

Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile

Marzo 2013

Premessa

Il contesto nazionale e internazionale di questi anni è difficile ed incerto. La crisi economica ha investito tutte le economie occidentali – e il nostro Paese è stato tra quelli più colpiti. Allo stesso tempo, lo sviluppo senza precedenti di molte regioni del mondo sta esercitando una pressione sempre più forte sugli equilibri ambientali e sui prezzi delle materie prime, tra cui quelle energetiche.

Per l'Italia è prioritario tornare a crescere in maniera sostenibile – dal punto di vista economico e ambientale. Solo così avremo sviluppo, occupazione e risorse per garantire maggiore equità e ridurre il nostro ingente debito pubblico. E per crescere è necessario aumentare la competitività delle imprese e del nostro sistema economico.

Il settore energetico ha un ruolo fondamentale nella crescita dell'economia del Paese, sia come fattore abilitante (avere energia a costi competitivi, con limitato impatto ambientale e con elevata qualità del servizio è una condizione essenziale per lo sviluppo delle imprese e per le famiglie), sia come fattore di crescita in sé (pensiamo ad esempio al potenziale della Green economy). Assicurare un'energia più competitiva e sostenibile è dunque una delle sfide più rilevanti per il futuro del nostro Paese.

Ecco perché il Governo ha ritenuto indispensabile lavorare alla definizione di una Strategia Energetica Nazionale che esplicitasse in maniera chiara gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni, tracciasse le scelte di fondo e definisse le priorità d'azione, sapendo di agire in un contesto di libero mercato e con logiche complesse e in continuo sviluppo, che richiederanno quindi un processo regolare di monitoraggio e di aggiornamento di scenari e obiettivi.

A questo documento si è arrivati attraverso un'ampia consultazione pubblica ed un confronto diretto con le istituzioni, con gli istituti ed i centri di ricerca, con associazioni e parti sociali e con i principali attori economici coinvolti, direttamente e indirettamente, nel settore energetico. Il risultato si propone di offrire un insieme largamente condiviso di analisi e di indicazioni di politica energetica e una linea-guida per le azioni del futuro, in modo da incidere in maniera strutturale su uno dei settori strategici per la crescita e il miglioramento della qualità della vita del nostro Paese.

Contenuti

Sintesi dei messaggi chiave

1. Il contesto internazionale e italiano

- 1.1. Due 'vincitori' nello scenario globale
- 1.2. Il percorso europeo verso la decarbonizzazione e il mercato unico
- 1.3. Il punto di partenza per l'Italia: sfide e opportunità

2. Gli obiettivi della nuova Strategia Energetica Nazionale

- 2.1. Il ruolo dell'energia per la crescita e il valore di una Strategia Energetica
- 2.2. Quattro obiettivi chiave per il settore

3. Le priorità d'azione e i risultati attesi al 2020

- 3.1. Sette priorità per i prossimi anni
- 3.2. Risultati attesi al 2020

4. Approfondimento delle priorità d'azione

- 4.1. Efficienza energetica
- 4.2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo
- 4.3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili
- 4.4. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico
- 4.5. Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti
- 4.6. Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali
- 4.7. Modernizzazione del sistema di *governance*

5. L'evoluzione del sistema al 2050

- 5.1. Le scelte di fondo
- 5.2. I possibili scenari evolutivi e le implicazioni per il sistema
- 5.3. Ricerca e sviluppo nel settore dell'energia

Sintesi dei messaggi chiave [da aggiornare al termine]

Contesto e obiettivi

In un contesto macroeconomico difficile e incerto, tutti gli sforzi del Paese devono essere orientati verso la ripresa di una **crescita sostenibile**. Questa non può che avvenire attraverso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema economico italiano.

In questo contesto, il nostro sistema energetico può e deve giocare un ruolo chiave per migliorare la **competitività** italiana. Affrontare i principali nodi del settore rappresenta un'importante riforma strutturale per il Paese. Per farlo è essenziale rispondere ad alcune importanti sfide:

- Prezzi dell'energia per imprese e famiglie superiori rispetto a quelli degli altri Paesi europei (un altro 'spread' che ci penalizza fortemente).
- Sicurezza di approvvigionamento non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas, ed elevata dipendenza da fonti fossili di importazione.
- Alcuni operatori del settore in difficoltà economico-finanziarie.

Rilanciare la competitività non implica tuttavia un compromesso con le scelte di **sostenibilità ambientale** che sono state fatte con l'adesione agli obiettivi europei per il 2020 e con la definizione del percorso di decarbonizzazione verso il 2050. Al contrario, è necessario che competitività e sostenibilità ambientale vadano a braccetto.

Far fronte alle conseguenze relative al cambiamento climatico, assicurare la competitività del sistema produttivo e garantire la sicurezza e l'accessibilità energetica a tutti i cittadini sono le problematiche che segneranno l'Italia e l'Europa **nel lungo-lunghissimo periodo (fino al 2050)**, e che richiederanno una **trasformazione radicale** del sistema energetico e del funzionamento della società.

Coerentemente con queste necessità, la nuova Strategia Energetica Nazionale si incentra su **quattro obiettivi principali**:

1. **Ridurre significativamente il gap di costo** dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020, e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiane ed europea. E' questa l'area in cui si parte da una situazione di maggior criticità e per la quale sono necessari i maggiori sforzi: differenziali di prezzi di oltre il 25% ad esempio per l'energia elettrica hanno un impatto decisivo sulla competitività delle imprese e sul bilancio delle famiglie.
2. **Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione** definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20") ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della *Roadmap 2050*. Tutte le scelte di politica energetica quindi mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione, già oggi tra i più elevati al mondo, e a far assumere al Paese un ruolo esemplare a livello globale.
3. **Continuare a migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento**, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero. E' necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta ad eventi

critici (come la crisi del gas del febbraio 2012 ci ha dimostrato) e ridurre il nostro livello di importazioni di energia, che oggi costano complessivamente al Paese circa 62 miliardi di euro l'anno, e che ci espongono direttamente ai rischi di volatilità e di livelli di prezzo attesi nel prossimo futuro.

4. **Favorire la crescita** economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia può e deve essere un obiettivo in sé della strategia energetica, considerando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita (stimati 38 mila miliardi di investimenti mondiali al 2035 dalla IEA) e la tradizione e competenza del nostro sistema industriale in molti segmenti rilevanti. In questo ambito, particolare attenzione andrà rivolta alla crescita di tutti i segmenti dell'economia 'verde', di cui sarà importante saper sfruttare appieno il potenziale.

Priorità d'azione e risultati attesi al 2020

Nel **medio-lungo periodo, ovvero per il 2020**, per il raggiungimento degli obiettivi citati nella strategia si articola in **sette priorità** con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

1. **Efficienza energetica.** L'efficienza energetica contribuisce al raggiungimento di tutti gli obiettivi di politica energetica menzionati nel capitolo precedente: la riduzione dei nostri costi energetici, grazie al risparmio di consumi; la riduzione dell'impatto ambientale (l'efficienza energetica è lo strumento più economico per l'abbattimento delle emissioni, con un ritorno sugli investimenti spesso positivo per il Paese, e quindi da privilegiare per raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale); il miglioramento della nostra sicurezza di approvvigionamento e la riduzione della nostra dipendenza energetica; lo sviluppo economico generato da un settore con forti ricadute sulla filiera nazionale, su cui l'Italia vanta numerose posizioni di *leadership* e può quindi guardare anche all'estero come ulteriore mercato in rapida espansione.
Con un forte impulso all'efficienza energetica verrà assorbita una parte sostanziale degli incrementi attesi di domanda di energia al 2020, sia primaria che di consumi finali. In questo contesto, il settore dovrà quindi fronteggiare realisticamente uno scenario di domanda complessiva che resterà ferma su livelli paragonabili a quelli degli ultimi anni.
2. **Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo.** Per l'Italia è prioritario creare un mercato interno liquido e concorrenziale e completamente integrato con gli altri Paesi europei. Inoltre, nei prossimi 20 anni l'Europa aumenterà significativamente l'importazione di gas (circa 190 miliardi di metri cubi in più, secondo l'IEA): per il nostro Paese questa può essere l'opportunità di diventare un importante crocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa. L'impatto principale atteso dei cambiamenti sopra descritti è quello di un allineamento dei nostri prezzi del gas a quelli europei, cui si accompagnerà un incremento della sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato. Il prezzo del gas più competitivo consentirà, da un lato di diventare Paese di interscambio e/o di transito verso il Nord Europa, dall'altro di restituire competitività al parco italiano di cicli combinati a gas, riducendo le importazioni elettriche.
3. **Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili.** L'Italia intende superare gli obiettivi di produzione rinnovabile europei ('20-20-20'), contribuendo in modo significativo alla riduzione di emissioni e all'obiettivo di sicurezza energetica. Nel fare ciò, è però di grande importanza contenere la spesa in bolletta, che grava su imprese e famiglie, allineando il livello degli incentivi ai valori europei e spingendo lo sviluppo dell'energia rinnovabile termica, che ha un buon potenziale di crescita e costi specifici inferiori a quella elettrica. Occorrerà inoltre orientare la spesa verso le tecnologie e i settori

più virtuosi, ossia con maggiori ritorni in termini di benefici ambientali e sulla filiera economica nazionale (in tal senso, particolare attenzione verrà rivolta al **riciclo** e alla valorizzazione dei rifiuti). Le rinnovabili rappresentano infatti un segmento centrale di quella *green economy* che è sempre più considerata a livello internazionale un'opportunità per la ripresa economica.

4. **Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico.** Il settore elettrico è in una fase di profonda trasformazione, determinata da numerosi cambiamenti; solo per citare i più evidenti: la frenata della domanda, la grande disponibilità (sovrabbondante) di capacità di produzione termoelettrica e l'incremento della produzione rinnovabile, avvenuto con un ritmo decisamente più veloce di quanto previsto nei precedenti documenti di programmazione. In tale ambito, le scelte di fondo saranno orientate a mantenere e sviluppare un mercato elettrico libero, efficiente e pienamente integrato con quello europeo, in termini sia di infrastrutture che di regolazione, e con prezzi progressivamente convergenti a quelli europei. Sarà inoltre essenziale la piena integrazione, nel mercato e nella rete elettrica, della produzione rinnovabile.
5. **Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti.** La raffinazione è un settore in difficoltà, sia per ragioni congiunturali (calo della domanda dovuto alla crisi economica), sia soprattutto strutturali, dato il progressivo calo dei consumi e la sempre più forte concorrenza da nuovi Paesi. Il comparto produttivo necessita quindi di una ristrutturazione che porti a un assetto più competitivo e tecnologicamente più avanzato. Anche la distribuzione di carburanti necessita di un ammodernamento, che renda il settore più efficiente, competitivo e con più alti livelli di servizio verso i consumatori.
6. **Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali.** L'Italia è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili; allo stesso tempo, dispone di ingenti riserve di gas e petrolio. In questo contesto, è doveroso fare leva (anche) su queste risorse, dati i benefici in termini occupazionali e di crescita economica, in un settore in cui l'Italia vanta notevoli competenze riconosciute. D'altra parte, ci si rende conto del potenziale impatto ambientale ed è quindi fondamentale la massima attenzione per prevenirlo: è quindi necessario avere regole ambientali e di sicurezza allineate ai più avanzati standard internazionali (peraltro il settore in Italia ha una storia di incidentalità tra le migliori al mondo). In tal senso, il Governo non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di *shale gas*.
7. **Modernizzazione del sistema di governance.** Per facilitare il raggiungimento di tutti gli obiettivi precedenti bisognerà rendere più efficace e più efficiente il nostro sistema decisionale, che ha oggi procedure e tempi molto più lunghi e farraginosi di quelli degli altri Paesi con i quali ci confrontiamo. La condivisione di una strategia energetica nazionale chiara e coerente rappresenta un primo importante passo in questa direzione.

La realizzazione di questa strategia consentirà un'evoluzione del sistema graduale ma significativa ed il superamento degli obiettivi europei 20-20-20, con i seguenti **risultati attesi al 2020**:

- **Contenimento dei consumi ed evoluzione del mix in favore delle fonti rinnovabili.** In particolare, si prevede una riduzione del **24% dei consumi primari** rispetto all'andamento inerziale al 2020 (ovvero, -4% rispetto al 2010), superando gli obiettivi europei di riduzione del 20%, principalmente grazie alle azioni di efficienza energetica. In termini di mix, ci si attende un **19-20% di incidenza dell'energia rinnovabile** sui consumi finali lordi (rispetto al circa 10% del 2010). Sui consumi primari energetici l'incidenza equivale al 23%, mentre si ha una riduzione dall'86 al 76% dei combustibili

fossili. Inoltre, ci si attende che **le rinnovabili raggiungano e superino i livelli del gas** come **fonte nel settore elettrico**, rappresentando il circa 34-38% dei consumi (rispetto al 23% del 2010).

- **Significativa riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso** ai livelli europei. In particolare, è possibile un **risparmio di circa 9 miliardi di euro l'anno** sulla bolletta nazionale di elettricità e gas (pari oggi a circa 70 miliardi). Questo è il risultato di circa 4-5 miliardi l'anno di costi aggiuntivi rispetto al 2012, e circa 13,5 miliardi l'anno di risparmi includendo sia una riduzione dei prezzi (in ipotesi di prezzi internazionali costanti), sia una riduzione dei volumi (rispetto ad uno scenario di riferimento inerziale).
- **Raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi ambientali** europei al 2020. Questi includono sia i già citati obiettivi di consumo di energie rinnovabili e di efficientamento energetico, sia una **riduzione delle emissioni di gas serra pari al 21%**, superando gli obiettivi europei per l'Italia, ETS e non, quantificabili nel 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005, in linea con il Piano nazionale di riduzione della CO₂. **[verifica finale allineamento con Piano CO₂]**
- **Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento** e maggiore flessibilità del sistema. Si prevede una **riduzione della fattura energetica estera di circa 14 miliardi di euro l'anno (rispetto ai 62 miliardi attuali, e -19 rispetto alle importazioni tendenziali 2020 in ipotesi di prezzi delle *commodities* costanti)**, con la riduzione **dall'84 al 67% della dipendenza dall'estero**, grazie a efficienza energetica, aumento produzione rinnovabili, minore importazione di elettricità e maggiore produzione di risorse nazionali. Ciò equivale a circa 1% di PIL aggiuntivo e, ai valori attuali, sufficiente a riportare in attivo la bilancia dei pagamenti, dopo molti anni di passivo.
- **Impatto positivo sulla crescita economica grazie a importanti investimenti** attesi nel settore e alle implicazioni della strategia in termini di **competitività** del sistema. Si stimano infatti circa **170-180 miliardi di euro di investimenti** da qui al 2020, sia nella *green e white economy* (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi). Si tratta di investimenti privati, in parte supportati da incentivi, e previsti con ritorno economico positivo per il Paese.

Lo sviluppo energetico sostenibile al 2050

Per quanto riguarda l'orizzonte di lungo e lunghissimo periodo (2030 e 2050), le sfide ambientali, di competitività, e di sicurezza richiederanno un cambiamento più radicale del sistema, che in larga parte non coinvolgerà solo il mondo dell'energia, ma l'intero funzionamento della società.

Gli ultimi decenni ci hanno mostrato come sia difficile prevedere l'evoluzione tecnologica e dei mercati, soprattutto su orizzonti di lunghissimo periodo. L'Italia si propone quindi una **strategia** di lungo periodo **flessibile ed efficiente** per perseguire la **scelta di fondo di decarbonizzazione**, prestando attenzione e facendo leva – soprattutto tramite la ricerca e lo sviluppo tecnologici – sui possibili elementi di discontinuità (quali, tra gli altri, una più rapida riduzione dei costi nelle tecnologie rinnovabili e di accumulo, nei biocarburanti, o nella cattura e stoccaggio della CO₂).

In coerenza con tale strategia, l'Italia deve quindi adottare un approccio **neutro da un punto di vista tecnologico**, promuovendo in ambito europeo la definizione di un **unico obiettivo post-2020 concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni**, da declinare per Paese sulla base del punto di partenza oppure neutrale dal punto di vista geografico (superando quindi l'attuale sistema che

sovrappone parzialmente obblighi e misure specifiche per diverse tecnologie o settori). In tale ambito sarà da valutare a livello europeo **un'evoluzione del sistema ETS**, o il suo **superamento con l'introduzione di una fiscalità ambientale, con la definizione degli obiettivi al 2030**. Al contempo, è indispensabile che l'Italia e l'Europa svolgano un ruolo esemplare in grado di **stimolare una risposta globale** alle problematiche del cambiamento climatico, in quanto unica efficace.

Un'analisi dei **possibili scenari evolutivi** per il Paese – a conoscenze attuali – per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, ci consente di identificare con maggiore precisione le **implicazioni comuni** che dovranno orientare il settore nelle sue scelte di lungo periodo, e di cui tener conto già nelle scelte attuali. Tra le principali:

- La necessità di moltiplicare gli **sforzi in efficienza energetica**. I consumi primari dovranno ridursi in un *range* dal 17 al 26% al 2050 rispetto al 2010, disaccoppiando la crescita economica dai consumi energetici. In particolare, saranno fondamentali gli sforzi nell'area dell'edilizia e dei trasporti.
- La forte **penetrazione delle energie rinnovabili**, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovrebbero raggiungere livelli di almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050, con livelli ben più elevati nel settore elettrico. Oltre alla necessità di ricerca e sviluppo per l'abbattimento dei costi, sarà fondamentale un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato.
- Un incremento sostanziale del grado di **elettrificazione**, che dovrà quasi raddoppiare al 2050, raggiungendo almeno il 38%, in particolare nei settori elettrico e dei trasporti.
- Il mantenimento di un **ruolo chiave del gas per la transizione energetica**, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.

Tale percorso di progressiva decarbonizzazione richiede la **ricerca e lo sviluppo di tecnologie d'avanguardia, capaci di realizzare 'discontinuità'** in grado di mutare gli equilibri delle forze di mercato. È fondamentale che si rilanci uno sforzo coordinato mondiale in tale direzione: in questo senso l'Italia può contribuire investendo di più e con maggiore convinzione, e ancor di più aiutando ad orientare il dibattito e contribuendo alla costruzione di un'agenda internazionale in materia.

Le scelte di fondo che guideranno le decisioni in tema di ricerca e sviluppo nel settore puntano a rilanciare le tematiche di interesse prioritario (tra le quali la ricerca sulle rinnovabili innovative, sulle reti intelligenti e sistemi di accumulo e su materiali e soluzioni di efficienza energetica), rafforzare le risorse a disposizione ad accesso competitivo destinate al partenariato tra università, centri di ricerca e imprese e superare l'attuale segmentazione delle iniziative affidate ai vari Enti e Ministeri.

1. Il contesto internazionale e italiano

1.1 Due 'vincitori' nello scenario globale

Il contesto internazionale è attualmente difficile e incerto. L'economia globale è in fase di rallentamento e prevedere l'evoluzione dello scenario energetico futuro è un esercizio complesso. Vi sono tuttavia alcuni 'trend' globali che è altamente probabile che segneranno lo sviluppo del settore energetico nel lungo termine. Nell'analizzare il contesto internazionale, questo documento fa leva sulle analisi di alcune delle più affermate istituzioni internazionali di ricerca e analisi nel settore dell'energia, ed in particolare dei più recenti lavori della Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA).

Con queste premesse, si prevede che lo scenario globale nei prossimi 20-25 anni sia caratterizzato dalle seguenti tendenze¹:

- La **domanda** di energia nel mondo è prevista in crescita (+35% al 2035), ma con un andamento fortemente differenziato tra diverse aree geografiche: quasi 'piatta' nei Paesi industrializzati; in forte aumento in quelli in via di sviluppo (+60%), i quali rappresenteranno oltre il 60% della domanda globale tra vent'anni.
- D'altra parte, il mondo sta diventando sempre più efficiente: l'**intensità energetica** (energia consumata per unità di PIL) è prevista diminuire del 1,8% l'anno nei prossimi 20 anni, in accelerazione rispetto allo 0,6-1,2% registrato negli ultimi decenni. Questo anche per il progressivo aumento del livello dei prezzi (e della loro volatilità) di molte risorse (energetiche e non) che spinge secondo logiche di "mercato" verso l'adozione di soluzioni innovative per l'efficientamento. Lo sviluppo economico senza precedenti in termini di rapidità e scala in molte regioni del mondo ha infatti esercitato una forte pressione sui prezzi delle materie prime negli ultimi decenni (quelle energetiche, ma anche idriche e dei prodotti agricoli), rendendo progressivamente sempre più interessanti soluzioni di sostituzione o riduzione dei consumi, precedentemente relativamente troppo costose.
- Tra le fonti di energia, il **gas** e le **rinnovabili** sono **sempre più in espansione**, a scapito soprattutto del petrolio, che perderà quote di mercato, mentre carbone e nucleare manterranno sostanzialmente la loro quota di mercato attuale:
 - Il **petrolio** sta progressivamente perdendo importanza relativa (dal ~45% dell'energia primaria degli anni 70 a poco più del 30% attuale e al ~27% nel 2035), ma il suo consumo in termini assoluti è comunque atteso in crescita e, soprattutto, l'evoluzione prevista appare alquanto preoccupante: i nuovi giacimenti sono sempre più costosi da sfruttare, mentre è previsto un aumento del peso della produzione dei Paesi OPEC e delle compagnie nazionali dei paesi produttori (*National Oil Companies*) ed una evoluzione del bilancio domanda-offerta verso scenari di prezzo "difficili". Alcuni sviluppi tecnologici potrebbero migliorare questo scenario – ad esempio, lo sviluppo di fonti non convenzionali (*tight oil/shale oil, oil sands*), o

¹ Salvo diversamente specificato, viene utilizzato come riferimento lo scenario centrale ("New Policies Scenario") del *World Economic Outlook 2012* della *International Energy Agency*.

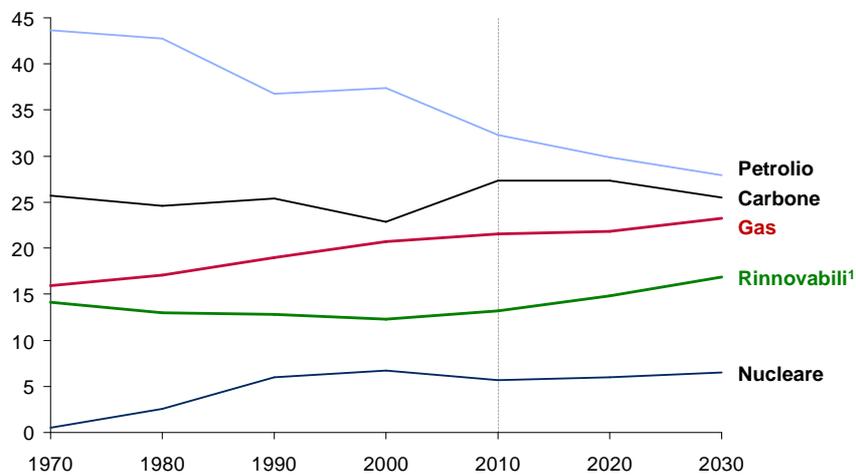
la riduzione della domanda di petrolio nei trasporti (biocarburanti, veicoli elettrici) – ma è improbabile che tali tecnologie abbiano un impatto stravolgente entro i prossimi 20 anni.

- Il **carbone** è previsto in forte calo nei Paesi OCSE (dal ~20% al ~15% della domanda), compensato dalla crescita soprattutto in Cina e India in particolare nei prossimi 10 anni. Grazie alle ampie riserve disponibili, il bilancio domanda-offerta risulterà più equilibrato di quello del petrolio.

TAVOLA 1

Tra le fonti di energia il gas e le rinnovabili sono sempre più in espansione, mentre il petrolio perderà quote di mercato

Percento della domanda totale di energia primaria mondiale



¹ Include l'utilizzo di biomassa tradizionale
Fonte: IEA World Economic Outlook 2012, scenario NPS

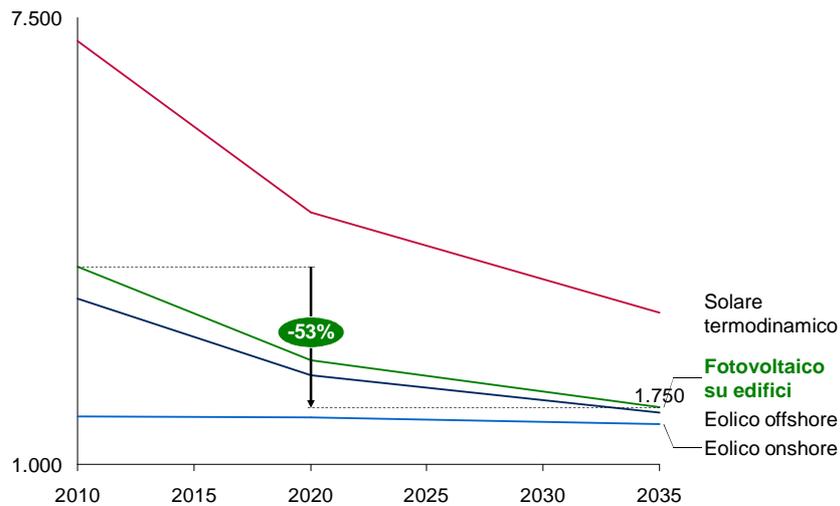
- Il **nucleare** è previsto in crescita solo nei Paesi non-OCSE (in particolare Cina, Corea, India, Russia), mentre in Occidente non si prevedono sviluppi significativi (in particolare in Europa), sia a causa di un profilo economico di costi/ rischi elevati, sia per i timori sulla sicurezza dell'attuale tecnologia, che porteranno ad una rivalutazione dei margini di sicurezza degli impianti in esercizio o in costruzione e ad un rinnovato impegno dei Paesi occidentali sui temi della ricerca, della riduzione e messa in sicurezza dei rifiuti, e della cooperazione internazionale per l'impiego sicuro del nucleare negli usi civili.
- Le **rinnovabili** sono la fonte che si prevede crescerà maggiormente, sia in valore relativo che assoluto. Tale crescita sarà guidata da un prevedibile aumento della sensibilità ambientale, ma soprattutto dall'attesa riduzione dei **costi** delle tecnologie nei prossimi 20 anni, che consentiranno di mettere in competizione 'alla pari' molte delle fonti rinnovabili con le tecnologie fossili tradizionali, considerando anche gli effetti della tassazione (diretta o indiretta) delle emissioni di CO₂. Questo sviluppo rappresenterà anche un'importante opportunità industriale: sono attesi **investimenti** nel mondo fino a circa 6.000 miliardi di dollari cumulati nel periodo 2012-2035, di cui 1.300 in Europa (in cui rappresenteranno circa il 77% degli investimenti in generazione elettrica).

Nonostante questa crescita, il contributo delle fonti rinnovabili all'energia primaria totale resterà relativamente limitato (circa il 18% al 2035) rispetto alle fonti fossili tradizionali (petrolio, gas e carbone avranno una quota complessiva di oltre il 75%).

TAVOLA 2

Nei prossimi 20 anni è attesa una forte riduzione dei costi delle tecnologie rinnovabili

Costi di investimento, \$2010 per kW, valori medi europei

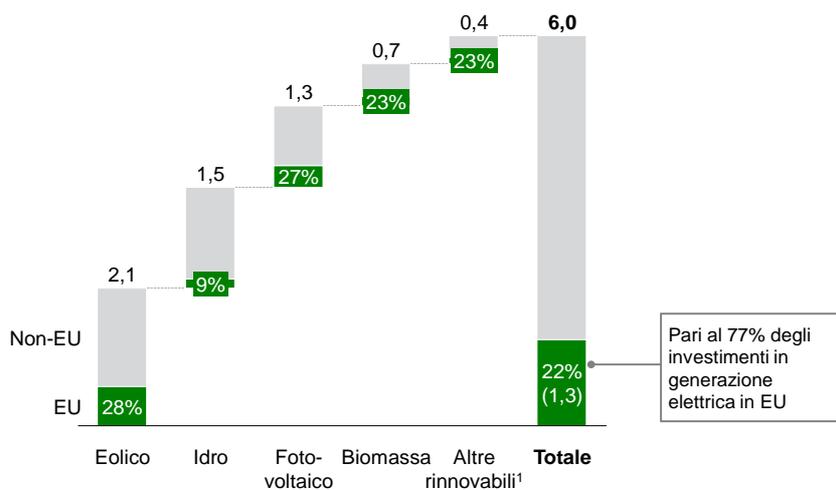


Fonte: World Energy Outlook 2011

TAVOLA 3

Le prospettive di sviluppo delle rinnovabili determineranno un mercato globale di dimensioni considerevoli

Investimenti cumulati in energie rinnovabili, Migliaia di miliardi di dollari, 2012-2035



¹ Include geotermico, solare a concentrazione, rinnovabili marine
Fonte: World Energy Outlook 2012, NPS Scenario

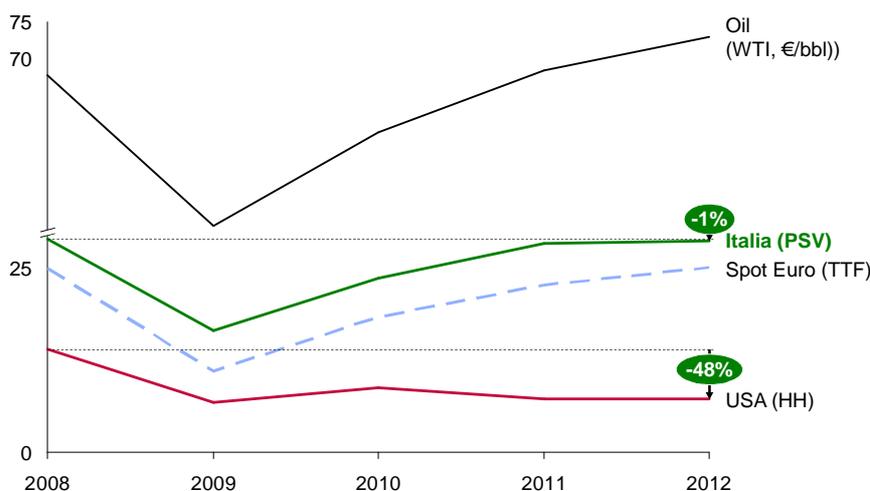
- Per quanto riguarda il **gas**, la domanda globale è prevista in significativo aumento, dai 3.300 miliardi di metri cubi del 2010 agli oltre 5.000 previsti nel 2035, trainata dal consumo in Asia, soprattutto per la generazione elettrica, ma anche per usi industriali e civili. L'offerta crescerà parimenti, con una sempre maggiore diversificazione geografica ed una maggior importanza del mercato GNL (gas naturale liquefatto). Un ruolo trainante avrà il cosiddetto gas 'non convenzionale' (*shale gas, tight gas e coalbed methane*), che tra vent'anni è previsto rappresenti tra il 25 e il 27% della produzione mondiale (e oltre il 50% della crescita assoluta di volumi da qui al 2035) anche se lo sviluppo di questa tecnologia in molti Paesi dipenderà dall'effettiva sfruttabilità delle riserve geologiche identificate e dalla soluzione delle problematiche ambientali. Finora la 'rivoluzione del gas non convenzionale' ha dispiegato i propri effetti soprattutto negli Stati Uniti, che sono rapidamente diventati autosufficienti e dove i prezzi sono crollati: nel 2012 il prezzo medio sul mercato statunitense (Henry Hub) è stato pari a circa 7€/MWh, rispetto ai 25€/MWh europei e ai 28-29 del mercato spot italiano (PSV).

La situazione del gas in **Europa** è peculiare. E' l'unica grande regione mondiale in cui è previsto un calo di produzione (anche con ipotesi ottimistiche riguardo lo sviluppo di gas non convenzionale) ed è quella in cui è previsto l'aumento più basso dei consumi, a causa della limitata crescita economica, delle politiche di efficienza energetica e dell'effetto di sostituzione delle rinnovabili. Ciò determinerà comunque la necessità di un aumento delle importazioni di circa 190 miliardi di metri cubi nei prossimi 20 anni.

TAVOLA 4

L'impatto della capacità di *shale gas* sui prezzi USA è già stato importante, contribuendo a disaccoppiare il gas dalle quotazioni del petrolio

€/MWh



Fonte: GME, EIA

1.2 Il percorso europeo verso la decarbonizzazione e il mercato unico

Le politiche europee in materia di energia perseguono due principali obiettivi: quello della progressiva decarbonizzazione dell'economia e quello della piena realizzazione di un mercato unico.

Il percorso verso la decarbonizzazione

Negli ultimi anni l'Unione Europea ha deciso di assumere un ruolo di *leadership* mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Il primo fondamentale passo in tale direzione è stato la definizione di obiettivi ambiziosi già al 2020:

- Nel 2008, l'Unione Europea ha varato il 'Pacchetto Clima-Energia' (cosiddetto 'Pacchetto 20-20-20'), con i seguenti obiettivi energetici e climatici al **2020**:
 - Un impegno unilaterale dell'UE a **ridurre di almeno il 20%** entro il 2020 **le emissioni di gas serra** rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050.
 - Un obiettivo vincolante per l'UE di contributo del **20% di energia da fonti rinnovabili** sui consumi finali lordi entro il 2020, compreso un obiettivo del **10% per i biocarburanti**.
 - **Una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria** rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica. Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva efficienza energetica approvata in via definitiva nel mese di ottobre 2012.
- L'**Italia** ha pienamente aderito allo spirito del Pacchetto Clima-Energia e ha recepito il quadro normativo europeo, con una declinazione degli obiettivi che prevede al 2020:
 - Un impegno vincolante di **riduzione delle emissioni** pari al 18% complessivo, ripartite come segue: 21% per i settori ETS (*Emission Trading System*, in particolare la generazione elettrica) e 13% rispetto al 2005 nei settori non coperti da sistema ETS.
 - Un impegno vincolante del **17% di energia da fonti rinnovabili**, compreso un obiettivo del **10% per i biocarburanti**.
 - Un impegno di **riduzione del 20% nel consumo di energia primaria** al 2020 rispetto ai livelli previsti. Nella nuova direttiva sull'efficienza energetica approvata nel giugno 2012 sono state individuate varie misure a disposizione degli Stati membri per conseguire tale obiettivo.

Inoltre, in ambito Unione Europea si è iniziato a discutere gli scenari e gli obiettivi per orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, **oltre il 2020**:

- Nello studio denominato **Energy Roadmap 2050** si prevede infatti una **riduzione delle emissioni di gas serra del 80-95%** entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, guardando anche con attenzione all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologia CCS (*Carbon Capture*

and Storage), e prevedendoun ruolo fondamentale per il gas durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio nella fase intermedia, almeno fino al 2030 - 2035. I principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- Un aumento della **spesa per investimenti** e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile.
 - Un incremento dell'**importanza dell'energia elettrica**, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione dei settori dei trasporti e del riscaldamento.
 - Un ruolo cruciale affidato all'**efficienza energetica**, che potrà raggiungere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005.
 - Un incremento sostanziale delle **fonti rinnovabili**, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici).
 - Un incremento delle **interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti**.
- In ambito Commissione Europea, inoltre, **è già cominciata una riflessione per individuare le azioni ulteriori** rispetto al Pacchetto 20-20-20 che saranno necessarie per la realizzazione degli obiettivi di lungo-lunghissimo periodo della *Roadmap*:
 - Circa le fonti **rinnovabili** la Commissione suggerisce l'adozione di **milestones al 2030** e ha annunciato la presentazione di proposte concrete per le politiche da adottare dopo il 2020.
 - Anche sull'**efficienza energetica** la Commissione valuterà entro il 30 giugno 2014 i progressi compiuti verso l'obiettivo complessivo europeo e considererà la possibilità di introdurre eventuali obiettivi vincolanti.
 - Particolare attenzione sarà inoltre rivolta agli strumenti dedicati alla realizzazione degli obiettivi di **contenimento delle emissioni**.

