziato anche dalla recente indagine dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le condizioni economiche dei **contratti di fornitura mostrano una tendenza alla convergenza con i prezzi al PSV**, sia per quanto riguarda i venditori al dettaglio, sia per i clienti industriali e per gli impianti termoelettrici.

Rimane tuttavia una **componente strutturale di differenziale di costo** con i prezzi dei mercati nord europei dovuta ai costi di trasporto tra hub europei e mercato italiano (quantificabili in circa 2,7 €/MWh<sup>4</sup>), nonché un potenziale rischio di nuovo disaccoppiamento dei prezzi del mercato italiano, in caso di ripresa della domanda superiore alle attese e/ o di eventi eccezionali di riduzione o

<sup>4</sup> Negli ultimi mesi, l'eccesso di offerta sul mercato italiano, con volumi di vendita legati ai contratti di lungo periodo inferiori ai livelli minimi di ritiro ToP, ha contribuito a ridurre il differenziale di prezzo con il Nord Europa al di sotto dei costi di trasporto.

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

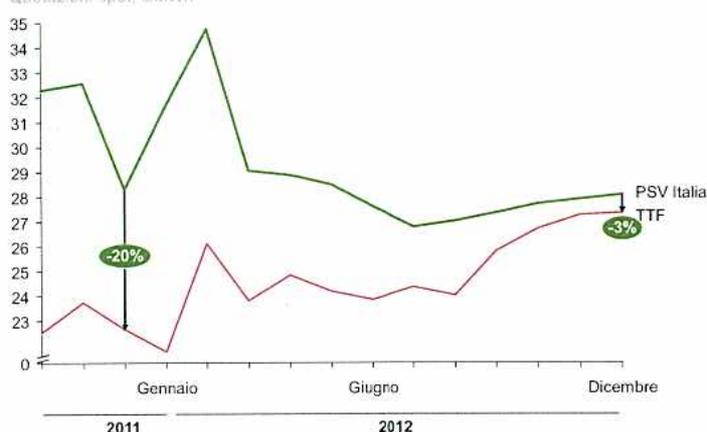
### 2. Mercato competitivo del gas e Hub nord-europeo

interruzione di alcune vie di approvvigionamento, o di modifica alle condizioni contrattuali di fornitura che riducano la quota dei volumi ToP.

TAVOLA 32

Nel corso del 2012 si è avviato il percorso di riduzione del differenziale dei prezzi spot

Quotazioni spot, €/MWh



Fonte: GME

39

- **Sicurezza:** esiste un problema importante legato alla **limitata flessibilità del sistema italiano del gas 'alla punta'**.

In effetti, l'Italia rispetta infatti pienamente (con anticipo di due anni) formalmente la cosiddetta 'regola N-1' per la sicurezza delle forniture ai clienti tutelati introdotta dal regolamento EU 994/2010, che stabilisce che ogni Stato membro deve essere in grado di garantire le forniture a tali clienti nelle peggiori condizioni di domanda invernale anche in assenza della maggiore delle fonti di approvvigionamento, per un periodo di tempo determinato. Esiste pertanto, in condizioni normali di esercizio, una situazione di sovraccapacità strutturale rispetto alla domanda, anche prendendo in considerazione non le semplici capacità tecniche 'di larga' delle infrastrutture di import, ma il loro parametro di effettivo utilizzo contrattuale.

**Tuttavia, il margine di sicurezza di copertura giornaliera è ancora insufficiente.** In relazione allo stato di riempimento degli stoccaggi – che vengono ricostituiti tra aprile e settembre per poi essere utilizzati per l'erogazione nella fase invernale – la loro capacità di erogazione offerta al sistema può variare tra i 239 milioni di mc/g massimi all'inizio della fase invernale, quando gli stoccaggi operano alla massima pressione di esercizio, fino al valore contrattuale di 150 milioni di mc/g, che va garantito in base alle condizioni regolatorie a fine campagna di erogazione al 31 marzo. In tali condizioni il margine di sicurezza del sistema (prima di effettuare interventi sulla domanda) può essere valutato al massimo in circa 40-50 milioni di metri cubi giorno per una durata di alcuni giorni. Ne è esempio la recente situazione di emergenza del febbraio 2012, in cui la condizione di criticità è stata tale da

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

dover adottare varie misure del Piano di Emergenza, tra le quali l'attivazione di centrali termoelettriche ad olio ed il contenimento di consumi di gas da parte dei clienti industriali che avevano offerto tale servizio a pagamento, con elevati costi complessivi per il sistema Paese (si noti che in altri Paesi europei questi aggiustamenti della domanda in fasi critiche vengono ottenuti in gran parte attraverso contratti gas effettivamente interrompibili, non ancora offerti dal settore commerciale in Italia). Attualmente la capacità di stoccaggio di gas naturale con riferimento all'anno di stoccaggio 2013/2014 è pari a 16.058 milioni di standard metri cubi (MSm3), di cui 4.600 MSm3 destinati allo stoccaggio strategico. Un importante contributo all'aumento della sicurezza energetica attraverso l'incremento della capacità di stoccaggio gas potrà venire, entro i prossimi anni, dalla realizzazione di nuovi progetti già autorizzati. Un ulteriore incremento è previsto a seguito dell'applicazione del decreto legislativo n.130/2010, che ha impegnato l'eni a sviluppare nuove infrastrutture di stoccaggio per un volume totale pari a 4 miliardi di metri cubi entro il 2015, di cui circa 2,6 già realizzati, principalmente mediante esercizio in sovrappressione di giacimenti esistenti.

**Al fine di continuare a mantenere un alto livello di sicurezza alla punta**, si è prevista la possibilità di mantenere in funzione transitoriamente alcune centrali elettriche che utilizzano combustibili diversi dal gas (circa 4.700 MW per l'inverno 2012-2013, per un potenziale risparmio di gas di circa 16 milioni di metri cubi di gas al giorno in caso di emergenza) e di fare ancora temporaneamente ricorso alle misure di contenimento dei consumi di gas da parte del settore industriale, contrattualizzando clienti industriali dotati di telelettura giornaliera per un risparmio potenziale di gas di circa 11 milioni di metri cubi di gas al giorno. Queste misure verranno ridotte man mano che le infrastrutture (es. stoccaggi e import) e le procedure per la gestione della sicurezza (es. limitazioni a erogazione da stoccaggi) verranno migliorate.

Inoltre, dal punto di vista della sicurezza di approvvigionamento, appare utile **umentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento italiane**. La gran parte della capacità d'importazione 'da Sud' (ovvero non dall'Europa) è vincolata a fonti mono-fornitore (Algeria, Libia, Qatar attraverso il rigassificatore di Rovigo), e più in generale oltre il 60% delle importazioni complessive proviene da soli due paesi: Russia e Algeria (il livello di diversificazione italiano è superiore a quello di altri paesi europei, che sono tuttavia meno dipendenti dal gas).

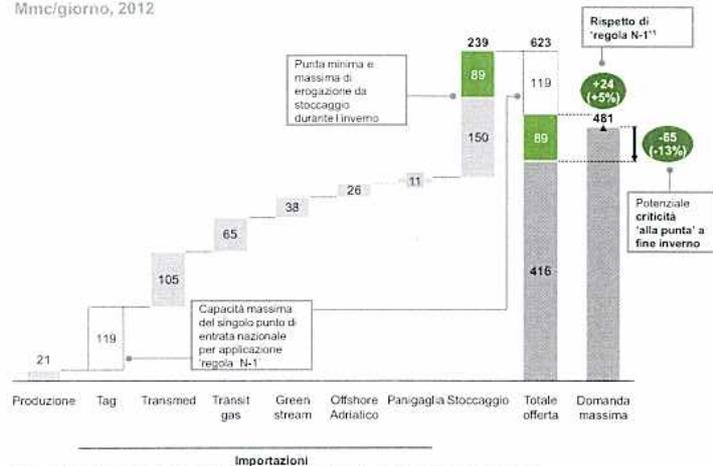
## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub europa-meridionale

TAVOLA 33

#### Rispetto di 'regola N-1', ma fragilità di sistema 'alla punta' a fine inverno

Mmc/giorno, 2012



1. Nell'applicazione della regola 'N-1' si considera la capacità di erogazione da stoccaggio massima a inizio inverno.  
Fonte: MISE

## Le iniziative

Per il raggiungimento degli obiettivi sopra descritti, la strategia scelta è quella di creare un **mercato competitivo ed efficiente** del gas, pienamente integrato con quello europeo.

Al fine di assicurare l'implementazione efficiente ed efficace di questa strategia, il **quadro normativo, regolatorio e infrastrutturale** nazionale dovrà evolvere in modo da assicurare una progressiva diversificazione delle fonti di approvvigionamento e un aumento dei soggetti operanti (e dei relativi volumi scambiati) sul mercato spot alla Borsa del gas.

Dal punto di vista commerciale, si intende **favorire l'aumento del ruolo delle forniture spot** e di breve termine, in modo da facilitare la liquidità del mercato del gas a favorire l'allineamento strutturale dei prezzi italiani con gli hub europei. D'altra parte, si riconosce il **contributo alla sicurezza fornito dai contratti di import di lungo termine**, che costituiscono un importante fattore di approvvigionamento, anche se verosimilmente la loro durata media andrà riducendosi, essendo ormai sostanzialmente esaurita la loro funzione originaria di consentire la costruzione delle infrastrutture di approvvigionamento a cui erano associati. Inoltre, in linea con quanto avviene nei mercati europei più sviluppati e liquidi, il **modello dei contratti di lungo termine dovrebbe essere rivisto**, essendo sostanzialmente mutato il contesto competitivo del settore gas.

In particolare, le formule di indicizzazione dei prezzi (originariamente legate al greggio in quanto combustibile sostitutivo del gas), dovrebbero sempre di più riflettere la dinamica effettiva dei prezzi del

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

gas, in una logica di "gas to gas competition". Pertanto, al fine di incrementare progressivamente la quota di forniture a prezzi di mercato, anche nei contratti ToP si dovrà favorire, supportando i relativi operatori, la rapida ridefinizione dei contratti di importazione esistenti mediante un riallineamento dei livelli di prezzo e l'inserimento di clausole di indicizzazione che tengano conto dei prezzi di mercato. In tal senso, anche il sistema regolatorio che attualmente indicizza i prezzi di riferimento per il mercato civile in modo prevalente ai prezzi dei contratti di tipo ToP, dovrà evolvere verso una indicizzazione legata ai prezzi di mercato.

Dal punto di vista infrastrutturale, occorrerà proseguire nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e stoccaggio che aumentino la diversificazione, concorrenza e sicurezza del sistema. Per acquisire maggiori informazioni – in particolare sugli scenari globali del mercato GNL, sugli scenari di domanda e di offerta italiani ed europei, e sul potenziale ruolo di 'pivotalità' sul prezzo dei paesi produttori mediante le infrastrutture esistenti –, è stato svolto uno studio dedicato, coordinato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dall'Autorità per l'energia elettrica.

Gli interventi proposti (in ordine d'importanza) per il raggiungimento degli obiettivi sopra indicati sono di seguito elencati:

- **Consentire il pieno utilizzo dell'esistente capacità di trasporto tra Italia e resto d'Europa**, attraverso l'applicazione rapida e rigorosa delle regole definite a livello europeo, che entreranno in vigore a partire dall'Ottobre 2013, per la gestione delle congestioni ai punti di interconnessione tra le reti dei diversi Stati membri, e di quelle per i nuovi meccanismi di allocazione delle capacità transfrontaliera, al fine di massimizzare l'offerta di capacità di trasporto con l'Italia (anche in contro flusso) anche con prodotti *Hub-to-Hub* (che includono servizi di trasporto integrati su reti di più operatori). Tali regole faciliteranno i transiti e gli scambi di gas, anche mediante l'introduzione di meccanismi di cessione della capacità prenotata ma non utilizzata, anche su base continua.

In particolare, dopo l'apertura dell'accesso al gasdotto Tag, si intende promuovere in tempi rapidi (sia in direzione Nord-Sud che viceversa) **il pieno e l'utilizzo efficiente della capacità del gasdotto Transitgas**, che riveste rilevanza strategica per l'Italia in quanto principale rotta di collegamento con i mercati liquidi del Nord Europa. In tal senso si è recentemente sottoscritto un accordo-quadro con la Svizzera e si intende promuovere l'applicazione dei principi comunitari di assegnazione della capacità di trasporto, anche giornaliera, e delle regole di "Use It or Lose It" (UIOLI), assegnando l'obbligo della gestione del mercato secondario della capacità direttamente ai relativi TSO, in grado di offrire sul mercato la capacità di trasporto non utilizzata anche per periodi di breve termine (fino a *Intra-day*). In particolare, da Aprile 2013 dovrebbe entrare in funzione un sistema di allocazione coordinato tra i gestori di rete italiano, svizzero e tedesco per la allocazione giornaliera delle capacità, e sarà allocata con una procedura aperta la capacità di contro flusso a lungo termine dal lato italiano, pari a complessivi 40 milioni di mc/giorno dai punti di *exit* di Passo Gries e Tarvisio.

- **Realizzare le nuove infrastrutture strategiche**, con particolare riferimento a **capacità di stoccaggio** (per soddisfare le esigenze di punta in erogazione, favorire il buon funzionamento del mercato e garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento) e a **terminali GNL** (per assicurare sufficiente capacità di import, soprattutto per operazioni spot).

