



SEN

2017

DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE

12 Giugno 2017

Indice

Messaggio dei Ministri Calenda e Galletti	4
Sintesi delle priorità di azione	8
 Capitolo 1 – Elementi di contesto.....	21
1. Il contesto globale	21
2. Il contesto europeo.....	24
3. Gli scenari europei e nazionali.....	32
 Capitolo 2– Approfondimento delle priorità di azione	39
1. Lo sviluppo delle rinnovabili	39
2. L'efficienza energetica	65
3. Sicurezza Energetica.....	79
4. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il phase out dal carbone	138
5.Competitività dei Mercati Energetici	141
<i>Mercato elettrico</i>	<i>150</i>
<i>Mercato Gas</i>	<i>176</i>
<i>Mercato petrolifero e logistica</i>	<i>182</i>
6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione	193
 Capitolo 3 – Il percorso della SEN e la relativa governance.....	202
 Capitolo 4 – Il contributo della SEN alla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra	212
Allegato I – Ipotesi alla base degli scenari nazionali.....	219
Allegato II – Metanizzazione della Sardegna.....	224

Messaggio dei Ministri Calenda e Galletti

Aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e della fornitura, decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi, che vanno confermati come irreversibili: sono questi i temi chiave che hanno guidato l'elaborazione di questa proposta di nuova strategia energetica nazionale. Si tratta di un percorso che parte da lontano: già nel 1990, l'Unione Europea, nel documento "Una politica energetica per l'Unione Europea" indicava questi tre obiettivi e lungo queste direttrici ha continuato a sviluppare nel tempo la propria azione, fino al Clean Energy Package, presentato a novembre 2016 dalla Commissione Europea.

L'Italia, relativamente povera di materie prime energetiche convenzionali, ha storicamente manifestato una grande attenzione alle fonti rinnovabili, all'efficienza e al risparmio energetico come strumenti per ridurre la dipendenza e mitigare gli effetti ambientali e climatici del ciclo energetico. Pur a seguito di un percorso talvolta accidentato, nel complesso abbiamo oggi costruito un sistema energetico basato principalmente su gas e rinnovabili, con il petrolio ancora indispensabile essenzialmente per i trasporti: un assetto verso il quale solo adesso sembrano iniziare a tendere anche altri Paesi europei impegnati nella riduzione del ruolo del carbone e del nucleare, che favorirà la convergenza dei prezzi.

Oggi, tuttavia, siamo a un'ulteriore svolta: i progressi tecnologici compiuti sulle fonti rinnovabili, sui mezzi di trasporto, sui sistemi di accumulo, sull'efficienza energetica, sulle tecnologie della comunicazione offrono una rinnovata possibilità di risolvere il conflitto tra prezzi concorrenziali dell'energia e sostegno alla decarbonizzazione.

Per tale ragione questa strategia intende accettare pienamente questa sfida, confermando un ruolo di leadership dell'Italia e dando al Paese obiettivi al 2030 che in alcuni casi sono ancor più sfidanti di quelli europei.

Tali obiettivi si pongono in continuità con quelli fissati a livello globale nel dicembre del 2015 dall'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e declinati nel nostro Paese dalla Strategia Nazionale per lo sviluppo sostenibile in corso di approvazione. La strategia energetica rappresenta, infatti, un tassello importante per l'attuazione della più ampia Strategia Nazionale per lo sviluppo sostenibile, contribuendo in particolare all'obiettivo della de-carbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici.

Siamo convinti che si tratta di un traguardo importante per definire una base più solida su cui costruire il percorso verso la totale decarbonizzazione del sistema energetico.

Sebbene, dunque, le analisi di scenario eseguite a supporto di questa proposta di strategia evidenziano che l'Italia rispetterebbe gli impegni europei al 2030 con una quota di rinnovabili del 24%, riteniamo che si possa e si debba andare oltre e abbiamo indicato per le rinnovabili un obiettivo minimo del 27%, che si tradurrà, per il settore elettrico, nella copertura di almeno la metà del consumo con fonti rinnovabili.

E, sempre nel settore elettrico, riteniamo anche possibile rafforzare l'impegno nazionale per la decarbonizzazione, definendo e avviando rapidamente gli interventi che consentiranno di azzerare l'utilizzo del carbone nel settore elettrico al massimo entro il 2030

E' bene dire chiaramente che se la sfida di avere tecnologie verdi con costi di generazione ormai prossimi a quelli delle fonti tradizionali è stata sostanzialmente vinta, gli obiettivi che stiamo proponendo mettono il settore elettrico alla prova di un vero e proprio cambio di paradigma: garantire sicurezza e flessibilità a un sistema nel quale la quota di rinnovabili potrà diventare preponderante, e che, al contempo, vedrà da un lato crescere le configurazioni di generazione distribuita ed elaborare nuovi assetti, come le comunità locali dell'energia, e dall'altro aumentare l'interconnessione coi sistemi europei e sovranazionali.

In questo quadro, il gas dovrà svolgere un ruolo essenziale per la transizione, nella generazione elettrica, nella fornitura di servizi al mercato elettrico e negli altri usi, tra cui il GNL nei trasporti pesanti e marittimi. Perdurando un contesto geopolitico complesso, per salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti saranno quindi messi in campo interventi per diversificare le rotte di provenienza, ed eliminare il gap di costo con gli altri Paesi europei.

Dovrà proseguire il percorso di razionalizzazione del settore downstream petrolifero, andando verso le bioraffinerie e l'uso di biocarburanti sostenibili al posto di quelli derivanti dal petrolio, in particolare sviluppando le filiere nazionali del biometano e l'economia circolare.

Per perseguire il triplice obiettivo competitività-decarbonizzazione-sicurezza intendiamo utilizzare ogni leva possibile. Essenziale sarà il ruolo dell'efficienza energetica, in grado di cogliere contemporaneamente i tre obiettivi e di contenere la spesa energetica di famiglie e imprese, così come andranno rivisti gli strumenti di funzionamento dei mercati energetici per aumentarne la competitività e renderli idonei a rispondere alle esigenze delle diverse categorie di consumatori, dalle famiglie in disagio sociale alle imprese energivore chiamate a competere sui mercati internazionali.

Trasversali a questi temi, si pongono quelli del rafforzamento dell'innovazione e di miglioramento della governance del settore: sul primo si tratta di focalizzare l'attenzione sui temi prioritari per la transizione energetica e di rendere più efficace la spesa; il secondo richiede una più incisiva presenza ai tavoli europei e un migliore governo dei processi interni.

Siamo convinti che gli obiettivi appena esposti siano largamente condivisi. Siamo altrettanto convinti che la complessità risieda negli strumenti attuativi e di policy da mettere in campo.

Per queste ragioni, riteniamo che la Strategia energetica nazionale non possa essere esclusivamente il risultato del lavoro dei due Ministeri che ne hanno guidato l'elaborazione, ma deve avere l'ambizione di coinvolgere, in piena trasparenza di processo, tutti gli organi istituzionali competenti, le imprese, gli esperti e i cittadini. In quest'ottica, già in fase preliminare sono state consultate le Regioni e svolte due audizioni parlamentari per condividere l'inquadramento della struttura e le tematiche di consultazione.

Molte delle misure proposte, se condivise al termine della consultazione, comporteranno un ruolo centrale delle Autorità di regolazione e controllo del settore energetico e della tutela della concorrenza, che nell'ambito delle prerogative di indipendenza assegnate loro dalla legge dovranno svolgere anche compiti di raccordo a livello sovranazionale.

Gli organismi pubblici operanti sull'energia (Enea, Rse, Gse, Gme, Au, Ispra) e le società concessionarie del servizio di trasporto di elettricità e gas (Terna e Snam) hanno fornito un importante

contributo legato alle loro competenze e al ruolo ricoperto. Inoltre, sono stati organizzati workshop con esperti internazionali del settore energetico e ascoltate le maggiori associazioni di categoria. A tutti i soggetti a vario titolo coinvolti va il nostro ringraziamento per i contributi, gli spunti e anche le critiche fornite.

Con lo stesso spirito di dialogo sottoponiamo alla discussione pubblica le proposte elaborate dai nostri due Ministeri, con lo scopo di pervenire a un quadro il più possibile condiviso, che costituisca la base per il piano energia e clima che impegnerà il nostro Paese, al pari degli altri Paesi europei, a definire il contributo e le misure che intendiamo porre in campo per l'attuazione del Clean Energy package.

Carlo Calenda

Gian Luca Galletti

Sintesi delle priorità di azione

Gli obiettivi alla base delle priorità di azione

- In coerenza con l'evoluzione del contesto internazionale ed italiano, i macro-obiettivi già identificati nella SEN 2013, possono essere considerati ancora attuali:
 - Migliorare la **competitività del Paese**, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE
 - Traguardare in modo sostenibile gli **obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione** al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile
 - Continuare a migliorare la **sicurezza di approvvigionamento** e la **flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture**
- La nuova Strategia Energetica Nazionale, nella consapevolezza delle interrelazioni reciproche tra i tre obiettivi e della disponibilità finita di risorse pubbliche, si propone di perseguire gli obiettivi in maniera coerente ed equilibrata.

Competitività del Paese

- Il miglioramento della competitività del Paese richiede opportune soluzioni per **ridurre i differenziali di costo e prezzo dell'energia**, e in particolare per:
 - Azzerare il **gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa**, nel 2016 pari a circa 2 €/MWh
 - Ridurre il gap sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE, pari a circa 35 €/MWh¹ nel 2015 per la famiglia media² e intorno al 25% in media per le imprese

¹ "Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e dell'Attività Svolta", AEEGSI – 31 marzo 2016. Paragonati i costi complessivi in bolletta, i.e. la componente materia prima, la componente trasporto, gli oneri di sistema, le tasse e l'IVA

- Garantire strumenti in grado di mantenere la competitività delle produzioni industriali più energivore, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.

De-carbonizzazione del sistema energetico

- Il Quadro per l'Energia e il Clima al 2030 insieme al “Pacchetto Energia Pulita per tutti” (*Clean Energy Package*) definisce nuovi e sfidanti obiettivi comunitari al 2030. A inizio gennaio 2018 l'Italia dovrà presentare, con la prima versione del Piano Nazionale Energia e Clima, il proprio contributo agli obiettivi europei sulla base della sostenibilità complessiva degli interventi e del potenziale dei singoli settori. In quest'ottica appare necessario:
 - Promuovere ulteriormente la **diffusione delle tecnologie rinnovabili basso-emissive** che hanno o stanno raggiungendo la maturità; l'Italia, dato il suo posizionamento geografico, ha a disposizione un importante potenziale accessibile da sfruttare per conseguire il target, e può farlo a costi di sistema più contenuti rispetto al passato;
 - Favorire interventi di **efficienza energetica** che permettano di raggiungere gli obiettivi massimizzando i benefici e contenendo i costi di sistema;
 - Perseguire una **politica d'innovazione** per sviluppare ulteriormente le tecnologie esistenti e individuare nuove tecnologie ad alto potenziale.
- Come leva per la decarbonizzazione, il principale strumento europeo è il sistema ETS che tuttavia dalle analisi di scenario non sembra ancora in grado di determinare l'atteso switch coal to gas, rendendo meno convenienti le produzioni a più forti emissioni. Bisognerà quindi monitorare l'evoluzione del mercato nei prossimi anni ed eventualmente ridiscutere il sistema in ambito europeo, prendendo in considerazione anche misure di carbon pricing.
- A livello nazionale, lo scenario sfidante che si propone prevede il **phase out degli impianti termoelettrici italiani a carbone** entro il 2030, in condizioni di sicurezza.

² Consumatore domestico con consumi annui di circa 3 MWh

Sicurezza, flessibilità e adeguatezza dei sistemi e delle infrastrutture

- E' necessario continuare a migliorare sicurezza, adeguatezza e flessibilità delle reti gas ed elettrica, in particolare per:
 - Integrare quantità crescenti di **rinnovabili elettriche, anche distribuite**, e **"nuovi"**³ **player di mercato**, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni *smart*, flessibili e resilienti;
 - **gestire la variabilità** di flussi e punte di domanda gas e **diversificare le fonti** di approvvigionamento, anche in un quadro di crescente integrazione dei mercati del gas europei e delle misure di solidarietà regionale.
- La crescita economica sostenibile sarà conseguenza dei tre precedenti obiettivi e sarà perseguita focalizzandosi sulle seguenti priorità di azione:
 1. **Lo sviluppo delle rinnovabili**
 2. **L'efficienza energetica**
 3. **Sicurezza Energetica**
 4. **Competitività dei Mercati Energetici**
 5. **L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il phase out dal carbone**
 6. **Tecnologia, Ricerca e Innovazione**

³ Si fa riferimento alla partecipazione ai mercati da parte della domanda, anche in forma aggregata

La sintesi delle priorità di azione della SEN

1. Lo sviluppo delle Rinnovabili

- Ad oggi l'Italia ha già raggiunto gli obiettivi rinnovabili 2020, con una penetrazione di 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto ad un target al 2020 di 17%; per questo si ritiene ambizioso, ma perseguibile un obiettivo del 27% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030, che potrebbe essere così declinato, ottimizzando gli interventi e gli investimenti per poter agire in modo sinergico e coordinato su tutti i settori considerati:
 - **Rinnovabili elettriche al 48 – 50%** al 2030 rispetto al 33,5% del 2015
 - **Rinnovabili termiche al 28 – 30%** al 2030 rispetto al 19,2% del 2015
 - **Rinnovabili trasporti al 17% - 19%** al 2030 rispetto al 6,4% del 2015

Rinnovabili elettriche

- Nel periodo **fino al 2020**, si intende continuare a promuovere nuovi investimenti in rinnovabili attraverso premi incentivanti sulla produzione, estendendo lo strumento delle aste competitive e adottando un approccio di neutralità tra tecnologie con strutture e livelli di costi affini, su cui è utile stimolare la competizione. Per i piccoli impianti e soprattutto per tecnologie particolarmente innovative, si dovrebbe fare ricorso a regimi di aiuto differenziati
- La maggiore maturità tecnologica ed economica consentirà, **a partire dal 2020**, di far evolvere i meccanismi di supporto alle rinnovabili vicino alla market parity da incentivi diretti sulla produzione a politiche abilitanti, che facilitino gli investimenti, eliminino rigidità regolatorie e procedurali e consentano a cittadini ed operatori economici di effettuare le proprie scelte senza eccessive difficoltà organizzative e finanziarie. Si ritengono prioritari i seguenti interventi:
 - per i grandi impianti, l'introduzione di **contratti a lungo termine**, da attribuire mediante meccanismi di gara competitiva, utili a ridurre il rischio di mercato mentre, per i piccoli impianti, la **promozione dell'autoconsumo**;
 - per gli impianti **eolici esistenti**, il supporto al **repowering** tramite la **semplificazione dell'iter autorizzativo** con procedure *ad-hoc*;
 - in ambito **bio-energie**, considerando sia i benefici sull'economia circolare che gli impatti emissivi, il sostegno a nuovi investimenti limitatamente ad impianti di piccolissima taglia (i.e. fino a 70 kW),

con un supporto per la prosecuzione dell'esercizio degli impianti a bio-energie esistenti, ma a **condizioni più efficienti e meno costose**. Per evitare distorsioni sulla filiera agricola e sui prezzi dei *feedstock*, nonché per privilegiare le filiere che presentano minori emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita, saranno incentivate solo le bio-energie da scarti, residui agricoli o urbani e da prodotti di secondo raccolto;

- nell'**idroelettrico**, tenuti in debito conto vincoli ed effetti ambientali, lo sviluppo del potenziale del piccolo idro e soprattutto il consolidamento della produzione esistente dei grandi impianti; la **revisione della normativa su meccanismi d'asta delle concessioni** delle grandi derivazioni dovrà orientare ancora più la scelta verso progetti innovativi, in grado di rilanciare gli investimenti nel settore.

Rinnovabili Termiche

- Le **pompe di calore**, dato il loro alto rendimento, avranno un **ruolo centrale** nel raggiungimento del target, mentre le biomasse, storicamente molto sviluppate in Italia, dovranno essere ridimensionate a causa del loro impatto negativo sui livelli emissivi (in particolare polveri sottili): il loro sviluppo sarà concentrato sui generatori a biomasse ad alta qualità ambientale. Sarà inoltre sviluppato il potenziale del teleriscaldamento secondo criteri di efficienza, in ambiti urbani e extra-urbani.

Rinnovabili Trasporti

- La direttiva europea 1513/2015 promuove il passaggio verso tipologie di carburanti che presentano basse emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita e che non sono in competizione con il mondo alimentare per l'uso del terreno, come i biocarburanti tradizionali. A tal fine prevede per i trasporti **quote minime di biocombustibili avanzati** (cioè derivanti da rifiuti urbani biologici, scarti agricoli, scarti animali, etc) come biometano e biocarburanti avanzati. L'Italia sta già intervenendo per lo sviluppo e la diffusione di tali combustibili:
 - **Biometano**: con il DM biometano di prossima emanazione verrà introdotta l'**incentivazione all'uso** del biometano nei trasporti, riconoscendo una maggiore premialità a quello avanzato;
 - **Biocarburanti**: è già stata effettuata la riconversione di Marghera ed è in corso quella di Gela a bioraffinerie, in prospettiva finalizzate alla produzione di biocarburanti avanzati; a tendere, si potrà pensare **ad un ulteriore sviluppo impiantistico**.

- Per quanto riguarda **l'auto-elettrica**, importante sia per gli obiettivi rinnovabili che per l'efficienza energetica, ci si aspetta un forte ampliamento nel lungo termine del mercato mondiale e una conseguente riduzione dei costi per il **miglioramento atteso delle tecnologie**; ciò comporterà un aumento naturale della penetrazione di ibride plug-in e 100% elettriche, aumentando il ruolo che la mobilità elettrica potrà avere fin dai prossimi anni.

2. L' Efficienza Energetica

- L'Italia ha una forte tradizione nel settore e può senz'altro avere un ruolo di primo piano nello sviluppo di un mercato europeo delle tecnologie e delle soluzioni per **l'efficienza**. La riqualificazione del **parco immobiliare** rappresenta inoltre una importante occasione di miglioramento del territorio e di rilancio per il settore dell'edilizia. Poiché il nostro Paese ha da tempo un'intensità energetica inferiore alla media UE, si può presumere che per ridurre ulteriormente i consumi al ritmo dell' 1-1,5% all'anno, come previsto dalla direttiva europea oggi in discussione, si vada incontro a costi marginali crescenti; è dunque necessario puntare a discontinuità tecnologiche che riducano in prospettiva il costo degli interventi. Il settore industriale ha storicamente contribuito in modo importante alla riduzione dei consumi e continuerà a dare un forte impulso in innovazione. Tuttavia, per tendere al raggiungimento contestuale anche degli obiettivi di riduzione delle emissioni nei settori NON-ETS, si dovranno focalizzare gli sforzi sui settori residenziale e trasporti, il primo ad oggi presidiato da strumenti poco efficaci ed efficienti, il secondo poco presidiato. In quest'ottica è stata identificata una serie di possibili iniziative; di seguito le principali

Settore residenziale

- La **revisione del meccanismo delle detrazioni fiscali (ecobonus)**, con la quale si prevede di:
 - riorganizzare lo strumento in coerenza con i meccanismi di incentivazione per l'antisismica e la ristrutturazione edilizia
 - introdurre massimali unitari di spesa per tipologia di intervento
 - modulare la percentuale in detrazione in relazione al risparmio atteso dall'intervento
 - stabilizzare il meccanismo delle detrazioni fiscali
 - estendere la portabilità del titolo al fine di agevolare il coinvolgimento degli operatori e anche di istituti finanziari almeno per interventi radicali sull'edificio
- L'introduzione del **Fondo di garanzia per eco-prestito**:

- il Fondo di garanzia coprirebbe il rischio di insolvenza del proprietario dell'immobile
- la portabilità dell'ecobonus verso istituti finanziari migliorerebbe ulteriormente l'efficacia

Settore trasporti

- Il rafforzamento delle **misure di mobilità locale** per ridurre il traffico urbano e supportare il cambio modale, in particolare
 - dare impulso ai Piani Urbani della Mobilità Sostenibile e a servizi di riequilibrio modale
 - promuovere la smart mobility (car sharing, car pooling, smart parking e bike sharing)
 - promuovere la mobilità ciclo-pedonale
 - disincentivare la circolazione delle autovetture private nei centri urbani
 - promuovere il trasporto pubblico locale
- Alla luce della nota anzianità del parco veicolare privato italiano, valutare l'introduzione di **strumenti di promozione del** miglioramento delle prestazioni energetico e ambientali del parco circolante.

Settore terziario

- Adeguamento dei sistemi di sostegno per promuovere la riqualificazione energetica degli edifici, in particolare del parco immobiliare pubblico;
- Promuovere a livello europeo la modifica delle regole di contabilizzazione EUROSTAT del debito pubblico, in caso di realizzazione di interventi presso la Pubblica Amministrazione con contratti di prestazione energetica (EPC)

Settore industriale

- Continuare il processo di potenziamento e semplificazione del meccanismo dei certificati bianchi;
- Promuovere l'efficienza energetica nelle PMI rinnovando le iniziative di cofinanziamento degli audit energetici e dei sistemi di gestione dell'energia

3. Sicurezza Energetica

Sistema elettrico

- I nuovi obiettivi di crescita delle rinnovabili al 2030 rendono ancora più utile l'**avvio del capacity market** per garantire l'adeguatezza del sistema, mantenendo la disponibilità della potenza a gas ancora necessaria, con priorità per quella flessibile e sollecitando nuove risorse (rinnovabili, accumuli, domanda attiva) per aumentare la flessibilità del sistema. Il *capacity market*, che si prevede di avviare nel 2018, permetterà al TSO di approvvigionarsi di risorse a medio-lungo termine con procedure trasparenti, concorrenziali e complessivamente meno onerose per il sistema, garantendo allo stesso tempo agli investitori stabilità nel medio-lungo termine.
- L'evoluzione del parco di generazione e degli assetti del mercato elettrico richiede il **potenziamento e l'ammodernamento infrastrutturale delle reti**, sia nella trasmissione che nella distribuzione
- Sempre in ottica di garantire adeguatezza al sistema e ampliare il mercato, è necessario **potenziare ulteriormente le interconnessioni con l'estero**, in linea con le indicazioni incluse nel *Clean Energy Package*
- Nuovi piani di investimento riguarderanno gli obiettivi di **aumento della resilienza** della rete elettrica a fronte di eventi meteo estremi
- La gestione della sicurezza richiederà un **maggiore coordinamento operativo e metodologico tra le istituzioni competenti dei vari Paesi membri**, come effetto del maggior grado di interdipendenza dei mercati energetici nazionali
- A livello europeo, il **ridimensionamento della potenza alimentata a carbone e la riduzione del ruolo del nucleare** incideranno sul volume e sull'assetto degli scambi di energia, in modo significativo in particolare dal 2025 in avanti.

Sistema gas

- Il gas assume un **ruolo chiave nella transizione energetica**, stante la crescita delle rinnovabili, poiché rappresenterà la risorsa di back up del sistema elettrico, in particolare negli scenari di phase out del carbone

- La **sicurezza degli approvvigionamenti**, però, presenta dei rischi; infatti il sistema ha un margine di sicurezza ridotto nel caso venisse a mancare la principale fonte di approvvigionamento in corrispondenza di una situazione di freddo eccezionale (anche nonostante l'arrivo del gas azero tramite il gasdotto TAP)
- In questo contesto si propongono misure in grado di **aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e la diversificazione delle fonti** e consentire una riduzione del prezzo del gas; in particolare
 - Attribuzione dei servizi di **rigassificazione di GNL mediante asta**, invece che con tariffa, in modo da rendere più attrattivo l'uso dei terminali di rigassificazione operanti in Italia;
 - Realizzazione di eventuale **capacità aggiuntiva di rigassificazione** (a partire da un impianto galleggiante da ~4 Bcm annui, per cogliere le opportunità di un mercato GNL previsto in oversupply).
- Inoltre, la **metanizzazione della Sardegna tramite Small Scale GNL** potrebbe consentire di avviare la fornitura di gas in modo modulare, utilizzando e completando le reti esistenti, avviando al contempo il primo **pilota di Sulphur Emission Controlled Area (SECA)** per il traffico marittimo nel Mediterraneo.

4. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il phase out dal carbone

- L'impegno al **phase out del carbone entro il 2030** riguarda anche l'Italia, come altri Paesi europei. La promozione dell'uso del vettore elettrico richiede una coerente strategia di rapida decarbonizzazione della generazione. La crescita delle energie rinnovabili e l'effettuazione degli investimenti in rete e in nuove infrastrutture rendono possibile farlo in condizioni di sicurezza e con tempistiche coordinate con la riduzione del carbone attesa in Europa. Il *phase out* è possibile a condizione che si realizzino in tempo utile investimenti sostitutivi in infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti. Uno scenario di *phase out* completo al 2025, piuttosto che al 2030, richiede una forte accelerazione del piano degli interventi e può comportare anche la presenza di *stranded costs* per investimenti non ammortizzati.

5. Competitività dei Mercati Energetici

Mercato Elettrico e Gas

- Sul fronte dei prezzi finali, si ridurrà **il gap dei prezzi finali dell'energia elettrica** rispetto a quelli europei per l'effetto:
 - della prevista riduzione del costo medio di generazione rinnovabile
 - della progressiva convergenza dei mix generativi tra i Paesi europei e dell'allineamento sul costo del gas, dovuti alle misure da attivare (corridoio della liquidità)
 - della graduale riduzione degli oneri di sistema
- Sarà dato avvio al nuovo regime tariffario per gli oneri di sistema e alle **nuove agevolazioni** sugli oneri per le energie rinnovabili destinati **alle imprese energivore**, per recuperare margini importanti di competitività e rilanciare crescita e occupazione
- L'**autoproduzione** rinnovabile o tramite cogenerazione ad alta efficienza avrà un ruolo importante nel raggiungimento degli obiettivi al 2030. La regolamentazione dovrà favorire i nuovi investimenti e semplificare i processi autorizzativi. Saranno promosse **l'innovazione e l'efficienza energetica nei processi produttivi**, anche attraverso adeguati segnali del sistema tariffario, e resi possibili assetti del genere dei Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) o, dopo l'approvazione del CEP, delle *energy communities*
- Nel breve termine, le regole del mercato dovranno accelerare la **piena abilitazione della generazione distribuita e dei consumatori, anche tramite gli aggregatori**, ai mercati dell'energia, dei servizi e della capacità e completare l'**armonizzazione delle regole a livello europeo e la riforma del mercato dei servizi** per dare efficienza alla transizione e ridurre i costi dei servizi stessi
- Nel medio-lungo termine, la disciplina del mercato dovrà tener conto della piena maturità delle rinnovabili e della disponibilità di tecnologie in grado di parificare le rinnovabili alle altre fonti di generazione.
- Si modificheranno le procedure di comunicazione e **coordinamento gestionale tra gestore del sistema di trasmissione (TSO) e gestori dei sistemi di distribuzione (DSO)** e in generale si svilupperà il diverso ruolo attribuito dal CEP al DSO nella gestione della sicurezza e come facilitatore delle risorse distribuite

- E' prioritario mettere il **consumatore al centro del nuovo modello** e consentirgli di esercitare un ruolo sempre più attivo, nella valutazione delle offerte di fornitura, nell'organizzazione in autoproduzione, infine nella capacità di gestire il carico in base ai segnali di prezzo (*demand response*)
- Nel mettere i consumatori al centro del mercato, un'attenzione particolare va riservata ai soggetti più vulnerabili della società con nuove misure di intervento e strumenti appropriati per affrontare il tema della povertà energetica
- Sarà dato avvio alla misura del "Corridoio della liquidità" per allineare il prezzo del gas italiano a quello degli hub nord europei più liquidi e competitivi.
- Sarà valutata la possibilità di introdurre misure per la riduzione degli oneri per gli interventi di carattere ambientale attualmente riscossi tramite la tariffa di trasporto per le imprese a forte consumo di gas, sulla base degli stessi criteri utilizzati per le imprese energivore elettriche;
- Un possibile ridisegno delle tariffe di trasporto e dei corrispettivi posti a carico degli entry e degli exit della rete, già in corso di esame da parte dell'Autorità di regolazione, potrà contribuire a ottimizzare l'uso della rete di trasporto
- La introduzione di misure quali il "market maker" nel sistema di scambi di gas sulla borsa gas potrà contribuire alla liquidità del sistema

Mercato petrolifero e logistica

- La **domanda dei prodotti petroliferi è diminuita** progressivamente dal 2005 al 2015, spingendo alla **riconversione di raffinerie in bioraffinerie e depositi**; in tal senso, vista l'ulteriore riduzione attesa della domanda al 2030, per mantenere il tessuto industriale nel medio termine si propone di:
 - Convertire altre raffinerie in bio-raffinerie, stante l'aumento della domanda di biocarburanti avanzati
 - Consolidare le raffinerie italiane in uno o più sistemi di raffinazione, più robusti e sostenibili, promuovendo anche l'opzione di raffinazione consortile
- Anche il settore petrolifero potrà contribuire agli obiettivi di competitività e ambiente, in particolare tramite:

- Lo sviluppo di **piattaforme di mercato per l'offerta di logistica e di prodotti petroliferi**, per favorire concorrenza e contrasto dell'illegalità
- Lo sviluppo di **biocarburanti avanzati**
- misure di riequilibrio delle accise fra gasolio e benzina, favorendo- a parità di gettito- la riduzione delle emissioni inquinanti o da misure di **allineamento delle accise sul gasolio a quelle sulla benzina**, in base all'impatto inquinante (CO₂, NO_x, COV, etc.).
- una progressiva revisione delle agevolazioni fiscali esistenti, ambientalmente sfavorevoli, relative ad alcuni prodotti petroliferi che non siano giustificate da particolari condizioni dei settori di utilizzo

6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione

- L'Italia, oltre al **SET-Plan**, è tra i promotori di **Mission Innovation**, nata dalla COP21 per lanciare i progetti di frontiera *cleantech*. L'Italia si è impegnata a raddoppiare entro il 2021 il valore delle risorse pubbliche dedicate agli investimenti in ricerca e sviluppo in ambito *clean energy*
- Il programma Horizon, principale strumento del SET-Plan, stanziava un budget europeo di circa 6 miliardi di Euro nel periodo 2014-2020
- In coerenza con la proposta di regolamento governance, si procederà a una fase di pianificazione con orizzonte al 2030 che, coinvolgendo tutti i soggetti interessati e le regioni, individui:
 - Obiettivi di interesse pubblico di medio e lungo termine, strumenti e risorse necessarie;
 - Coerenza e sinergie con i programmi europei, compresi quelli finanziati tramite i fondi strutturali (ivi inclusi i programmi a gestione regionale) e con Mission Innovation;
 - Riferimenti all'interno delle strutture pubbliche di ricerca, a partire da Enea e Rse.
- Si procederà a una razionalizzazione e semplificazione degli strumenti esistenti, collocandoli su fasi di ricerca e innovazione individuate sulla base del *Technology Readiness Level*, per coprire in modo ordinato ricerca tecnologica e applicata, sviluppo sperimentale e progetti dimostrativi e favorire il trasferimento dei risultati al sistema produttivo

- Dovrà essere promossa la programmazione triennale delle attività, in particolare di Enea e Rse, con modalità che rafforzino la partecipazione a Mission Innovation e l'integrazione con le risorse europee e regionali
- Andranno valorizzate le opportunità, per la ricerca privata, del credito di imposta per la ricerca, nonché, per l'introduzione nella produzione, dei meccanismi di Industria 4.0
- Si punterà a coordinare gli strumenti di sostegno alla domanda con gli esiti delle attività di innovazione e dimostrazione

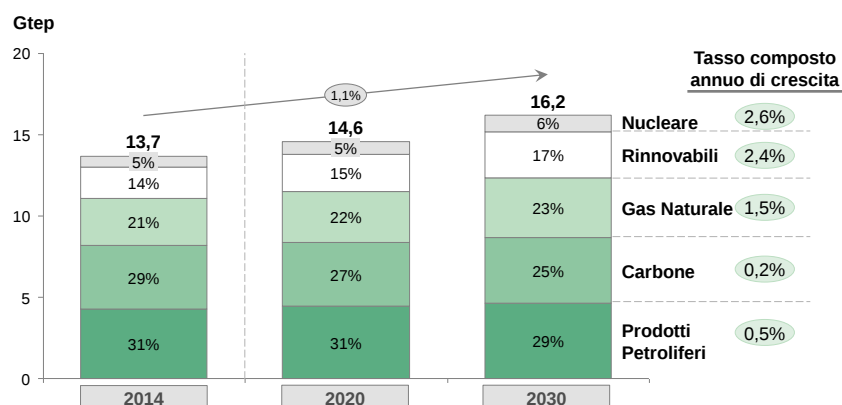
Capitolo 1 – Elementi di contesto

1. Il contesto globale⁴

- **Il cambiamento climatico è divenuto parte centrale del contesto energetico mondiale.** Già negli anni '90 è apparsa evidente la necessità di definire un **nuovo modello di crescita economica e industriale sostenibile dal punto di vista ambientale e climatico**; in questo contesto va inserito il **Protocollo di Kyoto** che, a cavallo del nuovo millennio, ha definito obiettivi di riduzione delle emissioni, gettando le basi per quella politica di de-carbonizzazione di cui l'Europa si farà portavoce negli anni a venire
- L'**Accordo di Parigi** del dicembre 2015, adottato da 197 Paesi ed entrato in vigore il 4 Novembre 2016⁵, definisce un **piano d'azione globale e giuridicamente vincolante per limitare il riscaldamento terrestre ben al di sotto dei 2 °C**, e a proseguire l'azione volta a limitare l'aumento di temperatura a 1,5° C rispetto ai livelli pre-industriali, segnando un passo fondamentale verso la de-carbonizzazione
 - Contemporaneamente la comunità internazionale approva in seno alle Nazioni Unite l'**Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile**, che prefigura un nuovo sistema di **governance mondiale per influenzare le politiche di sviluppo** attraverso 17 obiettivi e 169 target, tra i quali la lotta ai cambiamenti climatici e l'accesso all'energia pulita
- **La domanda di energia globale è stimata in crescita**, con un aumento, secondo le proiezioni del *World Energy Outlook 2016*, del 18% al 2030. La crescita attesa al 2030 è tuttavia pari alla metà di quella registrata negli ultimi 15 anni (+ 36%), benché il tasso composto annuo di crescita del PIL sia stimato costante (3,7% sia nel periodo 2000-2014 che nel 2014-2030): **la relazione tra PIL e domanda energetica si sta indebolendo**
- **L'efficienza energetica avrà sempre più un ruolo chiave**: nel 2015, nonostante il basso costo dell'energia, l'intensità energetica globale è migliorata di 1,8% (circa il doppio della media dell'ultimo decennio), contribuendo positivamente alla riduzione della crescita di emissioni di CO₂
- Per quanto riguarda l'evoluzione del mix di energia primaria, nelle proiezioni del *World Energy Outlook 2016*, riportate in- **Evoluzione del mix di energia primaria per fonte nel mondo** Figura 1, troviamo **protagoniste le rinnovabili** e il nucleare, con un tasso composto annuo di crescita tra il 2014 e il 2030 di circa 2,5%, **a scapito di carbone e petrolio**. Anche il **gas prosegue nella sua crescita**, con un tasso pari a circa 1,5%

⁴ Tutti i dati di questo paragrafo fanno riferimento al capitolo *New Policies* presentato nel "World Energy Outlook 2016" – International Energy Agency

⁵ Il 5 Ottobre 2016, le soglie per l'entrata in vigore dell'accordo sono state superate. Il 4 Novembre, 30 giorni dopo il superamento di tali soglie, l'accordo di Parigi è entrato in vigore. Ad oggi, 148 Parti della convenzione lo hanno ratificato. L'uscita degli Stati Uniti d'America non pregiudica il superamento delle soglie e, quindi, la cogenza dell'accordo.



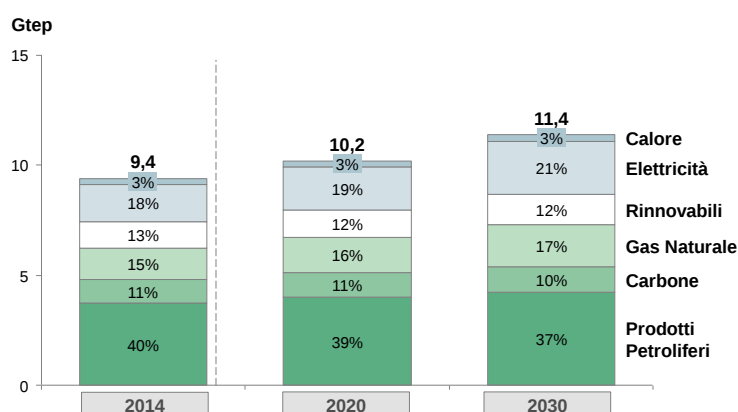
Fonte: IEA, WEO 2016 – New Policies Scenario

Figura 1 - Evoluzione del mix di energia primaria per fonte nel mondo

- **Le fonti rinnovabili hanno un ruolo centrale per attuare il processo di de-carbonizzazione** e al 2030 permetteranno di contenere la crescita di emissioni. La continua riduzione dei costi delle rinnovabili nel settore elettrico (il progresso tecnologico ridurrà ulteriormente i costi di 40 – 70% per il fotovoltaico e 10 – 25% per l'eolico⁶) e dei sistemi di accumulo, insieme all'adeguamento delle reti, sosterrà la loro continua diffusione. Si prevede anche un forte incremento della penetrazione delle rinnovabili nella domanda di calore al 2030
- **Il petrolio è stato caratterizzato da una riduzione della produzione nel 2015 e 2016**, e da tagli importanti negli investimenti, con tasso di progetti per l'esplorazione ai livelli minimi dal 1950. Se questo trend dovesse continuare, potrebbe aprirsi un nuovo ciclo di forte volatilità nel settore, vista la persistenza della domanda. A sostenere la domanda è soprattutto la difficoltà a trovare alternative idonee per sostituire a costi accettabili i prodotti petroliferi nei trasporti e nella petrolchimica
- **La domanda di carbone è prevista in decrescita** nell'UE e negli Stati Uniti rispettivamente del 40% e 30% al 2030. Anche la Cina sarà interessata da una lieve riduzione, mentre l'utilizzo di carbone è previsto in crescita per i Paesi in via di sviluppo, come India e Sud-est Asiatico. Il futuro del carbone sarà certamente condizionato anche dallo sviluppo di tecnologie di *carbon capture and storage*, senza le quali nel lungo termine il carbone appare non adeguato al percorso di de-carbonizzazione
- In contrasto con le altre fonti fossili, appare **continua la crescita dei consumi di gas**, anche per l'ampia domanda in Cina e Medio Oriente. Grazie alla flessibilità di utilizzo e alle basse emissioni degli impianti di generazione elettrica (CCGT), il gas mantiene una forte posizione nei consumi mondiali. Lo sviluppo di un mercato globale del gas si prevede sarà rafforzato da nuovi *trading hub* e dalla graduale rimozione di barriere ai confini, i prezzi saranno quindi sempre più determinati da dinamiche reali di domanda e offerta

⁶ Dati di riduzione costi della tecnologia si riferiscono al 2040

- Analizzando la Figura 1 in termini di valori assoluti, si osserva che la crescita della domanda primaria è sostenuta anche da un lieve aumento delle fonti fossili a più alte emissioni (i.e. carbone e petrolio); tuttavia gas e rinnovabili contribuiranno a coprire la maggior parte dell'incremento della domanda
- La crescita del gas si prevede dovuta principalmente al **mercato mondiale GNL** che diventerà sempre più "liquido", con un raddoppio dei volumi scambiati entro il 2040 e con possibili effetti al ribasso sui prezzi per diversi motivi:
 - La diminuzione della domanda di GNL in Giappone, che andrà di pari passo con il graduale riavvio della produzione elettrica da nucleare, deciso a metà 2014
 - Gli sviluppi degli approvvigionamenti gas in Cina con lo storico accordo siglato con la Russia per la fornitura di 38 miliardi di mc/anno e le prospettive verosimili dello sviluppo della produzione domestica di gas non convenzionale
 - Gli investimenti di recente finalizzati ed in via di completamento in Australia, con primi treni di GNL operativi entro il 2018/2019, e la costruzione di un importante impianto flottante di GNL in Corea ad opera sempre degli australiani, trainati dalla domanda asiatica
 - Lo sviluppo di nuove relazioni commerciali in Europa e in Asia da parte del Canada, che ha perso il suo principale mercato di sbocco del gas, gli Stati Uniti
 - L'avvio delle attività di export degli Stati Uniti verso l'Europa e l'Italia a metà del 2016, confermando l'ambizioso obiettivo di diventare il primo esportatore al mondo
- Si evidenzia inoltre il trend di **elettificazione della domanda**: il *World Energy Outlook 2016*, come riportato in Figura 2, stima che l'elettricità soddisferà il 21% dei consumi finali al 2030 (vs. 18% nel 2014). In coerenza con i trend di de-carbonizzazione, l'aumento di generazione elettrica è significativamente supportato dall'incremento di capacità da fonti energetiche rinnovabili



Fonte: IEA, WEO 2016 – New Policies Scenario

Figura 2 - Evoluzione del mix di consumi finali per fonte nel mondo⁷

⁷ "Calore" include il calore derivato; "Rinnovabili" include la quota rinnovabile dei trasporti e del riscaldamento & raffrescamento, mentre le rinnovabili elettriche sono incluse all'interno di "Elettricità"

- L'evoluzione dello scenario energetico necessiterà di **significativi cambiamenti nell'allocazione degli investimenti**, che cresceranno particolarmente nei settori efficienza energetica e infrastrutture di rete elettrica. L'efficienza energetica conterà per circa il 90% della crescita di spesa annuale prevista, dato soprattutto l'aumento progressivo del rapporto costo / beneficio degli interventi per ridurre ulteriormente i consumi. La prevista crescita delle fonti rinnovabili elettriche comporterà un incremento degli investimenti in infrastrutture elettriche con la necessità di sviluppare la flessibilità per garantire qualità, adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici
- Lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica sono funzionali non solo alla riduzione delle emissioni, ma anche al contenimento della dipendenza energetica e devono concorrere, con oculata politica, all'obiettivo di riduzione del gap di prezzo dell'elettricità rispetto alla media europea
- Un approccio equilibrato che tenga in considerazione obiettivi ambientali, di competitività e di sicurezza è ancora più necessario alla luce delle incertezze del contesto internazionale; l'orientamento della nuova Presidenza USA, gli esiti delle elezioni nei principali Paesi UE, le conseguenze dell'uscita del Regno Unito dalla UE e il livello di ambizione delle politiche di de-carbonizzazione di Paesi quali Cina e India sono fattori che possono mutare anche radicalmente le proiezioni appena riportate. Per tale ragione è **fondamentale definire una strategia energetica resiliente rispetto ai cambiamenti geopolitici**, e che permetta al nostro Paese di migliorare la propria competitività a livello internazionale, proseguendo nel percorso di de-carbonizzazione e di incremento della sicurezza di approvvigionamento.

2. Il contesto europeo

- In coerenza con gli impegni presi a Kyoto e in anticipo rispetto alla COP 21 di Parigi, ma anche con l'obiettivo di garantire competitività e crescita economica durante la transizione energetica, i leader della UE hanno preso atto nel 2011 della Comunicazione della Commissione europea sulla **Roadmap di de-carbonizzazione per ridurre le emissioni di gas serra di almeno 80% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990** (Figura 3).

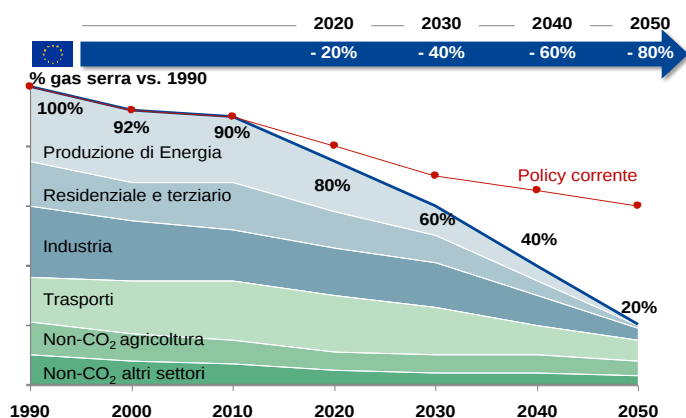
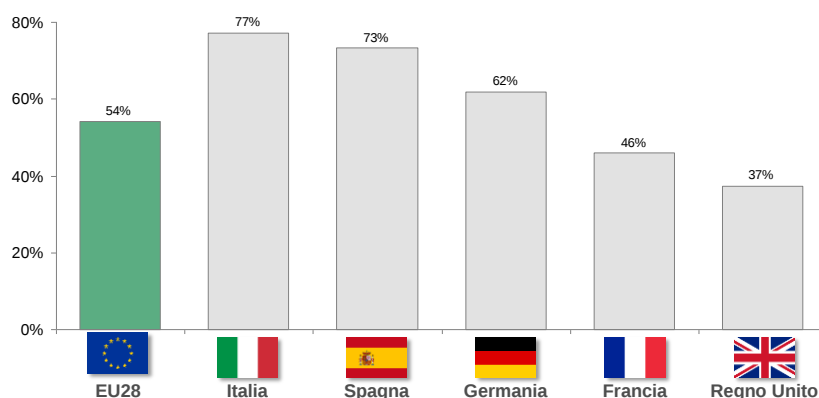


Figura 3 - Roadmap di de-carbonizzazione al 2050 - comunicazione della CE è il COM(2011) 112 final

- Il Consiglio europeo dell'ottobre 2014, sotto presidenza italiana, nel definire i target al 2030 in materia di emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, rammentava l'obiettivo di costruire un'Unione dell'energia che assicuri un'energia accessibile dal punto di vista dei prezzi, sicura e sostenibile, come indicato nella sua agenda strategica, e il costante esame dell'attuazione di questo obiettivo. Le conclusioni del Consiglio europeo del 2014 indicano gli obiettivi 2030 sulla cui base la Commissione ha elaborato le successive proposte normative. In materia di gas serra, rinnovabili e efficienza, gli obiettivi al 2030 sono:
 - riduzione vincolante delle emissioni di gas serra almeno del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 (obiettivo UE); l'obiettivo è ripartito tra settore ETS e non ETS: al primo è attribuita una riduzione del 43% e al secondo del 30% (entrambi rispetto al 2005); nel settore non ETS tutti gli Stati membri devono contribuire alla riduzione con obiettivi compresi fra lo 0% e il -40%;
 - quota dei consumi energetici coperta da rinnovabili pari almeno al 27%; questo obiettivo è vincolante a livello UE e sarà realizzato mediante i contributi degli Stati membri
 - miglioramento dell'efficienza energetica almeno del 27% (obiettivo indicativo) a livello dell'UE
- Lo stesso Consiglio richiamava l'importanza delle azioni per aumentare la sicurezza energetica dell'Unione, tenuto conto dell'elevata dipendenza energetica (Figura 4), stabilendo anche obiettivi indicativi per l'interconnessione elettrica



Fonte: Eurostat

Figura 4 - Dipendenza energetica dei Paesi UE nel 2015 (% di importazioni sul fabbisogno interno lordo)

- Il *Clean Energy Package* contiene le **proposte legislative** pertinenti allo sviluppo delle fonti rinnovabili⁸ e del mercato elettrico, alla crescita dell'efficienza energetica e alla definizione della *governance*

⁸ Le direttive e i regolamenti non si applicano ad impianti in esercizio, ma a nuove installazioni e *revamping* di esistenti a partire dal 2021

dell'Unione Energetica. Completano il pacchetto le proposte di regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e sull'agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia, il piano di lavoro sulla progettazione ecocompatibile 2016-2019 e una serie di comunicazioni inerenti, tra l'altro, costi e prezzi dell'energia, trasporti, innovazione⁹. Si omette di discutere sulle proposte relative ai settori ETS e non ETS, presentate a luglio 2016 e in più avanzata fase di definizione dell'iter di approvazione.

- Sulla base del mandato delle Conclusioni del Consiglio dell'Ottobre 2014, sono state elaborate le proposte legislative dedicate alla riduzione dei gas a effetto serra nei settori ETS e non ETS, presentate a luglio 2015 e luglio 2016 rispettivamente e, a novembre 2016, il quadro è stato completato con la presentazione del *Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)*
- Il *Pacchetto per l'Energia pulita* contiene le **proposte legislative** pertinenti allo sviluppo delle fonti rinnovabili¹⁰ e del mercato elettrico, alla crescita dell'efficienza energetica e alla definizione della *governance* dell'Unione dell'Energia. Il 'pacchetto' comprende le proposte di regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica (nel caso di crisi) e sull'agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia, il piano di lavoro sulla progettazione ecocompatibile 2016-2019 e una serie di comunicazioni inerenti, tra l'altro, costi e prezzi dell'energia, trasporti, innovazione¹¹. Si omette di discutere sulle proposte relative ai settori ETS e non ETS, presentate per prime e attualmente in più avanzata fase di definizione dell'iter di approvazione.

Da ultimo, la Commissione ha appena presentato il nuovo pacchetto di iniziative e proposte legislative sulla mobilità sostenibile. Tale pacchetto comprende:

- Una comunicazione politica che delinea un piano di lungo termine per ottenere una mobilità che sia pulita, socialmente equa e competitiva per tutti gli europei;
- Un primo insieme di 8 proposte legislative, con un focus particolare sul trasporto su strada. Tali proposte comprendono, tra l'altro, una proposta di regolamento per il monitoraggio delle emissioni di CO₂ dai veicoli pesanti al fine di sviluppare gli standard di CO₂ futuri per tale tipologia di veicoli, riconosciuti come i responsabili del 5% delle emissioni totali di gas a effetto serra in Europa nel 2014 e con tendenza all'aumento;
- Un numero di documenti non legislativi che accompagnano tali proposte e presentano le politiche di supporto per accelerare il passaggio verso una mobilità sostenibile, digitale ed integrata (investimenti per le infrastrutture, ricerca e sviluppo, piattaforme di collaborazione, ecc.)

⁹<http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

¹⁰ Le direttive e i regolamenti non si applicano ad impianti in esercizio, ma a nuove installazioni e *revamping* di esistenti a partire dal 2021

¹¹<http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

- Nel mondo delle Rinnovabili e del Mercato Elettrico, il *Clean Energy Package* definisce **target europei** per la penetrazione delle rinnovabili e linee guida per l'**armonizzazione dei mercati elettrici**, ponendosi come obiettivo ultimo la **creazione di un mercato unico europeo dell'energia** nel quale le rinnovabili siano il più possibile integrate
- In aggiunta è espressa una chiara volontà di trasformare le **fonti rinnovabili da specie protetta a parte fondamentale dei settori energetici**, promuovendo una crescita determinata il più possibile da regole di mercato, limitando nel breve e rimuovendo a tendere, i privilegi assegnati fino ad ora
- Nel dettaglio, è previsto il superamento della direttiva 28/2009/CE, proponendo l'obiettivo di penetrazione al **27% delle fonti rinnovabili** sui consumi lordi finali a livello comunitario entro il 2030. Tale obiettivo **non si declina in target vincolanti per i singoli Stati Membri**; è invece vincolante l'adozione degli strumenti di pianificazione, con i quali gli Stati Membri determineranno il loro contributo all'obiettivo comunitario
- Tra i principali contenuti della proposta:
 - promozione dell'**autoconsumo** e delle **energy communities**
 - accesso ai **meccanismi di sostegno** per l'energia elettrica ai **produttori con sede in un altro Stato Membro** (almeno il 10% della capacità tra il 2021 e il 2025 e almeno il 15% della capacità tra il 2026 e il 2030)
 - introduzione dell'obbligo di **incremento di 1 punto percentuale (p.p.) annuo della penetrazione rinnovabile** per il settore **Riscaldamento & Raffrescamento**
 - introduzione di una **quota minima di carburanti "virtuosi"** tra cui i **biocarburanti** avanzati, i biocarburanti da oli vegetali esausti, l'energia elettrica da FER e carburanti liquidi o gassosi da FER non di origine biologica da 1,5% nel 2021 a 6,8% nel 2030 e di una quota minima specifica per i soli biocarburanti avanzati (escludendo UCO e grassi animali) da 0,5% nel 2021 a 3,6 % nel 2030
 - estensione dei **criteri di sostenibilità** ai combustibili solidi e gassosi prodotti a partire dalle **biomasse**
 - semplificazione dei **processi autorizzativi**
- Per quanto riguarda i mercati elettrici, l'*Electricity Market Design*, declinato in una proposta di direttiva e tre proposte di regolamento, ambisce a supportare l'evoluzione dei sistemi elettrici per renderli idonei a gestire **l'integrazione delle fonti rinnovabili, la generazione distribuita, la partecipazione attiva della domanda e la sicurezza degli approvvigionamenti**
- Tra i principali contenuti proposti:
 - Evidenziata la centralità del **consumatore come motore della transizione energetica** da declinare in un maggiore coinvolgimento della domanda ai mercati tramite l'attivazione della *demand response*, l'apertura dei mercati ai consumatori ed auto-produttori (anche tramite aggregatori) e lo sviluppo regolamentato di *energy communities*

- Definito l'obiettivo di totale **liberalizzazione dei mercati *retail***, limitando la tutela soltanto ai clienti vulnerabili
- Promossa la **rimozione di elementi di distorsione di prezzi**, come *price cap*, verso un approccio di *level playing field* tra le fonti di generazione, introducendo responsabilità di sbilanciamento a tutti i produttori e rimuovendo la priorità di dispacciamento per le rinnovabili¹²
- Nel contesto di elevata generazione distribuita, evidenziata la **centralità dei distributori (DSO) e la necessità di evoluzione del loro ruolo** promuovendone l'efficienza e flessibilità
- Rafforzato ulteriormente il regime di ***unbundling* tra gestori di rete e le attività di mercato**
- Attribuzione all'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER) di nuove funzioni tra cui la supervisione dei mercati all'ingrosso dell'elettricità e la gestione delle infrastrutture transfrontaliere

Efficienza Energetica

- Le proposte relative all'efficienza energetica sono incluse nelle nuove direttive Efficienza Energetica (EED) e Prestazione Energetica degli Edifici (EPBD). Tra i principali contenuti proposti:
 - Definito l'obiettivo di **riduzione del 30% dei consumi energetici** (primari e finali) a livello UE
 - Esteso il **regime obbligatorio di risparmio annuo** (pari a 1,5% dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018) al periodo 2021-2030
 - Definiti requisiti per lo sviluppo e l'integrazione negli edifici commerciali/industriali delle infrastrutture necessarie per soddisfare la **mobilità alternativa** prevista dalla DAFI
 - Definito l'obbligo di stabilire una **roadmap di rinnovamento degli edifici** al 2050

Governance

- La revisione della **governance dell'Unione dell'Energia** si propone di coordinare ed integrare le strategie di politica energetica e climatica a livello Nazionale, Regionale e Comunitario. Secondo la proposta, **gli Stati Membri dovranno redigere dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima** con l'ambizione di presentare obiettivi e politiche nazionali per le 5 dimensioni già presentate nella comunicazione "Stato dell'Unione dell'Energia" della Commissione Europea¹³ (ovvero decarbonizzazione – incluse rinnovabili –, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività). Viene inoltre richiesta una **rendicontazione biennale dei Piani Nazionali** (*progress report*). La Commissione si riserva di indirizzare raccomandazioni e/o introdurre misure obbligatorie qualora il monitoraggio biennale si dimostri non sufficiente al raggiungimento dei target Comunitari vincolanti

¹² Possibili deroghe per progetti dimostrativi, i beneficiari di aiuti di Stato approvati dalla Commissione e impianti sotto i 500kW

¹³ "Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale, al Comitato delle Regioni e alla Banca Europea per gli investimenti", Bruxelles 01/02/2017

- Sulla base della proposta di regolamento, la prima bozza dei Piani Nazionali dovrebbe essere presentata entro la fine del 2017, la versione finale entro la fine del 2018¹⁴ (maggiori dettagli nel Capitolo Governance)

Il punto di partenza per l'Italia: sfide ed opportunità¹⁵

- Nel **2016**, in un contesto internazionale segnato da un rafforzamento dell'attività economica mondiale e da bassi prezzi delle materie prime, **l'Italia ha proseguito il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità ambientale, della riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra, dell'efficienza e della sicurezza del proprio sistema energetico.**
- **Le fonti rinnovabili hanno consolidato il proprio ruolo di primo piano nel sistema energetico nazionale** confermandosi una componente centrale dello sviluppo sostenibile del Paese, anche in termini di ricadute occupazionali. Si stima che nel 2016 le rinnovabili abbiano coperto il 17,5% dei consumi finali lordi di energia con un contributo particolarmente rilevante nel settore termico ed elettrico. In quest'ultimo settore, si valuta che alle attività di costruzione e installazione di nuovi impianti alimentati da rinnovabili siano corrisposte circa 15.500 Unità di Lavoro Annuali (ULA), mentre alle operazioni di gestione e manutenzione del complesso degli impianti rinnovabili elettrici in esercizio in Italia siano corrisposte circa 35.500 ULA, come più diffusamente discusso nel seguito.
- **È proseguito il miglioramento dell'efficienza energetica:** l'intensità energetica del PIL ha ripreso il suo trend di riduzione dopo la breve interruzione registrata nel 2015, raggiungendo un decremento complessivo pari al 4,3% rispetto al 2012.
- Tale miglioramento è frutto anche dei molti strumenti di promozione adottati (dalle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici, al nuovo Conto termico ai Certificati bianchi, alle misure di livello regionale e ai programmi comunitari nazionali e regionali) che hanno portato a rilevanti risparmi di energia e, conseguentemente, alla riduzione di emissioni inquinanti: complessivamente, nel periodo 2005-2016, si stima che con le misure per l'efficienza energetica siano stati risparmiati 10,7 milioni di tep all'anno di energia primaria e oltre 3,1 miliardi di euro di mancate importazioni che hanno alleggerito la bolletta energetica del paese.
- La progressiva incidenza delle rinnovabili e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla **riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere.** La quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (75,6%) ma più bassa di circa 7 punti percentuali rispetto al 2010.
- **Nel 2016, si contrae nuovamente la domanda di energia primaria ma crescono i consumi finali** (0,9% rispetto al 2015), con aumenti per gli usi non energetici (3,7%) e nel settore civile (1,5%). Nel

¹⁴ Le date potranno subire delle modifiche a seguito della revisione della direttiva sulla Governance

¹⁵ Dati provvisori per il 2016, fonte MiSE; rendicontazione secondo le regole del Bilancio Energetico Nazionale (diverse da metodologia Eurostat)

settore industriale, che nel complesso registra una diminuzione del -1,3%, aumenta però in modo sostanziale il ricorso al gas naturale (7,3%).