Per quanto riguarda i **settori coperti da direttiva ETS**, i prezzi della CO₂ non si sono finora dimostrati in grado di fornire un adeguato segnale agli operatori (in particolare non hanno facilitato il passaggio dalla generazione elettrica a carbone a quella a gas). In tale ambito la Commissione sta valutando la possibilità di ridurre il volume di permessi da mettere all'asta nel periodo 2013-2015, in particolare rinviando al 2018-2020 l'emissione di 900 milioni di permessi (meccanismo del '*Back-loading*'). Sulla base delle stime di impatto, si tratterebbe di una quantità sufficiente a sostenere i prezzi della CO₂ nei prossimi 3 anni, in parte compensata da una riduzione della pressione sui prezzi attesa per la fine del decennio. Il potenziale effetto di questa misura sul sistema produttivo energetico/industriale del Paese comporterebbe aspetti positivi (ad esempio, una maggiore attrattività di soluzioni di risparmio di combustibili fossili rispetto a fonti più pulite e un avvicinamento dei nostri prezzi elettrici a quelli europei), ma anche aspetti potenzialmente negativi (aumento dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità e dei costi di produzione delle aziende ad elevato consumo energetico, con conseguente perdita di competitività rispetto ai paesi extra-europei) se non calibrata in modo adeguato. Dopo i pareri discordanti delle Commissioni Industria e Ambiente del Parlamento europeo, c'è attesa per la votazione plenaria da parte del Parlamento,

prevista per la primavera. Rispetto all'andamento del mercato della CO₂, si considera assai probabile un intervento di stabilizzazione del sistema nel breve termine, ma altrettanto necessaria una riflessione sui diversi scenari proposti dalla Commissione europea per ridefinire gli strumenti di una strategia di decarbonizzazione.

Inoltre, per quanto riguarda **tutti gli altri settori**, è in corso di valutazione un progetto di modifica della fiscalità energetica che punta ad uniformare l'imposizione fiscale minima per i prodotti energetici sulla base del contenuto energetico e di CO₂ emessa, eliminando distorsioni di mercato come regimi di esenzione previsti dal sistema attuale. In questo ambito il Governo ha considerato l'ipotesi di introdurre nuove forme di fiscalità finalizzate a preservare e a garantire l'equilibrio ambientale e la revisione della disciplina delle accise sui prodotti energetici, anche in funzione del contenuto di carbonio, in conformità con i principi previsti dalla proposta di direttiva UE. Tale ipotesi potrebbe consentire anche uno spostamento progressivo del finanziamento delle energie rinnovabili verso una soluzione meno onerosa per le bollette di cittadini e imprese.

Va tenuto in conto che queste misure si sovrappongono parzialmente ad altre già in essere (in particolare quelle riguardanti l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonti rinnovabili) finalizzate anch'esse ad una riduzione complessiva delle emissioni.

- Nel frattempo, **i principali Paesi europei** stanno muovendo verso l'adozione di obiettivi di strategia energetica in linea con quelli comunitari. Ne sono esempio le strategie energetiche di Germania, Regno Unito e Danimarca.
 - La **Germania**, con la '*Energiewende*', si propone: una produzione da rinnovabili pari al 18% dei consumi finali al 2020, per arrivare fino al 60% al 2050 (con obiettivo di sviluppo rinnovabili nel settore elettrico pari al 35% al 2020, e fino all'80% al 2050); una riduzione dei consumi primari al 2020 del 20% rispetto ai valori del 2008 (in particolare, è attesa una riduzione dei consumi elettrici del 10% al 2020), per arrivare fino al 50% nel 2050; il progressivo *phase-out* delle centrali nucleari entro il 2022.
 - Il Governo del **Regno Unito** (*'Enabling the transition to a Green Economy'*) ha attivato una serie di strumenti di *policy* a supporto della transizione verso la *greeneconomy*. Tra gli obiettivi del Governo inglese al 2020, vi è la riduzione delle emissioni di gas serra del 34% e la produzione del 15% dell'energia tramite fonti rinnovabili.
 - La **Danimarca**, con la "Strategia Energetica 2050", si propone un orientamento di lungo periodo flessibile, che punta a rendere il Paese indipendente dai combustibili fossili entro il 2050, fissando come punti chiave del percorso al 2020: la produzione da rinnovabili al 30% dei consumi finali e la riduzione dei consumi primari del 4% rispetto ai valori del 2006.

Il completamento del mercato unico dell'Energia

Oltre agli obiettivi ambientali, l'Unione Europea punta ad una piena integrazione dei mercati nazionali dell'energia, con l'obiettivo di dare ai consumatori e alle imprese prodotti e servizi migliori, a costi più competitivi, e maggiore sicurezza di approvvigionamento, attraverso un sistema energetico più efficiente e competitivo.

Questo obiettivo passa per la definizione e realizzazione di regole e strumenti di mercato coerenti e unificati e per la realizzazione di importanti infrastrutture di connessione trans-frontaliere, sia per il gas che per l'elettricità:

- Dal punto di vista delle **regole e strumenti di mercato**, la Commissione Europea ha fissato un obiettivo ambizioso di piena integrazione dei mercati entro il 2014 e con il "Terzo pacchetto legislativo sul mercato interno dell'energia", approvato nell'aprile 2009 e recepito dall'Italia nel giugno 2011, introduce:
 - La separazione strutturale (*'unbundling'*), tra le attività di trasmissione/ trasporto da un lato e di produzione e fornitura dall'altro, per le società verticalmente integrate.
 - Nuovi strumenti per armonizzare il mercato e le operazioni di rete a livello europeo.
 - Elevati standard di protezione dei consumatori e obblighi di servizio pubblico (ad esempio, obblighi di trasparenza e di semplificazione di scelta per il consumatore).
 - Maggiori poteri e livello di indipendenza per i regolatori nazionali.
 - Un nuovo quadro istituzionale, con la creazione di un'Agenzia Europea per la cooperazione tra le Autorità nazionali di regolamentazione (ACER) ed il rafforzamento delle associazioni dei gestori di rete europei per il gas e l'elettricità (ENTSOs).
- Dal un punto di vista dell'**integrazione e sviluppo delle reti**, la Commissione punta ad assicurare che tutte le infrastrutture di connessione e di stoccaggio ritenute strategiche per l'integrazione e la sicurezza energetica europea siano completate entro il 2020.
 - In questo ambito, ad ottobre 2011 la Commissione ha adottato la proposta di Regolamento "*Guidelines for Trans-European Energy Infrastructure*" identificando 9 corridoi prioritari e 3 aree di interesse che coprono le reti di trasporto e stoccaggio di elettricità e gas, oleodotti per il trasporto del petrolio, *smart grids* e reti per il trasporto e la reiniezione della CO₂. La Commissione si propone di selezionare un certo numero di "**progetti di interesse comune**" importanti per il conseguimento degli obiettivi energetici e climatici. I progetti che avranno ottenuto questa qualifica godranno di diversi vantaggi: beneficeranno di una speciale procedura per il rilascio delle autorizzazioni, che sarà più semplice, rapida e trasparente, ed i finanziamenti dell'UE nonché di incentivi tariffari e della ripartizione *cross border* dei costi delle infrastrutture transfrontaliere (per il periodo 2014 -2020 dovrebbero essere stanziati 5,1 miliardi di euro nell'ambito del Regolamento *Connecting Europe Facilities* - CEF).
 - **L'Italia è interessata da ben 5 corridoi** (2 per l'elettricità e 3 per il gas) e, come tutti gli Stati membri, dalle 3 aree tematiche prioritarie. In particolare, sono di interesse per l'Italia:
 - Per il settore elettrico i corridoi Nord-Sud (*NSI West Electricity* e *East Electricity*).
 - Per il settore gas i corridoi Nord-Sud (*NSI West Gas*, *East Gas*, e *Southern Gas*).
 - Le aree tematiche di sviluppo delle reti intelligenti, delle autostrade elettriche e dello sviluppo reti per il trasporto della CO₂.

Il regolamento dovrebbe **entrare in vigore nel corso del 2013**. Si avrà così abbastanza tempo per compilare il primo elenco di progetti di interesse comune a livello dell'Unione (al quale si sta già lavorando intensamente sulla base di criteri provvisori), suscettibili di essere finanziati nel quadro del CEF che entrerà in vigore nel 2014.

1.3 Il punto di partenza per l'Italia: sfide e opportunità

Le sfide: il contesto macroeconomico, la sicurezza e la competitività energetica

Il **contesto economico** italiano è attualmente difficile e incerto. Dopo un decennio di crescita molto limitata, la crisi economica dal 2008 ha avuto un impatto di riduzione di oltre 5 punti percentuali sul prodotto interno lordo italiano e le più recenti stime prevedono ancora difficoltà di crescita nel breve periodo, con aspettative di ripresa solamente a partire da fine 2013/ inizio 2014. La **crescita sostenibile** è l'obiettivo principale del Governo e del Paese, ottenibile solo attraverso un miglioramento sostanziale della **competitività** del sistema economico italiano, ed in particolare del settore industriale e manifatturiero, per il quale il Governo intende mantenere un ruolo centrale nel tessuto economico italiano. Per ottenere questo obiettivo sarà essenziale agire su tutti i fattori strutturali che possono migliorare la nostra situazione competitiva rispetto alla concorrenza internazionale.

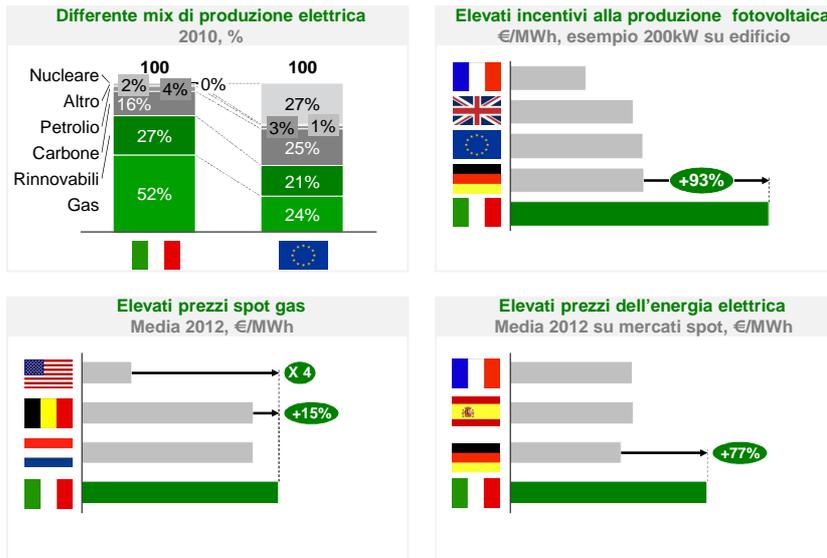
Tra questi sicuramente il **settore energetico**, che si trova a dover affrontare **diverse sfide importanti**, in parte in contrasto tra loro:

- Innanzitutto, l'Italia ha **prezzi dell'energia mediamente superiori** ai suoi concorrenti europei (soprattutto per l'elettricità), e ancor più rispetto ad altri Paesi come gli Stati Uniti. Questa situazione rappresenta un fattore di grave appesantimento per la **competitività** del sistema economico italiano, ed è dovuta in gran parte a quattro ragioni strutturali:
 - Il **mix energetico**, in particolare quello elettrico, è in questo momento piuttosto costoso perché principalmente basato su gas e rinnovabili e si differenzia molto da quello della media UE per l'assenza di nucleare e la bassa incidenza di carbone. Per il futuro, tale situazione potrebbe però cambiare in base all'evoluzione delle politiche in materia di CO₂, alle dinamiche future del prezzo del carbone e alle politiche di evoluzione del mix attese nei principali Paesi europei (ad es. riguardo al nucleare).
 - I prezzi all'ingrosso del **gas** in Italia sono mediamente più alti che negli altri Paesi europei. Il prezzo medio del gas sul mercato spot PSV nel 2011 è stato di circa il 25% superiore a quello dei principali *hub* nord-europei (anche il prezzo dei contratti di lungo termine 'Take-or-Pay' (ToP) italiani è mediamente superiore agli analoghi contratti ToP europei). Ciò si riflette anche sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità, che nella maggior parte delle ore viene determinato da centrali CCGT a gas: il differenziale di prezzo del gas, pari a circa 6 Euro/MWh termici nel 2011, ha un impatto di circa 10-12 euro al MWh sulla produzione elettrica di una centrale CCGT. Negli ultimi mesi del 2012 è iniziato un percorso di riduzione di questo 'spread', che ha consentito una riduzione del divario medio annuo a circa 3,7 Euro/MWh, favorito dalla crescente liquidità del mercato spot.
 - Gli incentivi alla **produzione rinnovabile** elettrica in Italia sono storicamente i più elevati d'Europa (ad esempio, gli incentivi unitari alla produzione fotovoltaica sono stati circa il doppio di quelli tedeschi), con un forte impatto sul costo dell'energia: oltre il 20% della bolletta elettrica italiana (escluse imposte) è destinato a incentivi alla produzione tramite fonti rinnovabili.
 - Vi sono infine una serie di **altri costi**, dovuti a politiche pubbliche sostenute dalle tariffe come ad esempio, per il settore elettrico: gli altri "oneri di sistema" (oneri per smantellamento

nucleare, ricerca di sistema, regimi tariffari speciali) **inefficienze diffuse**: colli di bottiglia nella rete (ad esempio tra Sicilia e Continente); incentivi elevati per certi tipi di produzione (es. CIP6 non rinnovabile) e per alcuni segmenti di clientela.

TAVOLA 5

Elevati costi dell'energia



Fonte: GME; GSE; MISE; Eurostat

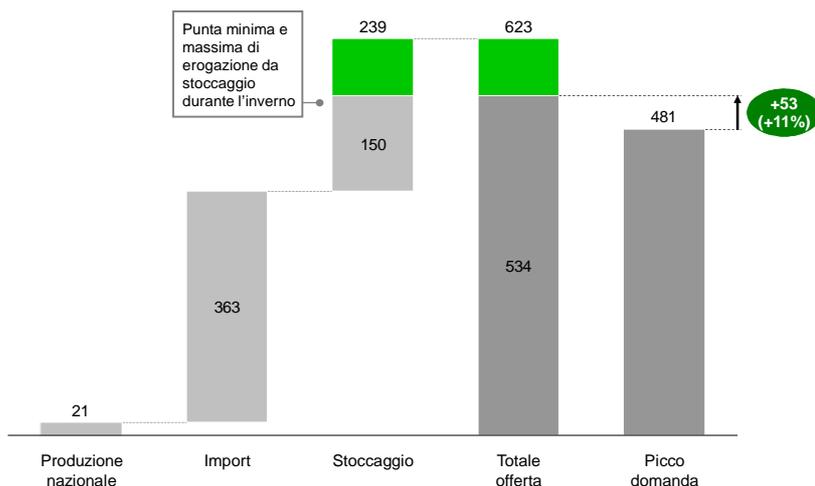
- In secondo luogo, l'Italia ha una situazione piuttosto critica in termini di **sicurezza e indipendenza degli approvvigionamenti**. Questo problema si articola in due diverse aree di attenzione:
 - La limitata **capacità di risposta del sistema gas in condizioni di emergenza**: quando ci si trova in contemporanea presenza di riduzioni degli approvvigionamenti dall'estero e di punte prolungate di freddo eccezionale sull'intero territorio – quali quelle sperimentate nel febbraio 2012 – la resilienza del sistema è ancora insufficiente. A fronte di un picco di domanda in eccezionali condizioni climatiche stimabile in circa 480 Mmc/g (milioni di standard metri cubi al giorno), il margine di riserva è piuttosto limitato (intorno a 50 Mmc/g), soprattutto verso la fine dell'inverno termico, quando gli stoccaggi hanno una portata di erogazione ridotta. Durante i suddetti periodi di emergenza, misure aggiuntive di flessibilità sono state necessarie, con conseguente aggravio del costo dell'energia.
 - La **dipendenza dalle importazioni**: l'84% del fabbisogno energetico italiano è coperto da importazioni, con produzione nazionale da rinnovabili, gas e greggio che coprono rispettivamente solo il 10%, il 4% e il 3% del fabbisogno nazionale (2010). Il dato si confronta con una quota di importazioni medio nell'Unione Europea significativamente più basso, pari al 53%. Il fenomeno ha un forte impatto macro-economico per il Paese, con una **fattura energetica** 2011 pari a circa 62 miliardi di euro (importazioni nette di energia) che porta la bilancia dei pagamenti in forte passivo da anni (nel 2012 è tornata in attivo). Inoltre, data la nostra dipendenza dalle importazioni, è essenziale garantire una

forte diversificazione delle fonti di approvvigionamento soprattutto per il gas (anche se il livello di diversificazione italiano è superiore a quello di altri paesi europei).

TAVOLA 6

Limitata capacità di risposta del sistema gas 'alla punta'

Mmc/giorno, 2012

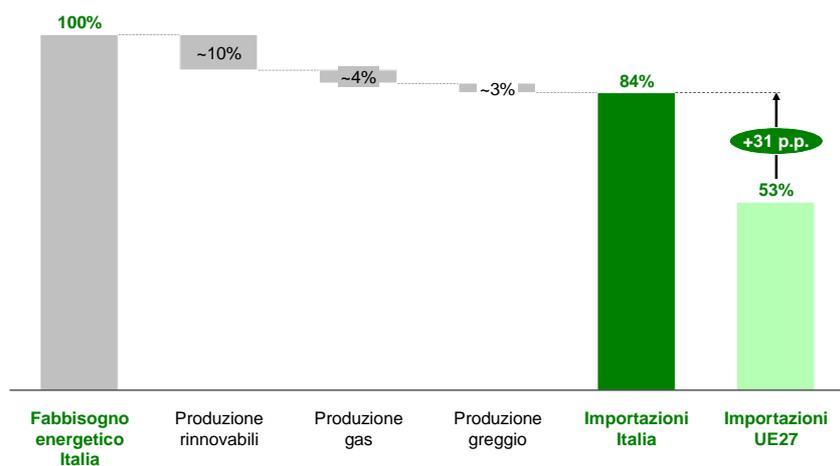


Fonte: MISE

TAVOLA 7

L'elevata quota di importazioni energetiche rende particolarmente importante per l'Italia il problema della sicurezza degli approvvigionamenti

Produzione e importazione di risorse energetiche, 2010



Fonte: MISE

- Infine, alcuni segmenti del settore energetico devono far fronte ad una **difficile situazione economico-finanziaria** a specifici problemi di **transizione del mercato**. In particolare:
 - Le aziende elettriche più sbilanciate verso la **produzione a gas** a ciclo combinato ('CCGT'), che soffrono della forte sovraccapacità nella generazione elettrica, dovuta in parte al calo della domanda (che non si prevede cresca in maniera significativa nei prossimi anni), in parte al notevole incremento di capacità produttiva termica (circa 20 GW di nuovi CCGT dal 2005 al 2011), in parte all'aumento della produzione da fonti rinnovabili.
 - Le società con **contratti gas a lungo termine** ('Take-or-pay' o 'ToP') con prezzi di acquisto indicizzati al petrolio, che affrontano un mercato con una domanda diminuita (e con volumi richiesti spesso sotto la soglia di *take-or-pay*) e con forte concorrenza dal mercato spot, i cui prezzi sono inferiori a quelli dei contratti *oil-linked*.
 - Il settore della **raffinazione del petrolio**, che soffre un calo importante della domanda, sia congiunturale (a causa della crisi economica), sia strutturale (a causa del sempre maggior rendimento energetico dei veicoli e dell'apporto dei biocarburanti), come pure di un'accresciuta concorrenza da parte di impianti in aree come l'India, il Medio Oriente, la Cina.

Le basi su cui costruire: i punti di forza del sistema energetico italiano

Nell'affrontare le sfide descritte, il sistema energetico del Paese può far leva su importanti punti di forza. Tra questi:

- Elevati **standard ambientali**. In particolare l'Italia è oggi uno dei Paesi a maggiore **efficienza energetica** (-14% di intensità energetica primaria rispetto alla media europea nel 2010). Oltre ad essere storicamente ben posizionato in quest'area, il Paese ha vissuto una riduzione dei consumi negli ultimi anni, non solo come risultato della crisi economica, ma anche della riduzione di intensità energetica (-5% dal 2005) cui hanno contribuito gli incrementi di rendimento della generazione elettrica ed il lancio del piano di efficienza energetica negli usi finali (es. detrazioni fiscali, certificati bianchi, requisiti minimi per edifici e per apparecchiature elettriche). Nel 2011 la *American Council for an Energy-Efficient Economy* (ACEEE) ha posizionato l'Italia come terzo Paese al mondo dopo Gran Bretagna e Germania nella sua comparazione degli sforzi nazionali per l'incremento dei livelli di efficienza energetica.
- Una favorevole **collocazione geografica**, che pone il nostro Paese in posizione di ponte dell'Europa continentale sul Mediterraneo, con un accesso privilegiato al Nord Africa, ai Balcani e al Medio Oriente, regioni importanti da un punto di vista energetico.
- Solide basi in termini di **qualità del servizio**. Se, ad esempio, si considerano le interruzioni del servizio elettrico non pianificate rispetto ad altri Paesi europei, l'Italia si posiziona bene: secondo il rapporto CEER 2011, l'Italia nel 2010 vantava ad esempio solo 47 minuti/anno di interruzioni del servizio elettrico non pianificate, a fronte dei 63 della Francia, dei 70 della Gran Bretagna e degli 88 della Spagna.

- Uno sviluppato quadro **regolatorio**. Ad esempio, la regolazione sulla distribuzione elettrica è avanzata e ha spinto efficientamenti notevoli e miglioramenti della qualità del servizio tramite premi e penali.
- Un buon livello di **avanzamento tecnologico**, con alcune punte di eccellenza, grazie ai notevoli investimenti effettuati nel settore negli ultimi anni: siamo ad esempio i primi nel mondo nella diffusione di sistemi di *smart-metering* vantiamo un parco di generazione CCGT tra i più efficienti.
- Il settore energetico rappresenta inoltre per l'Italia un importante **settore industriale**, che conta circa 470.000 addetti (uno dei pochi in crescita con circa 36.000 nuovi occupati nel corso del 2011)². Il settore ha sviluppato importanti aree di competitività a livello internazionale, sia nelle aree delle economie 'pulite' (come ad esempio nel solare a concentrazione, nelle rinnovabili termiche e in diversi settori dell'efficienza energetica) sia in quelle più tradizionali (come nell'esplorazione e produzione di idrocarburi).

² Dati del Rapporto Energia de Il Sole 24 Ore, Febbraio 2012.

2. Gli obiettivi della nuova Strategia Energetica

Nazionale

2.1 Il ruolo dell'energia per la crescita e il valore di una Strategia Energetica

Come detto precedentemente, la prima priorità per il Paese e per il Governo è la crescita economica sostenibile. Il settore energetico è certamente un **elemento chiave per la crescita**, sia come fattore abilitante, sia come fattore di crescita in sé:

- Come **fattore abilitante di crescita sostenibile**, poiché l'energia ha un impatto determinante sui **costi** di imprese e famiglie. La bolletta energetica è un'importante voce di costo – e quindi fattore di competitività – per le aziende italiane, che si trovano a competere direttamente con rivali internazionali soggetti a costi energetici spesso molto inferiori. A titolo di esempio, il costo medio dell'energia elettrica al MWh per un consumatore industriale con consumi tra i 2.000 e i 20.000 MWh/anno, arriva ad essere fino al 25% superiore a quello dei principali Paesi europei. In secondo luogo, dipendiamo per il nostro fabbisogno energetico per più dell'80% da importazioni di combustibili. Questa situazione di **significativa dipendenza** ci rende vulnerabili a eventi esterni incontrollabili (es. aumento del prezzo delle *commodities*), e grava pesantemente sul bilancio del Paese, con una fattura energetica nel 2011 di circa 62 miliardi di euro. Infine, il settore energetico ha un ruolo fondamentale nel garantire elevati **standard di qualità ambientali**, in termini di utilizzo sostenibile di risorse scarse, di salubrità dell'ambiente in cui viviamo e di preservazione paesaggistica e di ecosistema.
- Come **fattore di crescita in sé**, il settore dell'energia rappresenta un potenziale volano di ripresa economica. E' infatti un settore in continua crescita a livello mondiale, caratterizzato da elevati tassi di investimento (da qui al 2035 la IEA stima 38 mila miliardi di dollari di investimento nel settore), portatore di innovazione e indotto. Il nostro Paese è ben posizionato su diverse aree di opportunità, sia nelle aree della *green-white economy* (energie rinnovabili, efficienza energetica, mobilità sostenibile), sia nelle aree più tradizionali.

In un contesto come quello definito nel capitolo precedente – con grandi discontinuità internazionali e nazionali e importanti sfide per il futuro – è **fondamentale per il Paese definire una Strategia Energetica Nazionale** (SEN) che serva a delineare la direzione di sviluppo del settore, **le principali scelte strategiche e le priorità**, in modo da orientare le decisioni e le scelte per i prossimi anni, pur essendo consci che si agisce in un contesto di libero mercato e con logiche di sviluppo non controllabili centralmente. La strategia deve essere coerente e sinergica con il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (che comunque occorrerà aggiornare in base alla nuova strategia energetica), il Piano di Azione per l'Efficienza Energetica, e infine con il Piano per la riduzione della CO₂ e decarbonizzazione dell'economia italiana, attualmente in fase di definizione.

Questo documento – che delinea obiettivi, priorità di azione, e principali iniziative – è il **risultato di un ampio processo di consultazione** che ha visto coinvolte tutte le parti interessate: nel corso dei due mesi di consultazione formale sono stati incontrati dalle strutture del Ministero dello Sviluppo Economico oltre 100 tra Istituzioni, parti sociali, associazioni di categoria e centri studi, e sono stati ricevuti oltre 600 contributi sulla piattaforma *on-line*, prevalentemente da privati cittadini e imprese. Questo patrimonio di

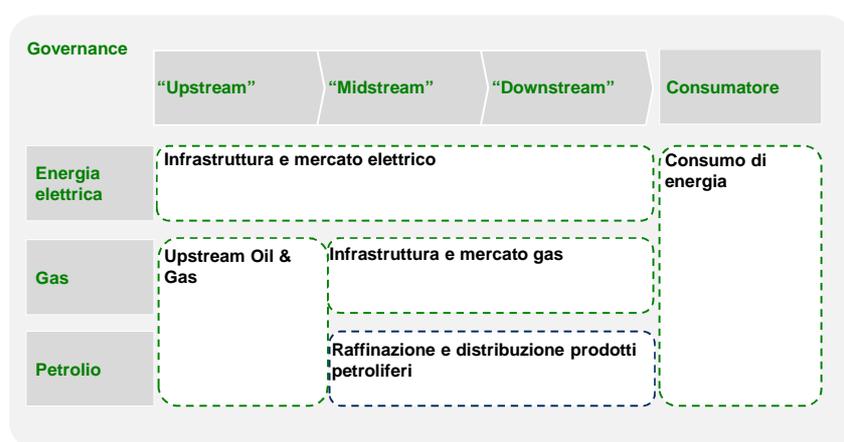
analisi e di posizioni sarà reso disponibile al pubblico (compatibilmente con la disponibilità alla pubblicazione da parte dei diversi soggetti coinvolti). Alla strategia proposta, seguirà la **definizione di un percorso di implementazione** che articoli ulteriormente le diverse iniziative, e definisca in dettaglio responsabilità, strumenti attuativi e tempistiche per ciascuna di esse. Si ritiene inoltre importante **l'istituzione di un processo di monitoraggio** ed aggiornamento degli scenari con cadenza almeno biennale (ai sensi dell'art. 1, comma 2 del D.Lgs. 93/2011) **e aggiornamento** regolare (ogni tre anni) della strategia energetica, in particolare per agire sugli eventuali scostamenti dagli obiettivi prefissati (sia per ciascuna iniziativa, sia complessivi a livello di Sistema), per adeguare le scelte all'evolversi del contesto macroeconomico e tecnologico, e per assicurare il pieno coordinamento con le politiche energetiche europee e regionali e con le altre politiche settoriali.

Da un punto di vista **metodologico**, questo documento analizza il settore energia scomponendolo in **5 sotto-settori/ aree di intervento**, in base alle diverse fonti energetiche (energia elettrica, gas, petrolio) e/o alla diversa fase della catena del valore (*upstream*, ovvero generazione o estrazione; *midstream*, ovvero trasporto o raffinazione; *downstream*, ovvero distribuzione; e infine, consumo). Le 5 aree sono:

- Il consumo di energia
- L'infrastruttura e il mercato elettrico
- L'infrastruttura e il mercato del gas
- La raffinazione e la distribuzione dei prodotti petroliferi
- La ricerca ed estrazione di petrolio e gas

Vi è poi **un'area che abbraccia tutte le 5 aree** trasversalmente: quella della **Governance** del settore, che riguarda la *policy* e la regolazione (internazionali, europee, nazionali, regionali e locali) e i processi amministrativi e autorizzativi.

5 distinte aree di intervento nel settore dell'energia



Fonte: MISE

In termini temporali, la Strategia Energetica si focalizza su due orizzonti:

- Un orizzonte di **medio-lungo termine al 2020** in cui si definiscono più in dettaglio gli **obiettivi**, si identificano specifiche priorità di azione e concrete **iniziative** a supporto, e si delineano le **previsioni** di evoluzione del sistema energetico.

In modo consapevole, si è preferito utilizzare questo come il **principale orizzonte temporale** della SEN: esso consente infatti di avere sufficienti gradi di libertà per poter definire una direzione di sviluppo (pur con alcuni vincoli legati alla situazione contingente) e allo stesso tempo consente di definire le priorità e gli interventi con una certa concretezza (cosa difficile da fare se si fosse utilizzato esclusivamente un orizzonte di lunghissimo termine), costringendo i decisori politici a compiere delle scelte tra alternative possibili o a trovare delle sintesi efficaci, e assicurando la **coerenza delle decisioni** che già saranno da prendere nel breve termine con le scelte di fondo di più lungo periodo. Inoltre, l'orizzonte 2020 è tuttora quello principale delle politiche definite a livello europeo.

- Un orizzonte di **lunghissimo termine al 2050**, che consenta di definire gli orientamenti del Paese sulle **scelte di fondo** complessive ed identificare e anticipare le principali implicazioni dei possibili scenari evolutivi, in particolare per alcuni settori con orizzonti di sviluppo strutturalmente lunghi (ad esempio, la ricerca). Per tale orizzonte, vi è anche un riferimento europeo (la *Energy Roadmap 2050*), che tuttavia è ancora oggetto di dibattito.

2.2 Quattro obiettivi chiave per il settore

Coerentemente con quanto detto precedentemente in termini di contesto internazionale e di sfide e punti di forza del sistema energetico italiano, la nuova Strategia Energetica Nazionale si incentra su quattro obiettivi principali:

1. **Ridurre significativamente il gap di costo** dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020, e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiana ed europea.
2. **Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione** definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020, ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della *Roadmap 2050*.
3. **Continuare a migliorare la nostra sicurezza ed indipendenza** di approvvigionamento.
4. **Favorire la crescita** economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Analizziamo brevemente ciascuno degli obiettivi indicati:

1. Ridurre il differenziale di **costo per cittadini e imprese è di gran lunga il primo obiettivo**, date le priorità del Paese di diventare più competitivo e di crescere di più e in maniera sostenibile. Come abbiamo visto, è questa anche l'area nella quale si parte da una situazione di maggior svantaggio, e per la quale sono **necessari i maggiori sforzi**. Data la natura strutturale del nostro divario di costo, le azioni da intraprendere mostreranno i loro effetti progressivamente nell'orizzonte di medio periodo. Per raggiungere questo obiettivo sarà infatti essenziale l'allineamento dei prezzi del gas (elemento critico anche per la riduzione dei prezzi dell'energia elettrica), e in parallelo il contenimento delle diffuse inefficienze nel sistema che determinano prezzi più elevati. Ridurre costi e prezzi dell'energia vuol dire non solo restituire competitività alle imprese sui mercati internazionali e maggiore capacità di spesa ai cittadini, ma anche offrire una prospettiva di esportazione – o di riduzione delle importazioni – al nostro parco di generazione elettrica.

In un orizzonte di più lungo periodo – 2030-2050, in cui il Paese prevedibilmente sarà pienamente integrato con l'Europa in termini di costi e prezzi energetici – sarà prioritario assicurare che il percorso di **decarbonizzazione** venga realizzato in modo da **non compromettere la competitività del sistema italiano ed europeo** nei confronti delle principali economie mondiali.

2. Il secondo obiettivo è quello del **raggiungimento e superamento degli obiettivi ambientali e di carbonizzazione europei**, che costituiscono un elemento chiave dello sviluppo sostenibile che il Paese intende perseguire. Ciò implicherà, da un lato il superamento degli obiettivi definiti dal Pacchetto Clima-Energia ("20-20-20"), dall'altro una attiva partecipazione alla definizione del percorso di decarbonizzazione della *Roadmap* al 2050. Il benessere delle generazioni future, in termini ambientali ma anche di competitività industriale e di funzionamento complessivo della società, dipenderà in larga parte dalle risposte che sapremo dare per prevenire e per adattare il sistema alle **sfide imposte del cambiamento climatico**.
3. Occorre poi puntare sulla **sicurezza e indipendenza di approvvigionamento**, soprattutto nel settore del gas, ma anche in quello elettrico. Questo obiettivo si articola, da un lato nella riduzione dei livelli di **importazione** di combustibili fossili e di elettricità (così da ridurre complessivamente il livello di

dipendenza e migliorare la nostra bilancia commerciale), dall'altro nella **diversificazione** delle fonti di approvvigionamento (essenziale per minimizzare i rischi, soprattutto nel settore del gas), e nell'ottimizzazione della **flessibilità di fornitura** per rispondere ai picchi di consumo e a riduzioni impreviste nelle importazioni (ad esempio attraverso gli stoccaggi gas).

4. La realizzazione della strategia energetica comporterà importanti investimenti e innovazione tecnologica e rappresenterà quindi un'opportunità di crescita del settore energetico. Considerando anche le notevoli opportunità internazionali che si presenteranno e il nostro punto di partenza privilegiato in diverse aree in cui vantiamo tradizione e competenze, quello della **crescita industriale del settore energia** rappresenta un obiettivo in sé della strategia energetica, che si propone quindi di **favorire le ricadute sulla filiera nazionale** degli interventi in tutte le aree d'azione che analizzeremo. In questo ambito particolare attenzione andrà rivolta alla **crescita di tutti i segmenti dell'economia 'verde'**, di cui sarà importante saper sfruttare appieno il potenziale.

3. Le priorità d'azione e i risultati attesi al 2020

3.1 Sette priorità per i prossimi anni

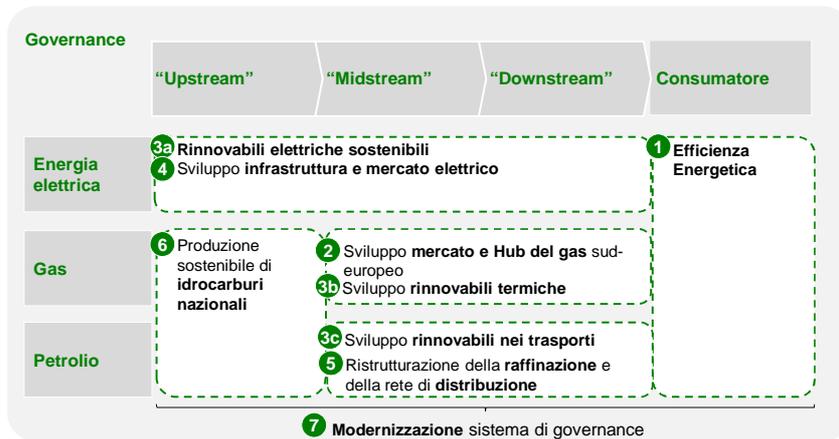
Per raggiungere gli obiettivi descritti nel medio-lungo termine (2020), la Strategia Energetica Nazionale si articola in 7 priorità, ciascuna con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione, come sotto descritte. Naturalmente, oltre a queste 7 priorità, vi sono numerose aree di intervento su cui l'azione del Governo si focalizzerà, ma quelle illustrate sono quelle di maggior peso e impatto.