Formattato: Non Evidenziato

Formattato: Italiano (Italia), Non Evidenziato

Formattato: Non Evidenziato

Formattato: Italiano (Italia), Non Evidenziato

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europei

Si prevede, per tali opere, di fare ricorso a un sistema regolatorio che consenta un meccanismo di parziale recupero garantito (anche parziale), dei costi di investimento a carico del sistema, anche in caso di parziale-non pieno utilizzo della capacità, in modo da favorirne la bancabilità e quindi la realizzazione anche in un contesto di riduzione dei consumi, che quindi ne rallenterebbe la costruzione in base a meccanismi puramente di mercato. Tali infrastrutture (anche in attuazione delle disposizioni contenute nell'art. 3 del D.lgs. n.93 del 2011 sulle infrastrutture strategiche nazionali coerenti con la SEN) beneficerebbero inoltre di iter autorizzativi accelerati. ~~Al fine di verificare la possibilità di raggiungere con le infrastrutture strategiche di stoccaggio e di importazione di GNL gli obiettivi di sicurezza e competitività, e di quantificare le infrastrutture necessarie ed il relativo rapporto costi/benefici per il sistema, è stato commissionato uno studio a consulenti indipendenti, la cui realizzazione è stata coordinata da un Comitato Guida formato dal Ministero, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e Snam, retegas e GME. Al momento di pubblicazione di questo documento i risultati di tale studio sono in corso di finalizzazione (a breve lo studio sarà reso pubblico in forma completa separatamente), e~~ Per quanto riguarda il dimensionamento di tali infrastrutture, si ritiene, anche sulla base delle indicazioni quantitative dello studio sopra citato, lasciano prevedere che le finalità di sicurezza, diversificazione e concorrenza possano essere conseguite anche mediante investimenti contenuti a carico del Sistema ~~necessità contenute in termini di quantità di investimento, con potenziale incidenza in tariffa di circa un punto percentuale. In particolare si evidenzia che, per garantire la sicurezza del sistema, è sufficiente la realizzazione dei progetti di stoccaggio già autorizzati, i risultati dello studio evidenziano~~ necessità assai più contenute di impianti di stoccaggio ~~per garantire la sicurezza del sistema rispetto alla attuale pipeline di progetti pianificati, mentre si ritiene opportuno~~ necessario incrementare la capacità di import di GNL disponibile per operazioni spot, primariamente per incrementare la ~~competitività~~ concorrenza, ma con conseguente impatto anche sulla diversificazione e sulla sicurezza del sistema, come di seguito descritto.

Formattato: Tipo di carattere: 10 pt

Formattato: Non Evidenziato

Formattato: Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere:  
Grassetto

Formattato: Italiano (Italia)

Dettaglio fabbisogno di infrastrutture strategiche **[METTERE BOX GRIGIO]**

Formattato: Evidenziato

Formattato: Allineato a sinistra

**A. Infrastrutture di stoccaggio**

Per quanto riguarda lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, sulla base delle analisi condotte, nello studio sopra indicato portano a ritenere si ritiene sufficiente ai soli fini della sicurezza (lasciando quindi impregiudicate ulteriori iniziative a fini commerciali) un incremento di circa 75 milioni mc / giorno di ulteriore capacità di erogazione alla punta e circa 54,9 bcm di capacità stoccaggio complessivi. Questo aumento dello stoccaggio consentirà di mettere in sicurezza il sistema in caso di situazioni di emergenza analoghe a quelle del febbraio 2012, riducendo progressivamente la necessità di misure di contenimento dei consumi industriali e di mantenimento e attivazione di centrali elettriche di riserva alimentate a olio combustibile. Tale capacità di stoccaggio contribuirà inoltre comunque, insieme alle altre eventuali nuove capacità commerciali, inoltre ad incrementare la liquidità e la competitività del mercato, rappresentando anche un potenziale per la modulazione dei flussi per l'esportazione.

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

In un'ottica di selettività degli investimenti, si ritiene opportuno che solamente i costi relativi alle infrastrutture di stoccaggio pianificate e realizzate in regime regolato strettamente necessarie a garantire la sicurezza del sistema possano godere di garanzie di copertura in tariffa si ritiene opportuno che solamente i costi relativi alle infrastrutture di stoccaggio strettamente necessarie a garantire la sicurezza del sistema siano incentivati dal sistema regolatorio e che possano godere di garanzie di copertura in tariffa, lasciando che lo sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio avvenga secondo criteri di mercato. In tal senso, **la capacità già attualmente in costruzione e autorizzata (75 milioni di mc/giorno di punta) appare sufficiente a soddisfare le necessità identificate.**

Formattato: Tipo di carattere: 9 pt

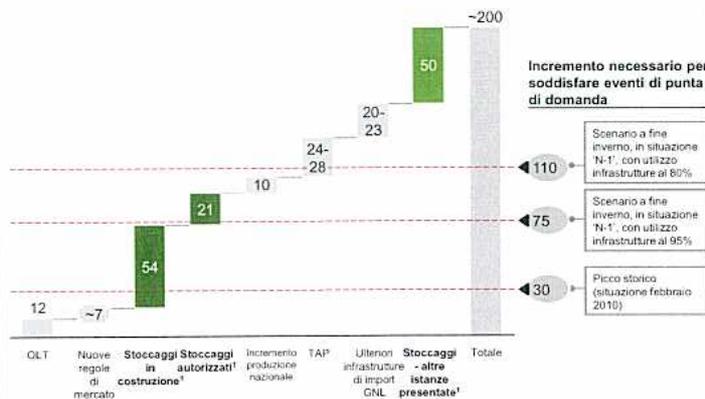
Formattato: Tipo di carattere: 10 pt

Oltre agli effetti dell'aumento della capacità di stoccaggio, la sicurezza di approvvigionamento verrà migliorata attraverso gli apporti provenienti dalle infrastrutture strategiche di importazione (vedi prossimo capitolo) e dall'introduzione di parametri di erogazione complessiva degli stoccaggi durante il periodo invernale che consentano ad esempio di mantenere le prestazioni di punta di erogazione a fine inverno, abbinati alla introduzione di una sessione *day ahead* sul bilanciamento che consenta all'operatore di intervenire per rendere effettivi tali parametri. L'insieme di questi fattori, unitamente all'imminente entrata in esercizio del terminale *offshore* al largo delle coste toscane, consentirà di ridurre sin dall'anno termico 2013-2014 le misure onerose di contenimento dei consumi di gas dai settori industriale e termoelettrico (quantificabili in circa 150-200 milioni di euro l'anno), in attesa dell'entrata in esercizio delle nuove capacità di punta di erogazione, che inizierà ad avvenire dal 2014/2015.

TAVOLA 34

**La capacità di stoccaggio già autorizzata – unitamente ad altri interventi già previsti – è più che sufficiente a coprire il fabbisogno di erogazione di punta al 2020**

Mmc/giorno, incrementi attesi di offerta di erogazione di punta



Una ulteriore possibilità da valutare è la realizzazione di una capacità di punta da utilizzare in caso di emergenza attraverso la realizzazione di impianti di *peak shaving* alimentati a GNL, costituiti in connessione a impianti di ricezione di GNL esistenti o nuovi, o realizzati in siti dedicati mediante realizzazione di un impianto di liquefazione connesso alla rete di trasporto del gas.

**B. Infrastrutture di importazione di GNL**

Per quanto riguarda la **capacità di rigassificazione**, oltre quella dei due terminali già in esercizio e di quello di imminente operatività al largo della costa toscana, **si valuta che sia sufficiente un incremento di capacità da 8 a 16 bcm** (8 bcm in caso di realizzazione del gasdotto TAP a condizioni contrattuali di fornitura indicizzate ai prezzi di mercato; 16 bcm nel caso di non realizzazione di tali condizioni). Come detto, questa capacità si riferisce a opere soggette ad un meccanismo regolatorio di recupero garantito dei costi di investimento a carico del sistema, e non esclude ulteriori iniziative di carattere *merchant* (tipicamente in regime di esenzione dall'accesso di terzi), come descritte nel punto successivo. La realizzazione di tali infrastrutture contribuirà in modo importante a:

- **Allineare strutturalmente il prezzo del mercato italiano ai livelli europei**, aumentando la quota di capacità di rigassificazione disponibile in modalità spot e a breve termine e ridurre la pivotalità degli attuali fornitori di gas extraeuropei. Ciò consentirà di evitare che, terminata la attuale fase di eccesso di offerta sul mercato italiano (dovuta al calo della domanda e a volumi contrattualizzati in ToP superiori a tale domanda), si possano ristabilire significativi differenziali di prezzo rispetto agli altri hub europei, e di limitare la possibilità di manovre

Formattato: Tipo di carattere: Corsivo

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub eu-rompen

commerciali tese a ridurre i volumi di fornitura in modo tale da condizionare il prezzo sul mercato italiano. Si stima inoltre che – ferma restando l'attesa disponibilità di GNL competitivo per operazioni spot nel medio/ lungo periodo – tale incremento sia sufficiente a riequilibrare i flussi sulla frontiera Nord, così da **esercitare pressione e ridurre o eliminare il differenziale di costo di trasporto** (oggi pari a circa 2,7 €/MWh).

- **Aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento**, dato che i terminali di GNL con capacità spot sono rifornibili da una pluralità di Paesi e impianti di liquefazione, ribilanciando così l'eccessiva esposizione dell'Italia alle forniture tramite gasdotto da parte di un numero limitato di fornitori esteri. Le analisi condotte **nello studio** dimostrano che essa può essere decisiva, sia per affrontare uno scenario di interruzione totale delle importazioni dal Nord Africa, sia per dare un contributo alla riduzione del ruolo di pivotità degli stessi operatori nel mercato europeo complessivo.
- **Contribuire all'aumento della sicurezza del sistema del gas in condizioni di crisi**, in particolare in termini di punta di erogazione grazie alla capacità di punta di rigassificazione, riducendo il peso delle onerose misure di contenimento dei consumi di gas in caso di emergenza, affidate al settore industriale e alle centrali a olio.
- **Contribuire allo sviluppo dell'hub italiano del gas**, consentendo all'Italia di diventare un Paese di interscambio e di transito del gas proveniente da Sud (facendo leva sul previsto quasi raddoppio delle importazioni europee nei prossimi 20 anni) e di offrire servizi a valore aggiunto anche per altri Paesi (es. stoccaggio di volume, punta, modulazione).
- Infine, una maggiore disponibilità di GNL potrà **favorire l'utilizzo di tale combustibile per lo shipping ed i trasporti pesanti**, con vantaggi di costo e ambientali.

La realizzazione di un rigassificatore di circa 8 bcm e con un contributo alla punta di circa 24 milioni di metri cubi/ giorno, con un investimento stimato di circa un miliardo di euro, nell'ipotesi estrema in cui rimanesse totalmente inutilizzato, comporterebbe un costo per il sistema di circa 100-150 milioni di euro all'anno. Considerato che la spesa per la sola materia prima gas è stimabile complessivamente in circa 25 miliardi di euro l'anno, anche la contenuta riduzione del prezzo del gas attribuibile all'apporto di liquidità offerto dall'infrastruttura (in particolare con riferimento alla sola **componente di trasporto dall'Europa, che incide per circa 2,7 euro/MWh**), rende più che giustificabile l'investimento, dato che contribuirebbe ad una **riduzione della bolletta gas complessiva dell'Italia fino a circa 1,5 miliardi di euro l'anno** (pari al delta costo di trasporto). La riduzione del differenziale di prezzo di mercato del gas italiano consentirebbe anche una riduzione del prezzo dell'energia elettrica in Italia e un recupero di competitività del parco elettrico italiano.

Le infrastrutture strategiche di importazione di GNL necessarie **verranno selezionate (anche tra i progetti in corso di sviluppo** che non abbiano già assunto la decisione finale di investimento **e che intendano usufruire di un meccanismo regolatorio di recupero garantito dei costi di investimento a carico del sistema relativamente alla capacità (intera o parziale) di rigassificazione, offerta a terzi in regime regolato, e che non beneficino di una esenzione, totale o parziale, dall'obbligo di accesso a terzi**) **Tale selezione verrà effettuata attraverso procedure ad evidenza pubblica**, secondo criteri trasparenti e non discriminatori di costo-beneficio, quali:

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

- Minimizzazione degli impatti in tariffa, derivanti sia direttamente dalla realizzazione dell'infrastruttura stessa, sia dai conseguenti oneri di allacciamento e potenziamento della rete di trasporto.
- Prestazioni tecniche (capacità di *loading*, *reloading*, volume di stoccaggio, contributo alla punta giornaliera).
- Minore impatto ambientale e territoriale (riutilizzo di siti esistenti, accettabilità locale, utilizzo delle frigoriferie in loco per progetti integrati).

Al contempo, tali infrastrutture saranno soggette a un sistema di penali in caso di inerzia o mancata realizzazione da parte degli investitori interessati.