- Gli approvvigionamenti più importanti dall'estero sono costituiti da petrolio e prodotti raffinati, e gas. Le forniture provengono in maggioranza da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; a controbilanciare tale situazione sfavorevole vi è la forte diversificazione dei fornitori, avviata in tempi storici (Algeria, Libia, Iran, Russia) e continuata attivamente sino ad oggi (e.g., Azerbaijan, Qatar, USA, Canada)
- **Rimane un divario in termini di costi energetici che svantaggia il nostro Paese:** il differenziale fra i prezzi dei prodotti energetici in Italia e nell'Unione europea rimane positivo e si è arrestato il processo di convergenza iniziato qualche anno fa. Permane un significativo spread tra i prezzi pagati dalle imprese italiane per l'energia elettrica e uno più lieve (e in calo) per il gas acquistato dalle famiglie. Ciò è anche il risultato della maggiore pressione fiscale che nel nostro Paese colpisce i prodotti energetici: nel 2015, ultimo dato disponibile, ogni tep di energia utilizzata era gravata da una imposta di 369 euro, un valore superiore del 58% alla media europea
- In questo contesto, le sfide principali sono:
 - valorizzare il calo dei costi di alcune tecnologie a fonti rinnovabili e quindi dotarsi degli strumenti per **perseguirne la crescita contenendo gli oneri di sistema**, agendo anche e principalmente sui fattori abilitanti per l'ulteriore diffusione, come l'adeguamento delle reti e la semplificazione delle procedure. D'altra parte, la diffusione delle rinnovabili comporterà anche l'aumento della **generazione distribuita** e del ruolo del cosiddetto "prosumer" (produttore-consumatore), con la necessità di individuare strumenti di governo del fenomeno che assicurino insieme la sicurezza del sistema, la tutela dei consumatori e l'equa ripartizione degli oneri di rete e di sistema
 - Nel mondo dell'**efficienza energetica** aggredire il settore non-ETS indirizzando i risparmi necessari su **settore civile e trasporti e continuare a sollecitare l'innovazione nei settori produttivi, anche come leva per la competitività**
 - Garantire la **sicurezza**: l'aumento, negli ultimi anni, della penetrazione delle rinnovabili ha accentuato, nel settore elettrico, le esigenze di **adeguatezza e flessibilità**; d'altra parte, il gas costituisce fonte ancora essenziale per gli usi domestici e industriali, oltre che elettrico, e ciò impone una maggiore attenzione alla **diversificazione delle fonti** di approvvigionamento
 - **Nel settore petrolifero, in un contesto di graduale riduzione dei consumi**, la tutela del tessuto industriale sarà la **sfida principale**, anche per assicurare adeguata disponibilità di prodotti derivati e favorire, ove opportuno, la riconversione delle infrastrutture
- Queste **sfide** assumono maggiore **rilevanza** analizzando l'avanzamento del settore energetico rispetto agli obiettivi posti nella precedente **SEN, secondo alcuni sintetici indicatori**:
 - **Competitività**: dal punto di vista dei prezzi finali dell'**energia elettrica**, l'Italia mantiene ancora un **gap rispetto alla media UE** e in particolare rispetto alla Francia. Per quanto riguarda il costo del **gas**, sebbene si sia registrato un calo iniziale, persiste ancora **uno spread costante tra PSV e TTF**

- **Ambiente:** il raggiungimento anticipato dei tre target ambientali Clima-Energia 20-20-20 (a meno di rilevanti, improbabili incrementi dei consumi), penetrazione rinnovabili, efficienza energetica, ed emissioni di gas serra, sottolinea le buone prestazioni dell'Italia su questo tema
- **Sicurezza:** si è avviata la costruzione di un nuovo gasdotto di importazione, ma la capacità di rigassificazione non è stata incrementata, al netto dell'entrata in esercizio del rigassificatore OLT (Offshore GNL Toscana), che era comunque stato approvato in precedenza. Parallelamente, è **aumentata la dipendenza da un unico fornitore (Russia)** e non sono stati ancora definiti i **rinnovi dei contratti di gas algerino** in scadenza totale al 2019. Inoltre, è stato avviato lo sviluppo previsto di capacità di interconnessione della rete elettrica, ma i piani di sviluppo della rete non tenevano in considerazione ancora il decadimento della flotta generativa, che sta facendo emergere problemi di adeguatezza. È stato ulteriormente sviluppato il processo di digitalizzazione delle reti di distribuzione che pone le basi per l'avvio del percorso per abilitare la partecipazione attiva della domanda ai mercati
- **Crescita:** nonostante il forte impulso agli investimenti in rinnovabili ed efficienza energetica, in Italia non si sono sviluppate finora filiere industriali strutturate pienamente in grado di massimizzare le ricadute in termini di valore aggiunto sul territorio nazionale, pur con alcune aree di eccellenza. Le maggiori ricadute si sono avute nei settori dell'efficienza energetica, dell'elettronica di potenza dell'accumulo dell'energiae delle *smart grid*, di alcuni comparti della filiera rinnovabili, dell'autotrazione a gas naturale dei bio-combustibili di seconda generazione. Per supportare lo sviluppo nel settore industriale, è stato istituito un fondo per la crescita sostenibile diretto al rilancio della competitività del sistema produttivo compreso il settore energetico, e continua a essere operativo il fondo per la ricerca di sistema elettrico orientato allo sviluppo delle conoscenze e alla promozione di un sistema elettrico efficiente

3. Gli scenari europei e nazionali

Premessa

- Usualmente, gli scenari si classificano come base e di *policy*:
 - Gli scenari base proiettano l'andamento delle grandezze esaminate "congelando" le decisioni politiche a una certa data
 - Gli scenari di *policy* aiutano a individuare gli interventi necessari per raggiungere determinati obiettivi
- **La logica degli strumenti modellistici** consiste nel soddisfare la domanda di servizi energetici al **più basso costo**, tenendo conto dei vincoli di natura tecnica (e.g., rendimenti), fisica (e.g., disponibilità delle risorse), ambientale e politica (e.g., obiettivi di policy).
- **Gli scenari sono uno strumento di supporto alle decisioni.** Non sono previsioni, ma proiezioni di cosa accadrebbe in un certo orizzonte temporale assumendo determinate ipotesi (e.g., andamento delle variabili macroeconomiche, prezzi internazionali delle materie prime energetiche).
- Indubbiamente **la realtà sarà diversa rispetto alle proiezioni degli scenari**, in quanto l'andamento effettivo delle variabili si discosterà dalle ipotesi assunte; ciò richiede da un lato che **la strategia sia resiliente ai cambiamenti di scenario**, e dall'altro che le proiezioni siano aggiornate di continuo, anche per suggerire eventuali cambiamenti alle politiche e capacità di valorizzare l'avanzamento delle tecnologie.
- Tenendo conto di quanto detto sopra, sono stati analizzati gli **scenari proposti dalla Commissione europea** e sono stati sviluppati **uno scenario nazionale base e uno di policy "intermedio"**, ovvero che attua solo gli obiettivi minimi obbligatori stabiliti dalla bozza di provvedimenti approvati nel Clean Energy Package
- Lo **scenario di policy intermedio** ha fornito un primo set di indicazioni funzionali all'individuazione delle scelte politiche sviluppate per ogni settore e dunque - è utile ribadirlo - non rappresenta il punto di caduta della SEN, quanto quello di partenza sul quale sono stati stabiliti obiettivi più ambiziosi e sfidanti per il sistema energetico del Paese, quali, ad esempio, il phasing out dal carbone o l'incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili fino al 27%.

Scenari definiti a livello europeo

- Per l'ambito energia, clima e trasporti, la Commissione Europea utilizza prevalentemente uno strumento denominato **PRIMES per elaborare scenari sia a livello UE che per i singoli Stati**
- Il più recente aggiornamento dello **scenario base elaborato con PRIMES è lo EU Reference Scenario 2016**, che fornisce le proiezioni fino al 2050, fissando l'andamento nel periodo di variabili macroeconomiche ed energetiche e assumendo come ipotesi:
 - Il conseguimento dei target al 2020 in materia di gas serra e rinnovabili

- L'implementazione effettiva delle politiche europee e dei singoli Stati definite entro il 2014¹⁶

- A novembre 2016, in occasione della presentazione del *Clean Energy Package*, la **Commissione ha reso noti anche i risultati degli scenari di policy denominati EUCO**. Questi scenari sono basati anch'essi sul modello PRIMES e raggiungono gli obiettivi stabiliti per il 2030¹⁷. Più precisamente, fermi restando gli obiettivi in materia di gas serra e fonti rinnovabili indicati dal Consiglio europeo dell'ottobre 2014, sono stati resi noti i risultati in **diverse ipotesi di obiettivo efficienza energetica**, dato che il Consiglio europeo aveva stabilito un obiettivo indicativo del 27% a livello UE, prospettando la possibilità di incrementarlo al 30%. Sono state anche considerate ipotesi di obiettivi di efficienza energetica ancora più ambiziosi (fino al 40%). Tali scenari di *policy* sono denominati EUCO, con un suffisso numerico da 27 a 40, in ragione del supposto obiettivo di efficienza energetica
- Un limite degli **scenari europei** è che, pur sviluppati su impulso della Commissione, **non sono pienamente accessibili ai singoli Stati**, sebbene questi vengano consultati in fase di elaborazione. Ne consegue la difficoltà di produrre elaborazioni con ipotesi diverse, di esaminare criticamente i risultati ovvero di valutare gli effetti di specifiche politiche
- Altro elemento da mettere in luce riguarda **il prezzo della CO₂ e la relazione con l'obiettivo di efficienza energetica** ipotizzato. La figura 5 mostra il valore al 2030 del prezzo della CO₂ nei vari scenari¹⁸: si osserva che, rispetto alla situazione attuale (prezzo intorno ai 5 €/ton), il prezzo sale sensibilmente già nello scenario di riferimento, sale ancora (meno marcatamente) nello scenario EUCO27, ma poi decresce gradualmente nelle ipotesi di più ambiziose politiche di efficienza energetica, le quali fanno calare la domanda, e quindi il fabbisogno di diritti di emissione

	EU Ref 2016	EUCO 27	EUCO 30	EUCO 33	EUCO 35	EUCO 40
Prezzo CO ₂ 2030 (€ / ton)	34	42	27	27	20	14

Fonte: UE

Figura 5 - Andamento del prezzo della CO₂ negli scenari europei al 2030

- Nelle assunte ipotesi di sensibile aumento dei prezzi delle materie prime energetiche, questo effetto ha conseguenze sul mix di generazione elettrica, con **il carbone che mantiene sostanzialmente la stessa quota di produzione in ogni scenario, quota che invece diminuisce progressivamente per il gas**. Il rapporto fra i prezzi dei due combustibili, tenendo conto di quello della CO₂, resta il fattore dirimente. La crescita delle rinnovabili avverrebbe sostanzialmente spiazzando produzione a gas, dal momento che l'ETS non sarebbe in grado di determinare la minore convenienza del carbone

¹⁶EU Commission - DG Energy, DG Climate action, DG Mobility and transport: EU Reference Scenario 2016 - energy, transport and GHG emissions: trends to 2050

¹⁷EU Council – General Secretariat: Working Paper 1976/2016 REV 1: Revised technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios – Gennaio 2017

¹⁸Commission Staff Working Document (2016) 405 final

	EURef 2016	EUCO 27	EUCO 30	EUCO 33	EUCO 35	EUCO 40
Generazione elettrica lorda (TWh)	3.528	3.526	3.413	3.341	3.246	3.035
di cui carbone (%)	16,0	13,8	14,8	15,1	15,7	15,1
di cui prodotti petroliferi (%)	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
di cui gas naturale (%)	17,9	15,1	12,3	11,6	11,1	9,2
di cui nucleare (%)	22,0	22,0	22,5	22,8	23,1	22,8
di cui rinnovabile (%)	42,9	47,7	49,1	49,3	48,8	51,5

Fonte: UE

Figura 6 - Generazione elettrica in EU28 e relativo mix nei diversi scenari Comunitari al 2030

- Un altro aspetto da tener presente riguarda le esigenze di sicurezza e adeguatezza dei sistemi energetici nazionali. Sebbene si asserisca che i modelli europei siano in grado di simulare la capacità degli impianti di reagire a una elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, anche mediante condivisione tra gli Stati delle risorse di flessibilità, **non sono sufficientemente chiarite come evolvano, in ciascuno Stato, le necessità di sicurezza e adeguatezza, né quali siano le modalità per farvi fronte**
- Da ultimo, sebbene, i modelli europei sono presentati come idonei a descrivere l'Unione e i singoli Stati, considerando gli scambi che tra essi intercorrono, sono presenti alcuni dati che suggeriscono cautela. Ad esempio, in tutti gli scenari di policy (da EUCO27 a EUCO40) sebbene varino sensibilmente i mix dei diversi Stati Membri, il valore del saldo netto import/export per l'Italia di elettricità al 2030 **resta costante** e pari a 32 TWh

Prime ipotesi di scenari nazionali e indicazioni per successivi sviluppi

- La **necessità di disporre di consolidati strumenti di elaborazione degli scenari si è rafforzata alla luce della proposta di regolamento CE *governance*** (parte del *Clean Energy Package*), che prevede che ciascuno Stato Membro si doti di un Piano Clima Energia che stabilisca obiettivi e misure nazionali; il tutto sulla base di una analisi della situazione corrente e delle proiezioni con le esistenti politiche e misure, nonché degli effetti attesi da politiche e misure aggiuntive
- Per queste ragioni, si è provveduto a **sviluppare strumenti nazionali per l'elaborazione di scenari**, valorizzando e integrando le competenze disponibili presso diversi organismi pubblici specializzati in materia: ENEA, RSE, ISPRA, GSE, Politecnico di Milano e altri ancora hanno lavorato in collaborazione, con il coordinamento del Mise, coinvolgendo, per la messa a punto di alcune variabili e del relativo andamento temporale, numerosi organismi pubblici e privati, i due TSO del sistema elettrico e del sistema gas, il GME, l'Acquirente Unico.

Scenario base

- In una prima fase, è stato elaborato uno **scenario base nazionale**, di cui sono riportati maggiori dettagli e un confronto con lo scenario base europeo nell'Allegato I. A seguire si riportano alcuni risultati. Per confronto, sono riportati anche i risultati del modello europeo

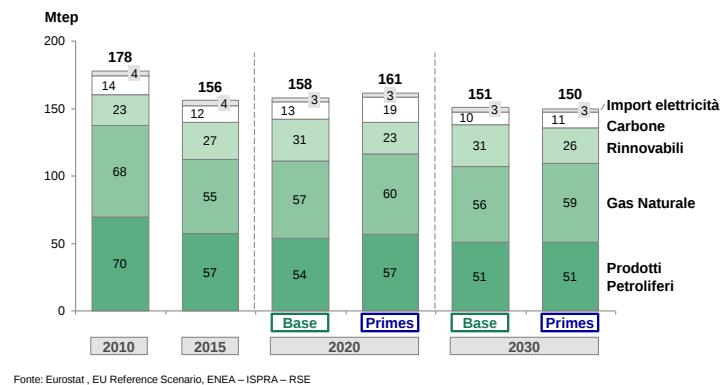


Figura 7 - Risultati scenario nazionale base: fonti per la copertura del fabbisogno di energia primaria

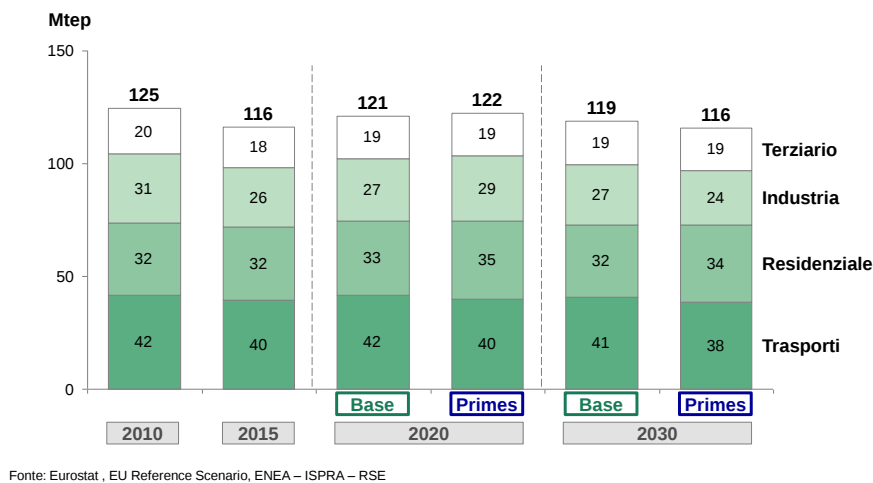


Figura 8 - Risultati scenario nazionale base: consumi energetici finali per settore

- In questo scenario, immaginando di trascinare le stesse regole di mercato attuali, il **prezzo dell'elettricità** (PUN, media pesata sulla domanda) **salirebbe al 2030 intorno a 80 €/MWh** (+80% circa rispetto a 2016), sostanzialmente per effetto degli incrementi, rispetto alla situazione attuale, del prezzo del gas e del prezzo della CO₂, con uno spread massimo tra zone intorno a 5 €/MWh (prezzi che scendono man mano che si va verso le zone meridionali). La simulazione è effettuata, come si diceva in precedenza, con le regole attuali basate sul prezzo marginale e non valorizza adeguatamente la riduzione, molto rilevante invece per le politiche attive, del costo medio di generazione che si avrebbe per effetto proprio delle energie rinnovabili. Non è superfluo rimarcare che questo incremento del prezzo dell'elettricità da fonte convenzionale, proprio in quanto dovuto all'incremento del prezzo del gas e della CO₂, non interesserebbe solo l'Italia ma, in misura dipendente dai vari mix, anche gli altri Paesi europei. Peraltro, l'incremento del prezzo dell'elettricità da fonte convenzionale comporterebbe un minore fabbisogno di sostegno alle rinnovabili e all'efficienza energetica, con conseguente riduzione dei relativi oneri a carico del sistema pubblico. Per quanto attiene alla competitività delle imprese che consumano energia, assunto come neutro l'incremento dei prezzi dei combustibili, si dovrebbe far fronte agli effetti dell'incremento della CO₂ con strumenti, previsti nelle regole europee, riguardanti il carbon leakage sia diretto che indiretto

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Riduzione % 2030/2005
Industria	46	38	41	37	33	33	-29%
Civile	87	88	71	72	69	68	-22%
Agricoltura-trattori	9	8	8	7	7	7	-25%
Trasporti	127	117	105	104	101	102	-20%
Agricoltura allevamenti	33	31	30	31	31	31	-7%
Rifiuti	24	21	17	15	13	12	-52%
Totale non- ETS	326	304	272	265	254	252	-23%
Totale ETS	253	205	158	156	148	136	-46%

Nota: il PRIMES perviene ai seguenti valori al 2030: non ETS: 244,6 Mt; ETS: 148,7 M
Fonte: ENEA – ISPRA – RSE

Figura 9 - Risultati scenario nazionale base: emissioni di gas serra ripartite tra settore ETS e non ETS in Mt ¹⁹

- Assunte per fondate le ipotesi di partenza (come si è detto, in buona parte di derivazione europea), **lo scenario nazionale base mostra un’evoluzione tendenziale confortante del grado di sostenibilità del sistema energetico: stabilizzazione dei consumi, incremento delle fonti rinnovabili in tutti i settori e riduzione delle emissioni di gas serra.** L’effetto di forte aumento del prezzo dell’energia convenzionale rispetto ai valori attuali richiede invece una riflessione sull’adeguatezza delle attuali regole di mercato a gestire la transizione in modo efficiente e sull’esigenza di valorizzare sul sistema dei prezzi l’elemento positivo dovuto invece alla riduzione del costo medio di generazione rinnovabile

Scenario di policy intermedio

- Oltre allo scenario base, è stato predisposto **un primo scenario di policy nazionale intermedio**, che prevede il raggiungimento dei soli obiettivi ritenuti obbligatori al 2030 dalla prima bozza del *Clean Energy Package*.
- In particolare, sono stati imposti esclusivamente il **raggiungimento dell’obiettivo di riduzione delle emissioni nel settore non ETS del 33%** che, secondo la proposta CE²⁰, sarebbe assegnato all’Italia, e il **raggiungimento dell’obiettivo previsto dalla proposta di direttiva sull’efficienza energetica**²¹: nuovi risparmi annui nel 2021-2030 pari a 1,5% dell’energia media consumata nel triennio 2016-2018 (escludendo il settore trasporti);

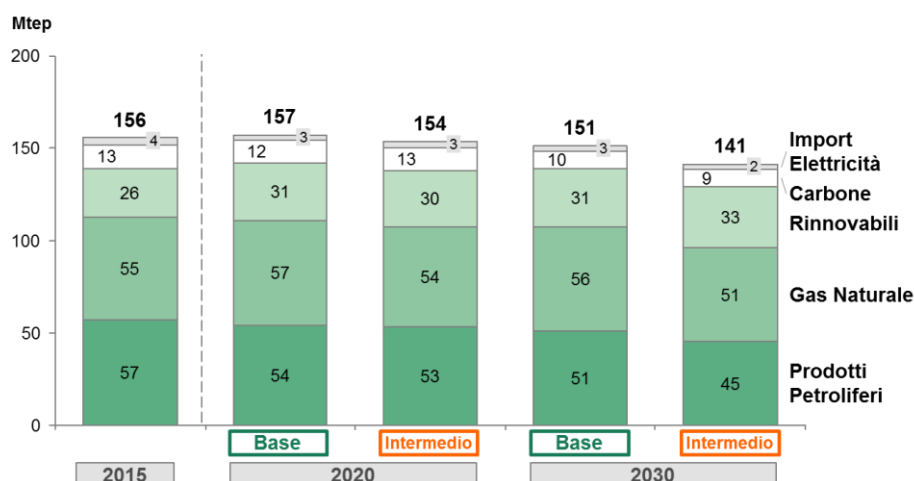
¹⁹Il dato 2015 è una proiezione del modello, il dato di consuntivo è riportato nel Capitolo 4

²⁰STW(2016) 247 e 248 final: Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio

²¹COM(2016) 761 final: Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica

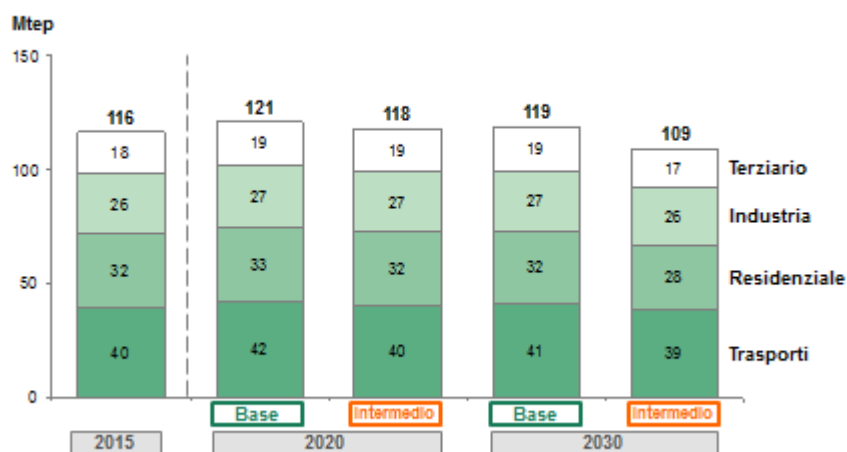
Principali risultati

- La riduzione dei consumi primari è guidata dalla **contrazione dei consumi di gas naturale e prodotti petroliferi**; il carbone, sebbene in maniera assoluta contribuisca marginalmente alla riduzione dei consumi totali, in maniera relativa è la fonte maggiormente in diminuzione
- La riduzione dei consumi finali è guidata dal **settore residenziale e terziario**



Fonte: Eurostat, EU Reference Scenario, ENEA – ISPRA – RSE

Figura 10 - Risultati scenario nazionale policy versus base: fonti per la copertura del fabbisogno di energia primaria



Fonte: Eurostat, EU Reference Scenario, ENEA – ISPRA – RSE

Figura 11 - Risultati scenario nazionale policy versus Base: consumi energetici finali per settore

Alcune considerazioni

- Un primo elemento riguarda la **percentuale di copertura con fonti rinnovabili dei consumi finali lordi**. Il raggiungimento degli obiettivi nei settori efficienza e non ETS è soddisfatto con un livello di penetrazione pari a circa il **24%**. Sebbene il raggiungimento di tale valore consentirebbe di adempiere agli impegni europei, l'Italia intende superare tale valore e **raggiungere una penetrazione minima del 27%**, come meglio dettagliato nel capitolo sulle fonti rinnovabili,

-
- Un secondo elemento che emerge è che nei settori coperti da ETS si registrerebbe una riduzione superiore rispetto a quella media richiesta a livello europeo (pari al -43% rispetto al 2005), mentre il raggiungimento dell'obiettivo non ETS risulterebbe essere assai problematico: ciò fa ritenere che, almeno per l'Italia, **la ripartizione del complessivo obiettivo di riduzione delle emissioni non sia equilibrata**, richiedendo una concentrazione degli sforzi aggiuntivi rispetto allo scenario base nel solo comparto non-ETS
- Emerge anche con sufficiente chiarezza la **scarsa incisività del meccanismo ETS quanto a spostamento verso combustibili a più basso tenore di carbonio**. Ciò comporta che nello scenario di policy intermedio si ottiene una riduzione dei combustibili petroliferi e solo una riduzione parziale del carbone.
- Inoltre **l'effetto combinato dell'obiettivo di riduzione dei consumi dell'1,5% all'anno con l'obiettivo -33% di riduzione emissioni nei settori non ETS obbliga a interventi talora diseconomici**: se, per un verso, questo secondo obiettivo potrebbe meglio sfruttare, ad esempio, il calo dei prezzi delle tecnologie delle fonti rinnovabili per ridurre le emissioni, l'obbligo di riduzione dei consumi rende necessario privilegiare interventi a volte più dispendiosi e non necessariamente con ritorno positivo in termini di rapporto tra spesa per l'intervento e valore dell'energia risparmiata
- Infine, lo scenario prevede ambiziosi obiettivi in termini di diffusione nei trasporti di combustibili alternativi. Ad esempio, al 2030 il GNL dovrebbe coprire all'incirca metà dei bunkeraggi navali e il 30% del trasporto merci pesanti (in termini di ton-km). Gli scenari di sviluppo del GNL nel settore trasporti sono identificati negli allegati al decreto legislativo n.257 del 2016 di recepimento della Direttiva DAFI.
- Oltre ai limiti già rappresentati e alle incertezze sugli esiti del *Clean Energy Package*, va segnalato che questo scenario soffre della **manca di informazioni sulle politiche attive che gli altri Stati membri adotteranno**, nonché delle conseguenze del dibattito in corso in alcuni Stati con i quali il nostro Paese ha interscambi energetici rilevanti. Ciò incide in special modo sulle proiezioni di import export, per le quali è sviluppato un focus in allegato 1.
- Dunque, il lavoro sugli scenari proseguirà, e anzi **dovrà divenire un'attività strutturata e continua, con un'organizzazione tecnica stabile incardinata presso gli organismi pubblici** con competenza in materia che già hanno lavorato a questa Strategia, svolta in stretto coordinamento con le amministrazioni pubbliche di riferimento. L'attività sarà finalizzata a fornire periodicamente proiezioni aggiornate, che tengano più compiutamente conto dell'integrazione del nostro Paese nel mercato unico europeo, dell'effettiva evoluzione delle tecnologie, delle misure introdotte e della relativa efficacia ed efficienza

Prossimi passi

- Lo **scenario di policy** sarà **definito** e consolidato **all'esito della consultazione pubblica** sul presente documento, dunque una volta che saranno definite le scelte complessive, tenendo anche conto delle valutazioni sul sistema degli obiettivi proposti. L'analisi di scenario andrà inoltre integrata con valutazioni di impatto socio-economico, allo scopo di esaminare gli effetti delle politiche sui settori produttivi e sulla relativa competitività

Capitolo 2– Approfondimento delle priorità di azione

1. Lo sviluppo delle rinnovabili

Il punto di partenza per l'Italia al 2015

- Negli ultimi anni in Italia si è osservata una **crescita importante delle fonti rinnovabili** in tutti i settori, con particolare enfasi nel mondo elettrico, che ha permesso al nostro Paese di raggiungere risultati eccellenti nella transizione verso un'energia pulita e sostenibile. Infatti, già nel 2015, raggiungendo una **penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali lordi di 17,5%²²**, è già stato superato l'obiettivo 20-20 (pari a 17% per l'anno 2020)
- Con questo risultato l'**Italia**, come evidenziato in Figura 12 - **Delta p.p. raggiungimento target penetrazione rinnovabili vs obiettivi 2020**, supera le altre maggiori economie europee, ancora lontane dal raggiungimento dei rispettivi target

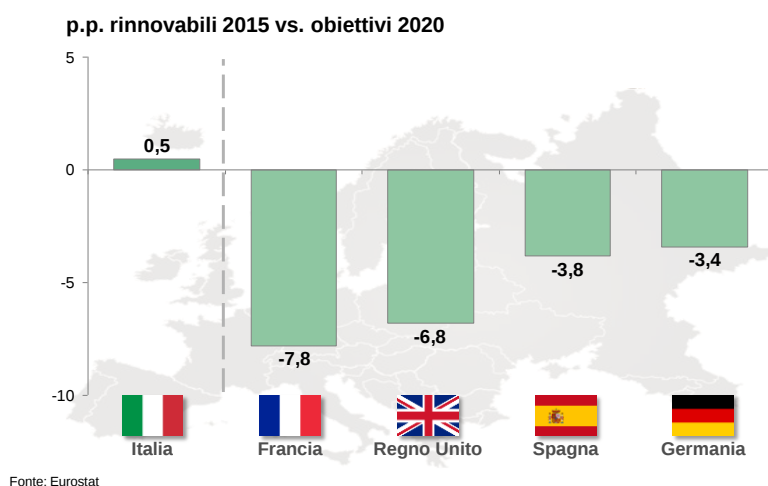


Figura 12 - Delta p.p. raggiungimento target penetrazione rinnovabili vs obiettivi 2020

- Nelle stime del MiSE, la penetrazione delle rinnovabili si è mantenuta pressoché stabile nel 2016, registrando un'incidenza di 17,6% sui consumi finali lordi
- Se confrontato con gli obiettivi della SEN 2013, il trend di crescita è in linea con l'obiettivo al 2020, fissato pari a 19 – 20%

Rinnovabili Elettriche

- Nel **settore elettrico**, le fonti rinnovabili, protagoniste di una fortissima crescita negli ultimi 10 anni, rappresentano oggi un'**infrastruttura già consolidata**, che potrà garantire il completamento della

²² Eurostat SHARES 2015 - Short Assessment of Renewable Energy Sources

transizione energetica se verrà ulteriormente potenziata nel rispetto dell'economicità, della sostenibilità territoriale e della sicurezza del sistema

- Nel 2015, come riportato in Figura 13 - **Contributo Fonti Rinnovabili alla produzione elettrica lorda per fonte (2010-2015)**, la penetrazione delle rinnovabili elettriche sui relativi consumi finali è stata pari al 33,5%²³, corrispondente a 109,7 TWh²⁴: il 2015 è in linea con l'obiettivo SEN 2013 pari a 35% - 38% ed è superiore all'obiettivo 2020 del pacchetto 20-20-20 di 100TWh²⁵

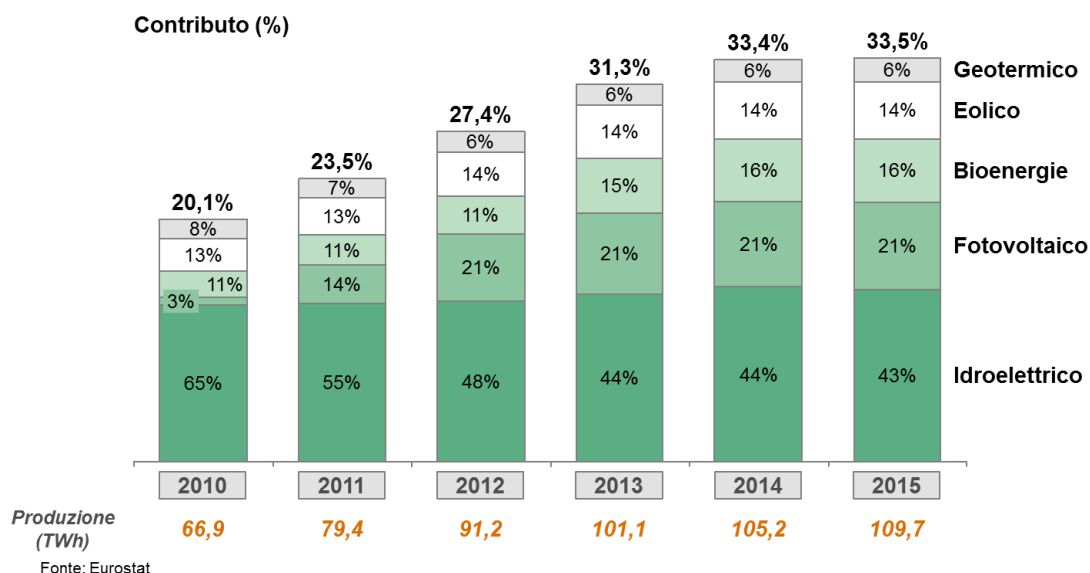


Figura 13 - Contributo Fonti Rinnovabili alla produzione elettrica lorda per fonte (2010-2015)

- Nel confronto con gli altri Paesi europei risulta evidente in **Italia il ruolo chiave delle rinnovabili nel comparto della generazione elettrica**; infatti, considerando la sola produzione elettrica domestica (i.e. escludendo il saldo netto import/ export) circa il 39% della generazione nazionale lorda di energia elettrica proviene da fonti rinnovabili, in Germania circa il 30%, nel Regno Unito il 26% e in Francia il 16% (Figura 14)

²³Eurostat SHARES 2015 - SHort Assessment of Renewable Energy Sources

²⁴Idroelettrico normalizzato ed esclusi i pompaggi; eolico normalizzato

²⁵Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile - 2013

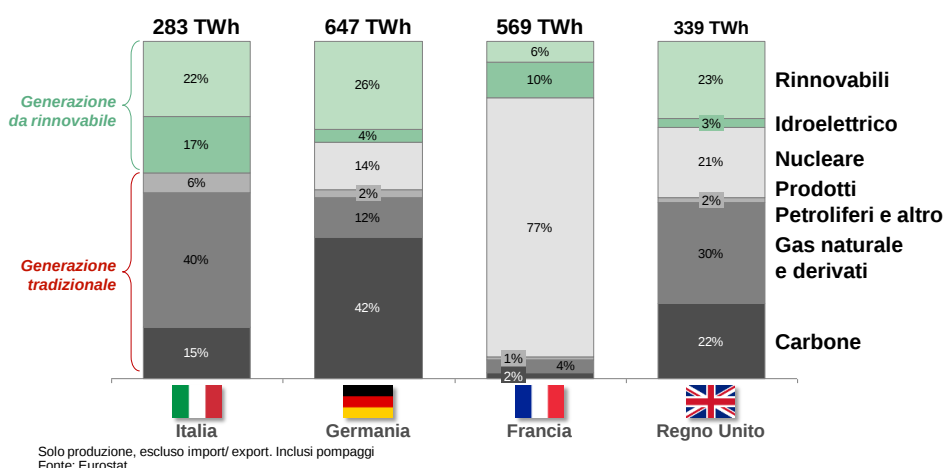


Figura 14 - Mix generativo elettrico per fonte – Dati 2015

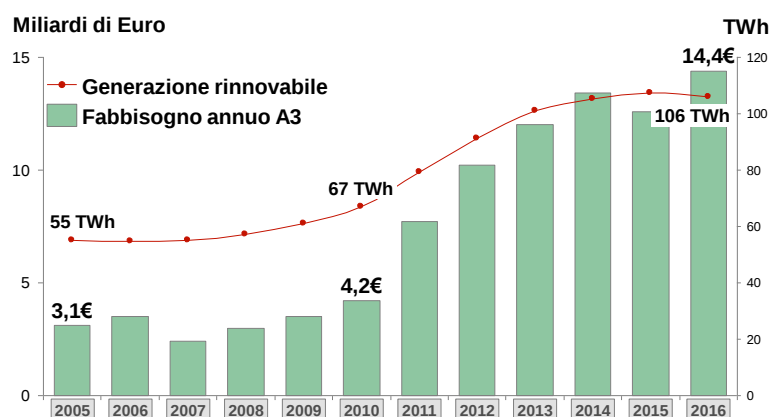
- Il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione di rinnovabili per il settore elettrico, è stato indubbiamente reso possibile grazie al ricorso a **meccanismi di incentivazione**, nel passato anche molto generosi, che **hanno causato un forte aumento degli oneri di sistema in bolletta**; limitati effetti si sono registrati ai fini dello sviluppo della filiera tecnologica delle rinnovabili, sebbene siano apprezzabili alcuni risultati in termini di componentistica e capacità realizzativa degli impianti.
- Dopo la riforma degli incentivi del 2012 e la cessazione dei Conti energia per il fotovoltaico, si è attraversato un momento di fisiologico rallentamento negli investimenti, poi ripresi a ritmi più sostenuti, dal momento che nel 2016 la potenza installata è cresciuta di circa 800 MW, prevalentemente eolico e fotovoltaico
- **La riduzione dei costi delle tecnologie da un lato e l'introduzione di più stringenti criteri di controllo della spesa per gli incentivi dall'altro** – previsti dalla SEN 2013 e introdotti a partire dal 2012²⁶ – **hanno portato ad un rallentamento del trend di crescita degli oneri in bolletta**: infatti la componente in bolletta relativa agli incentivi per le rinnovabili (componente A3²⁷, il cui andamento è riportato in Figura 15) ha raggiunto il proprio picco nel 2016²⁸, con un erogato di circa 14,4 Miliardi di Euro²⁹, e mostrerà una discesa negli anni a seguire

²⁶ Decreto interministeriale 6 luglio 2012 Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. (GU Serie Generale n.159 del 10-07-2012 - Suppl. Ordinario n. 143)

²⁷ Componente della bolletta elettrica per la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate

²⁸ Per il sovrapporsi, nel 2016, degli oneri per il ritiro di certificati verdi e incentivi spettanti in sostituzione dei certificati

²⁹ Proiezione GSE per il 2016, "Speciale Energia Rinnovabile 2013 – 2018", GSE



Fonte: GSE, Eurostat, Dati 2016 provvisori MiSE

Figura 15 - Evoluzione produzione FER-E e Spesa A3

- Nel medio-lungo periodo è prevista, agli attuali prezzi di mercato dell'elettricità e considerando anche gli impianti che hanno conseguito il diritto di accesso agli incentivi ma ancora non sono in esercizio, una **riduzione lieve della componente A3** fino al 2025 (Figura 16), che si accentua in modo più significativo solo negli anni successivi. La riduzione degli oneri, unitamente al calo dei costi delle tecnologie e alle possibilità di rendere più efficienti alcune filiere, prefigurano la possibilità di sostenere nuovi investimenti con meccanismi che non incidano in modo sostanziale sull'andamento della spesa

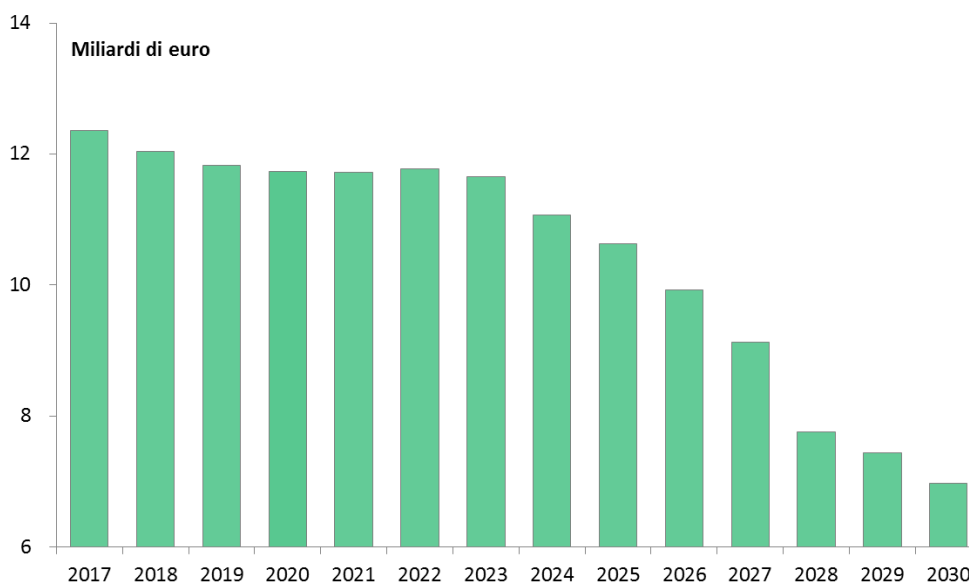


Figura 16 - Stima dell'evoluzione della Spesa A3 nel medio-lungo periodo

- Ribadito che **la crescita delle rinnovabili può e deve essere compatibile con le esigenze di contenimento dei costi in bolletta**, si vuole promuovere la consultazione su come si possa coniugare questo obiettivo definendo gli eventuali sistemi di sostegno nel rispetto delle regole sugli aiuti di Stato³⁰
- In questo contesto è utile analizzare l'andamento dei costi medi di alcune delle tecnologie (Figura 17): sembrerebbe che, nel volgere di qualche anno, non vi sia particolare necessità di incentivi alla produzione elettrica, eccezion fatta per le bioenergie. Bisogna, tuttavia, fare alcune considerazioni importanti per inquadrare correttamente il tema:

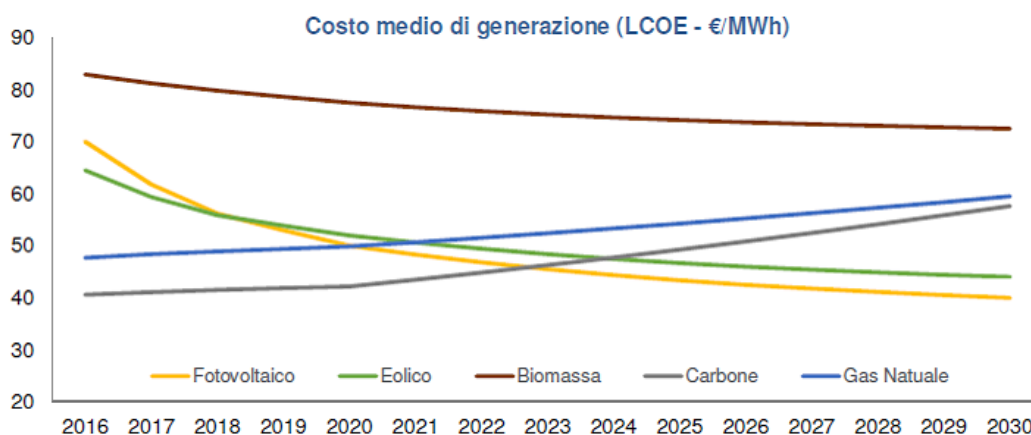


Figura 17 Evoluzione attesa del costo medio dell'elettricità (€/ MWh) di alcune tecnologie rinnovabili e non – Fonte: Assoelettrica – aprile 2017

- I costi di generazione di **impianti di grandi** dimensione da fonte **eolica** e **fotovoltaica** hanno manifestato un trend di riduzione che sta portando queste tecnologie verso la c.d. “market parity”. Ulteriori riduzioni di costo sono attese fino al 2030 e costituiscono la base per la completa integrazione nel mercato di tali tecnologie, anche sostenute da una riduzione dei costi amministrativi per questi impianti.
- Non è possibile fare un ragionamento dello stesso tipo per le **biomasse**, anche se di grandi dimensioni, che, al contrario di altre fonti rinnovabili, hanno costi largamente imputabili all'acquisto del combustibile, apparsi finora più difficilmente comprimibili. Anche per tale ragione permane un costo di generazione largamente superiore al prezzo di mercato e senza significativi margini di riduzione;
- I **costi degli impianti di grandi dimensioni** sono notevolmente **inferiori** rispetto a **quelli degli impianti più piccoli**. Infatti bisogna disaggregare il dato a livello di taglia dell'impianto per avere un quadro più veritiero; analizzando i costi in Figura 18 appare chiara l'esistenza di un **forte gap di costo tra impianti di taglie differenti**, che ci si può attendere in riduzione nei prossimi anni, ma che verosimilmente permarrà, in special modo per le bioenergie.