- 1. Efficienza energetica.** L'efficienza energetica contribuisce al raggiungimento di tutti gli obiettivi di politica energetica menzionati nel capitolo precedente: la riduzione dei nostri costi energetici, grazie al risparmio di consumi; la riduzione dell'impatto ambientale (l'efficienza energetica è lo strumento più economico per l'abbattimento delle emissioni, con un ritorno sugli investimenti spesso positivo per il Paese, e quindi da privilegiare per raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale); il miglioramento della nostra sicurezza di approvvigionamento e la riduzione della nostra dipendenza energetica; lo sviluppo economico generato da un settore con forti ricadute sulla filiera nazionale, su cui l'Italia vanta numerose posizioni di *leadership* e può quindi guardare anche all'estero come ulteriore mercato in rapida espansione.
Con un forte impulso all'efficienza energetica verrà assorbita una parte sostanziale degli incrementi attesi di domanda di energia al 2020, sia primaria che di consumi finali. In questo contesto, il settore dovrà quindi fronteggiare realisticamente uno scenario di domanda complessiva che resterà ferma su livelli paragonabili a quelli degli ultimi anni.
- 2. Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo.** Per l'Italia è prioritario creare un mercato interno liquido e concorrenziale e completamente integrato con gli altri Paesi europei. Inoltre, nei prossimi 20 anni l'Europa aumenterà significativamente l'importazione di gas (circa 190 miliardi di metri cubi in più, secondo l'IEA): per il nostro Paese questa può essere l'opportunità di diventare un importantecrocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa. L'impatto principale atteso dei cambiamenti sopra descritti è quello di un allineamento dei nostri prezzi del gas a quelli europei, cui si accompagnerà un incremento della sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato. Il prezzo del gas più competitivo consentirà, da un lato di diventare Paese di interscambio e/o di transito verso il Nord Europa, dall'altro di restituire competitività al parco italiano di cicli combinati a gas, riducendo le importazioni elettriche.
- 3. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili.** L'Italia intende superare gli obiettivi di produzione rinnovabile europei ('20-20-20'), contribuendo in modo significativo alla riduzione di emissioni e all'obiettivo di sicurezza energetica. Nel fare ciò, è però di grande importanza contenere la spesa in bolletta, che grava su imprese e famiglie, allineando il livello degli incentivi ai valori europei e spingendo lo sviluppo dell'energia rinnovabile termica, che ha un buon potenziale di crescita e costi specifici inferiori a quella elettrica. Occorrerà inoltre orientare la spesa verso le tecnologie e i settori più virtuosi, ossia con maggiori ritorni in termini di benefici ambientali e sulla filiera economica nazionale (in tal senso, particolare attenzione verrà rivolta al ciclo e alla valorizzazione energetica dei rifiuti). Le rinnovabili rappresentano infatti un segmento centrale di quella *green economy* che è sempre più considerata anche a livello internazionale un'opportunità per la ripresa economica.

4. **Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico.** Il settore elettrico è in una fase di profonda trasformazione, determinata da numerosi cambiamenti; solo per citare i più evidenti: la frenata della domanda, la grande disponibilità (sovrabbondante) di capacità di produzione termoelettrica e l'incremento della produzione rinnovabile, avvenuto con un ritmo decisamente più veloce di quanto previsto nei precedenti documenti di programmazione. In tale ambito, le scelte di fondo saranno orientate a mantenere e sviluppare un mercato elettrico libero, efficiente e pienamente integrato con quello europeo, in termini sia di infrastrutture che di regolazione, e con prezzi progressivamente convergenti a quelli europei. Sarà inoltre essenziale la piena integrazione, nel mercato e nella rete elettrica, della produzione rinnovabile.
5. **Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti.** La raffinazione è un settore in difficoltà, sia per ragioni congiunturali (calo della domanda dovuto alla crisi economica), sia soprattutto strutturali, dato il progressivo calo dei consumi e la sempre più forte concorrenza da nuovi Paesi. Il comparto produttivo necessita quindi di una ristrutturazione che porti a un assetto più competitivo e tecnologicamente più avanzato. Anche la distribuzione di carburanti necessita di un ammodernamento, che renda il settore più efficiente, competitivo e con più alti livelli di servizio verso i consumatori.
6. **Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali.** L'Italia è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili; allo stesso tempo, dispone di ingenti riserve di gas e petrolio. In questo contesto, è doveroso fare leva (anche) su queste risorse, dati i benefici in termini occupazionali e di crescita economica, in un settore in cui l'Italia vanta notevoli competenze riconosciute. D'altra parte, ci si rende conto del potenziale impatto ambientale ed è quindi fondamentale la massima attenzione per prevenirlo: è quindi necessario aver regole ambientali e di sicurezza allineate ai più avanzati standard internazionali (peraltro il settore in Italia ha una storia di incidentalità tra le migliori al mondo). In tal senso, il Governo non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di *shale gas*.
7. **Modernizzazione del sistema di governance.** Per facilitare il raggiungimento di tutti gli obiettivi precedenti bisognerà rendere più efficace e più efficiente il nostro sistema decisionale, che ha oggi procedure e tempi molto più lunghi e farraginosi di quelli degli altri Paesi con i quali ci confrontiamo. La condivisione di una strategia energetica nazionale chiara e coerente rappresenta un primo importante passo in questa direzione.

7 priorità identificate con obiettivi concreti e specifiche misure a supporto

 Priorità di intervento



3.2 Risultati attesi al 2020

Innanzitutto, una premessa: formulare previsioni a lungo termine è difficile e richiede di definire, oltre alle azioni di *policy* che si intendono portare avanti, anche una serie di ipotesi su condizioni esogene al sistema, che ovviamente non sono controllabili e possono risultare, alla prova dei fatti, alquanto diversi dalle proiezioni. Nel redigere questo documento abbiamo quindi preparato – con la fondamentale collaborazione di ENEA – una serie di **scenari evolutivi**, che rappresentino in maniera quantitativa i previstirisultati delle azioni definite dalla Strategia Energetica (per semplicità di illustrazione, nel documento riportiamo solo i dati di sintesi dello ‘scenario SEN’, ovvero quello che, secondo specifiche proiezioni della variabili esogene principali, risulterebbe mediamente come risposta alle azioni disegnate). In particolare, per quanto riguarda le ipotesi di crescita economica (PIL), abbiamo ipotizzato una ripresa economica a partire dal 2014 con un tasso medio di crescita annuale fino al 2020 del 1,1% (in linea con le previsioni utilizzate dalla Commissione Europea per l’Italia nel rapporto ‘*The Ageing Report 2012*’)³.

Fatta questa premessa metodologica, possiamo dire che il risultato atteso dall’implementazione di tutte le attività prioritarie descritte sarà **un’evoluzione graduale ma significativa del sistema**, sia sul fronte economico che ambientale, e che prevede **al 2020** i seguenti risultati:

1. **Volumi e mix energetico: il contenimento dei consumi ed una evoluzione del mix** in favore delle fonti rinnovabili.
2. **Costi e prezzi dell’energia: una significativa riduzione dei costi** energetici ed un progressivo **allineamento dei prezzi** ai livelli europei.
3. **Impatto ambientale: il raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi europei ambientali e di decarbonizzazione** al 2020.
4. **Sicurezza del sistema: maggiore sicurezza** grazie a una **minore dipendenza** di approvvigionamento e ad una **maggiore flessibilità**.
5. **Crescita economica: impatto positivo** sulla crescita grazie agli **importanti investimenti** attesi nel settore e alle implicazioni della strategia in termini di **competitività** del sistema.

Analizziamo più in dettaglio l’evoluzione attesa del sistema:

1. Volumi e mix energetico

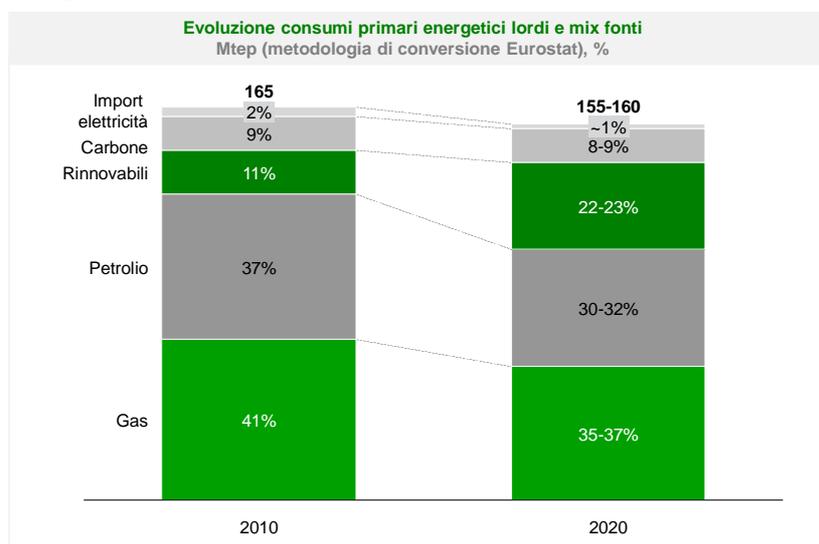
³Le principali ulteriori assunzioni relative allo ‘scenario SEN’ descritto includono al 2020: prezzo del greggio: 110-120 \$/bbl; prezzo del carbone: 100-110 \$/t; prezzo del gas: 8-10 €/Mbtu.

Grazie ad una forte spinta sull'efficienza energetica, si prevede un **contenimento dei consumi** rispetto al 2010, sia di quelli complessivi primari che di quelli elettrici (con una **riduzione attesa del ~4% sui primari** e un contenimento della crescita di quelli elettrici).

L'evoluzione del mix produttivo prevede un forte **incremento dell'incidenza delle energie rinnovabili** su tutti i settori (elettrico, calore, trasporti), in totale fino al 22-23% dei consumi primari, rispetto all'11% del 2010, e una **graduale discesa dei combustibili fossili**, che però rimarranno prevalenti (circa il 76% dei consumi primari). In particolare il **settore elettrico** evolverà verso un mix incentrato su gas e rinnovabili (questo è un *trend* atteso anche in altri Paesi europei): le **rinnovabili raggiungeranno il livello del gas** per importanza nel mix dei consumi, con un 34-38% atteso.

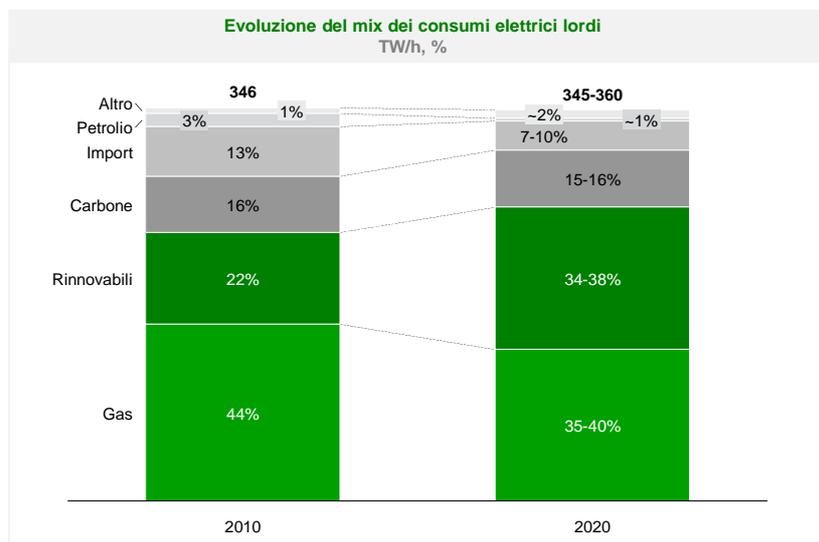
TAVOLA 10

Una evoluzione graduale ma significativa del sistema: consumi primari energetici lordi



Fonte: MISE; ENEA

Evoluzione dei consumi elettrici verso un mix gas – rinnovabili



Fonte: MISE; ENEA

2. Costi e prezzi dell'energia

Ci si attende una riduzione significativa dei costi energetici per il Paese, sia per una progressiva eliminazione dei *gap* di prezzo rispetto agli altri Paesi europei, sia per effetto delle azioni di efficienza energetica. Una stima di evoluzione del sistema in uno scenario di pieno raggiungimento degli obiettivi SEN, in **ipotesi di prezzi costanti (2012) delle commodities internazionali e della CO₂**, prevede:

- Sul fronte dei **costi complessivi**, un notevole **risparmio** di circa **9 miliardi di euro l'anno** sulla bolletta nazionale di elettricità e gas (il costo totale sostenuto da parte di tutti i consumatori italiani per le forniture di energia elettrica e gas, pari oggi a circa 70 miliardi). Questo risparmio si compone di:
 - Circa **4-5 miliardi di costi addizionali** in bolletta 2020 rispetto al 2012, principalmente indirizzati a migliorare l'impatto ambientale del sistema energetico (secondo gli obiettivi della Strategia Energetica) e a rendere il sistema stesso più efficiente e competitivo mantenendo elevati standard di sicurezza. In particolare, tali costi addizionali sono riferiti a incentivi/supporto ad investimenti per l'efficienza energetica, lo sviluppo delle rinnovabili termiche, lo sviluppo della rete elettrica e gas (incluse alcune infrastrutture strategiche). Si tratta di un impegno rilevante e quindi da controllare e monitorare con attenzione, iniziativa per iniziativa, nel corso del tempo.
 - Circa **13,5 miliardi di risparmi** in bolletta 2020, di cui **quasi 9 miliardi dovuti ad un'attesa riduzione dei prezzi e circa 4,5 ad una riduzione dei volumi**. I primi sono legati ad un atteso allineamento dei prezzi all'ingrosso del gas italiani rispetto a quelli europei (in ipotesi di pieno trasferimento di tale beneficio ai consumatori finali), e alla riduzione di rendite ed

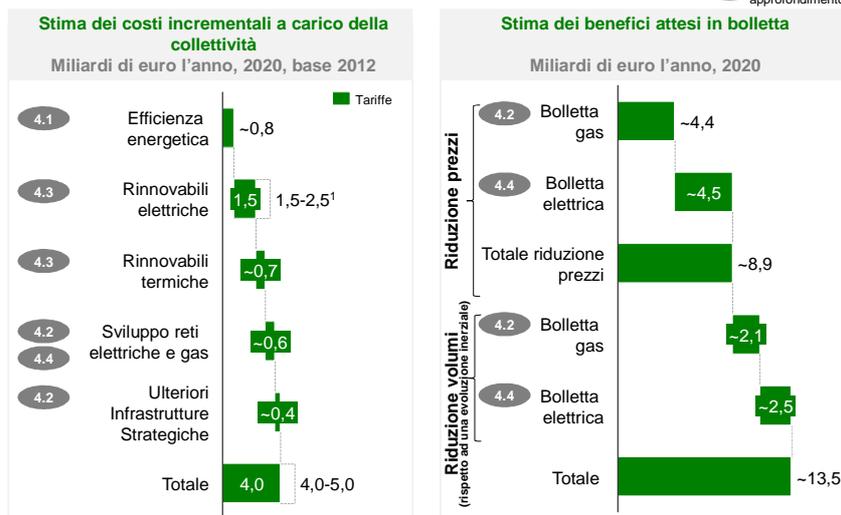
inefficienze diffuse (es. eliminazione degli attuali colli di bottiglia della rete che comportano prezzi locali superiori alla media nazionale in alcune aree e un elevato costo di dispacciamento, riduzione delle perdite di rete, revisione degli incentivi Cip 6 e di altri oneri di sistema, introduzione di meccanismi competitivi per l'accesso alle concessioni idroelettriche con parziale restituzione delle rendite a riduzione degli oneri, razionalizzazione della distribuzione elettrica e gare per la distribuzione gas, revisione delle agevolazioni a specifici segmenti di clientela, riduzione degli oneri per le misure di gestione di emergenza gas). I secondi sono legati principalmente alle azioni di efficienza energetica che ridurranno i volumi di consumo rispetto ad una crescita in assenza di misure, sia gas che elettrici.

Il dettaglio dei singoli contributi mostrati in Tavola 12 viene discusso più approfonditamente nei capitoli dedicati.

TAVOLA 12

Evoluzione bollette elettriche e gas – I costi incrementali attesi a carico della collettività sono più che compensati dai benefici attesi

Paragrafo di approfondimento



¹ Per quanto riguarda l'incentivazione alle rinnovabili elettriche, grazie alla fuoriscita di impianti dal regime incentivante, è ipotizzabile una progressiva riduzione o fuoriscita in fiscalità di parte degli oneri
Fonte: MISE

- Sul fronte dei prezzi unitari, lo scenario è di un progressivo **allineamento dei prezzi ai livelli europei** per tutte le fonti energetiche. In particolare, il gas sarà presumibilmente il più rapido ad allinearsi: questo avvicinamento è già iniziato in maniera vistosa, grazie alle azioni intraprese negli ultimi mesi (come vedremo nel capitolo relativo); anche per i carburanti si avrà un avvicinamento progressivo, grazie ai cambiamenti strutturali che si sono avviati sia nella distribuzione che nella raffinazione e che andranno ulteriormente perseguiti; infine, per l'energia elettrica, probabilmente la riduzione del *gap* richiederà più tempo, data la sua natura più strutturale (in particolare per le componenti dovute al mix di generazione e agli incentivi già accumulati per le rinnovabili), ma potrà realizzarsi progressivamente, sia come effetto dei cambiamenti in corso nel mercato italiano (ad esempio nel mercato del gas e nella riduzione di inefficienze e colli di bottiglia), sia per la graduale evoluzione dei sistemi elettrici europei verso un mix più simile a quello italiano.

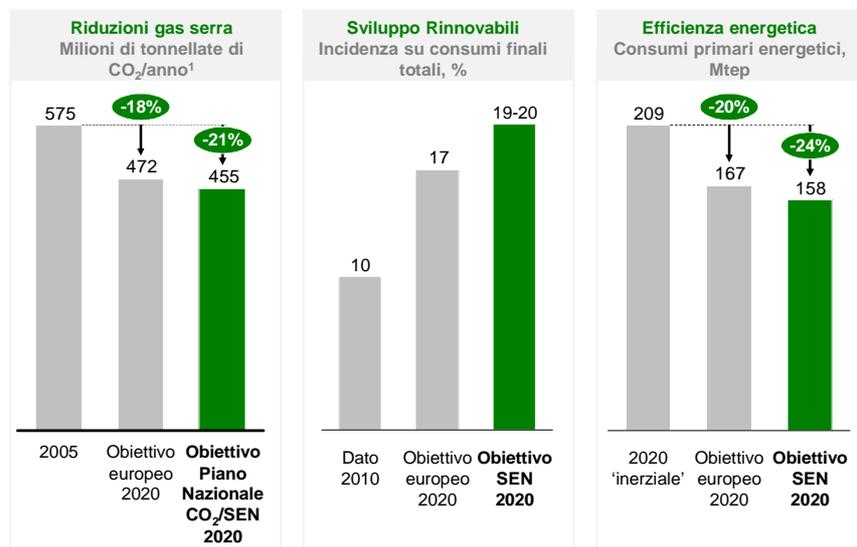
3. Impatto ambientale

In linea con la scelta di fondo di progressiva decarbonizzazione dell'economia, le azioni proposte consentiranno un forte progresso dei nostri standard ambientali, con il **raggiungimento e superamento di tutti gli impegni europei al 2020**, e un avvicinamento progressivo verso gli obiettivi della *Roadmap 2050*:

- Per quanto riguarda la riduzione delle **emissioni** di gas serra, ci si attende un livello del 21% inferiore rispetto a quello del 2005, superando gli obiettivi europei per l'Italia, ETS e non, quantificabili nel 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005, in linea con il Piano nazionale di riduzione della CO₂ e della decarbonizzazione dell'economia italiana (**verificare con MATTM**).
- Per quanto riguarda lo sviluppo delle energie **rinnovabili**, ci si attende che l'Italia raggiunga il **19-20% dei consumi finali** lordi (e 22-23% dei consumi primari), superando l'obiettivo del Piano Nazionale (PAN) pari al 17% dei consumi finali.
- Per quanto riguarda l'**efficienza energetica** – area in cui i target 20-20-20 non sono vincolanti – l'Italia intende superare gli obiettivi europei pari al 20% dei **consumi inerziali** con una previsione di **risparmi fino al 24%** (pari a circa 20 Mtep di energia primaria in meno rispetto ad oggi), rivedendo in tal senso il Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (che, come da direttiva 2006/32/CE, ha un orizzonte temporale vincolato al 2016).

TAVOLA 13 [VERIFICA FINALE CON MATTM SU CO₂]

Il superamento degli impegni ambientali europei al 2020



¹ Le iniziative prioritarie introdotte sono coerenti con quanto in corso di definizione nel Piano nazionale per la riduzione della CO₂, che prevede un livello di emissioni al 2020 pari a 455 Mtons/anno
Fonte: MISE; ENEA

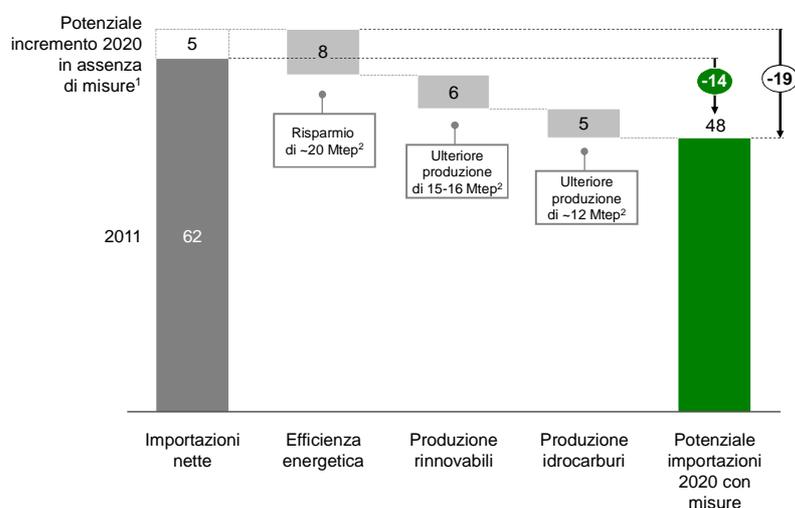
4. Sicurezza del sistema

Grazie ai previsti interventi di efficienza energetica, all'aumento delle rinnovabili, alla maggiore produzione nazionale di idrocarburi e ad una riduzione delle importazioni di elettricità, il Paese **ridurrà in modo significativo la sua dipendenza dall'estero, dall'84% al 67% circa** del fabbisogno energetico, con una conseguente **riduzione della fattura energetica di circa 14 miliardi di euro l'anno** rispetto ai 62 miliardi attuali (o di circa 19 miliardi rispetto al livello di 67 miliardi atteso nel 2020 in caso di evoluzione 'inerziale' del sistema in assenza di misure e a prezzi costanti). I risparmi attesi sulle importazioni equivalgono a circa l'1% di PIL e, da soli, sarebbero in grado di riportare la bilancia commerciale in positivo, dopo molti anni di passivo.

TAVOLA 14

Il potenziale di risparmio per il Paese è significativo

Miliardi di euro l'anno, stime in ipotesi di prezzi per importazioni costanti



¹ Ipotesi di interruzione misure per l'efficienza energetica, interruzione incentivi a rinnovabili, declino naturale di produzione idrocarburi

² Energia primaria, metodologia Eurostat, rispetto ai valori 2010

Fonte: MISE

Alla riduzione della dipendenza energetica si accompagnerà un incremento della flessibilità di risposta del sistema e della diversificazione delle fonti di approvvigionamento. In particolare, grazie alle regole di mercato che si intendono attuare e alle nuove infrastrutture di stoccaggio e di importazione, si prevede di raggiungere un livello di sicurezza elevato, con il **pieno rispetto del criterio "N-1" anche nelle peggiori condizioni di capacità di erogazione di stoccaggio** – risolvendo il problema delle crisi gas invernali, che ci hanno spesso penalizzato negli ultimi 10 anni – e una **migliore capacità di risposta in caso di eventi eccezionali** in Paesi fornitori oggi indispensabili.

5. Crescita economica

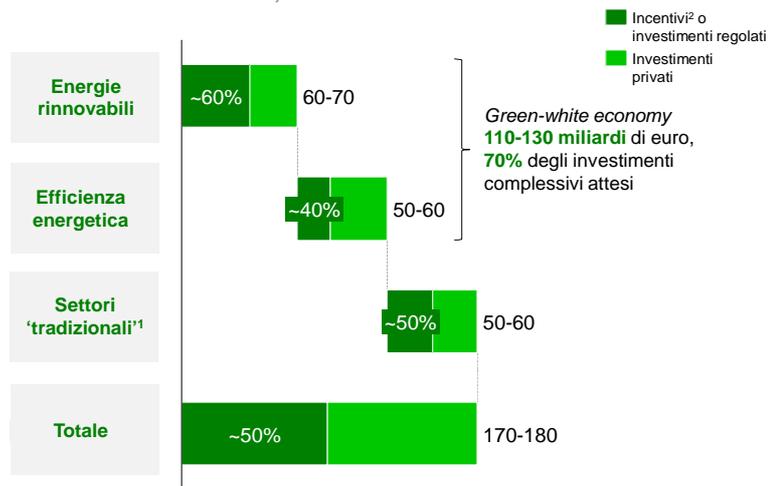
L'insieme delle iniziative prioritarie richiederà uno **sviluppo degli investimenti** molto significativo, sia nella *'green economy'* (rinnovabili, efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (quali reti elettriche e gas, rigassificatori e stoccaggi, e produzione idrocarburi). Si prevede un ammontare di investimenti da qui al 2020 pari a circa **170-180 miliardi di euro**. Si tratta di investimenti privati, in parte supportati da incentivi o regolati con riconoscimento tariffario, e previsti con ritorno economico positivo per il Paese.

Questi importanti investimenti, accompagnati dal recupero di competitività nei settori a più elevato consumo di energia elettrica e di gas, dal risparmio di risorse attualmente utilizzate per l'importazione di combustibili, e dal rilancio della ricerca e dell'innovazione nel settore, consentiranno benefici, il cui impatto complessivo è però di difficile quantificazione, in termini di **crescita economica ed occupazione**.

TAVOLA 15

Il settore dell'energia rappresenterà nel suo complesso un volano di investimenti per la crescita del Paese nei prossimi anni

Stima investimenti cumulati al 2020, Miliardi di euro



¹ Include: E&P idrocarburi; Rete di trasporto e distribuzione gas; Rigassificatori, gasdotti e stoccaggi; Generazione, trasmissione e distribuzione elettrica
² Incentivi stimati su intero periodo di erogazione, anche oltre il 2020
 Fonte: MISE

4. Approfondimento delle priorità d'azione

4.1 L'efficienza energetica

Gli obiettivi

L'efficienza energetica rappresenta la **prima priorità della nuova strategia energetica**. Contribuisce infatti contemporaneamente al raggiungimento di tutti gli obiettivi della SEN: riduzione dei costi energetici, riduzione delle emissioni e dell'impatto ambientale, miglioramento della sicurezza ed indipendenza di approvvigionamento e sviluppo della crescita economica. Al centro delle politiche energetiche vi è quindi il lancio di un grande ed articolato programma nazionale di efficienza energetica che consenta:

- Il **superamento degli obiettivi europei** al 2020.
- Il perseguimento di una **leadership industriale** per catturare la crescita del settore in Italia e all'estero.

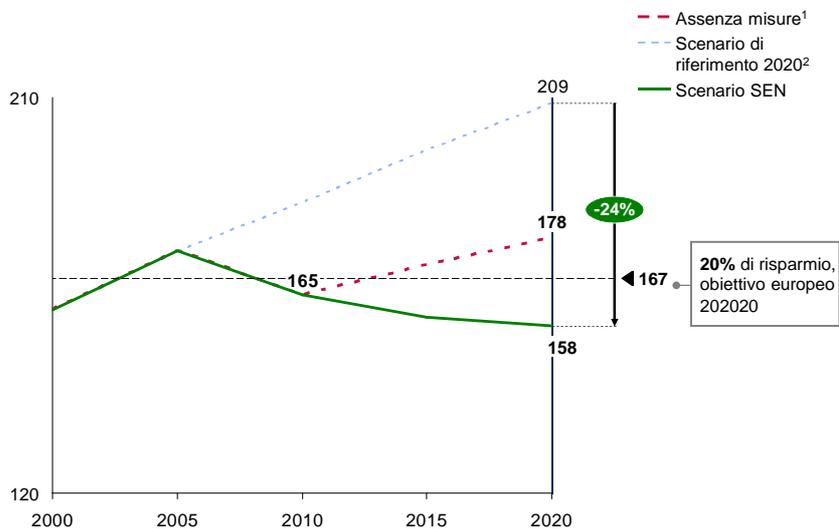
In termini di obiettivi quantitativi, il programma al 2020 si propone di:

- Risparmiare **20 Mtep di energia primaria** l'anno, e 15 Mtep di energia finale, raggiungendo al 2020 un livello di consumi circa il 24% inferiore rispetto allo scenario di riferimento europeo, basato su un'evoluzione 'inerziale' del sistema (Modello Primes 2008).
- Evitare l'emissione di circa **55 milioni di tonnellate di CO₂** l'anno. L'efficienza energetica rappresenterà quindi il **principale motore per l'abbattimento delle emissioni** di CO₂.
- Risparmiare circa **8 miliardi di euro l'anno di importazioni** di combustibili fossili.

TAVOLA 16

Obiettivo di risparmio energetico 2020 – Consumi primari

Consumi primari di energia escluso usi non energetici, Mtep

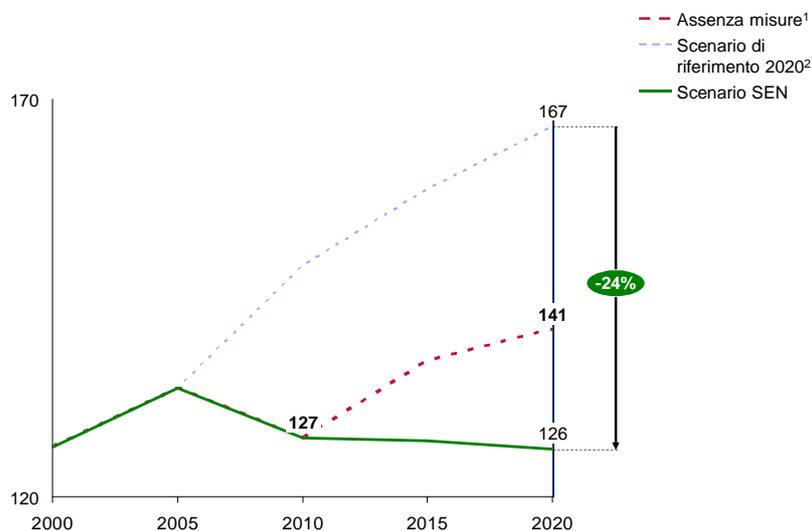


1 Interruzione di tutte le misure di supporto all'efficienza energetica (non contabilizza nessuno dei risparmi attesi in PAEE successivi al 2010)
 2 Primes 2008
 Fonte: MISE; ENEA

TAVOLA 17

Obiettivo di risparmio energetico 2020 – Consumi finali

Consumi finali di energia, Mtep (definizione direttiva 2009/28/EC)



1 Interruzione di tutte le misure di supporto all'efficienza energetica (non contabilizza nessuno dei risparmi attesi in PAEE successivi al 2010)
 2 Primes 2008
 Fonte: MISE; ENEA

Il punto di partenza

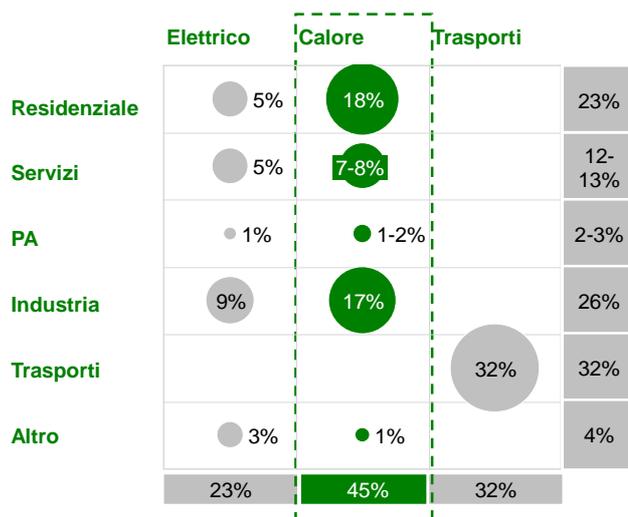
In termini di efficienza energetica, l'Italia presenta già *performance* elevate rispetto ad altri Paesi europei. Resta tuttavia un potenziale di miglioramento importante, che può essere catturato attraverso interventi che hanno un ritorno economico positivo.

- L'attuale consumo di energia in Italia è pari a circa **127,5MTep** in termini di **consumi finali lordi** di energia (escluso usi non energetici, 2010). Di questi, il calore (inteso come uso finale di energia ai fini di riscaldamento e raffrescamento) rappresenta la quota più importante, pari a circa il 45% del totale, seguito dai consumi nei trasporti, con poco più del 30%, e infine da quelli elettrici. Guardando gli usi dal punto di vista settoriale, i trasporti sono il settore a più alto consumo di energia finale (32%), seguito dagli usi industriali (26%) e residenziali (23%) e dai servizi (12-13%), mentre la Pubblica Amministrazione rappresenta solo il 2-3%.

TAVOLA 18

I consumi termici rappresentano la quota maggiore dei consumi energetici del Paese, sia nel settore civile che per le imprese

Consumi finali di energia 2010, % su consumi totali, stime

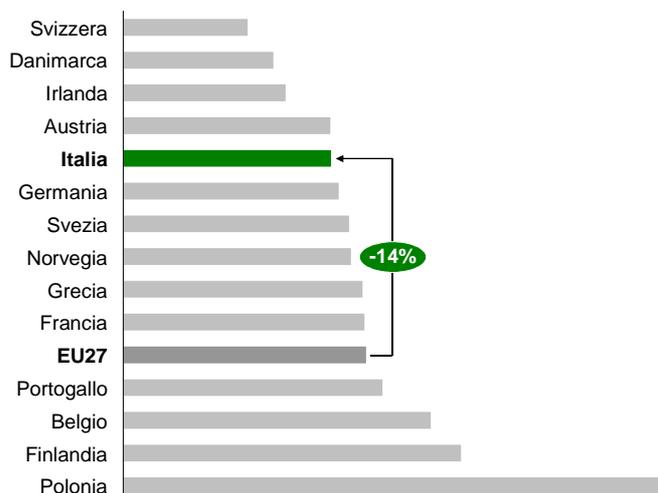


Fonte: Elaborazioni su dati B.E.N.

- In termini di efficienza energetica, **l'Italia parte già da un buon livello** medio: siamo infatti uno dei primi Paesi per intensità energetica in Europa, con un livello inferiore alla media di circa il 14%, nonostante una struttura economica in cui l'industria manifatturiera ha un peso superiore alla media europea (anche se, negli ultimi due decenni, altri Paesi europei hanno mediamente migliorato tale indicatore in maniera più forte rispetto a quanto fatto dall'Italia).

L'Italia è uno dei Paesi a maggiore efficienza energetica tra i Paesi industrializzati

Intensità energetica primaria del PIL, kep/1.000€, 2010

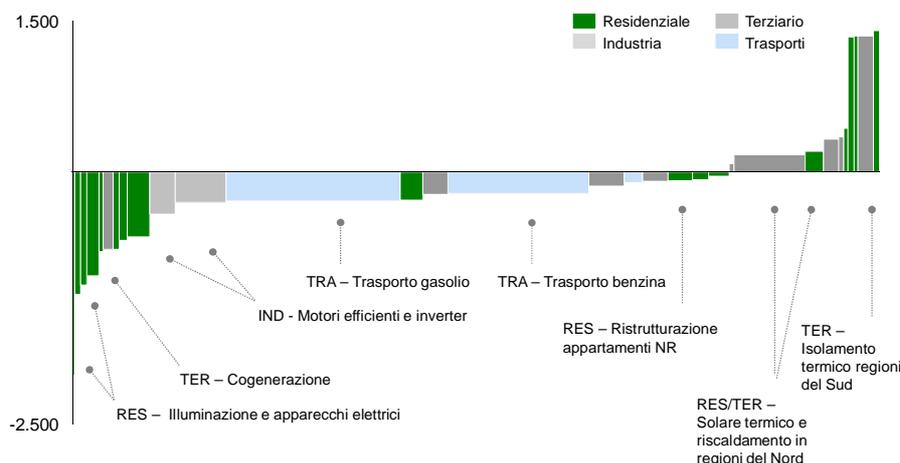


Fonte: Eurostat

- Negli ultimi anni, grazie al Piano d'Azione sull'Efficienza Energetica, **PAEE**, **già molto è stato fatto**. Gli interventi che sono stati attivati dal 2007 con tale Piano (ad esempio: Certificati Bianchi, detrazioni al 55%, incentivi e requisiti prestazionali minimi) hanno infatti permesso già un risparmio di circa 4 Mtep/anno di energia finale al 2010 (e circa 6 di primaria), superando gli obiettivi prefissati per tale data – pari a circa 3,5 Mtep. Questi risultati sono stati calcolati al netto della riduzione dei consumi energetici verificatasi come conseguenza della crisi economica che ha colpito il Paese.
- Inoltre, da un punto di vista tecnologico, l'Italia vanta una **consolidata tradizione industriale** in molti settori fortemente interessati dalla diffusione dell'efficienza energetica, quali ad esempio elettrodomestici e domotica, illuminotecnica, caldaie, motori, *inverter smart grid*, oltre ovviamente all'edilizia e all'*automotive*.
- Resta in ogni caso un **elevato potenziale** di risparmio energetico non sfruttato, con numerosi interventi che offrono un ritorno economico positivo per il Paese, ma anche per il singolo consumatore. A titolo di esempio, in Italia un edificio costruito secondo standard di efficienza energetica consente una riduzione dei consumi fino al 70% rispetto ad un edificio tradizionale. Molti studi confermano il grande potenziale di numerose azioni di efficienza energetica con ritorno economico positivo, come lo studio mostrato nel grafico seguente che mostra la 'curva di costo' delle azioni di risparmio energetico, di cui la maggior parte aventi 'costo negativo' (ovvero, il cui investimento viene ripagato dai risparmi economici conseguiti).