- **Facilitare la realizzazione di altre infrastrutture di importazione e stoccaggio in regime di esenzione dall'accesso dei terzi**, con costi di investimento sostenuti dai soggetti proponenti, senza garanzia dei ricavi o contributi finanziari di natura pubblica. In particolare, si intende promuovere la costruzione dei progetti GNL recentemente autorizzati (~~tre da inizio 2012: Porto Empedocle, Gioia Tauro e Falconara~~) e di altri in fase di autorizzazione (~~e che non risultino selezionati dalla procedura di cui sopra~~), nonché, per quanto riguarda i gasdotti, promuovere l'apertura del Corridoio Sud per l'import di gas dall'area del Caspio e da altri Paesi verso l'Italia, **in particolare il progetto TAP (Trans Adriatic Pipeline)**. Inoltre, si ~~seguirà~~ **faciliterà** lo sviluppo del progetto SouthStream (con potenziale sbocco in Italia a ~~Tarvisio e nel Sud~~), il progetto GALSI dall'Algeria e nuovi progetti di importazione del gas dal bacino del Mediterraneo. Per quanto riguarda la capacità di stoccaggio, considerando ~~i progettate iniziative~~ in corso di autorizzazione, complessivamente si contano ulteriori 9 progetti, per una potenziale capacità di 3,4 bcm ulteriore rispetto a quella già in costruzione o autorizzata e indispensabile per la sicurezza del sistema (~~vedi sezione precedente~~). Si intende favorire la realizzazione di questi progetti a condizioni di mercato.
- **Promuovere la cooperazione tra Stati membri** a livello di Governi, Regolatori e TSO, al fine di evitare che possano sorgere ostacoli tariffari o di altra natura (anche in relazione ai previsti progetti italiani di contro-flusso) e di accelerare il percorso di piena integrazione del mercato unico del gas. In questo ambito, sarà fondamentale continuare a promuovere il ruolo dell'Italia come punto di ingresso strategico del gas in Europa da Sud-Sud Est, e valorizzare il ruolo delle risorse dello stoccaggio di modulazione disponibili per servizi ai mercati adiacenti.
- **Promuovere la disponibilità di capacità di contro-flusso (virtuale e fisica) verso i mercati del Nord e Centro Europa**. Per sfruttare a pieno la nostra posizione geografica di collegamento dell'Europa con il Mediterraneo, sono già in corso interventi sulla rete italiana da parte della società SnamReteGas che consentiranno di avere dal 2016 su base continua il *reverse flow* fisico di gas dall'Italia verso il Nord Europa per una portata complessiva di circa 40 milioni di metri cubi al giorno, oltre al potenziamento della capacità di trasporto dal Sud e isole verso il Nord Italia. Inoltre, saranno attivati già nel 2013 gli strumenti regolatori per assicurare l'immediata messa a disposizione a condizioni di mercato della capacità virtuale in controflusso sul gasdotto Transitgas (e della relativa capacità *forward flow* così liberata), nonché per il coordinamento dei diversi TSO per la gestione degli investimenti necessari alla realizzazione di capacità fisica e per l'implementazione di principi di UIOLI. Gli investimenti necessari a garantire il contro flusso, con i relativi potenziamenti della rete italiana,

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

sono stati inclusi tra i Progetti di Interesse Comuni (che saranno oggetto del nuovo Regolamento UE sulle infrastrutture transfrontaliere in fase di approvazione) e che quindi potrà godere di agevolazioni finanziarie o tariffarie in ambito europeo. Si valuteranno inoltre nuovi collegamenti con l'Europa, come il gasdotto TGL (Italia-Austria-Germania), da sviluppare in coerenza con il piano dei corridoi trans-europei da definire a livello comunitario.

- **Dare avvio effettivo al mercato a termine del gas** da parte del GME, presupposto essenziale per creare un mercato efficiente e liquido capace di fornire segnali di prezzo dipendenti esclusivamente dagli equilibri di domanda e offerta. Il regolamento per il mercato a termine, il cui regolamento è stato recentemente approvato con Decreto MISE, e è in fase di avvio-lancio per essere operativo nei prossimi mesi. Esso, faciliterà l'integrazione delle diverse piattaforme di scambio esistenti e del mercato del bilanciamento, migliorando l'efficienza del sistema del gas. Si intendono promuovere misure per favorire lo spostamento di volumi significativi di contrattazioni commerciali verso la borsa al fine di accelerarne l'aumento della liquidità (ad esempio, incentivando l'offerta in borsa dei volumi di produzione nazionale e di import). L'emergere di prezzi di borsa attendibili consentirà di agganciare in modo più completo ed efficiente ad essi i prezzi di **riferimento della materia prima per le offerte di prezzo al mercato tutelato**, superando progressivamente l'attuale prevalente indicizzazione ai contratti ToP di import.
- **Rivedere le modalità di allocazione e accesso alla capacità di stoccaggio** in maniera non discriminatoria per tutti gli operatori dei diversi comparti. Per l'utilizzo della capacità di stoccaggio (risorsa scarsa), si punta ad un sistema efficiente di allocazione attraverso la rapida adozione di meccanismi di mercato non discriminatori in grado di far emergere il valore reale di tale risorsa (superando l'attuale ripartizione delle capacità di stoccaggio in funzione delle destinazioni di uso), anche al fine di stimolare nuovi investimenti in capacità. Meccanismi di mercato simili potrebbero essere adoperati anche in relazione alla **capacità di rigassificazione**.
- **Fare leva sul rapido completamento della separazione proprietaria di SNAM** al fine di creare un soggetto forte, indipendente e stabile in grado di: sviluppare nuovi investimenti in infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione sia in Italia che all'estero (direttamente o in *partnership* con altri operatori) in modo da promuovere il ruolo del sistema italiano del gas in Europa; garantire la piena terzietà di accesso alla rete e focalizzare lo sviluppo delle infrastrutture necessarie ad un mercato concorrenziale e diversificato; garantire la continuità della strategia di lungo periodo nell'interesse del Paese. L'operazione di separazione proprietaria è quasi completata. Le linee di sviluppo saranno contenute nel piano decennale di sviluppo della rete, previsto dalle direttive sul mercato interno e che dovrà essere armonizzato con i piani degli altri TSO europei, e per il quale è stato emanato il decreto del MISE che ne stabilisce i criteri di redazione.
- **Promuovere l'effettuazione delle gare per la concessione del servizio di distribuzione del gas**, organizzato in 177 ambiti per l'intero territorio nazionale, che dovranno aver luogo nei prossimi due anni, in modo da avere una transizione verso un sistema di distribuzione più efficiente e con minori costi, a vantaggio degli utenti. A tal fine opererà attraverso un Comitato di coordinamento e monitoraggio composto dal MSE, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dall'ANCI e dal Ministero Affari regionali per supportare gli enti locali e le stazioni appaltanti nella applicazione della nuova normativa. Il MSE prevede altresì di pubblicare linee guida per la determinazione del valore di

Formattato: Non Evidenziato

Formattato: Non Evidenziato

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 2. Mercato competitivo del gas e Hub nord-europeo

rimborso da corrispondere al gestore uscente, in modo da ridurre una fonte di contenzioso e accelerare le gare.

- Come anche sollecitato in più occasioni dalla Commissione Europea (e recentemente nel 2012 con la comunicazione "Far sì che il mercato interno funzioni"), sarà importante **definire un calendario di progressivo confinamento dei regimi di tutela** attualmente previsti per la vendita finale di gas – come pure per la vendita di energia elettrica – ai clienti effettivamente vulnerabili, nel rispetto dell'obbligo di servizio universale, assicurandosi che siano le forze di mercato a garantire efficienza ed equità agli altri tipi di utenza. In un mercato competitivo, il consumatore informato e consapevole sarà in grado di ricercare la massima convenienza in termini di costo o di migliore qualità del servizio. Unitamente a ciò quindi, per favorire lo sviluppo di tali condizioni, sarà anche importante procedere verso una maggiore trasparenza e **semplificazione di taluni aspetti della regolamentazione** (ad esempio della fruibilità della bolletta per il cliente finale), facilitare lo sviluppo di nuovi **servizi post-contatore**, ed assicurare una più chiara **separazione dei marchi** delle società venditrici, come previsto anche dal recepimento delle direttive per il mercato interno.

### 4.3 Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

#### Gli obiettivi

Le energie rinnovabili sono fondamentali per raggiungere gli obiettivi della Strategia Energetica. In questo ambito le scelte di fondo sono:

- Il **superamento degli obiettivi** di produzione **europei 20-20-20**, con un più equilibrato bilanciamento tra le diverse fonti rinnovabili (in particolare, con maggiore attenzione rivolta alle **rinnovabili termiche**).
- La **sostenibilità economica** dello sviluppo del settore, con allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei e graduale accompagnamento verso la *grid parity*.
- Una preferenza per le tecnologie con maggiori **ricadute sulla filiera** economica nazionale.
- Per quanto riguarda le rinnovabili elettriche, una progressiva **integrazione** con il mercato e la rete elettrica.

In termini di obiettivi quantitativi, ci si propone di raggiungere il **19-20% dei consumi finali lordi**<sup>5</sup> (rispetto all'obiettivo europeo del 17%), pari a 23-24 Mtep di energia finale l'anno. Questo consentirà una riduzione di emissioni fino a 50 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

- In particolare, per quanto riguarda il **settore elettrico**:
  - L'obiettivo è quello di sviluppare le rinnovabili fino al **34-38% dei consumi finali** (e potenzialmente oltre) al 2020, pari a circa 120-130 TWh/anno o 10-11 Mtep. Con tale contributo, la produzione rinnovabile diventerà la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas.
  - In termini di **mix di tecnologie**, si intende seguire la dinamica di sviluppo ipotizzata nel **Piano d'Azione Nazionale (PAN)**, eccetto per la tecnologia solare, che ha già avuto e continuerà ad avere uno sviluppo assai più rapido.

---

<sup>5</sup> Include i trasferimenti da altri Stati (con l'esclusione di questi, la quota è di circa il 19%)

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

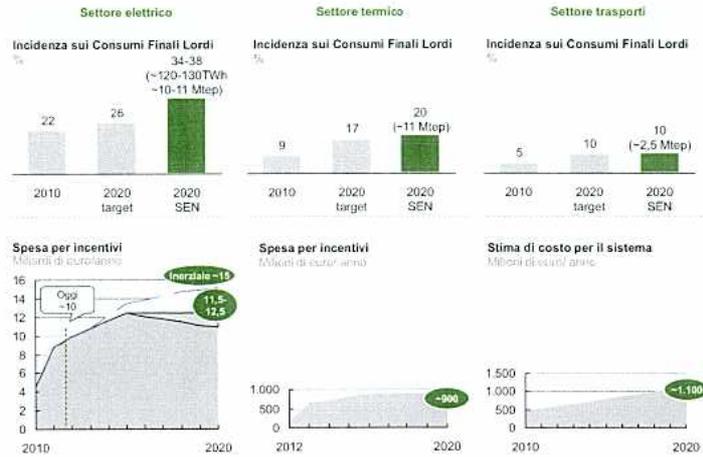
- Nel far questo, è necessario e possibile contenere i costi incrementali in bolletta per i consumatori, accompagnando la crescita dei volumi di energia rinnovabile con incentivi progressivamente ridotti e commisurati al costo (decescente) della tecnologia e in linea con altri paesi *leader* in Europa. Complessivamente, per il raggiungimento degli obiettivi al 2020, vengono messi a disposizione fino a **circa 11,5-12,5 miliardi l'anno** (a fine 2012 già impegnate risorse per circa 10,5 miliardi) per 20 anni, assegnando le residue risorse in base a criteri di priorità che favoriscano l'efficienza, l'innovazione tecnologica, un minore impatto ambientale e la filiera industriale nazionale.
- Per quanto riguarda il **settore termico**:
  - L'obiettivo è quello di sviluppare la produzione di rinnovabili fino al **20% dei consumi** finali al 2020 (dal 17% dell'obiettivo 20-20-20), pari a circa 11 Mtep/anno.
  - Il raggiungimento dell'obiettivo è legato alla sostituzione di una parte degli impianti esistenti alimentati a combustibili convenzionali, alle nuove installazioni, all'evoluzione degli obblighi di integrazione delle rinnovabili nell'edilizia. Le dimensioni proposte implicano anche lo sviluppo o l'ampliamento, ove economicamente conveniente, di infrastrutture di rete per la diffusione del calore rinnovabile, attraverso l'attivazione di un Fondo di garanzia, e la costituzione di un sistema statistico, con la diffusione di sistemi di misura e contabilizzazione del calore. Nei prossimi anni, le azioni saranno dunque volte ad un'ampia crescita di tecnologie quali caldaie a biomassa, pompe di calore, solare termico, ecc. (sulla base delle più recenti stime di mercato, ci si attende un incremento della produzione da caldaie a biomassa rispetto a quanto stimato inizialmente nel Piano d'Azione Nazionale (PAN).
  - Per razionalizzare e garantire continuità dei meccanismi di supporto, è stato introdotto un Conto Termico per l'incentivazione degli interventi di più piccole dimensioni, con a disposizione fino a **circa 900 milioni di euro l'anno**. Saranno inoltre attivati i previsti strumenti a sostegno delle reti di teleriscaldamento.
- Per quanto riguarda il **settore trasporti**:
  - Si conferma l'obiettivo europeo al 2020 di un contributo da biocarburanti pari a circa il **10% dei consumi**, ovvero circa 2,5 Mtep/anno.
  - Ci si propone di spingere quanto possibile l'adozione di biocarburanti di **seconda generazione**, preservando tuttavia gli investimenti già effettuati sulla produzione di biocarburanti di prima generazione.
  - In termini di costi per il sistema, dato il differenziale di prezzo per la quota di biocarburanti, l'impatto al 2020 potrebbe ammontare a **circa 1 miliardo di euro l'anno**.