³⁰ Fino al 2020, le regole degli aiuti di Stato sono state definite con le linee guida di cui alla comunicazione della CE 2014/C 200/01

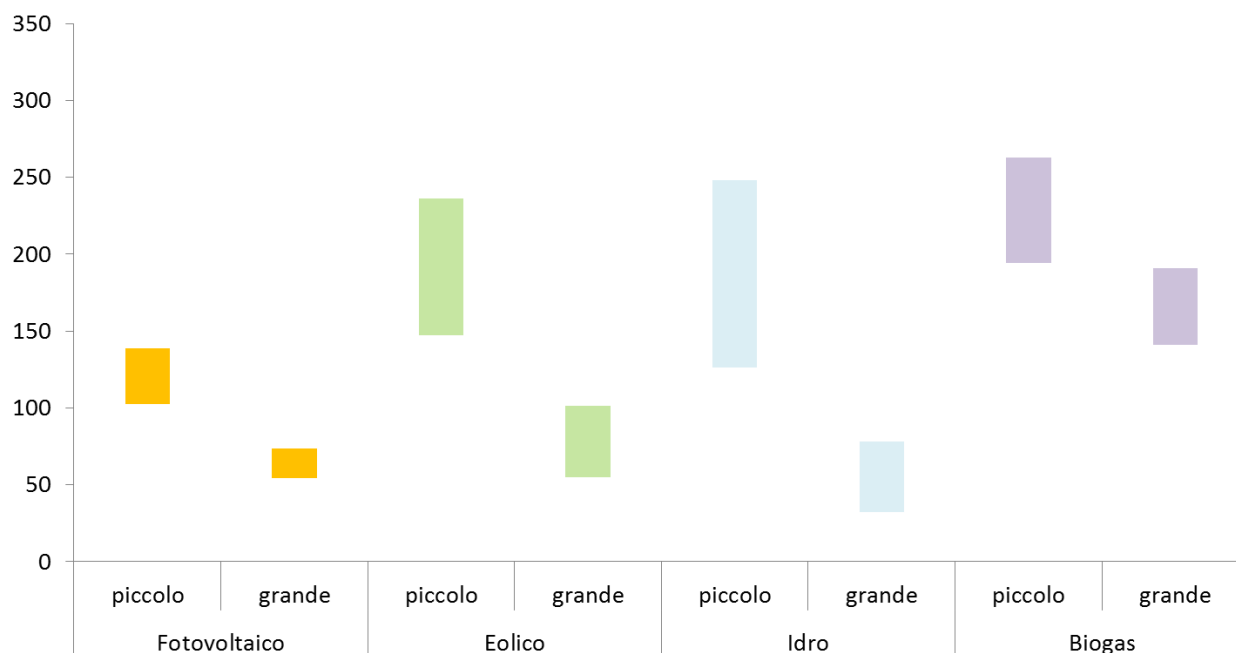


Figura 18 Costi di generazione (€/ MWh) tipici delle tecnologie per la produzione elettrica da fonti rinnovabili grandi e piccoli impianti

- Particolare attenzione meritano anche gli incrementi di produzione ottenibile a seguito di interventi di efficientamento e potenziamento degli impianti esistenti, che potrebbero aumentare la produzione a costi contenuti. Si tratta di un tema che, come sarà discusso meglio in seguito, riguarda soprattutto eolico e idroelettrico
- In termini di sostegno, attualmente sono disponibili le detrazioni fiscali per i piccoli impianti fotovoltaici asserviti agli edifici domestici, il superammortamento per soggetti titolari di reddito d'impresa e o reddito di lavoro autonomo, oltre a misure ormai storiche, tra le quali la priorità di dispacciamento, lo scambio sul posto e l'esenzione dal pagamento degli oneri per l'autoconsumo in talune configurazioni. Non sono più disponibili, se non per piccolissimi impianti diversi dai fotovoltaici, incentivi sulla produzione energetica per nuovi interventi, anche per intervenute regole europee sugli aiuti di Stato

Rinnovabili per uso riscaldamento e raffrescamento

- Nel **settore del riscaldamento e del raffrescamento**, l'Italia nel 2015 ha raggiunto una **penetrazione delle rinnovabili pari a 19,2%**³¹ (Figura 19), di cui le biomasse e le pompe di calore rappresentano la quasi totalità; anche questo valore è già in linea con gli obiettivi al 2020 presenti in SEN 2013, pari a circa 20%

³¹Eurostat SHARES 2015 - SHort Assessment of Renewable Energy Sources

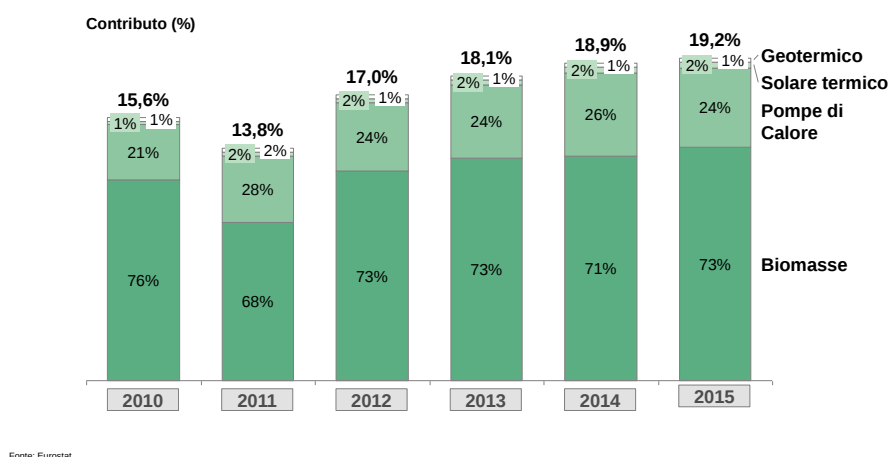


Figura 19 - Contributo ad obiettivo Rinnovabili Riscaldamento & Raffrescamento per fonte (2010-2015)

- Il raggiungimento dell'obiettivo delle rinnovabili per riscaldamento e raffrescamento è stato ottenuto principalmente grazie alle biomasse, il cui ampio utilizzo è favorito dai bassi costi rispetto ai combustibili di origine non rinnovabile, anche per il più vantaggioso trattamento fiscale (accise nulle e, sul pellet, IVA agevolata per molto tempo). **L'incentivazione ha invece giocato un ruolo minore**: nel 2014, la spesa per gli interventi di solare termico, pompe di calore (comprese quelle geotermiche per riscaldamento acqua) e caldaie a biomassa, per i quali si è usufruito delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica, è stata di circa 310 Milioni di Euro³²; nel 2015 la spesa per interventi della stessa natura per i quali è stata fatta richiesta di accesso al primo Conto Termico è stata di circa 25 Milioni di Euro³³. Lo scarso utilizzo del primo Conto Termico è da imputare ad alcuni fattori qui di seguito menzionati, che hanno evidenziato la necessità di semplificazione di tale strumento:
 - significativo effetto di parziale sovrapposizione con le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica, che risultano essere più vantaggiose per interventi sopra i 5.000 Euro e con modalità di accesso più conosciute e collaudate
 - insufficiente conoscenza dello strumento, che ha portato i consumatori ad utilizzare le più note detrazioni fiscali
- Sulla base di tali risultati e considerazioni, a inizio 2016 è stato introdotto il **nuovo Conto Termico**, regime che, come il precedente, è volto al sostegno di interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per incrementi dell'efficienza energetica, ed agisce ora in maniera più complementare con le detrazioni fiscali. Oltre all'introduzione di nuovi interventi per l'efficienza energetica, è stato ampliato il perimetro dei soggetti ammessi e aumentata la dimensione di impianti ammissibili. Inoltre è stata semplificata la procedura di accesso diretto e, in termini economici, è stato diminuito il tempo di erogazione degli incentivi (da 6 a 2 mesi) ed aumentato il limite per l'erogazione con unica rata (da 600

³² "Rapporto Annuale Efficienza Energetica", Enea – 2016

³³ "Relazione sul funzionamento del Conto Termico", GSE – dicembre 2015

Euro a 5.000 Euro). I primi risultati denotano un maggior successo rispetto al primo Conto Termico, con numero medio mensile di richieste di incentivo triplicato³⁴

Rinnovabili Trasporti

- Nel settore trasporti la **penetrazione delle fonti rinnovabili sui consumi finali**, calcolata con le modalità definite dalle direttive comunitarie vigenti, **è stata pari a 6,4%**³⁵ nel 2015; il dato è in **sensibile crescita** rispetto agli anni passati (Figura 20), è in linea con il PAN e in avvicinamento all'obiettivo 20-20-20 e a quello dichiarato in SEN 2013 (entrambi pari a 10%)

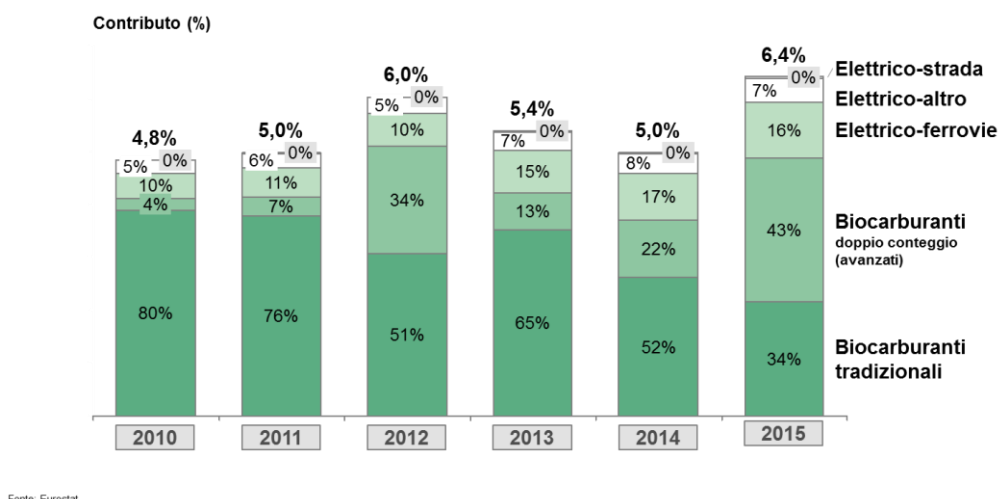


Figura 20 - Contributo ad obiettivo Rinnovabili Trasporti per fonte (2010-2015)

- Il risultato del 2015 è stato in gran parte determinato dall'immissione al consumo di **biocarburanti**, principalmente in miscela con gasolio; i biocarburanti cosiddetti a doppio conteggio (ai quali, cioè, è riconosciuto il doppio dell'effettivo contenuto energetico)³⁶ hanno contribuito per il 43%, mentre quelli tradizionali per il 34%. La quota rimanente del 23% deriva dall'**utilizzo dell'energia elettrica nel settore trasporti**: 16% trasporto ferroviario (applicando il moltiplicatore 2,5x), 0,5% trasporto su strada (applicando il moltiplicatore 5,0x), 6,5% altre modalità di trasporto
- Per raggiungere l'obiettivo 20-20-20 è vigente l'obbligo di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, crescente gradualmente fino al 2020. È stata definita una **curva di evoluzione dell'immissione al consumo di biocarburanti**, che prevede un innalzamento dell'obbligo dal valore di 5,0% fissato per il 2015 fino al 10% nel 2020

³⁴ Rapporto attività GSE 2016, marzo 2017

³⁵ Eurostat SHARES 2015 - SHort Assessment of Renewable Energy Sources

³⁶ Biocarburanti prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti (articolo 33, commi 5 e seguenti, decreto legislativo 28/2011), la cui utilizzabilità per il doppio conteggio sarà possibile fino al giugno 2018. Successivamente, il doppio conteggio sarà possibile solo per biocarburanti prodotti a partire dalle sostanze indicate nella Direttiva 2016/0382 – Annex IX

- Infine, il **recepimento della DAFI**³⁷ offrirà la possibilità di incrementare l'elettricità (quindi, anche da rinnovabili) nei trasporti e di valorizzare maggiormente l'utilizzo del biometano (lo schema di nuovo DM biometano è stato notificato alla CE a maggio 2017), prevedendo in particolare:
 - Una crescita dei punti di ricarica per veicoli elettrici dagli attuali 2.900 circa a 6.500 – 19.000 nel 2020³⁸ (si veda Figura 21)
 - Una crescita dei punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030
 - Una crescita dei punti vendita eroganti GNL dalle poche unità di oggi a circa 800 nel 2030

	2015 – 2016	2017 – 2018	2019 – 2020	Target 2020
Stazioni Rifornimento Autostradale (ricarica veloce)	+ 150	+ 150	+ 200	4.500 - 13.000 punti di ricarica lenta/accelerata
Stazioni Rifornimento Stradali	+ 150	+ 200	+ 1.400	2.000 - 6.000 stazioni di ricarica veloce
Stazioni in poli attrattori di traffico	+ 150	+ 200	+ 1.400	

Fonte: PNire

Figura 21 - Ipotesi evoluzione infrastrutture per Punti di Ricarica Elettrica

³⁷ DL 16 dicembre 2016, n 257

³⁸ "Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad Energia Elettrica", Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - 2015

La declinazione degli obiettivi di incremento delle fonti rinnovabili al 2030

- Obiettivo della SEN 2017 è quello di tracciare un **percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili**, garantendo sicurezza e stabilità agli investitori, assicurando la loro piena integrazione nel sistema, valorizzando le infrastrutture e gli asset esistenti e puntando sull'innovazione tecnologica, di processo e di *governance*
- Come già anticipato, si propone di puntare ad una penetrazione minima di rinnovabili del **27% sui consumi lordi finali al 2030**. Questo obiettivo si declina in 48% - 50% di penetrazione per le rinnovabili Elettriche, 28-30% per rinnovabili Riscaldamento e Raffrescamento e 17-19% per rinnovabili Trasporti
- Si tratta di un **obiettivo** particolarmente **ambizioso**, superiore anche **rispetto a quanto richiesto dai parametri europei: si ricorda come** lo scenario di policy intermedio identificasse nel 24% il livello necessario per raggiungere i target europei vincolanti³⁹. D'altronde, anche applicando i medesimi criteri utilizzati per fissare gli obiettivi vincolanti al 2020 (Direttiva 2009/28/CE), per l'Italia si perverrebbe a un target del 25% al 2030.
- L'obiettivo che si propone è definito come un livello minimo da raggiungere attraverso politiche allocative, e non deve essere inteso come tetto alle possibilità di sviluppo; anzi, si è persuasi che il raggiungimento di una condizione di maturità economica, oltre che tecnica, del settore potrà portare la crescita a livelli anche superiori. L'obiettivo è quindi definito come parte di una più complessiva politica per la sostenibilità, che comprende in primis anche l'efficienza energetica, e che punta alla decarbonizzazione della produzione in modo combinato alle altre politiche attive di pari importanza e con una gradualità verso il 2050.
- Le attuali forme di sostegno/ incentivazione dovranno essere riviste e gradualmente trasformate in **meccanismi abilitanti dell'integrazione** delle rinnovabili nel mercato, in modo che queste acquisiscano **indipendenza nel contribuire agli obiettivi ambientali**.

Le iniziative principali declinate per rinnovabili Elettriche

- Nel settore elettrico, il significativo **potenziale residuo** tecnicamente ed economicamente sfruttabile e **la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione - secondo il modello assunto dallo scenario e secondo anche gli scenari EUCO dovrebbe più che raddoppiare entro il 2030**. Sempre nello stesso orizzonte temporale è proiettata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica ed idroelettrica e una sostanziale stabilità delle bio-energie, al netto dei bioliquidi, per cui è attesa una graduale fuoriuscita a fine incentivo.

³⁹ Si tratta dei target vincolanti su settori non ETS ed efficienza, mentre che sulle fonti rinnovabili non vi è un obiettivo vincolante già prestabilito per ogni Stato Membro

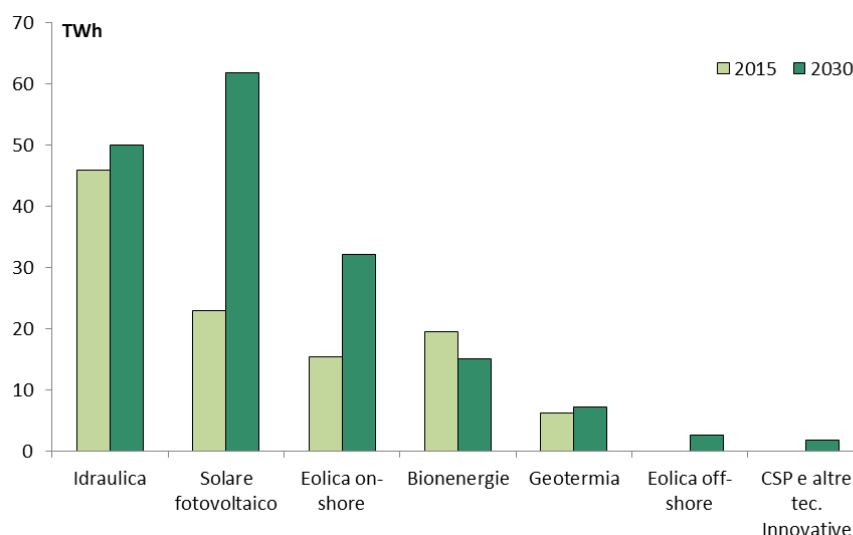


Figura 22: incremento della produzione rinnovabile 2015-2030 (TWh)

- La diffusione di queste tecnologie, ma soprattutto del **fotovoltaico** (che ha il più rilevante potenziale residuo), potrà essere ancora maggiore in presenza di politiche territoriali fortemente orientate all'inserimento di tali insediamenti produttivi e di **processi autorizzativi e amministrativi** che facilitino le scelte di investimento. Data la raggiunta maturità economica, il livello di sviluppo dipenderà quindi più dal grado di accettazione e di condivisione della politica di crescita del settore, e dalla conseguente adozione di misure e metodi di valutazione dei progetti di impianti coerenti con questa politica, che dagli incentivi pubblici in senso stretto (economici).
- La **coesione tra i vari livelli di Governo e tra i cittadini** deve riguardare non solo il target (quante rinnovabili) ma anche come, dove e con quali regole far sviluppare il settore, tenendo conto delle specificità dei territori, anche con riferimento ai potenziali sfruttabili e ai vincoli derivanti da peculiari conformazioni morfologiche e da specifiche esigenze ambientali
- La crescita molto forte del settore richiede l'accelerazione delle misure che mirino innanzitutto alla loro **integrazione nel sistema elettrico** e nell'insieme delle regole che lo compongono. Considerato quanto già detto sulla disponibilità di tecnologie vicine alla market parity, o comunque con costi in diminuzione, va rimarcato ancora una volta come la nuova sfida per una completa integrazione nel sistema elettrico di queste fonti si sposterà dagli incentivi sulla produzione agli investimenti sulle infrastrutture di rete che dovranno svilupparsi in tempi congrui a garantire adeguatezza e flessibilità al nuovo assetto (temi trattati nel capitolo sulla sicurezza energetica). A completamento di ciò, andranno, inoltre, definite nuove regole per l'integrazione nel mercato elettrico.
- Le **proiezioni di sviluppo** potranno essere anche superate se, grazie all'efficienza degli operatori, all'innovazione di componenti e sistemi e all'ammodernamento delle reti, gli assetti impiantistici saranno meglio integrabili nel sistema elettrico e non manifesteranno particolari esigenze di sostegno tariffario.
- A queste condizioni, non è irragionevole attendersi una crescita anche **oltre il 50%**, avviando un processo virtuoso nel quale le rinnovabili potranno concorrere in modo sempre più incisivo non solo agli obiettivi ambientali, ma anche alla competitività e alla sicurezza, in un contesto di coesione e stabilità di regole.

- Gli eventuali **strumenti di sostegno** per particolari tecnologie dovranno essere coerenti con le regole europee sugli **Aiuti di Stato** e evitare distorsioni sul mercato dell'energia elettrica e vantaggi sproporzionati rispetto a quanto necessario. Il corretto dimensionamento degli incentivi da questo punto di vista è la migliore garanzia per operare in un clima di stabilità normativa. Nel periodo da qui al 2020 saranno gradualmente introdotti i nuovi strumenti di sostegno, in un'ottica di accompagnamento alla market parity e comunque estendendo il sistema delle aste competitive, utili a promuovere la progressiva riduzione dei costi

Tecnologie mature – grandi impianti

- Per i nuovi **impianti di grande taglia**, se da un lato **persiste ancora la necessità di dare strumenti che favoriscano la finanziabilità degli investimenti**, dall'altro lato, risulta opportuno far evolvere i sistemi di sostegno da incentivazioni dirette sulla produzione a fattori abilitanti l'attività di produzione
- In quest'ottica verranno identificate e predisposte, almeno in una fase di breve-medio termine fino al 2020, delle **misure di sostegno / accompagnamento**. In proposito, l'orientamento è di adottare meccanismi di gara competitiva, eliminando eventuali “floor price” ed adottando comunque un approccio di neutralità tra tecnologie con strutture e livelli di costi affini:
 - **Contratti per differenza**, come quelli introdotti dal 2012, basati sul valore complessivo del ricavo atteso e del premio, ma a due vie (ovvero con restituzione da parte del produttore qualora il prezzo dell'energia salga sopra la tariffa aggiudicata) con l'obiettivo di dare maggiore certezza agli operatori e lasciare il rischio fluttuazione prezzi in capo al sistema; oppure
 - **Contratti con “premio”** sull'elettricità prodotta immessa in rete, che lascia il rischio di mercato in capo agli operatori e dà maggiore certezza al sistema
- Nel contempo sarà possibile introdurre strumenti per favorire la compravendita dell'energia verde mediante **contratti di lungo termine**. Sebbene oggi non ancora utilizzato, tale strumento acquisterà importanza crescente con il calo dei costi delle tecnologie e **dovrà sostituire i meccanismi tariffari di stabilizzazione del prezzo** nel medio- lungo termine a partire dal 2020. In proposito si rimanda al capitolo sul mercato elettrico.
- Si possono inoltre ipotizzare, in prospettiva, contratti per l'attribuzione di un **contributo in equity sull'investimento**, tenuto conto della struttura dei costi che presentano questi investimenti e della attesa riduzione dei costi fissi, senza alcun ulteriore intervento sul valore dell'energia e dunque con minori distorsioni nel mercato. La misura potrebbe essere applicata anche solo a segmenti “ad hoc” (piccoli impianti o repowering eolico) con auspicabile confluenza di risorse regionali o comunitarie. Il sostegno richiederebbe garanzie idonee ad assicurare l'effettivo esercizio dell'impianto per un adeguato periodo
- **Per i nuovi impianti a bionergie di media e grande taglia**, come detto caratterizzati da costi di generazione elevati, da costi variabili elevati e connessi ai prezzi delle materie prime per l'intera vita tecnica, nonché per i significativi problemi di emissioni inquinanti, si ritiene che non debbano più essere previste forme di sostegno tariffario

Mantenimento e incremento di efficienza delle produzioni esistenti

- Il raggiungimento degli obiettivi ambientali 2030 e l'interesse complessivo di incremento delle fonti rinnovabili anche ai fini della sicurezza e del contenimento dei prezzi dell'energia, presuppongono non solo di stimolare nuova produzione, ma anche e soprattutto di non perdere quella esistente, e anzi, laddove possibile, di incrementarne l'efficienza -. Sotto questo profilo si pongono nel breve termine i temi relativi al repowering dell'eolico e ai meccanismi d'asta delle concessioni dell'idroelettrico
- Nel caso **dell'eolico**, si stima che entro il 2030 giungeranno a fine vita utile e a fine incentivazione circa 8 GW di impianti. Esiste la chiara opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering su questi siti per continuare la produzione con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti ed utilizzati e limitando l'impatto sul consumo del suolo. Il repowering dei siti eolici esistenti potrà contribuire ad un aumento netto della producibilità di circa il 15% a parità di potenza
- La realizzazione in tempi adeguati di questo processo per il mantenimento in produzione e la **riqualificazione dei siti richiede procedure autorizzative coerenti con l'obiettivo**, semplificate in particolare per le valutazioni di tipo ambientale. Un primo passo in questa direzione è stato compiuto nel con il recentissimo schema di decreto legislativo di attuazione della Direttiva 2014/52/UE concernente la VIA di progetti pubblici e privati che introduce la possibilità di richiedere all'autorità competente un pre-screening, ovvero una valutazione preliminare del progetto, che potrà essere utile anche ai fini degli adeguamenti tecnici necessari per migliorare le prestazioni ambientali dei progetti. Un accordo con gli enti territoriali e con gli enti locali può condividere obiettivi e metodi di valutazione dei progetti, tenendo conto del necessario contributo regionale per gli obiettivi 2030
- Per abilitare il **repowering dei siti eolici** non si ritiene necessario il ricorso a premi economici sull'energia prodotta quanto, come si diceva, un'ulteriore effettiva semplificazione autorizzativa. Sotto il profilo degli incentivi, peraltro, la maggior parte degli impianti eolici in discussione non ha aderito alle misure del cosiddetto "spalma incentivi volontario"; motivo che impedirebbe comunque un ulteriore incentivo a carico delle tariffe per il medesimo sito. Un'ipotesi più efficiente e meno discorsiva sarebbe eventualmente costituita da un contributo pubblico sul costo dell'investimento, secondo le regole sugli Aiuti di Stato.
- Nel caso del **grande idroelettrico**, è indubbio che si tratta di una risorsa in larga parte già sfruttata ma di grande livello strategico nella politica al 2030 e poi al 2050. Il valore di questa risorsa non risiede solo nella pur notevole potenza installata, ma anche nella particolare flessibilità e continuità di esercizio, necessaria per la sicurezza delle reti e per i servizi di bilanciamento.
- Il settore soffre oggi di una forte incertezza normativa connessa alla **revisione della disciplina sulle gare ad evidenza pubblica** per l'attribuzione delle concessioni, oggetto di una procedura in corso con la Commissione Europea. L'Italia ha sollevato in sede europea il tema di una revisione coordinata delle regole, in modo da offrire un level playing field agli operatori dei vari Paesi; la normativa su meccanismi d'asta delle concessioni dovrà prevedere una fase transitoria per avviare le procedure competitive e per consentire l'attuazione degli interventi di efficientamento degli impianti; anche le procedure di gara dovranno incentrarsi sulla riqualificazione degli impianti al fine di assicurare la capacità utile di invaso e aumentarne la producibilità. Ulteriore obiettivo sarà quello di definire un quadro il più possibile coordinato

nell'approccio agli altri Paesi europei. e definire una regolamentazione chiara e coordinata sul regime dei beni e sui criteri di valorizzazione e subentro, compresi i canoni, che costituiscano garanzie per gli investitori (sia entranti sia uscenti).

- Poiché si tratta di impianti con **elevata anzianità di esercizio**, per poter avere un contributo in termini di produzione aggiuntiva per il 2030 si ritiene possibile definire, con l'accordo delle Regioni, regole che consentano di avviare rapidamente **nuovi investimenti per evitare il deterioramento** del parco installato e contrastare la perdita di producibilità, legata soprattutto all'andamento dell'idraulicità ma anche al rallentamento degli interventi necessari. In tal senso, al fine di ridurre i tempi, si potrebbero individuare semplificazioni procedurali per detti interventi e, con riguardo alle nuove concessioni, per evitare duplicazioni di atti ovvero di valutazioni in materia ambientale e paesaggistica, le Regioni potrebbero definire forme di coordinamento tra i procedimenti per il rilascio di concessioni di derivazione d'acqua pubblica e i procedimenti di autorizzazione unica.
- Per quanto riguarda le **bio-energie già esistenti**, è opportuno segnalare come queste fonti **rappresentino una singolarità nel panorama delle rinnovabili**. Come già più volte rimarcato, a differenza delle altre, le bio-energie sono caratterizzate da alti costi variabili, imputabili soprattutto ai costi della materia prima, da cui deriva la richiesta di mantenimento di generosi incentivi anche dopo l'ammortamento (argomento oggetto di una recente legge e di una imminente notifica alla Commissione Europea). Il settore dunque esprime una richiesta di incentivo pubblico costante e apparentemente non riducibile, nemmeno nei casi in cui la materia prima dovrebbe provenire da un'autoproduzione agricola. In ogni caso, al fine di ridurre il peso degli oneri di sistema in bolletta e di stimolare soluzioni che a tendere possano raggiungere la *market parity*, è necessario **ridimensionare le forme di incentivazione per le bio-energie esistenti**, poiché il costo variabile della materia prima non dà segnali di riduzione nel tempo, e anzi, probabilmente, si mantiene alto proprio a causa degli incentivi
- In questo contesto, anche in considerazione delle connessioni con il sistema agroforestale, **si mirerà a non perdere l'attuale quota di produzione** (eccetto i bioliquidi, per i quali il costo di sostegno è destinato sostanzialmente all'importazione degli olii), **tuttavia con strumenti più efficienti** di quelli recentemente introdotti per via legislativa, al fine di ridurre gli oneri di incentivazione, promuovere una concorrenza leale sul mercato delle materie prime (oggi alterata dal diverso livello di incentivazione, dipendente dal meccanismo di accesso di cui ha beneficiato ciascun impianto), assicurare il rispetto del principio della cascata e promuovere le filiere a minor impatto e che non sono in competizione con il mondo agricolo per l'uso del terreno, i.e. incentivando solo le bio-energie da scarti e residui agricoli o cittadini e, eventualmente, da prodotti di secondo raccolto

Impianti di piccola taglia

- **Per gli impianti di piccola taglia si ricorrerà**, in via preferenziale, alla promozione e abilitazione **dell'autoconsumo**. Quello dell'inserimento delle tecnologie rinnovabili in configurazioni di autoconsumo, anche complesse come i sistemi di distribuzione chiusi e le **energy communities**, è un tema centrale nel disegno del nuovo sistema elettrico. Il tema di realizzare e incentivare le fonti rinnovabili in tali configurazioni attraverso incentivi impliciti ovvero espliciti è oggetto di un approfondimento ad hoc nel capitolo sul mercato elettrico.

- Altre **forme di incentivazione diretta per i piccoli impianti, analoghe a quelle utilizzate sinora, dovranno divenire gradualmente residuali** e, in ogni caso, essere applicate con meccanismi di effettivo stimolo alla riduzione dei costi, in modo che gli incentivi riflettano costi efficienti
- **In particolare per il settore delle bioenergie**, come detto caratterizzato da costi di generazione elevati e connessi ai prezzi delle materie prime, **nuove forme di incentivazione tariffaria dovranno essere tendenzialmente limitate solo per gli impianti di piccolissima taglia** (in Germania, ad esempio, incentivi significativi sono limitati agli impianti fino a 70kW), idonei alla integrazione nella tipica struttura agricola del nostro Paese, in assetti che premiano l'efficacia e l'efficienza e che, comunque, rispettino il principio della "cascata". Andrà in ogni caso valutato l'impatto sulla qualità dell'aria con un costante monitoraggio delle realizzazioni.

Nuove tecnologie e nuovi vettori energetici

- Per le **tecnologie innovative, quali il solare termodinamico, la geotermia ad emissioni zero, l'eolico offshore e il moto ondoso** potranno essere attivate - previo assenso della Commissione Europea - procedure competitive ad hoc - non tecnologicamente neutre - per meglio intercettare la struttura di costo, tipicamente differente da quella di tecnologie mature quali fotovoltaico ed eolico
- Potrà inoltre essere valutato l'utilizzo di strumenti diversi, quali il contributo all'investimento o l'utilizzo di **specifici fondi** per la **ricerca** e l'innovazione. In particolare, per il **solare termodinamico** andranno individuati gli strumenti più appropriati a superare le difficoltà che hanno finora rallentato la diffusione della tecnologia: nonostante infatti sin dal 2007 fossero previste remunerative tariffe ad hoc, gli impianti non sono stati realizzati a causa di fattori diversi, principalmente legati al rischio di bancabilità degli investimenti.
- In aggiunta è opportuno valutare le potenzialità del **biometano**, che sembra essere un'**alternativa efficiente per convertire biogas in energia**. Già oggi il biometano può contare su un potenziale di circa 2,5 miliardi di metri cubi, con un potenziale massimo teorico di crescita stimato al 2030 pari a 8 miliardi di metri cubi^{40,41}
- **Lo sviluppo del biometano consentirà di destinare almeno una parte del biogas usato per la produzione elettrica soprattutto ai trasporti, nel quale potrà sostituire biocarburanti di importazione senza oneri aggiuntivi per i consumatori**. Anche l'immissione del biometano nella rete gas per la generazione di energia elettrica all'interno di impianti CCGT può portare una serie di vantaggi al sistema elettrico italiano rispetto al semplice utilizzo di biogas in turbine tradizionali

⁴⁰ Il potenziale tiene conto di 2,7 miliardi di metri cubi di biometano proveniente dallo sfruttamento di 400 mila ettari (3% della SAU) da dedicare a colture di primo raccolto a scopo energetico, 2,7 miliardi di metri cubi di biometano provenienti da scarti di produzione agricola (per i quali si è ipotizzato al 2030 di avviare a digestione aerobica più della metà) e altri 2,7 miliardi di metri cubi di biometano provenienti da colture di integrazione su 650k – 700k ettari di campi (16% della SAU)

⁴¹ "Considerazioni sul potenziale del "biogas fatto bene" italiano ottenuto dalla digestione anaerobica di matrici agricole", Consorzio Italiano Biogas – Luglio 2016

- **Per il biometano immesso in rete si prevede l'utilizzo del sistema di Garanzie di Origine**, così come proposto dalla bozza del DM biometano notificato alla CE e forme di incentivazione che risulteranno comunque inferiori a quelle presenti per il biogas

Focus box: Fonti rinnovabili, consumo di suolo e tutela del paesaggio

- Facendo riferimento ai soli impianti di produzione, le fonti rinnovabili sono, per loro natura, a bassa densità di energia prodotta per unità di superficie necessaria: ciò comporta inevitabilmente la necessità di individuare criteri che ne consentano la diffusione in coerenza con le esigenze di contenimento del consumo di suolo e di tutela del paesaggio. Quanto a consumo, il problema si pone in particolare per il fotovoltaico, mentre l'eolico presenta prevalentemente questioni di compatibilità con il paesaggio.
- Per i grandi impianti fotovoltaici, occorre regolamentare la possibilità di realizzare impianti a terra, oggi limitata quando collocati in aree agricole, armonizzandola con gli obiettivi di contenimento dell'uso del suolo.
- Sulla base della legislazione attuale, gli impianti fotovoltaici, come peraltro gli altri impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole, salvaguardando però tradizioni agroalimentari locali, biodiversità, patrimonio culturale e paesaggio rurale. Tuttavia, agli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole non è consentito l'accesso agli incentivi statali (di cui al 28/2011).
- Si tratta di una norma introdotta a seguito dell'impetuosa crescita delle installazioni fotovoltaiche nell'ambito dei conti energia, che hanno determinato l'installazione di oltre 16.000 impianti con moduli a terra, per una potenza complessiva di circa 7500 MW, di cui 7000 MW di potenza superiore a 200 kW (e quindi verosimilmente collocati in buona parte su aree agricole), da cui discende che circa 150 km² classificati agricoli sono stati occupati da fotovoltaico.
- Dato il rilievo del fotovoltaico per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, e considerato che, in prospettiva, questa tecnologia ha il potenziale per una ancora più ampia diffusione, occorre individuare modalità di installazione coerenti con i parimenti rilevanti obiettivi di riduzione del consumo di suolo.
- D'altra parte, su questi ultimi obiettivi anche il Parlamento sta ponendo attenzione, con un disegno di legge che mira al contenimento del consumo del suolo (inteso come superficie agricola, naturale e seminaturale, soggetta a interventi di impermeabilizzazione). Il DDL prevede, tra l'altro, che sia definita la riduzione progressiva e vincolante del consumo di suolo e che, nell'ambito delle procedure ambientali, siano valutate alternative di localizzazione che non determinino consumo di suolo.
- Per altro verso, molte Regioni hanno in corso attività di censimento di terreni incolti e abbandonati, con l'obiettivo, tuttavia, di rilanciarne prioritariamente la valorizzazione agricola.
- Un possibile approccio consiste nello sfruttare prioritariamente le superficie di grandi edifici e di aree industriali dismesse, le superficie adiacenti alle grandi infrastrutture e alle aree produttive, e quelle già compromesse per preesistenti attività produttive.
- Solo successivamente, anche a seguito degli esiti dei provvedimenti nazionali e regionali di cui si è detto in precedenza, potranno essere circoscritti e regolati i casi in cui si potrà consentire l'utilizzo di terreni agricoli improduttivi a causa delle caratteristiche specifiche del suolo.
- Per la questione eolico e paesaggio, pare opportuno un aggiornamento delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio, approvate nel 2010, che consideri la tendenza verso aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti, per i quali si pone il tema di un adeguamento dei criteri di analisi dell'impatto e delle misure di mitigazione. Al contempo, occorre considerare anche i positivi effetti degli impianti a fonti rinnovabili, compresi gli eolici, in termini di riduzione dell'inquinamento e degli effetti sanitari, al fine di pervenire a una valutazione più complessiva degli effettivi impatti.
- Per quanto riguarda gli impianti eolici on-shore esistenti si ritiene che i progetti di repowering possano essere l'occasione per attenuare l'impatto di tali impianti, valorizzando il fatto che gli impianti esistenti sono tipicamente costituiti da aerogeneratori di qualche centinaia di kW che potrebbero essere sostituiti, a parità di potenza d'impianto e con incremento di producibilità, da macchine di potenza unitaria oltre tre volte maggiore, con conseguente riduzione del numero complessivo di aerogeneratori. A questo scopo, andranno condivisi con i Ministeri coinvolti e con le Regioni specifici criteri, al cui ricorrere l'intervento goda di procedure autorizzative accelerate, anche in termini di valutazione di impatto ambientale, da svolgere per differenza tra la situazione proposta e quella antecedente.

- Per quanto riguarda gli **impianti eolici off shore**, si ritiene necessario superare le criticità emerse in sede autorizzativa, che hanno finora bloccato lo sviluppo del settore, ed incentrate in particolare su problemi di tutela paesaggistica. La Presidenza del Consiglio dei Ministri ha istituito un gruppo di lavoro interministeriale al fine di individuare gli interventi, anche di tipo normativo, per la corretta localizzazione di detti impianti. Alcune strade possibili che si sono prospettate sono:
 - individuazione delle “aree marine non idonee” basata su criteri tecnici oggettivi che promuovano e garantiscano la coesistenza dei vari usi e attività nell’ambiente marino. Il modello è quello già vigente per gli impianti on shore e disciplinato dalle linee guida di cui al DM 10 settembre 2010.
 - indizione di gare pubbliche per potenze massime con impianti da installare in siti individuati a monte sulla base di studi tecnici svolti da un organismo pubblico. Si tratta di una procedura seguita in particolare in Francia e prevede una previa fase di consultazione con gli Enti Locali e la messa ad asta di una data potenza, già dotata dei necessari permessi, e relativo valore di incentivazione.

Le iniziative principali declinate per rinnovabili Riscaldamento & Raffrescamento

- Nel mondo delle rinnovabili Riscaldamento & Raffrescamento, lo sviluppo del settore deve tenere conto di un problema emergente di grande serietà dal punto di vista ambientale e degli effetti sanitari che genera, ossia gli **impatti emissivi⁴² degli impianti a biomasse solide**. Pertanto la sostituzione di impianti a fossile con impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando di introdurre limitazioni ad installazioni ex-novo nelle aree più interessate dal problema delle emissioni
- Parimenti, **andrà favorita la sostituzione di vecchi impianti a biomasse con altri più efficienti e meno emissivi**. Nel fare ciò, sarà necessario un confronto con la Commissione per evitare che, stando alle regole di conteggio attuali, l'efficienza dei nuovi impianti, riducendo la quantità di biomassa utilizzata, allontani paradossalmente l'Italia dal raggiungimento dei target
- Diversamente, le **pompe di calore elettriche e a gas**, considerato il loro alto rendimento⁴³, avranno un **crescente peso nel mix** termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore, nel quale potranno confrontarsi le diverse prestazioni e caratteristiche di pompe elettriche e a gas (le prime più complesse da integrare negli impianti, ma con la prestazione aggiuntiva del raffreddamento; le seconde con caratteristiche inverse)
- Lo sviluppo delle pompe di calore contribuirà al raggiungimento degli standard definiti nella Direttiva 2010/31/UE, dando ulteriore impulso all'edilizia a zero emissioni
- Andrà inoltre discussa con la Commissione Europea la possibilità di estendere nel conteggio delle rinnovabili anche l'apporto del raffreddamento, tenuto conto che in alcune regioni dei Paesi Mediterranei le esigenze di raffrescamento sono prevalenti
- Per accelerarne la diffusione, risulta opportuno, almeno in una prima fase, mantenere gli attuali strumenti di incentivazione
- **Il solare termico** invece, ritenuta una tecnologia matura, ha manifestato insufficiente capacità di riduzione dei costi e di innovazione tecnologica. E' dunque necessario uno sforzo, anche dei produttori e installatori, per assicurare a questa opzione un ruolo non marginale, anche alla luce delle opportunità offerte dalla normativa sulla quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti
- **Il teleriscaldamento ha ancora un margine di sviluppo** di circa 30%⁴⁴; dovranno essere valorizzate le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche.

⁴²Si ricorda che è stata avviata dalla Commissione Europea la seconda fase della procedura di infrazione contro l'Italia per l'inquinamento eccessivo da biossido d'azoto

⁴³Rendimento attuale indicativamente pari a 300 – 450% per le pompe di calore elettriche e 140% - 160% per le pompe di calore a gas versus 80% - 95% delle caldaie a gas standard e a pellet

⁴⁴"Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del Teleriscaldamento efficiente", GSE – dicembre 2015

- Il fabbisogno di riscaldamento in ambito residenziale è risultato fino ad oggi il fattore determinante per lo sviluppo del **teleriscaldamento**, che destina al settore residenziale il 64% dell'energia termica erogata complessivamente pari a circa 0,82 Mtep annui. Risulta tuttavia ancora da sfruttare un margine di incremento dell'energia termica distribuita tramite reti di teleriscaldamento, pari circa al 50%, che si stima essere economicamente vantaggioso^[1]. Al fine di sfruttare tale potenziale sarà fondamentale adeguare e potenziare gli strumenti oggi a disposizione per favorire la nuova costruzione e l'ampliamento delle infrastrutture per la distribuzione del calore in ambito urbano, in particolar modo ove i poli di produzione del calore siano prossimi ai siti di consumo.
- In quest'ottica, sarà confermata la riserva per le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento inclusa nel costituendo Fondo per l'Efficienza Energetica^[2] e saranno definite ulteriori misure di promozione, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102
- Infine, come fattore abilitante per lo sfruttamento del potenziale, si ritiene necessario portare rapidamente a termine il processo di attuazione dei compiti di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, conferiti all'Autorità dal citato decreto legislativo

Le iniziative principali declinate per rinnovabili Trasporti

- Nel contesto delle rinnovabili Trasporti è importante ribadire, come già definito nella precedente SEN, la necessità che i **biocarburanti** siano **prodotti in maniera sostenibile** senza creare impatti negativi sull'ambiente (e.g., disboscamenti) o sugli usi alimentari dei terreni
- Per questo motivo, a partire dal 2018 si esplorerà una **quota minima di biocarburanti avanzati** da immettere al consumo, che verrà incrementata di anno in anno⁴⁵. Inoltre, con il recepimento della direttiva 1513/2015 è stato introdotto un tetto massimo annuo di immissione al consumo di biocarburanti tradizionali
- Tale approccio verrà confermato per il periodo 2021-2030, come proposto dal *Clean Energy Package*, con dei limiti massimi annui di immissione al consumo di **biocarburanti di prima generazione**, e dei limiti minimi annui di immissione al consumo di biocarburanti di seconda e terza generazione
- Il **biometano avanzato**, prodotto principalmente da residui e scarti, rappresenta una soluzione percorribile per la produzione nazionale di biocombustibili avanzati. Il biometano immesso in rete ed utilizzato per i trasporti verrà incentivato tramite il rilascio al produttore di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 ottobre 2014 e alla bozza del DM biometano sottoposta a consultazione il 16 dicembre 2016 per la cui emanazione si attende l'esito della notifica alla Commissione Europea.

^[1] "Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del Teleriscaldamento efficiente", GSE – Novembre 2016

^[2] Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102 – articolo 15

⁴⁵ DM 10 ottobre 2014

- Atteso al 2030 un importante contributo anche dai **veicoli elettrici e PHEV**, che appaiono essere la **migliore soluzione per la mobilità urbana privata**. Ci si aspetta una particolare efficacia degli investimenti in questa tipologia di veicoli tra 5-7 anni, con una diffusione complessiva di quasi 5 milioni di veicoli al 2030
- Si ricorda che la metodologia per il calcolo delle fonti rinnovabili nel settore trasporti sarà rivista a seguito dell'emanazione e del recepimento della nuova direttiva RED

Effetti sull'occupazione del comparto rinnovabili

- La transizione energetica cui stiamo assistendo sta cambiando il settore energetico lungo tutta la filiera industriale con notevoli effetti sull'occupazione. Data la stretta relazione fra sicurezza energetica, crescita economica e occupazione e la volontà di assumere un ruolo di indirizzo nel facilitare gli investimenti energetici sicuri e sostenibili, si ritiene necessario porsi l'obiettivo di monitorare tali effetti e, quindi, guidare la specializzazione e la transizione occupazionale in questo ambito.
- Il tema ha forte rilevanza alla luce delle riflessioni sugli scenari di “phase-out” accelerato del carbone, che implicano l'esigenza di prevedere interventi a tutela dell'occupazione, dopo l'effettuazione degli interventi di bonifica, al fine di riqualificare la manodopera per altre attività lavorative.
- Nonostante il tema sia già oggetto di discussione a livello nazionale e internazionale, ancora non si è trovata una soluzione condivisa alle problematiche metodologiche connesse alla misurazione dei livelli occupazionali nel settore dell'energia, e, in particolare in quello delle nuove tecnologie energetiche. Risolvere questa questione di base consentirebbe di rispondere a molti interrogativi che sono emersi dalle interlocuzioni a livello internazionale.
- L'Italia, in qualità di presidenza di turno G7 nel 2017, ha posto il tema alla attenzione dei ministri dell'energia del G7 durante l'incontro di Roma in aprile. L'incontro è stato preceduto da un workshop sul tema (marzo 2017), al quale hanno partecipato gli esperti dei vari paesi interessati nonché delegati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia - AIE, dell'Agenzia Internazionale dell'energia Rinnovabile - IRENA e dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro - ILO (l'agenzia specializzata delle Nazioni Unite); è emerso come la disponibilità di dati affidabili sull'occupazione energetica sia di importanza essenziale per la lettura della competitività del settore stesso e per la valutazione dell'impatto socio-economico del processo di decarbonizzazione. A livello G7 si è deciso di continuare la collaborazione internazionale con riferimento alle seguenti attività:
 - a) scambio internazionale di dati e di buone pratiche nel settore delle statistiche dell'occupazione energetica con riferimento anche ai fabbisogni di professionalità specifiche;
 - b) migliorare i sistemi di raccolta dati e la definizione e la quantificazione dei lavori riferiti all'energia in tutti i settori dell'economia;

- c) stabilire una collaborazione fra autorità dei Paesi G7 e della UE con il supporto di AIE, IRENA e ILO al fine di sviluppare modelli che migliorino la comprensione delle filiere industriali, la domanda di mercato e le specifiche tecnologie e attività energetiche;
 - d) sviluppare dei data set che permettano di implementare politiche attive del lavoro e che consentano di valutare gli effetti occupazionali dei mutamenti delle politiche energetiche;
 - e) coordinare i programmi per lo sviluppo di competenze professionali specifiche e un relativo sistema di certificazione internazionale.
- In Italia, il Gestore dei Servizi energetici (GSE) è il soggetto incaricato dalla legge⁴⁶ di monitorare le ricadute economiche e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Per ottemperare al mandato normativo il GSE ha sviluppato un modello basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali ricavate dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), opportunamente integrate e affinate. Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio & manutenzione (O&M). L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcorn pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante.
 - La seguente tabella illustra i risultati ottenuti mediante l'applicazione del modello di calcolo sviluppato dal GSE al settore delle rinnovabili elettriche per gli anni dal 2011 al 2016. I risultati comprendono le ricadute economiche in termini di investimenti, spese di O&M e valore aggiunto e occupazionali in termini di Unità di Lavoro Annue (ULA).

FER-E	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
2011	14.087,3	2.210,8	7.288,9	98.454	23.489
2012	12.053,9	2.861,2	7.197,3	90.571	30.173
2013	3.671,0	3.246,1	3.674,7	28.581	33.744
2014	1.565,5	3.360,8	2.802,4	13.413	34.245
2015	1.666,0	3.457,4	2.933,1	15.106	34.803
2016*	1.705,5	3.587,1	2.976,2	15.275	35.492

* dati preliminari

Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche dal 2011 al 2016 (le valutazioni sul 2016 sono preliminari)

⁴⁶ D.lgs 3 marzo 2011 n. 28

- Nel periodo 2011-2016 gli investimenti in impianti per la produzione di energia elettrica da FER sono ammontati a circa 35 miliardi di euro. Le spese di esercizio e manutenzione sugli impianti esistenti sono cresciute costantemente negli anni fino a superare nel 2016 i 3,5 miliardi. Il valore aggiunto (VA) generato, ossia il contributo fornito dallo sviluppo delle FER elettriche alla formazione del PIL, ricalca il trend degli investimenti. La crescita del VA tra il 2014 e il 2016 è guidata dal peso crescente delle attività di O&M.
- Gli occupati stimati sono da intendersi in termini di Unità di Lavoro Annuali (ULA), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno; le stime consentono di valutare sia le ricadute permanenti, ossia gli addetti impiegati nelle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per tutta la durata del loro ciclo di vita, sia le ricadute temporanee, ossia gli addetti il cui impiego è temporalmente limitato e legato alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti.
- Le ricadute occupazionali sono inoltre distinte in dirette, riferite agli addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi, e indirette, riferite agli addetti nei settori fornitori della filiera analizzata sia a valle sia a monte. Le stime delle ricadute dirette e indirette sono da intendersi lorde, ossia conseguenti agli investimenti e alla produzione di energia nel settore delle rinnovabili; esse non prendono dunque in considerazione eventuali minori investimenti e produzione di energia relativamente alle fonti energetiche convenzionali.
- Tra il 2011 e il 2016 gli occupati temporanei generati hanno seguito il trend degli investimenti. Nel 2011 essi ammontavano a oltre 98.000 ULA mentre nel 2016 le ULA attivate sono state circa 15.000. Gli occupati permanenti sono costantemente cresciuti negli anni analizzati passando da poco più di 23.000 ULA nel 2011 a oltre 35.000 ULA nel 2016.

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O& M (mln €)	Valore Aggiunt o (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanent diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	602,2	949,3	962,6	4.264	11.807
Eolico	473,0	265,1	481,4	4.558	3.598
Idroelettrico	318,7	554,2	612,9	3.312	7.432
Biogas	76,0	496,9	432,2	782	6.438
Biomasse solide	230,7	621,3	318,2	2.316	3.458
Bioliquidi	5,0	647,4	128,7	44	2.062
Geotermoelettrico	0,0	52,8	40,3	0	697

Totale	1.705,6	3.587,1	2.976,2	15.275	35.492
---------------	----------------	----------------	----------------	---------------	---------------

Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2016 suddivisi per tecnologie (dati preliminari)

- Il GSE ha stimato che nel 2016 sono stati complessivamente investiti circa 1,7 miliardi di euro in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- Il nuovo valore aggiunto generato, ossia il contributo che le fonti rinnovabili impiegate per la generazione di energia elettrica hanno fornito alla formazione del PIL nel 2016, è stato complessivamente di quasi 3 miliardi di euro. La distribuzione del valore aggiunto tra le diverse tecnologie è influenzato da vari fattori in particolare dal numero di impianti in esercizio, dalla potenza installata e dal ruolo delle importazioni che non contribuiscono alla creazione di valore aggiunto per il Sistema Paese. Le attività di esercizio e manutenzione degli impianti sono quelle che hanno inciso maggiormente sulla creazione della ricchezza nazionale nel 2016.
- I risultati riguardanti le ricadute economiche ed occupazionali delle fonti rinnovabili per la produzione di energia termica e dell'efficienza energetica saranno pubblicati entro l'estate 2017.
- Un ulteriore tema su cui il GSE sta lavorando riguarda la stima degli effetti occupazionali netti della transizione energetica. Si tratta di valutare se, e di quanto, all'incremento occupazionale nei nuovi settori – per esempio le rinnovabili, l'efficienza energetica o le reti intelligenti – faccia fronte una diminuzione nei settori tradizionali – come il termoelettrico alimentato a fonti fossili, o il settore upstream. La valutazione degli effetti netti comprende, inoltre, la stima delle ricadute indotte, ossia degli impatti economici e occupazionali dovuti al maggiore (o minore) reddito generato nell'economia in virtù dello sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.
- La disponibilità di dati e informazioni sull'occupazione e sulle sue caratteristiche nell'attuale contesto energetico, inoltre, è fondamentale per individuare gli strumenti adeguati in grado di sostenere la transizione occupazionale verso i nuovi settori e per strutturare interventi di policy nel mercato del lavoro anche in ottica preventiva e anticipatoria. Da questo punto di vista è stato ampiamente dimostrato il valore delle analisi dei fabbisogni formativi degli occupati e dei profili professionali richiesti dal sistema produttivo. Conoscere in anticipo questi elementi renderebbe possibile costruire politiche in grado di allineare le competenze dei lavoratori ai fabbisogni delle imprese. Allo stesso tempo, il sistema educativo e formativo avrebbe delle basi certe da cui partire per aggiornare eventualmente la propria offerta e adeguarla alle esigenze formative emergenti.

- Il tema dell'occupazione energetica sarà inserito nel programma di lavoro dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE); esso sarà nell'agenda dei lavori delle riunioni ministeriali già a partire dalla fine del 2017 a conferma di quanto questa questione sia considerata rilevante nelle varie sedi a livello internazionale.

2. L'efficienza energetica

Il punto di partenza per l'Italia al 2015

- L'Italia presenta performance elevate in termini di efficienza energetica rispetto agli altri Paesi europei. L'intensità energetica in Italia è pari a circa 100 tep (tonnellata equivalente di petrolio) per milione di euro di PIL nel 2015, in leggero incremento rispetto al 2014 (+2,5%), ma comunque ben al di sotto della media UE 28 di 120 tep per milione di euro di PIL (cfr. Figura 23)

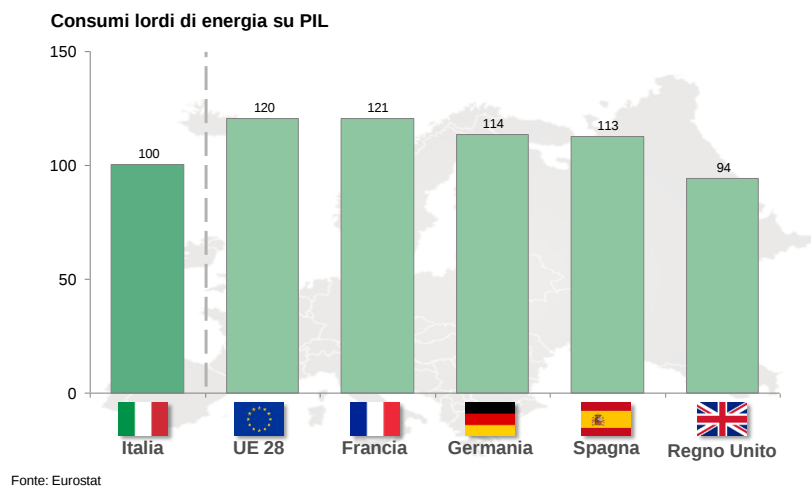


Figura 23 - Intensità energetica in Europa - 2015

- Il consumo di energia primaria è pari a circa 150 Mtep, mentre il consumo di energia finale è circa 116 Mtep (dati 2015). Come riportato in Figura 24, il calore rappresenta la quota più importante, pari a circa 45% del totale; per quanto riguarda gli usi settoriali, il trasporto è il settore a più alto consumo

(pari a circa 34% del totale), seguito da residenziale e industria.

	Elettrico	Calore	Trasporti	Totale
Residenziale 	5%	23%		28%
Servizi 	7%	6%		13%
Industria 	8%	14%		22%
Trasporti 	1%	-	33%	34%
Altro	-	2%	1%	3%
Totale	21%	45%	34%	100%

Figura 24 Consumi finali di energia 2015, % su consumi totali^{47,48}

- L'obiettivo fissato dalla SEN 2013 del raggiungimento di un consumo al 2020 pari a 158 Mtep di energia primaria e 124 Mtep di energia finale, sarà verosimilmente conseguito, constatato che, secondo le attuali proiezioni, i consumi al 2020 sono al di sotto del target sia in termini di consumi primari (-2,6%) che finali (-1,2%)
 - Con questo risultato, l'Italia, anche per effetto della crisi economica, è più vicina al raggiungimento del target rispetto alle altre maggiori economie europee (cfr. Figura 25)

⁴⁷ Dati Eurostat

⁴⁸ Bilancio Energetico Nazionale

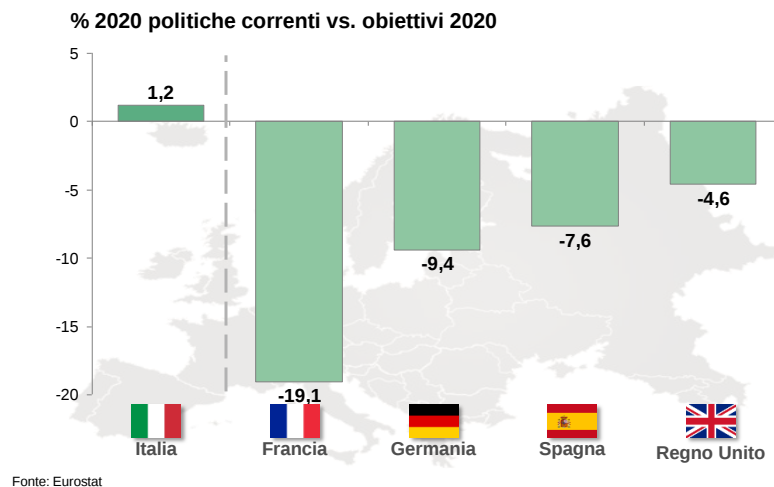


Figura 25 Delta % riduzione consumi energia finale versus obiettivi 2020

- Per quanto concerne gli impegni dell'Italia fissati dalla direttiva 27/2012/UE sull'efficienza energetica, i risultati ottenuti nel triennio 2014-2016 sono in linea con il trend previsto
 - In riferimento all'obiettivo minimo di risparmio energetico di 25,5 Mtep di energia finale cumulato da sole politiche attive da conseguire negli anni 2014-2020 (pari all'1,5 %, in volume, delle vendite medie annue di energia ai clienti finali), il risparmio ottenuto ad oggi risulta adeguato al raggiungimento del target
 - Relativamente alla riqualificazione energetica del 3% annuo della superficie degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale, l'attuale programmazione degli interventi consente il rispetto dell'obbligo previsto dalla direttiva
- L'Italia vanta oggi un sistema di miglioramento dell'efficienza energetica consolidato che ha permesso di ottenere risultati significativi nel corso degli ultimi anni, grazie soprattutto all'efficace mix di politiche per l'efficienza disposte a partire dagli anni settanta per contrastare il costo storicamente alto dell'energia nel Paese. Il risparmio complessivo di energia finale derivante dalle misure analizzate dal 2005 al 2016 ammonta a circa 11,58 Mtep/anno ed è stato superato l'obiettivo PAEE 2011 atteso per l'orizzonte temporale 2005-2016 di 10,87 Mtep/anno (cfr. Figura 26)

Settore	Residenziale	Terziario	Industria	Trasporti	Totale
Certificati Bianchi	1,86	0,23	2,71	-	4,79
Detrazioni fiscali	2,77	0,03	0,05	-	2,85
Conto Termico	-	0,003	-	-	0,003
Decreto Legislativo 192/05	1,99	0,09	0,20	-	2,28
Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari	-	-	-	1,47	1,47
Altre misure	0,1	-	-	0,09	0,19
Risparmio energetico conseguito 2016	6,72	0,35	2,95	1,56	11,58

Figura 26 Risparmi energetici conseguiti nel 2016 (Mtep)

- Nonostante l'Italia parta già da un livello di intensità energetica inferiore alla media UE grazie ai risultati significativi in termini di riduzione dei consumi ottenuti negli ultimi anni, permane un potenziale residuo di risparmio energetico, in particolare nei settori civile (residenziale e terziario) e trasporti
- Attualmente i costi degli interventi di efficienza energetica sugli edifici (in ambito residenziale e terziario) sono notevolmente più alti rispetto ai livelli tipici del settore industriale, a parità di risparmio ottenuto. In particolare, in Italia il rapporto costo-efficacia degli strumenti di incentivazione dedicati al settore dell'edilizia (detrazioni fiscali e conto termico) risulta fino a otto volte superiore rispetto al meccanismo dei certificati bianchi, utilizzato prevalentemente dal settore industriale

La declinazione degli obiettivi di riduzione dei consumi al 2030 per settore

- Nell'ambito dell'efficienza energetica l'obiettivo della SEN 2017 è di favorire le iniziative per la riduzione dei consumi col miglior rapporto costi/benefici nonché di dare impulso alle filiere italiane che operano nel contesto dell'efficienza energetica a partire dal settore dell'edilizia e della produzione ed installazione di impianti, sfruttando le eccellenze della propria consolidata tradizione

industriale. L'efficienza energetica inoltre si declina trasversalmente nei macro-obiettivi della SEN 2017, contribuendo a:

- Raggiungere gli obiettivi ambientali di riduzione delle emissioni
- Garantire la sicurezza di approvvigionamento attraverso la riduzione del fabbisogno energetico
- Anche in ambito di efficienza energetica, l'Italia si muove in un contesto europeo in forte evoluzione in termini di accordi e normative:
 - Il pacchetto di misure raccolte nel *Clean Energy Package* ha proposto nuovi obiettivi sfidanti al 2030 a livello UE, indicando un target comunitario di riduzione dei consumi del 30% (rispetto allo scenario di riferimento 2007) ed ha esteso il regime obbligatorio di efficienza energetica per ogni stato membro (Art. 7 della direttiva 27/2012/UE) al 2030
 - La proposta di estensione dell'*Effort Sharing Decision* al 2030 (redatta a luglio 2016) ha fissato nuovi target obbligatori di riduzione delle emissioni da settori non-ETS (residenziale, servizi e larga parte del settore trasporti) per ogni stato membro. La proposta fissa un target di riduzione per l'Italia pari a 33% rispetto ai livelli del 2005
- Il recepimento di queste direttive e regolamenti, nel contesto nazionale, si traduce in una riduzione attesa di consumi di energia finale da politiche attive pari a circa 9 Mtep/anno al 2030, da conseguire prevalentemente nei settori non-ETS

Le iniziative principali

- Data la complessità e il costo crescente degli interventi per l'ottenimento dei risparmi aggiuntivi, l'obiettivo di 9 Mtep/anno al 2030, pari a circa 0,9 Mtep di risparmio annuale da nuovi interventi nel periodo 2021-2030, da indirizzare prevalentemente nei settori civile e trasporti, rappresenta un'importante sfida per l'Italia. A tal fine, si ritiene necessario intervenire sull'attuale sistema di promozione dell'efficienza energetica per innovarlo e potenziarlo, in particolare nei settori non-ETS

Settore Residenziale

- Le iniziative in ambito residenziale rappresentano la priorità di intervento della SEN 2017. Si tratta di un segmento di consumo ad alto potenziale, ma in cui gli interventi di efficienza energetica sono ostacolati da alcune importanti barriere all'adozione:

- La scarsa consapevolezza da parte dei consumatori sui potenziali benefici del risparmio energetico rappresenta un ostacolo per la riduzione di consumi
- L'elevato costo degli investimenti iniziali scoraggia gli interventi dei piccoli consumatori anche a causa della mancanza di sistemi di credito agevolato
- Inoltre, gli strumenti di incentivazione in essere presentano un rapporto costo-efficacia particolarmente elevato e comportano alti costi di sistema
- Al fine di promuovere gli interventi di efficienza energetica nel settore e al contempo minimizzare i costi di sistema, si prevede di **ottimizzare il meccanismo delle detrazioni fiscali** per la riqualificazione energetica e per il recupero edilizio. Gli interventi di miglioramento del meccanismo saranno volti a:
 - Modulare la percentuale di detrazione in relazione al risparmio atteso, considerando l'intera vita tecnica dell'intervento, al fine di premiare gli interventi più efficienti orientando il meccanismo verso interventi radicali sull'edificio (*deep renovation*) con miglior rapporto costo-efficacia
 - Accoppiare lo strumento con altri meccanismi di incentivazione, con specifico riferimento alle misure per l'edilizia antisismica e ai possibili sviluppi del progetto casa Italia
 - Valorizzare i risparmi generati dalle detrazioni fiscali per il recupero edilizio, ad oggi non conteggiati, attraverso la strutturazione di un sistema di incentivazione integrato con le detrazioni per la riqualificazione energetica
 - Introdurre massimali unitari di spesa per ogni singola tipologia di intervento
 - Estendere la portabilità del titolo di credito di imposta al fine di agevolare il coinvolgimento degli operatori, compresi gli Istituti finanziari
 - Stabilizzare il meccanismo per gli interventi di riqualificazione energetica che interessino in maniera integrata l'intero edificio
- Data la necessità di reindirizzare il sistema di sostegno all'efficienza energetica verso il settore e promuovere gli interventi ad alto investimento iniziale in ambito residenziale, si valuterà **l'introduzione di un regime obbligatorio di risparmio in capo ai venditori dell'energia**, i quali, a differenza dei distributori, hanno un contatto diretto con i clienti finali e di conseguenza una maggiore capacità di proporre interventi di risparmio energetico. Al fine di effettuare gli interventi senza ingenti costi a carico del venditore, quest'ultimo avrà la possibilità di fare leva sui meccanismi di

incentivazione del settore (e.g. detrazioni fiscali) e stipulare accordi privati con il consumatore per definire le modalità di rimborso.