Le potenzialità degli interventi di efficienza energetica in Italia sono importanti, molti dei quali con ritorno economico positivo

Costo medio risparmio energetico, €/tep, esempi



- Dato che le azioni di efficienza energetica hanno spesso un ritorno economico positivo, in uno scenario puramente razionale, ci si aspetterebbe che tali azioni e investimenti si realizzino spontaneamente, guidati dalle logiche economiche e dal mercato. Il meccanismo virtuoso è però ostacolato da numerose **barriere all'adozione** di tecnologie per l'efficientamento, diverse in base al settore. Tra i principali esempi per settore:
 - In ambito **civile**, gli elevati investimenti iniziali scoraggiano spesso le decisioni dei piccoli consumatori (residenziale, uffici). A questo si aggiunge anche una frequentemente scarsa consapevolezza dei potenziali risparmi e una difficoltà di accesso agli incentivi.
 - Per quanto riguarda la **Pubblica Amministrazione**, l'impossibilità di accedere a sistemi di detrazione fiscale e le difficoltà di autofinanziamento richiederebbero un ampio ricorso al modello ESCO. Il problema di 'agenzia' però – che consiste in una difficile contrattualizzazione dell'allocazione dei costi e del rischio tra le diverse parti – rende molto difficile la realizzazione degli interventi in questo settore, che si vorrebbe facesse da esempio e da guida per il resto dell'economia (nonostante la limitata incidenza sui consumi totali).
 - In ambito **industriale**, la limitata disponibilità di competenze interne specializzate, soprattutto per le aziende medio-piccole, la scarsità di attori specializzati per interventi spesso complessi e una bassa propensione a realizzare interventi con *payback* spesso relativamente lunghi.

TAVOLA 21

Le barriere all'adozione di tecnologie rinnovabili e di efficienza hanno rilevanza differente nei diversi settori

Settore	Rilevanza barriera								
	Interesse e sensibilizzazione			Aspetti finanziari			Accessibilità		
	Consapevolezza	Mancanza di focus	Problema 'agenzia'	Rischio ritorno	Tempo di payback	Capitale iniziale	Prodotto	Supporto	
Residenziale	Yellow	Grey	Grey	Grey	Yellow	Red	Grey	Yellow	
Servizi	Yellow	Red	Grey	Grey	Yellow	Yellow	Grey	Yellow	
PA	Grey	Yellow	Red	Grey	Grey	Yellow	Grey	Grey	
Industria	Grey	Red	Grey	Yellow	Red	Grey	Yellow	Grey	
Trasporti	Grey	Grey	Grey	Yellow	Red	Red	Grey	Grey	

Fonte: MISE

Le iniziative principali

Superare le barriere all'adozione sopra descritte è quindi la prima priorità in quest'area. Alcune azioni sono state già avviate nel corso del 2012, tra cui il prolungamento delle detrazioni fiscali, l'introduzione del 'Conto Termico', e la definizione dei nuovi obiettivi di risparmio da conseguire entro il 2016 attraverso i Certificati Bianchi. Più in generale, per superare le barriere all'adozione di soluzioni di efficientamento è fondamentale **razionalizzare e rinforzare strumenti e azioni dedicate a ciascun segmento** e settore di mercato. Sono stati o saranno quindi rinforzati gli strumenti esistenti o introdotti nuovi strumenti, con l'ottica di ripartire gli obiettivi tra i diversi strumenti sulla base sia del potenziale di efficientamento di ciascun settore di consumo a cui ciascuno strumento si rivolge, sia del rapporto di costo-beneficio specifico dello strumento stesso (sintesi in Tavola 21). Sarà inoltre importante evitare la sovrapposizione delle diverse forme di incentivazione. In particolare, in coerenza con quanto previsto dalla direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, è previsto:

- Il rafforzamento di **standard minimi e normative e le relative azioni di controllo e sanzione**, in particolare per quanto riguarda l'edilizia (per nuove costruzioni o rifacimenti importanti), il settore dei trasporti (anche in recepimento di normative europee) e l'insieme dei prodotti rientranti nel campo di azione della direttiva *Ecodesign*, rafforzando anche le azioni di controllo e sanzione.
- L'estensione nel tempo di **detrazioni fiscali**, prevalentemente da dedicare in modo specifico al settore delle ristrutturazioni civili (le detrazioni al 55% sono ad esempio una misura recentemente prolungata).
- L'introduzione di **incentivazione diretta** per gli interventi della Pubblica Amministrazione--impossibilitata ad accedere al meccanismo delle detrazioni fiscali -- tramite il cosiddetto 'Conto

Termico' recentemente emanato (che contribuirà al risparmio energetico anche tramite l'incentivazione di produzione di rinnovabili termiche nel settore privato). Per la PA è inoltre prevista la definizione di standard contrattuali obbligatori basati sul miglioramento delle prestazioni energetiche, con il potenziamento dello strumento attuale del Contratto Servizio Energia e la definizione di sistemi ad hoc per misure e verifiche.

- Il rafforzamento degli obiettivi e del meccanismo dei **Certificati Bianchi** (o Titoli di Efficienza Energetica – TEE) che, tenuto conto dell'esistenza di nuovi strumenti di sostegno per i piccoli interventi del settore residenziale e della PA (detrazioni fiscali e Conto Termico), potrà essere prevalentemente dedicato al settore industriale e dei servizi, alla promozione di interventi di risparmio di energia di valenza infrastrutturale in settori finora poco interessati (ITC, distribuzione idrica, trasporti), pur mantenendo un ruolo importante anche per interventi nell'area residenziale non coperti da detrazioni e Conto Termico.

TAVOLA 22

Diversi strumenti a disposizione per l'efficienza energetica nei diversi settori di intervento

Settore	Principali strumenti				Rilevanza
	Normative/Standard	Certificati Bianchi (TEE)	Incentivi (Conto Termico)	Detrazioni fiscali	
Residenziale	Nuovo ¹	✓	✓	✓	✓
Servizi	Nuovo ¹	✓	✓	✓	✓
PA	Nuovo ¹	✓	✓	-	✓
Industria	-	✓	-	-	✓
Trasporti	✓	✓	-	-	✓

Azioni previste	<ul style="list-style-type: none"> • Rafforzamento in particolare per l'edilizia e i trasporti • Aumento offerta (nuove schede e aree di intervento) • Revisione di modalità (tempi, premialità, burocrazia, mercato) 	<ul style="list-style-type: none"> • Introduzione incentivo diretto in 'Conto Termico' 	<ul style="list-style-type: none"> • Estensione nel tempo del 55% Miglioramenti, es: differenziazione su beneficio, parametri di costo, eliminazione sovrapposizioni
------------------------	--	--	--

¹ Il rafforzamento di norme e standard agisce principalmente sui nuovi edifici o le ristrutturazioni edilizie importanti
Fonte: MISE

Vediamo un breve approfondimento degli strumenti descritti:

- Per quanto riguarda **standard normative**:

Nel settore **edilizia** la direttiva 2002/91/CE per l'incremento dell'efficienza energetica ha già fissato requisiti minimi obbligatori per il fabbisogno d'energia primaria dell'involucro edilizio di nuovi edifici, ha promosso la certificazione energetica e l'utilizzo d'impianti a maggior rendimento, gli obblighi sull'integrazione delle fonti rinnovabili e il monitoraggio. Questi elementi sono già presenti nella normativa nazionale, e sono stati resi più efficaci da recenti provvedimenti assunti dal Governo, in modo da recepire in maniera corretta e completa le regole europee in materia di certificazione energetica (il riferimento è al DM n.290 del 13 dicembre 2012 con cui è stata eliminata la possibilità di autocertificare la "cattiva" qualità del proprio immobile al momento della vendita, al nuovo regolamento che integra l'attuale disciplina sulle

ispezioni degli impianti di riscaldamento con una specifica disciplina anche per i sistemi di climatizzazione estiva e aggiorna l'intera materia dei controlli sugli impianti, secondo un criterio di semplificazione degli oneri e di riduzione dei costi a carico dei cittadini e delle Amministrazioni (provvedimento approvato dal Consiglio dei Ministri il 15 febbraio 2013, in via di pubblicazione), all'ulteriore regolamento che definisce i requisiti professionali e i criteri di accreditamento per gli esperti o gli organismi a cui affidare la certificazione energetica degli edifici, con l'intento di innalzare la qualità del servizio in un'ottica di garanzia, di indipendenza e imparzialità di operato dei certificatori. (provvedimento approvato dal Consiglio dei Ministri il 15 febbraio 2013, in via di pubblicazione) Il recepimento della **direttiva 2010/31/UE** – che dovrà costituire una priorità di intervento del Governo, non appena si sarà ottenuta la delega da parte del Parlamento – **permetterà di elevare i requisiti** sulle nuove costruzioni (classe B) e di introdurre forme più efficaci per la qualificazione del patrimonio edilizio esistente, entro il 2020, facendo leva sullo strumento delle detrazioni fiscali o anche in futuro di altri strumenti che premiano il “salto” di classe energetica dell'intero edificio o di condomini. Al contempo, sarà essenziale rinforzare i sistemi di controllo e sanzione, rendendoli coerenti in tutte le Regioni, migliorare il processo di Certificazione (con l'eventuale creazione di un Ente Unico e/o l'inserimento delle informazioni nei dati catastali), rafforzare la qualificazione degli operatori, e introdurre misure dedicate agli immobili in affitto. La Commissione ha stimato una riduzione dei consumi di energia del 5-6% a livello europeo derivante dall'applicazione della direttiva.

- Nel settore della **cogenerazione ad alto rendimento**, in linea con le disposizioni della nuova direttiva in materia di efficienza energetica, saranno introdotte ulteriori misure a carattere regolamentare ad integrazione del regime di incentivazione vigente, al fine di agevolare la diffusione di questa tecnologia che presenta significative potenzialità di risparmio di energia primaria non ancora pienamente sfruttate. In questo settore, l'Italia ha già uno sviluppo storicamente forte in ambito industriale, a servizio di specifici processi produttivi, ed una presenza di impianti di produzione soprattutto medio-grandi; il sostegno pubblico potrà puntare quindi non solo allo sviluppo di nuove installazioni, in particolare di piccole dimensioni, ma soprattutto alla sostituzione e al rifacimento di impianti esistenti, verso tecnologie e assetti a più alto rendimento.
- Nel settore **trasporti** una riduzione significativa dei consumi è imputabile all'attuazione del **regolamento 443/2009/CE** che impone alle case automobilistiche la vendita di veicoli nuovi sempre più efficienti con ridotte emissioni di gas-serra (95 g CO₂/km nel 2020). Rivestirà inoltre grande importanza la promozione della mobilità sostenibile in ambito urbano, anche grazie a misure a carattere regolamentare in grado di stimolare la diffusione dei **veicoli elettrici e altre tipologie a basso livelli di emissione**: in tale direzione il Governo ha dato in questi mesi dei segnali chiari attraverso norme di incentivazione (pur nei limiti consentiti dall'attuale situazione economica).

D'altra parte sarà importante continuare a perseguire l'opportunità di spostare il mix verso una mobilità più sostenibile, soprattutto incoraggiando lo **shift modale da gomma a ferro e da trasporto individuale a collettivo**. È auspicabile che questi temi siano trattati all'interno di un completo Piano Nazionale per i Trasporti che definisca le linee di sviluppo e gli investimenti in particolare a favore dei trasporti ferroviari e metropolitani.

- Per quanto riguarda le **detrazioni fiscali** (il cosiddetto '55%'), sarà importante estendere nel tempo questo provvedimento, prevedendo una serie di correzioni e miglioramenti per renderlo più efficace ed efficiente in termini di costo-beneficio. Tra i possibili miglioramenti, i principali riguardano: una

differenziazione della percentuale di spesa detraibile (e/o della durata per il rimborso) commisurata all'effettivo risparmio generato dall'intervento; l'introduzione di parametri di costo specifico massimo ammissibile per tipo di intervento, per evitare fenomeni di traslazione di una parte dell'incentivo nei prezzi dei prodotti; la specializzazione dello strumento per efficientare il patrimonio edilizio, rivedendo il perimetro attuale degli interventi ammessi in modo da evitare la sovrapposizione con altri incentivi, di nuova introduzione, con la stessa finalità (in particolare il "Conto Termico").

In seguito agli interventi previsti, ci si attende che il costo per tali detrazioni aumenti da circa 1,1 miliardi di euro l'anno del 2012, a circa 1,5 miliardi nel 2020, stimolando investimenti privati cumulati per circa 20 miliardi di euro nel periodo considerato, che consentiranno di risparmiare circa 1 Mtep l'anno di energia finale al 2020.

- L'introduzione di strumenti per l'**incentivazione diretta** degli interventi di efficienza energetica nella Pubblica Amministrazione che, per i noti vincoli di bilancio e per l'impossibilità di accedere alle detrazioni fiscali, non è riuscita a sfruttare appieno le potenzialità di risparmio energetico. Attraverso questi nuovi strumenti, in particolare il nuovo "Conto termico", e l'introduzione di specifici modelli contrattuali vincolanti per la PA, prevediamo che sarà possibile soddisfare l'obbligo di riqualificazione energetica degli edifici di proprietà dell'Amministrazione centrale (3% l'anno della superficie complessiva) previsto dalla nuova direttiva sull'efficienza energetica.

A regime, tramite il Conto Termico vengono dedicati alla PA circa 200 milioni di euro l'anno, che saranno in grado di attivare investimenti cumulati da oggi al 2020 pari a circa 5 miliardi di euro. Unitamente ai risparmi energetici associati agli altri interventi supportati dal Conto Termico ed indirizzati primariamente allo sviluppo delle rinnovabili termiche nel settore privato (a cui vengono dedicati ulteriori 700 milioni di euro l'anno), si prevede che lo strumento consenta di risparmiare tra i 2 e i 3 Mtep l'anno di energia finale.

- Ai **Certificati Bianchi** è assegnato un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi, data la crescente rilevanza di questo strumento soprattutto negli interventi per i **settori industriale e dei servizi** e il minor costo che questo strumento 'di mercato' ha dimostrato di poter garantire, rispetto a sistemi di incentivi diretti (*feed in* o detrazioni). Le analisi effettuate sull'efficacia comparata dei vari strumenti normativi attivati in Italia evidenziano il ruolo rilevante avuto dai Certificati negli scorsi anni, con una crescita costante dei risparmi generati e con il miglior rapporto costo-efficacia per lo Stato (rapporto probabilmente destinato ad aumentare al crescere degli obiettivi di risparmio e all'evoluzione della classe di interventi sostenuti, ma rimanendo comunque inferiore ad analogo rapporto relativo alle energie rinnovabili o alle detrazioni fiscali). La recente direttiva europea che fissa gli obiettivi di contenimento dei consumi di energia al 2020 prevede l'obbligo per gli Stati membri di istituire regimi nazionali obbligatori di efficienza energetica, basati su obblighi in capo alle società di distribuzione o di vendita di energia al dettaglio. L'esperienza maturata in Italia sarà quindi senz'altro utile e consente di guardare al potenziamento del sistema, superando alcuni problemi di "crescita" e di transizione registrati di recente.

Con il decreto di recente emanazione (DM 28 dicembre 2012) sono stati definiti gli obiettivi validi dal 1° gennaio 2013 per il periodo 2013-16, coerentemente sia con gli obiettivi complessivi della SEN al 2020, sia con l'orientamento di consolidare il ruolo dei Certificati Bianchi, tenendo conto delle aree di intervento "affidate" ad altri strumenti (Conto Termico, cogenerazione con fonti rinnovabili, ecc.) e superando alcune complessità dovute alla conciliazione delle diverse grandezze relative al *trend* di crescita dei certificati prodotti (che tengono conto dei fattori moltiplicativi introdotti) con il *trend*

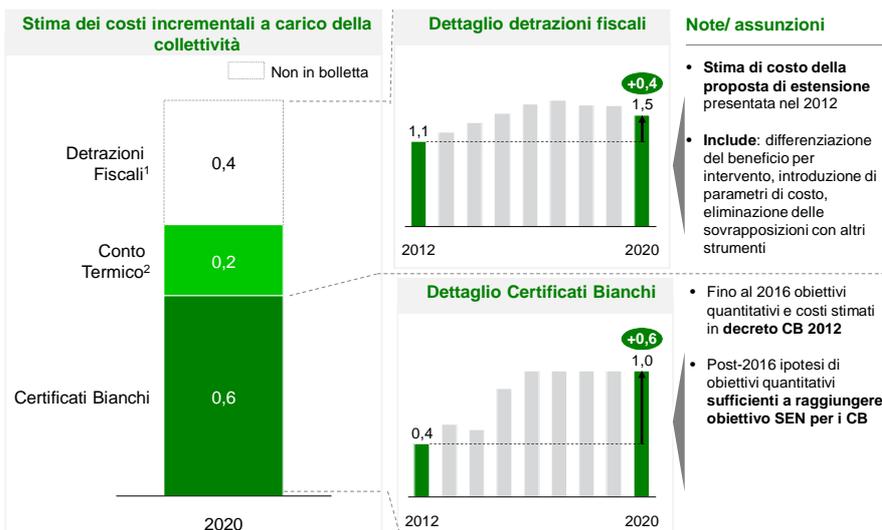
dell'effettiva efficienza generata nell'anno. Il criterio di rimborso tariffario dei costi sostenuti per gli interventi è stato rivisto e, in base alla regolazione affidata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, potrà valorizzare maggiormente le dinamiche di mercato nelle transazioni e portare il sistema ad un più stabile equilibrio. È stata inoltre aumentata l'offerta tramite l'introduzione di nuove schede e l'inclusione di nuove aree di intervento (es. nelle reti, nel settore ICT, nella distribuzione idrica e nei trasporti), che possono compensare i problemi di "erosione" del perimetro dovuti all'ingresso di nuovi strumenti (Conto Termico, detrazione fiscale) e di nuove regole (divieti di cumulo con altri incentivi, non retroattività degli interventi ammessi a partire dal 1 gennaio 2014). Sempre al fine di potenziare il meccanismo dei Certificati Bianchi sono stati aumentati i soggetti che possono partecipare alla generazione di titoli (tutte le imprese previa nomina dell'*energy manager*) ed introdotte premialità per i grandi progetti industriali e infrastrutturali in grado di generare risparmi per almeno 35.000 tep/anno. In questo ambito sarà importante garantire obiettivi anche nel periodo 2017-2020 compatibili sia con quelli complessivi SEN, sia con quelli relativi alla direttiva europea in materia; continuare ad incrementare l'offerta, sia tramite l'emissione di nuove schede, sia tramite la promozione di grandi progetti analitici e a consuntivo; continuare il processo di riduzione dei tempi e degli adempimenti burocratici; dare attuazione alle misure di accompagnamento (es. comunicazione e formazione) previste dal provvedimento. In tale sede sarà anche valutata la possibile estensione dei soggetti che possono partecipare al mercato, e la possibile estensione o cambiamento dei soggetti acquirenti/obbligati.

Si stima che lo strumento – a seguito dell'incremento degli obiettivi – comporti un onere per il sistema a regime nel 2020 pari a circa un miliardo di euro l'anno (rispetto ai circa 400 milioni di euro stimati nel 2012) e consenta di risparmiare ulteriori ~5 Mtep l'anno di energia finale.

TAVOLA 23

Dettaglio costi incrementali per l'efficienza energetica

Miliardi di euro l'anno, base 2012, stime



¹ Copertura in fiscalità generale
² 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 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 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 e 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.

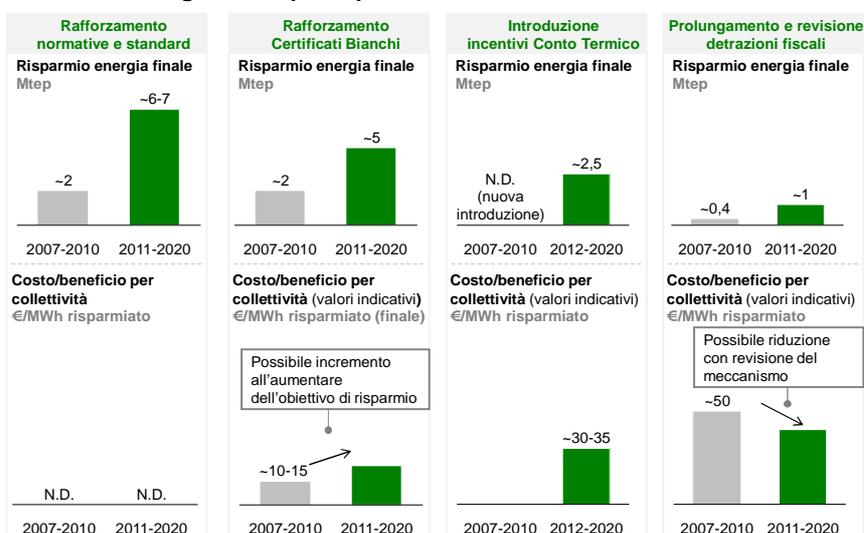
I risultati attesi dalle misure sopra descritte sono importanti, sia in valore assoluto che di mix:

- 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%.

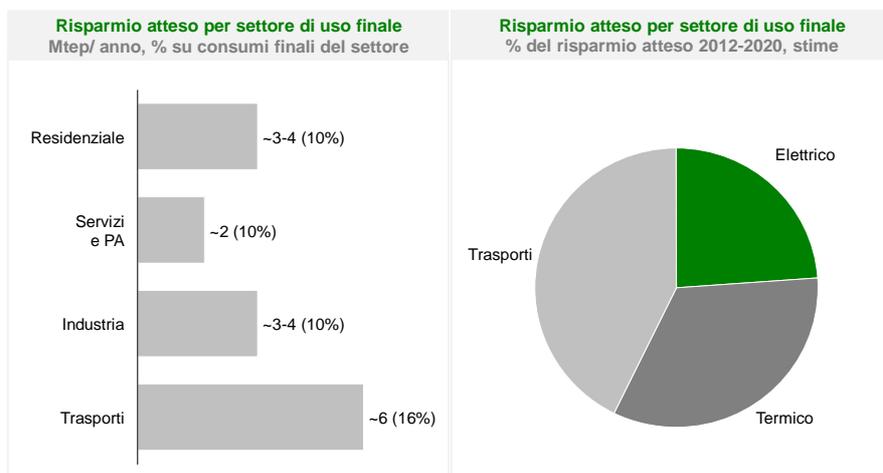
- In termini di energia finale, la quota maggiore di risparmio energetico (circa l'80%) riguarderà i **consumi termici e il settore dei trasporti**.
- L'insieme delle misure di supporto comporterà un esborsostimato in circa 25 miliardi di euro di supporto pubblico cumulato da qui al 2020 (incluse le 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.

TAVOLA 24

Efficienza Energetica – I principali strumenti



Fonte: MISE

Risparmio atteso per settore di uso finale

Fonte: MISE; ENEA

4.2 Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo

Gli obiettivi

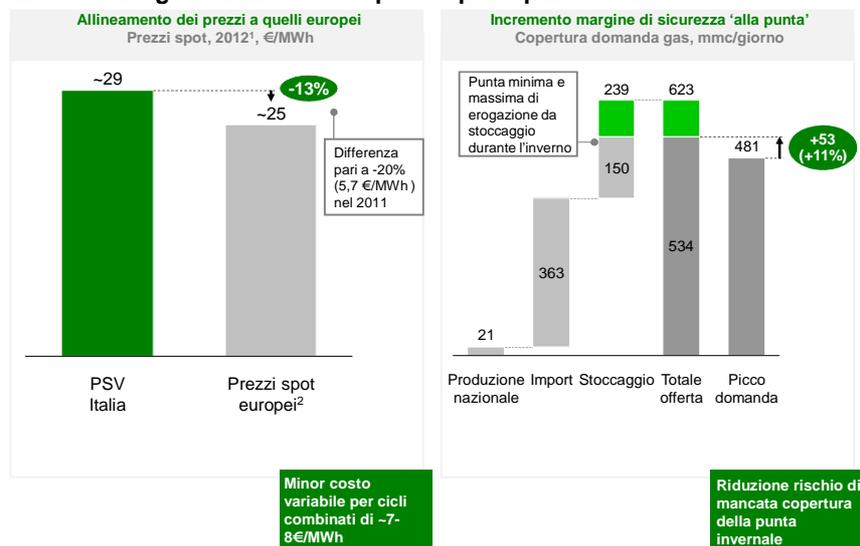
Lo sviluppo di un mercato competitivo ed efficiente del gas è un elemento **chiave per consentire al Paese di recuperare competitività** e migliorare il suo profilo di sicurezza. Le scelte di fondo che guidano le iniziative in quest'area sono mosse dall'esigenza di:

- 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** eliquido.
- **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 **nostromercato 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, assicurando **resilienza e capacità di reazione** durante possibili situazioni di emergenza in presenza di punte eccezionali di domanda e/o di forti riduzioni della fornitura.

Mercato del gas e hub sud europeo – I principali obiettivi



¹ 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

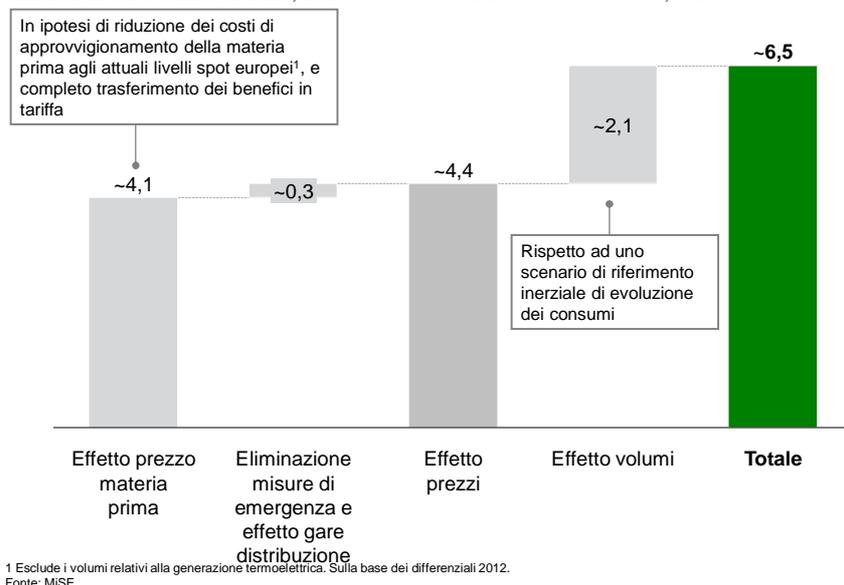
² TTF, Zeebrugge
Fonte: MISE, GME

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 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.

Benefici attesi in bolletta gas

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



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 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, all' 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.

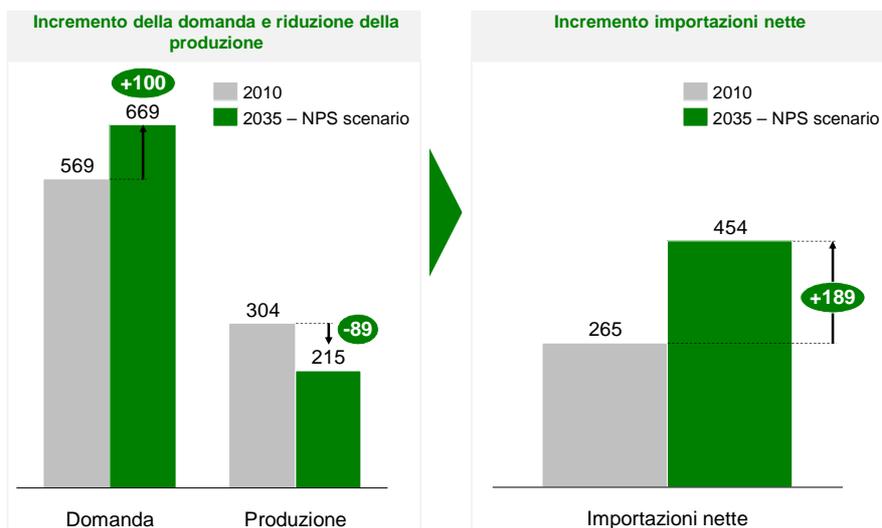
L' andamento futuro del bilancio domanda-offerta e le risultanti dinamiche di prezzo sono difficili da prevedere. Nel breve termine (prossimi 3-4 anni) il mercato globale/ trans-regionale, guidato dal GNL, potrebbe risultare 'corto', a causa del forte incremento del consumo asiatico. Nel medio-lungo 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. **[Aggiungere Tavola su GNL globale]**

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

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

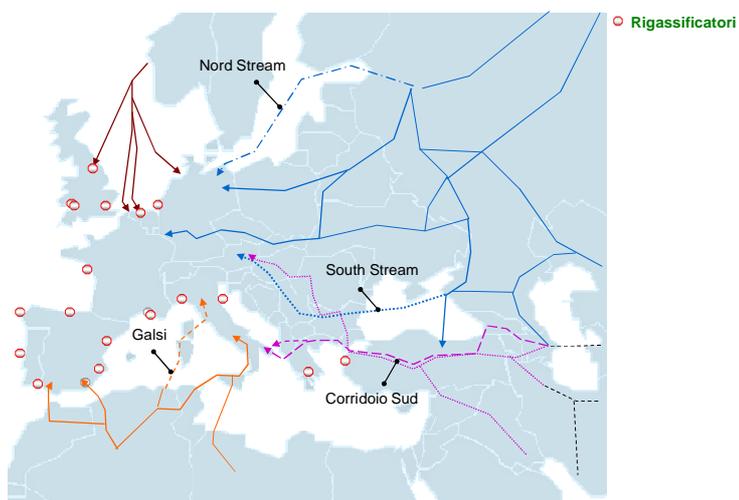
Domanda e produzione di gas naturale in Europa, bcm, 2010-2035



Fonte: IEA WEO 2012

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

Non esaustivo



Il contestonazionale

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 sufficiente, sia in termini fisici (con una capacità di importazione di circa 114 miliardi di mc l'anno), sia in termini commerciali, ma in termini di livello di concorrenza permangono problemi sia dal punto di vista infrastrutturale che di potere di mercato di singoli operatori.

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'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di importazione, sia alla eventuale revisione degli attuali contratti di lungo termine, sia all'implementazione del mercato a termine all'ingrosso.

- **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 ed 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.

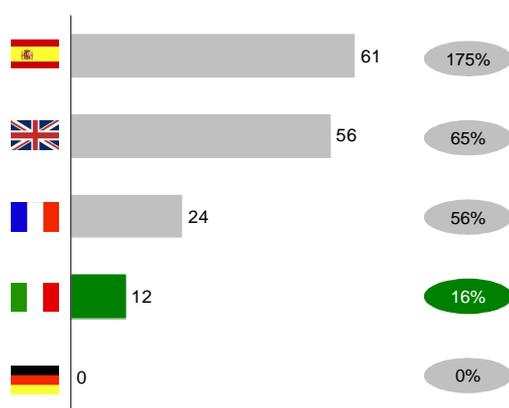
Questa struttura contrattuale, al di là dei fenomeni congiunturali legati alla attuale situazione di *oversupply*, ha determinato un alto **livello dei prezzi di import del gas in Italia disaccoppiato dall'andamento dei prezzi del gas nel Nord Europa**, dove i meccanismi di formazione del prezzo riflettono 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.

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 m³ e % dei consumi nazionali. Stima 2012

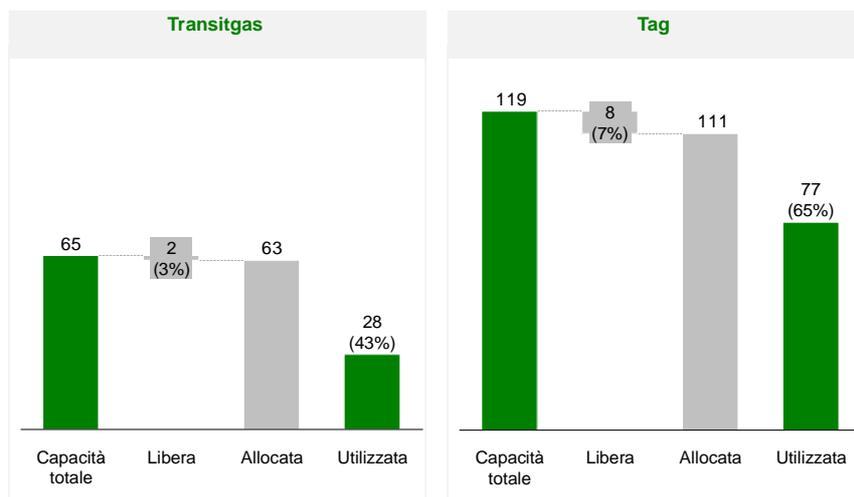


Fonte: Goldman Sachs, giugno 2012

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: MISE; SnamReteGas

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 **acrescente liquidità** del mercato. In

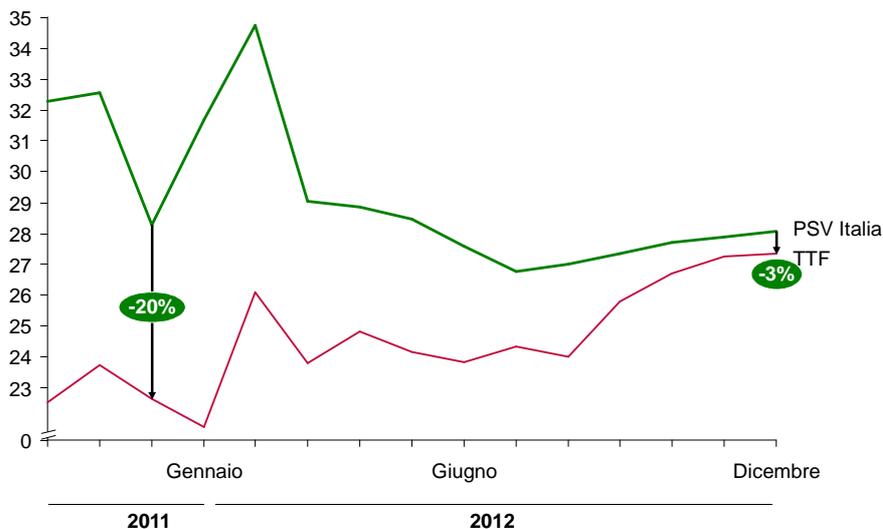
Italia tale situazione è stata favorita dall'applicazione delle regole europee di *Congestion Management* e di allocazione giornaliera della capacità sul gasdotto TAG, che hanno riequilibrato i prezzi italiani con l'hub di Baumgarten, e dall'avvio del mercato italiano del bilanciamento. Come risultato, 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€/MWh⁴), 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 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'**.

⁴ 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.

In effetti, l'Italia rispetta 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.

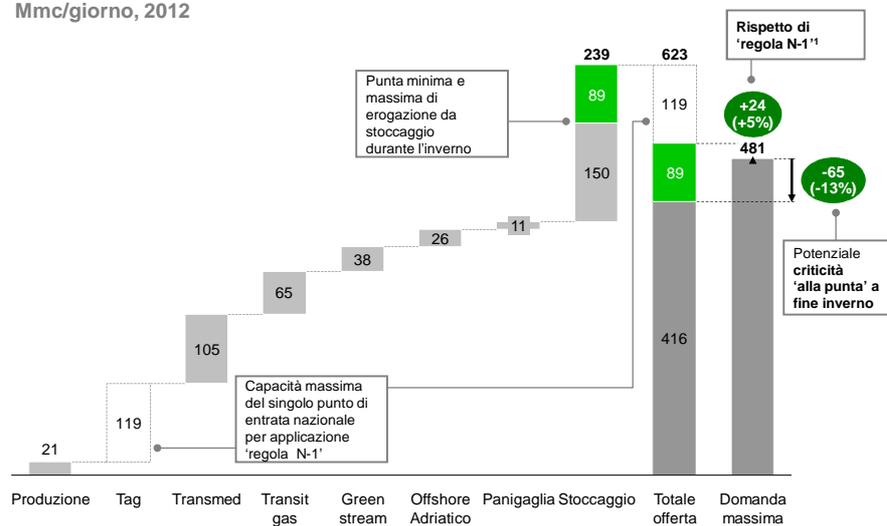
Tuttavia, il margine di sicurezza di copertura giornaliera è ancora insufficiente. In relazione allo stato di riempimento degli stoccaggi – che vengono ricostituiti tra aprile e settembre per poi essere utilizzati per l'erogazione nella fase invernale – la loro capacità di erogazione offerta al sistema 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 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 **aumentare 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).