La Nuova Strategia Energetica Nazionale

3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

TAVOLA 35

Energie rinnovabili – Gli obiettivi



NOTA: grafici non in scala  
Fonte: MISE

### Rinnovabili elettriche – Il contesto

La produzione di energia rinnovabile elettrica negli ultimi anni ha avuto uno sviluppo fortissimo, guidato da incentivi generosi che hanno generato costi significativi per il sistema. Si sono peraltro sviluppate competenze e tecnologie nazionali importanti, che potranno avere uno sbocco internazionale:

- Nel settore elettrico, l'**obiettivo 20-20-20** è stato già **praticamente raggiunto**, con quasi 8 anni di anticipo: ~934 TWh prodotti nel 2012 – (e 104,9X TWh se si considera una producibilità idroelettrica media e se si annualizza la produzione degli impianti in esercizio a fine anno) – (in attesa dati GSE) – rispetto ad un obiettivo 2020 di 100 TWh. Questo è dovuto ad una forte **crescita delle installazioni** negli ultimi anni, in particolare degli impianti fotovoltaici: dal 2010 l'Italia ha incrementato la capacità installata di circa 1,34 GW, raggiungendo quasi 1,17 GW complessivi (nel mondo siamo secondi solo alla Germania).
- La rapida crescita è dovuta soprattutto al **sistema incentivante molto generoso** in vigore negli ultimi anni, che non ha tenuto sempre conto della rapida diminuzione dei costi legati alle tecnologie (la tecnologia fotovoltaica ha abbattuto i suoi costi di circa il 70% dal 2008 al 2012), garantendo incentivi superiori a quelli di tutti gli altri Paesi europei e profittabilità molto elevata. Rispetto alla Germania o alla Francia, a gennaio 2012 gli incentivi italiani unitari per il fotovoltaico risultavano essere tra il doppio e il triplo, quelli per l'eolico circa il 50% superiori.
- Questo ha comportato **costi significativi per il sistema**, arrivando a incidere per circa 10,5 miliardi di euro / anno sulla bolletta energetica dei consumatori italiani (considerando la capacità installata a fine 2012), pari a **oltre il 20% della bolletta elettrica italiana**, con un impegno totale di **circa oltre 170 miliardi di euro** sui 15-20 anni di durata degli incentivi. D'altra parte, ciò ha anche determinato **benefici ambientali** (es. riduzione di 18 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>), occupazionali ed economici (tra cui la riduzione di importazioni di combustibili fossili per 2,5 miliardi l'anno e l'appiattimento della curva di domanda sul mercato all'ingrosso, con un valore stimato in circa 400 milioni di euro l'anno) e di sicurezza energetica.
- Inoltre, l'Italia ha sviluppato un settore industriale che è cresciuto continuamente – anche in questi anni di crisi – e si è ben posizionata per catturare l'**opportunità industriale globale** in diversi segmenti di mercato legati alla generazione rinnovabile elettrica, con punte di eccellenze su alcune tecnologie. Come già notato, il segmento è atteso in forte crescita a livello globale anche nei prossimi anni, rappresentando quindi un potenziale mercato aggredibile dai nostri operatori, che in molti casi stanno già cogliendo. In questo ambito, particolare attenzione rivestono le opportunità industriali in aree in cui già vantiamo strette collaborazioni, come quelle in Nord Africa (con una rilevante potenzialità di produzione eolica e solare), nei Balcani (in particolare per l'idroelettrico), e in America Latina.
- La crescente produzione da fonti intermittenti e non programmabili rappresenta inoltre sempre più una **sfida per l'infrastruttura di rete e per il mercato** (tema più approfondito nel prossimo capitolo sull'infrastruttura e il mercato elettrico). La produzione rinnovabile discontinua è ad esempio concentrata (e probabilmente destinata a concentrarsi ancor più) al Sud, Centro-Sud e nelle isole,

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Normale

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

con una potenza attesa già al 2016 superiore alla domanda di punta di quest'area (25.000 MW contro i 21.000 MW), mentre la domanda è maggiore in Nord Italia. Sono necessari, quindi, interventi di rafforzamento della rete sulle principali sezioni critiche tra zone di mercato. L'attuale infrastruttura di rete di trasporto con il Nord consente una capacità di circa 2.300 MW, e richiederà quindi un rafforzamento.

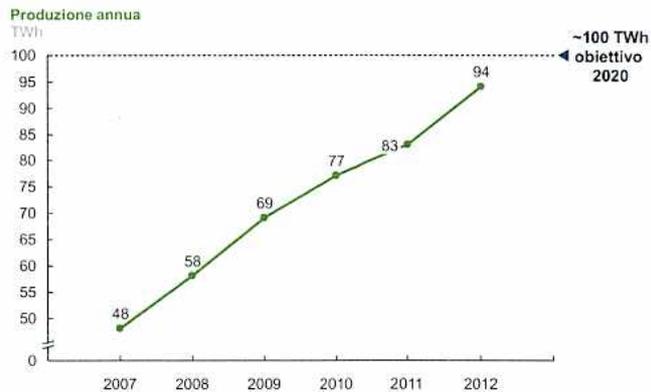
**Formattato:** Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

- In futuro, la sfida posta dallo sviluppo delle rinnovabili elettriche sarà ancora più importante: **la tecnologia rinnovabile è infatti previsto si evolva rapidamente**, in particolare ci si aspetta che alcune fonti riducano sensibilmente i propri costi di produzione, avvicinandosi o superando le tecnologie tradizionali. Questo rende indispensabile accompagnarne progressivamente lo sviluppo e affrontare per tempo le potenziali implicazioni.

TAVOLA 36 [AGGIORNARE VALORE 2012]

**Nel settore elettrico, l'obiettivo al 2020 è già quasi raggiunto, con 8 anni di anticipo**

Produzione totale annua energie rinnovabili elettriche



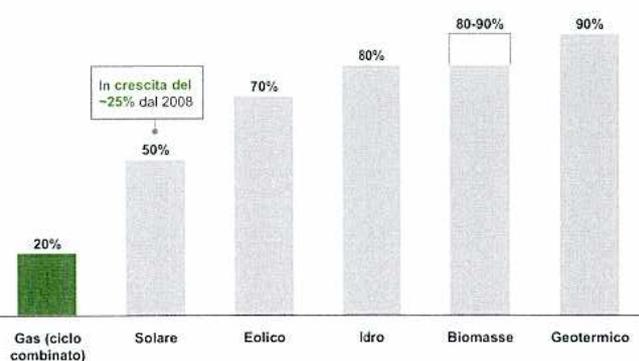
## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

TAVOLA 37

#### Il Paese è ben posizionato da un punto di vista industriale per cogliere le opportunità di sviluppo delle rinnovabili elettriche

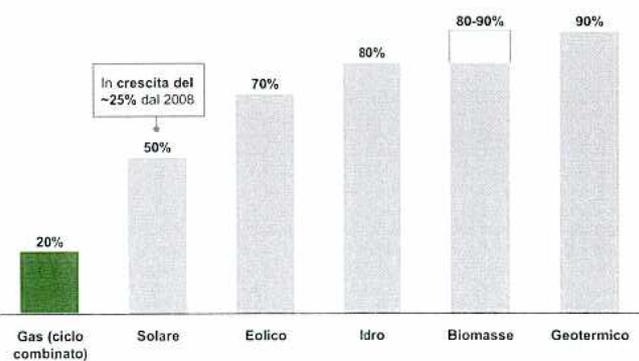
Percento del contributo nazionale rispetto al costo totale a vita intera (Investimenti + Costi operativi e di Combustibile) – Stime



Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

#### Il Paese è ben posizionato da un punto di vista industriale per cogliere le opportunità di sviluppo delle rinnovabili elettriche

Percento del contributo dell'industria nazionale rispetto al costo totale a vita intera (Investimenti + Costi operativi e di Combustibile) – Stime



### Rinnovabili elettriche – Le iniziative

Come sopra descritto, il Governo intende continuare a sviluppare le rinnovabili elettriche con obiettivi molto ambiziosi (ad esempio in termini di contributo al mix elettrico), ma al contempo contenendo gli oneri

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

per il sistema ed incrementando la capacità di governo. A tal fine, un tassello molto importante è stato il recente varo di due **decreti ministeriali** (uno per la tecnologia solare fotovoltaica, uno per le altre tecnologie rinnovabili) che hanno apportato numerosi cambiamenti al sistema incentivante:

- Gli incentivi unitari vengono ridotti, **avvicinandoli ai livelli europei** (pur rimanendo al di sopra degli altri Paesi), con un graduale accompagnamento verso la competitività (*grid parity*) – in particolare del solare – e l'integrazione nel sistema elettrico delle tecnologie rinnovabili. Ciò facendo, si stabilizza l'incidenza degli incentivi sulla **bolletta**, producendo una riduzione di spesa di circa 2,5-3 miliardi di euro all'anno rispetto al costo inerziale che si sarebbe raggiunto con il precedente regime.
- Si sposta il **mix** verso le tecnologie con **maggiori ricadute sulla filiera economica** del Paese e maggiore contenuto di **innovazione**.
- Si pongono le basi per uno **sviluppo ordinato e sostenibile** del settore, attraverso meccanismi di competizione (aste) e governo dei volumi (registri).
- Si prevedono misure volte a favorire una maggiore **integrazione** delle diverse tecnologie rinnovabili elettriche **con il mercato** e con la rete.

Nel caso del **fotovoltaico**, la cosiddetta '*grid parity*' è vicina e in molti casi è già una realtà. In molte regioni del Sud (e secondo diversi studi a brevissimo anche in Nord Italia), la tecnologia fotovoltaica è già competitiva senza incentivi con i prezzi di mercato finale in ipotesi di autoconsumo (si è invece ancora lontani da una piena competitività con i costi di generazione tradizionali, ossia con il PUN). D'altra parte il sistema d'incentivazione offerto in **Conto Energia esaurirà il suo effetto** in tempi assai brevi. Per questo settore sarà quindi necessario per i prossimi anni definire le misure di accompagnamento alla *grid parity*. In particolare:

- Una **ulteriore semplificazione** dei procedimenti autorizzativi, per il collegamento alla rete e la messa in esercizio degli impianti (soprattutto quelli piccoli), in modo che alla riduzione dei costi della tecnologia si aggiunga una riduzione dei costi indiretti. In particolare, si ritiene importante lo sviluppo di un'interfaccia unica verso i gestori di rete (GdR) e il gestore dei servizi energetici (GSE). In alcuni casi, è ipotizzabile un'interfaccia unica anche per il procedimento autorizzativo.
- Taluni **vantaggi fiscali** possibili grazie alla normativa in materia di realizzazione di opere finalizzate al conseguimento di risparmi energetici, inclusi quelli conseguenti l'installazione di impianti a fonti rinnovabili (decreto-legge 201/11).
- La revisione del **meccanismo di scambio sul posto** in modo da semplificarne le procedure, ampliarne l'applicazione e, proprio per questo, modularne i vantaggi per i produttori, attraverso l'introduzione di corrispettivi medi per l'utilizzo della rete; secondo un principio di partecipazione dei produttori rinnovabili ad alcuni dei costi 'di sistema' che essi stessi contribuiscono a generare. La revisione di questo strumento, che rappresenta un elemento importante per l'integrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico, è connessa alle previsioni di ampliamento degli impianti che lo utilizzeranno e delle quantità di energia che potrebbero quindi godere dell'esonero dai costi di rete ed è necessaria ad evitare che i maggiori costi ricadano su un segmento di clientela sempre più limitato e quindi eccessivamente penalizzato.

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

Un'ipotesi di intervento con effetti redistributivi (non solo con riferimento allo scambio sul posto ma anche ad assetti efficienti di produzione e scambio di energia) dovrebbe portare a ridurre i benefici indiretti per gli impianti che hanno accesso agli incentivi diretti (con possibile eccezione dei piccolissimi impianti), e mantenerli invece per gli impianti che non accederanno a tali incentivi. Più in generale, una diffusione su larga scala della produzione distribuita per l'autoconsumo può essere sostenuta da una coerente evoluzione della normativa e della regolazione del settore e resa ancora più efficace nella misura in cui sarà possibile spostare una parte dei costi verso la fiscalità generale (carbon tax o misure equivalenti).

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

- Per quanto riguarda invece gli oneri da sbilanciamento, sarà importante adottare un approccio che incentivi i produttori da fonti rinnovabili-FRNP a programmare la propria produzione tenendo conto delle possibilità effettive di previsione delle diverse tecnologie, e che favorisca una gestione aggregata degli impianti e dei carichi.

Formattato: Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Inoltre, il recupero-riciclo e la valorizzazione dei rifiuti rappresentano un'occasione significativa per lo sviluppo sostenibile: rispetto allo smaltimento dei residui in discarica oggi ancora largamente diffuso, il riciclo e, quando non possibile, la valorizzazione energetica, rappresentano l'obiettivo primario in questo campo. In questa prospettiva il recente decreto ministeriale sulle rinnovabili diverse dal fotovoltaico (DM 6 luglio 2012) ha previsto e regolato l'incentivazione per la produzione di elettricità lasciando ampio margine di sviluppo agli impianti per il trattamento dei rifiuti.