- Per promuovere l'efficienza energetica nel settore residenziale è inoltre importante combinare strumenti di supporto economico (come le detrazioni fiscali) a strumenti di natura finanziaria (come eco-prestito). Al fine di sostenere i piccoli consumatori nel realizzare interventi ad alto investimento iniziale, si prevedrà di **ampliare il campo di interventi del costituendo fondo di garanzia** per stimolare i finanziamenti per l'efficienza energetica da parte degli **istituti di credito**. Il Fondo privilegerà le tipologie di intervento standardizzato con risparmi energetici certi sulla base di una lista preventivamente predisposta sulla base di parametri prestabiliti (e.g. classe energetica dell'edificio, zona climatica, tipologia di intervento)
 - In questo ambito, la portabilità del titolo di detrazione fiscale permetterebbe di ridurre ulteriormente il rischio per l'istituto di credito e concorrerebbe a contenere il tasso di interesse del finanziamento
- Anche al fine di mitigare il fenomeno della povertà energetica saranno rafforzate le misure per la riqualificazione profonda degli **edifici residenziali pubblici** (*social housing*)
- Al fine di promuovere la consapevolezza dei consumatori nei confronti del risparmio energetico e al contempo minimizzare "l'effetto rimbalzo" di incremento dei consumi generalmente conseguente agli interventi di efficienza energetica, si rafforzeranno le **misure volte al cambiamento comportamentale**. Nello specifico, con questo intento, saranno rafforzati i programmi di formazione e educazione all'efficienza energetica. Inoltre si valuterà la promozione di sistemi integrati di *Energy Customer Feedback* che sollecitino comportamenti virtuosi del consumatore tramite la comunicazione di *feedback real-time* sul consumo e la costituzione di community con obiettivi condivisi di risparmio
- Un contributo aggiuntivo sarà apportato da **normative più stringenti relative agli impianti di riscaldamento e raffrescamento** con lo specifico intento di sostituire progressivamente gli impianti altamente emissivi (quali caldaie a gasolio e impianti a biomasse non efficienti) con tecnologie a bassa emissione ed alta efficienza. In questo contesto sarà valutata la possibilità di:
 - Rafforzare le verifiche sul rispetto di normative e standard. Ad esempio intensificando l'attività di monitoraggio delle ore di funzionamento degli impianti di riscaldamento, al fine di verificare che non ci siano anomalie rispetto ai limiti di utilizzo

- Introdurre nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento, attraverso la definizione di vincoli (e.g. giorni di utilizzo, orari, temperature minime) da disporre in relazione alla zona climatica di riferimento
- Infine, oltre che dalle iniziative di revisione e ottimizzazione degli strumenti di incentivazione, si prevede che un importante contributo all'efficienza energetica deriverà dal **rafforzamento degli standard minimi per l'edilizia**. Una quota significativa di risparmio sarà apportata dall'applicazione dei Decreti che hanno già introdotto nell'ordinamento nazionale la Direttiva 2010/31/UE, elevando i requisiti per gli edifici privati di nuova costruzione (Edifici ad Energia Quasi Zero) dal 2021. Contributo di risparmio deriverà inoltre dal recepimento delle proposte del *Clean Energy Package* in merito all'adozione di tecnologie di *demand-response*, sistemi di ICT e domotica che consentano il monitoraggio della performance

Settore Terziario

- Così come il settore residenziale, il terziario è un segmento a potenziale molto alto per interventi di efficienza energetica, il cui sfruttamento è ad oggi limitato da alcune criticità di sistema:
 - L'elevato costo degli investimenti iniziali ostacola gli interventi sull'efficientamento dell'edificio, analogamente al settore residenziale
 - Gli interventi di efficienza nel sotto-settore commerciale non sono ad oggi sostenuti da un meccanismo di incentivazione dedicato che ne abiliti la realizzazione
 - La complessità del processo di acquisto e le regole di contabilità della Pubblica Amministrazione, nonché l'attuale difficile configurazione del contratto EPC⁴⁹ (in relazione ai vincoli imposti dal Patto di Stabilità) rendono difficile la realizzazione di interventi in ambito PA
 - La scarsa attenzione sui potenziali benefici del risparmio energetico compromette la riduzione dei consumi (sia in ambito commerciale che PA)
- Analogamente a quanto già previsto per le imprese energivore, si intenderà dare impulso all'efficienza energetica in ambito commerciale attraverso l'introduzione di un obbligo per l'impresa

⁴⁹ Energy Performance Contract

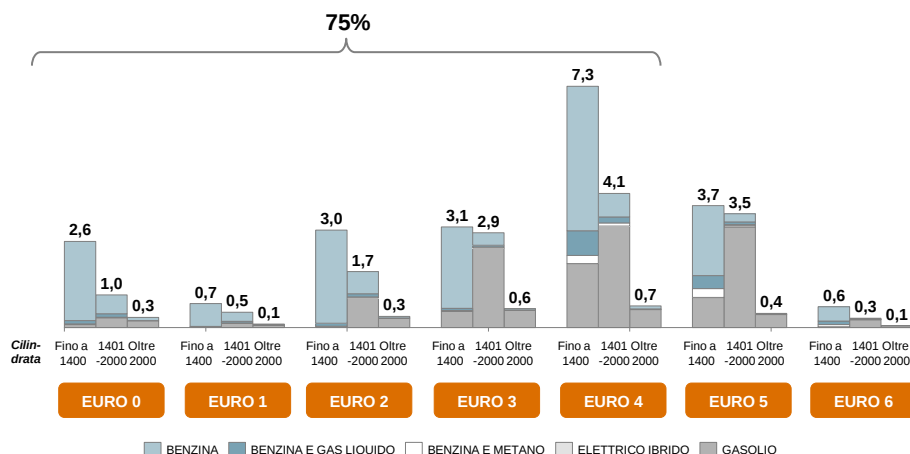
ad effettuare gli interventi per la riduzione dei consumi con brevi tempi di ritorno identificati a seguito della diagnosi energetica già obbligatoria.

- Al fine di sostenere gli interventi in ambito commerciale si prevede di **adeguare gli attuali strumenti di sostegno** per promuovere interventi di riqualificazione energetica degli edifici non residenziali.
- In considerazione dell'alto potenziale di riduzione dei consumi nella PA particolare impegno sarà dedicato alla **riqualificazione energetica del parco immobiliare pubblico**. A tal fine proseguirà l'azione, condotta congiuntamente con altri Paesi dell'Unione, nei confronti della Commissione per rivedere le regole di contabilizzazione del debito pubblico in caso di interventi di efficienza energetica. Le attuali regole, infatti, limitano gli interventi di riqualificazione degli edifici in quanto considerano come spesa pubblica anche gli investimenti effettuati dai privati nell'ambito dei **contratti di prestazione energetica (EPC)** stipulati con la PA. Peraltro, criticità si registrano anche quando gli interventi sono realizzati direttamente da soggetti pubblici, in particolare dagli enti locali, attraverso la contrazione di prestiti che impattano sui vincoli dettati dal pareggio di bilancio. La rimozione di tali vincoli darebbe impulso al mercato dei servizi energetici e più in generale alla realizzazione di interventi, consentendo un maggiore e più efficace utilizzo degli strumenti di incentivazione in essere (e.g. Conto termico, Fondi strutturali)
- In questo ambito, è prevista la prosecuzione e lo sviluppo del **Programma per la Riqualificazione Energetica degli Edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC)** nel periodo 2021-2030, tenendo conto dell'esperienze maturate nella fase di avvio del meccanismo
- Sempre nel contesto della PA, si intende inoltre aggredire i segmenti di consumo con ritorno positivo, strutturando un programma di efficienza energetica indirizzato a partire in primo luogo all'**illuminazione pubblica**. In tale settore, il programma prevedrà un set di misure, indirizzate alle amministrazioni locali, finalizzate alla sostituzione delle sorgenti luminose e all'installazione di sistemi di monitoraggio dei consumi, contestualmente ad una riprogrammazione più efficiente delle ore di utilizzo.
- Si rafforzeranno anche in ambito terziario, le **misure volte all'incentivazione del cambiamento comportamentale**. Nello specifico si intende:
 - Rafforzare i programmi di formazione e educazione all'efficienza energetica indirizzate al settore commerciale e alla PA

- Prevedere obblighi di riduzione di consumo per la PA, con eventuali penali e premi conseguenti al raggiungimento dei target di riduzione
- Anche nel settore terziario, si prevede che un importante contributo all'efficienza energetica sarà apportato dal rafforzamento degli **standard minimi per l'edilizia**. Il recepimento della Direttiva 2010/31/UE eleverà significativamente i requisiti per gli edifici di nuova costruzione dal 2021 per gli edifici privati e dal 2019 per gli edifici della PA. In questo contesto, così come per il residenziale, verranno rafforzate le verifiche sul rispetto di normative e standard e si valuterà l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento.
- Infine, un fattore di accelerazione dell'efficienza energetica nella PA, è costituito dalla progressiva diffusione dell'applicazione dei **Criteri ambientali minimi** alle gare di appalto di acquisto di beni e servizi

Settore Trasporti

- Il settore trasporti rappresenta il segmento di consumo più consistente in Italia ed ha anch'esso un discreto potenziale in termini di efficienza energetica. Il settore tuttavia non è ad oggi presidiato da alcun meccanismo di incentivazione dedicato a livello statale
- Si identificano pertanto le seguenti possibili misure in linea con la recente Comunicazione COM (2017) 283 Final "Europe on the Move – An agenda for a socially fair transition towards clean, competitive and connected mobility for all".
- Prioritaria sarà la riduzione del fabbisogno di mobilità, in particolare attraverso la promozione degli strumenti di *smart working*
- Inoltre si opererà per promuovere il cambio modale a favore dell'utilizzo del trasporto collettivo



Fonte: ACI

Figura 27 - Breakdown del parco veicolare per classe, cilindrata e carburante (Milioni di veicoli, 2015)

- Si provvederà, inoltre, a un rafforzamento delle **reti di alimentazione** dei veicoli a combustibili alternativi, come definito dalla Direttiva DAFI, privilegiando un approccio tecnologicamente neutro
- Coerentemente e in attuazione degli obiettivi di sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica di cui all'allegato DEF 2017 relativo alla mobilità sostenibile, si intende dare impulso al **cambiamento modale** attraverso iniziative tese alla riduzione della mobilità privata a favore del trasporto collettivo. Nello specifico:
 - *Cura del ferro* in ambito urbano, con la realizzazione e completamento delle reti metropolitane e tranviarie e, in ambito nazionale, attraverso il continuo sviluppo della rete ferroviaria Alta Velocità e regionale e l'integrazione dei nodi logistici con la rete ferroviaria di trasporto merci
 - Potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano (e.g. infrastrutture a elevata capacità sulla base delle previsioni di domanda, rete di linee di superficie su percorsi ad elevata richiesta e complementari ai servizi delle reti metropolitane e dei servizi ferroviari)
 - Valutare la possibile limitazione della circolazione agli autobus meno efficienti e più inquinanti
 - Promozione della mobilità condivisa basata sui servizi di *bike, car e moto sharing*
 - Integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (e.g. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di *car e bike sharing* in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio, sia ai confini dell'area urbana, sia nei comuni dell'area metropolitana

- Integrazione del trasporto pubblico nei progetti di riqualificazione urbana
- Contestualmente alla promozione del cambiamento modale, è importante favorire un uso efficiente dei mezzi collettivi, pubblici e condivisi. Sarà promosso quindi lo sviluppo di **servizi alla mobilità a elevato contenuto tecnologico**, in grado di favorire il superamento del modello tradizionale di trasporto, incentrato sull'utilizzo e possesso dell'auto privata:
 - informazioni in tempo reale su localizzazione dei mezzi pubblici, sul traffico e sui tempi di percorrenza
 - miglioramento dell'accessibilità, sicurezza e riconoscibilità delle fermate, promuovendo anche l'integrazione con altre forme di servizio social, quali *info point* o rete Wi-Fi
 - ottimizzazione della regolazione dei sistemi semaforici
 - *smart parking*
- Per quanto concerne il trasporto merci su strada, si ritiene significativo il potenziale di risparmio energetico derivante dall'ottimizzazione logistica. A tal fine sarà promossa la **diffusione di nuove tecnologie ITS** (*Intelligence Transport Systems*)
- Anche nel settore trasporti, importante contributo sarà apportato dalle misure per l'**incentivazione del cambiamento comportamentale**. Nello specifico si intende:
 - Introdurre moduli di formazione dedicati al comportamento di guida efficiente nel contesto di programmi di insegnamento alla guida
 - In ambito PA e trasporto pubblico, valutare l'introduzione di sistemi di incentivazione al comportamento di guida efficiente attraverso programmi di riconoscimento economico anche tramite l'adozione delle *black box* per monitorare i comportamenti di guida
 - Introdurre sistemi per la promozione del *car pooling*
- Una riduzione significativa dei consumi deriverà dalla applicazione degli **standard minimi sulle emissioni dei nuovi veicoli** e nello specifico dalla verifica della corretta 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)
- Ulteriori iniziative saranno intraprese attraverso la valorizzazione e il rafforzamento delle iniziative di **regolamentazione locale** (e.g. Limitazioni alla circolazione dei veicoli inquinanti nelle aree urbane, con accesso libero dei veicoli ibridi e elettrici alle zone a traffico limitato (ZTL), limiti di velocità, corsie preferenziali e parcheggi dedicati per veicoli a zero emissioni). In particolare si favorirà la regolazione

e tariffazione della sosta come strumento per condizionare la scelta della modalità di trasporto, soprattutto nelle aree urbane centrali

- A parità di gettito, potranno essere gradualmente rivisti i sistemi fiscali sul trasporto (tassa immatricolazione, tassa di possesso, imposte sui carburanti, etc.) per favorire i veicoli più efficienti e a minore emissioni climalteranti ed inquinanti.

Settore Industriale

- Il settore industriale ha un potenziale di riduzione dei consumi più contenuto in quanto presenta un livello elevato di efficienza. Per il pieno sfruttamento del potenziale residuo del settore è necessario superare alcune criticità quali :
 - La maggior propensione ad investire sul core business piuttosto che su interventi di efficienza energetica
 - La scarsa disponibilità di competenze specializzate all'interno delle imprese, soprattutto nelle PMI e la ridotta diffusione di modelli di gestione dell'energia
- Anche dopo l'emanazione del recente decreto, si continuerà il processo di aggiornamento e potenziamento del meccanismo dei **Certificati Bianchi** volto a semplificare ulteriormente l'accesso al meccanismo e ottimizzare le metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico.
- Sarà valorizzato il contributo all'innovazione dei prodotti nell'ambito del **Piano Industria 4.0**.
- Si intende inoltre proseguire l'azione di promozione dell'**efficienza energetica nella PMI**, rinnovando ed aggiornando le iniziative di cofinanziamento degli audit energetici e dei sistemi di gestione dell'energia, sostenendo i programmi di formazione all'efficienza energetica in collaborazione con le associazioni di categoria e ponendo le basi per la promozione di accordi volontari tra le imprese che si pongano obiettivi la promozione dell'efficienza energetica

Interventi trasversali

- Oltre che promuovere e rilanciare le iniziative per ogni settore di consumo, si intende attivare un **modello di governance** specifico che favorisca il contributo attivo da parte di tutte le

Amministrazioni pubbliche centrali, delle Regioni e delle Municipalità al raggiungimento dei target di efficienza energetica nazionali, attraverso:

- il miglioramento continuo degli strumenti di efficienza energetica attivati in ambito nazionale e locale (e.g. il contenimento delle sovrapposizioni tra i diversi strumenti di efficienza energetica)
- Il monitoraggio delle iniziative disposte a livello centrale e locale e dei risultati ottenuti
- Si ritiene inoltre opportuno rafforzare alcuni fattori abilitanti, fondamentali per la realizzazione del programma di efficienza energetica:
 - Strutturare e monitorare il processo di qualificazione degli operatori di settore, con particolare riferimento alle ESCo
 - Semplificare il processo autorizzativo per l'accesso ai meccanismi di incentivazione
 - Rafforzare le attività di controllo del rispetto di standard e normative, in modo trasversale a tutti i settori di consumo
- I meccanismi di promozione che verranno sviluppati dovranno tener conto dei soggetti più vulnerabili della società, senza creare ulteriore divario sociale, ma anzi promuovendo un nuovo concetto di welfare energetico

3. Sicurezza Energetica

La situazione attuale in Italia ed i principali gap rilevati

Elettrico

- Dal 2008 si è verificata in Italia una riduzione della domanda elettrica, determinata sia dalle misure di efficienza energetica sia dalla crisi economica
- Contemporaneamente in tutta Europa, negli ultimi 10 anni, si è assistito ad un progressivo aumento della generazione da rinnovabili a discapito della generazione termoelettrica e nucleare

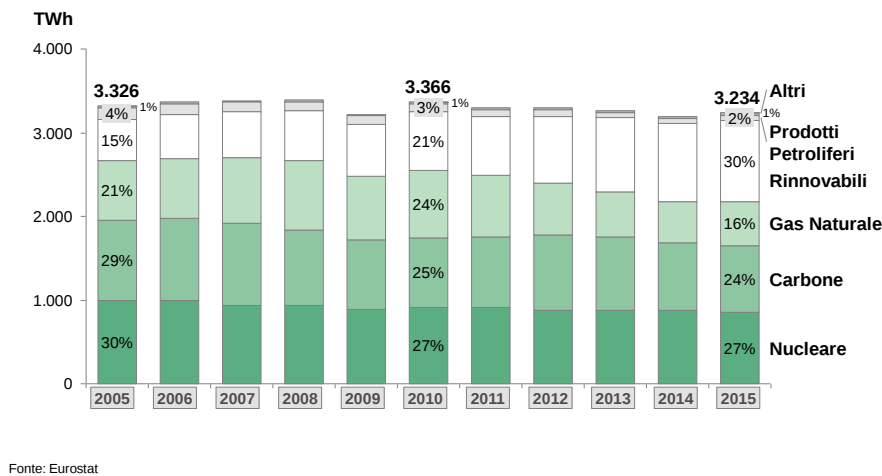


Figura 28 Evoluzione del mix generativo EU28 2005 - 2015

- Come già detto, in questo contesto **l'Italia si muove da "prima della classe"**, con una penetrazione delle rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale di circa il 39% rispetto al 30% in Germania, 26% in UK e 16% in Francia (si veda il Capitolo 2)
- Il cambiamento del mix **sta determinando la transizione verso un nuovo paradigma di sistema** caratterizzato dal crescente peso della generazione intermittente e di piccola taglia, che causa già adesso impatti rilevanti sul sistema in termini di:

- maggiore complessità di gestione (da qualche migliaio di impianti da gestire nel 2000 ad oltre 700.000 nel 2015, di cui oltre 500.000 a livello domestico)
 - crescente richiesta di flessibilità per bilanciare la rete a seguito della minore capacità di programmazione di alcune fonti rinnovabili
 - spiazzamento della capacità termoelettrica, anche per effetto della contestuale contrazione della domanda, con conseguente riduzione dei margini di riserva
- **Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sta comportando un cambio d'uso del parco termoelettrico**, che da fonte di generazione ad alto tasso d'utilizzo svolge sempre più funzioni di flessibilità, complementarietà e back-up al sistema. Tale fenomeno è destinato ad intensificarsi con l'ulteriore crescita delle fonti rinnovabili al 2030
 - **L'evoluzione del parco e la contestuale riduzione della domanda** hanno determinato la marginalizzazione di una quota significativa di impianti termoelettrici. Si è già avuta un'uscita definitiva di 15 GW di capacità termoelettrica tra il 2012 ed il 2016: principalmente impianti vecchi ed alto emissivi che, a meno di onerosi sforzi, non sarebbero stati convertibili nel nuovo scenario. Questi impianti sono stati autorizzati dal Mise alla fermata, sulla base della preventiva valutazione di impatto sulla sicurezza di Terna, prevista dalla legge. La razionalizzazione del parco termoelettrico che si è fin qui realizzata si può ritenere coerente con l'evoluzione del settore, come peraltro previsto anche dalla SEN 2013. Inoltre, al fine di contenere i costi di O&M e, in generale, i costi evitabili, alcuni produttori hanno reso progressivamente indisponibili alla produzione alcuni impianti di generazione (evidentemente fuori mercato), e ne hanno programmato la dismissione. Ciò ha determinato una ulteriore contrazione del margine di riserva
 - In questo contesto, assumono crescente importanza i problemi di affidabilità del sistema, che deve garantire:
 - **adeguatezza**, vale a dire la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso nel medio e lungo termine, rispettando i requisiti di operatività e qualità del sistema stesso. Il sistema elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine

di riserva in ogni dato periodo. L'adeguatezza viene misurata da specifici indici di affidabilità convenzionali (LOLE e ENS⁵⁰)

- **sicurezza**: intesa come la capacità del sistema di far fronte ai mutamenti di breve termine dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di operatività del sistema stesso. Per garantire la sicurezza del sistema è fondamentale la disponibilità di una sufficiente quantità di risorse di **flessibilità**, che consentano, tra l'altro, di far fronte ai mutamenti rapidi nelle immissioni e nei carichi sulla reti. Il requisito di sicurezza è aggiuntivo a quello di adeguatezza: un sistema adeguato potrebbe, in alcuni casi, non essere in sicurezza (ad esempio in conseguenza dell'improvviso venir meno dell'apporto del fotovoltaico in alcune ore della giornata)
 - **resilienza**: si intende la capacità di un sistema non solo di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta del sistema stesso, ma anche la capacità di riportarsi velocemente nello stato di funzionamento normale. L'efficacia di un sistema resiliente dipende dalla sua capacità di anticipare, assorbire, adattarsi e/o rapidamente recuperare da un evento estremo.
-
- La **riduzione della potenza termoelettrica** disponibile ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% nel 2016⁵¹; tale margine, sebbene sufficiente in condizioni standard, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import. Ciò anche in ragione del fatto che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non programmabile risente ancora – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema – della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in particolari momenti della giornata (es. le ore 19-20 dei giorni estivi, in cui l'apporto da fotovoltaico è estremamente ridotto, ma il consumo ancora sostenuto), nonché della loro variabilità

⁵⁰ LOLE - *Loss of Load Expectation*: misura per quanto tempo, in media su un orizzonte temporale dato (es., un anno), la capacità di generazione disponibile non riesce a soddisfare la domanda

EENS - *Expected Energy Not Supplied*: misura l'energia non fornita attesa in un anno ed è espressa in MWh o in unità relative (es, p.u. rispetto alla domanda di carico di un anno)

⁵¹ Dati Terna

Contributo all'adeguatezza delle diverse fonti (2016, punta estiva – bassa idraulicità) (GW)

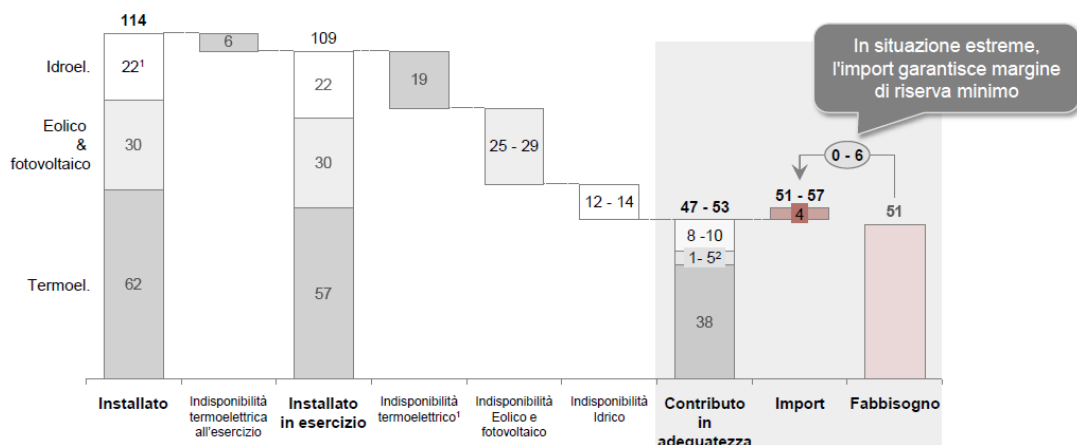


Figura 29 Contributo all'adeguatezza delle diverse fonti

- In **condizioni di particolare stress** pertanto (e.g., luglio 2015 in corrispondenza della punta di consumo; inverno 2016-2017 con il fermo imprevisto di 21 centrali nucleari in Francia per motivi di sicurezza; estate 2017 in previsioni di elevata temperatura e scarsa idraulicità/ventosità), il sistema elettrico ha conosciuto una riduzione del margine di riserva operativa, critica in particolare in alcune aree del Paese. La struttura longitudinale del territorio e la permanenza di vincoli di transito tra zone di mercato limitano le possibilità operative di uso della riserva e impongono di approvvigionare risorse di riserva dislocate in modo non pienamente efficiente. In questi casi, è stato definito un piano di interventi tesi a contenere i rischi di adeguatezza del sistema elettrico, tra cui la partecipazione della domanda al mercato dei servizi, oggetto di specifici indirizzi nei confronti dell'Autorità per l'energia e di Terna e di provvedimenti del regolatore, del Mise e della stessa Terna, ed è stato organizzato un monitoraggio settimanale sull'evoluzione della situazione, in modo da graduare l'attuazione delle misure in base alla severità riscontrata.
- La riduzione delle ore di funzionamento degli impianti tradizionali, la forte contrazione dei prezzi all'ingrosso, l'incidenza di vincoli autorizzativi e standard ambientali contribuiscono all'ulteriore riduzione della potenza disponibile all'esercizio.

- Le valutazioni aggiornate di Terna sull'adeguatezza al 2020 e al 2025 (Adequacy Report) segnalano che, in uno scenario inerziale (con le attuali regole di mercato e senza meccanismi di remunerazione della capacità), **al 2020 in particolari circostanze e in ogni caso al 2025, le soglie dei due indici LOLE e ENS (rispettivamente pari a 3 h/anno e 10^{-5} p.u.) non sarebbero, in termini probabilistici, rispettate.**
- Nell' Adequacy Report di Terna sono state altresì effettuate analisi di mercato per valutare la sostenibilità economica del parco termoelettrico nel medio termine; nonostante le sopra citate dismissioni e la capacità posta in conservazione, tali analisi evidenziano come la sostenibilità sia condizionata da una forte riduzione del numero di ore in cui il prezzo del mercato è superiore al costo variabile di produzione e da prezzi di mercato insufficienti a garantire - in alcuni casi - la copertura dei cosiddetti costi fissi evitabili. La sostenibilità economica del parco tuttavia migliora in presenza di ulteriori dismissioni di capacità, e trova un equilibrio in presenza di dismissioni di 10 GW rispetto ai 62 GW termoelettrici installati al 31 dicembre 2016.
- La **dismissione di ulteriore capacità termica** dovrà essere compensata, per non compromettere l'adeguatezza del sistema, dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile⁵², di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili.
- Poiché la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non può essere immaginata con un rapporto 1:1, deve essere bilanciata con nuovi impianti di accumulo idroelettrico e con capacità a gas più efficiente anche utilizzando parte dei siti esistenti in dismissione.
- Alla luce **delle analisi di adeguatezza** sopra esposte e tenuto conto che il mercato "energy only" non si è dimostrato in grado di garantire il sistema dalle problematiche di adeguatezza, si è ritenuto che **l'introduzione di un mercato della capacità** rappresenti una risposta efficace ai rischi sopra evidenziati. Il nuovo mercato della capacità potrà infatti fornire segnali agli operatori per il mantenimento della disponibilità della potenza a gas ancora necessaria, con priorità per quella flessibile o per la realizzazione di nuova capacità di generazione laddove richiesto nonché per valorizzare – insieme alla apertura alla

⁵² - Per quanto attiene alla sostituibilità di fonti termiche con fonti rinnovabili occorre considerare che nelle 300 ore di picco degli ultimi 5 anni, la disponibilità (intesa come produzione effettiva equivalente) delle risorse rinnovabili risulta pari a:

- o in corrispondenza del 50° percentile di predette 300 ore, all'8% dell'installato del fotovoltaico, al 13% dell'eolico, al 48% dell'acqua fluente.
- o in corrispondenza del 25° percentile, all'0% dell'installato del fotovoltaico, al 6% dell'eolico, al 37% dell'acqua fluente.

domanda del mercato dei servizi per il dispacciamento – anche il contributo che può essere offerto delle unità di consumo all' adeguatezza del sistema.

- **Il nuovo mercato**, che **diventerà operativo nel 2018**, rappresenta uno strumento a termine per garantire al TSO di approvvigionare risorse a medio-lungo termine con procedure trasparenti, concorrenziali e tecnologicamente neutrali in funzione delle esigenze; potrà valorizzare l'apporto di tutte le opzioni tecnologiche disponibili ivi incluse le risorse dei mercati elettrici limitrofi (cfr capitolo Mercato elettrico)
- L'aumento del grado di **integrazione del mercato europeo per l'energia e per i servizi**, la modifica prevista da qui al 2030 dei sistemi elettrici di molti Paesi europei (decarbonizzazione e riduzione della potenza nucleare) e l'evoluzione stessa della rete rendono necessari nuovi modelli di coordinamento delle informazioni e delle azioni messe in campo dalle singole autorità nazionali, in particolare nei casi di possibili criticità del sistema. L'Italia ha un livello di interscambio e di ricorso all'import tale da richiedere una maggiore attenzione al tema della cooperazione transfrontaliera.
- Allo stato attuale la **capacità d'interconnessione italiana** è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese, collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia attraverso 25 linee di suddivise tra i vari livelli di tensione. Di queste, tre sono Merchant line, e più precisamente l'elettrodotto 400 kV "Mendrisio-Cagno", l'elettrodotto 150 kV "Tirano-Campocologno" e l'elettrodotto 132 kV "Tarvisio-Greuth", l'ultimo ad entrare in servizio nel 2012.
- Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (Net Transfer Capacity - NTC) per l'anno 2016 è nel range di 6.300 MW - 8.400 MW in import e di 3.000 MW - 3.900 MW in export. I relativi livelli sono di norma fissati in relazione a stagionalità (inverno/estate) e periodo temporale (notte-giorno) al fine di assicurare l'esercizio in sicurezza dei flussi.
- In questo contesto, il **Clean Energy Package** contiene nuove regole di funzionamento dei mercati e dei sistemi elettrici integrati che potrebbero avere un impatto rilevante sulla gestione della sicurezza. Tali regole riguardano peraltro anche i Piani nazionali per la preparazione ai rischi che in prospettiva dovranno essere basati su scenari di rischio sempre più armonizzati a livello regionale sia sotto il profilo dei criteri di analisi sottostanti sia delle procedure di risposta ai rischi adottate. A tal riguardo, si ritiene importante che le eventuali modifiche di governance siano coerenti con le politiche nazionali per la sicurezza, nella responsabilità dei Governi nazionali, e con la messa in atto di misure essenziali per assecondare in modo sostenibile la transizione energetica in molti Paesi. La governance della sicurezza in Italia attribuisce la vigilanza al Ministero dello Sviluppo economico, ai concessionari (Terna e imprese di distribuzione) la responsabilità della sicurezza, affidabilità e economicità del servizio elettrico nazionale, all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema elettrico, le funzioni di regolazione a tutela

dell'utenza, della qualità del servizio e della concorrenzialità del mercato. Le proposte della Commissione europea sul nuovo ruolo di Acer, sull'istituzione dei nuovi Regional Operation Centers (ROC) e sull'affidamento a soggetti diversi di funzioni oggi svolte in modo centralizzato in Italia dal TSO devono essere valutate attentamente evitando il rischio di una frammentazione delle funzioni e della capacità decisionale in materia di sicurezza, e comunque definendo in maniera chiara le funzioni di coordinamento e il quadro delle rispettive responsabilità tra livelli nazionali e sopranazionali.

- Come detto in precedenza, **l'aumento delle rinnovabili**, se da un lato ha permesso di raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale, dall'altro lato, quando non adeguatamente accompagnato da **un'evoluzione e ammodernamento delle reti di trasmissione e di distribuzione**, ha generato squilibri nel sistema elettrico, quali ad esempio fenomeni di *overgeneration* e congestioni inter e intra-zonali con conseguente aumento del costo dei servizi.
- Gli interventi da fare, in parte già avviati, sono finalizzati ad uno sviluppo della rete funzionale a risolvere le congestioni e favorire una migliore integrazione delle rinnovabili, all'accelerazione dell'innovazione delle reti e all'evoluzione delle regole di mercato sul dispacciamento, in modo tale che risorse distribuite e domanda partecipino attivamente all'equilibrio del sistema e contribuiscano a fornire la flessibilità necessaria, in particolare attraverso le figure degli aggregatori (cf. paragrafo Mercato elettrico)
- Un fattore critico è rappresentato dagli strumenti normativi a disposizione per gestire la transizione, dal punto di vista della sicurezza. Gli ambiti critici sono soprattutto due:
 - la **durata delle procedure amministrative** di valutazione dei piani e dei progetti di rete. La generale adesione agli obiettivi di sicurezza del sistema e di sostegno alle rinnovabili non sempre trova riscontro negli iter autorizzativi degli interventi infrastrutturali necessari, che scontano ritardi e valutazioni contrastanti o addirittura non conciliabili da parte delle Amministrazioni coinvolte, anche in caso di esito positivo delle valutazioni di impatto ambientale. I rimedi istituzionali fin qui messi in atto, nell'ambito della semplificazione e degli strumenti di collaborazione istituzionale, non hanno eliminato i ritardi, gravi soprattutto nel superamento di alcuni colli di bottiglia tra le varie aree del Paese
 - la **manca di un quadro normativo** per disciplinare tempi e modi dell'eventuale fase di messa in conservazione (temporanea) degli impianti, che può precedere la messa fuori esercizio definitiva. La legislazione nazionale in materia, ancorata a scenari completamente diversi da quello attuale (la fase dello sblocca.-centrali e lo scenario post blackout del 2003), pone vincoli che sarebbero da aggiornare e allo stesso tempo presenta lacune normative da colmare

- Riguardo alla resilienza, negli ultimi anni c'è stato inoltre un aumento degli **eventi meteorologici estremi**, in particolare violente nevicate, che ha messo in evidenza la necessità di interventi di adattamento della rete elettrica al cambiamento climatico, in modo da evitare il ripetersi di situazioni di grave disservizio come quelle registratesi a Cortina d'Ampezzo nel 2013, in Emilia Romagna e Lombardia nel 2015 e in Abruzzo nel 2015 e ad inizio 2017. I disservizi di gennaio scorso nelle regioni Abruzzo e Marche sono stati oggetto di un'analisi da parte di una Commissione tecnica che ha verificato le misure messe in campo e individuato azioni necessarie; l'Autorità di regolazione ha definito attraverso un tavolo tecnico linee guida per avviare l'adattamento in modo coordinato. I Piani di resilienza che i gestori di rete dovranno presentare dal 2017 integreranno dunque l'attuale livello di programmazione, affiancandosi ai Piani di sviluppo e al Piano per la sicurezza di Terna, e dovranno essere attuati con urgenza per rendere il sistema elettrico più resistente

Gas

- Negli ultimi 10 anni, nonostante una domanda in calo del 13%, il mercato europeo del gas ha visto crescere la propria dipendenza dalle importazioni per via del calo della produzione locale (-38%). Le previsioni di domanda al 2030 variano significativamente, in un range tra 386 e 478 bcm⁵³, in funzione delle previsioni in merito alle politiche energetiche che saranno adottate dagli Stati Membri per rispondere agli obiettivi posti dal *Clean Energy Package*; negli scenari meno penalizzanti per i consumi di gas si prevede un ulteriore aumento della dipendenza dalle importazioni (dal 70% circa dei consumi nel 2015 fino all'80% nel 2030) ed una crescita dei volumi importati fino a +53 bcm rispetto al 2015
- Con un incremento dei consumi pari a 30 miliardi di metri cubi (+6,5% anno su anno) i dati 2016 confermano i segnali già registrati nel 2015 di inversione di tendenza, dopo il forte calo registrato nei consumi europei tra il 2007 ed il 2014, conseguenza sia di un ritorno a temperature nella norma, sia di un incremento dei consumi del parco termoelettrico

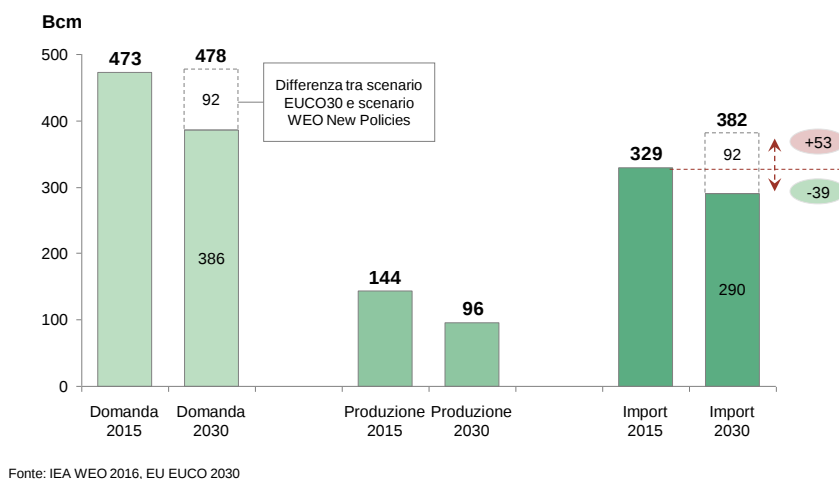


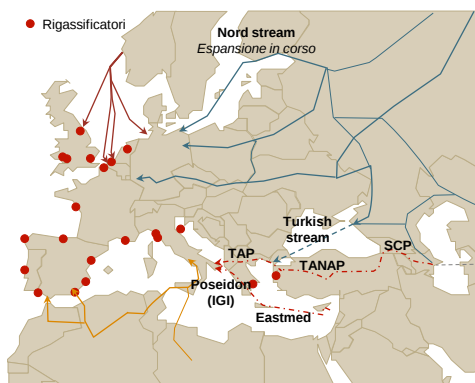
Figura 30 - Domanda, produzione ed importazioni nette in Europa (fonte IEA / CEP)

- Ne consegue che nei prossimi anni sicurezza e resilienza del sistema gas saranno ancora temi prioritari che l'Europa intende indirizzare attraverso la **costruzione di nuovi gasdotti che consentano il collegamento a nuove fonti di approvvigionamento** (TANAP-TAP; East-Med-Poseidon), di nuovi

⁵³ Secondo scenari "EUCO30" (EU) e "WEO - New Policies Scenario" (IEA)

impianti di rigassificazione (Dunkerque) e con l'ampliamento della capacità di stoccaggio (ad esempio in Germania, Francia e Spagna)

- Ad essi si affiancano progetti che potenziano l'importazione esistente di gas dalla Russia, concentrandola in un unico punto, come il raddoppio del gasdotto NordStream o come sostituzione di rotte, quali la seconda linea del TurkStream destinata ad alimentare da sud le forniture di gas russo all'Europa, in aggiunta a quella destinata a fornire gas russo alla Turchia.



Fonte: Gas Infrastructure Europe

Figura 31 - Principali pipeline e rigassificatori esistenti e in corso di sviluppo per EU

- **L'importanza del gas nell'ambito della sicurezza energetica è ancora più rilevante a livello nazionale**, dal momento che l'Italia è il terzo mercato europeo per consumo di gas naturale (circa 67 miliardi di metri cubi nel 2015), con una dipendenza dall'import superiore alla media europea (90% circa rispetto ad una media comunitaria del 70%)
- tra i paesi europei l'Italia è quello con la più alta dipendenza dal gas, che rappresenta circa il 35% dei consumi energetici primari ed il 40% della produzione lorda di energia elettrica nel 2015 (rispettivamente il 15% ed il 4% in Francia, il 20% ed il 17% in Spagna, il 23% ed il 12% in Germania)
- I dati del 2016 confermano questo quadro con un consumo di circa 71 miliardi di metri cubi nel 2016 (+5,0% sul 2015-valori provvisori) ed una dipendenza dall'import per circa il 92% del proprio consumo di gas (superiore alla media dei paesi europei pari circa al 70%). Il gas naturale ha

mantenuto pressoché stabile la propria incidenza sui consumi energetici primari mentre ha leggermente incrementato il peso sulla produzione lorda di energia elettrica, passata dal 40 al 42%

- La produzione nazionale di gas nel 2016, nonostante le riserve ancora disponibili, è calata a circa 5,8 miliardi di metri cubi anno (-14,6% sul 2015), coprendo circa l'8% dei consumi, a causa dei limiti alle operazioni offshore e per le difficoltà di operare in un contesto territoriale ormai generalmente avverso a tali attività e di far fronte al complesso iter burocratico legato alle intese regionali,
- L'Italia ha un **sistema di stoccaggi di gas in sotterraneo importante**: una capacità a regime di 12,8 miliardi di metri cubi di stoccaggio commerciale, utilizzato per garantire il ciclo di iniezione estiva ed erogazione invernale a vantaggio prevalentemente del consumo domestico e della continuità degli approvvigionamenti durante l'inverno, a cui si aggiungono 4,6 miliardi di metri cubi di riserva strategica permanentemente stoccati in sotterraneo (utilizzabili in caso di emergenza solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali)
- Ai fini delle analisi in merito **alle condizioni di sicurezza e resilienza** del sistema del gas italiano, è necessario far presente che il gas è meno sostituibile rispetto al petrolio, a causa del modello di trasporto fisico via gasdotto che offre minor flessibilità rispetto al trasporto via mare, generalmente utilizzato per il greggio. In tal senso lo sviluppo del Gas Naturale Liquefatto (GNL) via navi metaniere, sempre più consistente a livello globale, rappresenta un'opportunità per migliorare la flessibilità di approvvigionamento del gas naturale
- Analizzando le **potenziali criticità** derivanti da eventuali interruzioni delle forniture di gas dagli attuali Paesi esportatori verso l'Italia, ponendosi nello scenario potenzialmente più critico come previsto dalle regole di sicurezza europee in base alla così detta **regola N-1** (interruzione delle forniture di gas russo, ad oggi la maggior fonte di importazione) emerge quanto segue:
 - La **dipendenza dalla Russia** del sistema energetico italiano è aumentata nel tempo: dei 65,3 miliardi di metri cubi importati nel 2016 (+6,7% rispetto al 2015), la Russia fornisce circa il 41,3% (pari a circa 27 miliardi di metri cubi), equivalenti ad un peso sui consumi complessivi nazionali di gas del 38%
 - Nel caso di una **sospensione totale e prolungata delle importazioni dalla Russia** (ad esempio blocco o incidente rilevante dei gasdotti che attraverso Ucraina, Slovacchia ed Austria portano il gas in Italia), è molto difficile ipotizzare di poter approvvigionare circa 27/30 miliardi di metri cubi da fonti di approvvigionamento diverse, anche accettando un sensibile innalzamento dei prezzi. Occorre infatti considerare che anche gli altri paesi europei sarebbero probabilmente in una situazione

analoga (oltre il 30% della domanda europea è soddisfatta dalla Russia). Si riportano di seguito le possibili fonti di fornitura alternativa:

- Algeria: la possibilità di incrementare in futuro i volumi importanti dipende dalle negoziazioni in corso dei contratti in scadenza al 2019, che dovranno tenere conto sia della effettiva disponibilità aggiuntiva di gas per l'export in funzione della crescita della domanda interna algerina e delle altre opportunità di export del gas algerino (verso la Spagna o tramite GNL), sia le future dinamiche dell'aggiornamento dei prezzi di fornitura, dato che quelle dei contratti in scadenza hanno portato le imprese importatrici italiane a ridurre i volumi nel 2014 e 2015 e rinegoziare parzialmente gli accordi di fornitura, con conseguente positiva inversione di tendenza nel 2016.
- Libia, caratterizzata tuttavia ancora da una situazione di instabilità
- Norvegia, da cui potrebbero venire solo limitati volumi aggiuntivi
- Olanda, che tuttavia ha ridotto di molto le sue produzioni in terraferma con un export verso l'Italia più che dimezzato nel 2016 (2,2 miliardi di metri cubi contro 4,9 miliardi del 2015)
- Azerbaijan: diverrà presto un nuovo fornitore di gas all'Italia, migliorando i livelli di sicurezza sopra descritti. Il Consorzio azero ShahDeniz II utilizzerà il progetto TANAP, che collegherà Azerbaijan e Turchia via Georgia, ed il Trans Adriatic Pipeline (TAP) come rotta per il trasporto del gas azero in Europa. A luglio del 2014 il MiSE ha autorizzato l'importazione del gas azero in Italia per 25 anni attraverso i gasdotti TANAP e TAP, a partire dal 2020, tramite il Consorzio AGSC e la società svizzera AXPO, per un volume complessivo di 8,8 miliardi di metri cubi annui
- Panigaglia ha limiti di operatività derivanti dalla stazza delle navi che possono attraccare e può approvvigionarsi sostanzialmente dai terminali algerini e spagnoli (mediante "reloading" su navi di stazza inferiore)
- OLT, al largo della Toscana, ad oggi non ha contratti di approvvigionamento di lungo periodo ma importa solo carichi spot nell'ambito del servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio offerto prioritariamente ai clienti industriali e per il servizio di peak shaving
- Adriatic LNG, a largo di Rovigo, ha operato nel 2016 circa al 70% della capacità importando GNL dal Qatar. Tali importazioni potrebbero in caso di emergenza essere incrementate, per quanto con capacità residua limitata.

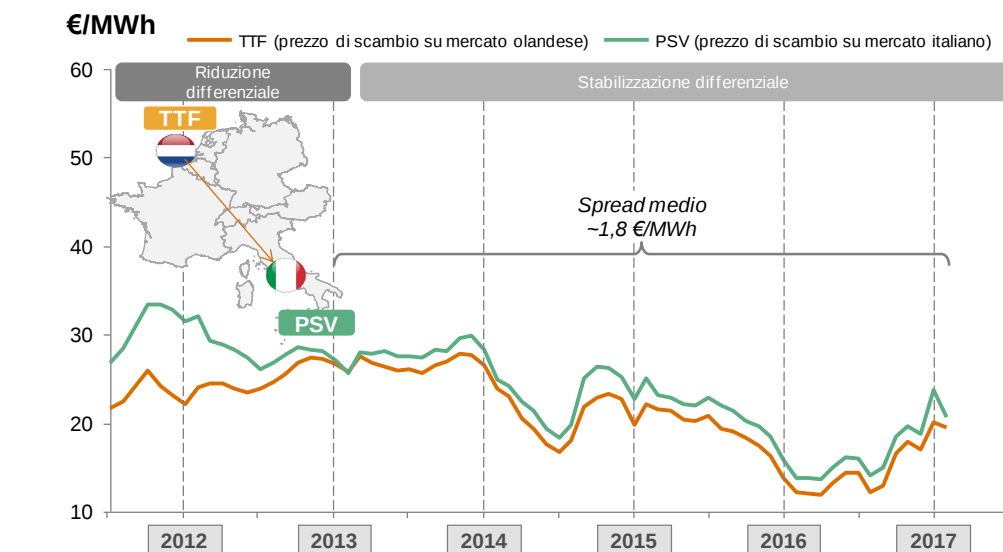
- In uno **scenario di blocco totale della maggiore fonte di import limitato invece a un intero inverno**, l'impatto sul sistema gas italiano nello scenario migliore prevede principalmente un aumento delle importazioni dalle altre direttrici, l'intenso utilizzo di tutti gli stoccaggi commerciali di modulazione ed un limitato utilizzo dello stoccaggio strategico, in funzione dell'andamento climatico. I rischi di copertura sarebbero limitati solo in caso di punte di freddo eccezionale nell'ultima fase invernale. Si avrebbe inoltre un importante effetto negativo sulla performance di picco del sistema. Nello scenario peggiore, e nell'ipotesi di trovare solo in parte forniture alternative, sarebbe invece necessario l'utilizzo totale degli stoccaggi commerciali e di una parte significativa dello stoccaggio strategico, con un potenziale deficit del sistema per la copertura della punta, che comporterebbe interventi preventivi per la riduzione della domanda
- Infine, nel caso di una **interruzione delle forniture della maggiore fonte di import per un solo mese** la mancanza di flusso potrebbe essere compensata da un maggiore utilizzo delle altre rotte di approvvigionamento, dell'incremento di importazioni di GNL, da un maggior prelievo da stoccaggi di modulazione, e dall'eventuale utilizzo del servizio di "peak shaving" dai terminali della OLT, di Panigaglia e del terminale al largo di Rovigo
- Per far fronte alla **crescente variabilità degli scenari** di importazione e rendere possibile il ruolo dell'Italia quale **"hub" del gas nel Mediterraneo**, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di sicurezza energetica europea, l'Italia ha pertanto avviato un percorso di incremento della capacità di trasporto della rete gas nazionale, che comprende la possibilità dell'inversione dei flussi fisici dal sud verso il nord Italia, con un investimento di oltre 700 milioni di euro, in gran parte già effettuato da SnamReteGas. Il progetto è articolato in due fasi:
 - La **prima fase** è finalizzata all'aumento della capacità di trasporto della rete nella Pianura Padana, per garantire la continuità delle forniture nel caso di interruzioni prolungate delle importazione dal Nord Europa e creare i presupposti per l'export verso la Svizzera (tramite il gasdotto Transigaz) e l'Austria (tramite il gasdotto Tag). Già da ottobre 2015 è possibile trasportare circa 5 milioni di metri cubi al giorno di gas (circa 2 miliardi di metri cubi l'anno) verso la Svizzera, attraverso il punto di interconnessione di Passo Gries (in alternativa ai 18 milioni di metri cubi/giorno esportabili verso l'Austria)
 - La **seconda fase** del progetto, il cui completamento è previsto nel 2018, prevede l'incremento della capacità di export dall'Italia fino a 40 milioni di metri cubi/giorno (circa 13 miliardi di metri cubi /anno), che potranno transitare tutti a Passo Gries o fino a un massimo di 18 milioni di metri cubi al giorno a Tarvisio e la parte restante al nodo elvetico. Il gas arrivato in Svizzera dall'Italia potrebbe poi

proseguire verso la Francia (fino a 9,5 milioni di metri cubi al giorno) e la Germania (fino a 22 milioni di metri cubi al giorno)

- In sintesi, l'Italia si troverà ad affrontare, in particolare a partire dal 2019, **molteplici criticità che potrebbero impattare sulla fornitura di gas** e che richiedono un approccio strategico:
 - I contratti commerciali di fornitura gas con l'Algeria dei principali importatori (Eni, Enel, Edison) termineranno nel 2019 e essendo tuttora in corso le rinegoziazioni dei rinnovi, non sono ancora stati definiti i volumi destinati all'esportazione da questo Paese, che dipendono anche dai futuri investimenti che saranno effettuati per mantenere l'attuale livello di produzione
 - I contratti di transito del gas algerino attraverso il gasdotto TTPC in Tunisia scadranno anch'essi nel 2019 ed i connessi nuovi negoziati andranno condotti in parallelo con quelli di fornitura di gas algerino ivi compresi quelli sui diritti di transito; inoltre la titolarità dei diritti di transito passerà dalla Società in cui è presente Eni all'operatore tunisino
 - Non si hanno certezze con gli sviluppi della situazione in Libia, che potrebbe avere riflessi sugli impianti di produzione e il gasdotto di export verso l'Italia
 - I contratti di transito di gas russo attraverso l'Ucraina – da dove transita il gas russo diretto in Italia – scadranno nel 2019 e Gazprom ha affermato di non voler rinnovare gli accordi con la controparte ucraina, ma di voler portare avanti i progetti di gasdotti di "aggiramento" di tale rotta, via progetto Nord Stream2 e TurkStream
 - Contestualmente alla scadenza dei transiti attraverso l'Ucraina nel 2019, la realizzazione del raddoppio del NorthStream avviata da parte russa, potrebbe avere come risultato che l'Italia dovrebbe approvvigionarsi per tutto il gas russo necessario via Germania, con un mutamento di rotte attraverso l'Europa, e con possibili costi aggiuntivi che dovrebbero essere sostenuti per potenziare le interconnessioni intra europee, i quali potrebbero poi riverberarsi sul prezzo all'ingrosso italiano. Inoltre un volume così importante di gas concentrato in un unico punto di entrata, a parte i rischi per la sicurezza delle forniture, di fatto renderebbe la Germania un hub centroeuropeo dove si formerebbero i prezzi, rendendo strutturale lo spread di prezzo tra il sistema italiano ed il Nord-Europa, dato che il prezzo all'ingrosso al PSV diverrebbe pari a quello tedesco più i costi aggiuntivi di trasporto, aumentando il divario di competitività per le imprese italiane.
 - La produzione in alcuni dei principali Paesi produttori europei - Olanda e Regno Unito – è in fase calante

- Allo stesso tempo emergono in questo quadro di crescente complessità alcuni **elementi positivi che possono aiutare a migliorare la sicurezza** complessiva degli approvvigionamenti per l'Italia:
 - L'apertura del Corridoio Sud, operativo dal 2020 con l'arrivo del gas azero attraverso il TAP per circa 8,8 miliardi di metri cubi aggiuntivi attraverso una rotta del tutto indipendente da quelle attuali di fornitura all'Italia
 - La scoperta dell'importante giacimento Zohr di gas nell'offshore egiziano da parte dell'Eni, che entrerà in produzione nel 2017 e coprirà la domanda egiziana per i prossimi decenni, lasciando potenziali spazi, anche se ridotti, per l'export di GNL nel Mediterraneo
 - Lo sviluppo dei giacimenti di gas rinvenuti nel Mediterraneo orientale (Israele, Cipro e Libano), che potrebbe essere effettuato sia mettendo a fattor comune le infrastrutture di trasporto e di export egiziane, con potenziali nuove interconnessioni verso i due terminali di liquefazione esistenti di Damietta e Idku, con capacità totale di circa 18 miliardi di mc/anno, sia mediante il progetto East Med di collegamento fra le risorse del bacino del Levante e l'Europa, con un gasdotto off-shore via Creta, Grecia ed Italia. Tale progetto che si è recentemente dimostrato economicamente e commercialmente fattibile, tramite uno studio co-finanziato dalla Commissione europea, potrà essere una via affidabile e indipendente di sviluppo di queste fonti di gas per assicurare in futuro una ulteriore diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento. Tale rotta appare quella di maggiore interesse europeo ed italiano rispetto alla ipotesi di un collegamento delle risorse israeliane del bacino del Levante con un gasdotto diretto verso la Turchia
 - L'avvio dello sviluppo del progetto TurkStream che, in combinazione con il progetto ITGI-Poseidon, consentirebbe di diversificare le rotte di approvvigionamento del gas russo verso l'Italia, bilanciando il possibile raddoppio della rotta Nordstream II consentendo così al sistema europeo maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e supportando lo sviluppo dell'Hub italiano
- In uno **scenario di mercato** che si sposterà progressivamente dai contratti long-term Take-or-Pay verso forniture spot approvvigionate dai principali hub europei, la sicurezza e la competitività di approvvigionamento dipenderà sempre di più dalla capacità di mettere in competizione rotte e Paesi alternativi, via gasdotti e GNL, massimizzando i flussi commerciali effettivamente importabili dal mercato italiano alle migliori condizioni economiche

- In termini di **prezzi**, il mercato italiano continua infatti ad essere penalizzato da uno spread di circa 1,8 €/MWh rispetto ai mercati nord europei, ben più elevato rispetto al solo costo variabile del trasporto (pari a circa ~0,5€/MWh⁵⁴)



Fonte: Bloomberg

Figura 32 - Evoluzione dei prezzi gas TTF e PSV

- Questo spread è stato sostenuto soprattutto da una ancora **incompleta integrazione del mercato italiano** rispetto ai mercati più liquidi del Nord Europa e da una persistente dipendenza del sistema italiano del gas dalle importazioni spot dal Nord Europa, che rivestono il carattere di fonte marginale e quindi influenzano la formazione dei prezzi al PSV, per via di:
 - Limitato accesso da parte di operatori terzi alla capacità di transito sui gasdotti da Nord (ed in particolare sul gasdotto Transitegas)
 - Limitata disponibilità di importazioni via gasdotti e GNL, sia su base long term che su base spot, con formule di prezzo direttamente ancorate ai prezzi che si formano al PSV

⁵⁴0,5€/MWh rappresenta il valore della tariffa di trasporto tra l'hub TTF (Olanda) ed il PSV (Italia). La tariffa di trasporto rappresenta il corrispettivo effettivamente corrisposto al TSO per il transito di un determinato quantitativo di gas sulla propria rete di gasdotti, e dipende dalla distanza considerata. Rappresenta dunque una differenza strutturale (in quanto legata a costi effettivamente sostenuti) tra prezzi a TTF e PSV non uno spread legato a condizioni di mercato.