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** di breve termine, in modo da facilitare la liquidità del mercato del gas a favore dell'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 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 (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) **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).

Si prevede, per tali opere, di fare ricorso a un sistema regolatorio che consenta un meccanismo di recupero garantito (anche parziale), dei costi di investimento a carico del sistema, anche in caso di 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) beneficeranno inoltre di iter autorizzativi accelerati. Per quanto riguarda il dimensionamento di tali infrastrutture, si ritiene, anche sulla base delle indicazioni quantitative dello studio sopra citato, che le finalità di sicurezza, diversificazione e concorrenza possano essere conseguite anche mediante investimenti contenuti a carico del Sistema. In particolare si evidenzia che, per garantire la sicurezza del sistema, **è sufficiente la realizzazione dei progetti di stoccaggio già autorizzati**, mentre si ritiene necessario **incrementare la capacità di import di GNL disponibile per operazioni spot**, primariamente per incrementare la concorrenza, ma con conseguente impatto anche sulla diversificazione e sulla sicurezza del sistema, come di seguito descritto.

Dettaglio fabbisogno di infrastrutture strategiche [METTERE BOX GRIGIO]

A. Infrastrutture di stoccaggio

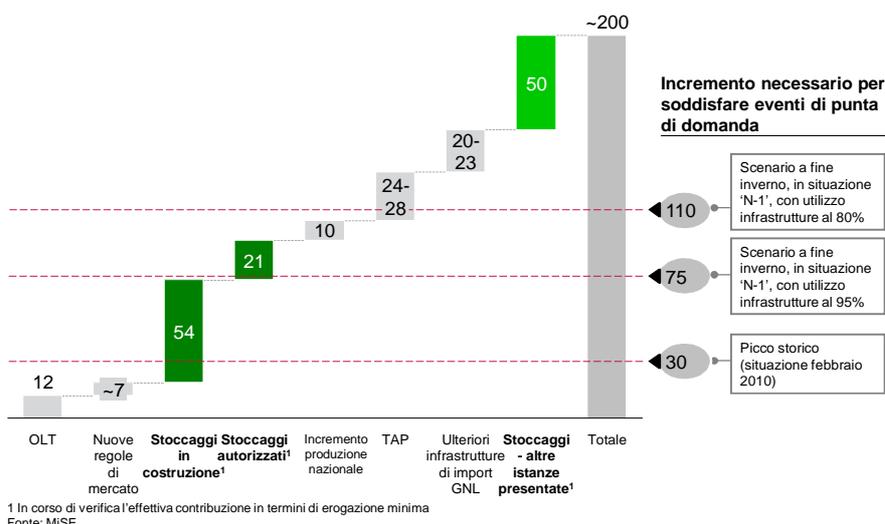
Per quanto riguarda lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, sulla base delle analisi condotte, si ritiene sufficiente ai soli fini della sicurezza (lasciando quindi impregiudicate ulteriori iniziative a fini commerciali) un incremento di circa 75 milioni mc / giorno di ulteriore capacità di erogazione alla punta e circa 5 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, insieme alle altre eventuali nuove capacità commerciali, ad incrementare la liquidità e la competitività del mercato, rappresentando anche un potenziale per la modulazione dei flussi per l'esportazione.

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. 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.

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.

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 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 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 pivotalità 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 e 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 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. Tale selezione verrà effettuata **attraverso procedure ad evidenza pubblica**, secondo criteri trasparenti e non discriminatori di costo-beneficio, quali:

- 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 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 faciliterà lo sviluppo del progetto SouthStream (con potenziale sbocco in Italia), il progetto GALSI dall'Algeria e nuovi progetti di importazione del gas dal bacino del Mediterraneo. Per quanto riguarda la capacità di stoccaggio, considerando le 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, 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 mercato a termine, il cui regolamento è stato recentemente approvato con Decreto MiSE, è in fase di avvio 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 parità 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 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.

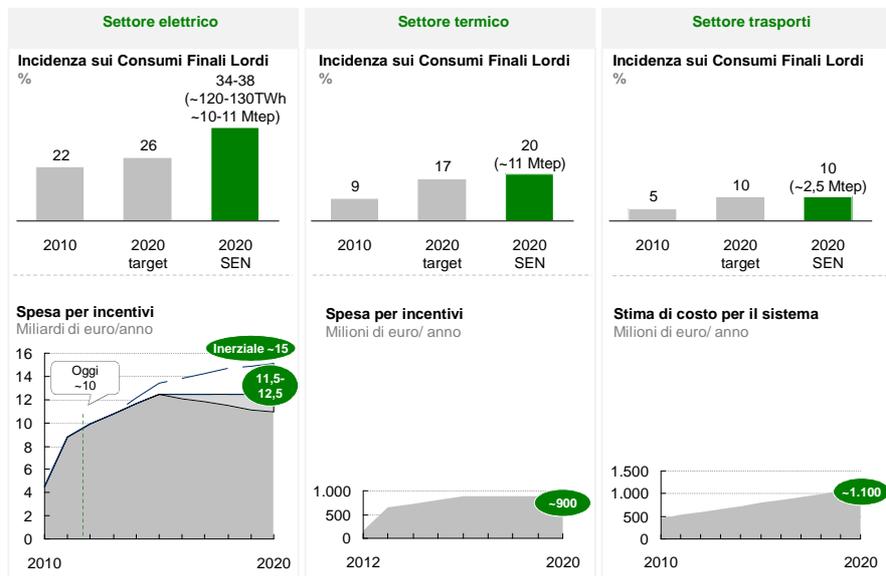
In termini di obiettivi quantitativi, ci si propone di raggiungere il **19-20% dei consumi finali lordi**⁵ (rispetto all'obiettivo europeo del 17%), pari a 23-24 Mtep di energia finale l'anno. Questo consentirà una riduzione di emissioni fino a 50 milioni di tonnellate di CO₂.

- 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.
 - 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 (decrescente) 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 tecnologia, un minore impatto ambientale e la filiera industriale nazionale.
- Per quanto riguarda il **settore termico**:

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

- 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**.

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: ~93 TWh prodotti nel 2012 (e 104 TWh se si considera una producibilità idroelettrica media e se si annualizza la produzione degli impianti in esercizio a fine anno) rispetto ad un obiettivo 2020 di 100TWh. 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 13 GW, raggiungendo quasi 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 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 CO₂), 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, 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.
- 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

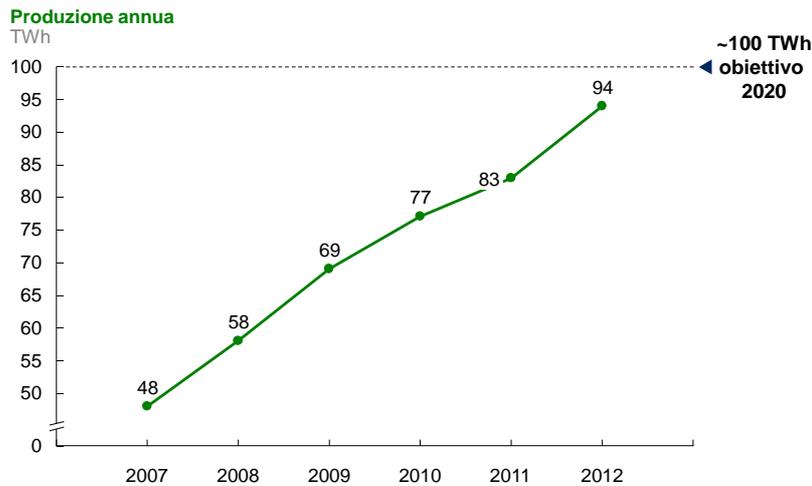
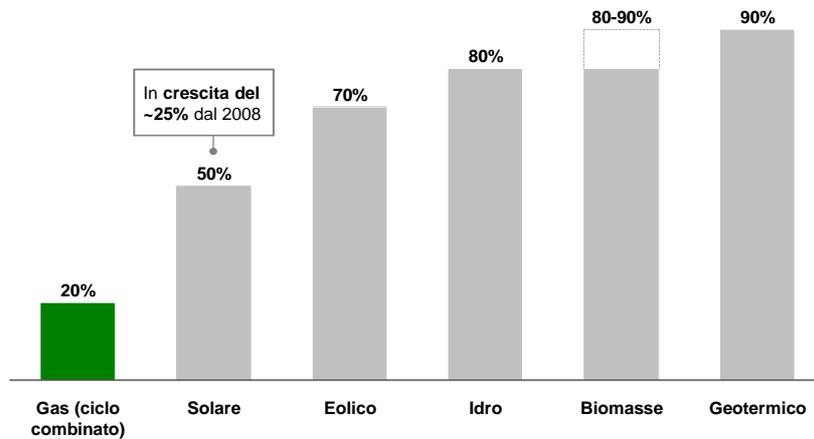


TAVOLA 37

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

Percento del contributo 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 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, sistabilizza 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 all'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.

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).

- Per quanto riguarda invece gli **oneri da sbilanciamento**, sarà importante adottare un approccio che stimoli i produttori da fonti rinnovabili 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.

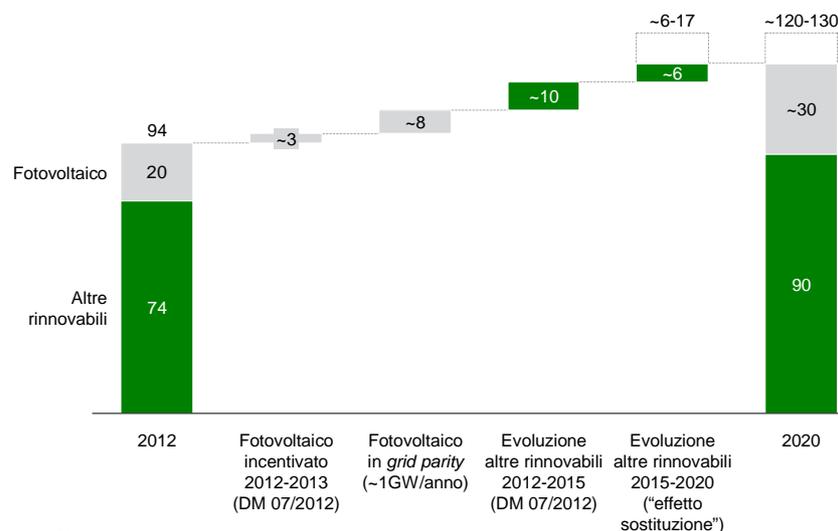
Inoltre, **il riciclo e la valorizzazione dei rifiuti** rappresentano un'occasione significativa per lo sviluppo sostenibile: rispetto allo smaltimento dei residui in discarica oggi ancora largamente diffuso, il riciclo e, quando non possibile, la valorizzazione energetica, rappresentano l'obiettivo 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.

Evoluzione attesa della produzione da fonti rinnovabili elettriche

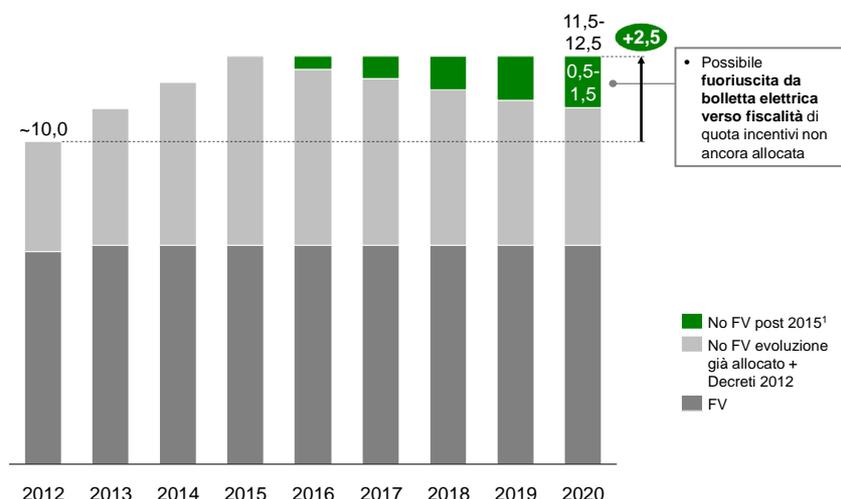
TWh l'anno, stime



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.

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 ritiro 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).

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.

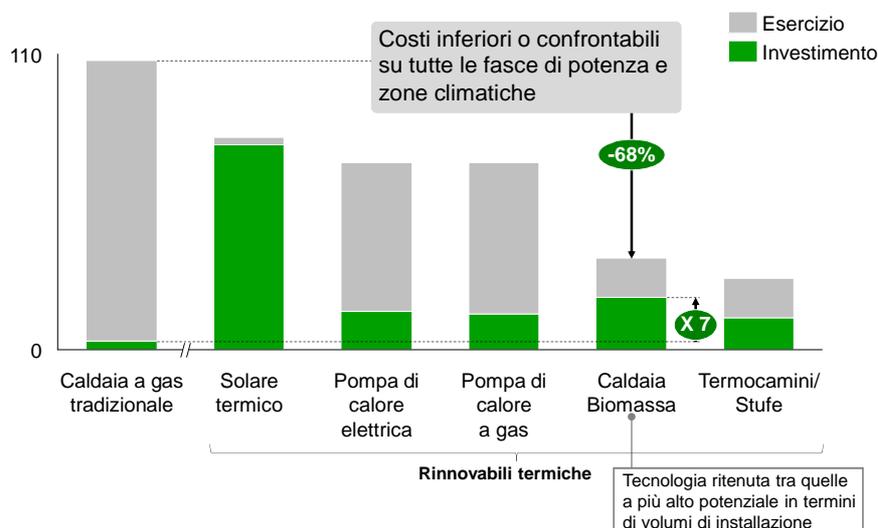
Rinnovabili termiche – Il contesto

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, **iconsumi 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.

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: MISE

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 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 CO₂ 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 bioidrogeno).
- 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 CO₂.
- 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 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 il riconoscimento di certificati di immissione in consumo, come meccanismo di incentivazione.

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 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 CO₂) e attesi nei prossimi anni. In questo contesto, la strategia in questo settore punta a tre obiettivi principali:

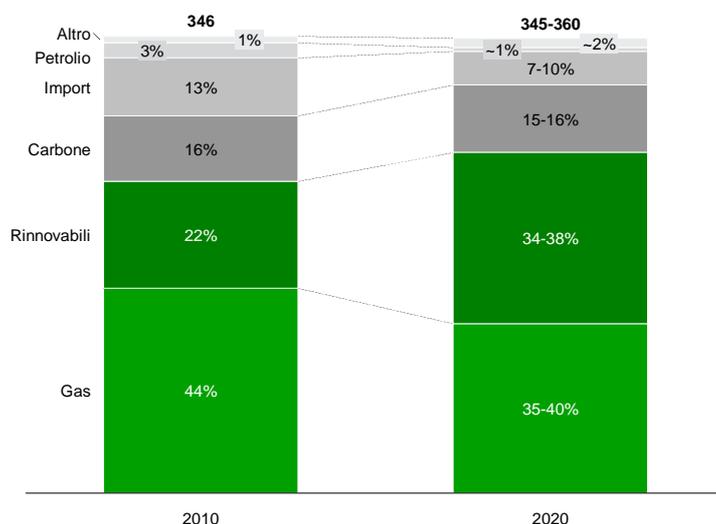
- **Allineare prezzi e costi** dell'elettricità ai **valori europei**, anche attraverso la riduzione dei costi di produzione, per alleviare il peso in bolletta delle famiglie e delle imprese, aumentare la competitività del Paese e ridurre il livello di importazioni nette di elettricità.
- **Assicurare 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 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.

Contenimento dei consumi elettrici ed evoluzione verso mix gas-rinnovabili

Evoluzione dei consumi elettrici lordi, TWh, %



Fonte: MISE; ENEA

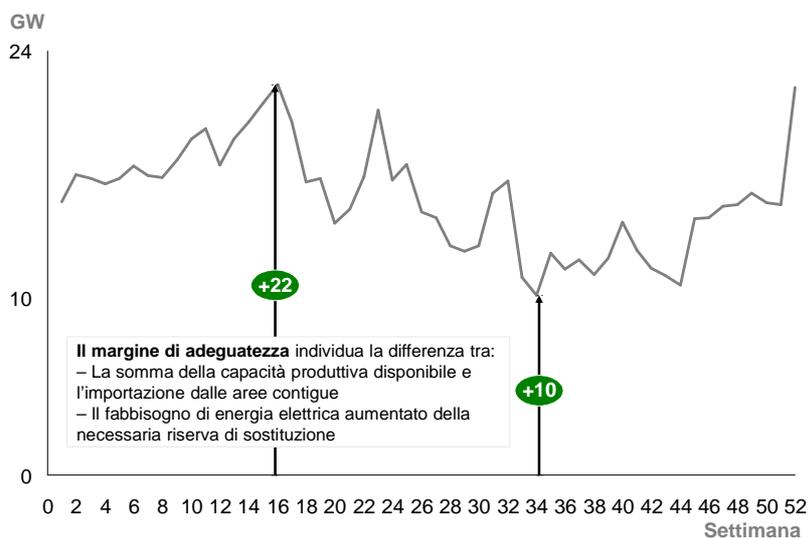
Il contesto

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, 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 **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– quantomeno per quanto riguarda il Continente.

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 CO₂ (-7% e -50% rispettivamente dal 2010) hanno inciso negativamente sul differenziale di costo di generazione italiano.

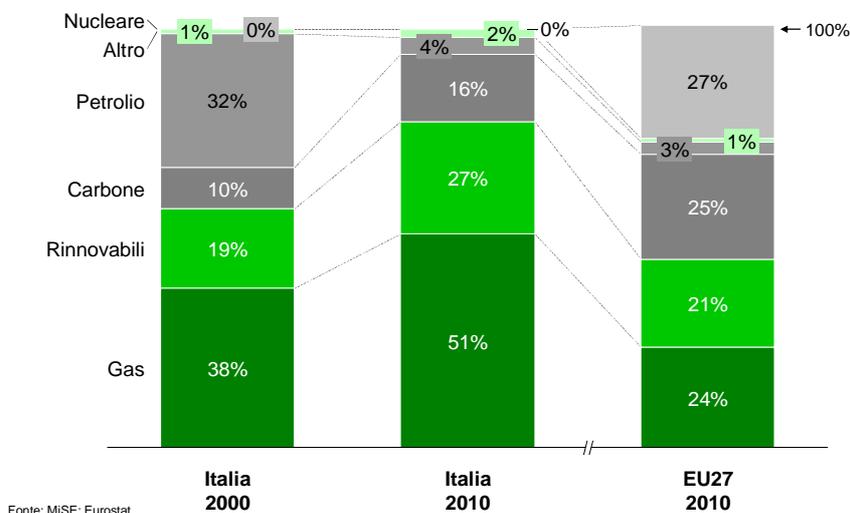
Per il futuro, la situazione potrebbe sostanzialmente cambiare: innanzitutto, in base all'evoluzione delle politiche europee in materia di CO₂ (ad esempio l'eventuale adozione del meccanismo di *'Back Loading ETS'*) e alle dinamiche future del prezzo del carbone, la convenienza relativa delle diverse 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 della 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, %

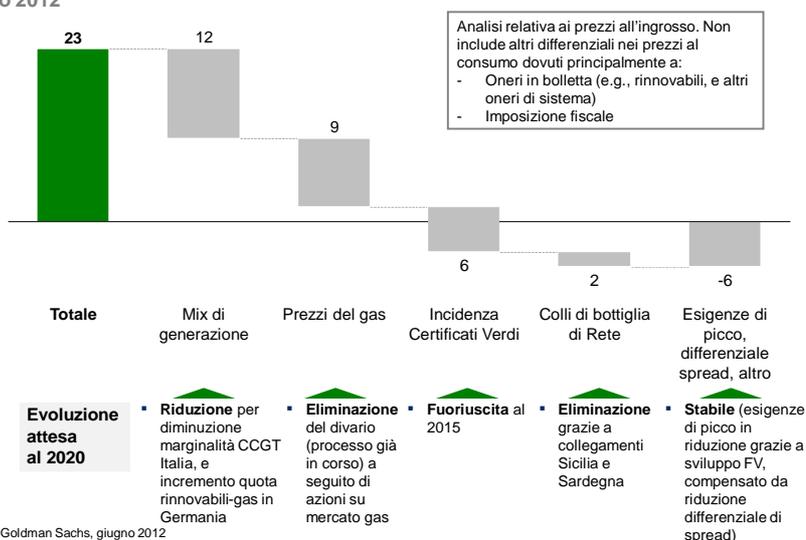


- I prezzi all'ingrosso del **gas**, come analizzato precedentemente, con un differenziale nel 2012 di circa 3,7 euro/MWh rispetto ai prezzi europei, hanno determinato un incremento di circa 7-8 euro/MWh sui costi della produzione elettrica di una centrale CCGT rispetto ad analogha produzione europea.
- 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 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 sistema), 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 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

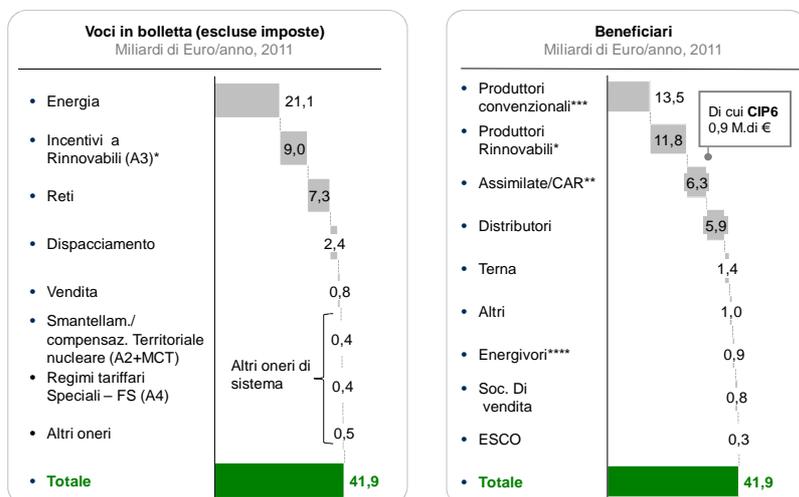
esempio la produzione eolica in *overflow*, pur pagando tale mancata produzione); costi di sistema connessi ad **alcune politiche pubbliche** finanziate in bolletta (incentivi CIP6, ricerca di sistema, oneri per lo smantellamento e compensazione territoriale per il nucleare); **agevolazioni specifiche** per certi segmenti di clientela o di supporto ai grandi consumatori di energia.

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



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



* Costo cumulato degli impianti installati a fine 2011. Energia: 3 Mdi; A3 PV: 5,6 Mdi; A3 non PV: 2,5 Mdi; Ricavo CV: 0,7 Mdi

** CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento). Energia: 5,4 M.di; A3: 0,9 M.di (CIP6 non rinnovabile)

*** Energia: 12,7 Mdi; Cap payment: 0,15; Servizi: 1 Mdi; UEES: 0,3; Costo CV: -0,7 Mdi

**** Interrompibilità: 0,6 M.di; Import virtuale: 0,3 M.di (+ esenzioni: 0,3 M.di)

- 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 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:

- 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.
- 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 alla 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 CO₂, che potrebbero comportare prezzi della CO₂ 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 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 gase 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 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 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 una riserva caratterizzata da un elevato grado di flessibilità, 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 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 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 concertazione. 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..

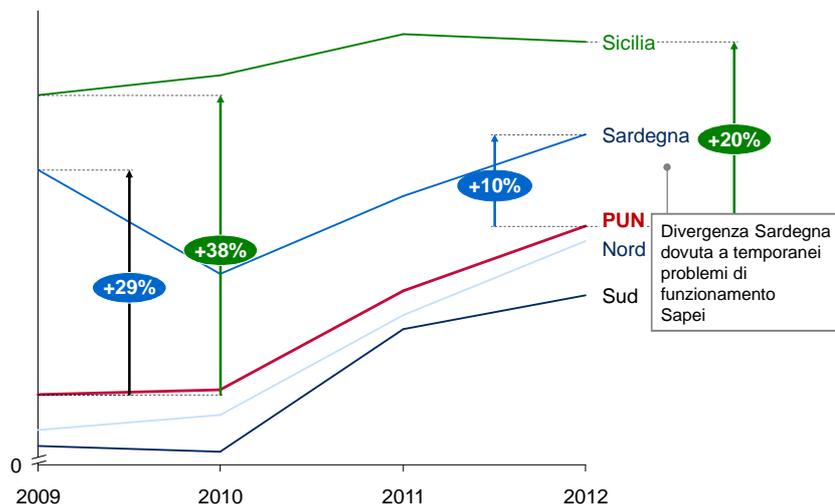
Il fenomeno della "zonalità" dei prezzi si è lentamente attenuato e oggi – con la piena efficienza del SAPEI a partire dagli ultimi mesi del 2012, dopo un primo periodo di entrata in esercizio con alcune fasi di indisponibilità – si può affermare che riguarderà in modo strutturale essenzialmente solo 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..

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 di Sviluppo 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 rivisitate**.

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

Prezzi zionali medi annui, €/MWh



Fonte: GME

- 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 salvaguardandogli 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 definiti 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.

Nella stessa direzione vanno le nuove norme per recuperare i ritardi nella *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**.

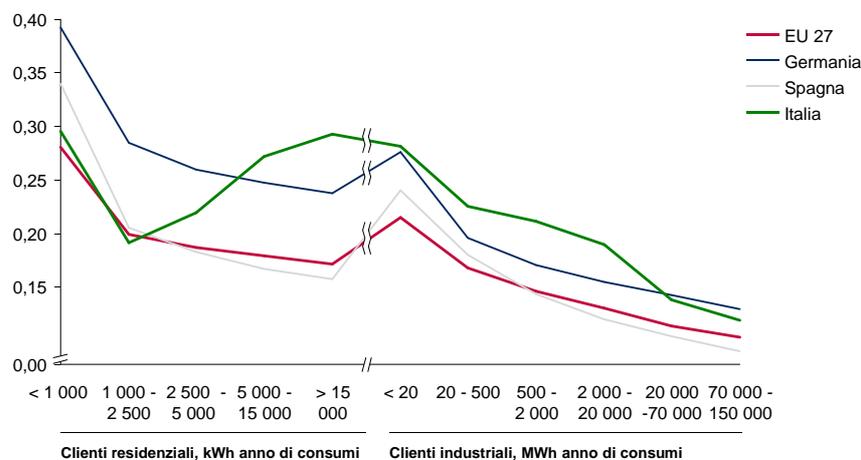
Inoltre, un'**ulteriore riduzione delle inefficienze** del sistema appare possibile spingendo verso una maggiore **razionalizzazione della distribuzione dell'elettricità** dove il permanere di imprese di dimensione sub-ottimale (i distributori con meno di 5.000 clienti sono ancora un centinaio, su un 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 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 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.

TAVOLA 47

Alcune categorie in Italia sono attualmente penalizzate dall'allocazione della fiscalità e parafiscalità energetica

Prezzi dell'energia elettrica (incluse imposte) al variare dei livelli di consumo, €/MWh, 1S 2012



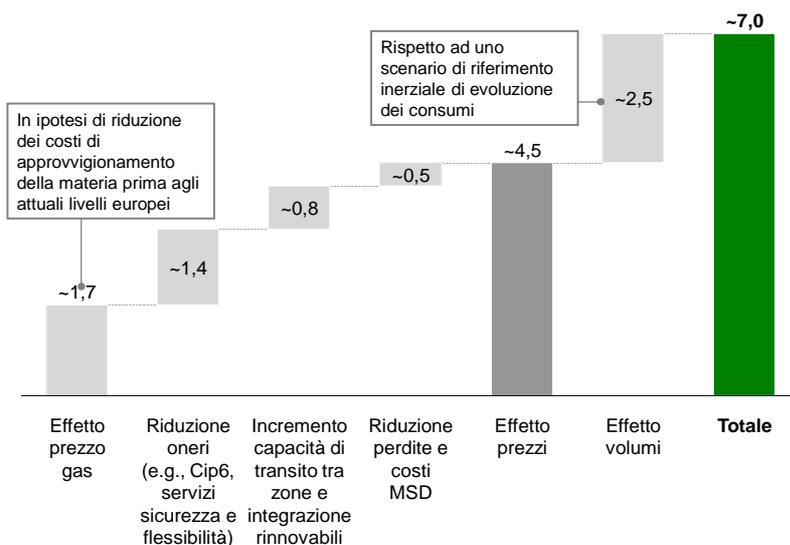
Fonte: Eurostat

Oltre alle azioni sopra descritte che incidono sul prezzo unitario dell'elettricità, l'efficienza energetica avrà un ruolo essenziale per ridurre i volumi (non in valore assoluto, ma rispetto all'andamento inerziale che si avrebbe senza tali azioni). L'insieme dei benefici economici sul costo dell'energia elettrica è illustrato nella Tavola seguente.

TAVOLA 48

Benefici attesi in bolletta elettrica

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



Fonte: MISE

Insieme a queste azioni, un fattore determinante sarà l'andamento della competitività relativa del mix di generazione italiano. Come discusso precedentemente, l'andamento dei prezzi della CO₂, unitamente ad altre politiche di natura ambientale negli altri Paesi europei, svolgeranno un ruolo chiave nel favorire la competitività della produzione a gas e nel determinare la velocità di evoluzione verso un mix prevalentemente gas-rinnovabili. Gli attuali livelli di prezzo delle emissioni di CO₂, relativamente bassi, favoriscono mix più orientati verso la generazione a carbone, e quindi il mantenimento o il prolungamento del funzionamento nel tempo di tali impianti. Le recenti proposte in sede europea (e.g., *Backloading*), in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione di più lungo periodo, puntano tuttavia a sostenere e stabilizzare i prezzi delle emissioni. Il Governo italiano guarda con favore a misure atte a riequilibrare domanda e offerta sul mercato ETS e fornire un segnale di prezzo stabile agli operatori di settore: è importante che tale riequilibrio venga realizzato minimizzando gli effetti negativi sulla competitività del settore industriale/ manifatturiero europeo e venga portato avanti insieme ad una revisione strutturale nel medio-lungo termine degli strumenti a supporto della riduzione delle emissioni per evitare duplicazioni di costi (una possibile alternativa da valutare, come sarà discusso nel capitolo 5.1, potrebbe essere il superamento del sistema ETS con un unico meccanismo di *carbon tax* esteso a tutti i settori dell'economia, che potrebbe anche sostituire gli incentivi diretti a rinnovabili ed efficienza energetica).

Inoltre, si ritiene necessario che la regolazione di settore e l'azione a tutela della concorrenza e del mercato continuino ad operare per sviluppare un mercato trasparente, per accrescere il livello dell'informazione a favore del consumatore (più consapevole delle opportunità e delle alternative e quindi più capace di scegliere), per valorizzare il ruolo della domanda nel funzionamento del mercato

stesso e nella riduzione dei costi del sistema. Nei prossimi anni, la crescente offerta sul mercato libero e lo sviluppo della generazione distribuita e della produzione da fonte rinnovabile modificheranno in modo rilevante il ruolo dei consumatori, che saranno più attivi nel scegliere i fornitori e nell'adottare soluzioni di efficienza energetica e di autoproduzione. Ciò creerà un contesto favorevole ad una rapida evoluzione del ruolo dei consumatori da soggetti di prevalente "tutela" a soggetti attivi nella riduzione dei prezzi delle proprie forniture.

In questo contesto, analogamente a quanto anche detto per la vendita di gas, sarà importante definire un **calendario di progressivo confinamento dei regimi di tutela** attualmente previsti per la vendita finale ai clienti effettivamente vulnerabili, come già previsto dal decreto legislativo 93/2011 (recepimento del "terzo pacchetto" sulla liberalizzazione del mercato), vigilando e assicurandosi che siano le forze di mercato a garantire efficienza ed equità agli altri tipi di utenza; procedere verso una maggiore trasparenza e **semplificazione di taluni aspetti della regolamentazione** (ad esempio della fruibilità della bolletta); facilitare lo sviluppo di nuovi **servizi post-contatore**; assicurare una più chiara **separazione dei marchi** delle società venditrici.

2. Integrazione europea

Per cogliere le opportunità derivanti dall'**integrazione europea** senza subirne solo i vincoli, si ritiene necessario lavorare per armonizzare il nostro sistema attuale al contesto europeo ed assicurarsi che tutte le scelte future assunte a livello nazionale convergano verso regole condivise, assicurando al contempo una nostra piena partecipazione e influenza nelle decisioni prese in sede comunitaria. Alcuni passaggi importanti in questa direzione sono già stati effettuati, in particolare con la scelta di mantenere l'attuale modello di mercato basato sul *system marginal price* (piuttosto che introdurre un sistema basato sul sistema *Pay-as-bid*) e con l'adeguamento agli imminenti nuovi Regolamenti europei in materia di disegno dei mercati e di allocazione della capacità transnazionale (quest'ultima basata fino al 2011 su decreti MiSE e delibere AEEG annuali, strumenti non più coerenti, né come tempistica né come soggetti interessati, con l'assetto delineato dai nuovi Regolamenti europei). In particolare si ritiene che debba essere dedicata un'attenzione strategica a:

- La definizione dei contenuti dei **codici di rete** europei e della **governance** del mercato, anche al fine di valorizzare, nella definizione delle regole comuni, le specificità del sistema italiano, attraverso un tavolo tecnico istituzionale (Mise, Terna, GME, Autorità per l'energia elettrica e il gas) e un confronto periodico con gli operatori del mercato. Particolare rilievo assumono le disposizioni contenute nel codice europeo di prossima approvazione concernente l'**allocazione della capacità di trasporto nell'orizzonte temporale giornaliero e infragiornaliero e la gestione delle congestioni transfrontaliere**, basate su meccanismi di allocazione implicita attraverso il *market coupling* per i mercati del giorno prima e la negoziazione continua per l'allocazione nel giorno stesso di consegna. Altrettanto importanti per il futuro disegno di mercato saranno le regole, per le quali finora esistono solo le linee guida dell'ACER, in materia di gestione del bilanciamento da parte dei gestori di rete e concernenti le modalità con cui le risorse di bilanciamento potranno essere effettivamente condivise tra i diversi Paesi in un'ottica di sicurezza delle forniture e di riduzione dei costi. Pari impegno sarà dedicato alla promozione di una revisione delle regole di trasporto trans-frontaliere e dell'adesione alle medesime regole anche di Paesi terzi, ed in particolare della Svizzera. In tale contesto sarà importante garantire la piena valorizzazione della capacità di interconnessione esistente per l'esportazione di energia e di servizi di flessibilità verso i mercati europei.

- L'armonizzazione delle **procedure operative** (quali le regole di funzionamento, gli algoritmi di calcolo, le tempistiche di funzionamento e di regolazione dei pagamenti), al fine di favorire un efficiente accoppiamento dei mercati. Tra queste, assume rilevanza la **riflessione sul mantenimento o meno del prezzo unico nazionale (PUN)**, a suo tempo introdotto per una comprensibile e condivisibile decisione politica di non creare diseguaglianze territoriali (soprattutto tra Nord e Sud) nei prezzi di fornitura di un servizio essenziale, come quello elettrico, dovute a carenze nello sviluppo di infrastrutture (reti e poli di produzione) e ad un insufficiente sviluppo di un mercato concorrenziale. Ed in effetti, l'assenza del PUN avrebbe avuto effetti difficilmente sostenibili negli anni scorsi per buona parte dell'area meridionale e ancora oggi li avrebbe per Sicilia e Sardegna (quest'ultima, nei periodi di mancato funzionamento del cavo sottomarino 'SAPEI').

La valutazione, in prospettiva di medio termine – una volta realizzate le infrastrutture nazionali fondamentali per superare le disuguaglianze esistenti al momento della liberalizzazione del settore elettrico (tra cui, fondamentale ruolo avrà il nuovo cavo Sicilia-Continente entro il 2014-15) – è che si creino le condizioni per una riflessione sul **superamento del PUN**, con effetti che si ritengono positivi anche per la maggiore efficacia dei sistemi di *market coupling*.

- L'incremento della **capacità di interconnessione** transfrontaliera, grazie alla realizzazione del Piano di sviluppo di Terna e di **interconnector e merchant lines finanziati da operatori privati**, ai sensi della legge 99/2009. Il Piano di Sviluppo di Terna (anno 2012) comprende un programma di incremento della rete pubblica stimato in circa 4.000 MW, di cui circa 1.000 MW lato Balcani e circa 3.000 MW sulla frontiera settentrionale. Altri 2.500 MW devono essere realizzati dai soggetti selezionati con le procedure di cui alla legge 99/2009. A queste iniziative si potranno aggiungere altre linee, di minore impatto quantitativo, realizzate con il modello dell'*interconnector*, pur se è prevedibile una minore spinta in questa direzione per l'evoluzione assunta sia dal quadro regolamentare europeo sia dai prezzi relativi. Inoltre, in una prospettiva di sviluppo delle esportazioni di energia e servizi elettrici, potrebbe essere necessario rinforzare i collegamenti interni (es. tra Nord e Centronord e tra Sud e Centronord).