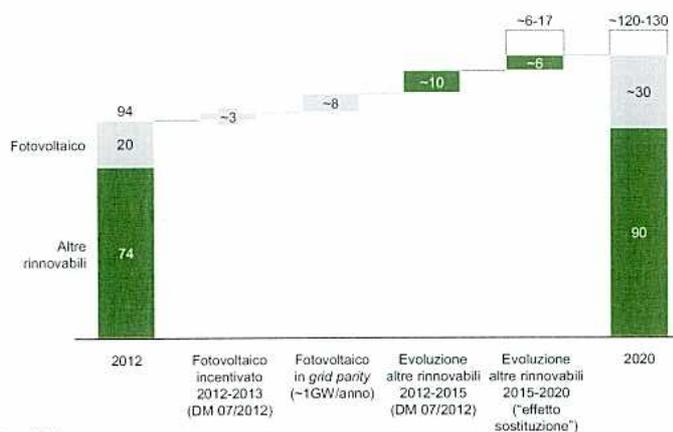
Per quanto riguarda invece l'integrazione delle fonti rinnovabili con il mercato e con la rete, le misure necessarie sono trattate nel prossimo capitolo (sviluppo dell'infrastruttura e del mercato elettrico) e sono state in parte già accennate sopra (scambio sul posto, disciplina degli sbilanciamenti). Tali misure sono assolutamente prioritarie poiché l'assetto attuale del mercato e della rete deve essere adeguato per integrare produzioni distribuite, spesso non programmabili e volatili, e concepite con priorità di dispacciamento.

L'approccio sopra descritto consentirà una crescita graduale e ordinata del settore, con apporti sia da produzione incentivata, che non incentivata (sostanzialmente da fotovoltaico), con la possibilità di raggiungere valori di produzione di 120-130 TWh/anno. Tale previsione si basa: a) sulla realizzazione della capacità prevista nei due decreti ministeriali del 2012; b) su un'ipotesi di nuova capacità installata in *grid parity* per il fotovoltaico, oggi stimabile fino a 1 GW/anno; c) su un 'effetto sostituzione' per le altre tecnologie rinnovabili, che potranno svilupparsi senza generare aumenti del prelievo tariffario annuo (anzi, consentendone una riduzione), essenzialmente grazie alle uscite dei vecchi impianti dai precedenti meccanismi di incentivazione maggiormente onerosi.

TAVOLA 38

**Evoluzione attesa della produzione da fonti rinnovabili elettriche**

TWh l'anno, stime



Fonte: MISE

Lo sviluppo sopra descritto comporterà un aumento dei **costi in bolletta**, dai **~10,5** Miliardi di fine 2012 a **circa 11,5-12,5 nel 2020**. In particolare, a partire dal 2016, anche grazie alla prevista fuoriuscita di impianti dal regime incentivato (impianti installati nei primi anni 2000 e quindi con incentivi unitari assai più elevati di quelli attuali) sarà possibile continuare a sostenere incentivi per le rinnovabili con ulteriori fondi pari a 0,5-1,5 miliardi di euro l'anno a regime. E' auspicabile che tali ulteriori incentivi trovino copertura (almeno parzialmente) in fiscalità generale, anche grazie alla proposta di introduzione di una 'carbon tax', o al pieno sfruttamento di altri fondi non onerosi in bolletta.

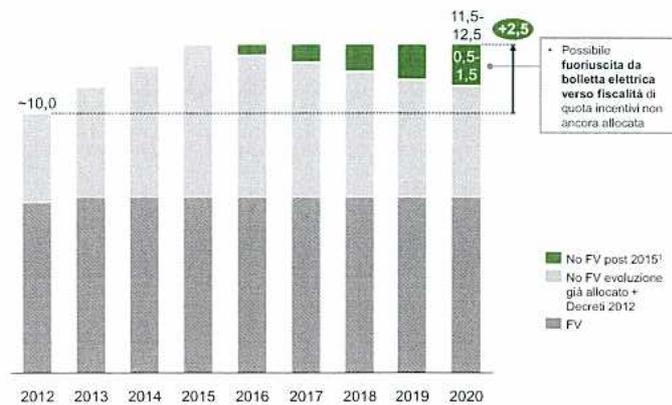
La Nuova Strategia Energetica Nazionale

3 Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

TAVOLA 39

**Evoluzione attesa dei costi per lo sviluppo delle rinnovabili elettriche**

Miliardi di euro l'anno, per competenza, stime



1 Non rappresentato nel grafico nell'evoluzione temporale dal 2012. Nel 2012 SSP e intro dedicato sono pari a circa 200-300 milioni di euro  
2 In ipotesi di mantenimento di contingenti annuali costanti pari a quelli del decreto di luglio 2012

A fronte del supporto incentivante messo a disposizione e del raggiungimento della *grid parity* del fotovoltaico atteso in tempi brevi, sono previsti nelle rinnovabili elettriche – inclusi i rifacimenti – circa **45-55 miliardi di euro di investimenti** cumulati al 2020, con importanti ricadute su un settore industriale in cui l'Italia ha costruito competenze importanti. Tali competenze potranno essere esercitate sui mercati internazionali, dove le aziende Italiane, alcune delle quali hanno già dimensioni notevoli e presenza all'estero, hanno l'opportunità di crescere ampiamente, dato lo sviluppo atteso in questo settore in diversi Paesi. Inoltre, data l'elevata frammentazione del mercato italiano, è presumibile che ci sia un processo di graduale consolidamento, che potrebbe portare benefici in termini di efficienze ed economie di scala.

Infine, vale rilevare che, dato il rapido progresso con cui la capacità si è sviluppata negli ultimi anni in Italia, **perdono in prospettiva rilevanza strategica i progetti di importazione da altri Paesi** (Balceni, Nord Africa) che si erano ipotizzati nel Piano d'Azione Nazionale, anche se il Governo intende rispettare gli impegni sin qui presi (in particolare quelli legati all'interconnessione con il Montenegro funzionale a realizzare un corridoio di scambio con i Balcani e attraverso questi con l'Est Europa).

Peraltro, nel caso di superamento degli obiettivi nazionali, potrà essere considerata l'**ipotesi di cessione della produzione eccedente**, mediante il meccanismo del trasferimento statistico previsto dalla direttiva 2009/28/CE. I benefici economici conseguenti all'attivazione di tale strumento saranno portati a riduzione degli oneri di incentivazione gravanti sulle tariffe elettriche.

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Non Evidenziato

### Rinnovabili termiche – Il contesto

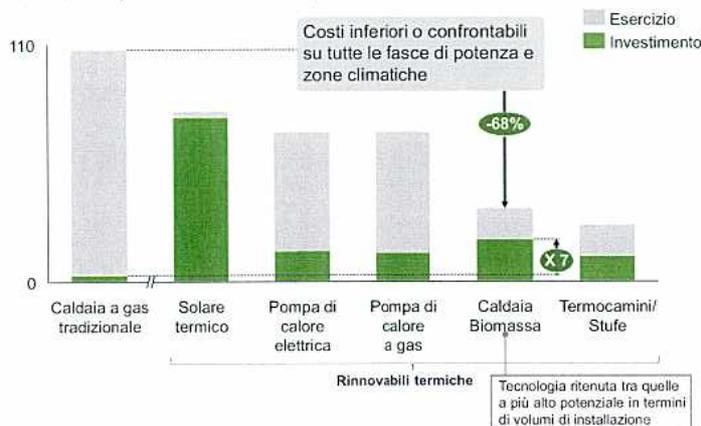
Le fonti rinnovabili termiche rappresentano un elemento fondamentale della strategia italiana di raggiungimento degli obiettivi '20-20-20', grazie alla loro efficienza di costo e alla facilità di installazione diffusa. Fino ad oggi, queste tecnologie sono state piuttosto trascurate dalle politiche energetiche del Paese e dalla regolazione; nonostante ciò, hanno visto uno sviluppo spontaneo importante.

- Come visto, i **consumi termici** rappresentano la quota più **importante** dei nostri consumi energetici, sia nei settori civili che industriali (circa il 45% dei consumi finali complessivi).
- Rispetto alle rinnovabili elettriche, quelle termiche risultano in generale **più efficienti** e meno costose per il raggiungimento degli obiettivi europei (in termini di costo per tonnellata di CO2 evitata o di costo per KWh di energia finale prodotta), e comportano benefici significativi di risparmio combustibile per il consumatore finale (ad esempio attraverso il riscaldamento a biomassa), e per il Paese nel suo complesso (riduzione import di combustibili fossili).
- Lo sviluppo delle rinnovabili termiche negli ultimi 5 anni è avvenuto in linea con gli obiettivi Piano d'Azione Nazionale (5,4 Mtep al 2010), ma in **assenza di un quadro di incentivazione stabile e dedicato**, in grado di orientare il consumatore verso le tecnologie più "virtuose". Prevalentemente, le misure a supporto sono state sovrapponibili a quelle per l'efficienza energetica – detrazioni fiscali e certificati bianchi – in assenza di iniziative dedicate. Inoltre, è fino ad oggi mancato un meccanismo di consuntivazione statistica puntuale degli interventi realizzati.
- Il Paese è ben posizionato nel **segmento industriale** delle rinnovabili termiche, in particolare nell'ambito delle biomasse – in cui circa il 65% della tecnologia è di produzione italiana, anche nei segmenti a più alto contenuto tecnologico – sebbene il livello di importazioni di biomassa non sia trascurabile.

TAVOLA 40

**Nel residenziale, i risparmi ottenibili mediante fonti rinnovabili termiche sono spesso impediti da barriere di investimento iniziali**

€/MWh, Esempio riscaldamento con impianti 1-35 kWt, zona D



Fonte: MSE

**Rinnovabili termiche – Le iniziative**

La strategia di sviluppo dell'energia rinnovabile termica si basa su una serie di meccanismi specifici, dedicati alle diverse categorie d'uso:

- Per lo stimolo delle rinnovabili termiche di **piccola taglia** (destinato prevalentemente al **settore civile**), il Governo ha recentemente varato un decreto ministeriale che incentiva direttamente l'installazione di impianti dedicati, il cosiddetto "**Conto Termico**" (DM 28 dicembre 2012). Tale meccanismo:
  - Garantisce l'accesso al regime incentivante alle **tecnologie più virtuose**, con criteri minimi stabiliti per ciascuna tipologia di intervento e requisiti che integrano, ove possibile, l'efficienza energetica.
  - Assegna incentivi a **copertura** di una quota dei **costi di investimento iniziale**, variabili in base alla taglia e alla zona climatica, corrisposti in 2 anni (per piccoli interventi domestici) o 5 anni (per gli altri) e con premialità aggiuntive per le tecnologie più efficienti. Dalle interazioni avute con le associazioni di consumatori e produttori, si ritiene che questa formula possa avere un elevato tasso di gradimento e dunque di adesione, con tutta probabilità superiore allo strumento delle detrazioni fiscali.

Al 2020, il Conto Termico **da solo consentirà di raggiungere il target PAN** per le rinnovabili termiche, pari al 17% dei consumi finali lordi, ovvero ~10 Mtep, con un onere complessivo per il

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

sistema pari a **circa 900 milioni di euro/anno** a regime e con copertura sulle tariffe di gas naturale (incremento massimo stimato pari a circa 2,2% sul costo del metro cubo di gas).

- Per quanto riguarda gli **interventi di maggiori dimensioni**, prevalentemente industriali, il meccanismo a supporto rimane invece quello dei **Certificati Bianchi**, con l'obiettivo di indirizzare la scelta degli investimenti più grandi sulla base della massimizzazione dell'efficacia e dell'efficienza dell'intervento.
- Date le potenzialità offerte dal **teleriscaldamento** e dal teleraffrescamento, non sfruttate appieno nel nostro Paese, particolare attenzione sarà dedicata all'attivazione di interventi che incoraggino l'applicazione di queste tecnologie. In questo ambito è prevista l'attivazione del **fondo di garanzia** per gli investimenti in reti di teleriscaldamento, istituito presso Cassa conguglio per il settore elettrico (CCSE) ed alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano.

A fronte del sistema di incentivi messo a disposizione, sono attesi circa **15-20 miliardi** di euro di investimenti al 2020, con importanti ricadute su un settore industriale in cui l'Italia già vanta un'importante presenza sul territorio nazionale ed in alcuni segmenti di mercato internazionali.

Infine, per far fronte al maggior ricorso alle biomasse per la produzione di energia termica (e di biocarburanti di seconda generazione da biomasse – vedi capitolo successivo), particolare attenzione dovrà essere dedicata alla promozione di investimenti nel **settore forestale nazionale**, in linea con le indicazioni del piano per la riduzione della CO<sub>2</sub> e della decarbonizzazione dell'economia italiana. Particolare riferimento dovrà essere prestato alle indicazioni contenute nell'Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di Carbonio (INFC), anche in relazione alla potenziale disponibilità di biomassa forestale, *in primis* quella derivante dalla gestione del bosco, ed alla coerenza con gli obiettivi e le priorità fissati dal Programma Quadro per il Settore Forestale (PQSF). Un altro passo importante sarà l'avvio di un censimento delle potenzialità di valorizzazione energetica dei terreni marginali per i quali non sussistono le condizioni di utilizzo per produzioni alimentari o per l'allevamento zootecnico, evitando di generare sovrapposizioni o competizione con tali destinazioni.

### Rinnovabili nei trasporti – Il contesto

Il settore dei trasporti è responsabile di una quota importante di emissioni di gas serra (circa il 20% nella UE), ed è causa di dipendenza energetica dato che i consumi nel settore sono basati quasi esclusivamente su prodotti petroliferi importati o raffinati in Europa da greggio importato. Per questo lo sviluppo dei biocarburanti è particolarmente importante in ambito europeo.