- Limitata capacità dei rigassificatori italiani di attrarre carichi di GNL per operazioni di breve termine, sia per vincoli tecnici (es. limitata operatività di Panigaglia) che per limitata competitività del sistema tariffario in vigore (che sarà superato dal passaggio al sistema ad aste presumibilmente a partire dal 2017-2018)
- In questa situazione di disaccoppiamento rispetto ai mercati più liquidi e competitivi del Nord Europa occorre tener presente inoltre che il **mercato italiano è condizionato dalla presenza di contratti di importazione long-term Take-or-Pay** per oltre 90 bcm/y che, essendo ancora basati in modo preponderante su aggiornamenti oil-linked del prezzo, incidono in modo significativo sui meccanismi di formazione dei prezzi al PSV, contribuendo a rendere i volumi di gas importati su base spot dal Nord Europa fonti marginali nei momenti in cui i prezzi oil-linked si apprezzano rispetto ai riferimenti spot
- La presenza, in concomitanza, di **contratti oil indexed** (direttamente legati al prezzo del petrolio) e **contratti a lungo termine con clausole take-or-pay** (per cui gli operatori sono obbligati ad acquistare un volume minimo contrattuale di gas indipendentemente dalle condizioni della domanda), favorisce la formazione di prezzi che non sono rappresentativi delle logiche di mercato gas con equilibrio tra domanda e offerta. D'altra parte i contratti long-term non sono di per sé sufficienti a garantire la disponibilità dei flussi di importazione e la stabilità dei prezzi al PSV: infatti nei primi mesi del 2017 la volatilità dei flussi dall'Algeria, in concomitanza con condizioni climatiche particolari, ha spinto ad incrementare significativamente le importazioni da Passo Gries, fino a saturare la capacità di import e creare un momentaneo distacco del mercato italiano dai mercati nord europei, con conseguente innalzamento del prezzo PSV (fino a 40 €/MWh, circa 2 volte la media del periodo) e dello spread rispetto a TTF (salito a 20 €/MWh rispetto ai 2 €/MWh medi nel resto del periodo)
- L'Italia rispetta formalmente la **"regola N-1"** che protegge la sicurezza delle forniture ai clienti tutelati (come definita dal Regolamento EU 994/2010⁵⁵). Tuttavia, in termini di sicurezza del sistema italiano gas, il **margin** rispetto a picchi eccezionali di domanda ("domanda di punta") appare ad oggi **limitato**; Si

⁵⁵ La regola "N-1", prevista dall'art. 6 del Regolamento EU 994/2010, verifica se la capacità delle infrastrutture rimanenti, nel caso di un'interruzione della principale infrastruttura di approvvigionamento di gas, sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante un giorno di domanda di gas particolarmente elevata che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni. Valori del calcolo "N-1" superiori al 100%, indicano un sufficiente livello di margine delle infrastrutture per il sistema.

osserva, infatti, che il margine di sicurezza rispetto alla domanda di punta è sceso al 105%, rispetto al 114% calcolato nel 2013

- La riduzione del margine di sicurezza rispetto alla punta di domanda è principalmente dovuta alla diminuzione della capacità di erogazione massima tecnica di stoccaggio⁵⁶, scesa da 230Msm3/g nel 2013/14 a 186Msm3/g nel 2015/16. Occorre considerare inoltre che verso la fine della stagione la capacità di erogazione di punta degli stoccaggi si riduce ulteriormente (la prestazione massima contrattualmente garantita a Febbraio è di 150 MSm3/g per un massimo di 3 giorni) evidenziando ulteriormente la possibile fragilità del sistema

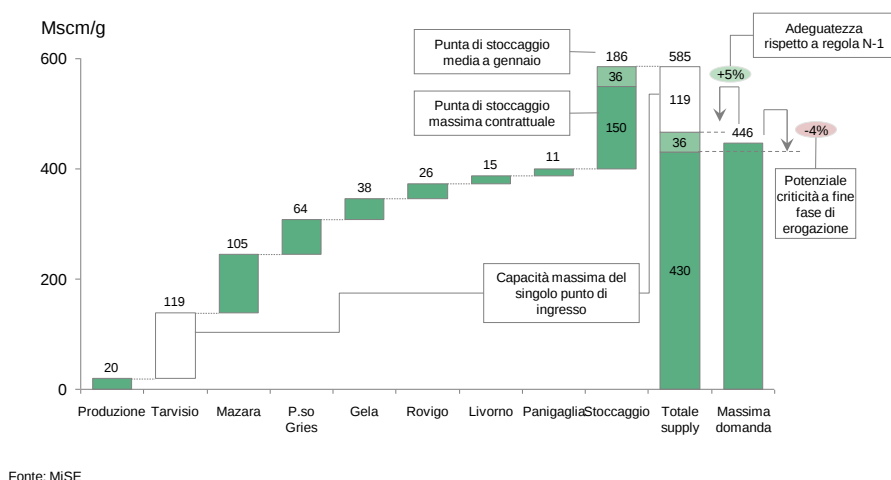


Figura 33 - Analisi N-1 come da piano di sicurezza, mostrando variabilità stoccaggi tra 186 e 150

- La "regola N-1" inoltre considera la capacità tecnica massima dei punti di entrata ma non l'effettiva disponibilità di flussi di import in diversi momenti dell'inverno, come verrà richiesto anche dal nuovo Regolamento UE sulla sicurezza di approvvigionamento attualmente in attesa del voto del Parlamento UE.

⁵⁶Erogabilità massima tecnica di stoccaggio, definita come la somma della capacità massima tecnica di prelievo giornaliera di tutti gli impianti di stoccaggio che può essere erogata ai punti di ingresso della rete nazionale, tenendo conto delle rispettive caratteristiche fisiche. La capacità massima utilizzata nel calcolo è la media mensile di gennaio, nell'ipotesi che non vi siano indisponibilità e che l'erogazione nei mesi precedenti avvenga in linea con gli impegni contrattuali.

Seguendo questo approccio le valutazioni svolte evidenziano che il sistema italiano potrebbe entrare in crisi in caso di interruzione della fonte di maggior approvvigionamento (N-1)

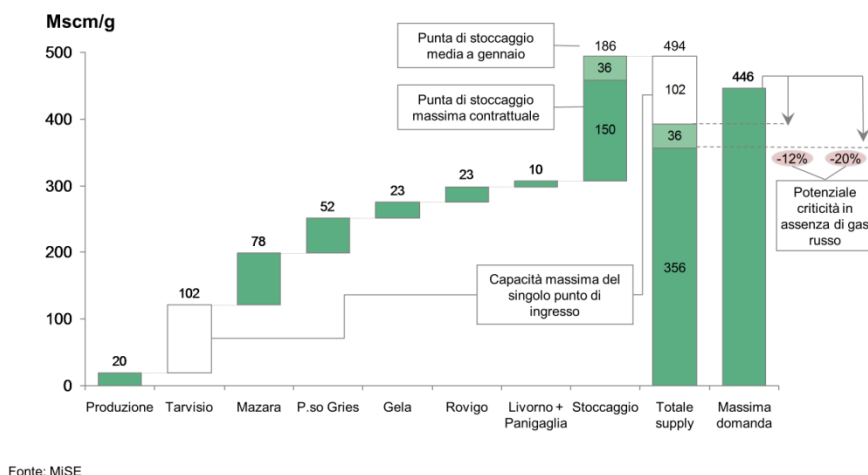


Figura 34 - Analisi resilienza sulle punte, con o senza fonte supply maggioritaria

- La **riduzione del margine di sicurezza "alla punta"** è dovuta anche ad un quadro regolatorio e legislativo che tra il 2006 ed il 2014 ha favorito soprattutto lo sviluppo di capacità di spazio di stoccaggio (utilizzata sempre più intensamente dagli operatori di mercato), mentre la capacità di erogazione giornaliera non è cresciuta proporzionalmente (e negli ultimi anni ha risentito di alcuni problemi operativi legati all'intenso utilizzo)
- Per **mantenere un margine di sicurezza** alla punta adeguato anche in condizioni di emergenza simili a quelle del Febbraio 2012, oltre agli strumenti di fornitura di emergenza già predisposti (es. peak-shaving), ed in attesa di interventi infrastrutturali (es. incremento degli stoccaggi e sviluppo di nuove infrastrutture di import), sarà necessario valutare l'adeguatezza delle attuali misure di contenimento dei consumi (es. riduzione consumi clienti industriali, riduzione temperature riscaldamento, riduzione consumi del sistema elettrico alimentato a gas), come attualmente previsto dai piani di emergenza

Gli obiettivi al 2030

Elettrico

- Dotare il sistema di strumenti innovativi e infrastrutture per garantire l'**adeguatezza** e il mantenimento degli standard di sicurezza, intervenendo con *strumenti di mercato* per orientare i comportamenti degli operatori (capacity market) e aumentando la magliatura della rete e il grado di *interconnessione* in Europa e nel Mediterraneo
- **Garantire flessibilità** del sistema elettrico in un contesto di crescente penetrazione delle fonti rinnovabili che dovranno raggiungere uno share del 50%, di elettrificazione della domanda e di crescita dell'autoproduzione diffusa
- Promuovere lo **sviluppo tecnologico** per garantire ulteriori elementi di **flessibilità**
- Promuovere la **resilienza** del sistema verso eventi meteo estremi ed emergenze
- **Semplificare** i tempi di **autorizzazione** ed esecuzione degli interventi e aggiornare la normativa sull'esercizio degli impianti termoelettrici

Gas

- Indicare un percorso che conduca ad un **sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente**, in definitiva più adatto a fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile, con la finalità di:
 - Incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e con lo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione, sia via gasdotto, che GNL, a carico di soggetti privati
 - Migliorare la flessibilità dell'infrastruttura nazionale rispetto alle fonti di approvvigionamento, potenziando le dorsali di trasporto e le infrastrutture di connessione
 - Migliorare il margine di sicurezza "alle punte"
 - Coordinare i piani di emergenza nazionali con quelli degli altri Paesi che sono collegati al medesimo corridoio di approvvigionamento fisico, come previsto dal nuovo regolamento europeo sulla sicurezza del sistema del gas, stabilendo anche possibili misure di solidarietà tra Stati Membri

Interventi

Settore Elettrico

1) Interventi per l'adeguatezza

- Il **capacity market** rappresenta una delle principali soluzioni già messe in campo per garantire l'**adeguatezza del sistema** e dovrebbe superare le difficoltà di recente incontrate nel mantenimento di adeguati margini di riserva in condizioni di stress (picco di domanda, variazioni di import). Come detto, non sarà riservato solo alla capacità termoelettrica ma aperto ad una pluralità di opzioni tecnologiche, nazionali e cross border.
- L'avvio dell'attuazione è previsto nel 2018, affiancata da un sistema di monitoraggio che consenta di verificare gli effetti del nuovo mercato e, se del caso, correggere o affinare eventuali aspetti critici di implementazione. Il nuovo segmento di mercato potrà superare alcune inefficienze verificate, soprattutto nel 2016, sul mercato dei servizi e ridurre il costo, in modo tale da portare ad un bilancio complessivamente positivo anche sotto il profilo della spesa per il sistema.
- La nuova disciplina sul capacity market è oggi in fase di notifica presso la Commissione europea ed è caratterizzata da diverse integrazioni al testo originario di Terna derivanti, oltre che dal decreto di approvazione del MISE del 30 giugno 2014, anche dal confronto europeo e da un atto di indirizzo del MISE a Terna del 25 ottobre 2016. In particolare, il nuovo sistema prevede l'eliminazione del floor price, le modalità di partecipazione delle risorse cross border, della domanda, delle rinnovabili e delle nuove tecnologie (es. accumuli), la priorità per le risorse con requisiti di flessibilità, la semplificazione delle aste per la prima attuazione.
- Andrà valutata la possibilità di introdurre, nell'ambito del meccanismo del capacity market, un cap emissivo per orientare maggiormente il mercato verso l'offerta di servizi che rispondano all'obiettivo generale di decarbonizzazione del sistema (i.e. 550g per kWh)
- L'obiettivo di mantenimento dell'adeguatezza sarà valutato con monitoraggio periodico dell'adeguatezza del sistema elaborato da parte del TSO, per valutare l'efficacia e l'efficienza del capacity market soprattutto in vista di un periodo che si presenta particolarmente ricco di cambiamenti, per effetto delle modifiche attese nei sistemi elettrici di altri Paesi confinanti

- E' necessario **potenziare ulteriormente le interconnessioni con l'estero**. Il raggiungimento degli obiettivi dell'Energy Union si concretizza infatti anche attraverso uno sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche in Europa, che figurano tra le priorità dell'agenda energetica.
- A livello nazionale esiste un complesso panorama di possibilità normative per lo sviluppo delle linee transfrontaliere, che si compone principalmente di: opere nell'ambito di quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento; opere nell'ambito di quanto previsto dalla legge 99/2009 e s.m.i (c.d. Interconnector); opere realizzate da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 714/2009 (c.d. Merchant Line).
- Lo sviluppo di Interconnector finanziati da clienti finali e realizzati ed eserciti, su mandato, da Terna porterà ad un incremento significativo della complessiva capacità di trasporto disponibile. Per quanto concerne lo sviluppo delle c.d. Merchant Line, la Concessione (art. 9) prescrive al TSO di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero.
- Ai fini di una migliore capacità di pianificazione di lungo periodo è utile rappresentare che in Italia le iniziative c.d. merchant, tuttora in essere, sono particolarmente numerose ma allo stato hanno avuto un tasso di successo relativamente esiguo.
- In relazione agli interventi pianificati e sviluppati da Terna, illustrati nel dettaglio nel focus box *"Infrastrutture di rete necessarie per l'adeguatezza e flessibilità del sistema elettrico"* (pag. 111), le attività sono coordinate in modo tale che la realizzazione dell'interconnessione ed il pieno sfruttamento della stessa sia coerente con *il Piano di Sviluppo di Terna* tenendo conto che la capacità del collegamento proposto viene valutata di concerto con i TSO confinanti, in base allo stato della rete e non escludendo ulteriori rinforzi per il pieno sfruttamento della capacità del collegamento stesso.
- Gli investimenti per la risoluzione delle **congestioni interzonali e intrazonali**, anch'essi illustrati in dettaglio nel focus box di pag. 111 sono importanti per attenuare le problematiche di adequacy e *overgeneration* da rinnovabili. In molti casi, infatti, interventi mirati sulla Rete di Trasmissione portano benefici sia in termini di integrazione delle rinnovabili, sia in termini di riduzione delle congestioni e vincoli alla capacità produttiva.
- La riduzione delle congestioni interzonali (tra zone di mercato), contribuisce ad una maggiore competitività sul mercato elettrico, aumentando lo sfruttamento della capacità produttiva più efficiente, compresa quella da fonte rinnovabile.

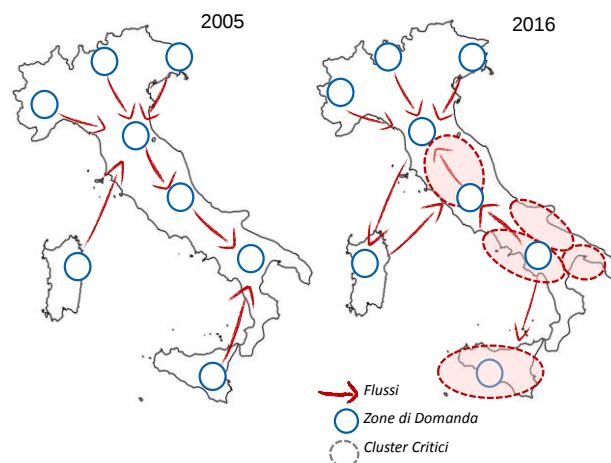


Figura 35 -Zone di criticità e Flussi di energia 2005 vs 2016

- Gli **impianti di pompaggio** rappresentano una importante risorsa per l'adeguatezza oltre che per la sicurezza e flessibilità del sistema, essendo in grado di fornire nelle ore di più alto carico la massima capacità disponibile, assicurata dal riempimento degli invasi a monte, a seguito della programmazione in pompaggio di tali impianti nelle ore di basso carico.
- Risulta opportuno quindi lo sviluppo di ulteriore capacità di pompaggio, in particolare nelle aree dove oggi è maggiormente carente, anche attraverso la realizzazione di impianti integrati con il sistema idrico.
- Il potenziale legato allo sviluppo degli impianti di pompaggio idroelettrico sarà meglio affrontato nel paragrafo successivo, relativo alle misure per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

2) Interventi per l'Integrazione delle FER e risorse per la Flessibilità

- **Gli investimenti sulla rete sono interventi fondamentali per garantire un'integrazione "strutturale" delle rinnovabili.** Lo sviluppo futuro delle rinnovabili avrà a disposizione strumenti tecnologici e assetti che dovrebbero rendere meno stringente il fabbisogno di servizi da parte della rete e permettere processo inverso di crescente integrazione delle rinnovabili nel mercato dei servizi.
- Lo **scenario di penetrazione al 50% al 2030** è stato oggetto di analisi da parte di Terna; il risultato è che l'obiettivo è pienamente raggiungibile in condizioni di sicurezza. Saranno però necessari nuovi investimenti in sicurezza e adeguatezza, prevedendo in particolare:
 - Ulteriori investimenti sulla rete
 - Nuove risorse di flessibilità, inclusi stoccaggi e pompaggi in asta
 - Ulteriore capacità generativa flessibile;
- Con riferimento agli **sviluppi della rete elettrica**:
 - l'insieme delle **misure previste nel Piano di Sviluppo e di Difesa** di Terna (che già analizzavano scenari di forte crescita delle rinnovabili e per le quali si rimanda ai PdS 2017, Terna)
 - ulteriori **rinforzi di rete** – rispetto a quelli già pianificati nel Piano di sviluppo 2017 - **tra le zone Nord-Centro Nord e Centro Sud**, tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni. Il Piano di Sviluppo 2017 già prevede tra gli interventi allo studio la realizzazione di un rinforzo della dorsale adriatica per migliorare le condizioni di adeguatezza del sistema elettrico nazionale;
 - rinforzi di rete e magliature aggiuntivi rispetto a quelli già indicati ai punti precedenti in caso di distribuzioni particolarmente concentrate in alcune aree del Paese; da identificare caso per caso in relazione alle previsioni di evoluzione dei livelli di concentrazione.
- In particolare le analisi di rete hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 400 — 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 — 132 kV. I principali interventi su rete primaria e le relative finalità sono riportati nel focus box di pag. 111.

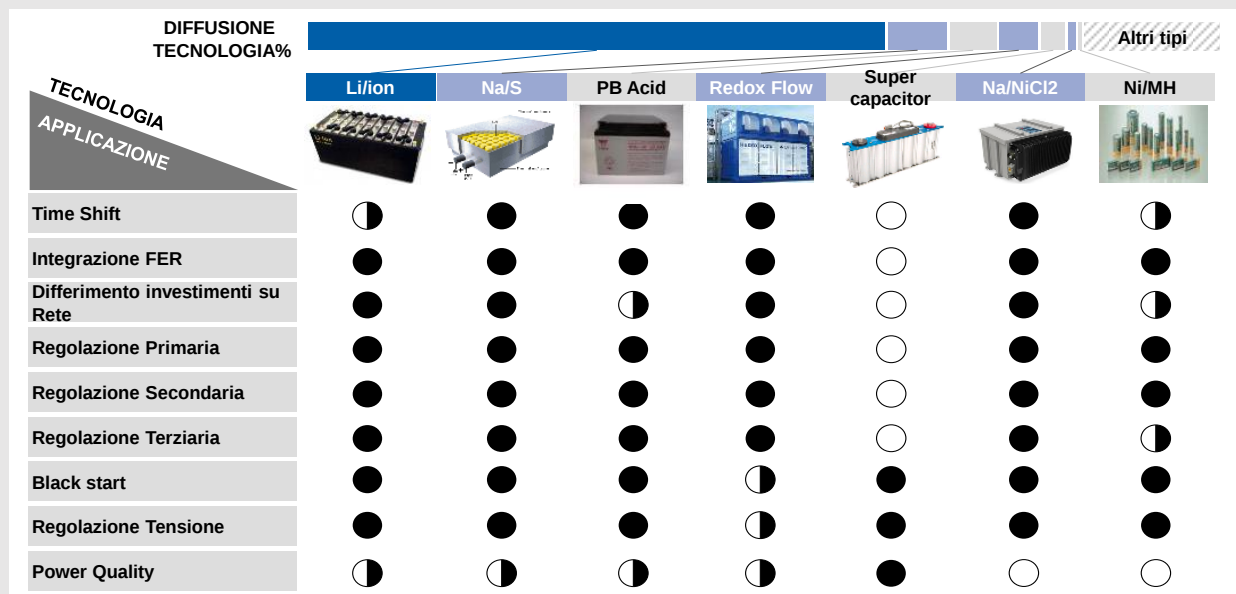
- Ad integrazione degli sviluppi di rete evidenziati ai punti precedenti, l'obiettivo di crescita delle fonti intermittenti al 50% al 2030 richiede anche lo **sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio** per 5 GW, in grado di accumulare produzione intermittente per circa 3-4 TWh, con capacità di accumulo fino a 7-8 ore. La realizzazione di 5 GW di capacità da stoccaggio dovrà **localizzarsi in Centro e Sud Italia**, dove più intenso sarà lo sviluppo delle rinnovabili, per assorbire fino **al 55%** dell'*overgeneration*
- La scelta delle tecnologie per lo storage andrà valutata considerando l'incremento di prestazioni offerto dall'evoluzione tecnologica e il rapporto costi-benefici. A tal fine contribuirà la previsione del Clean Energy Package secondo cui i servizi correlati andranno approvvigionati dal TSO con gare pubbliche che porteranno gli operatori di mercato a rendere sempre più efficienti le soluzioni proposte
- I sistemi di **storage idroelettrico** sono sistemi in grado di fornire servizi di flessibilità in ragione delle loro caratteristiche tecniche:
 - Elevata Velocità di risposta contribuendo alla sicurezza del Sistema
 - Capacità di seguire rampe ripide sia in salita che in discesa
 - Utilizzabile per soddisfare domanda di potenza alla punta contribuendo all'adeguatezza del Sistema⁵⁷.
 - In tal senso il ruolo dei pompaggi può agevolare in modo molto significativo l'integrazione delle FER. Da un lato offrendo servizi di tipo "energy intensive" consentendo una traslazione temporale della produzione rinnovabile generata in ore di eccesso di offerta ed utilizzata in ore di maggiore domanda (cd. Load-shifting), dall'altro offrendo servizi di tipo "power intensive" per smussare picchi di potenza immessa dalle rinnovabili o fornire un contributo a fronte di minor produzione, per finalità di equilibrio del Sistema.

⁵⁷Al riguardo si richiama il contributo dato dagli impianti di pompaggio durante l'inverno 2017, in cui erano attese criticità in termini di adeguatezza legate da un lato al fermo di alcuni impianti nucleari in Francia, che hanno determinato una riduzione delle importazioni nette in Italia, e dall'altro a temperature inferiori alla media in tutta l'Europa centrale. I sistemi di accumulo idroelettrico si sono rivelati strumenti fondamentali per l'esercizio della Rete, essendo stati gestiti in modo da assicurare la massima capacità disponibile nelle ore di alto carico e la programmazione in fase di pompaggio nelle ore di basso carico, al fine di riempire gli invasi a monte in tali ore, ed utilizzare la capacità produttiva così assicurata per soddisfare la domanda nelle ore di punta

- In sintesi, questo tipo di impianti permette di modulare l'erogazione della potenza elettrica durante l'arco della giornata e di immettere in rete grandi quantità di energia in tempi rapidi, a costi decisamente più vantaggiosi rispetto agli altri sistemi di accumulo.
 - Lo **storage idroelettrico** costituisce oggi l'opzione più matura. In prospettiva, oltre alla realizzazione di nuovi impianti andranno valutate modalità per un miglior utilizzo degli impianti esistenti, attualmente non sfruttati a pieno.
-
- Per i prossimi anni è atteso anche un forte sviluppo dello **storage elettrochimico** sia a livello distribuito che centralizzato, guidato da una curva di riduzione dei costi che renderà sempre più vantaggiosi i sistemi di fotovoltaico distribuito con batteria; secondo le analisi elaborate da Terna, l'installazione fino a 5 GW di batterie elettrochimiche potrebbe assorbire fino al 40% dell'*overgeneration* al 2030.

Focus box: Lo storage elettrochimico

Lo storage elettrochimico, nonostante gli elevati costi di investimento, fornisce una molteplicità di servizi quali time-shift, Regolazione Primaria, Secondaria e Terziaria, Regolazione di Tensione e Black-Start .



Fonte EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage technology development roadmap towards 2030; based on DOE US Statistics on storage including announced projects, other includes also "not available" type

Figura 36 - Storage Elettrochimico: Tecnologie e Applicazioni

I progetti pilota avviati in Italia da Terna

Anche in tale ambito interviene il Clean Energy Package, con disposizioni finalizzate a separare gli investimenti regolati dei TSO e dei DSO dagli investimenti che, nell'ottica della Commissione europea, dovrebbero essere lasciati alle dinamiche di mercato. Dall'analisi di ENTSO-E emerge che valutando caso per caso le condizioni dei diversi Paesi Europei, laddove un mercato non si sviluppasse in modo autonomo, potrebbe essere consentito al TSO la possibilità di organizzare gare (tender) per contribuire almeno in parte alla flessibilità del Sistema e/o addirittura a concedere al TSO di fare investimenti regolati e mettere all'asta la capacità associata secondo modalità non discriminatorie e trasparenti. Si tratta di un tema fondamentale per la futura evoluzione del sistema, in cui sarà importante assicurare le condizioni per lo sviluppo del mercato senza pregiudicare la dimensione della sicurezza e i relativi investimenti da parte dei TSO e dei DSO.

In Italia il TSO ha individuato le aree prioritarie in cui sviluppare i sistemi di accumulo diffusi al fine di gestire le criticità dovute all'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, includendo all'interno del Piano di Sviluppo della Rete e del Piano di Difesa l'implementazione di due tipologie di progetti di storage: Power Intensive e Energy Intensive.

- I progetti Energy Intensive hanno come obiettivo primario la riduzione delle congestioni locali, su porzioni di rete critiche in alta tensione, causate dall'eccessiva penetrazione di impianti rinnovabili e la fornitura di servizi di rete per favorirne l'integrazione. Le realizzazioni sono state avviate in attuazione del Piano di Sviluppo (circa 35MW autorizzati nell'ambito di un programma di sperimentazione) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico. L'Autorità dell'Energia Elettrica, Gas e Sistema Idrico, dopo aver specificato i requisiti minimi per la selezione dei progetti pilota di sperimentazione di accumulo di energia, ha approvato specifici strumenti di regolazione. Sei progetti pilota autorizzati a Terna, per complessivi 34,8 MW da realizzare in tre siti individuati in Campania (12 MW Ginestra SANC, 12 MW a Flumeri SANC, 10,8 MW Scampitella SANC) sono stati tutti posti in esercizio.

Progetti Power Intensive hanno natura sperimentale con l'obiettivo di gestire in sicurezza le reti delle Isole Maggiori (Sicilia e Sardegna), principalmente attraverso la gestione delle variazioni della frequenza a fronte di squilibri tra generazione e domanda. Tali investimenti, sono stati inclusi nel Piano di Difesa 2012 (40MW complessivi sulle Isole Maggiori), autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico.

Lo storage distribuito

Oltre a quanto avviato da Terna, in attuazione di disposizioni normative del Ministro dello sviluppo economico (Dm 5 luglio 2012), l'Autorità ha provveduto a definire le modalità con le quali i soggetti esercenti impianti a fonti rinnovabili possono utilizzare sistemi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia elettrica prodotta, nonché per immagazzinare l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza. Le stesse disposizioni prevedono la regolazione delle modalità con le quali i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli produttori, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie. Grazie alle norme già oggetto di regolazione dell'Autorità, oltre 650 impianti dei produttori, tutti fotovoltaici, sono stati dotati di sistemi di accumulo, con diverse configurazioni (monodirezionale lato produzione, bidirezionale lato produzione, bidirezionale post produzione), con una potenza di rilascio complessiva pari a oltre 3,5 MW. 240 dei 650 sistemi di accumulo sono basati sulla tecnologia del piombo, mentre oltre 400 sono basati sul litio.

Il recente decreto del Ministro dello sviluppo economico per la diffusione delle fonti rinnovabili nelle isole minori promuove la realizzazione di progetti pilota, che saranno selezionati anche in base al grado di innovazione, con particolare riferimento ai sistemi di integrazione delle fonti rinnovabili tramite l'impiego efficiente di sistemi di accumulo e allo sviluppo di trasporto elettrico

- **Importante contributo** alla flessibilità sarà dato dall'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse, quali gli **impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche accompagnati da sistemi di storage, la generazione distribuita e il demand side response**. In particolare, la **partecipazione della domanda al MSD** avverrà non semplicemente nella configurazione attuale di servizio di interrompibilità, ma nella forma di un vero e proprio *player* attivo di mercato. In tal senso, Terna, in attuazione degli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico e di quanto previsto dalla delibera dell'AEEGSI 300/2017/R/eel, relativa alla definizione di progetti pilota per una prima apertura del MSD alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo, ha definito il regolamento del primo progetto pilota per la partecipazione della domanda al mercato dei servizi di dispacciamento. Un primo avvio delle nuove forme di servizio è previsto già nel corso del 2017. Ulteriori progetti pilota verranno definiti, ai sensi della medesima delibera, per la partecipazione al MSD di unità di produzione attualmente non abilitate, inclusi i sistemi di accumulo.
- La sperimentazione di tali progetti è funzionale all'acquisizione di elementi utili per la riforma organica del dispacciamento, avviata dal regolatore, che consentirà l'ampliamento delle risorse in grado di fornire servizi di dispacciamento, in un'ottica di neutralità tecnologica. Il processo potrà richiedere una revisione dei servizi attualmente definiti e dei relativi requisiti previsti per la loro fornitura, revisione che dovrà tenere conto anche delle prescrizioni delle Linee Guida in materia di Bilanciamento; si renderà inoltre necessario lo sviluppo di nuove regole commerciali e contrattuali per regolamentare i rapporti tra la figura dell'aggregatore e l'utente del dispacciamento o cliente finale (cfr Mercato elettrico).
- Lo scenario di penetrazione delle rinnovabili e di contestuale riduzione della produzione termoelettrica renderebbe necessario infine, secondo le stime di Terna, oltre a quanto detto sopra, anche 1 GW circa di **capacità flessibile (i.e. OCGT o CCGT)**, la cui dislocazione dovrà essere opportunamente promossa nel territorio, anche attraverso segnali specifici nell'ambito del mercato della capacità, in relazione all'evoluzione del sistema. I tempi di realizzazione e i costi (quindi i tempi di ammortamento) possono essere drasticamente ridotti utilizzando i gruppi di cicli combinati dismessi o convertendo alcuni impianti CCGT al funzionamento in ciclo semplice
- Ricapitolando, gli **investimenti aggiuntivi** nello scenario con **rinnovabili al 50%** assommano a circa 17-19 MLDE e possono essere riassunti come segue:
 - -ulteriori investimenti di rete : 8,8 – 9 MLDE
 - - risorse di flessibilità e pompaggi: 7.5 – 9.5 MLDE
 - - ulteriore capacità generativa flessibile: 0.5-0.6 MLDE

- Parallelamente alle infrastrutture di flessibilità, è importante per il sistema che la rete si doti dispositivi per l'incremento della controllabilità e della stabilità della RTN quali reattanze, compensatori sincroni e FACTS – flexible AC transmission systems in grado di fornire servizi di regolazione di tensione e controllo dei carichi per garantire elevati standard di qualità del servizio e di Sicurezza del Sistema

3) La flessibilità nella prospettiva della generazione distribuita: le smart grid

- La **crescita della generazione distribuita** richiede una vera e propria **trasformazione delle reti di distribuzione e delle relative modalità gestionali**, con l'ammodernamento sia della componente hardware (e.g. per rendere anche le reti di distribuzione bi-direzionali) che di quella software (e.g. per abilitare iniziative di *demand response management*). Già da alcuni anni il Governo ha rivolto la propria attenzione a questo tema, affidando all'Autorità il compito di assicurare una maggiorazione della remunerazione del capitale investito ai distributori di energia elettrica che effettuano interventi di ammodernamento delle reti secondo i concetti di *smart grid*, fornendo i criteri per l'inserimento di sistemi di stoccaggio, l'efficacia ai fini del ritiro integrale dell'energia da generazione distribuita, la capacità di regolazione della tensione e l'impiego di sistemi avanzati di comunicazione, controllo e gestione.
- Partendo dalle risultanze dei progetti pilota smart grid avviati nel 2011, l'Autorità ha già identificato due **funzionalità innovative**, concentrate sulle reti di media tensione, replicabili su larga scala e su cui si può agire per accelerarne l'implementazione:
 - **osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT**, ai fini della migliore gestione del bilanciamento del sistema e della regolazione della tensione e della potenza attiva;
 - **regolazione della tensione delle reti MT**, per aumentare la cosiddetta hosting capacity della rete in MT.
- Si ritiene che vada adeguatamente sostenuta, con l'**intervento sulla remunerazione** di cui si è detto più sopra e, ove possibile utilizzando fondi strutturali e di investimento europei (come fatto nella pianificazione 2007-13 e previsto in quella 2014-20), la realizzazione delle soluzioni già messe a punto, partendo dalle aree nelle quali vi è elevata concentrazione di impianti a fonti rinnovabili o è attesa maggiore diffusione, individuate dall'Autorità. Gradualmente, la maggiorazione della remunerazione dovrà calare, fino a rendere ordinaria tali interventi.
- Nel frattempo, con lo stesso approccio, andranno **avviate nuove sperimentazioni** che riguarderanno:
 - analoghi interventi sulle reti in bassa tensione e, ove necessario, anche l'alta tensione;
 - la gestione locale, da parte dell'impresa di distribuzione, di servizi di regolazione di tensione e di potenza attivi da parte di utenti attivi posizionati nelle reti in media tensione;

- Partecipazione della generazione distribuita alla rialimentazione di porzioni rete

- Sempre a livello sperimentale, è stata recentemente avviata, seppure in contesti particolari come le **piccole isole non interconnesse**, la realizzazione di progetti che, nel rispetto delle condizioni di sicurezza e continuità della fornitura, consentano un apporto di fonti rinnovabili fino al 50%, in linea con la quota di rinnovabili elettriche attesa nel Paese al 2030. Tale sperimentazione dovrà essere rapidamente attuata, in modo da trarne spunti auspicabilmente utili anche per la terraferma.
- Proseguirà, nel contempo, l'attività di ricerca per sperimentare l'integrazione con sistemi di accumulo a vari livelli di tensione, veicoli elettrici, demand side management e collettività dell'energia rinnovabile.
- In proposito, andranno **utilizzati in modo coordinato strumenti** come la **ricerca di sistema**, i **programmi europei e internazionali**. A livello europeo, ad esempio, l'Italia coordina il Programma congiunto sulle reti intelligenti – JPSG - di EERA, l'Alleanza europea per la ricerca energetica, che riunisce 40 centri di ricerca pubblici europei e università che hanno accettato di condividere risultati e informazioni e coordinare l'utilizzo delle infrastrutture di ricerca. Sempre a livello europeo, l'Italia partecipa attivamente all'ETIP SNET, piattaforma europea per la tecnologia e l'innovazione delle reti intelligenti per la transizione energetica e ai suoi gruppi di lavoro che includono una moltitudine di stakeholder europei e esperti del settore energetico. A livello internazionale, l'Italia ha assunto la leadership, insieme a India e Cina, della Challenge relativa alle smart grids di Mission Innovation, iniziativa lanciata in occasione della COP21 di Parigi.
- L'ulteriore diffusione di tali tecnologie dipenderà strettamente dall'efficacia delle stesse e dall'evoluzione costi, ma anche **dall'adeguamento del quadro normativo e regolatorio**, che dovrà **tempestivamente recepire** gli esiti dell'innovazione.

FOCUS box: Infrastrutture di rete necessarie per l'adeguatezza e flessibilità del sistema elettrico

Interconnessioni con l'estero

- L'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, indica che lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa:
 - la frontiera **Nord** (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), a fronte di un differenziale di prezzo che, in base alle previsioni attualmente disponibili, tenderà a mantenersi generalmente elevato;
 - la frontiera con il **Sud Est Europa** (SEE), dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dell'area.
- Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il **Nord Africa** è di rilevanza strategica (Italia e Tunisia), potendo fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche.

Risoluzioni delle congestioni infrazionali e intrazonali

- Il Piano di sviluppo di Terna (2017) ha analizzato le principali necessità di intervento sulla base di vari scenari previsionali di ENTSO-E; in particolare è **prioritario potenziare la dorsale Sud – Nord e rinforzare la rete nella zona Sud e Isole** anche tramite l'utilizzo di nuove linee come ad esempio le linee ad alta capacità. Secondo il Piano di Sviluppo Terna del 2017 si prevede
 - +4,2 GW di capacità di trasporto da Sud a Nord
 - +0,6 di interconnessione Italia – Tunisia per ridurre l'impatto dell'*overgeneration* nel Sud
- Nelle simulazioni effettuate da Terna (ref Piano di Sviluppo Terna 2017) sulla struttura di rete si evidenziano possibili eventi caratterizzati da un rischio di sovraccarico su rete primaria, in particolare nelle aree:
 - **Nord-Est:** si concentra qui una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale; le aree del Veneto e del Friuli Venezia Giulia continuano ad essere caratterizzate da limitazioni di capacità di trasporto che possono ostacolare il transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato;
 - **Nord-Ovest:** le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di consumo, sono interessate da elevati transiti di potenza. Si evidenziano i sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti 400/220 kV della Liguria occidentale;
 - **Emilia e Toscana:** si riscontrano sovraccarichi delle linee a 400 e 220 kV interessate dal transito dell'energia sulla sezione Nord — Centro Nord;

- **Centro Italia:** si evidenziano rischi di sovraccarico sulle arterie 220 kV che attraversano Umbria, alto Lazio e Abruzzo e sovraccarichi di alcune trasformazioni presso gli impianti 400 - 220 kV;
- **Sud:** la rete a 400 kV tra Campania e Puglia, in particolare le arterie tra le stazioni di Benevento 2, Troia e Foggia, risultano essere interessate da consistenti fenomeni di trasporto di energia che dalle aree di produzione della Puglia viene convogliata verso le aree di carico della Campania e del Centro Italia. Inoltre, sono di significativa importanza i sovraccarichi sulla rete 400 kV e 220 kV della Campania, considerato che quest'ultima contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 400 e 220 kV è chiamata a trasportare elevati flussi di potenza dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti della medesima area. Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 400 kV "Laino—Montecorvino". Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulle arterie 400 kV della Calabria ionica.
- **Sicilia** si registrano eventi di sovraccarico diffusi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna. In particolare problemi si riscontrano sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo.

Fonte Terna

Tabella: Interventi per risoluzione congestioni interzonali

AREA	TIPOLOGIA	FINALITÀ
Nord - Centro Nord	Elettrodotto 400 kV "Calenzano — Colunga"	• Incremento limiti di scambio
Sud - Centro Sud	Elettrodotto 400 kV "Foggia — Villanova"	• Incremento limiti di scambio • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Sud - Centro Sud	Elettrodotto 400 kV "Deliceto — Bisaccia"	• Incremento limiti di scambio • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Sud - Centro Sud	Elettrodotto 400 kV "Montecorvino — Avellino — Benevento"	• Incremento limiti di scambio • Riduzione vincoli del polo di produzione di Rossano • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Sud - Centro Sud	Riassetto rete Nord Calabria	• Riduzione vincoli del polo di produzione di Rossano • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili

- Valutando l'impatto degli interventi di sviluppo della rete elettrica primaria, in termini di affidabilità ed adeguatezza sia nel medio sia nel lungo termine, e considerando sia lo scenario "Base" sia di "Sviluppo" di Terna rispetto ai due indici di adeguatezza, si osserva

come gli interventi di sviluppo abbiano un impatto benefico sull'affidabilità del Sistema Elettrico comportando un miglioramento degli indici affidabilistici in tutti gli scenari analizzati caratterizzati da differente trend di crescita del fabbisogno e di penetrazione di generazione rinnovabile.

- La riduzione delle **congestioni intra-zonali** ed i vincoli alla capacità produttiva consentono il pieno sfruttamento della capacità produttiva efficiente da fonti convenzionali e di quella da rinnovabili e rendono disponibili maggiori risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento.

AREA	TIPOLOGIA	FINALITÀ
Nord Ovest – Nord Est	Elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia	Riduzione congestioni
Nord Est	Elettrodotto 400 kV "Udine — Redipuglia"	- Riduzione dei vincoli sulla rete - Riduzione limiti di scambio con la frontiera slovena
Nord Est	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	- Riduzione congestioni - Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Sud - Sicilia	Elettrodotto 400 kV "Paterne — Pantano — Priolo"	- Maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra questa e il Continente - Incrementare la sicurezza di esercizio - Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Sud - Sicilia	Elettrodotto 400 kV "Chiaramonte Gulfi — Ciminna"	- Maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra questa e il Continente - Incrementare la sicurezza di esercizio - Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Centro - Sardegna	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa — Buddusù	- Riduzione congestioni - Incrementare la sicurezza di esercizio - Incrementare la qualità del servizio

Fonte Terna

Tabella: Interventi per risoluzione congestioni intrazonali

- Agli interventi di cui ai punti precedenti si aggiungono ulteriori azioni localizzate relative a stazioni 400/150 kV di raccolta e rinforzi delle reti AT per ridurre le congestioni che rischiano di limitare la produzione da fonti rinnovabili al Sud e nelle isole maggiori.

Aumento della flessibilità per l'integrazione delle fonti rinnovabili

- Agli interventi di cui ai punti precedenti si aggiungono infine una pacchetto di interventi sulla rete necessarie per garantire la flessibilità necessaria alla penetrazione delle rinnovabili al 50%

AREA	TIPOLOGIA	FINALITÀ
Nord	Stazione 400 kV Mese	Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Nord	Elettrodotto 220 kV "Glorenza-Tirano-der.Premadio"	
Nord	Riassetto rete Alto Trentino	
Nord	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	
Sud - Centro - Nord	Raddoppio dorsale 400 kV Adriatica	
Sud	Elettrodotto 400 kV "Altomonte — Laino"	
Sicilia	Sviluppo rete primaria 400-220 kV	
Nord	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	• Riduzione congestioni • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Nord - Centro Nord	Elettrodotto 400 kV "Calenzano — Colunga"	• Incremento limiti di scambio • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Centro Sud - Centro Nord	Sezione Centro Sud-Centro Nord	• Rimozione limitazioni di trasporto • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Sud - Centro Sud	Elettrodotto 400 kV "Montecorvino — Avellino — Benevento"	• Incremento limiti di scambio • Riduzione vincoli del polo di produzione di Rossano • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
Sud	Elettrodotto 400 kV "Deliceto — Bisaccia"	• Incremento limiti di scambio • Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili

Tabella: Interventi su rete primaria per favorire l'integrazione delle RES

4) Interventi per la Resilienza

- Considerata l'**intensificazione di eventi meteorologici** estremi e la scarsa capacità della rete di rispondere prontamente a tali eventi, è necessario richiedere ai gestori delle reti piani di investimento specifici e definire nuovi standard di resilienza, che si affianchino ai tradizionali standard di qualità del servizio.
- Un sistema resiliente è in grado di “reagire” agli eventi severi che ne compromettono il funzionamento, minimizzando i disservizi. Nella definizione di resilienza è insito il concetto di capacità adattiva della rete elettrica a eventi estremi, che attiene sia **alla tenuta del sistema**, ancorché con prestazioni degradate, a fronte di tali eventi, **sia al ripristino rapido e al ritorno** (*fast recovery*) alle condizioni normali di esercizio a seguito di un disservizio esteso determinato da condizioni di stress anche superiori ai limiti di progetto, in modo da ridurre l'energia non fornita.
- E' stato avviato dall'Autorità per l'energia il lavoro del "**Tavolo Resilienza**", condiviso con soggetti tecnici specializzati e i principali stakeholder del settore, finalizzato alla introduzione anche di nuovi meccanismi per aumentare la responsabilizzazione delle imprese distributrici e di Terna per le interruzioni causate da eventi meteorologici i cui effetti vanno oltre i limiti di progetto, in base ai quali sono realizzate le reti elettriche.
- Il **Ministero dello Sviluppo Economico**, a valle del lavoro della commissione d'indagine sul caso Abruzzo e Marche, sta predisponendo **specifici indirizzi ai gestori di rete** affinché individuino rapidamente piani di intervento con precisi tempi di attuazione e aree prioritarie; saranno inoltre predisposte tutte le azioni di natura legislativa eventualmente necessarie per attuare con urgenza i piani.
- Relativamente alla **capacità di rafforzare la tenuta del sistema**, le azioni includono l' *irrobustimento dei componenti*- dispositivi antighiaccio, irrobustimento dei sostegni/conduttori, sostituzione dei conduttori nudi in cavo (aereo o interrato),- l' *introduzione di ridondanze* - incremento di nuovi collegamenti per una maggiore magliatura della rete di trasmissione e delle possibilità di controalimentazione per le reti di distribuzione, interventi sulle stazioni elettriche- l'adozione di *soluzioni avanzate (smart) di gestione di rete* (Smart Grid), -implementazione di contro-alimentazioni tra livelli di tensione diversi, la separazione in sotto-reti in modo da limitare la propagazione del disturbo e consentire la corretta alimentazione degli utenti almeno nelle aree non colpite.

- La capacità di ridurre velocemente gli effetti degli eventi (**fast recovery**) è collegata sia all'organizzazione, alle risorse umane e strumentali da mettere in campo nella fase emergenziale, all'addestramento, ma anche al coordinamento con le istituzioni e con gli enti coinvolti nell'emergenza.
- Una gestione ottimale delle reti di trasmissione e distribuzione, in caso di emergenza meteorologica, può essere condotta potenziando i meccanismi di messa in allerta di **squadre per il ripristino veloce** delle linee interrotte e, ove possibile, di riconfigurazione dei collegamenti di rete e messa in servizio di gruppi elettrogeni per le utenze delle reti disalimentate. Sono da valorizzare inoltre le soluzioni di tipo *smart grid* per la ripartenza di sistemi isolati mediante la sola generazione distribuita.
- I concessionari di rete devono applicare, in parallelo alle azioni già pianificate, un **approccio di tipo predittivo** per attivare le strutture organizzative e le risorse di ripristino del servizio, prima ancora che il guasto abbia luogo, quando cioè viene previsto con sufficiente confidenza l'accadimento di un fenomeno che avrà impatto sul sistema elettrico.
- Sarà inoltre necessario promuovere un **più stretto coordinamento tra operatori di rete e Enti Locali** per elaborare dei piani locali per la gestione affiancata dell'emergenza (es. sgombero strade, ripristino viabilità locale, manutenzione alberi fuori dalle fasce di rispetto).