In un'ottica di progressiva unificazione del mercato europeo e di crescente armonizzazione delle regole dei vari Paesi, appare come un'**opportunità** – che il **sistema elettrico** dovrebbe valorizzare, anche in ciò sorretto da un'adeguata regolazione – la capacità di **esportare sia energia sia servizi di dispacciamento** per i sistemi elettrici interconnessi, in tal modo sfruttando la notevole efficienza e flessibilità del parco termoelettrico nazionale e alleviando i problemi di sostenibilità economica dovuti all'attuale sovraccapacità del parco stesso. L'integrazione dei mercati di bilanciamento aumenta la disponibilità di risorse e, mediando le necessità provenienti da aree geograficamente più estese e caratterizzate da diverse tecnologie prevalenti (eolico, fotovoltaico, idroelettrico), riduce la variabilità relativa della produzione rinnovabili. Dal punto di vista economico, aumenta la competitività nel soddisfacimento delle necessità interne e mette il parco di generazione italiano, ed in particolare i cicli combinati, in grado di partecipare alla fornitura di servizi di dispacciamento a livello europeo. Tale opportunità si concretizzerà quanto più le azioni di allineamento dei costi del gas identificate avranno pieno effetto e quanto più la regolazione di settore saprà allineare l'interesse dell'operatore di rete all'interesse del sistema. Al contempo, occorrerà che si arrivi ad una regolazione europea di questi servizi e che il gestore di rete nazionale condivida, con i TSO dei sistemi confinanti, nuovi criteri di gestione e remunerazione dell'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento che tengano conto delle esigenze poste dall'espansione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

3. Integrazione della capacità rinnovabile

Per integrare al meglio la **crescente capacità rinnovabile** sarà necessario affrontare sia le problematiche di rete dovute all'eccesso di produzione, sia quelle di sicurezza del sistema in un mercato in cui il parco termoelettrico viene progressivamente 'spiazzato' (sia per l'aumento della produzione rinnovabile, sia e soprattutto per la frenata dei consumi e per l'aumento di capacità CCGT installata).

- La potenziale **sovraproduzione rinnovabile** a livello locale o nazionale sarà gestita:
 - In primo luogo in maniera **preventiva con effetto sui nuovi impianti**, identificando le zone critiche ad alta concentrazione di rinnovabili non programmabili (il GSE ha già avviato l'analisi in tal senso) e limitando l'ulteriore potenza incentivabile in tali zone, attraverso l'adozione di specifiche prescrizioni in termini di prestazione di servizi di rete. In possibile scenario di forte incremento di capacità solare in *gridparity* quindi di fuori di incentivi pubblici, sarà sempre più importante prevedere meccanismi di monitoraggio e sviluppare una maggiore capacità previsionale dell'accesso di ulteriore capacità in rete, per evitare criticità sul sistema elettrico; in questo senso, appare fondamentale la completa realizzazione di un Sistema informativo di collegamento tra soggetti istituzionali che autorizzano gli impianti (Regioni, Province, Comuni), i gestori di rete, il GSE, oltre alla già prevista partecipazione (diretta o indiretta) dei gestori di rete ai procedimenti di autorizzazione per gli impianti di maggiori dimensioni. Al fine di dare massima efficacia, l'iniziativa sarà coordinata con i Piani di sviluppo delle reti e con le previsioni, anche temporali, sviluppate dal gestore del sistema di trasmissione ai fini del nuovo mercato della capacità.
 - Per quanto riguarda gli interventi più specifici **sulla rete** si prevede:
 - Nel breve periodo, un ricorso mirato alla **riduzione** delle importazioni e/o di produzione rinnovabile in caso di 'overflow', prevedendo adeguati meccanismi di controllo.
 - Nel medio periodo il rafforzamento delle **linee di trasporto** dalle aree a più alta concentrazione di generazione rinnovabile (azioni già previste nel Piano di Sviluppo della Rete), come pure quelle di distribuzione. In caso di picco di produzione rinnovabile, si ritiene opportuno valorizzare quanto possibile tale risorsa anche grazie alle potenzialità di esportazione sulla frontiera Nord.
 - In un orizzonte di più lungo periodo occorrerà sviluppare sistemi di controllo evoluti nella rete sia di distribuzione che di trasmissione (**smart grid** più in generale interventi di "flessibilizzazione" della rete). Il successo della piena integrazione delle fonti rinnovabili è infatti legato in larga parte all'efficienza delle reti: sono necessari adeguamenti strutturali delle reti di distribuzione che, concepite come passive, sono diventate attive in quanto sede di **generazione distribuita**, e le **smart grid** hanno essenzialmente per tale finalità.

Ad accompagnare lo sviluppo di queste sarà necessaria l'installazione di **sistemi di accumulo** dell'energia, sia di impianti di pompaggio, anche di piccole dimensioni, sia l'adozione di sistemi a batterie a servizio delle reti, nelle aree più critiche. Per quanto riguarda gli impianti di **pompaggio**, sarà importante giungere ad un uso sinergico degli accumuli d'acqua sia per la sicurezza della rete e il bilanciamento della generazione intermittente, sia per la salvaguardia del territorio. Per quanto riguarda invece i **sistemi a batterie**, come approfondito a seguire, l'Italia intende puntare – anche da un punto di vista industriale – su tale opportunità, a partire dalla

sperimentazione, per poi avviare un programma importante di installazione quando i fondamentali economici della tecnologia risulteranno favorevoli. Al momento, sono in corso di attuazione programmi sperimentali per applicazioni differenziate da parte del gestore del servizio di trasmissione e da alcuni gestori del servizio di distribuzione.

- Per quanto riguarda una gestione in sicurezza della flessibilità del sistema in presenza di un incremento importante di produzione con scarsa programmabilità e di rapidi cambiamenti, nell'attuale contesto di sovraccapacità, l'operatore di rete sarà in grado di assicurare la continuità con gli esistenti meccanismi di remunerazione dei servizi. Questo in particolare sfruttando appieno il **Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD)** con la creazione della riserva necessaria e con il bilanciamento in tempo reale. Una migliore segmentazione del MSD che consenta di differenziare meglio le offerte in base ai servizi offerti e alle prestazioni degli impianti e che tenga conto dell'esigenza del gestore di rete di poter disporre di maggiore flessibilità a fronte dell'impatto della penetrazione dell'energia da fonti non programmabili, contribuirà a rendere la gestione degli approvvigionamenti di risorse di riserva e di bilanciamento più efficiente. Per quanto riguarda invece la necessità di **assicurare l'adeguatezza del sistema** in un mercato in cui il parco termoelettrico viene progressivamente 'spiazzato':
 - Nel medio-lungo periodo, un meccanismo di **remunerazione della capacità** (*'capacity market'*) ben calibrato e stabile, in mancanza di adeguati segnali di prezzo sul mercato dell'energia, appare opportuno per assicurare i margini di riserva necessari.

In questo ambito, a breve alcune scelte dovranno essere adottate a livello nazionale, con la approvazione da parte del MiSE della proposta di Terna, definita in base alle linee guida dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, per il nuovo sistema. La remunerazione della capacità sarà basata su un meccanismo di mercato affidato ad aste, per le quali Terna ha il compito di costruire curve di domanda che esprimano l'obiettivo di adeguatezza della capacità produttiva per ciascuna Area e ciascun periodo, inteso come valore unitario della capacità produttiva in funzione del livello di capacità. Caratteristiche essenziali di questo nuovo sistema dovranno essere l'efficienza e la **minimizzazione dei costi complessivi**, valutati su un orizzonte temporale adeguato, in modo da completare l'attuale disegno di mercato senza produrre effetti distortivi; in tal senso, gli strumenti di attuazione dovranno servire ad adattare segnali stabili e stimolare la concorrenza, nei limiti della preventiva definizione della capacità produttiva necessaria. In altre parole, questo sistema non va visto come la soluzione facile alla fase di sovraccapacità e di transizione che sta attraversando il sistema elettrico "convenzionale", per la quale bisogna piuttosto puntare alla valorizzazione del ruolo di esportatori (di energia e servizi) che possiamo svolgere per i mercati limitrofi. La definizione di un sistema stabile di remunerazione della potenza (che superi, quindi, l'attuale sistema definito in via provvisoria) costituisce una integrazione del set di strumenti che consentono di gestire in sicurezza il sistema elettrico nazionale e stimolare un'adeguata capacità previsionale delle esigenze del sistema nel lungo termine.

Nell'orizzonte temporale assunto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas come data di entrata in vigore del nuovo sistema (non prima del 2017), è poco probabile che il settore elettrico abbia una configurazione molto diversa dall'attuale e che richieda un significativo sviluppo di nuova capacità di generazione, almeno come effetto di fenomeni generalizzati connessi all'aumento della domanda. E' invece possibile che il persistere della situazione di sovraccapacità e di sottoutilizzo degli impianti e l'ingresso nel 2016 di nuovi

limiti alle emissioni in atmosfera comportano la necessità di una **ristrutturazione e ridimensionamento del parco di generazione termoelettrica**, cui si guarderà con attenzione per tener conto delle necessità di evitare fenomeni negativi di riconcentrazione dell'offerta. Al contempo, si potrebbe verificare la necessità di soddisfare alcune esigenze di rafforzamento dei margini a livello locale/ zonale. Questo contesto consente di orientare lo sviluppo delle aste e la definizione dei parametri tecnico-economici per l'attuazione e dare efficienza, oltre che efficacia, al servizio e a contenere gli oneri complessivi.

E' inoltre probabile che, data la **rilevanza del tema a livello europeo**, possa esserci anche sui "mercati della capacità" una proposta di regolamentazione armonizzata, data la diversità delle soluzioni oggi adottate o ipotizzate dai vari Paesi; ciò sarebbe auspicabile, anche ad integrazione del lavoro di definizione dei Codici di rete. Occorre comunque notare che le recenti indicazioni da parte della Commissione Europea sono di forte cautela verso i mercati della capacità, dato il timore che possano rappresentare un ostacolo allo sviluppo del mercato interno e in alcuni casi si possano configurare come aiuti di stato. Di queste indicazioni si dovrà tenere conto nel valutare la proposta per il sistema italiano.

- Più sullo sfondo, non si può escludere che gli importanti cambiamenti in atto, con un mix sempre meno basato su un'offerta con prevalenza di costi variabili di produzione in favore di sistemi di generazione in cui solo i costi fissi o i meccanismi regolatori determinano la produzione, possano aprire la strada ad una **revisione più profonda del modello di mercato**. E' una prospettiva che dovrà essere approfondita nel quadro di unificazione delle regole a livello europeo, non potendo evidentemente essere adottata a livello di singolo Paese senza determinare, come conseguenza, un allontanamento dagli obiettivi di armonizzazione del mercato.

Complessivamente l'insieme delle misure disegnate o già avviate comporteranno un potenziale **beneficio sulla bolletta elettrica del Paese fino a circa 7,0 miliardi** di euro l'anno al 2020 rispetto al 2012. Una quota importante di questo (circa 1,7 miliardi) è atteso come conseguenza della riduzione dei prezzi della materia prima gas per la generazione termoelettrica. Ulteriori efficienze sui prezzi sono invece il risultato della 'spending review' sugli oneri di sistema, e dell'eliminazione di altre inefficienze quali perdite di rete e colli di bottiglia. Infine, circa 2,5 miliardi di euro l'anno di risparmio sono attesi dalle misure di efficienza energetica, rispetto ad un andamento inerziale della domanda in assenza di misure.

4.5 Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti

Gli obiettivi

La raffinazione e la distribuzione di carburanti sono settori di grande rilevanza per il Paese e che attraversano un periodo di forti cambiamenti e difficoltà. In questo ambito, gli obiettivi principali dell'azione di Governo sono:

- **Accompagnare il settore della raffinazione verso una progressiva ristrutturazione e ammodernamento**, in un periodo di forte crisi strutturale, in modo da aumentarne la competitività ed efficienza e salvaguardarne la rilevanza industriale e occupazionale, con benefici anche in termini di sicurezza di approvvigionamento.
- **Contenere i prezzi dei prodotti petroliferi e migliorare la qualità del servizio della distribuzione per il consumatore**, razionalizzandone e ammodernandone le forme di gestione.

Il settore della raffinazione – Il contesto

Il comparto della raffinazione europeo, così come l'intero settore petrolifero *downstream*, è caratterizzato da una **crisi** importante, con numerose ipotesi di disinvestimento o chiusura di impianti (in Italia le raffinerie Tamoil di Cremona nel 2011 e TotalErg di Roma e le fermate temporanee nelle raffinerie eni di Marghera e Gela, API di Falconara). Dall'inizio della crisi della raffinazione in Europa (2008), sono stati avanzati progetti di disinvestimento e chiusura per 33 impianti su un totale di 104 in funzione, e si stima che circa il 75% della raffinazione europea non sia economicamente sostenibile. Questa difficile situazione è dovuta a più ragioni:

- **Calo congiunturale della domanda**, legato alla difficile situazione economica in cui versa il Paese e tutto il continente europeo, che determina minore traffico commerciale e privato su gomma. Negli ultimi 10 anni la domanda dei Paesi OCSE è calata del 5%, mentre quella dei Paesi non-OCSE è cresciuta del 50%, per cui il baricentro dei consumi e della raffinazione si andrà spostando nel continente asiatico, spinto dalla domanda di carburanti per il trasporto. A questa situazione si sono aggiunte le difficoltà di alcune raffinerie italiane a seguito dell'**embargo** deciso a livello europeo delle forniture di greggio provenienti dall'**Iran**, che ha avuto un particolare impatto in Italia, avendo le raffinerie italiane cicli di lavorazione basati su greggi pesanti che venivano in forte misura importati da quel paese, con la necessità di ricorrere a forniture di greggio a prezzi maggiorati da altri mercati, in particolare quello saudita.
- **Mutamenti strutturali** del mercato di sbocco della raffinazione, che hanno un orizzonte di sviluppo di lungo termine:
 - La progressiva **sostituzione di alcuni prodotti oil con altre fonti**; in particolare per la sostituzione del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile termoelettrico con il metano. L'utilizzo dei prodotti petroliferi è ormai concentrato prevalentemente nel settore dei trasporti (oltreché nella petrolchimica, nei bitumi per le pavimentazioni stradali e nei lubrificanti).

- Nel settore trasporti, la riduzione graduale dei consumi dovuta alla **sempre maggiore efficienza energetica dei motori**, oltre che al crescente uso di biocarburanti.
- La determinazione europea a procedere nel lungo termine a una forte **decarbonizzazione dell'economia**, come definito nella **Roadmap2050**, anche se la domanda mondiale di prodotti petroliferi continuerà a crescere, trainata dai paesi non-OCSE.
- La necessità di **adeguare i cicli di raffinazione**, pensati in passato per massimizzare le rese in benzine, e quindi non più adeguati alla maggiore domanda di prodotti distillati medi (gasolio), che tuttavia, dati gli ingenti investimenti necessari, non viene attuata in una prospettiva di mercato europeo in contrazione.
- **Concorrenza internazionale sempre più forte** da parte di impianti di raffinazione localizzati soprattutto in Asia, di grandi dimensioni ed efficienti, anche se operanti talvolta in condizioni distorsive di concorrenza (es. ridotti vincoli ambientali, di tutela sociale e di sicurezza e con sovvenzioni di varia natura).

Il settore della raffinazione – Gli interventi

Superati gli impatti dell'embargo sui greggi iraniani, la raffinazione italiana si trova di fronte ad un problema strutturale, che richiederà inevitabilmente una graduale riduzione della capacità produttiva ed una concentrazione su produzioni avanzate ed a maggior valore aggiunto. Le principali misure rivolte al settore della raffinazione mirano quindi a **facilitare la ristrutturazione o riconversione** della capacità produttiva, orientandola verso prodotti di migliore qualità, **assicurare condizioni paritarie** con Paesi extra-UE, **facilitare la competitività del mercato dello stoccaggio** dei prodotti petroliferi e **sviluppare i biocarburanti**, in particolare quelli di seconda generazione (di cui già si è discusso nella sezione dedicata alle energie rinnovabili).

- Per quanto riguarda la **ristrutturazione e riconversione** delle attività di raffinazione:
 - E' già stato effettuato il riconoscimento della **strategicità** delle raffinerie, delle strutture della logistica di più rilevanti dimensioni, dei depositi costieri di oli minerali, di quelli per aviazione, degli impianti di produzione degli oli vegetali per uso energetico, nonché degli oleodotti di interesse nazionale, nell'ambito della legge in materia di semplificazione. Questo comporta l'attribuzione all'Amministrazione centrale, che le eserciterà d'intesa con le Regioni, delle competenze amministrative su tali impianti strategici, in modo da poter gestire gli interventi sul settore in modo unitario. Sono state inoltre introdotte **procedure autorizzative semplificate** ed accelerate, ulteriormente rafforzate con il DL Sviluppo, **per la riconversione delle raffinerie** in depositi e per consentire il mantenimento dell'operatività degli impianti anche durante le operazioni di bonifica.
 - Si intende promuovere un **piano di ristrutturazione** del settore, individuando le capacità di raffinazione strategiche e le possibilità di nuovi investimenti miranti a razionalizzare e ammodernare i cicli produttivi, anche con una maggiore ambientalizzazione e orientando la raffinazione verso prodotti di migliore qualità. E' stato attivato a tal fine un **Tavolo sulla raffinazione**, con la partecipazione anche delle parti sociali, ed è stata promossa l'istituzione

di un **Forum europeo sulla raffinazione**, coordinato dalla Commissione europea, che sviluppi e dia attuazione a tutte le misure condivise a sostegno del settore.

- Sono state promosse riunioni a livello comunitario che hanno consentito di portare a livello della Commissione e del Parlamento europeo la criticità della situazione della raffinazione, anche per i suoi impatti a cascata sul sistema produttivo europeo e sull'occupazione. Si intende **continuare e sviluppare tale azione a livello UE** ai fini dell'adozione di interventi di sostegno e per evitare che le nuove normative possano aggravare la situazione del settore. È importante ribadire tale carattere di strategicità del comparto della raffinazione, per i cui prodotti rischiamo di divenire fortemente dipendenti dall'estero. La Commissione ha preso atto della situazione e si è impegnata a **verificare**, durante la fase di predisposizione di **nuove proposte normative europee, anche il loro potenziale impatto sul settore della raffinazione**(ad esempio, nel caso della *Roadmap 2050e* della *Fuel Quality Directive*).
- Per quanto riguarda l'allineamento delle **condizioni competitive con i Paesi extra-UE**, nel contesto comunitario l'Italia ha proposto **l'introduzione di una "green label"** per i prodotti raffinati in Europa, stabilendo che solo i prodotti ottenuti con processi industriali che soddisfano gli stessi standard ambientali applicati in Europa possano essere utilizzati in Europa (tale misura si muove nello stesso ambito dei criteri di sostenibilità stabiliti nelle direttive sui biocarburanti e sulla qualità dei combustibili). Per quanto riguarda il nostro Paese, si è data una prima attuazione a questa misura con l'adozione già nel DL Sviluppo recentemente approvato di un meccanismo autorizzativo dei prodotti petroliferi importati che consenta di verificare l'impronta ambientale di tali prodotti extraeuropei, la cui applicazione andrà verificata nel 2013.
- Per quanto riguarda lo sviluppo del mercato della capacità di stoccaggio dei prodotti petroliferi, è stato emanato a gennaio 2013 il decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/119/CE relativa alle **scorte obbligatorie di prodotti petroliferi**, entrato in vigore il 10 febbraio 2013. Il provvedimento punta a minimizzare i costi complessivi del nuovo sistema, prevedendo un forte utilizzo delle infrastrutture di stoccaggio private o pubbliche già esistenti. Con il recepimento è stato anche costituito **l'Organismo centrale di stoccaggio**, come già esiste in quasi tutti gli altri Stati membri, con il compito di gestire le scorte di spettanza statale e di assicurare la flessibilità e la disponibilità delle stesse. Tale compito è stato affidato all'Acquirente Unico, in modo da minimizzare i costi di gestione, specialmente nella prima fase. In tale contesto, è stata anche costituita **una piattaforma della logistica da parte del Gestore dei Mercati Energetici**, in modo da far nascere un mercato delle capacità di stoccaggio di prodotti petroliferi, dove gli operatori e lo stesso Organismo possano operare per ottenere i servizi di logistica in modo efficiente e trasparente, anche in considerazione dell'interesse strategico del settore. In tale ambito sarà importante:
 - **Sviluppare le capacità dell'Organismo centrale di stoccaggio** affinché possa svolgere anche il servizio commerciale di tenuta delle scorte anche per conto terzi, in modo da ridurre gli oneri di scorta, soprattutto per gli operatori di piccole e medie dimensioni.
 - **Sviluppare l'utilizzo della logistica**, sia indipendente che integrata, anche attraverso l'avvio entro il 2013 della piattaforma di negoziazione, sia per facilitare il superamento delle barriere esistenti e le possibili posizioni di oligopolio locale, che hanno influenza sul prezzo finale dei carburanti, sia per far fronte ai nuovi obblighi sulle scorte petrolifere, sia per consentirne l'uso da parte degli operatori di altri Stati membri per i loro obblighi di scorta.

La rete di distribuzione carburanti – Il contesto

Il settore della distribuzione dei carburanti in Italia soffre di **importanti problemi strutturali**, particolarmente evidenti se confrontato con la struttura del settore nei principali Paesi europei. In particolare, in Italia la rete di distribuzione si caratterizza per una estrema **frammentazione** e numerosità degli impianti (23.000, circa il doppio di quelli presenti in altri paesi comparabili), a fronte di dimensioni medie limitate (in termini di litri erogati e di metri quadrati per punto vendita), di **vetustà** elevata e di una **scarsa diversificazione** nei settori cosiddetti *non-oil* (solo il 3% dei ricavi, contro l'oltre 30% in altri Paesi). Questa situazione, accentuata dal calo delle vendite verificatosi negli ultimi tre anni, tende ad avere un effetto *'lose-lose'*, nel senso che determina una **scarsa profittabilità** per gli impianti, a fronte di **prezzi unitari relativamente elevati** per i clienti finali italiani (che hanno l'unico vantaggio, rispetto ad altri Paesi, di una rete più capillare e con maggior presenza di servizio).

Inoltre, finora il comparto è stato caratterizzato, per gli impianti di proprietà delle compagnie petrolifere, da una presenza predominante del **modello della cessione in comodato d'uso gratuito** dell'impianto al gestore, come forma prevista dalla legge, al quale è abbinato un contratto di fornitura in esclusiva di carburante da parte della compagnia stessa, con accluso regime di prezzi consigliati e politiche di sconto decise dalla compagnia stesse, mentre in Europa prevale il contratto di agenzia. La sostenibilità di tale sistema si è indebolita in una situazione di domanda emarginata, con forti tensioni sindacali e con una ingessatura del settore che non ne rende difficile la razionalizzazione. In quest'ultimo periodo perciò è stata profondamente sentita la problematica della ristrutturazione e della concorrenzialità della rete di distribuzione dei carburanti.

La rete di distribuzione carburanti – Le iniziative

Le iniziative da avviare in questo contesto mirano a **rendere il mercato dei carburanti più concorrenziale e ad incidere sul livello dei prezzi**, rafforzando la tutela dei consumatori, la trasparenza dei prezzi e la qualità del servizio offerto. In particolare, misure significative sono state introdotte con il recente Decreto Legge in materia di Liberalizzazioni.

- Molti degli interventi vanno nella direzione di una **maggiore liberalizzazione del settore**, quali:
 - L'incremento della modalità di servizio in **self-service**, anche in relazione alla maggiore economicità di tale tipo di rifornimento per il consumatore, attraverso la previsione dell'obbligatorietà della installazione delle apparecchiature *self* su tutti gli impianti entro il 2012 e la possibilità (finora non prevista) di avere impianti totalmente automatizzati senza restrizioni nelle aree fuori dei centri abitati (i cosiddetti impianti *'ghost'*).
 - La **rimozione di molti vincoli sulle attività non-oiled** e il loro ampliamento (giornali, in parte tabacchi, etc.) – che incontra tuttavia opposizioni da parte di altre categorie commerciali. Lo sviluppo del non-oil è fondamentale per consentire ai gestori maggiori margini in un periodo di contrazione della domanda di carburanti.
 - **Il miglioramento della comunicazione e della trasparenza** dei prezzi dei carburanti all'utente. È stato introdotto l'obbligo di esposizione dei prezzi dei carburanti, con una

migliore definizione delle modalità di evidenziazione delle prime due cifre decimali e delle caratteristiche minimali della cartellonistica, con l'obiettivo di assicurare una maggiore conoscibilità e trasparenza dei prezzi effettivamente praticati al consumatore, senza penalizzare gli investimenti già effettuati sulla cartellonistica (per non gravare le imprese di ulteriori costi). Inoltre è stata adottata – alla fine di un breve periodo di sperimentazione – la nuova metodologia di calcolo del “prezzo Italia”, basata su una media settimanale che consentirà di monitorare il prezzo realmente offerto alla clientela durante tutti i giorni della settimana, considerando il servizio self, la scontistica e le diverse modalità di servizio nei diversi orari. Questo dovrebbe consentire di avvicinare la metodologia di calcolo del valore medio italiano a quella utilizzata negli altri paesi UE, dove i prezzi che vengono comunicati ad Eurostat sono sostanzialmente i prezzi *selfservice*, e quindi di avere una migliore percezione dell'effettivo “stacco Italia” su cui spesso si sono accentrate polemiche. Anche a livello europeo si è riavviato tale processo di adeguamento della rilevazione statistica, con l'obiettivo di una sua maggiore rappresentatività.

- Un primo passo verso l'**eliminazione del vincolo dell'esclusiva** è stato compiuto introducendo la possibilità per i gestori, che sono anche titolari dell'autorizzazione petrolifera, di svincolarsi per il 50% dal vincolo di esclusiva e quindi di rifornirsi direttamente sul mercato all'ingrosso.
- È stato anche chiarito che l'obbligo di introduzione, per i nuovi impianti, di **rifornimento anche di GPL o di metano** per autotrazione, previsto da alcune leggi regionali, non può essere di tipo generalizzato laddove esso comporti oneri di tipo economico o laddove sussistano ostacoli tecnici sproporzionati alla finalità della diffusione di tali tipi di carburanti.
- Infine è in corso la revisione delle modalità di gestione dei pagamenti con **moneta elettronica** con la finalità di estendere tale mezzo di pagamento, al fine di aumentare la sicurezza dei gestori e fornire un miglior livello di servizio al cliente.
- Sul fronte della **razionalizzazione** della rete carburanti e della contrattualistica sono previste:
 - L'implementazione delle misure per la **chiusura degli impianti cosiddetti incompatibili** (alle norme urbanistiche, al codice della strada, ecc.). Sarà a breve emanato il decreto ministeriale relativo al Fondo per la razionalizzazione della rete dei carburanti, prevedendone il suo finanziamento per tre anni e ampliandone la destinazione anche ai contributi per i costi ambientali di ripristino dei luoghi a seguito di chiusura degli impianti. Tale strumento sarà utilizzato anche ai fini dell'incentivazione alla razionalizzazione delle inefficienze della rete, introducendo contributi crescenti caricati sugli impianti incompatibili finché non provvedono alla loro effettiva chiusura.
 - L'introduzione di **nuove tipologie contrattuali** per regolare i rapporti tra Compagnie petrolifere, retisti e gestori degli impianti di distribuzione carburanti. Questo, che costituirà una grande novità nel settore, consentirà di affiancare all'attuale contratto di comodato gratuito abbinato al contratto di fornitura in esclusiva, una varietà di forme contrattuali, quali ad esempio il franchising, il contratto di commissione, l'affitto di ramo d'azienda, alle quali potranno essere collegate diverse tipologie di contratti di fornitura. In caso di mancato raggiungimento dell'intesa da parte delle associazioni di categoria sulla tipizzazione delle

diverse forme contrattuali, provvederà direttamente il Ministero, in modo che comunque entro il 2013 sia possibile farle entrare in funzione.

- o La possibilità per i titolari ed i gestori dei punti vendita di **riscattare l'impianto**, anche consorziandosi o associandosi, in modo da far **aumentare il numero delle pompe bianche** e dei retisti.
- o L'incentivazione alla diffusione del **metano per autotrazione**, che costituisce una peculiarità della rete italiana (circa 900 punti di rifornimento e in crescita, ancorché concentrati solo in alcune regioni e scarsamente presente in autostrada). Si è prevista l'eliminazione di alcune penalizzazioni derivanti dalle regole di allocazione della capacità ai punti di riconsegna della rete e la riduzione dei vincoli che ne ostacolano la penetrazione nelle aree stradali e autostradali, quali l'adozione di distanze e modalità di rifornimento. Inoltre in ambito europeo si sosterrà la particolarità del settore, per evitare l'introduzione di una fiscalità per esso insostenibile.

Inoltre, a seguito delle disposizioni del decreto legge liberalizzazioni, sarà istituito – come indicato nell'ambito del recepimento della direttiva sulle scorte recentemente approvata – un **mercato all'ingrosso dei carburanti**, cioè una "borsa dei carburanti" dove potranno anche rifornirsi gli operatori e i gestori indipendenti. Col crescere della liquidità di tale mercato, esso potrebbe anche fornire indicazioni di prezzi di riferimento da confrontare con il tradizionale riferimento al Platt's sulla piazza mediterranea, che oggi viene assunto per le transazioni in Italia.

4.6 Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali

Gli obiettivi

L'Italia è altamente dipendente dall'importazione di energia, con una bilancia commerciale energetica negativa nel 2011 per ben 62 Miliardi di Euro e con conseguenze negative sulla sicurezza di approvvigionamento. Allo stesso tempo, il Paese ha a disposizione significative riserve di gas e petrolio, le più importanti in Europa dopo quelle dei paesi nordici. In questo contesto è doveroso fare leva anche su queste risorse, dati i benefici in termini occupazionali e di crescita economica, in un settore in cui l'Italia vanta notevoli competenze riconosciute. D'altra parte, ci si rende conto del potenziale impatto ambientale ed è quindi fondamentale la massima attenzione per prevenire potenziali ricadute negative (peraltro il settore in Italia ha una storia di incidentalità tra le migliori al mondo). In tal senso, il Governo non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di *shale gas*. Per l'Italia il modello di riferimento in questo settore è quello dei paesi scandinavi (in particolare della Norvegia), che hanno saputo coniugare un notevole sviluppo industriale, economico e sociale con un'attenzione fortissima ai temi della sicurezza e della salvaguardia dell'ambiente.

Con la nuova strategia energetica ci si propone di:

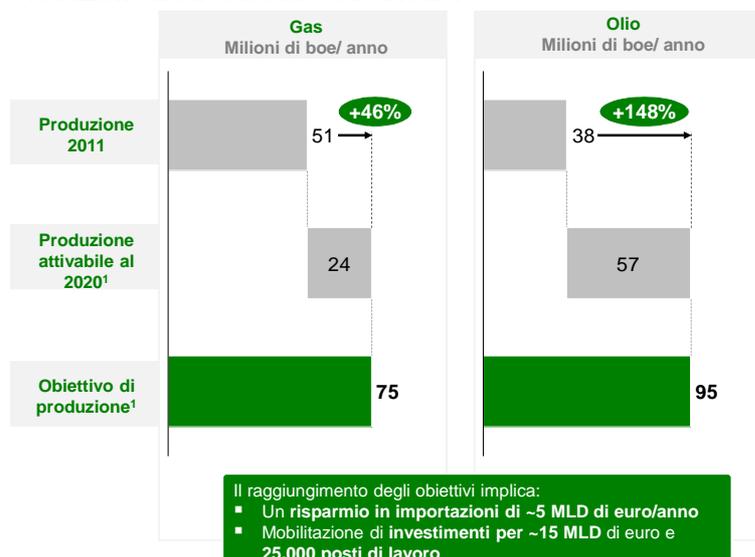
- **Sviluppare** la produzione nazionale di idrocarburi, sia gas che petrolio, con un ritorno ai livelli degli anni novanta, **nel rispetto dei più elevati standard ambientali e di sicurezza internazionali**.
- **Sostenere lo sviluppo industriale** di un settore che parte da una posizione di **leadership** internazionale, presente nei più importanti mercati mondiali, e che rappresenta un importante motore di investimenti ed occupazione.

In termini di obiettivi quantitativi, ci si attende al 2020 di:

- **Incrementare l'attuale produzione** di circa 24 milioni di boe/anno (barili di olio equivalente) di gas e 57 di olio, portando dal ~7 al ~14% il contributo al fabbisogno energetico totale.
- **Mobilizzare investimenti per ~15 miliardi** di euro e circa **25.000 posti di lavoro**, e consentire un **risparmio sulla fattura energetica di circa 5 miliardi** di euro l'anno per la riduzione di importazioni di combustibili fossili.

Lo sviluppo della produzione avverrà **riducendo complessivamente il numero di infrastrutture (pozzi e piattaforme) terrestri e marine**, grazie all'ottimizzazione della progettazione e all'uso di tecnologie all'avanguardia, assicurando così una significativa riduzione dell'occupazione di suolo (si stima una riduzione di circa il 5% delle infrastrutture rispetto a quelle attuali).

Produzione di idrocarburi – Gli obiettivi



¹ Non include possibile decremento di circa 7,4 milioni di boe/anno (oil e gas)
Fonte: MISE

Il contesto

- L'Italia, almeno nel medio periodo (2020/2030), resterà un Paese **dipendente da combustibili fossili**, in particolare gas e petrolio. Nel 2010 circa l'86% del fabbisogno energetico è stato coperto da combustibili fossili, prevalentemente petrolio (41%) e gas (37%).
- Più del **90%** degli **idrocarburi** in Italia è **importato**, una quota molto superiore a quella dei nostri partner europei: il 91% del gas (di cui oltre il 70% da soli 3 Paesi: Russia, Algeria e Libia), e il 93% del petrolio, con un impatto importante in termini di:
 - **Sicurezza energetica**, rispetto alla media UE, siamo più dipendenti di circa 30 punti percentuali dall'estero (84% vs. 53%).
 - **Costi per il sistema**, con una fattura energetica di importazione pari a circa 62 miliardi di euro nel 2011.
- L'Italia ha **importanti risorse** nazionali di idrocarburi potenzialmente sfruttabili (cosa non ampiamente nota), soprattutto al Sud, e si colloca tra i primi Paesi dell'Europa continentale per riserve disponibili:
 - Le **risorse potenziali totali ammontano a 700 Mtep** di idrocarburi (peraltro, dato che negli ultimi 10 anni l'attività esplorativa si è ridotta al minimo, è probabile che tali dati di riserve siano definiti largamente per difetto). Ciò equivale, tenendo conto dell'attuale quota di produzione annua di 12 Mtep, ad un periodo di copertura di **oltre 50 anni** e di oltre 5 anni se confrontati con l'attuale consumo totale annuo di circa 135 Mtep di gas e petrolio.