- In particolare, l'obiettivo europeo (uguale per tutti, anche per l'Italia) per l'utilizzo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti è del 10% al 2020, ed il principale strumento previsto dalla legislazione è costituito dall'**obbligo**, imposto ai soggetti che immettono in consumo carburanti per autotrazione, di **immettere in consumo** una determinata quota di biocarburanti (prevalentemente il biodiesel, il bioetanolo e i suoi derivati, l'ETBE e il biometano o il biidrogeno).
- Lo sviluppo dei biocarburanti è tuttavia un **tema oggetto di discussione**, dati i dubbi relativi alla sostenibilità dei biocarburanti 'convenzionali' connessi ad esempio al bilancio complessivo di riduzione delle emissioni, alla potenziale conflittualità con gli usi alimentari e agli elevati costi. La Commissione Europea sta ultimando la predisposizione della revisione della parte della direttiva 2009/28/CE relativa a biocarburanti e bioliquidi. La scelta di fondo è quella di una transizione verso la seconda e terza generazione, ma la tecnologia non è ancora sufficientemente sviluppata al momento per sostituire completamente la produzione 'convenzionale' di prima generazione.
- In attesa della revisione della direttiva, presentata dalla Commissione ed attualmente in negoziato presso il Consiglio, **l'Italia ha finora raggiunto e superato gli obblighi**, crescenti dal 1% del 2007 al 4,5% del 2012, anche grazie all'introduzione di diverse misure di supporto, quali riduzioni di accisa su contingenti di biodiesel, bioetanolo ed ETBE con accisa ridotta. Inoltre, per attuare quanto richiesto a livello comunitario, è stato istituito un Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi che prevede la verifica del rispetto di alcuni criteri per il raggiungimento dei target al 2020 nonché per l'accesso agli incentivi. Il Sistema nazionale prevede, tra l'altro, la piena operatività anche in Italia dei sistemi volontari approvati a livello EU.
- Questo ha consentito di sviluppare negli ultimi anni in Italia un **settore industriale importante** (quarto in Europa per produzione di biocarburanti) ma che sta attraversando un **periodo difficile** a causa di:
  - Forte **concorrenza** dei Paesi extra UE, attratti dalla crescente domanda europea, che si stanno spostando dalla produzione di materia prima a quella di prodotto finito (peraltro favorito fiscalmente). Molti impianti europei stanno producendo a livelli limitati, dato che i soggetti obbligati (le compagnie petrolifere) preferiscono acquistare prodotti finiti dall'estero a prezzi più competitivi.
  - **Sovraccapacità** produttiva che si è determinata in seguito alla rapida costruzione di nuovi impianti di produzione, accompagnata da un calo generalizzato della domanda a causa della crisi economica e quindi della domanda di carburanti.

Peraltro, come ci si poteva aspettare, il settore a monte (coltivazione) sia europeo che italiano è molto piccolo, poiché la materia prima importata è molto conveniente.

### Rinnovabili nei trasporti – Le iniziative

L'Italia intende **raggiungere gli obblighi europei** e parteciperà attivamente alla revisione della direttiva attesa al 2014 per un'analisi critica della sostenibilità delle soluzioni adottate finora, e per decidere come proseguire il percorso di sviluppo delle rinnovabili nel settore dei trasporti. In particolare si ritiene che:

- I biocarburanti debbano continuare a essere **inclusi negli obiettivi** di produzione delle energie rinnovabili, data la possibilità di un importante apporto alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.
- D'altra parte è fondamentale che si verifichi che i biocarburanti vengano **prodotti in maniera sostenibile**, ossia con una reale riduzione delle emissioni e senza impatti negativi sull'ambiente locale (es. disboscamenti) o sugli usi alimentari dei terreni.
- In quest'ottica, solo la **seconda e terza generazione** danno una garanzia, motivo per cui è molto importante sostenerli in termini di ricerca e di incentivi. Eventualmente, nel caso dovesse essere necessario più tempo per un adeguato sviluppo di queste tecnologie, è possibile valutare in ambito europeo di posticipare l'obiettivo del 10% fissato per il 2020. In questo ambito, l'Italia vanta una *leadership* tecnologica importante (in particolare, quella sviluppata dalla società Mossi & Ghisolfi), che occorrerà valorizzare in campo sia nazionale che internazionale. Un passo importante in questa direzione è rappresentato dal recente Protocollo di intesa per la chimica verde che, velocizzando i necessari procedimenti autorizzativi e favorendo la collaborazione tra amministrazioni e impresa, promuoverà alcuni importanti progetti nel campo della chimica industriale da fonti rinnovabili.
- Inoltre, va affrontata l'attuale situazione di **crisi del settore industriale**, il cui sviluppo è stato inizialmente favorito dal sistema di obblighi e incentivi ma che ora attraversa un momento di sofferenza.
- Infine, occorrerà supportare opportunamente lo **sviluppo del biometano per l'uso nei trasporti**. Secondo alcuni studi, il potenziale di crescita è importante in termini di volumi – fino a un miliardo di metri cubi l'anno, soprattutto per il biometano potenziale ottenibile da allevamenti, imprese di trasformazione alimentari e discariche – e in termini di ricadute per la filiera industriale, tenuto conto della *leadership* dell'industria italiana nel settore delle auto a metano e della possibilità di puntare ad un posto di primo piano anche su altri mercati. Occorrerà quindi creare le condizioni per garantire la piena competitività del biometano, commercializzabile anche attraverso la rete di distribuzione del gas naturale, con altri biocarburanti di importazione. In particolare, dal punto di vista normativo, sarà importante garantire rapidamente il riconoscimento di certificati di immissione in consumo, come meccanismo prevalente di incentivazione, che — nel caso di riconoscimento del beneficio del *double counting* al fine del raggiungimento degli obiettivi europei — viene stimato ampiamente sufficiente a garantire adeguata remuneratività a tale tecnologia.

L'utilizzo del metano, e del biometano, nel settore dei trasporti potrà crescere anche attraverso le **nuove tecnologie del settore della raffinazione**. In questo campo, sono particolarmente interessanti quelle che consentono l'utilizzo di metano, in misura più o meno rilevante, per la produzione di carburanti quali, ad esempio, la tecnologia EST (*Eni Slurry Technology*) o GTL (*gas to liquids*). Nel primo caso, si tratta di produzioni assai avanzate e che potranno determinare significativi vantaggi competitivi in maniera ambientalmente compatibile. Nel secondo caso, si producono

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili

combustibili di qualità ambientale (e tecnologica) particolarmente elevata per l'assenza, nel metano, delle tipiche impurità dei prodotti petroliferi. I suddetti vantaggi determinati dall'uso del metano in raffinazione potrebbero aumentare ancora se si creassero le condizioni (anche contrattuali, sfruttando le reti di trasporto e distribuzione del gas) per l'utilizzo del biometano.

Nel breve termine, il Governo ha adottato una serie di provvedimenti 'tattici' nel recente 'DL Crescita':

- Si è cercato di **orientare il settore verso la produzione più sostenibile**, limitando il riconoscimento del valore doppio ai fini dell'obbligo solo ai biocarburanti **di seconda generazione** (dove, come detto, vi sono eccellenze tecnologiche italiane) e a quelli prodotti da **rifiuti e sottoprodotti** che non abbiano già altri usi industriali.
- Si è intervenuti **per favorire lo sviluppo del sistema produttivo nazionale e comunitario** lungo la filiera di produzione. In particolare è stato riconosciuto un maggiore valore, ai fini del calcolo dell'obbligo comunitario, per i biocarburanti che utilizzano materia prima proveniente da coltivazioni effettuate nel territorio comunitario e sono stati introdotti vincoli autorizzativi all'importazione di biocarburanti prodotti in Paesi non appartenenti all'Unione Europea che riguardano, *inter alia*, il rispetto di quanto previsto dalla normativa ambientale del Paese nel quale si trova l'impianto o l'unità produttiva oggetto della domanda di autorizzazione.

## 4.4 Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

### Gli obiettivi

Il mercato elettrico italiano sta attraversando una fase di profonda trasformazione, guidata da numerosi cambiamenti recenti (dallo sviluppo impetuoso delle rinnovabili alla frenata della domanda, dalla forte crescita della capacità CCGT al calo dei prezzi della CO<sub>2</sub>) e attesi nei prossimi anni. In questo contesto, la strategia in questo settore punta a tre obiettivi principali:

- **Allineare prezzi e costi** dell'elettricità ai **valori europei**, anche attraverso la riduzione dei costi di produzione, per alleviare il peso in bolletta delle famiglie e delle imprese, aumentare la competitività del Paese e ridurre il livello di importazioni nette di elettricità.
- **Assicurare la piena integrazione europea**, sia attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture, sia attraverso l'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati.
- **Continuare a sviluppare il mercato elettrico libero e integrare la produzione rinnovabile**, eliminando progressivamente **tutti gli elementi di distorsione tutte le inefficienze** del mercato stesso e **assorbendo gradualmente la sovraccapacità** produttiva attuale.

Le misure definite nella SEN porteranno a una graduale ma sostanziale evoluzione dello scenario e del mix produttivo da oggi al 2020, con i seguenti cambiamenti attesi:

- Un **contenimento dei consumi** elettrici, che sono attesi sostanzialmente stabili/ in leggera crescita rispetto al 2010, a causa dell'andamento economico, ma soprattutto grazie alla forte spinta sull'efficienza energetica, anche se è previsto un progressivo spostamento verso il vettore elettrico a discapito di altre fonti.
- Un mix produttivo con un forte **incremento dell'incidenza delle energie rinnovabili**, previsto al 34-38% dei consumi finali, che diventano quindi la prima fonte al pari del gas. Insieme, **rinnovabili e gas coprono circa il 75%** dei consumi elettrici. Il carbone mantiene sostanzialmente la propria quota, mentre si assiste ad un quasi **azzeramento dell'olio** combustibile.
- Una **riduzione delle importazioni nette**, guidata da un graduale avvicinamento dei nostri prezzi all'ingrosso a quelli europei, a sua volta dovuto all'atteso allineamento dei prezzi gas, oltre che al venir meno del 'premio' per i Certificati Verdi (che da solo vale circa 6 Euro/MWh).
- Una **maggiore apertura del mercato al dettaglio** attraverso la rimozione di alcuni ostacoli che ne limitano lo sviluppo.

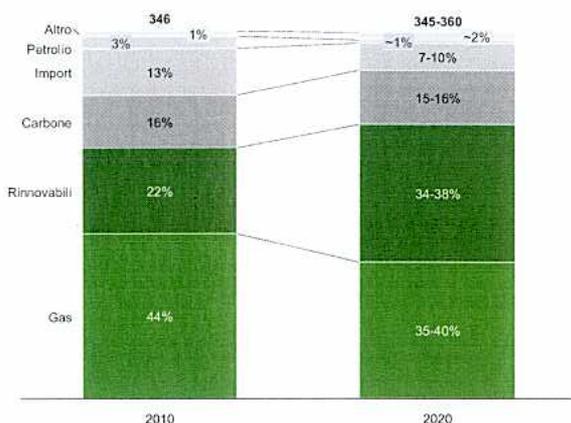
## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

TAVOLA 41

#### Contenimento dei consumi elettrici ed evoluzione verso mix gas-rinnovabili

Evoluzione dei consumi elettrici lordi, TWh, %



Fonte: MSE, ENEA

## Il contesto

Il mercato elettrico si trova in una fase di importanti cambiamenti:

- Il progressivo **processo di liberalizzazione** delineato alla fine degli anni '90 ha raggiunto negli ultimi anni **piena maturità**: gli 'istituti' del mercato all'ingrosso in Italia sono oggi ben sviluppati (attori, regole, strumenti), e sono stati in grado di ampliare e diversificare l'offerta, riducendo il grado di concentrazione, e di stimolare importanti investimenti in capacità produttiva e nelle reti, con effetti significativi sui margini di riserva, sull'impatto ambientale e sulla qualità del servizio al consumatore. Restano aree di inefficienza del mercato all'ingrosso e in cui è ancora presente la possibilità dell'esercizio del potere di mercato in presenza di vincoli di trasmissione dell'energia dei produttori, soprattutto in zone geografiche non pienamente integrate dal punto di vista della rete con il resto del sistema. Occorre inoltre continuare a sviluppare la liberalizzazione del mercato *retail* affinché il consumatore finale, laddove intenda passare al mercato libero, sia messo effettivamente nelle condizioni di scegliere in modo consapevole l'offerta che più si conforma alle proprie specifiche esigenze e di appropriarsi concretamente dei benefici derivanti dalla liberalizzazione. In tale ambito, sono da rimuovere i potenziali ostacoli ad un pieno utilizzo da parte degli utenti delle offerte concorrenziali nel mercato libero, quali un migliorabile livello di trasparenza delle informazioni fornite al consumatore e il sussistere di elementi di inefficienza nei rapporti tra distributore, venditore e consumatore finale.
- Questo contesto è **oggi in trasformazione**, guidata da numerosi fenomeni che si sono presentati negli ultimi anni. In particolare, la **rapida crescita di capacità produttiva CCGT e rinnovabile** (in particolare solare) e la contemporanea frenata dei consumi di energia elettrica hanno portato ad una

**Formattato:** Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

**Formattato:** Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

**Formattato:** Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

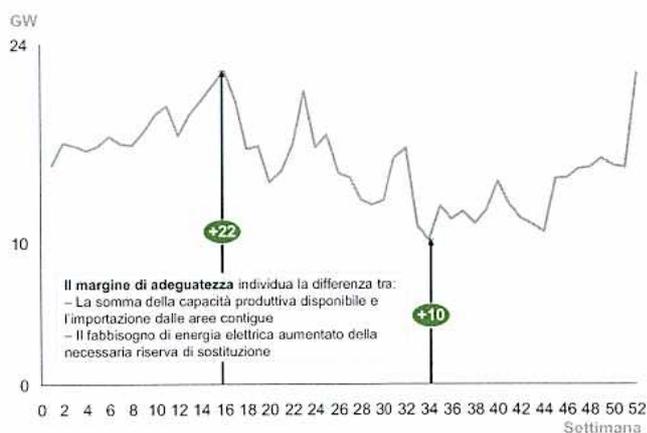
situazione di forte sovraccapacità rispetto alle necessità di copertura: il margine di adeguatezza nazionale (si veda la Tavola seguente) mostra chiaramente una situazione di ampia disponibilità di capacità con riferimento all'anno 2012 nel breve/medio periodo – quantomeno per quanto riguarda il Continente.