5) Semplificazione autorizzativa

- Lo scenario di politiche attive richiede **processi autorizzativi in linea con le tempistiche** richieste per la trasformazione del sistema e per assecondare il processo di decarbonizzazione della produzione (vedi Focus phase out da carbone);
- Da un lato la **normativa di recepimento nazionale della direttiva comunitaria in materia di VIA** consentirà di ridurre i tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi, dall'altro si rendono necessarie azioni per accelerare e ridurre effettivamente la frequenza della procedura di valutazione ambientale strategica dei Piani di Terna, stabilendo termini congrui per lo svolgimento della procedura VAS. A riguardo dovranno esser valutate modalità procedurali e di strutturazione dei Piani di sviluppo che consentano la riduzione della frequenza della VAS (attualmente annuale)
- Sono inoltre necessarie procedure efficienti per interventi quali **accumuli e pompaggi idroelettrici**, rafforzando la cooperazione con gli enti territoriali

- Sarà necessario aggiornare la disciplina che riguarda le **condizioni di esercizio degli impianti**, disciplinando anche eventuali fasi (tempi massimi e modi) di sospensione temporanea dell'esercizio, integrando la normativa che riguarda le fasi di messa fuori esercizio e dismissione dell'impianto e definendo un procedimento utile a promuovere la modifica di siti esistenti in direzioni necessarie al sistema (es. maggiore flessibilità)

Settore Gas

- L'obiettivo che si propone nella SEN 2017 è di stabilire un percorso per **arrivare a un sistema gas complessivamente più sicuro, competitivo, flessibile** (anche per rispondere alle crescenti esigenze di back-up e flessibilità richieste dal crescente peso delle fonti rinnovabili non programmabili sulla produzione di energia elettrica) e resiliente (per fare fronte alla prevista diminuzione della produzione nazionale unita alla crescente esigenza di fronteggiare i rischi geopolitici connessi all'elevata dipendenza dagli approvvigionamenti di gas dall'estero)
 - Le **iniziative** che si propongono, per il sistema del gas nazionale, valide a conseguire i risultati sopra elencati, possono essere suddivise in 3 ambiti:
 - **Iniziative di potenziamento della flessibilità e resilienza** della rete nazionale di trasporto, sia in termini di funzionamento a regime, che in caso di emergenza, anche per fare fronte alle misure di solidarietà verso altri Stati Membri, come previsto dal nuovo regolamento UE sulla sicurezza in fase di emanazione
 - Iniziative di **diversificazione della capacità di import**, mediante gasdotti e GNL
 - Iniziative per **incrementare il margine di sicurezza "alla punta"**
- Le **principali iniziative di potenziamento della rete nazionale di trasporto** sono identificate nel Piano di sviluppo decennale 2016-2025 di Snam, e si raggruppano in due principali ambiti di intervento:
 - **Sviluppare il mercato Nord-Ovest ed i flussi bi-direzionali frontalieri.** Queste infrastrutture, pianificate tra il 2016 e 2018 e in parte quindi già terminate, serviranno a garantire flessibilità e sicurezza di alimentazione dell'area Nord Ovest e consentire capacità di export da Passo Gries e da Tarvisio, che verrà potenziata fino a 40 Msm3/g complessivi⁵⁸. Il piano prevede anche il potenziamento della rete di trasporto da Sud e da Nord-Est (ancora in fase di studio) per adeguare la rete ad eventuali aumenti di capacità di import da gasdotto o da terminali GNL nel centro-sud Italia
 - **Completare la nuova linea della dorsale adriatica.** Questo progetto, che riguarda il 2023, servirà ad incrementare la capacità di import da Sud e superare le difficoltà di interventi sull'attuale dorsale costiera, che attraversa territori fortemente urbanizzati. Il progetto renderà disponibile nuova capacità di trasporto da Sud (sia dalla Sicilia che dall'Adriatico) per circa 24 Msm3/g

⁵⁸Fino 40 Msm3/g da Passo Gries, oppure fino a 22 Msm3/g da Passo Gries e fino a 18 da Tarvisio



Fonte: SNAM

Figura 37 - Principali progetti di sviluppo della rete nazionale

- Per quanto riguarda lo sviluppo e la **diversificazione della capacità di importazione**, si considera strategico perseguire due fronti in parallelo:
 - Favorire lo sviluppo di gasdotti da Sud per accedere a Paesi e rotte gas alternative alle attuali, che consentano importazioni long term con prezzi riferiti al mercato italiano
 - Incrementare la capacità di import di GNL per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato globale del GNL in concorrenza con i terminali del Nord Europa
- In merito allo **sviluppo di nuove infrastrutture di import via gasdotto**, sono ritenuti strategici i progetti:
 - TAP, infrastruttura in fase di costruzione che verrà messa in funzione in un orizzonte di breve termine (entro il 2020) consentendo l'importazione di circa 8,8 bcma di gas azero in Italia e con un potenziale incremento di capacità per ulteriori 10 bcma; e
 - Poseidon, già autorizzato, infrastruttura in fase di sviluppo che potrebbe consentire entro il 2025 l'importazione fino a 20 bcma che potrebbero provenire dai giacimenti scoperti e dalle risorse

potenziali aggiuntive presenti nel bacino del Mediterraneo dell'est, attraverso il progetto di gasdotto EastMed, nonché da Russia, attraverso la seconda linea del TurkStream

- Vi sono, pertanto, in aggiunta alla fase 1 di TAP, diverse possibilità per lo **scenario di medio periodo** (dal 2025):
 - + 10 bcm/a, in caso raddoppio della portata del TAP per portare altro gas azero, o di altre aree del Caspio, (realizzabile senza nuove infrastrutture in Italia, aumentando le centrali di spinta in Albania)
 - fino a + 20 bcma, in caso di realizzazione del progetto Poseidon alimentato per 10 bcma attraverso il progetto EastMed, per l'import di gas dal bacino offshore israelo – cipriota, e per 10 bcma da gas russo via Turkstream

I volumi di gas russo via Turkstream non andrebbero considerati come aggiuntivi ma evidentemente sostitutivi di parte degli import attuali al punto di entrata di Tarvisio, al confine austro-italiano, non contribuendo pertanto alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento ma solo a quella delle rotte.
- L'orientamento è quello di far sviluppare questi gasdotti di importazione in regime di esenzione dall'obbligo di accesso dei terzi, con investimenti sostenuti dai proponenti, senza oneri sulla tariffa di trasporto italiana e senza contributi a fondo perduto a carico della finanza pubblica italiana

Focus box: Possibili scenari di evoluzione della capacità di import

- *Scenario al 2020*
- Il gasdotto TAP (Trans Adriatic Pipeline) ha avviato i lavori nel primo semestre del 2016, dopo aver completato la fase di aggiudicazione dei contratti di appalto, ed è atteso per il 2020 (a regime dal 2021), con una capacità confermata di 10bcm per la fase 1. Al momento è previsto un flusso di import di 8,8 bcm di gas prodotto dai giacimenti ShahDeniz in Azerbaijan e vincolati da contratti long-term della durata di 25 anni. Il TAP rappresenta una continuazione dei gasdotti SCP (South Caucasus Pipeline) e TANAP (Trans Anatolian Pipeline)



Fonte: Trans Adriatic Pipeline (TAP), Gazprom

Figura 38 - Percorso dei gasdotti SCP-TANAP-TAP e Turkstream

Scenario dal 2025

- Lo scenario di lungo periodo prevede che entro il 2025 potrebbe entrare in esercizio il gasdotto IGI-Poseidon, che potrebbe affiancarsi al raddoppio della capacità del gasdotto TAP, oppure potrebbe porsi come alternativa.
- Il gasdotto IGI-Poseidon (Italy-Greece-Interconnection) dovrebbe sviluppare da 10 a 20 bcma di capacità di import addizionale, e potrebbe portare in Europa:
 - Gas israelo-cipriota proveniente dal progetto EastMed
 - Gas russo, re-indirizzato in Italia attraverso il TurkStream (italiano come rotta alternativa rispetto all'attuale punto di consegna a Tarvisio)



Fonte: IGI Poseidon, Trans Atlantic Pipeline (TAP), Gazprom

Figura 39 - Percorso dei gasdotti Turkstream, Eastmed, Poseidon (IGI)

- Il raddoppio della capacità del TAP porterebbe ad un aumento capacità di import da 10 a 20 bcma attraverso la realizzazione di due ulteriori stazioni di compressione in Grecia e Albania. La realizzazione della capacità aggiuntiva, ancora in fase di valutazione, dovrebbe servire all'aumento delle importazioni di gas azero, in caso di scoperta di nuovi giacimenti nel bacino di ShahDeniz o di gas da altre aree del Caspio.
- Complessivamente dal 2025 la capacità di import addizionale potrebbe aumentare, rispetto al 2015, tra 10 bcma (solo TAP fase 1) e 30 bcma (TAP fase 1, IGI-Poseidon e raddoppio di TAP o di IGI-Poseidon), con un incremento dei volumi provenienti da fonti alternative a quelle attuali tra 8,8 bcma (solo gas azero) e 30 bcma (gas azero e gas israelo-cipriota). Ove uno dei progetti incrementali fosse usato per import di gas russo, l'effetto di diversificazione al 2025 sarebbe fino a 20 bcm/a

- Il **Gas Naturale Liquefatto (GNL)** come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto è una strategia adottata da molti Paesi. Dato l'aumento delle condizioni di incertezza e le possibili criticità – tutte verificatesi in passato ma mai tutte contemporaneamente – di interruzione delle forniture verso l'Italia via gasdotto, il MISE sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL, oggi provenienti quasi esclusivamente dal Qatar, e che coprono il 9% circa del fabbisogno interno di gas
- La **capacità di rigassificazione sarà quindi un asset fondamentale** per l'Italia in futuro, perché consentirà di cogliere le opportunità di un mercato GNL che si prevede in over-supply probabilmente fino alla prima metà del prossimo decennio, ed allo stesso tempo di gestire la maggior volatilità delle importazioni da Sud (in particolare dall'Algeria), offrendo alternative di approvvigionamento per il mercato spot:
 - Un mercato GNL in oversupply anche nel Mediterraneo dovrebbe consentire infatti l'accesso ad un portafoglio più ampio di fornitori (oltre al Qatar, ad esempio Algeria, Mozambico, USA, Egitto, Angola e Trinidad e Tobago) a prezzi competitivi, anche rispetto al gas via pipeline, in virtù dell'abbondanza di offerta (e del lieve vantaggio logistico rispetto al Nord Europa per i carichi provenienti da Suez)
 - Altri Paesi affacciati sul Mediterraneo, come Francia e Spagna, sembrano ad oggi meglio posizionati per cogliere le opportunità di un mercato GNL in oversupply, in virtù di:
 - Maggior capacità di rigassificazione installata
 - Maggior disponibilità di spare-capacity per accogliere nuovi flussi di GNL
 - Maggior competitività dei servizi (es. re-loading su nave o su truck) e delle tariffe offerte

- Maggiore peso nel portafoglio dei principali paesi esportatori di GNL

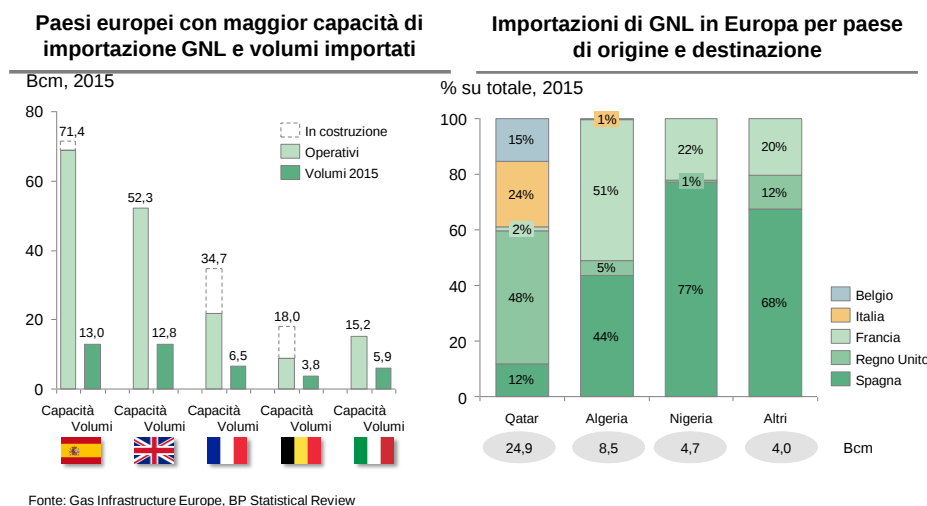


Figura 40 - Benchmark IT, S, F in relazione a: capacità rigassificazione installata al 2015 o in corso di costruzione, spare capacity al 2015, volumi importati dai primi 5 esportatori di GNL

- Ne consegue che, senza miglioramento della capacità di rigassificazione in Italia, i benefici di un mercato GNL in over-supply potrebbero beneficiare soprattutto gli altri Paesi europei a discapito della competitività dell'Italia
- Dal 2016 è stato attivato dal Ministero dello sviluppo economico un **sistema innovativo per i terminali di rigassificazione esistenti**, ed unico in Europa, di offerta con **aste** di un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio del GNL. Le gare per l'anno di stoccaggio 2017 – 2018 hanno offerto circa 1,3 miliardi di metri cubi di stoccaggio per fini industriali
- Alla luce di queste considerazioni è **strategico per l'Italia rivedere il proprio posizionamento sul mercato del GNL nel Mediterraneo**, prima di tutto attuando una revisione del meccanismo di remunerazione dei servizi di rigassificazione (da tariffa ad asta) per migliorare la competitività degli impianti esistenti
- Inoltre, come già previsto anche nella SEN 2013, per essere competitivi sul mercato del GNL è fondamentale per l'Italia **valutare anche lo sviluppo di nuova capacità di rigassificazione**, al fine di superare le limitazioni degli impianti attualmente in esercizio
- Il corretto dimensionamento della capacità aggiuntiva di rigassificazione è determinato soprattutto dalla necessità di garantire che il GNL spot possa essere fonte marginale, in competizione con le altre fonti di

gas spot (Nord Europa, in futuro forse Algeria); tale dimensionamento verrà pertanto analizzato in seguito (si veda la parte del documento dedicata alle iniziative a supporto della competitività del sistema)

- Per quanto concerne il **miglioramento del margine di sicurezza "alla punta"**, oltre al contributo dato dalla capacità di import addizionale, sarà fondamentale **incrementare la capacità di erogazione giornaliera di punta dagli stoccaggi**, per recuperare il calo registrato negli ultimi 3 anni, e soprattutto per avere la flessibilità necessaria a gestire un mercato potenzialmente più volatile
- A tal proposito si evidenzia che:
 - L'impresa maggiore di stoccaggio sta realizzando interventi per ripristinare entro il 2020 circa il 30% della capacità di erogazione di punta persa negli ultimi anni. Ulteriori interventi dovrebbero essere quindi programmati per il recupero integrale delle capacità di erogazione preesistenti, anche mediante la realizzazione di nuovi pozzi nelle aree già in esercizio, in sostituzione di quelli esistenti.
 - I progetti per nuovi stoccaggi già autorizzati dal Ministero dello Sviluppo Economico dovrebbero portare entro il 2020 circa 57 Msm3/g di punta addizionale di erogazione (e 4,5 bcm di spazio addizionale)
- Dalle analisi svolte risulta che il contributo dei nuovi progetti, insieme agli interventi di ripristino previsti sugli stoccaggi esistenti, dovrebbero essere sufficienti a garantire un adeguato margine di sicurezza, supponendo che le prestazioni degli impianti attuali non subiscano ulteriori riduzione e che i nuovi progetti realizzino le prestazioni ad oggi previste
- Al fine di **aumentare sicurezza, diversificazione e competizione** per il sistema gas italiano, si individua nello sviluppo di nuova capacità di import di GNL lo strumento necessario a garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot che possano competere per la posizione di fonte marginale, mantenendo l'allineamento con i prezzi europei
 - L'allineamento ai prezzi dei mercati nord-europei sarà possibile poiché in un mercato in oversupply il GNL tenderà a competere con il gas via pipeline dai mercati nord europei, allineandosi tendenzialmente al prezzo TTF
 - Considerando il vantaggio logistico per i carichi importati attraverso Suez, è ragionevole ipotizzare che il prezzo medio del GNL importabile in Italia sia quindi non superiore al prezzo TTF
 - Questa situazione ridurrebbe la pivotalità delle fonti di supply permettendo di mantenere il mercato liquido anche in caso di volatilità delle importazioni da Algeria o Libia

- Nel **breve termine**, è stato stimato che 4bcm di capacità di rigassificazione addizionali sarebbero sufficienti per consentire al GNL spot di essere fonte marginale e competere con i volumi dal Nord Europa come fonte marginale. Più variabile invece la stima del fabbisogno nel medio-lungo periodo (fino a 11bcm) a causa dei numerosi elementi di incertezza che caratterizzano i possibili scenari futuri:
 - Incertezza sui volumi di fornitura in corso di rinnovo da parte dell'Algeria dei contratti take-or-pay con l'Italia, in scadenza dal 2020
 - Incertezza in merito alle pipeline che verranno effettivamente realizzate entro il 2030 (ed ai relativi flussi commerciali basati su contratti long-term)
 - Incertezza infine sulle previsioni di domanda, variabili in funzione dei tradizionali fattori macro-economici e delle politiche energetiche sviluppate nell'ambito del *Clean Energy Package*
- Data l'incertezza sugli **scenari di medio-lungo termine** e la necessità di cogliere quanto prima i vantaggi dalla finestra di over-supply del GNL, si valuta che nel breve termine la soluzione più efficace per realizzare un nuovo rigassificatore sia l'impiego di un terminale FSRU (Floating Surface Rigassification Unit) da circa 4 bcm. Questa soluzione consentirebbe di disporre rapidamente della capacità di import GNL necessaria (lead-time di realizzazione significativamente inferiore ad un terminale on-shore tradizionale), senza vincolare già oggi la scelta dell'assetto infrastrutturale di medio-lungo periodo, che potrà essere deciso quando gli scenari saranno più definiti
- Sia la capacità incrementale di stoccaggio (necessaria per aumentare il margine di sicurezza sulle punte) sia lo sviluppo di nuova capacità di import di GNL (necessaria per differenziare le fonti di import, migliorare la liquidità del sistema e stimolarne la competitività) sono iniziative strategiche nell'ambito della SEN 2017. Si prevede quindi che queste opere siano soggette ad un regime regolatorio che garantisca il ritorno sugli investimenti effettuati anche in caso di non pieno utilizzo delle capacità realizzate, mediante introduzione di una componente tariffaria a carico del sistema; tale costo nel caso del GNL risulterà ampiamente inferiore al beneficio del sistema derivante dal pieno allineamento del prezzo del gas ai valori dei mercati nordeuropei

Focus Box: Dettaglio fabbisogno di infrastrutture strategiche

Infrastrutture di import GNL

- L'Italia attualmente ha 3 terminali di rigassificazione operativi, 2 off-shore (OLT nei pressi di Livorno e Adriatic LNG nei pressi di Rovigo) ed 1 on-shore (Panigaglia) per una capacità complessiva di 15,2 bcma (di cui circa 6,4 bcm all'anno a Rovigo allocati all'import di GNL dal Qatar tramite contratto a lungo termine)
- Nell'ambito della analisi è stata identificata la necessità di sviluppare ulteriore capacità di rigassificazione, per diversificare le fonti di approvvigionamento, ma soprattutto per incrementare la competitività tra fonti marginali, e creare le condizioni affinché il prezzo dei volumi price-maker sul mercato italiano tenda strutturalmente ad allinearsi ai prezzi di riferimento del Nord Europa (TTF)
- La capacità di rigassificazione richiesta è determinata dai volumi di GNL necessari affinché il GNL spot possa essere fonte marginale; il dimensionamento richiede lo stesso approccio analitico utilizzato per stimare la capacità minima del Corridoio di Liquidità, tenendo conto che questa capacità sarà variabile nel tempo e dipendente dell'andamento della domanda e dai volumi price-taker presenti sul mercato (progressivamente in riduzione, dato lo scadere di alcuni contratti *Take-or-Pay* nei prossimi anni)
- Per dimensionare la capacità di rigassificazione richiesta è quindi necessario analizzare il comportamento di prezzo che adotteranno le varie fonti di approvvigionamento in Italia. L'analisi effettuata ha considerato le seguenti fonti di approvvigionamento:
 - Fonti di approvvigionamento che avranno un comportamento *pricetaker*:
 - La produzione nazionale, prevista in calo fino a 4,2 bcma al 2030, considerata price-taker
 - I contratti di approvvigionamento long-term. Sono inclusi sia i contratti via pipeline sia i contratti GNL. I volumi dipendono inoltre dai diversi scenari di sviluppo dei gasdotti (IGI e/o raddoppio TAP), variabili nel tempo, e dalle ipotesi sulla presenza o meno di gas russo nei nuovi gasdotti da Sud. I volumi legati ai contratti long-term sono stati valorizzati alla Annual Minimum Quantity (AMQ) e sono considerati price-taker in base ai medesimi criteri adottati per il Corridoio di Liquidità
 - Fonti di approvvigionamento che avranno un comportamento *price maker*:
 - I volumi importati da Algeria, Nord Europa ed il GNL⁵⁹, che si suppone possano competere sul prezzo per essere fonte marginale sul mercato italiano. Per semplicità si considera che in condizioni di over-supply il GNL possa allinearsi a TTF (parte dei contratti in Nord Europa sono già indicizzati a prezzo hub). Il minor costo logistico offerto dall'Italia rispetto al Nord Europa (per i carichi provenienti da Suez) consentirebbe al GNL di posizionarsi marginalmente al di sotto del prezzo del gas importato dal Nord Europa
- Nel breve termine, in base alle analisi effettuate e considerando lo scenario più probabile, si stima sia sufficiente un incremento di capacità di rigassificazione di circa 4bcm
- Le valutazioni sul medio-lungo periodo (tra 2020 e 2030) porta, ad oggi, ad una stima di fabbisogno addizionale di import di GNL variabile fino a 11 bcm a causa della incertezza dei principali elementi che definiscono gli scenari:

⁵⁹ Le analisi dimostrano che il prezzo di riserva del GNL in condizioni di mercato di *oversupply* sarebbe inferiore al TTF

- Incertezza sull'evoluzione della domanda, variabile negli scenari possibili tra 63 e 72 bcm al 2030
- Incertezza sui volumi di gas algerino che saranno effettivamente disponibili per l'Italia, variabili da un volume di circa 7-8 bcm (considerando i recenti trend di produzione e incremento della domanda interna) fino a uno scenario in cui l'Algeria possa fornire volumi più simili a quelli storici (sopra i 20bcm)
- Incertezza sulle infrastrutture di import che saranno disponibili e sul gas trasportato. In base ai diversi scenari l'Italia potrebbe avere tra circa 9 e 30 bcma di gas proveniente da fonti alternative di approvvigionamento, importato dai punti di ingresso da Sud (TAP e / o IGI)
- Prendendo a riferimento il 2025 (anno di massimo spread tra domanda e volumi di contratti long-term), nello scenario che ad oggi può essere considerato più conservativo (volumi ridotti da Algeria, solo TAP), l'analisi delle fonti di approvvigionamento indica un fabbisogno addizionale capacità di rigassificazione di circa 11 bcm. Anche negli scenari più ottimistici permane comunque l'esigenza di volumi addizionali di GNL con funzione di tipo strategico

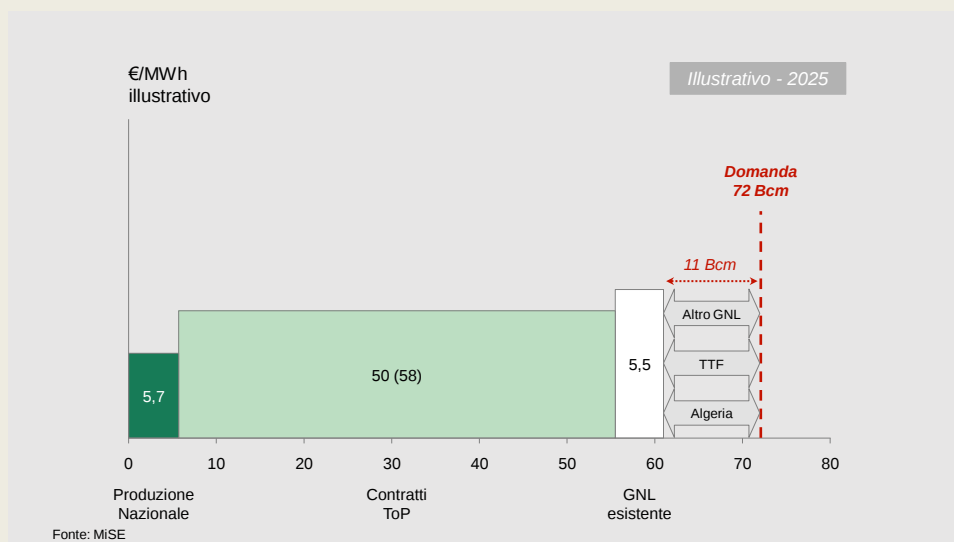


Figura 41 - Merit-order fonti di approvvigionamento nel 2025, scenario centrale

- Considerando l'incertezza degli scenari e l'ampia variabilità delle stime di fabbisogno è difficile ad oggi effettuare una scelta vincolante sull'assetto infrastrutturale di lungo periodo. D'altra parte la rapidità di implementazione è fondamentale per massimizzare lo sfruttamento della finestra di over-supply del mercato GNL
- Per questo motivo si ritiene che per il breve termine la soluzione ottimale sia l'impiego di una unità FSRU (Floating Surface Regassification Unit) che garantisce tempi di implementazione più rapidi e può essere eventualmente alienata o riconvertita ad altro uso in caso di cambiamenti significativi negli scenari. Si disporrebbe così di una finestra di 12-18 mesi entro la quale definire le modalità di sviluppo di una infrastruttura di rigassificazione on-shore
- L'allineamento strutturale dei prezzi italiani (riferimento PSV) ai prezzi del TTF (eliminando anche la componente variabile di trasporto hub-to-hub di circa 0,7€/MWh) potrebbe portare un beneficio cumulato di quasi 3 miliardi di euro entro il 2025 (anno fino al quale dovrebbe perdurare una condizione di over-supply GNL), a fronte di una stima di costi variabile tra 400 M€ e 1,9 B€ a

seconda della capacità di rigassificazione da sviluppare. La riduzione del prezzo del gas favorirebbe inoltre una riduzione del prezzo dell'energia elettrica ed un recupero di competitività del parco italiano termoelettrico a gas

- La realizzazione di capacità aggiuntiva di rigassificazione avrebbe anche ulteriori benefici collaterali quali:
 - Aumentare la resilienza del sistema grazie a maggior margine di flessibilità sulle punte
 - Diminuire la dipendenza dal gas Russo (da 42% a 31% del mix di importazioni)
 - Incrementare la capacità del servizio di peak-shaving, riducendo il costo di gestione della crisi (attraverso extra-importazioni o a strumenti di gestione della domanda)
 - Favorire lo sviluppo di usi alternativi del GNL per il trasporto merci terrestri ed il bunkeraggio navale

Infrastrutture di stoccaggio

- Per quanto riguarda la capacità di stoccaggio, in Italia negli ultimi anni sono state rilasciate concessioni per 3 nuovi impianti (Bordolano, Cornegliano, Cugno Le Macine), che potranno garantire una capacità aggiuntiva di punta di 57 Msm³/gg (di cui 13 già realizzati), pari ad un incremento del 25% della capacità di punta, ed una capacità di spazio incrementale di 4,5 bcm (di cui 0,8 già realizzati), pari ad un incremento del 27% della capacità di spazio
- In parallelo l'impresa maggiore di stoccaggio sta effettuando interventi per recuperare parte della riduzione della capacità di punta avvenuta negli ultimi anni
- Gli sviluppi previsti dovrebbero portare la capacità di erogazione di punta massima tecnica all'inizio della stagione invernale a oltre 300 Msm³/g nel 2020/21, in aumento del 20% circa rispetto al 2017/18. L'incremento di capacità di erogazione massima tecnica ad inizio stagione comporta un impatto positivo anche su:
 - Erogabilità massima tecnica di stoccaggio⁶⁰, parametro utilizzato per il calcolo dell'indicatore N-1, che dovrebbe superare i 240 Msm³/g
 - Massima prestazione contrattuale erogabile a fine campagna in caso di emergenza, che dovrebbe passare da 150 Msm³/g ad oltre 190 Msm³/g (nell'ipotesi che tutti gli operatori contribuiscano alla prestazione come previsto)
- Sulla base delle analisi condotte si ritiene che tale capacità sia sufficiente a garantire che:
 - Il GNL possa rimanere fonte marginale anche in condizione di eccezionalità climatica (grazie al contributo del servizio di peak-shaving offerto dai rigassificatori italiani)
 - Il sistema abbia un maggior margine di copertura rispetto alla punta di domanda in condizioni di eccezionalità climatica

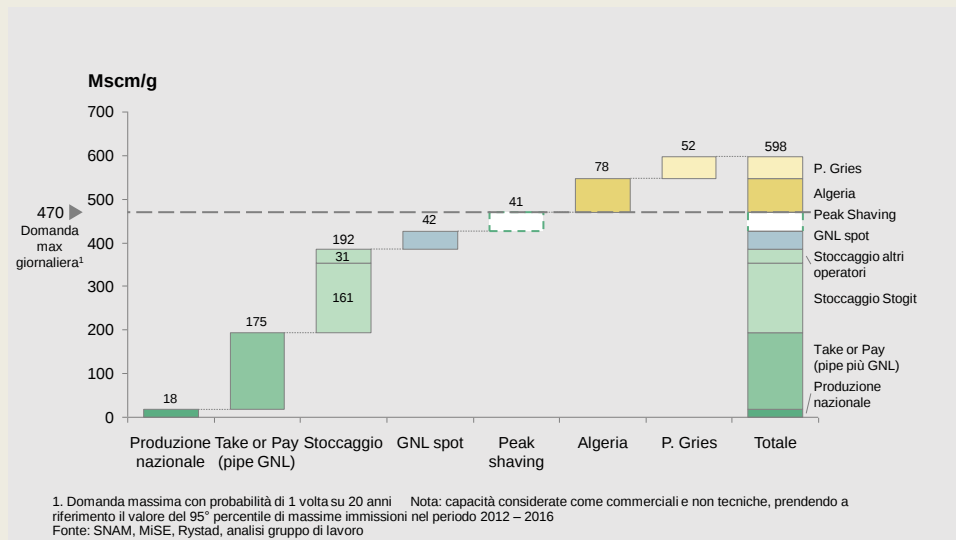


Figura 42 Confronto domanda picco invernale e flussi import

- Il sistema sia capace di garantire la robustezza anche in condizioni "N-1", anche in caso di eventi climatici eccezionali che si verifichino a fine stagione (come nel caso del 2012) sia nel caso, più sfidante, che vengano considerati i flussi commerciali previsti invece della capacità fisica di import

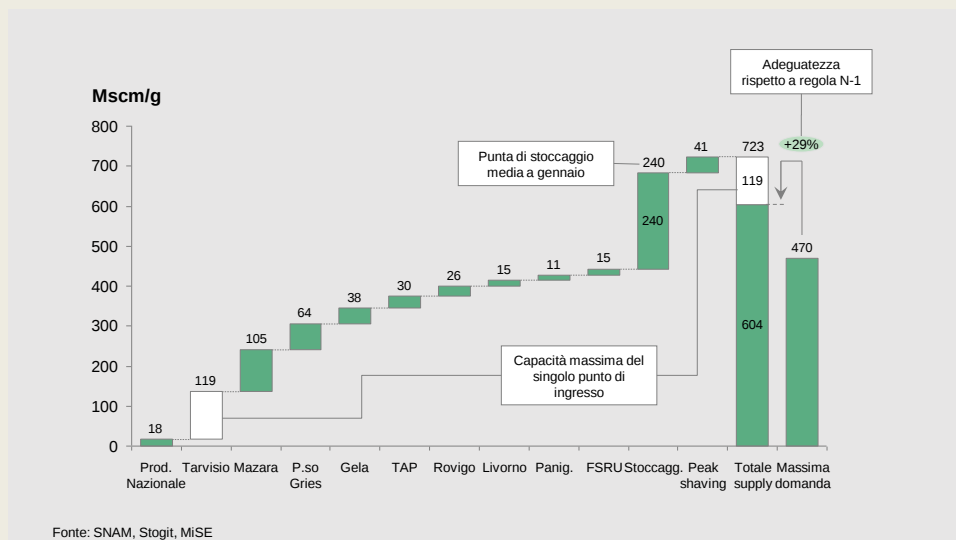


Figura 43 Adeguatezza del sistema rispetto a regola "N-1" al 2020

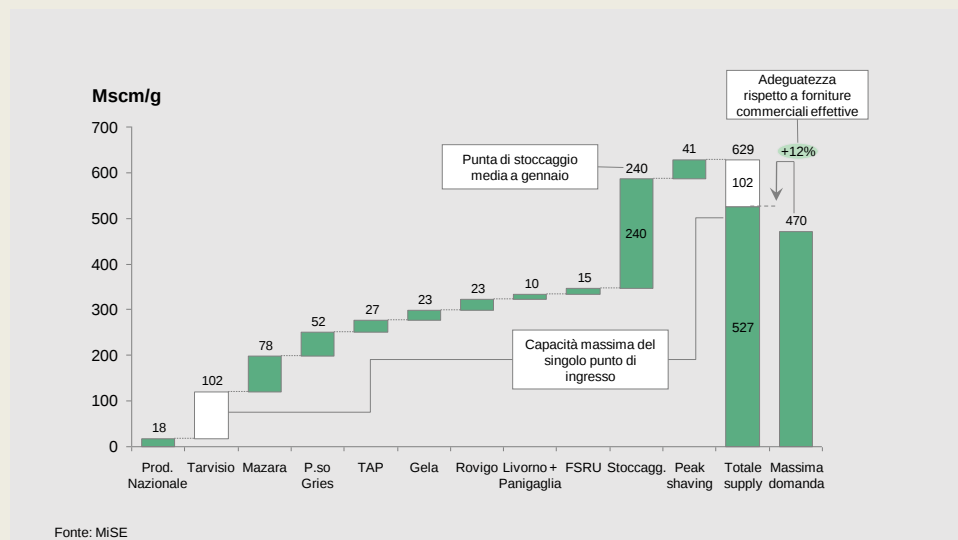


Figura 44 - Resilienza del sistema su capacità commerciali adeguata solo con presenza di importazioni di gas russo

- A fronte di queste considerazioni si ritiene che solo i costi di realizzazione di queste infrastrutture di stoccaggio già autorizzate e già in parte in costruzione e gli interventi di ripristino della punta ridotti negli ultimi anni, effettivamente strategiche per garantire la sicurezza e la competitività del sistema e realizzate in regime regolato, possano godere di garanzie di copertura tariffaria.

Nuove logiche per criteri di definizione delle tariffe di trasporto a livello italiano ed europeo

- Nel settore del **gas naturale**, la progressiva stabilizzazione della domanda interna di gas naturale europea e l'evoluzione della normativa europea dall'altro, stanno rivoluzionando assetti e dinamiche consolidati negli anni. In particolare, si è assistito ad un accorciamento dell'orizzonte temporale del mercato, con riferimento sia alla materia prima che alla capacità di trasporto e ad una maggiore flessibilità dell'offerta upstream nella selezione dei mercati di destinazione. Il mercato nazionale è stato soggetto a dinamiche analoghe a quelle europee. La crescente rilevanza delle contrattazioni spot nei mercati all'ingrosso, unitamente all'aumentata variabilità della domanda di gas per la generazione di energia elettrica connessa con lo sviluppo delle fonti rinnovabili richiedono una maggiore flessibilità di funzionamento dei mercati del gas ed un loro efficientamento. Da anni ormai si sta lavorando in questa direzione, ad esempio con il nuovo bilanciamento gas. Uno degli elementi di potenziale criticità per lo sviluppo di un mercato liquido ed integrato, dettato per altro dalla normativa comunitaria, è la struttura tariffaria di tipo entry-exit. Infatti, nel nuovo assetto settoriale l'inclusione del costo di trasporto nel prezzo all'ingrosso dà infatti un segnale

potenzialmente distorcente circa la convenienza relativa delle diverse fonti di approvvigionamento, penalizzando in particolare i paesi europei periferici come l'Italia.

- Il **nuovo codice di rete europeo sulle tariffe di trasporto gas**, entrato in vigore lo scorso mese di aprile, conferma la struttura entry-exit, in coerenza con quanto previsto dalla normativa comunitaria vigente. Con ciò mantenendo le criticità sopra citate. Si ritiene tuttavia che l'attuale impostazione vada, nei limiti delle regole comunitarie, adeguata per renderla funzionare al nuovo contesto internazionale di mercato. La stessa Commissione Europea, peraltro, ha avviato uno studio delle distorsioni del trading di gas in Europa che la struttura tariffaria di tipo entry–exit può determinare.
- Con riferimento in particolare al **contesto italiano**, vi è sia la presenza di capacità infrastrutturali che, in funzione della stabilizzazione della domanda di gas nei prossimi anni, tenendo conto della quota di gas che rimarrà nei consumi industriali e civili e dell'uso del gas nel termoelettrico, anche come back up del forte aumento di rinnovabili elettriche, continueranno ad essere utilizzate ad una percentuale prossima alla attuale, sia la prossima entrata in esercizio di alcune nuove infrastrutture necessarie per dare al sistema le caratteristiche di resilienza, sicurezza, competitività necessarie, anche al fine di consentire l'utilizzo della rete italiana esistente come via di transito del gas da Sud verso i centro Europa, con vantaggi per i consumatori italiani in termini di maggiore disponibilità di offerta. In tale contesto di tendenziale aumento dei prezzi medi del servizio di trasporto, e quindi dei corrispettivi di entrata, il sistema italiano rischia di essere penalizzato rispetto ad altri mercati potenziali di destinazione del gas.
- In particolare, nel tempo è diventato particolarmente oneroso l'utilizzo delle direttrici di approvvigionamento da sud (es. Algeria), che in prospettiva corrono il rischio di diventare sostanzialmente “*stranded*”, con implicazioni sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e sulla sicurezza delle forniture.
- In prospettiva si ritengono dunque auspicabili evoluzioni della struttura tariffaria, improntate a garantire efficienza, competitività e attrattività del mercato italiano, promuovendo l'uso efficiente delle infrastrutture di trasporto esistenti e favorendo l'attribuzione dei costi di trasporto direttamente ai clienti finali o ai punti di uscita dalla rete
- Con riferimento al finanziamento tramite tariffa di nuove infrastrutture, strategiche ciò dovrebbe essere condizionato ad una valutazione:

- positiva dei cosiddetti “Progetti di Interesse Comune” da parte del governo italiano condizionata alla possibilità di una loro remunerazione attraverso meccanismi di *cross-border cost allocation*;
 - della capacità effettivamente funzionale alla sicurezza del sistema (e i cui costi è corretto che continuino ad essere allocati sugli utenti che servono clienti in Italia), e dei costi ad essa associati, da porre in capo alla generalità dei clienti.
- In tale ambito l'introduzione di **sistemi d'asta per l'assegnazione della capacità di rigassificazione** rappresenta già una soluzione efficace per lo sviluppo della sicurezza, competitività, liquidità del mercato, e per la promozione dell'uso efficiente di infrastrutture esistenti.
 - Infine, per gli **investimenti infrastrutturali** realizzati per soddisfare prevalentemente esigenze di sicurezza di sistemi gas esteri potrebbe essere previsto, sulla scia dell'attuale sistema di remunerazione delle infrastrutture di interesse di più Stati Membri (Project of Common Interest), anche un **meccanismo di remunerazione in funzione di accordi specifici tra gli Stati interessati**

La cybersecurity

- **L'architettura istituzionale italiana per la sicurezza informatica** è contenuta nel Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 febbraio 2017 - Direttiva recante indirizzi per la protezione cibernetica e la sicurezza informatica nazionali - che sostituisce il precedente DPCM 24 gennaio 2013. Il DPCM definisce e regola il funzionamento delle componenti istituzionali incaricate della protezione cibernetica nazionale. La strategia nazionale in materia di sicurezza cyber è definita nel "Quadro Strategico Nazionale per la Sicurezza dello Spazio Cibernetico", approvato dalla Presidenza del Consiglio nel dicembre 2013, e prevede, fra l'altro, la piena operatività del CERT Nazionale⁶¹ (Computer Emergency Response Team) presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Contestuale all'approvazione del Quadro Strategico vi è stata quella del "Piano Nazionale per la Protezione Cibernetica e Informatica", che dà attuazione al Quadro Strategico e che è stato recentemente aggiornato - Gazzetta ufficiale n. 125 del 31 maggio 2017.
- **I gestori delle infrastrutture critiche** – reti di trasporto, distribuzione, impianti di stoccaggio, produzione, ecc. partecipano già oggi, in maniera volontaria, ad una **collaborazione pubblico/privata**, formalizzata con protocolli dedicati con il Dipartimento delle informazioni per la sicurezza (DIS) presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il CERT Nazionale presso il Ministero dello Sviluppo Economico e il CNAIPIC - Centro Nazionale Anticrimine Informatico per la Protezione delle Infrastrutture Critiche presso il Ministero dell'Interno.

⁶¹ - Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 recante il Codice delle comunicazioni elettroniche, modificato dal Decreto Legislativo 28 maggio 2012 n. 70 (attuazione delle direttive 2009/140/CE) all'art. 16bis comma 4 prevede l'individuazione del CERT Nazionale presso il Ministero dello Sviluppo Economico, con compiti di prevenzione e di supporto a cittadini ed imprese nel fronteggiare incidenti informatici;

- il DPCM 17 febbraio 2017, che ha modificato l'architettura istituzionale per la protezione cibernetica e la sicurezza informatica nazionale;
- il DPCM 158 del 2013, che affida all'Istituto Superiore delle Comunicazioni e delle Tecnologie dell'Informazione le attività di pertinenza del CERT Nazionale (art. 14).

- Nel **contesto europeo**, la Direttiva (UE) 2016/1148 recante misure per un livello comune elevato di sicurezza delle reti e dei sistemi informativi nell'Unione ("Direttiva NIS") si prefigge i seguenti principali obiettivi:
 - l'operatività di Gruppi di intervento per la Sicurezza Informatica in caso di incidente (Computer Incident Response Team -CSIRT) a livello nazionale con compiti di monitoraggio e gestione della risposta agli incidenti in stretta cooperazione tra loro;
 - la costituzione di un gruppo di lavoro per la cooperazione europea di livello strategico coordinato dalla Commissione Europea per il coordinamento degli indirizzi di policy tra gli Stati Membri in materia di sicurezza cyber;
 - l'applicazione di obblighi di cybersecurity in capo agli operatori di servizi essenziali (OES).
- Nello specifico, la **Direttiva NIS** impone agli OES di adottare misure di sicurezza appropriate e di notificare alle autorità competenti nazionali gli incidenti gravi, inclusi il numero di utenti coinvolti, la durata dell'incidente nonché la sua diffusione geografica. Le misure di sicurezza riguardano la prevenzione del rischio, la maturità della sicurezza dei sistemi, delle reti e delle informazioni, l'abilità di gestire gli incidenti. Entro maggio 2018 ogni Stato Membro dovrà comunicare l'elenco dei propri OES.

Valutazione del rischio e misure di contrasto

- L'obiettivo principale del **quadro strategico nazionale per la sicurezza dello spazio cibernetico** risiede **nell'individuazione degli indirizzi operativi** da mettere in campo per garantire a livello Paese un grado di protezione ritenuto adeguato per le Pubbliche Amministrazioni e il settore privato.. A seguito della pubblicazione del Quadro Strategico Nazionale e del Piano Nazionale, nel 2015 è stato pubblicato il Quadro Nazionale per la Cybersecurity, un elenco di misure volontarie derivate dal NIST Cybersecurity Framework⁶²; le aziende sono invitate ad adottare tale framework al fine di raggiungere obiettivi di sicurezza e resilienza delle attività aziendali.

⁶² National Institute of Standards and Technology – U.S. Department of Commerce

- E' opportuno sottolineare che l'**approccio del framework** è basato sull'analisi dei rischi e non rappresenta uno standard di sicurezza; esso permette di identificare standard esistenti e futuri in base all'esito dell'analisi del rischio. La definizione degli standard di sicurezza è responsabilità degli enti di standardizzazione e di normazione tecnica.

Assistenza tecnica e programmi di formazione cybersecurity nel settore energetico

- Diverse **istituzioni organizzano esercizi e simulazioni** a livello nazionale ed internazionale per il settore energetico:
 - l'esercitazione nazionale annuale, coordinata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri e organizzata dal Ministero dello sviluppo Economico - Istituto Superiore delle Comunicazioni e delle Tecnologie dell'Informazione, presso il quale è attivo un Tavolo Tecnico dedicato. – l'esercitazione coinvolge istituzioni pubbliche e aziende nei settori dell'energia, delle comunicazioni, della finanza, dei trasporti e di altri servizi. L'obiettivo dell'esercitazione è di testare scenari ipotetici, procedure e scambi di informazione previsti dai regolamenti del settore della cybersecurity e della protezione delle informazioni di sicurezza nazionale;
 - le esercitazioni coordinate e organizzate da ENISA (European Union Network and Information Security Agency) – Le Esercitazioni, denominate Cyber Europe, sono pianificate ogni due anni. Vengono simulati incidenti cyber e processi di gestione di crisi di livello UE per il settore pubblico e privato per i Paesi UE ed EFTA. Le esercitazioni comprendono scenari ispirati da eventi realmente accaduti e sviluppati da esperti di cybersecurity europei;
 - l'esercitazione annuale NATO Crisis Management Exercise – CMX – l'esercitazione è coordinata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri e vede la partecipazione del CERT Nazionale relativamente allo scenario cyber dell'esercizio.

Collaborazioni internazionali

- Oltre alla dimensione UE, L'Italia è impegnata a sviluppare cooperazioni Internazionali a livello multilaterale, nell'Agenzia Internazionale per l'Energia tramite l'Implementing Agreement ISGAN⁶³, e nella nuova iniziativa Mission Innovation, Challenge #1 Smart Grids.
- Con specifico riferimento al G7, l'Italia ha continuato il lavoro, avviato nel 2014 a Roma nel G7 dedicato alla sicurezza energetica, proseguendo il dibattito sulle minacce e sulle strategie cybersecurity nel settore elettrico e in altri settori energetici durante la riunione del G7 Energia nello scorso aprile a Roma.

Interventi che si intende perseguire

- Indirizzare la cyber security dei sistemi elettro-energetici avanzati significa affrontare la sicurezza di architetture di controllo che interconnettono sistemi di operatori di rete con quelli degli utenti attivi industriali, commerciali, residenziali e domestici e, in prospettiva, di aggregatori della generazione distribuita.
- Una **prima linea d'azione riguarda la ricerca e lo sviluppo**. Il principale programma pubblico di ricerca e sviluppo (R&S) italiano è svolto da RSE S.p.A. (Ricerca Sistema Energetico) e supporta il Quadro Nazionale Strategico con lo sviluppo di metodologie, strumenti, piattaforme, buone pratiche e documenti di *guidance* per la valutazione del rischio cyber delle infrastrutture energetiche.
- L'attività di ricerca dovrà considerare gli scenari energetici futuri anche dal punto di vista della cyber security, valutare il comportamento integrato dei nuovi schemi di controllo, dei protocolli di comunicazione, al passo con gli standard emergenti, contribuendo allo sviluppo tecnologico necessario e alla elaborazione di linee guida di settore per l'applicazione degli standard ai sistemi di telecontrollo dell'energia.
- Il piano della ricerca cyber nel settore elettrico, considerando anche l'evoluzione attesa del sistema con nuovi attori quali aggregatori e generazione distribuita, affronterà il tema dell'innovazione delle infrastrutture energetiche attraverso:
 - attività di modellistica e simulazioni per l'analisi delle minacce cyber nei sistemi di controllo;

⁶³ <http://mission-innovation.net/>

- attività sperimentale nel laboratorio di controllo della resilienza dei sistemi di controllo elettrici per la verifica delle misure di sicurezza preventive e reattive utilizzate nei sistemi di comunicazione del settore elettrico;
 - dimostrazione di scenari cyber per rafforzare la resilienza dei sistemi;
 - partecipazione attiva ai comitati di standardizzazione e gruppi di lavoro dei regolamenti UE in tema di cybersecurity.
- Una **seconda linea d'azione** riguarda il coordinamento e la cooperazione, anche a livello internazionale. A tal fine l'Italia sta promuovendo in ambito G7 la creazione di un ambiente per consentire alle agenzie e agli operatori di sistema competenti di esplorare modalità efficaci per implementare la collaborazione e monitorare i progressi compiuti. La collaborazione, svolta in cooperazione con università, istituti di ricerca e il settore privato, consiste in un confronto fra le architetture nazionali in essere, esercitazioni congiunte, sistemi di prevenzione e risposta, la ricerca e il controllo delle filiere tecnologiche.

4. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il phase out dal carbone

- L'obiettivo di decarbonizzazione della produzione – riferito, in questa prima fase, alla cessazione dell'uso del carbone - interesserà anche l'Italia, con indubbi vantaggi ambientali e sanitari e con un contributo agli obiettivi europei, aggiuntivo rispetto all'aumento delle energie rinnovabili.
- L'Italia contribuisce alla generazione a carbone in Europa con una percentuale del 5%, inferiore ad altri Paesi. La produzione dei circa 8.000 MW a carbone incide per il 15% sul totale, percentuale peraltro in riduzione inerziale per effetto di prime chiusure volontarie intervenute di recente e di politiche aziendali che hanno già previsto la chiusura degli impianti a carbone nei prossimi 10-15 anni.
- E' stata effettuata con Terna una valutazione dei tempi e dei possibili modi per arrivare al **phase-out completo del carbone**, relativo a tutti gli 8 GW attualmente operativi, mantenendo l'ipotesi di una penetrazione delle rinnovabili a circa il 50%, con orizzonte 2030. La cessazione dell'uso del carbone può accompagnarsi a processi di trasformazione e mantenimento di una funzione attiva dello stesso sito per il sistema elettrico.
- Un primo **Scenario “inerziale”** deriva dall'evoluzione attesa del sistema, ossia dall'aumento della produzione da rinnovabili al 50%, dal raggiungimento della conclusione della vita tecnica di alcuni impianti e dall'andamento atteso del mercato. Questo scenario prevede una naturale uscita (per il raggiungimento di fine vita utile) o una riconversione di 2 GW di carbone, con una riduzione di emissioni di CO₂ di almeno 2-4 milioni di tonnellate/anno. Anche se inerziale sotto il profilo di investimenti incrementali per sostenere il phase out, si tratta pur sempre di scenari da policy attiva in quanto si prevede l'esecuzione dell'insieme delle azioni connesse all'obiettivo 50% rinnovabili e la forte crescita della produzione rinnovabile, con un rilevante investimento infrastrutturale. Si tratta delle azioni descritte in dettaglio nel capitolo su flessibilità(Capitolo Sicurezza Energetica).
- In uno **Scenario “parziale”** rimarrebbero invece operative le due centrali a carbone in Sardegna e quella di Torrealvaldiga Nord nel Lazio (in totale circa 3 GW di capacità) mentre uscirebbe dall'esercizio a carbone la centrale di Brindisi, con una riduzione di 5 GW rispetto alla dotazione attuale e una riduzione di emissioni di CO₂ fino a 10 milioni di tonnellate/anno. La fattibilità di questo scenario è legata, oltre che a quanto detto per lo scenario “inerziale”, al previsto superamento dei vincoli di rete del polo di Brindisi, con la realizzazione degli investimenti di rinforzo già previsti nel Piano di difesa di Terna e l'installazione di compensatori sincroni per circa 500 MVar (già prevista in parte nel Piano di difesa) su sito. Dal punto di vista dell'adeguatezza del sistema, lo scenario non implica particolari interventi aggiuntivi rispetto a

- Lo **Scenario “completo”** prevede anche la cessazione della produzione a carbone in Sardegna e nel sito di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia), con un'uscita di 8 GW e una riduzione delle emissioni di CO2 fino a 18 milioni di tonnellate/anno. Questo scenario richiede, ad avviso di Terna, interventi aggiuntivi di maggiore complessità realizzativa e di diversa tempistica, che nel dettaglio sono stati stimati in:
 - infrastrutture di gas per l'approvvigionamento in Sardegna (per una sostituzione parziale con produzione a gas)
 - costruzione di un ulteriore elettrodotto verso la Sardegna di 1.000 MW e potenziamento dell'infrastruttura di rete nell'Isola, per permettere l'alimentazione con rinnovabili e gas in condizioni di sicurezza (rispettando il criterio di esercizio cosiddetto di n-1). Anche in questo caso, alcuni interventi possono essere fatti riutilizzando parte degli attuali impianti
 - ulteriore capacità generativa per i requisiti di adeguatezza e flessibilità, stimata in 1,4 GW; di questa, 0,4 GW sarebbero localizzati in Sardegna, eventualmente sostituibili con impianti di pompaggio di analoga capacità di generazione



139

- Rispetto ai tempi di realizzazione, le analisi evidenziano che la chiusura degli attuali impianti a carbone non sarebbe fattibile in condizioni di sicurezza senza aver realizzato per tempo gli interventi necessari a evitare effetti negativi. **I tempi del phase out dipendono quindi in primo luogo dalla realizzazione delle opere necessarie** e ancora prima dai tempi di autorizzazione delle infrastrutture di rete e di conclusione della VAS⁶⁴ sul piano di Terna. In base ai tempi necessari, un orizzonte per il phase out completo può essere il 2030. Lo stesso orizzonte appare utile anche per agire in modo coordinato con l'Europa e minimizzare gli effetti di tipo occupazionale.
- Sebbene diversi operatori economici abbiano già aderito al percorso di decarbonizzazione che prevede la cessazione della produzione a carbone, **uno scenario di cessazione forzata al 2025** deve considerare la necessità di accelerare l'esecuzione delle opere necessarie; inoltre, presenterebbe verosimilmente la presenza di stranded costs a favore degli operatori per il recupero di costi non ammortizzati, in considerazione della vita utile tecnica degli impianti e dell'anno di entrata in esercizio di alcuni impianti, l'ultimo dei quali riguarda la centrale di TorrevaldaligaNord.

⁶⁴ Valutazione Ambientale Strategica

5. Competitività dei Mercati Energetici

Situazione

- L'Italia, nonostante il miglioramento e le misure assunte negli ultimi anni, mantiene ancora un **gap di costo** sia per quanto riguarda il prezzo del gas che dell'energia elettrica, con diretto impatto sulla competitività delle aziende e del potere d'acquisto delle famiglie, specie quelle in condizioni di povertà energetica
- In particolare **sul gas**, sebbene in diminuzione, **rimane significativo il gap di costo tra PSV e TTF**, che per il 2016 è stato circa pari a 2 €/MWh
- Sui **carburanti** è stato sostanzialmente raggiunto l'obiettivo dell'azzeramento degli stacchi con l'Europa del prezzo industriale al netto delle imposte, con differenziali anche negativi per il gasolio
- Sull'**energia elettrica**, il gap di prezzo si riscontra in generale rispetto alla media europea e in particolare rispetto alla Francia. La causa di tale differenza va ricercata in:
 - maggiore prezzo dell'energia all'ingrosso, a causa di:
 1. prezzo del gas (fonte marginale per l'Italia) ancora superiore alla media europea
 2. mix energetico fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto a centrali a carbone e nucleare, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei
 3. crescita dei costi per i servizi di rete
- elevati oneri di sistema, a causa soprattutto degli incentivi alle rinnovabili, e ai contributi, in forte crescita nell'ultimo anno, connessi alla promozione dell'efficienza energetica

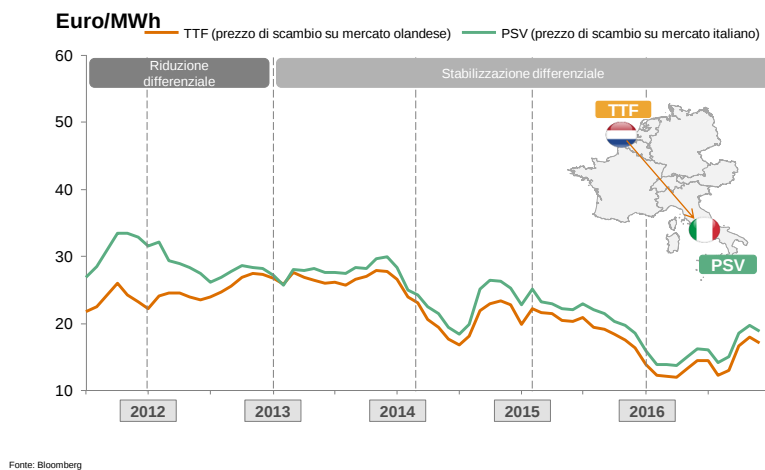


Figura 46 - Evoluzione dei prezzi gas TTF e PSV⁶⁵

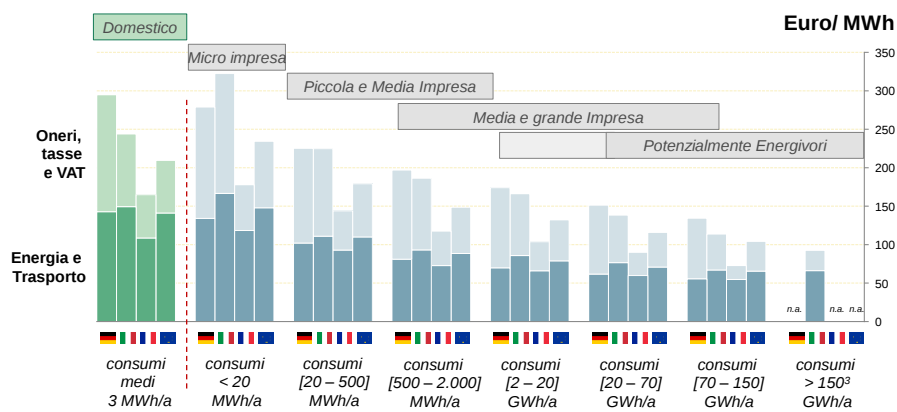


Figura 47 - Evoluzione prezzi energia elettrica per le famiglie e l'industria (2015, Germania – Italia – Francia - UE)⁶⁶

⁶⁵ TTF = prezzo di scambio su mercato olandese; PSV = prezzo di scambio su mercato italiano. Esclusa la componente logistica

⁶⁶ Prezzi al lordo di tutte le tasse e imposte. Consumatore domestico tipo 2,7 MWh/ anno. Per consumi industriali superiori a 150 GWh annuo la comunicazione dei dati ad Eurostat è facoltativa: assenti principali stati UE, dato Italia relativo al solo secondo semestre 2015

Tabella: Stacchi medi annuali “Italia – media UME” dei prezzi con e senza imposte (in centesimi di euro)

	SENZA IMPOSTE			INCLUSE LE IMPOSTE		
	Benzina	Diesel	GPL	Benzina	Diesel	GPL
2012	2,6	2,7	-1,5	14,0	23,0	2,0
2013	2,0	2,0	-1,1	14,0	22,7	2,4
2014	2,2	2,2	-0,6	15,0	23,9	2,3
2015	0,8	1,2	-1,1	13,0	21,1	0,7
2016	0,5	-0,7	-0,5	12,3	17,5	1,4

Fonte: elaborazioni su dati MISE-DGSAIE e Commissione Europea- DG Energy

Figura 48 - Stacchi benzina e gasolio ITA-UE con e senza imposte

- Pur confermando la necessità di disaccoppiare la crescita economica dal consumo di energia, la riduzione dei prezzi rappresenta una delle premesse e una priorità per il rilancio della crescita, in particolare per le imprese esposte alla concorrenza internazionale . Lo scenario al 2030 presenta elementi positivi sia in termini di progressivo allineamento del costo medio di generazione a quello degli altri Paesi UE, sia considerando la ridotta necessità di sussidi economici per le rinnovabili.
- Nel **settore elettrico** sono attesi nel breve medio termine effetti positivi a favore della competitività già da una serie di azioni adottate o in corso di adozione per ridurre le componenti di costo legate agli oneri generali di sistema.
- Un primo elemento riguarda il calo dei costi di generazione delle energie rinnovabili, già analizzati nel relativo capitolo. Tale elemento avrà da un lato effetti positivi sui prezzi all'ingrosso e vantaggi per l'economicità delle forniture, dall'altro consentirà di ridurre il livello di sostegno, riducendo il corrispondente costo in bolletta.
- Inoltre, il **livello degli incentivi per le rinnovabili** (A3), dopo il momento di picco del 2016, sta iniziando un percorso di progressiva riduzione dovuto alla fuoriuscita degli impianti dai vecchi meccanismi di incentivi inefficienti. . Dunque uno scenario positivo per i consumatori e per la competitività.