- Esclusi i Paesi nordici con significative riserve off-shore, le riserve dimostrate italiane sono le **più importanti dell'Europa continentale.**

TAVOLA 50

L'Italia si colloca nei primi posti tra i Paesi europei per riserve di idrocarburi

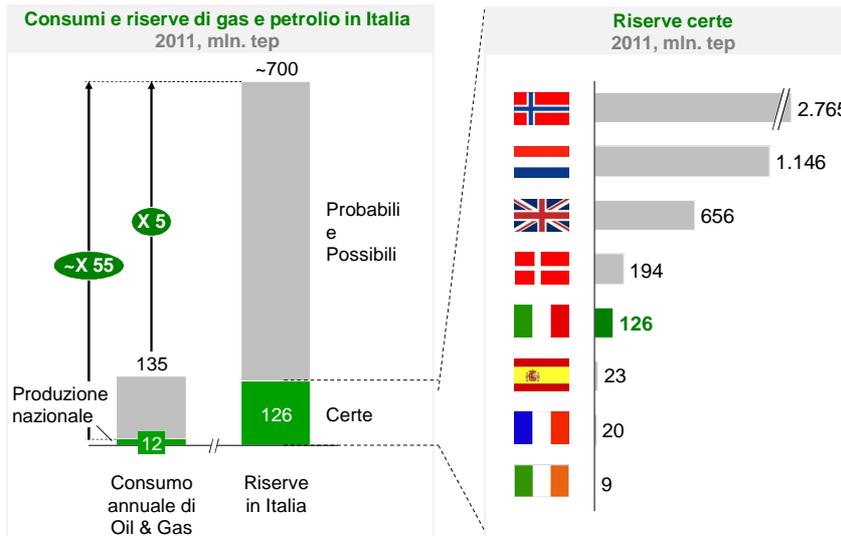
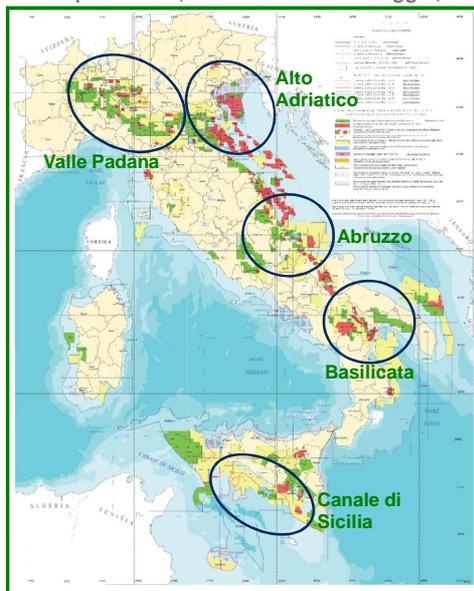


TAVOLA 51

In particolare, 5 zone in Italia offrono un elevato potenziale
 Carta dei titoli minerali per ricerca, coltivazione e stoccaggio, 2011

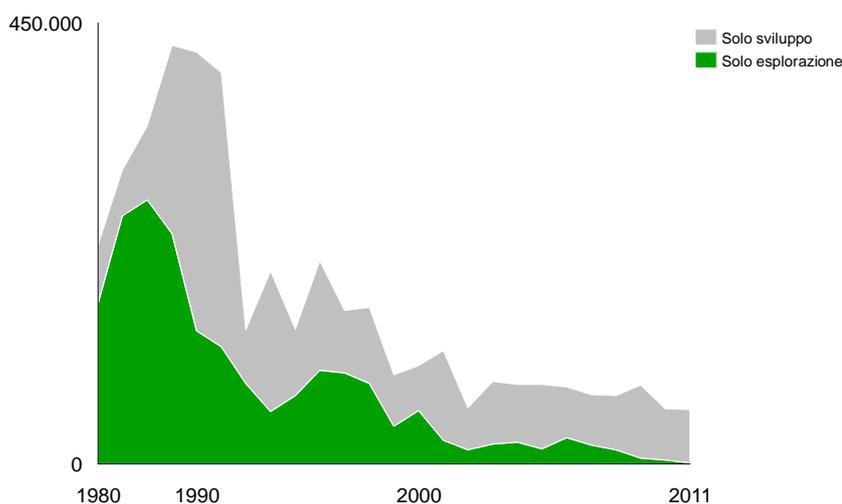


Fonte: MISE

- In particolare, **5 zone** in Italia offrono un elevato potenziale di sviluppo: la val Padana, l'Alto Adriatico, l'Abruzzo, la Basilicata e del Canale di Sicilia.
- L'Italia ha inoltre sviluppato un **fortesettore industriale** nell'indotto *upstream*, con notevoli tradizioni, competenze e presenza internazionale. Il settore conta oltre 120 società attive, più di 65.000 occupati, un giro di affari nel 2010 di oltre 20 miliardi di euro, di cui 5,5 miliardi di euro solo in Italia, e una spesa in ricerca e sviluppo di 300 milioni di euro.
- Inoltre, il settore *upstream* italiano si distingue per le **migliori pratiche e risultati di sicurezza e di protezione ambientale**, potendo vantare – ad esempio – *performance* di assoluta eccellenza sia relativamente alle fasi di perforazione che di coltivazione dei campi.
- L'opportunità di mobilitare investimenti in questo ambito è stata però **limitata da un contesto normativo e da un processo decisionale** che hanno rallentato o fermato molte iniziative nel corso dell'ultimo decennio: i tempi di attesa autorizzativa arrivano ad essere fino a 10 volte quelli previsti da normativa, sia in fase di esplorazione che di produzione, e sono molto più elevati delle medie mondiali. Negli ultimi anni si è assistito ad un marcato peggioramento dei tempi di attesa autorizzativa. In particolare, vi sono 3 principali criticità:
 - La complessità e i tempi lunghi del **sistema autorizzativo**. Ad esempio, in Italia l'attività di esplorazione e produzione si svolge in seguito all'acquisizione di 2 o 3 titoli autorizzativi distinti (a seconda dei casi). Gli iter autorizzativi di altri Paesi europei (ad esempio Norvegia o Inghilterra) prevedono il conferimento di un titolo abilitativo unico rilasciato su un'area preventivamente individuata e valutata dalle autorità competenti. Anche la recente proposta di direttiva europea in materia sopprime la distinzione tra procedure di autorizzazione per l'esplorazione e per la produzione, giudicandola contraria alla prassi. Inoltre, l'iter autorizzativo include intese tra Stato e Regioni, senza un termine ultimo per l'espressione di pareri, mentre in tutti i Paesi produttori le decisioni di *licensing* sono in capo al decisore centrale. È da osservare che il forte rallentamento nell'attività esplorativa e produttiva italiana si è verificato dopo il 1999, con l'introduzione delle riforme costituzionali che hanno modificato il ruolo rispettivo di **Stato e Regioni** nel processo decisionale (si veda il grafico riportato sotto).
 - Le **limitazioni per le attività offshore**. Le attività *offshore* sono profondamente condizionate dai divieti introdotti dal decreto legislativo n.128/2010 (cosiddetto "correttivo ambientale") che ha interdetto tali attività in molte aree, bloccando di fatto la maggior parte delle attività di ricerca e sviluppo offshore e cancellando progetti per 3,5 miliardi di euro. Nessun Paese europeo ha adottato norme analoghe: ad esempio, in Norvegia non vigono divieti generalizzati ma sono state identificate alcune aree (come le Lofoten) interdette per specifiche ragioni ambientali – cosa che è comunque garantita anche in Italia dalla normativa a difesa delle aree protette, su cui il Governo intende mantenere la massima attenzione.

L'attività di esplorazione in Italia è sostanzialmente ferma da quasi 10 anni

Numero totale di metri perforati somma di attività di esplorazione e sviluppo, 1980-2011¹



¹ Non disponibili i dati relativi agli anni: 1983-1985; 1987-1990
Fonte: MISE

Le iniziative

Per il raggiungimento degli obiettivi citati sono necessari sia provvedimenti di tipo normativo, che garantiscano il rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale esemplifichino gli iter autorizzativi, sia iniziative di supporto al settore industriale, per favorire l'ulteriore sviluppo dei poli tecnologici. E' necessario più in generale che le opportunità di nuovi investimenti e le esigenze ambientali non siano posti in contrapposizione a priori, ma che si valutino le opere in base ad analisi scientifiche rigorose e coinvolgendo enti locali e popolazione, così da procedere – nei casi in cui risulti possibile – fornendo tutte le indispensabili garanzie in termini di sicurezza e di tutela dell'ambiente.

- I principali **interventi di carattere normativo** si propongono di:
 - **Rafforzare le misure di sicurezza delle operazioni**, in particolare attraverso l'implementazione delle misure di sicurezza offshore previste dalla proposta di direttiva europea. Inoltre, il Governo **non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili** in mare o in terraferma, ed in particolare quelli di **shale gas**.
 - **Adeguare gli iter autorizzativi ai nuovi standard europei** (Direttiva sulla sicurezza *offshore* in corso di emanazione): in particolare, per garantire la richiesta separazione tra il soggetto responsabile della gestione amministrativa e autorizzativa e l'autorità competente in materia di vigilanza, con decreto legge 83/2012, convertito, è stato garantito il necessario finanziamento della nuova struttura di vigilanza. Inoltre, si ritiene opportuno adottare, nell'ambito di una generale revisione e semplificazione della normativa di settore, un modello di **conferimento di un titolo abilitativo unico** per esplorazione e produzione.

- Sviluppare le **ricadute economico-occupazionali sui territori interessati**. In tal senso, una quota delle maggiori entrate per l'estrazione di idrocarburi sarà destinata allo sviluppo di progetti infrastrutturali e occupazionali di crescita dei territori di insediamento degli impianti produttivi e dei territori limitrofi, come introdotto recentemente con il 'DL Liberalizzazioni'.
- **Fermi restando i limiti di tutela offshore** definiti dal Codice Ambiente (recentemente aggiornato), sviluppare la produzione, in particolare quella di gas naturale, conservando margini di sicurezza uguali o superiori a quelli degli altri Paesi UE e mantenendo gli attuali vincoli di sicurezza e di tutela paesaggistica e ambientale. In questo ambito, nel recente DL Crescita di giugno 2012, si è creato un **fondo per il rafforzamento delle attività di monitoraggio ambientale e di sicurezza** e tutela del mare finanziato con un aumento delle aliquote di prodotto ('royalties') e si è stabilita **uniformità nell'individuazione delle aree interdette alle attività minerarie**, sia ad olio sia a gas, ovvero nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalla linea di costa e dalle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale.
Nello stesso provvedimento si è anche introdotta una norma che **salvaguarda i titoli abilitativi già rilasciati** e i procedimenti concessori in corso alla data di entrata in vigore del Dlgs 128 (29 giugno 2010): con quest'ultima si intende valorizzare le riserve già rinvenute, prevalentemente di gas naturale, eliminare contenziosi con operatori che hanno già realizzato infrastrutture, ed evitare costi per risarcimenti/compensazioni agli operatori e/o per il *decommissioning* a carico dell'Amministrazione per lo smantellamento ed il ripristino di impianti produttivi mai entrati in esercizio.
- **Rendere disponibili i dati e le informazioni tecniche** relative alle ricerche geofisiche ed alle perforazioni già effettuate, al fine di promuovere lo sviluppo delle risorse naturali e rendere fruibili per la comunità scientifica i dati di sottosuolo, in maniera trasparente ed affidabile.
- Agli interventi di natura normativa, sarà importante accompagnare iniziative di supporto al sistema, favorendo il **rafforzamento dei poli tecnologici** e industriali: la produzione di idrocarburi ha portato alla nascita di distretti energetici in Emilia Romagna, Lombardia, Abruzzo, Basilicata e Sicilia, che potrebbero essere rilanciati coerentemente con l'ulteriore sviluppo delle attività minerarie, ad esempio:
 - L'**Emilia Romagna** e la **Lombardia**, già in posizioni di avanguardia a livello mondiale, potrebbero sviluppare ulteriormente il loro ruolo di centro di eccellenza tecnologico.
 - In **Abruzzo**, dove hanno sede alcune delle principali società di servizio in ambito petrolifero, le attuali sedi potrebbero essere utilizzate come basi logistiche per lo sviluppo di nuove attività estrattive nel Sud Italia.
 - La **Basilicata**, che riveste un ruolo strategico in materia di politica energetica nazionale, presenta un potenziale industriale ancora da valorizzare. Le misure di intervento saranno incentrate sullo sviluppo di infrastrutture e servizi, il potenziamento del tessuto industriale tale da facilitare il trasferimento di attività economiche, la velocizzazione del processo autorizzativo e lo sviluppo di un sistema amministrativo adeguato alla dimensione dell'industria e dei suoi investimenti.

- L'ulteriore sviluppo del settore petrolifero **siciliano** potrebbe concentrarsi sul potenziamento delle attività estrattive, lo sviluppo delle strutture portuali, la crescita della cantieristica navale che potrebbe costituire un forte volano per il potenziamento dell'indotto e dalla quale anche le attività minerarie potrebbero trarre giovamento, soprattutto per il settore dell'impiantistica offshore, con significative ricadute occupazionali.

Tra i **fattori abilitanti** per il rilancio della produzione, viene infine considerato fondamentale il miglioramento delle attività di supporto del MiSE, che ha avviato una revisione delle attività interne di *'Project Management'* del processo autorizzativo, con l'allocazione di ulteriori risorse umane e strumentali da destinare alla gestione dei progetti e agli aspetti connessi ai rapporti con il territorio.

4.7 Modernizzazione del sistema di *governance*

Gli obiettivi

L'energia è tema che integra competenze, iniziative e decisioni a diversi livelli: internazionale, europeo, statale, regionale e locale. D'altra parte, gli investimenti nel settore richiedono chiari e stabili orientamenti di medio-lungo termine, un quadro normativo che evolva in modo prevedibile e una Amministrazione trasparente ed efficiente. Per queste finalità è necessario, sulla base di una strategia energetica condivisa:

- **Rafforzare** e coordinare **la partecipazione italiana alla cosiddetta fase ascendente** dei processi internazionali, e soprattutto **europei**, che determinano molte delle scelte di lungo termine e definiscono numerosi strumenti normativi.
- Migliorare e semplificare il **coordinamento 'orizzontale' a livello nazionale**, vale a dire le modalità di interazione sui temi energetici in capo ai diversi Ministeri, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e ai gestori di reti e servizi.
- Attivare forme di **coordinamento tra Stato e Regioni** in materia di funzioni legislative, e tra Stato, Regioni **ed Enti locali** per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire un quadro di regole certe e una significativa **semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative**.

Il contesto

Contesto internazionale

L'azione del Paese in materia di energia è fortemente influenzata dal contesto internazionale e, soprattutto, da quello comunitario. La partecipazione e **il presidio dell'Italia ai processi decisionali europei su temi importanti è a volte inadeguata:**

- Prima dell'entrata in vigore del trattato di Lisbona, i trattati istitutivi non contenevano disposizioni specifiche riguardanti l'intervento dell'UE nel settore dell'energia e, nonostante ciò, avvalendosi delle competenze in materia di concorrenza e di ambiente, l'Europa ha dato impulso decisivo alla costruzione del mercato unico dell'energia e alla promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Con il **Trattato di Lisbona** è stata resa esplicita la **competenza dell'Unione** in materia di misure per garantire il buon funzionamento del mercato dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento, promuovere le interconnessioni delle reti e l'efficienza energetica.
- Il peso dell'intervento europeo è attestato dal fatto che **parte rilevante della legislazione nazionale** in materia di energia degli ultimi anni è **di derivazione comunitaria** (si pensi ad esempio al Pacchetto Clima-Energia 20-20-20 o al 3° Pacchetto Energia). Inoltre, gran parte degli aspetti sui quali si dipanano le maggiori complessità dei procedimenti autorizzativi (VIA, VAS, AIA, Valutazione di incidenza) si svolgono con modalità dettate da norme comunitarie.
- A volte la **partecipazione italiana** a trattative su temi di rilevante effetto sul settore si svolge con un **insufficiente** presidio e attenzione o con una inadeguata valutazione preventiva degli impatti economici e sociali.

Contesto nazionale

- Per quanto riguarda i temi **comunitari**, ciascuna Amministrazione partecipa al processo di elaborazione delle norme di settore, nell'ambito dei gruppi del Consiglio europeo. Il coordinamento dovrebbe essere assicurato dal Comitato interministeriale per gli affari europei, che ha appunto il compito di favorire l'approfondimento delle tematiche riguardanti la partecipazione del Paese all'Unione europea, coordinando i Ministri interessati alle materie trattate, con la possibilità di coinvolgere anche regioni ed enti locali quando necessario.
- In merito ai processi decisionali **nazionali in materia normativa**, la criticità maggiore si riscontra nei **ritardi nell'emissione dei Decreti Ministeriali** applicativi delle norme primarie, e soprattutto di quelli Interministeriali che richiedono un **'concerto'**, i quali spesso vedono la luce con diversi mesi di ritardo rispetto alle scadenze di legge.

D'altra parte, **l'attuale assetto istituzionale a livello nazionale sembra essere complessivamente adeguato** a garantire un funzionamento efficiente ed efficace dei mercati, fornendo alla mano pubblica gli strumenti per orientarne i risultati, e risulta probabilmente tra i più avanzati in Europa. Tale assetto prevede una separazione tra la funzione pubblica di indirizzo e programmazione, nonché di predisposizione delle regole di base di funzionamento dei mercati, attribuite a Governo e Parlamento, e la funzione di regolazione e promozione della concorrenza, affidata all'Autorità indipendente di settore (AEEG). All'Autorità Antitrust viene infine attribuito il ruolo di garantire il rispetto delle regole concorrenziali e di sanzionare le violazioni. La separazione dei soggetti che presiedono alle due funzioni, di indirizzo e programmazione da un lato e di regolazione dall'altro, unita ad una corretta definizione dei rispettivi ambiti di competenza e delle regole della loro interazione, contribuisce a esaltare, per un verso, le capacità di governo effettivo dei mercati e per altro verso, il ruolo di questi ultimi nel promuovere l'efficienza e l'innovazione.

Ad esempio, con riferimento allo sviluppo delle reti infrastrutturali, le autorità di Governo sono chiamate ad effettuare le scelte allocative in grado di promuovere le esternalità positive (e ridurre quelle negative), rispondendo a obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, di riequilibrio territoriale, di connessione tra i mercati e predisposizione delle condizioni per lo sviluppo di attività produttive, di interconnessione con l'estero e di tutela ambientale. Tali obiettivi vengono perseguiti incorporando nel sistema di convenienze degli operatori obiettivi di interesse generale, utilizzando come strumenti risorse a carico della collettività e forme di incentivazione. A sua volta sta all'Autorità di settore elaborare strumenti adeguati a favorire la corretta attuazione degli obiettivi di sviluppo della rete, evitando i possibili effetti distorsivi sull'efficienza e la concorrenzialità dei mercati, ad esempio attraverso la predisposizione di una metodologia tariffaria adeguata a consentire il finanziamento degli investimenti o di criteri per garantire una corretta copertura degli effettivi oneri di servizio pubblico. Nel campo delle reti, la regolazione italiana ha stimolato lo sviluppo delle infrastrutture e garantito un significativo miglioramento della qualità del servizio.

- Per quanto riguarda i rapporti tra **Stato, Regioni ed Enti locali**, va sottolineato che:
 - L'assetto costituzionale attuale include l'energia tra le materie a **legislazione concorrente**, per le quali spetterebbe alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato. L'applicazione di tale norma costituzionale comporta notevoli **difficoltà in termini di armonizzazione** delle legislazioni, con una accresciuta conflittualità davanti alla Corte costituzionale.

- Inoltre, corollario della norma è l'ampliato ruolo delle Regioni sugli aspetti amministrativi, per cui l'**autorizzazione delle opere** richiede comunque l'intesa della regione interessata anche per opere di interesse nazionale e non solo per quelle di interesse regionale e locale (come l'accresciuta diffusione delle fonti rinnovabili, che per loro natura sono disperse e richiedono un ruolo attivo, soprattutto amministrativo, di regioni ed Enti locali). La legislazione italiana in materia – anche se abbondante, complessa e distribuita – è basata su criteri in principio efficaci, con ampio ricorso a procedimenti unici, con tempi contingentati e responsabilità precisate: ma ciò non impedisce che gli stessi procedimenti siano incerti e di **durata imprevedibile, ben oltre quella prevista dalle norme**.
- Con il decreto legislativo che accoglie il 3° Pacchetto europeo si prevede che, in base alla SEN, siano definite, su base decennale, le necessità di potenziamento di carattere strategico delle infrastrutture di produzione, importazione, trasporto dell'energia elettrica e del gas e dello stoccaggio di gas.

Le iniziative

Tenendo conto della situazione e delle criticità sopra descritte, riguardo alle attività di formazione della legislazione **europea**, si intende:

- **Rafforzare la qualità e incisività della partecipazione delle Amministrazioni** al processo di elaborazione delle norme comunitarie in materia energetica, potenziando il presidio da parte del Mise e rafforzando il coordinamento all'interno del Comitato interministeriale per gli affari europei. E' inoltre auspicabile che le proposte formulate dalla Commissione siano accompagnate da una analisi degli impatti sociali, economici ed ambientali articolata per Paese o per area geografica.

Si fa inoltre presente che la partecipazione al processo europeo in fase ascendente di formazione delle proposte legislative europee è stata recentemente estesa alle Regioni: è importante che tale **partecipazione sia attuata in modo snello ed efficiente**, evitando duplicazioni, e soprattutto evitando che essa si traduca in un rallentamento dell'attività di partecipazione ai lavori europei, che si svolge quasi sempre con tempi di reazione ristretti.

- **Rafforzare il coordinamento tra le Amministrazioni e il Parlamento nazionale** nelle forme previste dalla recente legge 234/2012 che aggiorna l'architettura istituzionale alle novità introdotte dal Trattato di Lisbona, prevedendo il coinvolgimento diretto del Parlamento nazionale in alcuni aspetti del funzionamento dell'Unione ed in particolare nel controllo del rispetto del principio di sussidiarietà nell'attività legislativa dell'Unione europea, conferendo alle Camere il potere di dare indicazioni al Governo nel corso del negoziato delle norme comunitarie
- Rafforzare la consultazione con gli **stakeholder nazionali**: spesso le associazioni di settore italiane svolgono azioni di lobby nei confronti dei soggetti europei, creando situazioni frammentate e che potrebbero essere valorizzate al fine di definire posizioni nazionali in grado di sostenere l'interesse generale del Paese. Si propone l'introduzione di un processo di consultazione trasparente, mediante pubblicazione di documenti sulle attività europee previste, al fine di raccogliere informazioni e indicazioni sulle esigenze e le priorità dei diversi settori e col fine di avere posizioni consolidate nazionali sui temi in discussione in grado di rafforzare l'efficacia della partecipazione italiana al processo europeo.

- Introdurre un maggiore coordinamento con i rappresentanti italiani nell'**europarlamento**, in modo da creare condivisione sui temi in discussione e sugli interessi del Paese, mediante periodici incontri con i parlamentari italiani presenti nelle Commissioni.

Per quanto attiene i processi decisionali a livello **nazionale**:

- Si ritiene opportuno introdurre forme di consultazione e **condivisione preventiva** tra Amministrazioni dello Stato di obiettivi e strumenti. A seguito di tali forme di condivisione, occorre demarcare meglio le competenze di ciascuna Amministrazione dello Stato, **riducendo al minimo la concertazione** per l'emanazione delle norme secondarie, come i Decreti Ministeriali, al fine di accelerarne i tempi di emanazione.
- Sarà inoltre **indispensabile un'azione sinergica di Parlamento, Governo e Autorità**, nel rispetto dei rispettivi ruoli. In particolare, come descritto nel capitolo del contesto, due sono le funzioni distinte che devono continuare a interagire nell'indipendenza: quella di programmazione dell'uso delle risorse e quella di regolazione.

La **definizione degli obiettivi 'strategici', degli indirizzi d'azione e delle regole generali** di funzionamento dei mercati, come pure le **scelte allocative** – riguardanti ad esempio l'assegnazione di risorse pubbliche a carico dei contribuenti e degli utenti per tenere in conto delle esternalità orizzontali o intertemporali – è importante che rimangano prerogativa del **Governo e del Parlamento**, che rispondono direttamente ai cittadini delle scelte effettuate nell'ambito più generale delle linee di politica economica.

La **regolazione** – che svolge ad esempio un ruolo fondamentale nell'attuazione della normativa primaria e nel definire condizioni e vincoli cui devono attenersi le imprese che operano in mercati regolati per promuovere la concorrenza dove possibile, o per promuovere assetti di mercato efficienti approssimando i risultati della concorrenza nei segmenti di servizio in cui questa non può operare – è opportuno invece che rimanga in capo all'Autorità di regolazione di settore. L'indipendenza dell'Autorità, sancita anche a livello europeo dal 3° pacchetto energia, rafforza la certezza e la stabilità delle regole su cui gli operatori devono definire le proprie strategie, tutela l'interesse dei consumatori e mitiga i comportamenti anticoncorrenziali.

Si ritengono quindi opportuni eventuali **interventi volti ad ottimizzare** e chiarire in tal senso il sistema (ad esempio, una più chiara definizione degli ambiti di competenza delle amministrazioni pubbliche e delle autorità di regolazione, delle rispettive funzioni e delle regole della loro interazione, l'eliminazione di sovrapposizioni, la riduzione della frammentazione, etc.).

- Infine, saranno studiate con attenzione le **opportunità di razionalizzazione dei diversi soggetti pubblici** attualmente attivi nel settore dell'energia, al fine di aumentare l'efficacia e l'efficienza complessiva del sistema.

Per quanto riguarda il **rapporto tra Stato e Regioni ed enti locali**:

- Si ritiene importante affrontare la modifica della Costituzione, invocata da più parti e recentemente proposta dal Governo, per riportare in capo allo Stato le competenze legislative in materia di energia per quanto riguarda le attività e le infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale. Una siffatta riforma sarebbe utile per assicurare una legislazione e scelte di fondo omogenee. Essa può essere attuata mediante una **limitata modifica dell'art. 117 della Costituzione** che elimini la legislazione

concorrente per tale tipo di infrastrutture. Tale modifica non implicherebbe l'esclusione delle Regioni dal processo decisionale, ma riporterebbe a un livello unitario la legislazione in tali settori e semplificherebbe il processo autorizzativo, mantenendo il ruolo delle Regioni nella formazione della decisione statale in merito. Questo avrebbe anche il vantaggio di far prevalere l'interesse nazionale rispetto a quelli di carattere più locale, oggi messi legislativamente sullo stesso piano.

- In parallelo, si ritiene opportuno affrontare la questione del **coinvolgimento dei territori** nelle scelte che riguardano gli insediamenti energetici. Tale questione è anche dibattuta a livello europeo, nella proposta di Regolamento sulle infrastrutture energetiche di interesse europeo, nella quale si prevede di introdurre, sulla base dell'esperienza dei Paesi nordeuropei, l'istituto del "**dibattito pubblico**" al fine di promuovere, prima dell'avvio del procedimento autorizzativo, la condivisione delle finalità e delle caratteristiche dell'infrastruttura o dell'impianto da realizzare, in modo da favorire l'inserimento dell'opera nel territorio e nel contesto economico-sociale. Questo dovrebbe contribuire a evitare l'insorgere di posizioni di protesta a priori, spesso dovute a mancanza di informazioni affidabili e concrete, sull'infrastruttura da realizzare e sui suoi reali impatti sul territorio e sull'ambiente. A tal proposito, la citata questione è anche oggetto di un apposito disegno di legge, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Ottobre 2012 e recante "Norme e deleghe in materia di infrastrutture, trasporti e territorio", dove si definiscono il concetto di "consultazione pubblica" e le relative procedure di svolgimento.
- Andrebbe anche introdotta una **analisi costi/benefici delle opere e infrastrutture** rilevanti a livello nazionale/regionale/locale, evidenziando i vantaggi delle opere e gli svantaggi derivanti dalla loro non realizzazione o realizzazione in ritardo rispetto ai tempi previsti, responsabilizzando gli enti locali sulle decisioni in merito e sulle loro ricadute in ambito locale/regionale/nazionale.
- E' anche necessario introdurre una forma di **coordinamento preventivo con le Regioni** dei provvedimenti regionali in materia di energia, in modo da coordinarli con le norme nazionali ed europee e ridurre incertezze e contenzioso ed in modo da evitare di dover ricorrere allo strumento dell'impugnativa delle norme regionali presso la Corte Costituzionale.
- Infine si ritiene importante dare **piena attuazione alle norme e agli strumenti già esistenti** (e.g., linee guida) per garantire **maggiore omogeneità del quadro normativo e regolatorio** tra le Regioni, in particolare negli ambiti dell'efficienza energetica e della produzione di energie rinnovabili.

In merito agli **aspetti amministrativi/autorizzativi**:

- Per le **i progetti e le infrastrutture energetiche strategiche**, primo passo è la loro compiuta identificazione e collocazione nei territori regionali, che dovrebbe passare, approvata e condivisa la SEN, attraverso l'intesa con la Conferenza Unificata. Per tali opere, si propone che le valutazioni ambientali e l'autorizzazione siano svolte tutte a livello statale e che, in caso di mancata intesa della Regione, la decisione sia rimessa al Consiglio dei Ministri. Per queste infrastrutture, si potrebbe anche prevedere una procedura accelerata per la risoluzione dei contenziosi amministrativi.
- Per quanto riguarda i tempi degli iter autorizzativi, nel DL Sviluppo si è stabilita la possibilità per il MiSE, in caso di perdurante **inerzia nell'esprimere l'intesa** nei tempi previsti (150 giorni dalla richiesta) da parte delle amministrazioni regionali competenti sull'autorizzazione di infrastrutture energetiche di competenza dello Stato, di far ricorso alla **Presidenza del Consiglio dei Ministri** con la partecipazione della Regione interessata, per una decisione rapida e definitiva (in coerenza con

l'orientamento giurisdizionale attuale della Corte Costituzionale). Il successivo DL crescita bis (DL 179/12) ha disciplinato anche il caso del mancato raggiungimento dell'intesa a seguito di motivato dissenso espresso dalla regione, prevedendo un articolato processo al termine del quale, ove non sia comunque raggiunta l'intesa, il Consiglio dei Ministri può comunque adottare una propria deliberazione con la partecipazione dei Presidenti delle regioni interessate.

- Per le **opere non ricadenti nelle infrastrutture strategiche**, resta fermo l'attuale schema autorizzativo, riportando però allo stesso livello le autorizzazioni ambientali e l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.
- Predisporre **linee guida** per lo svolgimento delle principali procedure autorizzative, in modo da chiarire anche gli aspetti di dettaglio su compiti, competenze, amministrazioni da coinvolgere, responsabilità e tempi.

5.L'evoluzione del sistema al 2050

5.1 Le scelte di fondo

Far fronte alle problematiche relative al cambiamento climatico, assicurare la competitività del sistema produttivo e garantire la sicurezza e l'accessibilità energetica a tutti i cittadini sono le sfide che segneranno il percorso del sistema energetico italiano ed europeo nei prossimi decenni. Inevitabilmente, si tratta delle stesse problematiche da cui prendono le mosse le priorità e le azioni già descritte per il breve-medio termine. Tuttavia, **la dimensione delle stesse sfide attesa nel lungo-lunghissimo termine richiederà una trasformazione più radicale del sistema**, che non coinvolgerà solo il mondo dell'energia, ma anche una trasformazione del funzionamento della società.

Innanzitutto, le problematiche relative al **cambiamento climatico**, dovute ad un innalzamento senza precedenti dei livelli di emissione di anidride carbonica, unitamente alla crescente **pressione globale sul consumo di risorse energetiche e ambientali**, a causa della rapida crescita in importanti aree del mondo, **saranno sempre più forti nei prossimi decenni** e rendono necessaria una forte riduzione delle emissioni ed un uso più attento delle risorse a disposizione. Come ricordato con forza anche recentemente dalla Banca Mondiale, le conseguenze economiche e sociali del riscaldamento globale stanno diventando sempre più evidenti: nel lungo termine saranno molto significative, ma anche nel corto-medio termine l'impatto potrebbe essere importante, a causa dell'apparente accentuazione degli eventi climatici estremi. Se non si addiverrà ad un **intervento forte e concentrato a livello globale**, le prospettive di sviluppo sono preoccupanti: entro fine secolo la temperatura media globale potrebbe salire di circa 4° Centigradi, con conseguenze potenzialmente drammatiche.

D'altra parte, la necessità di continuare ad avere uno sviluppo economico positivo e diffuso richiederà un'evoluzione del sistema che associa maggiore sostenibilità ambientale con il mantenimento della **competitività del sistema produttivo** su scala globale, **evitando extra-costi** inefficienze al sistema economico.

Inoltre, il previsto aumento a livello globale dell'uso di risorse relativamente scarse comporterà nel lungo periodo **rischi di innalzamento del livello dei prezzi** e di **incremento della loro volatilità** per tutte le risorse naturali, ed in particolare per quelle energetiche, esponendo i Paesi più dipendenti dall'estero ad un elevato **grado di incertezza sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sui costi economici per soddisfare tali approvvigionamenti**. Fatta esclusione per lo *shock* petrolifero degli anni '70, nell'ultimo decennio il livello e la volatilità dei prezzi delle *commodities* ha già raggiunto i massimi storici dell'ultimo secolo.

Il benessere delle generazioni future, non solo in termini ambientali ma anche sociali, dipenderà in larga parte dalle **risposte che sapremo dare per mitigare l'impatto e per adattare il sistema** ad una inevitabile trasformazione. Per questo è decisivo che le principali economie del mondo – responsabili della quota più importante delle attuali emissioni – agiscano in maniera decisa nel coordinare una forte risposta globale, perché globale deve essere la risposta a queste sfide. In tale contesto l'Europa ha deciso di guidare il fronte, e l'Italia condivide pienamente questo ruolo.

In questo quadro, i **tre principali obiettivi definiti nella Strategia Energetica per il 2020 restano sostanzialmente validi anche nell'orizzonte temporale di più lungo periodo al 2050**:

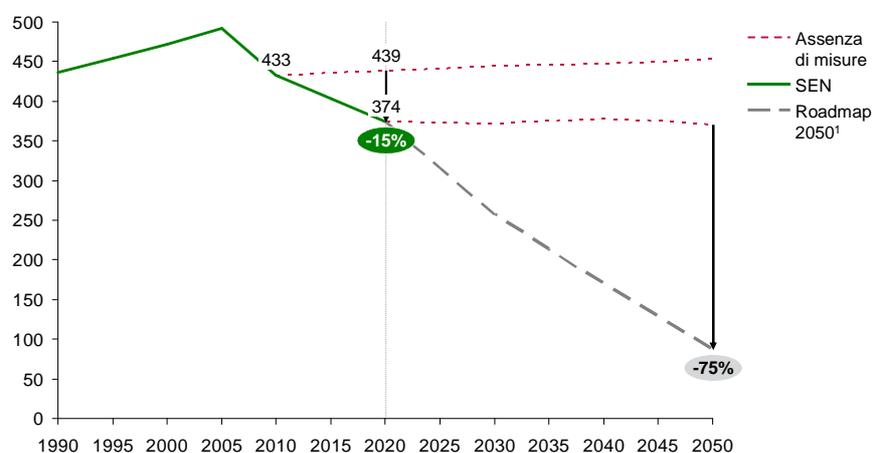
- Da un punto di vista **ambientale**, l'Italia condivide la **scelta di progressiva decarbonizzazione** dell'economia, e si propone di svolgere un ruolo guida nella finalizzazione e adozione della *Energy Roadmap 2050*. Si tratta di un piano molto ambizioso, che punta ad una riduzione delle emissioni del 80-95% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050.

La direzione è quella già intrapresa con gli obiettivi del Pacchetto Clima-Energia (cosiddetto '20-20-20'), ed in questo senso gli obiettivi e le azioni formulate al 2020 nel capitolo precedente della SEN rappresentano un passo fondamentale nella direzione di un'economia a basso livello di carbonio al 2050. I risultati attesi da tali azioni continueranno a generare benefici che contribuiranno alla riduzione delle emissioni al 2030 e al 2050: tuttavia **lo sforzo necessario oltre il 2020 per il raggiungimento dei livelli attesi al 2050 sarà ancora molto importante**, e comporterà cambiamenti sostanziali nella struttura del mondo energetico, e più in generale della società. L'applicazione all'Italia degli scenari europei proposti nella *Roadmap 2050* (senza tenere conto della necessaria differenziazione per diverso punto di partenza dei diversi Paesi in termini di emissioni pro capite) mostra infatti come, se da una parte la realizzazione dello scenario SEN al 2020 comporta una riduzione delle emissioni di circa il 15% rispetto ad uno scenario in assenza di misure, per seguire la traiettoria di decarbonizzazione proposta saranno necessarie nuove azioni per ridurre del ~75% al 2050 le emissioni rispetto ad una evoluzione inerziale del sistema post-2020.

TAVOLA 53

La strategia energetica rappresenta un importante passo avanti al 2020, ma il percorso di decarbonizzazione al 2050 è ancora molto lungo

Mt CO₂²



¹ Applicazione a scenario Italia di obiettivi complessivi europei, senza tenere conto di differenziazione per diverso punto di partenza dei diversi Paesi
² Solo CO₂, non include altri gas serra
Fonte: MISE; ENEA

- Dal punto di vista della **competitività e del supporto alla crescita economica**, sarà importante assicurare che la transizione avvenga in modo da **non penalizzare l'economia italiana ed europea, soprattutto nei settori esposti a competizione internazionale**, ed evitare i rischi di progressiva deindustrializzazione. Al contrario, sarà importante favorire il **pieno sviluppo delle potenzialità dell'economia "verde"** – in tutti i settori – e farne un elemento di distintività e di competitività del nostro sistema.

La Commissione Europea stima che la transizione possa avvenire **senza extra costi netti** a livello complessivo, con uno spostamento dai costi per combustibili fossili a quelli di investimento iniziale. Sarà decisivo che **l'Europa adotti un sistema – su scala continentale – efficiente** di riduzione delle emissioni, e sarà altresì importante **stimare** puntualmente e **monitorare** regolarmente **il realizzarsi di queste condizioni**, guardando con grande attenzione all'allocazione degli eventuali extra costi che il sistema si trovasse a sostenere.