**Formattato:** Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

TAVOLA 42

### Non sono riscontrabili problemi di margini di adeguatezza nel Continente

Andamento settimanale dei margini di adeguatezza nel Continente, stima 2012, GW



Fonte: Elaborazione su dati Terna

In questo scenario in profondo mutamento, il sistema dovrà affrontare nei prossimi anni **tre sfide principali**:

- La riduzione dei costi e dei **prezzi** dell'elettricità, oggi tra i più alti in Europa.
- La piena realizzazione dell'integrazione con i mercati europei, per cui sarà necessario **rinforzare le interconnessioni di rete ed omogeneizzare governance e procedure di mercato**.
- L'integrazione nel mercato elettrico delle **fonti rinnovabili**, in particolare delle tecnologie solare ed eolica, con le relative **problematiche di rete e di sicurezza** del servizio.

Analizziamo più in dettaglio queste tre sfide.

- Per quanto riguarda i **costi e i prezzi** dell'elettricità, oggi notevolmente più alti della media europea, abbiamo già visto nel capitolo 1.3 come essi siano dovuti a 4 ragioni strutturali principali:
  - Il **mix** di generazione elettrica, che in Italia è principalmente basato su gas e rinnovabili (quasi l'80%, escludendo l'import) e si differenzia notevolmente da quello della media europea per l'assenza di nucleare e la bassa incidenza di carbone, che possono offrire costi inferiori. Negli ultimi anni, le dinamiche di prezzo del carbone e della CO<sub>2</sub> (-7% e -50%

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4 Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

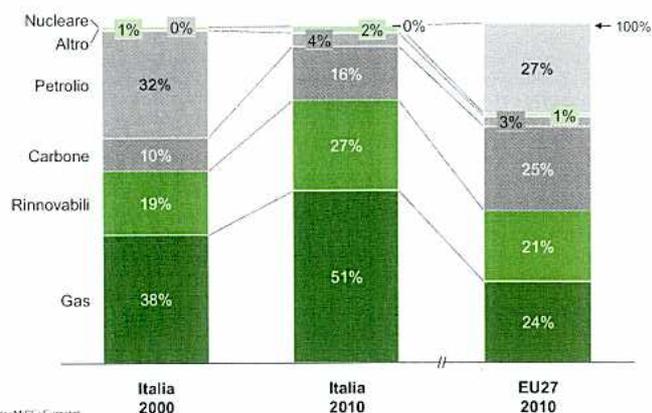
rispettivamente dal 2010) hanno inciso negativamente sul differenziale di costo di generazione italiano.

Per il futuro, la situazione potrebbe sostanzialmente cambiare: innanzitutto, in base all'evoluzione delle politiche europee in materia di CO<sub>2</sub> (ad esempio l'eventuale adozione del meccanismo di 'Back Loading ETS') e alle dinamiche future del prezzo del carbone, la convenienza relativa delle diverse tecnologie potrebbe variare; inoltre si prevede che i principali Paesi europei, nel far fronte alle politiche ambientali e all'uscita dal nucleare, prevedibilmente convergeranno in modo graduale verso un mix più simile a quello italiano, e questo contribuirà alla convergenza tra i nostri prezzi e quelli europei (la IEA nel WEO 2012 stima una riduzione delle generazione a carbone e nucleare media europea al 2020 pari a circa 8-10 punti percentuali rispetto al 2010).

TAVOLA 43

#### Il mix di generazione si è evoluto significativamente nell'ultimo decennio, e risulta oggi molto differente da quello europeo

Mix generazione elettrica lorda per fonte, %



Fonte: MISE; Eurostat

- I prezzi all'ingrosso del **gas** che, come analizzato precedentemente, con un differenziale nel 2012 di circa 3,7 euro/MWh rispetto ai prezzi europei, hanno determinato un incremento di circa 7-8 euro/MWh sui costi della produzione elettrica di una centrale CCGT rispetto ad analoga produzione europea.
- Gli incentivi alla **produzione rinnovabile** elettrica che incidono sia sul prezzo all'ingrosso, per effetto del sistema dei Certificati Verdi, sia sugli oneri di sistema e, quindi, sul prezzo finale, per effetto delle tariffe incentivanti. Se il sistema basato sugli obblighi di acquisto dei Certificati Verdi vedrà la propria scomparsa nel 2016, gli altri incentivi continueranno a pesare ancora per molti anni (ancorché non direttamente sul prezzo all'ingrosso). Come già

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

analizzato, questi ultimi oneri sono pari a circa 10,5 miliardi di euro l'anno incidendo già oggi per oltre il 20% della bolletta elettrica totale (escluse imposte) e sono destinati ad aumentare.

- **Inefficienze e colli di bottiglia** nella rete (con un sovra-costi stimato di circa 500-600 milioni di euro l'anno per il **sSistema**), come ad esempio quelli tra le isole **maggiori** e il continente, che determinano ancora un significativo differenziale di prezzo e costituiscono aree dove la concorrenza e le dinamiche di mercato sono **oggettivamente** limitate da vincoli strutturali, rendendo possibili fenomeni di sfruttamento di potere di mercato da parte degli operatori presenti. Altra area di intervento riguarda le strozzature di rete tra il Centro e il Sud Italia, che possono limitare il potenziale di produzione rinnovabile (e quindi determinano la necessità di 'staccare' ad esempio la produzione eolica in *overflow*, pur pagando tale mancata produzione); costi di sistema connessi ad **alcune politiche pubbliche** finanziate in bolletta (incentivi CIP6 ~~per la produzione non rinnovabile~~, ricerca di sistema, oneri per lo smantellamento e compensazione territoriale per il nucleare); **agevolazioni specifiche** per certi segmenti di clientela o di supporto ai grandi consumatori di energia.

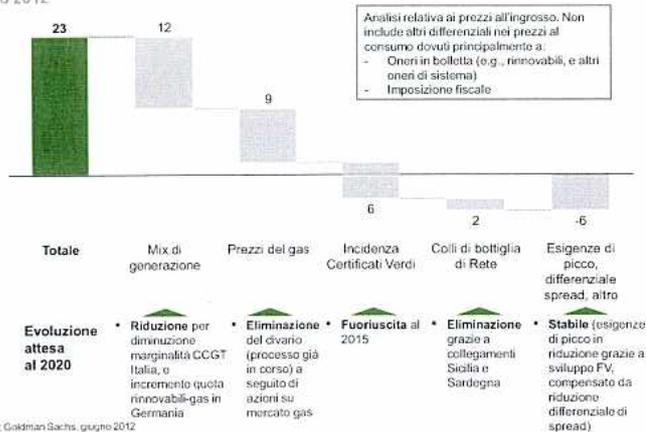
## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

TAVOLA 44 [IN CORSO DI AGGIORNAMENTO]

### Il differenziale tra i prezzi dell'energia italiani e quelli europei è previsto in progressiva riduzione

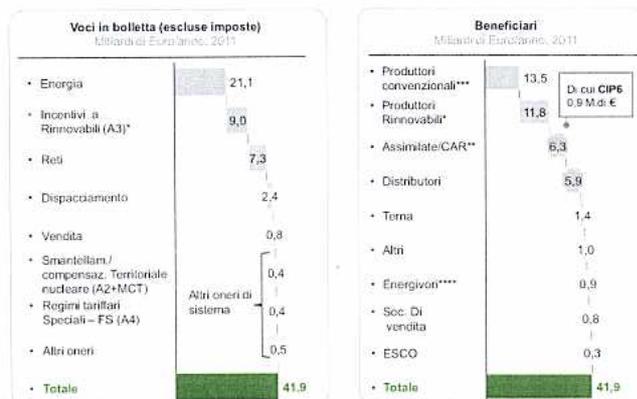
Differenziale tra i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso Italia - Germania, €/MWh, stime a giugno 2012



Fonte: MSE; Goldman Sachs, giugno 2012

TAVOLA 45

### E' importante agire su tutte le voci di costo critiche della 'bolletta elettrica' italiana



\* Costo cumulo degli impianti installati a fine 2011. Energia: 3 Mdi; A3PV: 5,6 Mdi; A3 non PV: 2,5 Mdi; Ricavo CV: 0,7 Mdi  
 \*\* CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento). Energia: 5,4 Mdi; A3: 0,9 Mdi (CIP6 non rinnovabile)  
 \*\*\* Energia: 12,7 Mdi; Cap payment: 0,15; Servizi: 1 Mdi; UEES: 0,3. Costo CV: -0,7 Mdi  
 \*\*\*\* Itelesompiblica: 0,6 Mdi; Importi virtuale: 0,3 Mdi (1° esecuzioni: 0,3 Mdi)

- Per quanto riguarda la piena integrazione dei mercati e dei sistemi elettrici con l'Europa, questa rappresenterà senz'altro una sfida in termini di regolamentazione e di sviluppo infrastrutturale, anche

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

per i tempi ristretti previsti dalla *Roadmap* europea. In termini generali, è un processo che può offrire importanti margini di sviluppo della concorrenza interna e rappresentare, per il nostro sistema in forte sovraccapacità, un'**opportunità** di esportazione di energia – o di riduzione delle importazioni – e di nuovi servizi di "flessibilità" che il sistema nazionale può offrire al sistema europeo in un contesto di allineamento dei prezzi alla media europea. Infatti:

- o La Commissione europea spinge per una **rapida integrazione dei mercati**, individuando nel **2014 la *deadline*** per la creazione del mercato unico dell'energia. In particolare, con l'adozione del Terzo Pacchetto Energia si è dato un forte impulso al processo di creazione di un mercato unico dell'elettricità, con un rafforzamento delle funzioni degli organismi sovranazionali (ACER e ENTSO-E), una maggiore responsabilizzazione delle Autorità di regolazione e dei gestori di rete nazionali e soprattutto attraverso la previsione di codici di rete europei (contenenti regole comuni per l'accesso alle reti, i requisiti per i generatori, la gestione delle congestioni, nonché il *price coupling* dei mercati del giorno prima, l'integrazione dei mercati *intraday* basata sulla negoziazione continua sempre più prossima al tempo reale e le nuove regole per l'approvvigionamento dei servizi ancillari e la gestione dei bilanciamenti) che lasciano tra l'altro prevedere un diverso utilizzo delle linee di interconnessione, caratterizzato da una **più accentuata variabilità e bidirezionalità** degli scambi.
- o Inoltre, come detto in precedenza, si prevede un **progressivo avvicinamento di molte aree del Centro Europa alla composizione del nostro parco di generazione**. Questo avvicinamento sarà guidato dalle politiche energetiche di uscita dal nucleare di diversi Paesi tra i quali la Germania (che ha già provveduto allo chiusura di oltre 8 GW e prevede la dismissione del restante parco produttivo entro il 2022), la Svizzera (che sta delineando un programma di dismissione che si concluderà nel 2034), il Belgio (che ha stabilito la chiusura dei 7 reattori nucleari del paese tra il 2015 ed il 2025), la Francia (che prevede una riduzione della quota nucleare nel suo mix); dagli stringenti vincoli europei sulle emissioni delle centrali a carbone che entreranno in vigore nel 2016, oltre che dalla possibile evoluzione delle politiche europee di riduzione della CO<sub>2</sub>, che potrebbero comportare prezzi della CO<sub>2</sub> più elevati di quelli attuali; infine, molti Paesi vedranno crescere la propria quota di produzione rinnovabile, con necessità di disporre di impianti che offrano servizi di flessibilità. Questi cambiamenti prefigurano la necessità di costruzione di nuova capacità ovvero di riconversione di quella esistente (nella quale un ruolo centrale è prevedibile per i cicli combinati a gas naturale) o di importazione di energia elettrica. Si tratta di scenari ancora in costruzione, in buona parte dipendenti da decisioni dei Governi e delle Istituzioni europee non ancora del tutto definite, quindi difficilmente desumibili solo in base a dinamiche di mercato. In ogni caso, è verosimile che questi cambiamenti porteranno una tendenza al rialzo dei prezzi medi europei dell'elettricità, a parità di prezzi attuali dei combustibili, con conseguente possibilità di modifica della nostra posizione nei flussi di scambio. Ad esempio, da prime stime risulterebbe che, nel 2011, se i **cicli combinati italiani avessero avuto un costo del gas a livello europeo** (obiettivo chiave della SEN) e non fossero penalizzati dal costo implicito dei Certificati Verdi, sarebbero stati competitivi rispetto ai mercati continentali per più di 1500 ore addizionali l'anno; al di là dell'analisi su un anno, è chiaro che ciò che conta sono le prospettive nei prossimi anni e l'evoluzione anche tecnologica del mix di

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4 Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

generazione. Esiste comunque convergenza su alcuni effetti qualitativi positivi che l'integrazione dei mercati europei avrà, in termini di facilitazione degli scambi, migliore allocazione della capacità di transito, aumento del grado di concorrenza sui singoli mercati. Queste condizioni di partenza creano un potenziale mercato rilevante di esportazione dell'energia e dei servizi forniti dai cicli combinati italiani verso il centro Europa, che potremo quantificare e valorizzare seguendo l'evoluzione attesa dei mercati esteri, e rendere effettivo attraverso le azioni previste sul sistema gas e scontando l'effetto dei cambiamenti del mix centro-europeo sopra descritti.