- Un ulteriore intervento rilevante con effetti attesi dal 2018, attiene alla riforma complessiva delle agevolazioni tariffarie per le imprese energivore.
- Come noto, il peso degli oneri per le rinnovabili in molti Paesi europei (in Italia, ormai pari a circa al 20 - 25% del prezzo finale) ha portato la Commissione UE a prevedere, nelle Linee Guida sugli Aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente, la possibilità di **ridurre il prelievo per i settori industriali più sensibili al prezzo dell'energia e più esposti alla concorrenza estera**. La possibilità di intervenire con strumenti attivi a favore della competitività industriale è riconosciuta come condizione per proseguire nel lungo termine una politica a favore della sostenibilità.⁶⁷
- In Italia, al momento dell'emanazione delle Linee Guida UE, erano già state assunte le misure di riduzione degli oneri di sistema, contenute nell'articolo 39 del DL 83/2012 e in vigore dal 1 luglio 2013. Queste misure, pur importantissime, non hanno tuttavia consentito un effettivo allineamento dei costi dell'energia a quelli pagati dalle analoghe aziende in Europa, in particolare sul segmento dei consumi medio-alti (che non usufruiscono della formula degressiva della tariffa).
- Ad esempio un'azienda energivora italiana che consuma 70 – 150 GWh l'anno avrebbe pagato nel 2015 circa 75 – 87 €/MWh, mentre la medesima azienda in Germania avrebbe pagato, in regime agevolato, circa 40 – 45 €/MWh

⁶⁷ Comunicazione CE n. 2014/C 200/01 par. (182): “[...] al fine di evitare che le imprese particolarmente colpite dai costi di finanziamento del sostegno alle energie rinnovabili debbano affrontare uno svantaggio competitivo significativo, gli Stati membri potrebbero voler concedere una compensazione parziale per tali costi supplementari. Senza tale compensazione il finanziamento del sostegno all'energia da fonti rinnovabili può non essere sostenibile e i cittadini potrebbero essere poco disposti ad accettare l'adozione di misure ambiziose in materia di energie rinnovabili”.

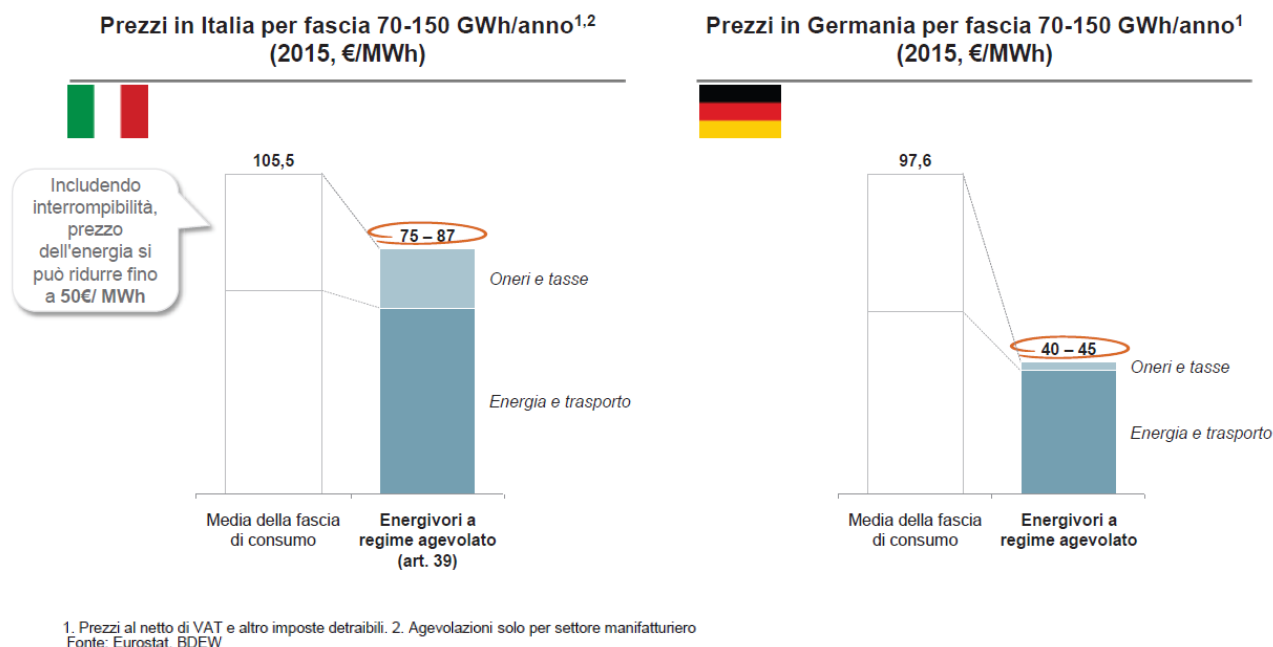


Figura 49 - Confronto Italia-Germania ante riforma agevolazioni

- Per ridurre il differenziale di prezzo pagato dalle imprese italiane rispetto alle altre economie manifatturiere europee, contestualmente al nuovo sistema di tariffa in vigore dal 1 gennaio 2018, sarà adottata anche in Italia la clausola europea che consente di parametrare il pagamento degli oneri connessi alle energie rinnovabili al valore aggiunto lordo (VAL) dell'impresa.
- Il nuovo sistema, su cui è arrivato da poco l'OK definitivo della Commissione Europea, prevedrà in prima attuazione, l'applicazione della clausola VAL alle imprese che hanno un costo dell'energia superiore al 20% dello stesso VAL, che dunque potranno ridurre il proprio contributo alle rinnovabili fino allo 0,5% del VAL, rendendo il costo sostenuto per il finanziamento delle fonti rinnovabili esclusivamente funzione del proprio risultato aziendale (la spesa sostenuta sarà quindi indipendente dal costo per le rinnovabili).
- Per le altre imprese saranno per il momento mantenute classi di agevolazione basate sull'intensità energetica della produzione (costo dell'energia elettrica/fatturato). Si intende inoltre valutare la possibilità di introdurre una maggiorazione dello sconto in funzione dell'indice settoriale di esposizione al commercio internazionale dei vari settori.

- Le nuove tariffe per imprese energivore includeranno l'effetto della cd “tariffa degressiva” di cui beneficiavano già i grandi consumatori, esplicitando quindi in un unico valore e in maniera più trasparente due benefici prima distinti (agevolazioni art.39 e, appunto, tariffa degressiva)
- L'effetto complessivo di redistribuzione della manovra incrocerà una discesa della componente A3, attenuando così possibili effetti in aumento sulle categorie non energy-intensive. Andrà comunque avviato un attento monitoraggio, necessario per verificare l'equilibrio fra le diverse categorie di consumatori; a tal fine andrà prevista, fra l'altro, la preventiva acquisizione dei dati VAL e delle proiezioni sulla loro variabilità di anno in anno, necessari per stabilire con precisione gli effetti economici e le conseguenti possibili azioni compensative.

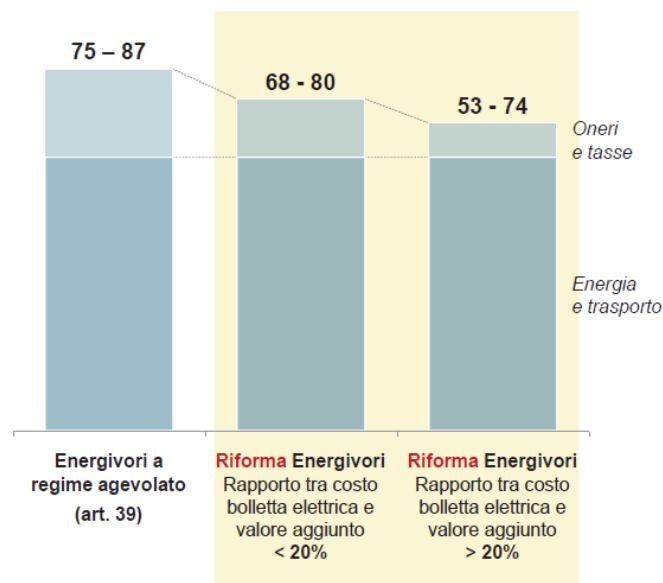


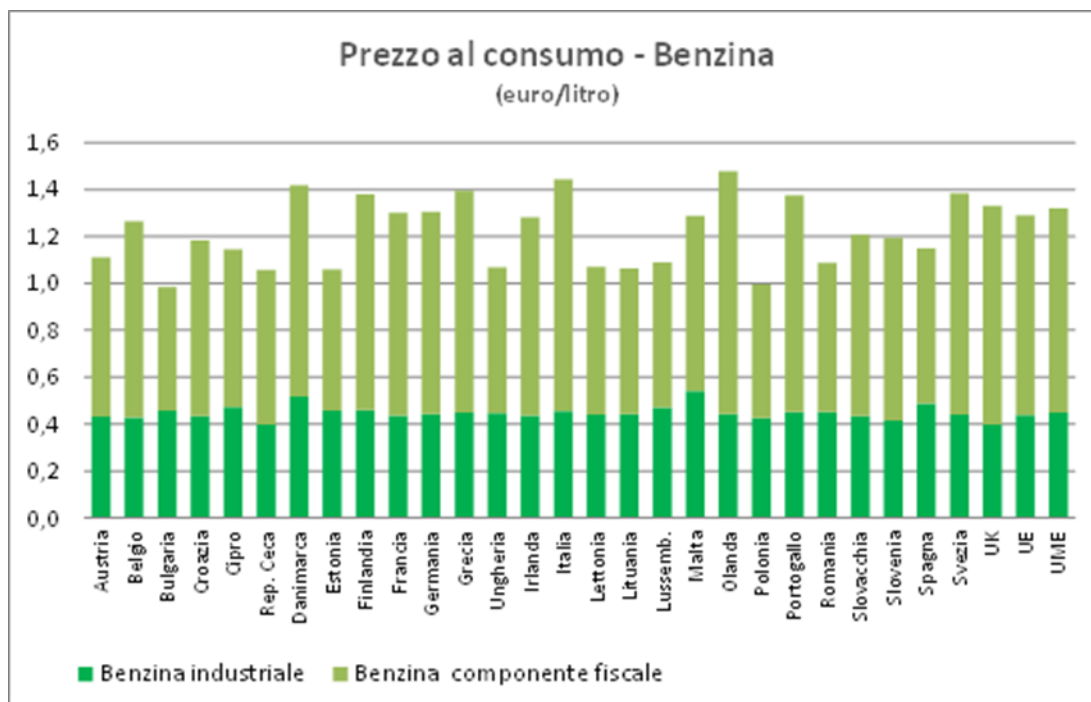
Figura 50 - impatto atteso post riforma energivori per imprese con consumi 70-150GWh

- Un effetto complessivamente positivo sui prezzi all'ingrosso e sui costi dei servizi è atteso anche dall'imminente implementazione del nuovo segmento di mercato - il mercato della capacità - finalizzato a assicurare l'adequatezza del sistema nel medio-lungo termine, rafforzando la sicurezza nazionale e

garantendo condizioni più efficienti di utilizzo delle risorse di flessibilità necessarie al miglior utilizzo dei flussi di energia rinnovabile.

- La **maggiore volatilità dei prezzi dell'energia** richiede il recupero di **segnali affidabili sul lungo termine** per mantenere la sicurezza e supportare gli investimenti, che l'attuale mercato spot non offre. Inoltre, il parco elettrico sarà caratterizzato sempre più da impianti capital intensive e senza costi variabili di combustibile (eolico, solare, idroelettrico), circostanza che indubbiamente porterà a rendere meno prevedibile l'andamento sul mercato spot dell'energia. La fase di overcapacity del sistema nazionale degli anni scorsi ha visto una netta riduzione della potenza disponibile ed è prevedibile che il processo continui, come effetto delle politiche di decarbonizzazione e anche di nuovi standard ambientali. Il tema dell'adeguatezza del sistema richiede quindi interventi immediati, sia guardando al mantenimento del parco esistente sia pensando allo sviluppo futuro dei nuovi investimenti.
- Per ciascuno dei fattori che incidono sul gap di prezzo, la Strategia prevede ulteriori interventi.
- Per ciò che riguarda il settore **carburanti**, su cui **non si registrano invece significativi gap di prezzo industriale**, come noto, è la componente fiscale ad avere un peso significativo sul prezzo finale dei carburanti. Tale caratteristica non è solo italiana^[2], ma generalizzata a livello europeo. Il tendenziale contenimento dei prezzi industriali ha fatto sì che anche la componente fiscale diminuisse in modo generalizzato (in virtù dell'impatto che la contrazione del prezzo industriale ha sull'imposta sul valore aggiunto che è proporzionale) ad eccezione di quei pochi paesi nei quali si sia assistito ad incrementi del valore delle accise (nello specifico: Belgio solo per il diesel, Francia, Lettonia, Malta, Portogallo e Svezia, per benzina e diesel).

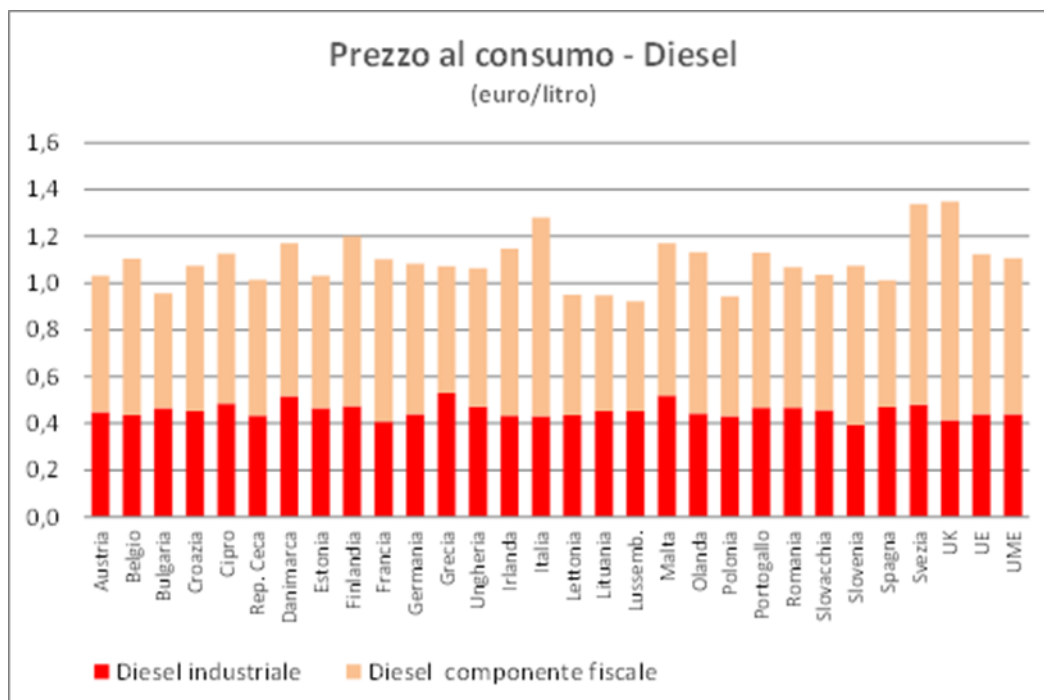
^[2] L'ammontare complessivo delle accise in Italia per litro di carburante a decorrere dal 1 gennaio 2015 è stabilito in: 0,728 euro per la benzina, 0,618 per il gasolio e 0,147 per il GPL. Si applica inoltre l'IVA al 22%.



Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea- DG Energy

Figura 51 – prezzi benzina nell'UE

- La Figura 51 mostra i prezzi medi annuali rilevati in tutti i Paesi dell'UE con evidenza delle singole componenti (industriale e fiscale) per quanto riguarda la **benzina**.
- Per l'Italia si evidenzia una componente industriale media nel 2016, non particolarmente superiore alla media della zona UME. Aggiungendo la componente fiscale, il prezzo al consumo è inferiore solo a quello olandese. Anche se diminuita sia nel 2014 che nel 2015, la componente fiscale in Italia rimane al di sopra di quella media europea e dell'UME.



Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea- DG Energy

Figura 52 – prezzi Diesel nell'UE

- Caratteristiche simili si riscontrano per il **gasolio** (cfr. Figura 52), il cui prezzo in Italia comprensivo di una componente fiscale permane superiore alla media europea ed agli altri principali Paesi, ad eccezione del Regno Unito e della Svezia.

Mercato elettrico

1. Contesto di riferimento nazionale ed europeo

- L'evoluzione del sistema elettrico, guidata dalla tecnologia e dalle politiche di decarbonizzazione, sarà caratterizzata dalle seguenti direttrici principali:
 - un **aumento della domanda**, dovuto alla crescente diffusione del vettore elettrico nei consumi domestici e nei trasporti, in parte compensato da una riduzione per effetto dell'incremento dell'efficienza energetica
 - la **centralità del mix di offerta basato sul binomio gas-rinnovabili**, con la crescente diffusione delle rinnovabili e un ruolo transitorio della generazione a gas sempre più orientata verso servizi di flessibilità a sistema
 - la possibile **riduzione del costo medio di generazione e del saldo netto con l'estero**, anche come conseguenza delle modifiche del parco di generazione dei partners commerciali
 - un processo di **progressivo decentramento della produzione a livello locale**, anche finalizzata ad autoconsumo, e un'offerta dunque più frammentata ma potenzialmente in grado di interagire attivamente con il sistema
 - una più forte interdipendenza fra le reti e i sistemi energetici nazionali e regionali-europei.
 - lo **sviluppo di nuove tecnologie** quali contatori intelligenti, sistemi di accumulo e sistemi di gestione dati che rappresentano fattori abilitanti per valorizzare il nuovo ruolo del consumatore e della domanda attiva nel mercato, nell'ottica di un ridisegno complessivo del futuro sistema elettrico
- Le misure nazionali si inseriranno in un contesto generale che nei prossimi anni vedrà una **riduzione delle differenze – oggi molto ampie - nei mix di generazione tra i vari Paesi**, per effetto delle decisioni di progressivo *phase out*, almeno parziale, da nucleare e da carbone preannunciate e in alcuni casi già formalizzate, anche alla luce delle recenti disposizioni comunitarie inerenti l'obbligo di conformare i grandi impianti di combustione alle Large Combustion Plants BREF entro il 2021. Le politiche attive dei vari Paesi e la maggiore efficacia del sistema dell'ETS (anche se non decisivo nello switch carbone-gas) porteranno ad una crescente convergenza su una struttura di generazione più simile a quella italiana, sostanzialmente basata su gas e rinnovabili con una prospettiva di miglioramento della competitività dell'economia italiana.

L'efficacia delle misure nazionali per ridurre i costi di approvvigionamento sarà quindi complementare a questa che si preannuncia, nei prossimi 10 anni, come un'importante modifica del sistema elettrico europeo che, al netto dei problemi di tempistica coordinata per evitare problemi di sicurezza, modifica in modo favorevole il posizionamento dell'Italia verso i principali competitors.

- In questo contesto, si è già avviato da qualche anno il **processo di cambiamento del disegno del mercato all'ingrosso e delle regole**, con un duplice obiettivo: ridurre i costi e aumentare il livello di sicurezza. I cambiamenti nazionali non possono prescindere dalla normativa comunitaria in materia e dal percorso di progressiva armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati e gestione delle reti, nell'ambito di un comune Target Model.
- A **livello comunitario** negli ultimi anni è stato dato un forte impulso ad una **maggiore integrazione dei mercati nazionali** con l'obiettivo di creare un mercato unico dell'energia e un quadro armonizzato di regole
- Il Regolamento sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (Regolamento UE 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015, noto come CACM – Capacity Allocation and Congestion Management) e le linee guida in materia di integrazione dei mercati di bilanciamento (Balancing Code) delineano un preciso modello di mercato, sia a pronti che dei servizi di dispacciamento, e introducono vincoli alla riforma dei mercati a livello nazionale. Si tratta di riforme che si trovano oggi a diverso livello di maturità, anche a livello europeo:
 - relativamente al **mercato del giorno prima (MGP)**, l'Italia è già integrata attraverso market coupling con la Francia, l'Austria e la Slovenia
 - per il **mercato infraday (MI)**, i tempi di implementazione del modello europeo appaiono più lunghi. Il nuovo modello di mercato, viene incontro alle esigenze di integrazione delle rinnovabili e della domanda attiva e produrrà un impatto positivo, oltre che sul disegno di mercato italiano a pronti, anche sul mercato dei servizi. In tale ambito è in fase di valutazione l'introduzione anche nel mercato italiano dei prezzi negativi.
- con riferimento all'**integrazione dei mercati di bilanciamento**, sono in corso di adozione le linee guida europee che prevedono l'entrata in operatività di piattaforme uniche per lo scambio di servizi tra gestori di rete (TSO) a partire dal 2019.

- Il nuovo **Clean Energy Package** è ancora più ambizioso e prefigura un sistema significativamente diverso dal modello attuale. In particolare, sono stati al momento delineati interventi con le seguenti finalità:
 - **sviluppare mercati elettrici competitivi**, eliminando le barriere che tuttora limitano la partecipazione di tutte le risorse disponibili (fonti rinnovabili, accumuli e domanda attiva)
 - **parificare le varie fonti di generazione** in un'ottica di *level playing field* (i.e., oneri di sbilanciamento anche per le rinnovabili e superamento della priorità di dispacciamento)
 - rafforzare la consapevolezza e il **ruolo attivo del consumatore**, incentivando l'evoluzione degli aggregatori, favorendo lo sviluppo di *smart metering*;
 - **modificare lo schema del central dispatch** e conseguentemente guidare verso un ruolo più attivo del distributore
- Le dinamiche sopra descritte e il quadro di riferimento europeo creano i presupposti per un'organizzazione molto più decentrata a livello nazionale e molto più coordinata a livello sovranazionale, sia sulla gestione del mercato che per quanto riguarda gli strumenti per la sicurezza. Elemento invariante è la necessità di soluzioni che integrino nel mercato le nuove risorse, quali domanda attiva e offerta rinnovabile, sempre più diffuse nel sistema, e che accelerino lo sviluppo di strumenti oggi ancora non maturi
- In Italia esiste già un quadro normativo di riferimento per promuovere una maggiore apertura dei mercati ai nuovi soggetti; il decreto legislativo 102/2014, all'articolo 11, prevede infatti che la regolazione della partecipazione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda al mercato dell'energia e anche dei servizi, stabilendo i requisiti e le modalità di partecipazione delle singole unità di consumo e di produzione. In particolare, è promossa la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e agli altri servizi di sistema, attraverso la definizione delle modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione. La recente delibera AEEGSI 300/2017 ha avviato l'attivazione di progetti pilota, in vista di una regolazione organica del dispacciamento coerente con il balancing code europeo.

Interventi proposti sul mercato elettrico

- Lo scenario e il contesto elettrico rappresentato fanno propendere per azioni volte a promuovere:
 - nel **breve-medio termine**, la completa abilitazione alla partecipazione ai mercati della generazione rinnovabile anche distribuita e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo);
 - nel **medio-lungo periodo**, l'introduzione di nuovi strumenti contrattuali di lungo termine e la transizione verso un diverso modello di mercato in cui domanda e offerta partecipano al mercato e al dispacciamento attraverso nuove forme organizzative che prevedano un ruolo più attivo dei DSO per la gestione della sicurezza del sistema.
- La riforma dei mercati e la conseguente maggiore complessità gestionale dovrà essere sempre più coordinata con l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico, sia attraverso un adeguato sviluppo della rete, sia cogliendo le opportunità fornite dall'innovazione tecnologica.
- Il primo ambito prioritario di intervento riguarda **l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato** e il coordinamento con la generale riforma del mercato dei servizi. E' importante nel nuovo scenario di crescita delle rinnovabili recuperare segnali allocativi adeguati che finora non sono stati del tutto efficaci.
- Nel **bilanciamento**, gli strumenti ed i segnali di prezzo di breve termine devono essere migliorati per valorizzare la flessibilità e della generazione distribuita e della domanda, processo oggi in ritardo che deve ancora sviluppare le sue potenzialità e rendere possibile un'ampia partecipazione attiva al mercato dell'energia e al mercato dei servizi ancillari.
- Il **quadro europeo sui servizi di bilanciamento** presenta oggi approcci abbastanza variegati e situazioni nazionali non tutte omogenee. L'attuale CEP propende per un approccio *self* o *local dispatch*, peraltro prevalente in Europa, che si discosta in modo significativo dall'attuale organizzazione del dispacciamento in Italia basata sul modello del *central dispatch*.
- Si condivide l'approccio in coerenza con l'evoluzione di lungo termine del parco elettrico: con l'aumento della generazione da fonti rinnovabili e delle risorse distribuite, in generale cresce l'importanza che tutti i partecipanti al mercato abbiano l'incentivo a bilanciare le proprie posizioni e contribuire, con questo auto-adattamento, all'equilibrio del sistema. Dunque, **un approccio solo *central dispatch* in futuro non**

sarebbe adeguato. Tuttavia, si tratta di un'innovazione che richiede adeguati tempi di organizzazione, in considerazione anche della complessità del lavoro di armonizzazione in corso e della necessità di interventi preventivi - organizzativi e strutturali - nella regolazione e gestione delle reti delle reti distribuzione. E' opportuno **non modificare nel medio termine l'approccio al dispacciamento** rispetto alle decisioni assunte con il balancing code e completare la modifica in corso; solo successivamente potranno essere implementati i cambiamenti nel modello di dispacciamento in direzione di un decentramento di funzioni e responsabilità, salvaguardando le esigenze di garanzia di sicurezza e di efficienza del sistema.

- Le norme sulla **partecipazione al mercato della domanda**, della **generazione e degli accumuli distribuiti**, anche in forma aggregati, già introdotte in Italia non hanno ancora prodotto effetti significativi. Ulteriori interventi per favorire l'evoluzione del sistema in questa direzione, saranno individuati anche tenendo conto degli esiti e dell'efficacia della regolazione recentemente avviata dall'Autorità in materia (delibera n. 300 del 2017)
- • Uno specifico ambito d'intervento riguarderà le procedure e i sistemi di comunicazione tra i gestori di rete (sia trasmissione sia distribuzione) e eventuali modelli organizzativi di carattere gestionale. Secondo l'approccio ad oggi prevalente, in Europa come in Italia, si ritiene che sia al momento opportuno mantenere un modello in cui il mercato del bilanciamento venga gestito unicamente dai TSO, assegnando ai DSO un ruolo di "facilitatore" per quanto riguarda il dispacciamento delle risorse connesse alle loro reti.
- L'evoluzione del modello a tendere comporterà una **crescente complessità dello scambio informativo tra TSO, DSO e Aggregatore / Utente del Dispacciamento** e richiederà lo sviluppo delle infrastrutture di gestione dati, eventualmente tramite un sistema unico di data management. In questa prospettiva, appare necessario un programma di intervento e riqualificazione dei sistemi di distribuzione dell'elettricità
- Sarà in particolare opportuno definire **nuovi standard di controllabilità e osservabilità** tra il gestore della rete trasmissione e gli utenti del dispacciamento/ balance service provider collegati ai nuovi soggetti partecipanti al MSD (e.g. aggregatori di generazione e consumo). La definizione di un percorso di riforma del MSD garantirebbe il raggiungimento di obiettivi di:
 - **sostenibilità**, in quanto l'apertura del MSD permette una più efficace integrazione nel mercato e nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili

- **competitività**, in quanto la maggiore disponibilità di risorse e tecnologie in grado di fornire il servizio richiesto rafforza le condizioni di concorrenzialità tra gli operatori, con effetti potenziali positivi sulle dinamiche dei prezzi dei servizi e sul rischio di abusi di posizione dominante.
- Per **promuovere l'aggregazione di domanda e produzione**, è necessario modificare anche le regole di offerta in MGP e in particolare **superare l'unicità del prezzo di acquisto tra le zone (PUN)**. Al riguardo, si osserva come lo strumento del PUN volesse avere una funzione politica perequativa al momento dell'apertura del mercato elettrico, in quanto la configurazione del parco di generazione e soprattutto della rete di trasmissione avrebbero determinato prezzi dell'energia elettrica più elevati nelle regioni meridionali ed insulari, già di per sé meno sviluppate economicamente, penalizzandole quindi ulteriormente. Con il rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, soprattutto al Sud, e gli sviluppi di rete nel frattempo realizzati (in particolare SAPEI e Rizziconi-Sorgente), si ritiene che il problema per cui è stato introdotto il PUN possa ritenersi superato e che, considerate le complessità di gestione e i vincoli che introduce nel mercato elettrico, soprattutto nell'ottica della crescente integrazione dei mercati europei basata sul *market coupling*, sia possibile riflettere sul suo superamento senza impatti negativi.
- Nell'ambito degli interventi di medio-lungo termine, è importante integrare il disegno di mercato con **nuovi strumenti contrattuali**, adeguati all'evoluzione del settore delle rinnovabili. La riduzione dei costi delle tecnologie sarà in grado infatti di sostenere la crescita senza necessità di integrazioni economiche sull'energia prodotta, eventualmente richiedendo nel breve periodo strumenti pubblici di sostegno efficaci ma meno distorsivi sul mercato dell'energia (si rinvia all'apposito capitolo).
- In prospettiva, si pone in parallelo il tema dell'adeguatezza del modello di mercato elettrico attuale, basato largamente su mercati spot del giorno prima, in cui il prezzo è fissato sulla base dell'offerta marginale. Tale tipologia di mercati è stata disegnata per attivare una competizione tra le diverse fonti, basandosi sui rispettivi costi variabili di combustibile basati sui prezzi spot. Si osserva che la significatività di questo modello va sempre più in crisi quanto maggiore è la penetrazione nel mercato di fonti i cui costi marginali (o variabili di breve periodo) sono prossimi a zero, quali le fonti rinnovabili (con l'eccezione di alcune bioenergie).
- L'attuale struttura di mercato non sarebbe in grado di sostenere, con i soli segnali spot, un adeguato sviluppo di fonti rinnovabili. **Gli investimenti iniziali in capitale fisso avrebbero bisogno di segnali di lungo termine che il mercato non offre**, e questo anche nel caso in cui la crescita sul lungo termine dei

prezzi del gas naturale e l'aumento del prezzo delle quote di CO2 nel sistema ETS dovessero portare i costi di produzione della generazione termoelettrica al di sopra di quelli delle fonti rinnovabili.

- Una possibile soluzione a questo problema consiste nel regolare le condizioni che consentano la stipula, da parte di un investitore interessato a sviluppare un impianto a fonti rinnovabili, di **contratti *Power Purchase Agreement (PPA)*** con una controparte interessata ad acquistare l'energia che l'impianto produrrà su un intervallo temporale sufficientemente lungo (indicativamente 10÷15 anni) da consentire, al prezzo fissato tra le parti, un ritorno dell'investimento. Sulla base di un contratto di tale tipologia, stipulato con una controparte affidabile, il progetto di investimento diventerebbe bancabile e l'impianto potrebbe quindi essere realizzato.
- Si tratta di strumenti che al momento il mercato non offre, per i rischi tipici che comporta e per i requisiti che richiede in particolare (ma non solo) all'acquirente. Lo sviluppo di aggregatori della domanda è uno dei fattori che potrebbe incidere sulla diffusione di tali contratti di lungo termine. Condizione necessaria perché si sviluppi un mercato di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica su **orizzonti temporali di lungo termine** è inoltre la **disponibilità di una curva dei prezzi di mercato dell'energia** su tale orizzonte che possa costituire un **indice di riferimento** affidabile per il mercato stesso.
- Tale **indice** dovrebbe essere quindi determinato in forma regolata e utilizzato nell'ambito di contratti per differenza a due vie, con prezzo strike determinato in funzione della curva dei prezzi sopra citata, che diventerebbe anche un **riferimento per la stipula dei PPA stessi** (da parte di soggetti istituzionali o di acquirenti di mercato e traders). Nel caso in cui il prezzo di mercato risultasse diverso oltre una certa banda rispetto a quello previsto dalla curva, in funzione del segno di tale differenza, gli oneri o i proventi sarebbero da socializzare nella componente A3 degli oneri generali di sistema.
- Un contratto del genere dovrebbe peraltro essere introdotto solo fin quando necessario. Si evidenzia che il contratto non dovrebbe necessariamente prevedere un incentivo economico sul prezzo di vendita dell'energia, né annullare del tutto il rischio di mercato per le parti in causa, bensì ridurre il rischio, almeno finché i mercati finanziari ne abbiano bisogno. Conseguentemente, le rinnovabili diverranno asse centrale del mercato elettrico, che dovrà ulteriormente evolvere per interiorizzarne le caratteristiche
- Per assicurare che gli strumenti di mercato delineati abbiano piena efficacia è necessario continuare nello **sviluppo degli interventi di rete** in grado di superare le attuali strozzature e ampliare il mercato dei servizi. Già nell'attuale programmazione (Piano di sviluppo di Terna) sono previsti interventi in tal senso.

Occorre tuttavia accelerare le procedure di valutazione dei Piani e facilitarne l'attuazione, con interventi mirati.

- L'evoluzione del sistema elettrico verso la decarbonizzazione dovrà inoltre essere accompagnata da un **piano di interventi infrastrutturali e tecnologici sulle reti di trasmissione e distribuzione**, da attuare in parallelo alla trasformazione della generazione, per evitare nuove inefficienze nel mercato e problemi di sicurezza, nonché per favorire la maggiore digitalizzazione delle reti, funzionale anche alla migliore gestione della generazione distribuita e non programmabile e alla partecipazione al mercato della domanda e degli aggregatori.
- La tutela della competitività non può prescindere dagli **investimenti in innovazione**, di cui si discute nel capitolo dedicato. L'innovazione riguarda anche l'adozione di sistemi intelligenti per la gestione e il monitoraggio del consumo di energia nei sistemi di produzione. Il **Piano Industria 4.0** offre, anche da questo punto di vista, ottime opportunità alle aziende, mettendo a disposizione un'eccezionale gamma di strumenti automatici e sgravi fiscali e una rete di sostegno per il trasferimento tecnologico e l'innovazione digitale.

3. Le nuove configurazioni di autoconsumo

Situazione in Italia e Europa

- La prima direttiva sull'elettricità (la 96/92/CE) qualificava come autoproduttore la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica essenzialmente per uso proprio.
- Nella terza direttiva 2009/72/CE è stata aggiunta la definizione di generazione distribuita (impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione). Si trattava, in ogni caso, di produzione per uso proprio, salvo il caso specifico dei sistemi di distribuzione chiusi, che davano la possibilità, qualora sussistano specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, di regolare la produzione e distribuzione di energia all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato, con esclusione di clienti civili.
- Il **Clean Energy Package** si spinge oltre e, nella proposta di direttiva sul mercato elettrico, pone al centro del nuovo disegno del mercato elettrico il **cliente attivo** (che può essere un singolo cliente o un gruppo di

clienti), definendo anche le **collettività dell'energia** locale; la proposta di direttiva sulle fonti rinnovabili prevede l'**autoconsumatore**⁶⁸ **di energia rinnovabile** (che comprende condomini, siti commerciali o di servizi condivisi o un sistema di distribuzione chiuso) e le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile.

- Queste proposte prefigurano la possibilità di forme di autoproduzione individuale e collettiva, sia da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, sia da altre fonti e tecnologie, anche integrate in sistemi di distribuzione privati. Si delineano comunque specificità a vantaggio delle configurazioni che utilizzano fonti rinnovabili.
- Si tratta di proposte da approfondire nel corso del dibattito sul pacchetto comunitario, e comunque da inquadrare nel contesto generale delineato dallo stesso pacchetto il quale conferma l'assetto generale del settore basato sulla separazione delle attività della filiera e rafforza la spinta per una partecipazione al mercato su un piano di parità di stoccaggio, generazione (a prescindere dalle fonti) e domanda (anche aggregati).
- Nella prospettiva delineata dall'Europa, si può osservare che **l'Italia ha un buon posizionamento quanto a diffusione della generazione distribuita** e dell'autoconsumo. Per il 2015, l'energia elettrica autoconsumata ammonta a circa 30TWh, divisa fra le diverse configurazioni di autoconsumo come mostrato nella figura che segue.

⁶⁸ Rispetto all'autoproduzione, l' autoconsumo ricomprende anche il caso in cui, nel medesimo luogo, vi sia un soggetto che è il produttore dell'energia elettrica e un altro soggetto che è il solo consumatore delle energia elettrica prodotta dal produttore

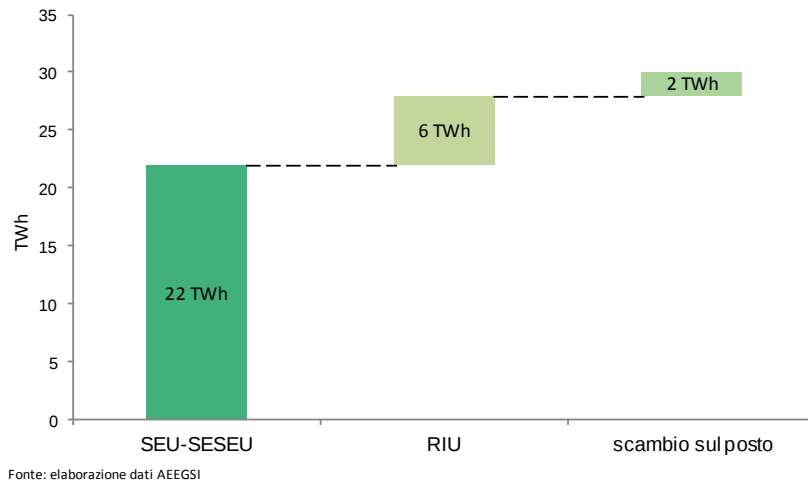


Figura 53 Energia elettrica autoconsumata

- Oltre alle configurazioni di **autoconsumo inserite in siti industriali preesistenti (RIU e SESEU)**, sulla base delle norme attualmente vigenti, le nuove configurazioni realizzabili in autoconsumo sono:
 - i **sistemi efficienti di utenza** (quindi solo con uso di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento);
 - **l'autoproduzione ai sensi del decreto legislativo 79/99**, vale a dire la produzione realizzata da una persona fisica o giuridica che la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;
 - il collegamento tra un centro di produzione ad un centro di consumo mediante **una linea diretta**, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione.
- La recente misura del decreto milleproroghe 2016 (DL 244/2016) - che stabilisce che le parti variabili degli oneri di sistema siano applicate sull'energia prelevata dalle reti pubbliche – costituisce già oggi uno strumento a sostegno dell'autoconsumo, nelle configurazioni consentite. Il criterio è stato re-introdotta anche allo scopo di contenere l'impatto dell'adeguamento alle disposizioni comunitarie delle Linee Guida su investimenti già effettuati.

- Si ritiene che lo strumento **dell'esenzione dal pagamento degli oneri** sia **idoneo** per sostenere l'autoproduzione nel **breve termine**. Infatti, considerate le configurazioni attualmente realizzabili, si stima che lo sviluppo dell'autoproduzione (rinnovabile e cogenerazione ad alto rendimento) soprattutto nel settore domestico non determinerebbe, alle regole attuali, una crescita rilevante dell'area non soggetta al pagamento.
- L'energia in sistemi privati e di autoproduzione, oggi stimabile in circa 30 TWh, potrebbe espandersi dell'ordine stimato in circa 10 TWh, senza ulteriori incentivazioni tariffarie ma contando sull'esenzione dalla quota variabile.
- In ogni caso, poiché dovrà essere **mantenuto l'equilibrio nei conti tariffari**, sarà data assoluta priorità alla trasparenza sui beneficiari dell'esenzione e mantenuto uno stretto monitoraggio degli effetti dell'esenzione in relazione a possibili alterazioni della base imponibile.
- Peraltro, lo spostamento di una parte del prelievo tariffario in potenza, già previsto nell'ambito del Piano di adeguamento alle Linee Guida presentato a Bruxelles per i clienti non domestici, rappresenta già uno strumento di breve termine per mantenere un'equa partecipazione di tutti alla copertura dei costi della transizione energetica.
-

Gli interventi proposti

- La diffusione dell'autoconsumo sarà naturalmente favorita dall'evoluzione tecnologica, che rende disponibili sistemi di produzione e accumulo di taglia medio piccola, soprattutto a fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento. Si tratta di un fenomeno da assecondare, attraverso politiche pubbliche abilitanti che consentano agli attori del mercato di organizzarsi.
- In proposito, un primo tema riguarda una compiuta **definizione delle configurazioni** di autoproduzione realizzabili e delle loro caratteristiche, anche alla luce del dibattito ancora aperto a livello Europeo.
- In particolare, andrà valutata la possibilità di riferirsi solo a energie rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento o meno, la natura dei soggetti titolati alla realizzazione, i relativi obblighi in tema di sicurezza interna ed esterna alle configurazioni, i diritti dei consumatori interni a collettività e comunità, le modalità di partecipazione ai mercati, i rapporti con DSO e TSO e, in generale, la natura e l'incisività dell'eventuale regolazione.

- Nel **breve termine** e in attesa che si chiarisca e si consolidi il pacchetto comunitario, un approccio realistico e prudente consiste dunque nell'utilizzare da subito la vigente normativa europea (direttiva 2009/72/CE) **sui sistemi di distribuzione chiusi**. La facoltà data da tale norma agli Stati membri è stata sinora utilizzata in parte, classificando come sistemi di distribuzione chiusi le reti interne di utenza e altri sistemi, comunque già esistenti e operativi.
- In particolare, si ritiene opportuno utilizzare nuovamente e parzialmente questa facoltà, **consentendo di realizzare**, nel rispetto delle condizioni richiamate dalla direttiva, **sistemi di distribuzione chiusi (o sistemi privati) limitatamente al caso di nuovi impianti alimentati da energia prodotta da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento**, anche integrati con sistemi di accumulo.
- In tale fase, potrà essere valutato mantenere l'attuale il sistema di sostegno basato sull'esenzione dal pagamento della parte variabile degli oneri di sistema per la quota di energia autoconsumata. Ciò a condizione che gli impianti non beneficino di altri incentivi.
- Nel **medio-lungo termine**, la forte crescita dell'autoconsumo al 2030, indotta anche dal pacchetto europeo, rende necessario **ridefinire le modalità di partecipazione ai costi del sistema**, considerando anche che, grazie all'ulteriore calo dei costi delle tecnologie, gli impianti dovrebbero avere minori esigenze di sostegno, anche quando realizzati all'interno delle comunità produttrici/consumatrici.
- La fase sperimentale sui sistemi di distribuzione chiusi, di cui si è detto, potrà dunque consentire di mettere a punto alcuni degli strumenti necessari alla successiva implementazione delle norme in materia di collettività dell'energia locale e comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile, ma fornirà anche un quadro più chiaro sulle **modalità più eque, e compatibili con le regole europee**, per l'allocazione degli oneri di sistema, eventualmente introducendo **nuove regole solo per le configurazioni di nuova realizzazione**.
- Va infatti precisato che, sebbene la Commissione abbia manifestato una opinione di compatibilità con le regole europee dell'attuale meccanismo nazionale di imposizione degli oneri, per altro verso la stessa Commissione, e anche l'agenzia dei regolatori europei, sembrano orientate verso **l'adozione di incentivi espliciti**.
- Questo anche perché le **nuove configurazioni possibili all'interno delle comunità dell'energia non sembrano vincolate a produzioni eco-compatibili** (rinnovabili e CAR anche integrate con accumuli). Una diversa allocazione del pagamento degli oneri generali con maggiore compartecipazione delle

configurazioni di autoconsumo, connesso con un incentivo esplicito consentirebbe di indirizzare il sostegno verso configurazioni meritevoli e al contempo mantenere l'equilibrio della base imponibile agli oneri generali.

- Resta invece da mantenere la partecipazione alla copertura degli **oneri di rete** per tutte le configurazioni che si collegano alla rete pubblica, con una regolazione che, a mano a mano che la rete pubblica riduce la funzione di trasporto dell'energia e incrementa quella di sicurezza della fornitura, comporterà verosimilmente il progressivo spostamento dei relativi oneri in quota fissa. D'altronde, nel definire le tariffe di trasmissione e distribuzione dovrebbe tenere conto dei **costi marginali risparmiati grazie alla generazione distribuita e ai servizi forniti con misure di gestione della domanda**.

Il consumatore

- La diffusione delle rinnovabili e la generazione distribuita sono gli elementi più rilevanti nell'influenzare il processo di evoluzione del settore elettrico. A questi elementi, si aggiunge la domanda, favorita dall'applicazione sempre più diffusa dell'Information Technology all'energia. In questo contesto, il **ruolo del consumatore** sta cambiando da soggetto passivo ad oggetto attivo in grado di modificare il proprio consumo in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e a certe condizioni offrire servizi di rete.
- Il **processo di liberalizzazione si lega al progresso tecnologico** che sta ridefinendo l'architettura del sistema e che porterà presto a un nuovo rapporto consumatore-venditore. A guidare tale evoluzione ci sono specifici sviluppi tecnologici: generazione distribuita, sistemi di accumulo diffusi, elettrificazione dei consumi, modalità di accesso ai dati e alle informazioni.
- La **rapida riduzione** cui sta andando incontro il **costo della tecnologia**, consentirà l'accesso di un sempre maggior numero di consumatori ai suddetti strumenti (in primis batterie e pannelli fotovoltaici) favorendo di fatto l'autoconsumo, e lo sviluppo di nuovi servizi e la partecipazione attiva dei piccoli consumatori ai mercati. Questo processo potrà essere sostenuto anche dall'organizzazione di nuovi soggetti aggregatori, incluse le comunità energetiche locali previste dal CEP, che richiederanno un'attenta regolazione in modo da garantire un quadro di riferimento organico e i necessari standard di efficienza e qualità in un sistema sempre più complesso e articolato.
- Il **ruolo attivo del consumatore** può esplicarsi principalmente su tre livelli:
 - scelta del fornitore e corretta valutazione delle offerte commerciali e dei servizi connessi
 - autoproduzione e diffusione dei sistemi di accumulo e gestione efficiente dei consumi
 - modifica del carico in seguito a segnali di prezzo (*demand response*)
- Le **informazioni sono il fattore cardine** per effettuare scelte consapevoli e potenziare il ruolo della domanda, diventando sempre più cruciali nel completamento del processo di liberalizzazione del mercato retail. In connessione a questo tema, emerge la necessità di maggiore sicurezza negli scambi informativi (cybersecurity) e trasparenza e regolamentazione sul tema della proprietà dei dati, che deve essere di proprietà e in capo al consumatore.
- Le attività di **telelettura** dei dati e le attività di **telegestione** devono essere presidiate da sicuri requisiti di **unbundling**, oggetto di verifiche e controlli.

- L'effetto combinato tra i **nuovi sistemi di smart metering** e la presenza di banche dati interoperabili, consentiranno di generare opportunità che vanno oltre la mera misura di energia, accrescendo notevolmente il patrimonio informativo nazionale e generando, in ultima analisi, vantaggi per il sistema
- **L'innovazione digitale può promuovere nuovi modelli di consumo** che già trovano le prime applicazione nell'Internet of Things, nella smart home e nella mobilità elettrica. Tale scenario, coerentemente con il Piano Nazionale Industria 4.0, prefigura nuovi modelli di business, quindi nuove opportunità per l'economia del Paese

Mercati finali della vendita

Il contesto e la situazione italiana

- La liberalizzazione dei mercati finali della vendita, avviata nel 2003 per il gas e nel 2007 per l'energia elettrica, verrà completata a partire dal 1 luglio 2019, secondo quanto previsto dal disegno di legge Concorrenza, con il superamento dei regimi di tutela oggi esistenti e le forme di regolamentazione del prezzo per i clienti domestici e le PMI.
- Questa importante innovazione è da inquadrare anche nell'ambito delle proposte di sviluppo del mercato europeo e delle sollecitazioni provenienti dalla Commissione, che in più occasioni ha raccomandato ai Paesi membri di rimuovere i sistemi tesi in qualche modo a fissare ex ante i prezzi, con conseguenti distorsioni alla piena mobilità della domanda, e di definire politiche attive per una piena valorizzazione del ruolo attivo del consumatore.

- Attualmente, la maggior parte degli Stati membri dell'Unione europea ha rimosso o si avvia a rimuovere le forme di regolamentazione dei prezzi dell'energia elettrica e del gas per i consumatori domestici e le Piccole e medie imprese.⁶⁹
- Il contesto di riferimento, che presenta caratteristiche differenti per il settore elettrico e per il settore gas, richiede la preventiva messa in campo di strumenti di intervento per gestire in modo adeguato la transizione e operare questo passaggio verso la completa liberalizzazione, in modo prudente e con piena garanzia per i consumatori. Il confronto parlamentare ha consentito di delineare, nel ddl Concorrenza, un intenso percorso di fasi e provvedimenti che guiderà questa fase da qui fino al 2019 e che coinvolgerà in primo luogo il Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità per l'energia, l'Autorità garante della concorrenza, le Commissioni parlamentari competenti, le organizzazioni degli operatori del mercato e dei consumatori. Le azioni partiranno subito dopo l'approvazione del ddl e saranno soggette ad un monitoraggio affidato all'Autorità per l'energia, relativo a specifici temi identificati come cruciali per un corretto funzionamento del mercato, il cui esito formerà la base conoscitiva per le successive decisioni.
- Il protagonista centrale della liberalizzazione deve essere il consumatore, che rimane il vero pilastro della riforma. Nonostante le molte azioni che ancora bisognerà mettere in campo, si parte da un contesto generale che ha visto certamente accresciuti in questi anni gli strumenti di informazione e i presidi garantiti al consumatore per maturare maggiore consapevolezza e orientare la scelta sulla fornitura. Solo per citare i più significativi, lo Sportello per il consumatore di energia e il servizio di conciliazione gestiti da Acquirente Unico Spa su indicazione dell'Autorità per l'energia; il Trova offerte sul sito dell'Autorità per l'energia; il Servizio Informativo Integrato (SII), ancora gestito da Acquirente Unico Spa in attuazione della legge 129/2010.
- La regolazione dell'Autorità per l'energia al riguardo si è molto ampliata sull'intero settore *retail* e ha riformato i processi di *switching*, anche in riferimento al SII, rivedendo tempistiche e procedure e rafforzando le garanzie per i consumatori. Anche la legislazione primaria è intervenuta, nell'ambito del decreto legislativo 102/2014, su un aspetto preliminare e abilitante per il corretto funzionamento del mercato, che sono le misure. La norma attribuisce all'Autorità per l'energia il compito di definire le modalità con cui le imprese distributrici devono fornire ai clienti finali di energia elettrica e gas naturale,

⁶⁹ Definite, per il settore elettrico, come imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro.

teleriscaldamento, teleraffrescamento ed acqua calda, contatori che riflettano con precisione il consumo effettivo. La stessa regolazione deve disciplinare la diffusione dei contatori intelligenti, in modo che i clienti finali possano disporre di informazioni sulla fatturazione precise, basate sul consumo effettivo e sulle fasce temporali di utilizzo dell'energia; devono essere garantite la sicurezza e la riservatezza dei dati del cliente e deve essere affidato ad un soggetto terzo e indipendente rispetto agli operatori di mercato il trattamento dei dati storici di proprietà del cliente finale.

- Accanto a queste dinamiche positive, sono tuttavia emerse negli ultimi tempi pratiche commerciali scorrette che possono minare la fiducia dei consumatori e su cui quindi occorre continuare a mantenere la massima vigilanza e capacità di intervento. E' il caso dei "contratti non richiesti", su cui sono intervenute Antitrust e Autorità per l'energia, oggetto di segnalazioni delle associazioni dei consumatori; il fenomeno è in miglioramento e si registra anche in modo positivo che alcune importanti imprese del settore dell'energia elettrica e del gas hanno dichiarato di voler rinunciare al *teleselling*, definendo protocolli di autoregolamentazione tesi a eliminare questa pratica. Ulteriore fenomeno negativo è quello dei ritardi, anche reiterati e gravi, nei tempi di fatturazione al cliente e il connesso fenomeno dei maxi conguagli, oggetto di un tavolo di lavoro congiunto con le associazioni al Mise e di nuovi strumenti di intervento, inseriti nel ddl Concorrenza

Settore elettrico

- In Italia, nel settore elettrico la quota di clienti domestici riforniti in regime di maggior tutela è ancora molto elevata, ma in progressiva riduzione: è scesa dal 79 per cento del 2012 al 68 per cento nel 2015 in termini di punti di prelievo e dal 76 per cento al 67 per cento in termini di energia.
- La stessa tendenza alla riduzione si conferma per le utenze connesse in BT Altri usi (prevalentemente Pmi), in cui nello stesso periodo si è scesi dal 63 per cento al 55 per cento in termini di punti di prelievo e dal 32 per cento al 26 per cento in termini di energia.
- Nel 2015 erano operative 335 società di vendita (il 29 per cento delle quali presenti in più di 16 regioni, contro il 19 per cento attive in una sola regione), in significativa crescita rispetto alle 260 presenti nel 2012.

L'indice di concentrazione del mercato libero (HHI)⁷⁰ nel 2015 appare relativamente elevato, essendo pari a 2.880 in termini di punti di prelievo e 2.809 in termini di energia per i consumatori domestici. Per le Pmi, nello stesso anno tale indice ha assunto un valore pari, rispettivamente, a 1.664 e 700, segnalando quindi un basso livello di concentrazione.