- Dal punto di vista della **sicurezza degli approvvigionamenti**, il percorso di decarbonizzazione offre un'**opportunità di fortissima riduzione della dipendenza estera**, sia per l'Europa che per l'Italia. L'uso più efficiente delle risorse, unitamente ad una progressiva sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili, e ad uno sfruttamento sostenibile delle risorse endogene, contribuirà a ridurre significativamente i costi di importazione di combustibili fossili e l'esposizione alla volatilità di tali materie. La Commissione Europea stima di poter ridurre fino al 35% il livello di dipendenza energetica europea, a fronte del 58% di dipendenza in uno scenario a politiche correnti.

Al contempo, è indispensabile che l'Italia e l'Europa svolgano un ruolo esemplare in grado di **stimolare una risposta globale** alle problematiche del cambiamento climatico. Come evidenziato precedentemente, solo uno sforzo globale può infatti consentire di raggiungere i livelli di emissione necessari a evitare un drammatico cambio climatico, e d'altra parte è importante che l'Europa non sia l'unica a compiere sforzi importanti che ne potrebbero minare la competitività economica. È quindi decisivo continuare a porre con forza tale problematica tra le priorità del dibattito internazionale, e a farsi promotori, in tutte le sedi, di un'azione concertata a livello mondiale.

Gli ultimi decenni dimostrano come sia **difficile prevedere l'evoluzione tecnologica e dei mercati**, soprattutto su orizzonti temporali di lungo/lunghissimo termine. Basti pensare che le tre tecnologie di generazione elettrica (CCGT, solare ed eolico) che oggi rappresentano larga parte della produzione elettrica in Italia (oltre il 60%) solo 25 anni fa erano ancora in fase iniziale di sviluppo. Formulare quindi strategie precise, scenari obiettivi in termini di mix di fonti e settori, o specifiche misure da attivare con addirittura 40 anni di orizzonte (entro i quali è prevedibile che si realizzino numerosi '**breakthrough tecnologici**') appare difficile e sconsigliabile.

L'Italia e l'Europa devono quindi adottare una **strategia di lungo periodo flessibile ed efficiente**, che consenta un adattamento alle evoluzioni tecnologiche e dei contesti di mercato e che sia il più possibile *technology neutral*, ovvero neutra nello sviluppo del mix tecnologico, senza preferenze *a priori* verso specifiche tecnologie, se non giustificate da 'esternalità' importanti.

In coerenza con l'esigenza di mantenere tale flessibilità, l'Italia promuove in ambito europeo la definizione di un **unico obiettivo post-2020, concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni**, da declinare **per Paese sulla base del punto di partenza** in termini di emissioni pro capite (lasciando i singoli Paesi liberi di adottare l'approccio più opportuno in base alle specificità proprie dei singoli Stati), oppure '**neutrale**' **dal punto di vista geografico** (con l'obiettivo di realizzare gli interventi laddove si assicurino la massima efficacia ed efficienza degli sforzi). Con questo ci si propone **il superamento dell'attuale sistema** che sovrappone parzialmente il sistema '*cap and trade*' ETS di riduzione delle emissioni con obiettivi e misure specifiche per sostenere lo sviluppo di tecnologie rinnovabili e per l'efficienza energetica, oltre a varie misure di fiscalità energetica in vigore o proposte.

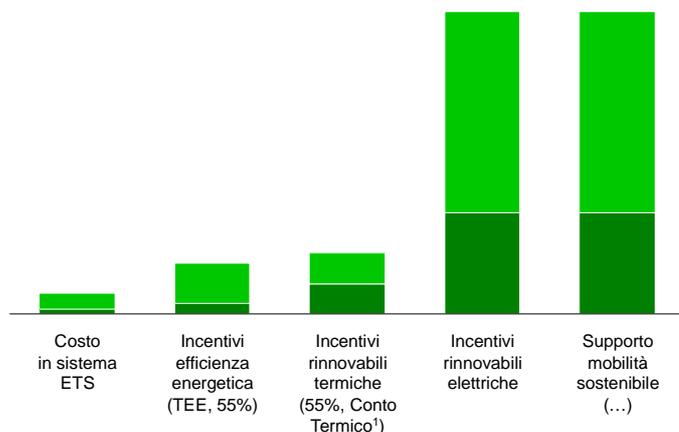
L'attuale disegno di obblighi e sistemi incentivanti determina infatti **distorsioni nell'allocazione dei costi e delle risorse pubbliche per unità di CO₂ evitata**. Ad esempio, in Italia, il costo di incentivazione unitario (per MWh) per il risparmio energetico, è risultato fino a 25 volte inferiore rispetto a quello di produzione di alcune rinnovabili elettriche. Se da una parte questo ha favorito l'iniziale sviluppo di tecnologie non mature e di alcune filiere industriali locali, nel lungo periodo non si rivela come un approccio efficace alla riduzione delle emissioni. Piuttosto, sarà importante dedicare una quota sempre più importante delle risorse pubbliche alla ricerca e all'innovazione, rispetto alla produzione incentivata o alla installazione di impianti costosi e con consumo di tecnologie già sviluppate.

In sintesi, sarà essenziale discutere in sede europea come l'attuale modello costituito da più meccanismi, sovrapposti e tra loro non coerenti possa evolvere verso un **sistema unico**, più coerente e focalizzato su l'obiettivo principale della riduzione delle emissioni clima-alteranti. Questo sistema futuro potrebbe essere costituito dall'**evoluzione dell'attuale ETS**, oppure dal **superamento del meccanismo ETS con l'introduzione di una fiscalità ambientale** che incorpori direttamente in tutti i prodotti – inclusi quelli di importazione – le esternalità dovute ai diversi livelli di emissione. I vantaggi e gli svantaggi dei due sistemi (da una parte un meccanismo di mercato, benché difficile da governare, dall'altra un sistema che dà più certezze, ma che può creare inefficienze) andranno attentamente soppesati e discussi.

TAVOLA 54 [ANALISI IN CORSO]

Attualmente il valore attribuito all'unità di CO₂ evitata varia fortemente per tecnologia e settore

€/ t CO₂ evitata, 2011



Tale approccio tecnologicamente neutrale dovrà prestare attenzione e seguire attentamente l'evoluzione di alcuni **potenziali elementi di discontinuità**, come ad esempio lo sviluppo di tecnologie ad oggi non pienamente mature e/o competitive rispetto a quelle tradizionali, ed assegnare **le adeguate risorse per la ricerca e lo sviluppo** delle soluzioni più promettenti.

Tra le possibili evoluzioni tecnologiche e di mercato che ad oggi sembrano più rilevanti, particolare attenzione è da prestare a:

- L'accelerazione della riduzione dei costi e/o del miglioramento delle prestazioni e dell'programmabilità delle **tecnologie rinnovabili**, grazie a discontinuità di evoluzione tecnologiche. Ad oggi, l'evoluzione attesa dei costi delle tecnologie rinnovabili già prevede una significativa riduzione (vedi Tavola 2), che porterà ad esempio il solare fotovoltaico in *grid parity* tra pochi anni in diverse aree del Paese (anche se non la parità con i prezzi all'ingrosso che è ancora lontana). Un'accelerazione di questa tendenza spingerebbe rapidamente il sistema verso una più elevata incidenza di fonti rinnovabili rispetto a quella oggi ipotizzabile, a condizione di risolvere il problema dell'integrazione nella rete.
- La riduzione dei costi ed il miglioramento delle prestazioni della capacità di **accumulo** elettrico. Le tecnologie di accumulo, insieme allo sviluppo della rete, saranno fondamentali per garantire lo sviluppo in sicurezza delle energie rinnovabili elettriche e delle *smart-grid*, ma anche per accompagnare la diffusione dei veicoli elettrici. Ad oggi la tecnologia non è ancora matura per un diffuso utilizzo industriale: in tutto il mondo sono installati solo 450 MW di accumuli elettrochimici; tuttavia non c'è dubbio che questa tecnologia si stia sviluppando rapidamente – trainata dal settore automobilistico – e diventerà sempre più competitiva. L'Italia non vuole perdere questa occasione importante di sviluppo industriale, non solo in un'ottica nazionale: se quindi appare prematuro avviare un programma massivo di installazione nei prossimi 2-3 anni, è indispensabile favorire la **sperimentazione nella filiera nazionale** per acquisire *know-how*, capire quali tecnologie siano più adatte, quali siano i veri benefici per il sistema e distribuire in modo più consapevole la spesa nel tempo in attesa di una maggiore maturità tecnologica e di una riduzione significativa dei costi.
- Una forte spinta alla diffusione dei **biocarburanti** grazie allo sviluppo della seconda e terza generazione. Ad oggi le prospettive dei biocarburanti sono incerte, poiché l'attuale tecnologia prevalente (c.d. 'prima generazione') presenta diverse problematiche in termini di impatto ambientale e sociale. Se si realizzasse un'accelerazione nello sviluppo di tecnologie più efficienti economicamente e soprattutto non in conflitto con terreni e coltivazioni, la crescita nell'impiego dei biocarburanti in sostituzione di quelli fossili potrebbe subire un significativo incremento.
- Lo sviluppo di soluzioni di cattura e stoccaggio della CO₂ – la cosiddetta **CCS**, *Carbon Capture and Storage*. Ad oggi questa tecnologia non è ancora conveniente da un punto di vista commerciale, poiché comporta elevati livelli di investimento e di consumi energetici. Tuttavia, nel lungo periodo non si può escludere un ruolo importante della CCS nel sistema energetico, non solo per un potenziale rilancio della generazione a "carbone pulito", ma anche in combinazione con sistemi a biomassa e a gas, e per settori ad elevata intensità di emissioni (es. cemento). L'Italia intende quindi continuare a contribuire alla **ricerca** in questo campo, monitorando con attenzione l'evoluzione di questa opportunità.
- L'abbattimento dei costi e la rapida diffusione dei **veicoli elettrici**. I veicoli elettrici consentono una riduzione di emissioni di CO₂ – attualmente tra il 25 e il 40% "dal pozzo alla ruota" rispetto ai veicoli tradizionali nel nostro Paese, ma in prospettiva una riduzione ancora più marcata man mano che il mix di generazione elettrica si sposterà in favore delle rinnovabili – e soprattutto l'abbattimento completo di inquinanti locali nei centri cittadini. Tuttavia, il **costo della tecnologia è ancora elevato**, sia per il consumatore finale, sia più in generale per il sistema Paese, **rispetto ad altri interventi di riduzione delle emissioni** nel settore dei trasporti o in efficienza energetica. Le più recenti stime di evoluzione dei costi appaiono però favorevoli, con possibili prospettive di riduzione ad esempio per le batterie comprese tra il 45 e il 75% nei prossimi 20 anni. L'Italia si impegna a supportare la progressiva diffusione dei veicoli elettrici e ibridi, sia in termini di infrastruttura di ricarica pubblica, sia

di stimolo alla diffusione dei veicoli, sia di ricerca e sviluppo. Anche in questo caso sarà essenziale distribuire la spesa nel tempo, coerentemente con la riduzione dei costi della tecnologia.

- Una modifica del ruolo e del peso oggi attribuito al **nucleare**, in conseguenza di una eventuale ripresa degli investimenti a livello mondiale o europeo, come esito dei programmi di ricerca e cooperazione internazionale, in cui è impegnato anche il nostro Paese, in reattori di nuova generazione. Anche se è una scelta che non interesserà direttamente l'Italia, dato l'esito del referendum del 2011, se il nucleare saprà dare risposte adeguate ai temi della sicurezza, della qualità ambientale e dei rifiuti, potrebbe essere uno degli elementi di discontinuità nello sviluppo energetico globale nel lungo/lunghissimo termine.

5.2 I possibili scenari evolutivi e le implicazioni per il sistema

Come già discusso, formulare scenari in termini di mix di fonti e settori di consumo nel lunghissimo periodo è un esercizio difficile. È praticamente certo che il futuro sarà differente da qualunque previsione possiamo fare oggi. D'altro canto le previsioni non sono affatto lo scopo di questi scenari. Lo scopo di elaborare scenari evolutivi a lunghissimo termine è piuttosto quello di esplorare **come – sotto alcune assunzioni – si possa evolvere il sistema** e ragionare su queste possibili configurazioni future del sistema energetico per anticipare problemi, necessità infrastrutturali e di ricerca. Inoltre, in una certa misura, definire il futuro che si vorrebbe permette di orientare il sistema nella direzione desiderata, piuttosto che lasciare passivamente che tale direzione sia determinata dagli eventi. Questi scenari forniscono una misura della distanza che ci separa da alcuni obiettivi di più lungo termine, e delle azioni che ne consentono il raggiungimento, da una parte permettendo una più adeguata **formulazione delle politiche** per guidare il cambiamento e dall'altra parte fornendo un importante **orientamento al settore** sulla possibile evoluzione del sistema – soprattutto per superare l'incertezza nei segmenti che richiedono attività e investimenti a ritorni più lontani nel tempo. Infine, solo guardando con un'ottica di più lungo periodo **le scelte nel settore della ricerca** assumono un'importanza decisiva per realizzare, così come avvenuto nel passato, quelle **'discontinuità' tecnologiche** senza le quali alcune delle ambizioni attuali sarebbero di improbabile realizzazione.

In collaborazione con ENEA sono stati elaborati quindi alcuni scenari energetici di lunghissimo periodo, in linea con quelli sviluppati in ambito europeo nella valutazione della Roadmap 2050 (al momento non ancora declinata per i diversi Paesi). In particolare **sono stati sviluppati cinque scenari differenziati** secondo ipotesi comuni riguardo a crescita economica ed evoluzione dei prezzi delle materie prime, in linea con le più recenti stime della Commissione Europea⁶. Di questi, due sono estensioni temporali degli scenari già descritti al 2020 (inerziale e SEN), ipotizzando dal 2020 in poi uno sviluppo in linea con le politiche introdotte o descritte nei capitoli precedenti, ma in assenza di nuove forti discontinuità tecnologiche. Gli altri tre sono potenziali scenari evolutivi che consentirebbero – con stime a conoscenze attuali – di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione come risultato di politiche attive o di accelerazione nell'evoluzione delle tecnologie. Si tratta di tre scenari – elaborati sulle specificità del contesto italiano – **in linea con gli scenari ipotizzati nella Energy Roadmap 2050 europea** (con l'esclusione degli scenari che prevedono ricorso ad energia nucleare):

- Scenario **ad elevata efficienza** energetica: è uno scenario che necessita l'applicazione di requisiti più rigorosi per tutti i nuovi dispositivi, di un elevato tasso di ristrutturazione degli edifici esistenti soprattutto nel pubblico, di stringenti *standard* per tutte le nuove abitazioni dopo il 2020 e della spinta alla ricerca per nuove tecnologie maggiormente performanti.
- Scenario **ad elevato sviluppo di rinnovabili**: è uno scenario che prevede una forte penetrazione di rinnovabili soprattutto nel settore elettrico (fino all'85-90% nel 2050) e una percentuale rinnovabile nel

⁶In analogia con gli scenari 'Reference' e 'Current Policy Initiative' della Roadmap 2050 della DG Energy. Vedasi il Commission Staff Working Paper: Impact Assessment Accompanying the Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an Energy Roadmap 2050. SEC(2011)1565 1 and 2.

consumo finale lordo pari a circa il 60-65%. In questo scenario sono previsti inoltre forti interventi infrastrutturali nelle reti e la diffusione di accumuli.

- Scenario a rapida **diffusione di tecnologie CCS**: è uno scenario che prevede un mix delle fonti dove la componente fossile è supportata dalla presenza di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ già dal 2028-30 sia nel settore elettrico (24% della produzione elettrica nel 2050) che in quello industriale.

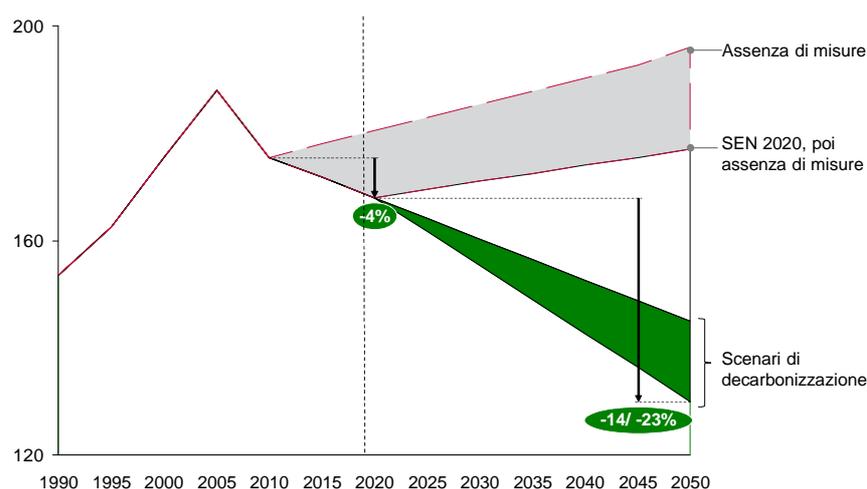
L'obiettivo di questa modellizzazione non è quello di prevedere o determinare puntualmente obiettivi di evoluzione del sistema, quanto di **identificare le implicazioni comuniche** dovranno orientare il settore nelle scelte di più lungo periodo, e che possono già fornire indicazioni importanti per le scelte di più breve periodo. Si tratta dunque di tendenze e scelte pressoché obbligate, delle quali tener conto fin da ora. Ecco le principali:

- La necessità – in tutti gli scenari – di quantomeno **moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica** compiuti negli ultimi 5 anni. I consumi primari dovranno ridursi in un *range* dal 17% al 26% al 2050 rispetto al 2010 (ed al 14% al 23% rispetto agli obiettivi SEN 2020), arrivando a risparmiare fino a 45 Mtep l'anno di energia primaria rispetto al 2010. Già al 2030, in linea con la traiettoria di efficientamento, il contenimento dei consumi primari dovrebbe raggiungere circa 10-20 Mtep ulteriori rispetto agli obiettivi SEN 2020. La crescita economica (assunta nel periodo pari a 1,3% medio annuo) dovrà essere quindi completamente disaccoppiata dall'andamento dei consumi energetici, fenomeno già anticipato al 2020 dalle misure introdotte o proposte nel capitolo precedente, ma che dovrà accelerare nei decenni successivi.

Le aree a maggior potenziale per il nostro Paese – per cui sarà già importante guardare con attenzione al 2030 – sono quelle dell'**edilizia** (nuova ed esistente) che si dovrà muovere rapidamente verso un sistema a emissioni zero, e dei **trasporti**, in cui è possibile un cambio radicale di tecnologie e comportamenti.

In tutti gli scenari di decarbonizzazione, sarà indispensabile rafforzare gli sforzi di efficientamento energetico

Consumi primari¹, Mtep



¹ Inclusi usi non energetici
Fonte: MISE, ENEA

- La forte **penetrazione di energie rinnovabili**, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovranno raggiungere livelli di almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050 (dal circa 10% al 2010 e circa 20% al 2020 secondo le previsioni SEN). In particolare nel settore elettrico, la quota di produzione da energie rinnovabili dovrebbe aumentare in maniera sostanziale al 2050 (oltre il 75%). Già al 2030 la traiettoria di decarbonizzazione implica livelli di incidenza delle energie rinnovabili sui consumi finali superiori al 29%.

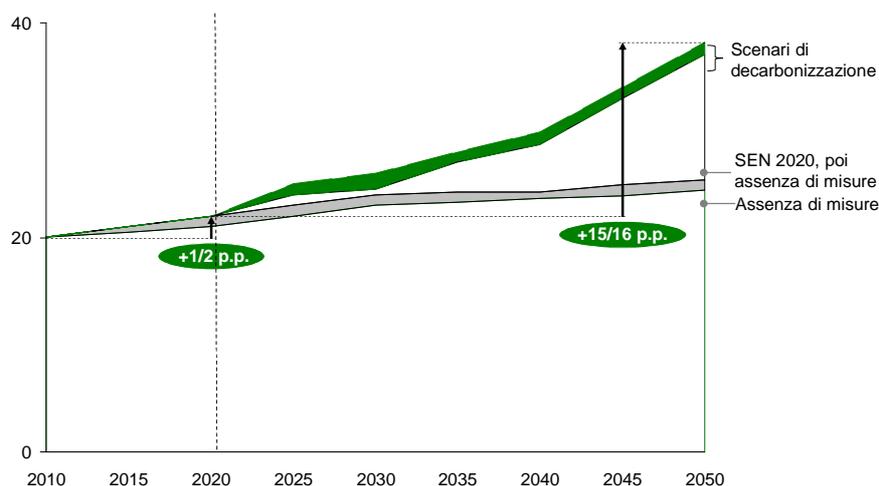
E' per questo motivo di importanza fondamentale **accompagnare il settore verso un abbattimento dei costi**, supportando ricerca e innovazione (in particolare nelle tecnologie più innovative e nei sistemi di accumulo) e rendendo il settore efficiente e competitivo. Al contempo – in ambito europeo – sarà prioritario **ripensare le infrastrutture di rete e di mercato** per accompagnare tale trasformazione di lungo periodo, mantenendo livelli sufficienti di affidabilità del sistema. In parallelo, occorre puntare con decisione a un potenziato ruolo dei biocarburanti di seconda e terza generazione e incrementare l'apporto delle rinnovabili per la copertura della domanda di calore e raffrescamento.

- **Incremento sostanziale del grado di elettrificazione**, tendenza già in atto negli ultimi anni, ma che dovrà significativamente accelerare per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, in particolare **nei settori termico e dei trasporti**. Anche nello scenario a più elevato efficientamento energetico, la quota di consumi elettrici sui consumi finali al 2050 dovrà quasi raddoppiare, ipotizzando una sostanziale decarbonizzazione del sistema di generazione elettrica (già al 2030 la traiettoria prevede un livello di elettrificazione pari almeno al 26%, rispetto al circa 20% del 2010).

E' quindi importante creare **già al 2020 le condizioni per un progressivo spostamento della domanda sul vettore elettrico** (ad esempio, tramite la diffusione di pompe di calore e la sperimentazione nella diffusione di veicoli elettrici).

Accelerazione della tendenza già in atto di progressivo spostamento verso il vettore elettrico

% dei consumi elettrici sui consumi energetici finali



Fonte: MISE; ENEA

- Il **mantenimento di un ruolo chiave del gas nella transizione energetica**, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario. Come evidenziato anche nella *Roadmap* europea 2050, la sostituzione in Europa del carbone e dell'olio con il gas naturale nel breve e medio termine darà un contributo essenziale alla riduzione delle emissioni. La domanda di gas a livello europeo – nonostante le misure di efficientamento energetico complessivo previste – sarà ancora importante al 2030-2035, mentre in un periodo più lungo un suo mantenimento su livelli elevati dipenderà fortemente dal grado di evoluzione di alcune tecnologie. Il contesto nazionale, partendo già da quote più elevate di consumo di tale combustibile rispetto alla media europea, prevede nel lungo termine invece un contenimento dei consumi gas a favore di fonti rinnovabili, sia nel settore termico che in quello elettrico.

La scelta illustrata nel paragrafo 4.2 di fare dell'Italia al 2020 un ponte di ingresso verso l'Europa del gas dal Sud-Sud Est è coerente con queste previsioni relative ad un orizzonte temporale più lungo (2030-2035), date le tempistiche necessarie per realizzare e sfruttare pienamente gli investimenti di natura infrastrutturale. In tale contesto, trova conferma anche la scelta di **valorizzare la produzione nazionale** di idrocarburi, i cui livelli di produzione ipotizzati, secondo le stime più recenti, sono sostenibili fino al 2050 ai livelli previsti dalla Strategia Energetica al 2020.

5.3 Ricerca e sviluppo nel settore dell'energia

Il contesto

Il percorso descritto di progressiva **decarbonizzazione dell'economia richiede la ricerca e lo sviluppo di tecnologie d'avanguardia**, in merito alle fonti rinnovabili, all'uso efficiente dell'energia e all'uso sostenibile dei combustibili fossili. Come abbiamo visto, la distanza che ci separa dai diversi scenari di decarbonizzazione ipotizzabili a conoscenze attuali è ancora molto importante. Per realizzare una tale transizione, senza compromettere gli standard economici e sociali raggiunti, sarà **indispensabile quindi una 'discontinuità'** in termini di costi e di efficacia delle soluzioni.

Senza il realizzarsi di tali condizioni, non solo sarà complesso e costoso per l'Europa raggiungere gli scenari della *Roadmap 2050*, ma soprattutto sarà difficile ipotizzare uno spostamento sostanziale verso le 'energie verdi' da parte di economie emergenti che necessitano di un fortissimo fabbisogno di energia, o di quei Paesi dove la sensibilità e le scelte sociali non pongono la questione ambientale in cima all'agenda politica. Le forze di mercato possono però contribuire in maniera decisiva a spostare tali orientamenti e – come successo in passato – **importanti cambiamenti tecnologici sono fondamentali per mutare gli equilibri delle forze di mercato**. A questo proposito, è indicativo notare come negli ultimi 5 anni il Paese che ha ridotto maggiormente le emissioni (circa 430 Mt, quasi l'8% secondo i dati IEA di maggio 2012) sono stati gli Stati Uniti, grazie anche alla crescita nell'uso del gas (in sostituzione del carbone) nella generazione elettrica, guidata dalla forte riduzione dei prezzi a loro volta determinata dalla rivoluzione tecnologica dello 'shale gas'.

È quindi fondamentale **incrementare lo sforzo mondiale in ricerca e sviluppo**, concentrando le risorse e l'impegno politico con decisione sulla ricerca di 'breakthrough' tecnologici, anziché sull'utilizzo di tecnologia già esistenti. In questo senso, l'Italia può contribuire investendo maggiormente e con convinzione sulla ricerca e sviluppo e ancor più aiutando a orientare il dibattito e le scelte politiche internazionali verso maggiori sforzi comuni.

A livello europeo il SET Plan, "Strategic Energy Technology Plan", costituisce la risposta strategica alle grandi sfide del clima e dell'energia e si propone:

- Nel **medio termine** (2020), una maggiore diffusione delle tecnologie già oggi disponibili: sviluppo dell'eolico, del fotovoltaico e del solare termodinamico; sviluppo di reti intelligenti per favorire la generazione di energia distribuita e l'utilizzo di fonti rinnovabili; sviluppo dei biocarburanti; diffusione di elettrodomestici e apparecchi più efficienti per l'industria e i trasporti.
- Nel **lungo termine** (2050), uno sforzo di ricerca e innovazione tecnologica del sistema industriale in particolare verso: la seconda generazione di rinnovabili; lo stoccaggio dell'energia; lo sviluppo di nuovi materiali e tecnologie per l'efficienza energetica; la cattura e lo stoccaggio della CO₂; i veicoli alimentati a celle a combustibile e a idrogeno; i progetti dimostrativi per reattori nucleari di quarta generazione; la realizzazione del reattore a fusione nucleare "ITER".

Altre iniziative sono state assunte dalla Commissione Europea, in particolare con il programma Orizzonte 2020 che, dal 2014 al 2020, riunirà in un unico programma le misure per ricerca ed innovazione. Tra queste l'energia (soprattutto le fonti rinnovabili) avrà un posto rilevante

L'Italia possiede importanti punte di eccellenza internazionale in ambiti specifici. D'altra parte, l'analisi degli indicatori aggregati di input (investimenti) e di output (produzione scientifica e brevettuale) mostra una **situazione nazionale della ricerca e innovazione nel settore energetico in sofferenza**, a causa principalmente di limitate risorse destinate alle attività, dell'elevata frammentazione degli attori e degli ambiti di ricerca e dell'assenza di un'unica "cabina di regia" e di un chiaro indirizzo sulle priorità di ricerca.

- Il Paese vanta **eccellenze riconosciute** a livello internazionale, ad esempio in ambito dei **combustibili di seconda generazione**, nel **geotermico**, nel **solare a concentrazione** e nello sviluppo delle **smart grids**, settore emergente nel quale l'Italia ha recentemente consolidato la sua *leadership* coordinando la costituzione della partnership internazionale ISGAN (*International Smart Grids Action Network*). Vi sono inoltre importanti programmi di ricerca e sviluppo nell'ambito del carbone pulito, dei sistemi di accumulo o nella **ricerca nucleare**.
- Tuttavia, se confrontiamo il nostro sistema con i principali *partner* europei, possiamo affermare che il nostro sistema di ricerca e innovazione non è adeguato. Ciò determina una forte dipendenza tecnologica dall'estero e un crescente deficit commerciale soprattutto nei prodotti ad alta tecnologia e per la produzione di energia pulita, che è proprio quella cresciuta maggiormente negli ultimi anni. Le evidenze da un punto di vista aggregato sono chiare:
 - Il **livello di risorse** destinato alla ricerca e innovazione, sia privato che pubblico, è significativamente **inferiore**. Nel 2010 in Italia sono stati dedicati circa 1,2 miliardi di dollari, di cui circa 400 milioni pubblici, rispetto ai 4 miliardi della Germania, ai 3,8 della Francia e ai 1,5 del Regno Unito (segue la Spagna con 0,8). Il posizionamento riflette quello del sistema Paese più in generale in ambito di ricerca e sviluppo.
 - Anche in **ambito brevettuale**, come noto, l'Italia non occupa un ruolo di rilievo e nell'ultimo decennio ha **perso rilevanza internazionale** – quantomeno da un punto di vista quantitativo – passando dall'1,4 allo 0,6% dei brevetti mondiali in ambito energetico (a fronte del 10% della Germania o del 2,4% della Francia).
- Tra le criticità del sistema, oltre alle **limitate risorse pubbliche**, rappresentano sicuramente ostacoli:
 - La **scarsa partecipazione privata** agli investimenti in R&D nel settore dell'energia (la principale differenza di investimenti in R&D con altri Paesi risiede infatti in larga parte nel minore impegno dei soggetti privati).
 - L'**elevato livello di frammentazione** dei soggetti operanti, a volte in sovrapposizione o incapaci di 'fare sistema' intorno a grandi iniziative e poli di eccellenza.
 - L'**assenza di un chiaro indirizzo** sulle tematiche prioritarie di ricerca energetica per il Paese su cui concentrare le risorse e l'**assenza di un'unica "cabina di regia"** in ambito energetico, che faciliti le collaborazioni e la più efficace allocazione delle risorse a disposizione.
 - La necessità di **rivedere e adeguare alle nuove esigenze l'insieme dei saperi** inerenti il mondo del lavoro ed in particolare quello riguardante il settore energia rappresenta una delle principali sfide per i prossimi anni. Risulta strategico prevedere e saper guidare gli effetti delle nuove politiche soprattutto attraverso la creazione di *skill*, in settori strategici riconosciuti come tali anche e forse soprattutto, a livello globale.

Le scelte di fondo

Le scelte di fondo che guideranno le decisioni in tema di ricerca e sviluppo nel settore dell'energia puntano a superare le criticità sopra evidenziate, con l'**obiettivo di creare le condizioni affinché la partecipazione** dell'industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai futuri programmi di ricerca **sia più ampia ed efficace**. La definizione di una strategia energetica nazionale, dopo anni di assenza, colma la mancanza di un chiaro segnale di indirizzo su cui catalizzare l'interesse e le risorse degli operatori, scientifici ed industriali, e costituisce già di per sé un maggiore stimolo ad intervenire.

- In termini di risorse a disposizione, sarà importante **supportare le attività di ricerca e sviluppo promosse da soggetti privati**. In tale direzione vanno ad esempio le misure di agevolazione fiscale introdotte nel recente DL 'Sviluppo'. Per quanto riguarda le risorse pubbliche, il Fondo Rotativo Kyoto rappresenta un altro elemento importante cui si affiancano due strumenti, entrambi alimentati con il gettito delle tariffe elettriche e del gas, rappresentati dal Fondo per la ricerca di sistema del settore elettrico (dotazione circa 60 milioni di euro/anno) e dal Fondo per lo Sviluppo Tecnologico e Industriale in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica (dotazione circa 100 milioni di euro/anno); il fondo, di nuova costituzione (art. 32 Dlgs 28/2011), sarà operativo in tempi brevi, in coerenza con le priorità di intervento della SEN. Confermando il ruolo della ricerca pubblica nelle aree tecnologiche a più elevato rischio e di più lungo termine, **si intende rafforzare l'entità delle risorse ad accesso competitivo, destinate al partenariato** tra università e centri di ricerca, da un lato, e imprese dall'altro, includendo incubatori di imprese, *start up* e soggetti produttivi di altri Paesi membri. Il rafforzamento della cooperazione su priorità condivise è la maniera per raggiungere, sui singoli temi, massa critica adeguata e un più efficace risultato.
- Considerata la scarsità delle risorse a disposizione, è necessario puntare a dare la massima efficacia agli investimenti pubblici in ricerca; sotto questo profilo, è necessario individuare **nuove formule organizzative**, che **superino la segmentazione** delle iniziative affidate ai vari Enti e Ministeri e facilitino la creazione di interconnessioni trasversali e partenariati pubblico-privati (nel caso della ricerca di medio termine, dove l'avanzamento scientifico e l'innovazione tecnologica possono efficacemente collaborare). La recente adozione da parte del MIUR di bandi per **Cluster tecnologici nazionali** (intesi come aggregazioni di imprese, università, altri enti, con un modello organizzativo atto a valorizzare le connessioni con esperienze e altri progetti presenti nel territorio) rappresenta un'innovazione interessante sotto il profilo sia organizzativo sia dei temi che verranno sviluppati, molti dei quali hanno una diretta attinenza con la strategia energetica
- Dal punto di vista delle tematiche prioritarie di sviluppo, sarà importante **assicurare uno stretto collegamento delle attività di innovazione tecnologica nazionali con i contenuti del SET Plan**, tenuto conto che nei prossimi anni le risorse comunitarie per la R&S verranno sempre più destinate ai progetti prioritari individuati dal SET Plan stesso, come già avviene per il 7° Programma Quadro UE per la ricerca. In particolare per l'Italia si considerano di interesse prioritario:
 - La ricerca sulle tecnologie **rinnovabili innovative**, in particolare quelle su cui partiamo già da una situazione di forza in cui siamo ben posizionati come Paese, come quelle in ambito **geotermico** e dei **biocarburanti di seconda generazione** e di quelle che possono essere integrate negli edifici con soluzioni a **basso effetto sul paesaggio e sul patrimonio architettonico dei centri storici delle nostre città**.

- La ricerca **sulle reti intelligenti (*smart grids*)**, anche per facilitare la generazione distribuita, esui **sistemi di accumulo**, anche in ottica di mobilità sostenibile.
- La ricerca su **materiali e soluzioni di efficienza energetica** e il loro **trasferimento tecnologico**.
- Lo sviluppo di alcuni progetti sui **metodi di cattura e confinamento della CO₂**, prevalentemente in un'ottica di partecipazione italiana al programma europeo di azione su questa tecnologia e di possibili azioni di trasferimento tecnologico in aree extra-europee.
- La ricerca finalizzata **allo sfruttamento di giacimenti di risorse energetiche endogene** in particolare degli idrocarburi e del mare (energia eolica *offshore* e energia marina) la cui potenzialità è legata alla individuazione di siti idonei, selezionati nel rispetto delle caratteristiche ambientali e paesaggistiche dell'ecosistema marino.

Riveste inoltre importanza, in un'ottica di più lungo periodo, lo sviluppo di collaborazioni internazionali nel campo della sicurezza e degli **studi sui reattori nucleari a fissione di IV generazione e sulla fusione**, su cui pure l'Italia vanta competenze scientifiche e tecnologiche d'eccellenza.

- La penetrazione delle diverse tecnologie energetiche dipende dalle condizioni di mercato, dallo sviluppo delle conoscenze e dalla disponibilità di risorse impiegate per la ricerca. Una panoramica sul **possibile livello di applicazione delle tecnologie** è illustrata nella tabella A, nella quale sono evidenziati i principali temi della ricerca, le criticità (non strettamente tecnologiche) e la previsione dei tempi di presenza della tecnologia nel mercato.
- E' inoltre previsto il **riordino dell'ENEA**, uno dei più importanti enti di ricerca italiani e internazionali in materia di energia, con l'obiettivo di focalizzare le attività e l'organizzazione dell'ente sulle aree di ricerca prioritarie per la Strategia Energetica del Paese, e razionalizzare le potenziali sovrapposizioni con altri enti pubblici. Infine ci si propone di pervenire per la prima volta in Italia ad un **censimento delle competenze nazionali** nel settore della ricerca energetica, premessa indispensabile per una definizione più accurata delle priorità e per una adeguata calibrazione degli incentivi sulle specifiche filiere tecnologiche.