- Infine, sarà fondamentale gestire l'**integrazione** della crescente capacità **rinnovabile non programmabile**. In particolare, la rapidissima crescita delle rinnovabili pone all'attenzione due principali criticità:
  - Una criticità di rete dovuta ad un **eccesso di produzione rispetto ai consumi** a livello locale o nazionale. La concentrazione della capacità in aree del territorio lontane dai centri di consumo, e caratterizzate da un assetto della rete che non si è sviluppato di pari passo con la diffusione degli impianti, crea infatti problemi di sovra-produzione locale in certe condizioni, soprattutto con riferimento alla generazione distribuita (es. presenza di elevato irraggiamento solare e di elevata ventosità a fronte di consumi ridotti), con rischi per l'equilibrio e la sicurezza della rete e costi dovuti alla gestione dei flussi sulla rete ed alla ~~alla~~ remunerazione della eventuale mancata produzione. In determinati momenti, già oggi la produzione nazionale da rinnovabile si avvicina all'intera domanda nazionale di elettricità. Questo fenomeno è destinato ad acuirsi nel prossimo futuro, con l'aumentare di capacità rinnovabile disponibile.  
Questa criticità si riscontra ~~anche~~ soprattutto ~~anche~~ sulla rete di distribuzione, a cui è connessa una quota crescente di generazione rinnovabile. Le reti di distribuzione dovranno quindi sviluppare le logiche e le infrastrutture necessarie alla gestione delle immissioni locali e di interfaccia con la rete di trasmissione, con conseguente necessità di investimento.
  - Una criticità di mercato dovuta da una parte alla necessità di garantire un'**adeguata capacità di back-up** per la sicurezza del sistema e dall'altra agli effetti dello **spiazzamento del parco termoelettrico** (soprattutto CCGT). La forte incidenza di generazione rinnovabile con scarsa prevedibilità e con rapidi cambiamenti dei livelli di produzione impone infatti un elevato livello di riserva ~~caratterizzata da ed~~ un ~~alto~~ elevato grado di flessibilità ~~di tale riserva~~, che si concretizza in interventi da parte del gestore di rete che possono comportare un incremento dei costi per il sistema, dovuti alla necessità di acquistare maggiori risorse più pregiate e quindi scarse sui mercati dei servizi di dispacciamento e di bilanciamento. D'altra parte, il parco termoelettrico, sempre più essenziale per assicurare la sicurezza nelle condizioni di maggior stress descritte sopra, si trova ad essere chiamato in esercizio in uno spazio temporale sempre più limitato (sia per l'aumento della produzione rinnovabile, sia e soprattutto per la frenata dei consumi e per l'aumento di capacità CCGT installata), con effetti sulla dinamica dei prezzi offerti nelle diverse ore della giornata (ne è testimone il recente fenomeno del forte aumento dei prezzi a fine serata, quando la produzione solare cessa). Nel lungo termine, vi è inoltre la prospettiva di una riduzione dell'offerta disponibile: alcuni gruppi ad olio hanno già avviato la fermata; altri impianti potrebbero decidere di farlo nei prossimi anni per effetto dei nuovi limiti di emissione in atmosfera che, dal 2016, potrebbero essere

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto, Non Evidenziato

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

applicati al parco di generazione esistente, salvo alcune flessibilità consentite; possibili ulteriori fermate/ chiusure sono connesse alla capacità in eccesso sul mercato. Tale riduzione di capacità può comportare nel medio-lungo termine potenziali rischi, sia per la sicurezza del sistema in specifiche aree, sia per la potenziale ri-concentrazione dell'offerta.

#### Le iniziative

Le sfide descritte sopra richiedono un approccio strutturato ed un ampio spettro di iniziative, che sono di seguito articolate secondo i tre elementi sopra descritti:

##### 1. Eliminazione del differenziale di costo

Per **eliminare il differenziale di costo** con i nostri *partner* europei sono innanzitutto essenziali l'allineamento dei prezzi del gas e degli incentivi alle rinnovabili, già descritte negli specifici capitoli: questi due cambiamenti contribuiranno in maniera fondamentale all'allineamento dei costi energetici italiani. Oltre ad essi, si ritengono prioritarie tre azioni: il potenziamento dell'azione di **sviluppo della rete interna** per ridurre i colli di bottiglia e superare possibili restrizioni del mercato e riduzioni dei margini di concorrenza; il contenimento delle attuali diffuse **inefficienze, sovraccosti e delle distorsioni** di mercato; una **revisione delle agevolazioni** a specifici segmenti di clientela.

- Da un punto di vista **infrastrutturale**, il Piano di **sviluppo della rete** di trasmissione dovrà dare massima priorità agli interventi volti a **ridurre le congestioni tra zone di mercato** (aumentando la capacità di transito tra le stesse di circa 5.000 MW) ed i poli di produzione limitata ed eliminare i vincoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti (e, come descritto più avanti, di quelli da fonti rinnovabili). Per questo, le semplificazioni amministrative introdotte nel processo di valutazione del Piano e di autorizzazione delle singole opere devono **portare ad una maggiore efficacia della fase di condivisione preventiva dei percorsi e dei tracciati, riducendo così i tempi per l'avvio e la realizzazione** delle opere; come per le centrali elettriche nel 2002, anche in questo campo, si punta ad una più efficace collaborazione istituzionale tra Stato e Regioni, da sancire con uno specifico accordo, che **fissi obiettivi e strumenti della riduca i tempi della concertazione preventiva**. Sarà inoltre rilevante la partecipazione del regolatore alla valutazione formale del Piano – a partire dal Piano di Sviluppo 2012, per effetto ed in coerenza con quanto previsto dal Terzo Pacchetto sulle liberalizzazioni, **come anche l'esistenza di una regolazione tariffaria adeguata al livello di pianificazione prevista e rivolta all'efficienza realizzativa**.

**Il fenomeno della "zonalità"** dei prezzi si è lentamente attenuato e oggi – **con la** piena efficienza del **SAPEI a partire dagli ultimi mesi del 2012**, dopo un primo periodo di entrata in esercizio con **alcune** fasi di indisponibilità – si può affermare che riguarderà in modo strutturale essenzialmente solo la Sicilia ancora per qualche anno, fino alla realizzazione del nuovo elettrodotto di collegamento Sorgente-Rizziconi con il continente e al completamento della rete siciliana. Nel resto del Mezzogiorno, i prezzi degli ultimi anni si sono andati sostanzialmente allineando a quelli del **resto del Continente**, come esito delle politiche di sviluppo delle reti e dei nuovi poli di produzione. Ciò nonostante, rimangono vincoli importanti di esercizio all'interno **di alcune** aree, **risolvibili solo operando in modo che le opere autorizzate siano realizzate nei tempi previsti**.

Formattato: Tipo di carattere: Non Grassetto

Formattato: Non Evidenziato

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

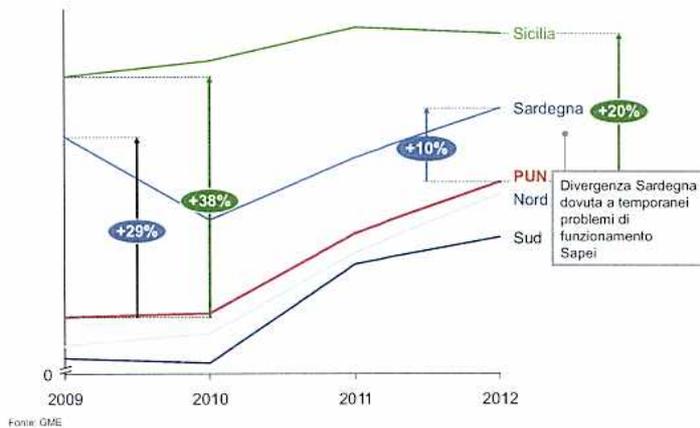
Oltre a consentire il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente e la rimozione di vincoli allo sfruttamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, gli investimenti [previsti dal Piano del Piano di Sviluppo 2012](#) comporteranno importanti benefici in termini di **riduzione delle perdite di rete** e **riduzione dei costi del Mercato del Servizio del Dispacciamento (MSD)**.

Infine, alla luce dei miglioramenti delle condizioni di sicurezza e dell'aumento della capacità di interconnessione fisica, **alcune misure di sicurezza e flessibilità** (interrompibilità semplice e speciale, 'interconnector', esonero dagli oneri di dispacciamento) che pesano per circa un miliardo di Euro sulla bolletta nazionale, **andranno nel tempo rivedute**.

TAVOLA 46

### Progressiva convergenza dei prezzi zonali, ancora da completare per Sicilia e Sardegna

Prezzi zonali medi annui, €/MWh



- Per quanto riguarda gli **'altri oneri di sistema'** (diversi dagli incentivi alle fonti rinnovabili, di cui si è già parlato), che pesano per circa il 4% sul costo dell'energia elettrica per l'utente finale medio, si è avviata un'attenta revisione delle voci in bolletta con la finalità di ridurre l'impatto specifico, pur salvaguardando gli investimenti attivati e le politiche pubbliche sottostanti. La revisione è già cominciata sugli incentivi Cip6 alle fonti non rinnovabili, dando attuazione in molti casi alla risoluzione anticipata volontaria delle convenzioni, e sarà a breve estesa anche agli incentivi CIP6 alle fonti rinnovabili e ai rifiuti (anche in questo caso, in termini di risoluzione anticipata volontaria delle convenzioni); saranno a breve ridefiniti i parametri per la tariffa incentivante (Costo evitato combustibile, CEC), secondo quanto previsto dalla legge 99/2009 su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con conseguenti ulteriori risparmi. I provvedimenti già adottati produrranno, per effetto dell'adesione volontaria alla fuoriuscita dal regime Cip 6 di impianti non rinnovabili e dell'aggiornamento dei parametri di calcolo della tariffa, un risparmio complessivo stimato superiore ai 400 milioni di euro l'anno, cui deve aggiungersi l'impatto dell'aggiornamento del calcolo dei costi dei combustibili convenzionali.

## La Nuova Strategia Energetica Nazionale

### 4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico

Nella stessa direzione vanno le nuove norme per recuperare i ritardi nel *decommissioning* nucleare (ancora ad un livello di completamento inferiore al 15% dopo oltre 25 anni dalla fermata delle centrali atomiche) e nella costruzione di un Deposito Nazionale di rifiuti radioattivi e del Parco Tecnologico che, oltre a rispondere ad un preciso obbligo sia verso l'Unione Europea sia verso i territori che oggi ospitano i depositi temporanei, consentirà nel lungo termine di rivedere i costi complessivi (a vita intera) della gestione dei rifiuti nucleari, oggi imputati in tariffa elettrica. Anche se qui richiamato per il contributo che può apportare alla riduzione dei prezzi dell'energia, il programma di *decommissioning* rappresenta una grande priorità per il Governo, come testimoniano i risultati positivi raggiunti nell'ultimo anno, con il completamento della valutazione di numerosi progetti di intervento bloccati da anni, l'autorizzazione di due progetti di smantellamento di ex centrali nucleari, la sostanziale conclusione della valutazione anche per gli altri due progetti di smantellamento, l'avvio del lavoro di definizione dei requisiti di sicurezza e di idoneità per le aree possibili sedi del Deposito nazionale.

Se queste sono le aree più significative di intervento, un beneficio nel contenimento degli oneri potrà venire anche da altre iniziative: ad esempio, una maggiore concorrenza in ambito **idroelettrico**, attraverso lo svolgimento di gare competitive per l'aggiudicazione delle concessioni in prossima scadenza e la destinazione di una parte dei proventi delle offerte per l'aggiudicazione delle concessioni alla riduzione degli oneri di Sistema, secondo criteri che saranno concordati nei prossimi mesi con le Regioni. Più in generale, sarà avviata un'operazione di complessiva **revisione dei corrispettivi a copertura di tutti gli oneri del sistema elettrico**.

Inoltre, un'**ulteriore riduzione delle inefficienze** del sistema appare possibile spingendo verso una maggiore **razionalizzazione della distribuzione dell'elettricità** dove il permanere di imprese di dimensione sub-ottimale (i distributori con meno di 5.000 clienti sono ancora un centinaio, su un totale di circa 150 operatori) impatta negativamente sui costi dei servizi energetici.

- Infine, per quanto riguarda le **agevolazioni a specifici segmenti** di clientela, vi è sicuramente un'opportunità di razionalizzazione ~~di questi~~ in direzione equitativa. Si procederà pertanto ad una **revisione dei criteri di imputazione degli oneri ai clienti finali**, salvaguardando le attività produttive ad elevata intensità energetica e ricercando una maggiore equità contributiva a vantaggio del sistema delle piccole e medie imprese "energivore". Diverse categorie, in particolare i piccoli-medi consumatori ad elevata incidenza di consumi energetici, risultano infatti svantaggiate dall'attuale sistema. Per affrontare questo problema, con il 'DL Sviluppo' si sono definiti i criteri e gli strumenti per una rideterminazione delle componenti fiscali e parafiscali (es. oneri per le rinnovabili) sulle imprese a forte consumo energetico, non solo tenendo conto della quantità di energia consumata ma anche del peso che essa riveste sui costi di produzione e sull'attività d'impresa.