- Il tema caratteristico del settore è il peso che ha, sul mercato complessivo, il principale operatore di mercato, considerando sia la quota del mercato libero sia quella con i clienti “tutelati” serviti dall'impresa di distribuzione appartenente allo stesso gruppo societario. Data l'ampiezza del territorio servito dalla stessa impresa di distribuzione, si arriva ad una quota di mercato ancora superiore al 70% (18 per cento sul mercato libero e al 55,5 per cento nella maggior tutela), in termini di energia
- La pluralità dei venditori, che in sé rappresenta un indicatore positivo di apertura del mercato, può diventare un fattore critico in caso di elevata parcellizzazione e comunque potrebbe non essere in grado di compensare lo squilibrio strutturale del mercato.
- Il tasso di switching appare in linea con la media europea. In particolare, il 6,1 per cento dei clienti domestici ha cambiato fornitore sul mercato libero, il 4,3 per cento è passato da o verso il regime di tutela, e il 2,7 per cento ha rinegoziato il contratto col proprio fornitore sul mercato libero. Tra le utenze connesse in Bt altri usi, tali indicatori assumono valori pari, rispettivamente, al 10,7 per cento e al 4,8 per cento (non è disponibile il dato delle rinegoziazioni sul mercato libero).
- I principali indicatori di qualità del servizio sono andati migliorando nel tempo, con una tendenza più pronunciata sul mercato libero (dove tuttavia il punto di partenza era maggiore, soprattutto in relazione alle operazioni di switching).

Settore del gas naturale

- Per quanto riguarda il gas naturale la separazione societaria totale tra società di distribuzione e di vendita è stata disposta già dall'1 gennaio 2003 insieme alla attribuzione della caratteristica di “cliente idoneo” a tutti i consumatori, e questo ha dato luogo negli anni passati a un vasto processo di riagggregazione rispettivamente delle società di distribuzione da una parte e delle società di vendita dall'altra (circa 700)

⁷⁰ L'indice di Herfindahl-Hirschman è dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato dei singoli operatori.

che nacquero da tale separazione, per cui nel settore gas molte società di distribuzione oggi non appartengono più al medesimo gruppo societario che effettua anche attività di vendita.

- Attualmente, la quota di clienti domestici servita in regime di tutela è calata dall'83 per cento nel 2012 al 68 per cento nel 2015 in termini di punti di riconsegna e dall'81 per cento al 69 per cento in termini di volume. Per quanto riguarda le utenze condominiali, si è passati dal 75 per cento nel 2013 al 35 per cento nel 2015 in termini di punti di riconsegna e dal 66 per cento al 34 per cento in termini di volumi. Dal 2012, il regime di tutela non è applicabile alle Pmi.
- Nel 2015 erano operative 340 società di vendita, in significativa crescita rispetto alle 280 presenti nel 2012. La quota di mercato del principale operatore era pari al 9,7 per cento sul mercato libero e al 14,6 per cento in tutela in termini di energia e questo fa rilevare la minore importanza per il settore gas della futura scomparsa del regime di tutela. L'indice di concentrazione del mercato (HHI) appare moderato, essendo pari nel 2015 a 1.998 in termini di energia e 1.996 in termini di punti di riconsegna per i consumatori domestici. Per le altre tipologie di clienti, nello stesso anno tale indice ha assunto un valore pari, rispettivamente, a 838 e 1.334.
- Il tasso di switching appare in linea con la media europea. In particolare, il 7,7 per cento dei clienti domestici ha cambiato fornitore sul mercato libero, l'1,9 per cento è uscito dal regime di tutela, e il 5,1 per cento ha rinegoziato il contratto col proprio fornitore sul mercato libero.
- I principali indicatori di qualità del servizio sono andati migliorando nel tempo, con una tendenza più pronunciata sul mercato libero (dove anche in questo mercato la base di partenza era di migliore qualità, soprattutto in relazione alle operazioni di switching).

Il completamento della liberalizzazione

- Il nuovo contesto che si verrà a creare dal 1 luglio 2019 pone una duplice sfida: la prima è relativa alle modalità di superamento dei regimi di tutela; la seconda riguarda la garanzia del buon funzionamento del mercato una volta superato tale passaggio.

Il superamento dei regimi di tutela

- Il superamento dei regimi di tutela appare come un passaggio delicato e il Governo ha più volte espresso un atteggiamento di grande cautela e la necessità di affrontare con tempi e strumenti adeguati. Per

quanto riguarda il mercato elettrico, il principale elemento di attenzione è dato dalla concentrazione del mercato, relativamente alta a livello nazionale. Per quanto concerne il mercato gas, tale problema appare meno rilevante a livello nazionale, ma ugualmente meritevole di approfondimento a livello locale.

- Si può ritenere che il tema della concentrazione del mercato nella vendita debba essere affrontato attraverso strumenti finalizzati a creare nel mercato retail un grado sufficiente di concorrenza, peraltro come già successo nel settore della generazione e del mercato all'ingrosso. In particolare, il tema riguarda le strade che si sceglieranno per gestire la transizione dei clienti che potrebbero, alla data del 1 luglio 2019, non aver ancora effettuato la scelta di un fornitore diverso dal distributore locale; considerato la quota elevata di clienti domestici ancora in regime di tutela, nonostante la costante riduzione annua, è da attendersi che il fenomeno riguarderà ancora molte famiglie.
- Altrettanto cruciale è la garanzia di *unbundling* che deve esserci tra il distributore e la società di vendita del medesimo gruppo, in particolare nel settore elettrico, sia nella fase di superamento della tutela sia nella successiva gestione del contratto, per evitare fenomeni poco consapevoli di *switch* intragruppo o di *WinBack*
- Le modalità di superamento dei regimi di tutela, affrontando i temi sopra evidenziati, saranno governate da una serie di azioni concertate tra il Ministero dello Sviluppo economico, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, con la partecipazione degli organi parlamentari e delle associazioni dei consumatori e degli operatori. Tali azioni dovranno essere finalizzate a: i) prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori; ii) promuovere la mobilità e il ruolo attivo dei consumatori.
- Si può presumere che la clientela, specialmente quella domestica, sia attualmente segmentata tra una parte di clienti sensibili particolarmente al prezzo, e altri, più sofisticati, interessati a offerte comprensive di servizi a maggiore valore aggiunto. La corretta informazione e comparabilità dei prezzi delle offerte andrà ulteriormente incrementata e, d'altra parte, lo sviluppo di offerte integrate con servizi dovrebbero consentire nel tempo a questi segmenti di clientela di effettuare le proprie scelte.
- Si può ritenere opportuno adottare strumenti che sollecitino la scelta di un fornitore anche da parte dei clienti meno interessati o consapevoli, attraverso gli strumenti di supporto informativo messi a disposizione dal sistema o anche adottando regole ad hoc, che disincentivino la permanenza passiva oltre un certo periodo transitorio.

Il funzionamento del mercato dopo il superamento dei regimi di tutela

- Col superamento dei regimi di tutela, diventa ancora più essenziale l'attività di vigilanza sul mercato, allo scopo di prevenire (e, se del caso, sanzionare in modo rapido ed efficace) comportamenti abusivi da parte degli operatori e dare fiducia nel mercato e nei presidi che lo regolano.
- Un mercato pienamente liberalizzato può offrire vantaggi per i consumatori, favorendo l'ingresso di nuovi operatori e l'introduzione di offerte comprensive di servizi a più alto valore aggiunto (a titolo di esempio: la scelta tra offerte a prezzo fisso o variabile, offerte *dualfuel*, offerte *green*, offerte comprensive di servizi per l'efficienza energetica, ecc.). Bisogna quindi attendersi una maggiore dispersione dei prezzi e una più elevata diversificazione delle proposte commerciali – entrambi elementi generalmente considerati indicativi di un'intensificazione della concorrenza.
- Al tempo stesso, sarà necessario adottare misure per favorire la comprensibilità e comparabilità delle offerte e promuovere la mobilità della domanda, di modo che i vantaggi della competizione possano essere pienamente compresi e internalizzati dai consumatori.

Nuove opportunità per l'efficienza energetica

- Uno degli aspetti più interessanti, in prospettiva, dell'evoluzione dei mercati *retail* è il ruolo che essi possono svolgere per promuovere l'efficienza energetica, uno dei *target* che il nostro Paese è tenuto a raggiungere nell'ambito del Pacchetto clima energia dell'Unione europea.
- Uno strumento abilitante, in questa prospettiva, è l'installazione di strumenti di misura adeguati, contatori intelligenti di nuova generazione, che consentiranno al consumatore di avere informazioni più dettagliate e in tempo reale sui propri consumi. In questo senso, la piena attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo 102/2014 sull'efficienza energetica costituisce una premessa necessaria. La diffusione di *smart appliances* nelle abitazioni e l'utilizzo della domotica offrono altrettante opportunità di maggiore consapevolezza sullo stile di consumo e sulle potenzialità di ottimizzazione e risparmio.
- Tale fenomeno riceverà un'ulteriore spinta dalla crescente connettività digitale, che il Governo ha sostenuto attraverso il Piano per la Banda Ultralarga, e dallo sviluppo di app per il controllo remoto delle abitazioni anche in vista del passaggio alla nuova generazione di contatori.

- Questo passaggio richiede un particolare impegno da parte dei venditori di energia elettrica e gas, i quali potranno sviluppare proposizioni commerciali finalizzate non più (e non solo) alla vendita della *commodity*, ma all'offerta di un servizio a 360 gradi di gestione dei consumi.

La povertà energetica

Situazione

- Negli ultimi 15 anni l'incidenza della spesa energetica delle famiglie sul totale è aumentata (fino al 2013 di quasi un punto percentuale). Tale incremento è risultato maggiore per le famiglie meno abbienti a causa della relativa incompressibilità dei consumi energetici. La bassa elasticità della domanda, unita alla difficoltà di effettuare i necessari investimenti per migliorare l'efficienza energetica delle proprie abitazioni, suggerisce l'emergenza di un fenomeno, noto anche come povertà energetica (PE), oggetto di forti attenzioni da parte della Commissione europea nell'ambito del c.d. Winter Package, nonché pre-requisito per la piena liberalizzazioni dei mercati retail energetici prevista a partire dal 1 luglio 2019 (cfr. paragrafo **"Mercati finali della vendita"**).
- In Italia sin dal 2009, esistono due strumenti, c.d. bonus elettrico e gas, che prevedono un contributo, erogato sotto forma di sconto in bolletta, differenziato in base al numero di componenti e, nel caso del bonus gas, anche in base alla zona climatica e al tipo di utilizzo (cottura e acqua calda sanitaria/riscaldamento). L'accesso a tali strumenti è condizionato⁷¹ a uno specifico valore dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE). Nel 2015 l'importo dei bonus copriva in media 2 mensilità di spese energetiche, per un totale complessivo erogato ai beneficiari pari a 78,6 milioni per il bonus elettrico e 63 milioni di euro per il bonus gas, coperti dagli oneri generali di sistema.

⁷¹ fanno eccezione le famiglie in cui uno o più membri siano affetti da una grave malattia che costringe all'utilizzo di apparecchiature elettromedicali indispensabili per il mantenimento in vita.

- L'AEEGSI⁷² ha segnalato come circa un terzo delle famiglie potenzialmente beneficiarie abbia effettivamente richiesto i bonus, a fronte di una platea stimata, sulla base della soglia ISEE in vigore al 2014, in circa 3,9 milioni di famiglie⁷³. Alcuni studi⁷⁴ hanno inoltre messo in discussione l'efficacia degli attuali bonus, evidenziando la scarsa capacità di incidere sulla popolazione delle famiglie in PE. Ciò è verosimilmente causato dalle condizioni per l'accesso (la soglia ISEE ma anche il pre-requisito di connessione alla rete elettrica/gas). In particolare, sono escluse dal perimetro del bonus gas le famiglie che si riscaldano con mezzi alternativi al metano, e, ovviamente, le famiglie sprovviste di impianto di riscaldamento. Proprio fra queste ultime, vi potrebbero essere delle famiglie in condizione di forte deprivazione materiale, tali da non potersi permettere né il pagamento delle bollette né l'investimento iniziale in beni durevoli quali impianti di raffrescamento/riscaldamento.
- Inoltre nel nostro Paese esiste, dal 2007, una detrazione fiscale per favorire le riqualificazioni energetiche degli edifici, il c.d. "ecobonus", che si associa alle già esistenti detrazioni previste per le ristrutturazioni edilizie. Nel 2014 vi sono stati circa 300.000 interventi realizzati, per un totale di oltre 3,2 miliardi di euro di investimenti attivati. Questa misura, con un costo stimato di circa 10,8 miliardi di euro nel periodo 2007-16, ha comportato risparmi, riferiti ai soli nuovi interventi realizzati nell'anno, pari a 0,16 Mtep. Tuttavia l'ecobonus presuppone la disponibilità finanziaria delle famiglie che vogliono effettuare l'investimento, creando alcune dubbi sull'additività dello strumento. A tale riguardo, il Legislatore ha negli ultimi anni adottato alcune disposizioni volte a includere nel perimetro dell'ecobonus anche le famiglie in PE, in particolare permettendo:
 - la cessione del credito per gli incapienti, esclusivamente per i lavori condominiali, oltre che ai fornitori anche agli istituti finanziari;
 - l'estensione del perimetro dell'ecobonus all'edilizia residenziale pubblica.
- Conseguentemente, si configura lo spazio per interventi di policy che nel breve termine mitigano la PE, attraverso l'erogazione di risorse, e nel medio termine favoriscano la soluzione di efficientamento

⁷² AEEGSI (2015), Segnalazione al Presidente del Consiglio dei Ministri, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Economia e delle Finanze, al Ministro del Lavoro e delle Politiche sociali, in merito alla disciplina del bonus elettrico e gas, 287/2015/I/COM. <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/287-15.htm>

⁷³ Amenta, C. e Lavecchia L., "Considerazioni sulla povertà energetica delle famiglie italiane", Energia, forthcoming.

⁷⁴ Miniaci et al (2014), "Energy affordability and the benefits system in Italy", Energy Policy, Volume 75, December 2014, Pages 289–300; Faiella e Lavecchia (2015), ibidem.

energetico. Gli strumenti oggi esistenti nel nostro Paese - i bonus elettrico e gas, la detrazione fiscale per lavori di riqualificazione energetica (c.d. “ecobonus”), il conto termico - si prestano, se opportunamente modificati e coordinati, a contrastare il fenomeno della PE in Italia.

Gli interventi proposti

- Alla luce delle considerazioni sopra esposte, è opportuno in primo luogo rivedere la struttura esistente dei bonus, come previsto dalla delega al Governo presente nel Ddl Concorrenza 2015. In particolare, alcune possibili direttrici dell'intervento potrebbero avere:
- unico criterio per l'accesso (ISEE), includendo le famiglie disconnesse dalla rete elettrica/gas;
- unificazione degli esistenti bonus elettrico e gas in un unico bonus energia, mantenendo l'attuale sistema di finanziamento;
- definizione dell'importo esclusivamente sulla base della zona climatica del comune di residenza e per scaglioni di ISEE;
- aumento degli importi del bonus fino a coprire fino a un trimestre di spesa energetica media per una famiglia di 4 persone, a copertura, idealmente, dei costi di riscaldamento dell'inverno o di raffrescamento per l'estate;
- intervento per efficientare erogazione, riducendo tempi e costi
- procedure automatiche per il riconoscimento del bonus, basate sull'interoperabilità delle banche dati esistenti e sulle possibili sinergie con gli strumenti di politica sociale esistenti (es carta acquisti e misure per l'inclusione), che semplifichino le fasi di accesso alla misura e di rinnovo dei benefici
- Nel contempo, in linea con il quadro di riferimento per la povertà energetica delineato con il Clean Energy, occorrerà stabilire una “misura ufficiale” della povertà energetica intesa quale difficoltà di acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici, ovvero alternativamente, in un'accezione di vulnerabilità energetica, quando l'accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito) superiore a un “valore normale”.

- Al fine di monitorare l'andamento della PE e valutare l'efficacia delle policy di contrasto, appare necessario adottare una misura, derivata da quella impiegata dal Governo britannico in base all'approccio c.d. "Low Income – High Costs"⁷⁵ (LIHC), con alcuni correttivi che tengono conto delle caratteristiche del nostro Paese. In particolare, tale misura⁷⁶, considera congiuntamente:
 - la presenza di un livello elevato della spesa energetica (maggiore della mediana);
 - un ammontare della spesa complessiva (al netto delle spese energetiche) inferiore alla soglia di povertà relativa;
 - un valore nullo per l'acquisto di prodotti per il riscaldamento per le famiglie con una spesa complessiva inferiore alla mediana.
- In base a tale misura, nel periodo 2004-2015, la percentuale di famiglie italiane in stato di PE è stata pari a circa l'8 per cento del totale (2,1 milioni di famiglie), con un'incidenza nel Mezzogiorno pari al 14 per cento.
- Al fine di valutare gli strumenti esistenti e fornire suggerimenti al Governo, si propone di istituire un Osservatorio nazionale sulla povertà energetica, sulla scia di quanto proposto dalla Commissione europea nell'ambito del Winter Package, composto da accademici e rappresentanti delle Istituzioni più direttamente coinvolte.
- Le famiglie in condizioni di PE potrebbero trarre beneficio da un intervento di efficientamento energetico delle loro abitazioni che, oltre a migliorare il riscaldamento/raffrescamento dell'abitazione, con conseguente riduzione dei rischi per la salute, ridurrebbe il costo della bolletta energetica, permettendo così di rientrare dall'investimento fatto. Tuttavia, come già rappresentato, non vi è evidenza di un flusso di investimenti significativo effettuato dalle famiglie vulnerabili, anche alla luce del numero pressoché costante di famiglie in PE (circa 2 milioni). In assenza di informazioni più precise, fra le possibili motivazioni di questi scarsi investimenti si possono annoverare:
 - mancanza di risorse disponibili e impossibilità di indebitarsi;

⁷⁵ Hills, John (2011), *"Fuel poverty: the problem and its measurement"*, CASEreport, 69. Department for Energy and Climate Change, London, UK.

⁷⁶ Faiella, Ivan e Lavecchia, Luciano, (2015), *"Energy Poverty in Italy"* Politica economica, Società editrice il Mulino, issue 1, pages 27-76.

- mancata internalizzazione dei benefici di un intervento di riqualificazione energetica legata al titolo di occupazione dell'immobile (affitto; social housing; proprietà).
- Permane quindi il problema delle famiglie che non hanno le risorse sufficienti per finanziare l'investimento. A tale riguardo, la cessione del credito, unita a una garanzia pubblica, potrebbe favorire l'accesso delle famiglie in PE allo strumento eco bonus.

Mercato Gas

- Al fine di aumentare la liquidità del mercato del gas italiano e favorire l'allineamento dei prezzi all'ingrosso al PSV a quelli europei, si ritiene opportuno introdurre le seguenti misure:
 - iniziative volte a migliorare la liquidità "fisica" del sistema gas italiano, incrementando il contributo dei contratti long term con formule di prezzo ancorate ai prezzi italiani del PSV e del mercato spot nelle dinamiche di definizione dei prezzi
 - Misure per favorire la competizione tra fonti marginali, ed in particolare tra i mercati più liquidi del Nord Europa (dove oggi il riferimento di prezzo è rappresentato dal TTF), ed il GNL disponibile su base spot nel Mediterraneo, che favorirebbe l'azzeramento dello spread tra TTF e PSV, potendo l'Italia competere con i mercati del Nord Europa nell'attrarre il GNL e che in condizioni di mercato in over-supply dovrebbe esercitare una positiva competizione al ribasso sui prezzi assoluti

Introduzione della figura del Market Maker sul mercato del gas

- La presenza di un mercato liquido del gas costituisce un presupposto fondamentale per lo sviluppo del settore del gas naturale nazionale, in quanto favorisce la possibilità per gli operatori di bilanciare le proprie posizioni e garantisce la formazione di un prezzo di riferimento trasparente, anche per le negoziazioni a termine, riducendo il rischio di manipolazioni.
- L'evoluzione normativa, sia di matrice europea che nazionale, che di recente ha interessato i sistemi di scambio del gas naturale, ha favorito lo sviluppo della Borsa del gas naturale, organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici S.p.A., introdotta in Italia dalla legge 23 luglio 2009, n. 99.
- A tal proposito, la recente crescita dei volumi negoziati sulla Borsa gas è stata senza dubbio sostenuta dall'introduzione del nuovo sistema di bilanciamento che prevede che, a partire dal 1 ottobre 2016, il Responsabile del Bilanciamento ricorra, in via prevalente, ai mercati all'ingrosso del GME per l'approvvigionamento delle risorse necessarie al bilanciamento del sistema nel suo complesso.
- Tuttavia, affinché le finalità perseguite dal Legislatore possano essere pienamente raggiunte e per assicurare un costante reperimento delle risorse necessarie al bilanciamento del sistema, risulta quanto mai opportuno introdurre ulteriori misure volte a sostenere la liquidità dei mercati all'ingrosso. Tale obiettivo potrebbe essere raggiunto attraverso l'adozione di soluzioni già

sperimentate presso altri mercati europei che prevedono la presenza di operatori, cd. Market Maker, che si impegnano volontariamente, di solito a fronte di una riduzione dei corrispettivi per la partecipazione al mercato, a fornire liquidità agli scambi, contribuendo, conseguentemente, al raggiungimento di una migliore significatività e rappresentatività dei prezzi stessi del gas naturale. La presenza di uno o più Market Maker ha inoltre, potenzialmente, un impatto considerevole nel diminuire il costo di smobilizzo delle posizioni, nel garantire liquidità e trasparenza *pre-trade* al mercato, nonché nell'assorbire eccessi di domanda e offerta. Si favorisce così l'attività di *hedging* e di trading abbassando di fatto i costi di partecipazione al mercato per gli operatori.

- Generalmente gli operatori sono portati ad operare nei mercati più liquidi, dove è più facile individuare opportunità di scambi a prezzi competitivi. Ciò rende particolarmente difficoltoso attrarre operatori ed aumentare la liquidità nelle fasi di avvio di nuovi mercati e per tale motivo si rende opportuna l'individuazione di opportune soluzioni per avviare il processo virtuoso di sviluppo della liquidità.
- In Europa sono numerose le esperienze di mercati organizzati nei quali l'introduzione della figura del Market Maker ha contribuito, in misura determinante, all'incremento della liquidità e alla maturità dei mercati stessi. In Germania, per esempio, l'hub NCG – Net Connect Germany ha iniziato la sua attività nell'Ottobre del 2009 divenendo subito la più grande area di mercato tedesca. Gli operatori possono scambiare prodotti con delivery NCG sulla piattaforma elettronica di clearing della borsa EEX - European Energy Exchange. La presenza di un market maker sulla quasi totalità dei prodotti è stato uno dei principi fondanti della stessa creazione del nuovo punto di scambio che univa due aree di mercato precedentemente diverse. Sul mercato austriaco, nel quale opera la borsa PEGAS, sono presenti market maker. In Spagna, il Regolatore spagnolo CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) ha da poco confermato che i due operatori dominanti Endesa e Gas Natural Fenosa agiranno sul Mercato Iberico del Gas (MIBGAS) in qualità di market maker. Anche in Ungheria, nonostante le piccole dimensioni, è stata introdotta la figura di market maker che ha dato un sensibile impulso alla liquidità di mercato.
- La previsione della figura del Market Maker garantirebbe, quindi, la presenza, pressoché costante, sul mercato di offerte di acquisto e vendita a prezzi di mercato e costituirebbe il presupposto per attrarre altri operatori, alla ricerca di una controparte negoziale, nel momento in cui possono contare di trovare, con ragionevole certezza, la presenza di offerte di segno opposto rispetto al proprio interesse commerciale.

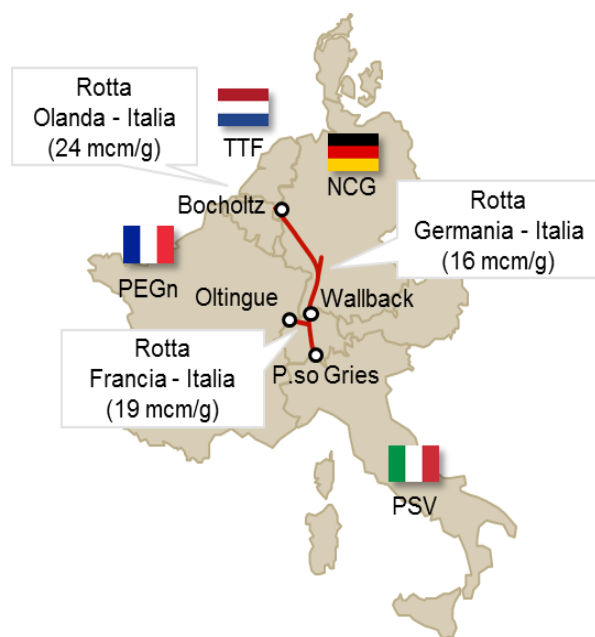
- In tal modo, anche i costi per l'approvvigionamento delle risorse di gas necessarie al Responsabile del Bilanciamento potrebbero risultare minimizzati e, in ogni caso, riflettere le effettive condizioni di mercato, raggiungendo, in ultima analisi, una sensibile riduzione degli oneri di sistema.

introduzione della misura del “Corridoio della liquidità”

- Le iniziative per migliorare la competitività del sistema gas nazionale si pongono l'obiettivo di favorire l'allineamento dei prezzi italiani (PSV) con i prezzi dei mercati liquidi del Nord Europa (rappresentati dal TTF), dove le modalità di formazione dei prezzi sono maggiormente rappresentative dell'evoluzione di domanda e offerta, giungendo anche, nel caso più favorevole, alla inversione dello spread
- Al fine di ridurre lo spread dei prezzi tra PSV e TTF la prima iniziativa che si intende promuovere nel brevissimo termine è favorire l'accesso alla capacità di import dai mercati del Nord Europa (in particolare quella del gasdotto Transitgas), attraverso l'introduzione del "Corridoio di Liquidità"
- Poiché le fonti di approvvigionamento tramite il "Corridoio di Liquidità" sono in genere marginali (ed i relativi volumi price-maker), la Misura dovrebbe portare all'allineamento dei prezzi tra PSV e TTF (al netto dei soli costi variabili di trasporto)
- Il Corridoio di Liquidità nel breve termine permette di superare alcuni dei motivi che limitano l'accesso ai mercati liquidi del Nord Europa per operazioni spot ma, soprattutto in presenza di volatilità dei volumi importati da Sud dopo la scadenza dei contratti long-term, potrebbe non essere sufficiente in futuro ad assicurare che il gas importato dagli hub nord-europei rimanga fonte marginale (e quindi price-maker)
- La misura del "Corridoio di Liquidità" parte dalla considerazione che le fonti dal Nord Europa, approvvigionabili attraverso il "Corridoio di Liquidità", sono in genere marginali e pertanto i relativi volumi sono price-maker, contribuendo quindi ad allineare il prezzo in Italia (PSV) al prezzo dei mercati liquidi del Nord Europa (rappresentati da TTF)
- La misura prevede l'acquisizione, da parte del TSO nazionale o di altro Soggetto regolato identificato in fase di attuazione della Misura, della capacità di trasporto resa disponibile tra i mercati liquidi di Francia, Germania, Olanda e l'Italia. L'acquisizione della capacità dovrebbe avvenire ad un prezzo pari alle tariffe di trasporto previste nei relativi contratti di trasporto. Il massimo dimensionamento ad oggi previsto corrisponde alla capacità tecnica continua di ingresso alla rete italiana a Passo Gries, pari a 59⁷⁷ Msm3/g

⁷⁷ Capacità massima di trasporto continua (64 Msm3/g il valore di riferimento considerando anche la capacità interrompibile)

(ripartiti ai soli fini delle valutazioni economiche che seguono in 24 dall'Olanda, 16 dalla Germania e 19 dalla Francia). In linea di principio la misura potrebbe comunque essere estesa al resto della capacità di import da Nord disponibile. I costi sostenuti dal Gestore per l'acquisizione della capacità e non remunerati dalle aste sarebbero coperti da una componente tariffaria applicata ai volumi di gas prelevati dalla rete nazionale



Fonte: SNAM, MiSE

Figura 54 Indicazione rotte del Corridoio di Liquidità

- Una volta acquisite dal Gestore, le capacità del Corridoio saranno offerte al mercato su base bundled (ossia includendo servizi di trasporto integrati su reti di più operatori) e prevalentemente short-term. L'assegnazione dei prodotti integrati di capacità dovrebbe avvenire a prezzi definiti in esito a procedure d'asta, il cui prezzo di riserva possa anche scendere a zero (dove l'assegnatario dovrà garantire la sola copertura dei costi variabili di utilizzazione dell'infrastruttura), sulla base di condizioni definite dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico
- Per valutare se i volumi provenienti tramite il Corridoio della Liquidità possano essere la risorsa marginale, è stata effettuata un'analisi sulle diverse fonti di approvvigionamento in Italia, per verificare i comportamenti di prezzo di ognuna di esse e determinare se possano essere considerate price-maker

- L'analisi delle fonti marginali è valida fino ad uno scenario di domanda pari a 74 bcm; tale valore, stante gli obiettivi di efficientamento energetico e di de-carbonizzazione, risulta quindi conservativo dato che la domanda sarà verosimilmente inferiore
- Come fonti di approvvigionamento sono state considerate:
 - La produzione nazionale, stabilmente in declino è stata considerata price-taker, in quanto non varia in funzione delle condizioni di mercato, ma è legata alle curve di produzione dei giacimenti
 - I contratti di approvvigionamento long-term, sia via gasdotto che GNL, provenienti da Russia, Libia, Qatar, Algeria e Nord Europa. Entro la fine del 2018, come precedentemente descritto, sono in scadenza contratti con l'Algeria per un volume annuo contrattato (ACQ) pari a 25 bcma ed è difficile prevedere oggi le modalità del rinnovo di questi contratti, date le negoziazioni ancora in corso da parte delle imprese importatrici e Sonatrach. Ai fini dell'analisi è stata stimata una Annual Minimum Quantity (AMQ) per ciascun punto di ingresso, pari a circa 50 bcma complessivi nel periodo 2016-2018⁷⁸. I volumi AMQ possono essere ragionevolmente considerati price-taker. Gli acquisti dai mercati del Nord Europa connessi all'Italia (TTF, PEGn, NCG), sono valorizzati per semplicità a prezzo TTF
- Sulla base di queste considerazioni è stata ipotizzata una merit-order delle fonti di approvvigionamento per valutare quale fonte possa essere marginale e pertanto price-maker. Possono concorrere al soddisfacimento della domanda sia le importazioni dai mercati liquidi del Nord Europa importati tramite Passo Gries (valorizzate a TTF) sia i contratti long-term, sfruttando la flessibilità dei volumi sopra l'AMQ. In questo caso si osserva che i volumi importabili da Nord Europa, pari alla capacità massima di Passo Gries (59 Msm3/g pari a 21,5 bcma) sono sufficienti a coprire il gap tra domanda nazionale e volumi price-taker, pertanto si può concludere che TTF diventi price-maker⁷⁹

⁷⁸ L'analisi considera in maniera prudenziale 14 bcm provenienti dall'Algeria, mentre azzera l'AMQ dei contratti provenienti dal Nord Europa nell'ipotesi di dimostrare che TTF possa essere la fonte marginale. Si considera uno scenario di domanda massima di gas

⁷⁹ L'utilizzo di eventuali contratti long-term infatti avverrebbe solo laddove le condizioni di pricing risultino convenienti rispetto al prezzo TTF, che rappresenta il costo-opportunità dei volumi di gas marginali altrimenti importabili dai mercati liquidi del Nord Europa tramite Transitgas e Passo Gries.

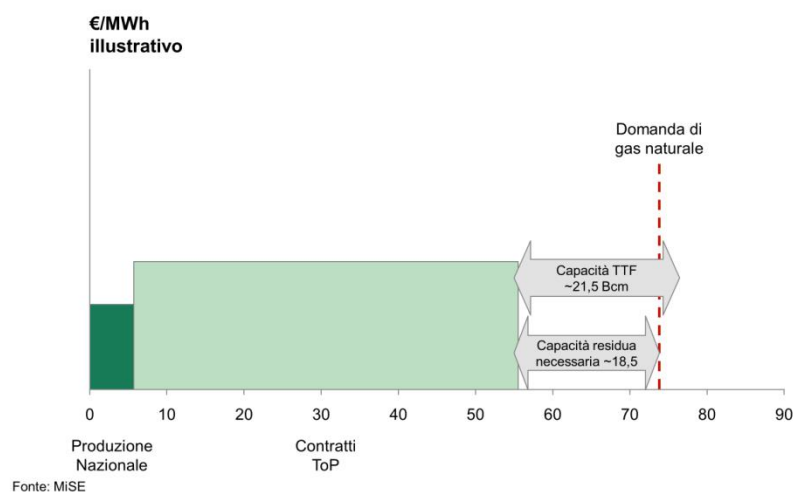


Figura 55 - Merit order delle fonti di approvvigionamento

- Si può quindi concludere che, dato il contesto di mercato attuale e le condizioni medie di import, produzione nazionale e domanda di gas naturale, il TTF può essere la fonte marginale di approvvigionamento o il benchmark di riferimento per le fonti marginali di approvvigionamento. È quindi ragionevole ipotizzare che l'implementazione del Corridoio della Liquidità porterà un allineamento dei prezzi al PSV con i prezzi dei mercati liquidi del Nord Europa
- L'allineamento dei prezzi tra PSV e TTF, a meno del costo variabile di trasporto tra i due hub, dovrebbe portare un beneficio per il sistema, al netto delle compensazioni per il delta costo risultante dall'acquisto di capacità di trasporto long term e dalla sua rivendita su base short term, variabile tra circa 100 e 600 M € in base alla domanda ed allo spread tra PSV e TTF. La misura sarà periodicamente monitorata nei suoi effetti sul mercato

Mercato petrolifero e logistica

Il contesto internazionale e la situazione attuale in Italia

Raffinazione

- In UE il gasolio, a causa delle politiche di sviluppo che hanno caratterizzato gli ultimi 20 anni, rappresenta il carburante più utilizzato dai consumatori, rispetto alla benzina. Questo cambiamento nel mix di carburanti unito a una riduzione importante della domanda (circa il 20% negli ultimi 10 anni) sono tra le prime cause della crisi del sistema di raffinazione europeo, che da un lato non è in grado di coprire interamente la domanda interna di distillati medi (e.g., gasolio), dall'altro lato ha un surplus di produzione di distillati leggeri (e.g., benzina)
- L'evoluzione della domanda non è l'unica causa della crisi del settore, esistono almeno altri quattro fattori penalizzanti:
 - Riduzione delle necessità di import del Nord America
 - Competizione da raffinerie extra-UE (Medio Oriente, Russia, India)
 - Alti costi strutturali
 - Stringenti vincoli normativi
- L'incremento della competitività della raffinazione USA (riduzione costi da shale oil/gas) ha causato una riduzione dell'export europeo di distillati leggeri verso gli USA (che hanno quasi raggiunto l'indipendenza su questa tipologia di prodotti)
- L'incremento della produzione da grandi raffinerie del Medio Oriente e dell'Asia (spesso posizionate vicino ai siti di estrazione) rendono disponibili in Mediterraneo grandi volumi di distillati medi a prezzi molto competitivi, causando un incremento delle importazioni di distillati medi a discapito della produzione europea
- Il costo dell'energia sostenuto dalle raffinerie europee è superiore (tipicamente un multiplo) rispetto al costo sostenuto dalla maggior parte delle raffinerie extra-UE, così come il costo del personale
- Le recenti misure definite a livello UE, in particolare mediante l'incremento dei costi di lavorazione per ottemperare alle specifiche più stringenti sui carburanti, i limiti di emissioni di gas serra e l'obbligo di

immissione al consumo di biocarburanti, hanno contribuito per circa il 25% alla differenza di competitività dell'industria della raffinazione europea rispetto alle analoghe attività svolte fuori Europa, come rilevato dallo studio⁸⁰ effettuato dalla Commissione Europea, anche su sollecitazione dell'Italia.

- A causa di queste criticità, a cui si sono unite difficili condizioni di mercato (alta volatilità, spread WTI-Brent sfavorevole) nel periodo 2009-2015 l'UE ha perso circa il 12% della propria capacità di raffinazione
- Sebbene le recenti chiusure, il calo delle quotazioni del petrolio e il riassorbirsi dello spread WTI-Brent abbiano determinato una decisa ripresa dei margini di raffinazione nel 2015-16, è ipotizzabile che nel medio termine, a meno di forti azioni di riequilibrio del bilancio benzina/gasolio all'interno dell'UE, il mercato eserciterà una forte spinta a riqualificare le raffinerie e/o a dismettere ulteriore capacità

Evoluzione margine di raffinazione

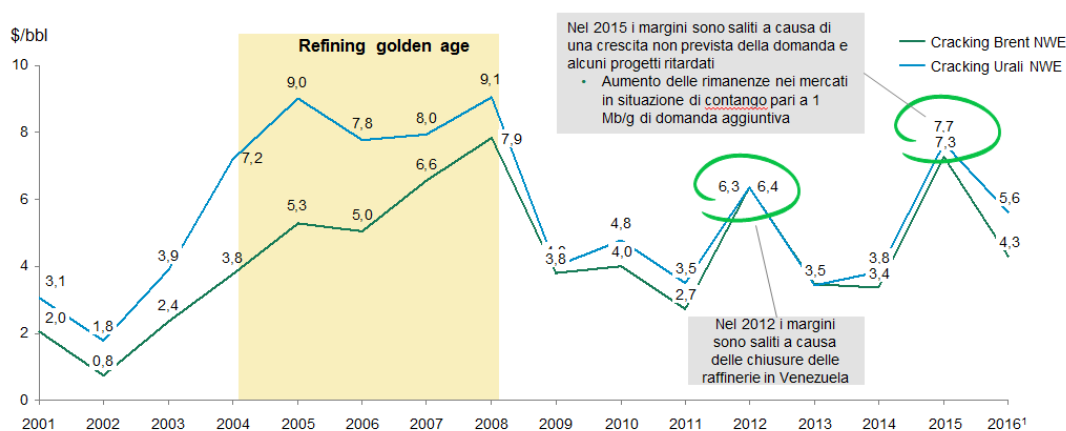


Figura 56 – Evoluzione margine di raffinazione

- In Italia la crisi della raffinazione ha comportato la riconversione di cinque importanti raffinerie nel periodo 2010-2015: Mantova, Roma e Cremona sono state riconvertite in poli logistici, mentre Marghera è stata riconvertita in bio-raffineria e a Gela è in corso tale riconversione, in prospettiva finalizzata alla produzione di biocarburanti avanzati.
- Per quanto riguarda il settore della bio-raffinazione, l'Italia vanta una leadership tecnologica importante: la bio-raffineria di Crescentino è stato uno dei primi impianti al mondo per la produzione di biocarburanti da biomasse non alimentari, mentre Marghera è stato il primo esempio di riconversione di una raffineria in

⁸⁰ EU Petroleum Refining Fitness Check: Impact of EU Legislation on Sectoral Economic Performance

bio-raffineria (attualmente il processo prevede l'utilizzo di olio di palma, ma è già prevista un'evoluzione per l'utilizzo di oli esausti o grassi animali)

- I prodotti petroliferi rappresentano una materia prima indispensabile anche per la cosiddetta green chemistry e per la produzione di plastiche, fibre e gomme sintetiche, detergenti e altri prodotti di largo impiego. Nel 2015 i prodotti petroliferi hanno coperto il 90% del fabbisogno di materia prima del petrolchimico, seguiti da gas e solidi solo in misura marginale.
- Il bitume per la pavimentazione stradale, che si ottiene generalmente come residuo della distillazione primaria dei greggi, è un altro dei prodotti chiave per la mobilità del Paese. Nel 2015 sono stati utilizzati circa 1,5 milioni di t, rispetto ai 2,9 impiegati in media nel triennio 2004-2006, per l'effetto della crisi economica. Le diverse tipologie di bitumi disponibili, grazie al forte contributo tecnologico, sono in grado di dare non solo un significativo apporto in termini di sicurezza stradale (bitumi drenanti e altri prodotti speciali), ma anche di risparmio energetico (es. bitumi chiari in galleria) e di riduzione dell'inquinamento da polveri sottili, dato ad esempio il minor attrito degli pneumatici.
- Gli oli lubrificanti, che costituiscono una quota molto modesta della produzione complessiva delle raffinerie, rappresentano prodotti di elevata qualità in continua evoluzione e di importanza applicativa, nei veicoli, nei processi di lavorazione industriale, in apparecchiature elettriche. I processi e gli impianti di lavorazione specifici necessari alla loro produzione sono molto complessi e costosi, e concentrati in raffinerie altamente specializzate. I consumi di lubrificanti nel 2015 sono stati meno di 400.000 t, in forte calo rispetto al passato, motivato dalla crisi del settore industriale, che ha perso il 25% della sua produzione, e dall'efficientamento del loro uso nei nuovi veicoli da parte dell'industria automobilistica.

Situazione della sicurezza del sistema petrolifero italiano

- I mercati petroliferi rimangono estremamente volatili ma tendenzialmente sensibili alle tensioni mediorientali, fra cui quelle fra Arabia Saudita ed Iran (quest'ultimo è rientrato a pieno titolo nel mercato nel 2016), mentre l'export del greggio USA ha recuperato forza grazie alla decisione del Congresso USA di eliminare il divieto quarantennale all'export di greggio.
- L'Italia ha importato 61 milioni di tonnellate di greggio nel 2016, dato in contrazione rispetto al 2015 (-2,5%). La dipendenza italiana dall'import per il greggio è del 94% (dati AIE).
- Le scorte italiane di greggio e prodotti petroliferi nel 2016 ammontano a 129 giorni di importazioni secondo la metodologia dell'Agenzia Internazionale per l'Energia-AIE, corrispondente a 90 giorni di importazioni nette secondo la vigente normativa europea.

- L'analisi per aree geografiche indica quanto segue: l'area del Medio Oriente ha avuto un peso percentuale sul totale importato del 38,2%, in netto aumento rispetto al 2015 (27,7%) ascrivibile al ritorno sul mercato italiano dell'Iran, con il 4,0% di quota;
 - ✓ la quota dell'Europa subisce una leggera contrazione, dal 40,8% del 2015 al 37,0% del 2016, dovuta al calo di quote dell'export verso l'Italia dell'Azerbaijan, del Kazakistan e della Russia, compensate parzialmente dagli incrementi delle forniture dalla Norvegia (1,7% nel 2016 rispetto allo 0,4% del 2015), dal Regno Unito (1,1% rispetto allo 0,4% del 2015, per la messa in operatività di nuovi pozzi) e dell'apparizione del Turkmenistan per la prima volta (circa 1 milione di tonnellate e 1,6% di quota);
 - ✓ l'Africa perde quote di mercato, scendendo dal 29,1% del 2015 al 20,6% del 2016, con una generalizzata contrazione dell'import da: Egitto, Libia, Nigeria, Congo ed Angola, Paesi dove le tensioni geopolitiche sono importanti;
 - ✓ infine l'area delle Americhe, che passa dal 2,4% di quota del 2015 al 4,3% del 2016, per il ritorno del Canada sul mercato italiano con lo 0,7% di quota, dopo lo "stop" del 2015, determinato dal mercato, e gli USA con l'1,1% di quota, rispetto allo 0,4% del 2015.
- La produzione italiana di greggio copre solo il 6,2% circa della domanda domestica (era circa il 9% nel 2015), dovuta principalmente alle produzioni in Basilicata.
- Esaminando le potenziali criticità derivanti da eventuali interruzioni delle forniture di petrolio derivanti dagli abituali Paesi esportatori verso l'Italia, dalle passate situazioni di arresto o limitazione di import sia dalla Libia (che è stata in passato per anni il primo fornitore di greggio per l'Italia, con oltre il 20% del totale importato e che ha fornito nel 2016 solo 3,1 milioni di tonnellate), sia dall'Iran (le cui forniture sono state sospese totalmente nel 2013, superando l'embargo aumentando le importazioni dall'Azerbaijan, dalla Libia e dalla Russia, e riprese nel 2016 con 2,4 milioni di tonnellate, pari al 4,0%), emerge che il sistema di importazione italiano di greggi ha dimostrato di essere sufficientemente flessibile per rispondere a interruzioni anche rapide dell'import da vari paesi e ciò, unito alla attuale abbondanza di offerta di greggio sui mercati, grazie anche al ritorno sulla scena dell'Iran, fa ritenere che non vi siano rischi di sicurezza per l'import di greggi.
- Ulteriore considerazione, concernente le rotte di transito dei nostri approvvigionamenti, è relativa agli Stretti Turchi. Infatti, dai dati AIE, risulta che nel 2014 la quota di greggio che ha attraversato gli Stretti Turchi con destinazione Italia è ammontata a circa 500.000 b/g (il 46,0% circa dell'import totale italiano),

mentre 180.000 b/g a destinazione Grecia e 150.000 b/g Francia. Questo conferma l'importanza strategica di tale punto di transito e del ruolo della Turchia come ponte energetico verso l'Europa.

- Per quanto riguarda l'import di prodotti petroliferi, rimane tuttavia il tema della dipendenza da alcuni di essi, in particolare per quanto riguarda i carburanti avio che potrebbero essere soggetti a tensioni sui prezzi.

Logistica

- In Italia il settore della logistica consiste in oltre 100 depositi di capacità superiore a 3.000 mc e oltre 15.000 depositi di capacità inferiore. E' presente inoltre una rete di oleodotti di circa 3.000 km, concentrata principalmente nel Nord Italia e nell'area di Roma; le altre aree del Paese sono caratterizzate invece da un basso livello di interconnessione
- Le infrastrutture logistiche sono in larga parte controllate da operatori petroliferi integrati e l'accesso da parte di terzi, laddove consentito, è regolato da accordi bilaterali
- Negli ultimi anni la riduzione dei consumi di prodotti petroliferi, unitamente alla conversione di tre raffinerie in poli logistici, ha determinato un eccesso di capacità di stoccaggio, in particolare in alcune aree, con un tasso di utilizzo dei depositi molto basso, pregiudicandone l'economicità;
- Vi è stato negli ultimi anni il fenomeno della frammentazione degli operatori, con ormai il 50% della rete di distribuzione gestito da operatori di piccole – medie dimensioni, non integrati.
- La logistica intesa come stoccaggio, trasferimento e distribuzione di prodotti energetici rappresenta un elemento che ancora vincola la distribuzione su scala regionale dei prodotti e può costituire un ostacolo alla piena operatività del mercato.

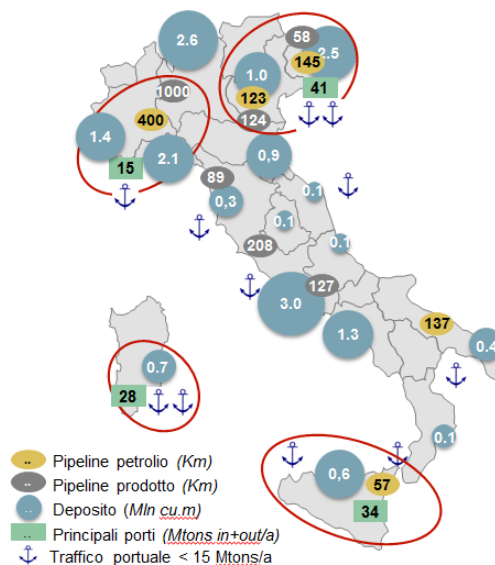


Figura 57 - Sistema logistico italiano

Rete di distribuzione

- Il settore della distribuzione dei carburanti in Italia continua a soffrire di problemi strutturali, particolarmente evidenti se confrontato con la struttura del settore nei principali Paesi europei. Il numero di punti vendita è sovradimensionato (circa 21.000 nel 2015) e l'erogato medio (circa 1.300 mc nel 2015) è inferiore al 50% della media principali Paesi UE.

In particolare risultano sul territorio nazionale circa 4600 impianti di distribuzione carburanti con un erogato medio inferiore a 350 mila litri di cui circa 1100 sono localizzati nei Comuni Capoluoghi di provincia e quindi senza una evidente caratteristica di essenzialità.

- Rispetto alla precedente SEN, è possibile tuttavia rilevare dei trend di miglioramento del settore: il numero dei punti vendita si è ridotto di circa 2.000 unità, e lo stacco industriale ponderato, dai circa 3 c€/litro del 2013 si è annullato nel corso del 2016. Tra i fattori che hanno determinato l'azzeramento dello stacco industriale vi sono:
 - Sviluppo della modalità self-service
 - Miglioramento visibilità del prezzo alla pompa
 - Politiche relative agli obblighi di immissione di biocarburanti, più prudenti rispetto alla media UE

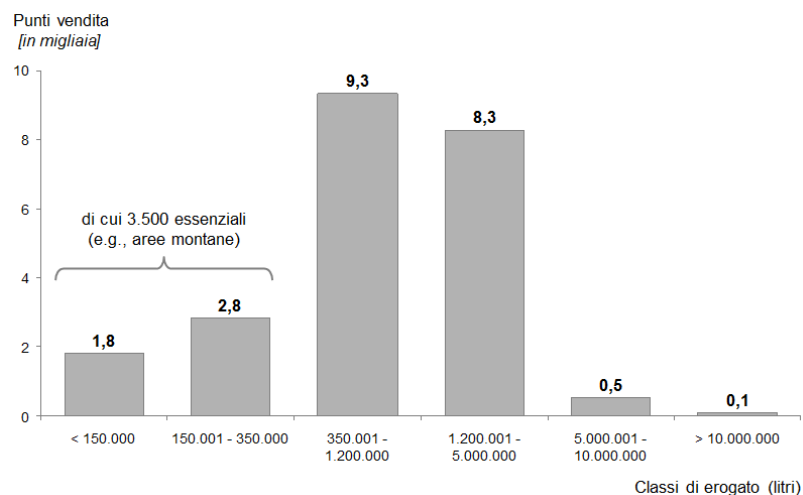


Figura 58 – Punti vendita per classi di erogato

- Permane tuttavia una netta differenza del prezzo finale alla pompa dovuta alla fiscalità – a febbraio 2017 il prezzo della benzina e del gasolio erano superiori rispettivamente del 18% e del 16% in confronto alla media UE

Gli obiettivi al 2030

- Il ruolo ancora prevalente dei prodotti petroliferi nel medio termine nel settore dei trasporti è riconosciuto dagli scenari elaborati dall'Agenzia Internazionale dell'Energia⁸¹, sia nel cosiddetto *New Policies Scenario* che per l'Unione europea stima un peso in ridimensionamento dal 95% attuale all'84%, sia nello scenario di de-carbonizzazione più spinto (*450ppm Scenario*) dove tale peso scende al 76%, rimanendo pertanto indispensabile per garantire oltre i tre quarti delle alimentazioni dei veicoli al 2030.
- I prodotti petroliferi, seppur caratterizzati da una domanda in contrazione al 2030 (intorno a 12 Mtep di riduzione attesa dei consumi lordi tra il 2015 e 2030, a seconda dei vari scenari), continueranno ancora per alcuni decenni a ricoprire un ruolo fondamentale nel Paese, in particolare nei settori trasporti e petrolchimico.

⁸¹ International Energy Agency, World Energy Outlook, nov. 2016.

- Benché si ritiene di dover andare verso modelli economici di sviluppo sempre meno basati sulle fonti fossili, si è altrettanto consapevoli che il settore della raffinazione dovrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio potendo contare su un alto grado di specializzazione, su processi produttivi all'avanguardia e su un continuo forte impegno in termini di ricerca e sviluppo.
- La transizione richiederà infatti tempi non brevi e il mantenimento di un'industria petrolifera downstream nazionale ambientalmente e tecnologicamente all'avanguardia, efficiente e competitiva potrà garantire l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti necessari.
- Appare quindi opportuno individuare iniziative volte sia a tutelare il downstream petrolifero che a far sì che il settore contribuisca agli obiettivi complessivi di competitività, ambiente e sicurezza. Sono stati quindi individuati due macro-obiettivi specifici al 2030:
 - Mantenimento in maniera sostenibile del tessuto industriale nel settore raffinazione
 - Sviluppo di nuovi carburanti sostenibili

Gli Interventi proposti per l'evoluzione del settore

Raffinazione

- Le raffinerie italiane marginali potrebbero essere soggette a interventi di ri-conversione nel corso dei prossimi anni. E' auspicabile che sia sviluppata ulteriore capacità di bio-raffinazione, in coerenza con l'aumento della domanda interna di bio-carburanti di seconda e terza generazione
- Consolidamento raffinazione: promozione di un consolidamento delle raffinerie italiane in uno o più sistemi di raffinazione, più robusti e sostenibili, promuovendo anche l'opzione di raffinazione conto terzi/consortile, con meccanismi che assicurino la trasparenza dei costi del servizio e l'assenza di discriminazione agli utenti che lo richiedono, adeguatamente monitorata.
- Favorire politiche di riutilizzo dei siti industriali: in via di conversione a deposito o per altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali
- Proseguire e rafforzare la lotta alla illegalità nel settore petrolifero: attuare le norme emanate lo scorso anno sviluppando i sistemi di controllo e intervento, per contrastare l'immissione sul mercato in modo illegale di prodotti petroliferi, che distorce il mercato a danno degli operatori regolari e causa perdite di gettito all'erario

- Monitorare il processo ascendente a livello comunitario per evitare che la legislazione europea costituisca un elemento di perdita di competitività non giustificato da esigenze reali di sicurezza o ambiente;
- Riduzione del costo dell'energia in funzione della nuova regolazione per i soggetti energivori;
- Promuovere l'accesso a fondi strutturali europei per investimenti ambientali e per la realizzazione di progetti di ammodernamento e efficientamento energetico.

Logistica

- Sviluppo a breve termine della piattaforma di mercato esistente, gestita dal GME secondo i principi di neutralità, trasparenza e concorrenza, per l'incontro tra domanda e offerta di logistica petrolifera di oli minerali, sulla quale rendere note e negoziare le capacità logistiche disponibili nel breve, medio e lungo termine con le relative condizioni economiche, tenendo altresì conto dei relativi vincoli funzionali, attraverso modelli standardizzati
- Previsione nel medio termine di rendere obbligatoria l'offerta di capacità disponibile sulla piattaforma, dando al GME il ruolo di qualifica preventiva degli operatori abilitati a operare su tale piattaforma, in modo da contrastare i fenomeni di illegalità.
- Sviluppare una analisi delle necessità di stoccaggio per aree di consumo regionale, in particolare per i depositi costieri, per evidenziare i legami tra i flussi di approvvigionamento di prodotti dall'estero, rete di logistica primaria e secondaria e aree di consumo, al fine di verificare la disponibilità di infrastrutture portuali adeguate e assicurare un adeguato livello di concorrenza.
- Nel medio-lungo termine è ipotizzabile l'introduzione di misure di promozione di un sistema di *Logistica Consortile*, mediante l'utilizzo della piattaforma di mercato per tutti i depositi logistici censiti (> 1.000 mc)
- Sviluppo della piattaforma di scambio di prodotti petroliferi, dando al GME il ruolo di effettuare una qualifica preventiva degli operatori abilitati a operare su tale piattaforma, in modo da contrastare i fenomeni di illegalità.
- Contrasto alla illegalità nel settore della logistica, inclusa la distribuzione in bombole del GPL.
- Sviluppo della informatizzazione della intera catena della logistica, al fine di contrastare i fenomeni di illegalità della immissione di prodotti petroliferi al consumo, anche avvalendosi delle misure del Piano nazionale Industria 4.0.

Rete di distribuzione

- Monitoraggio, in collaborazione tra Stato e Regioni, della evoluzione della rete di distribuzione, progressivamente più orientata allo sviluppo di carburanti alternativi: il decreto di recepimento della direttiva europea DAFI prevede l'incremento del numero di punti vendita di Gas Naturale Compresso e Gas Naturale Liquefatto; è stata pianificata inoltre, contestualmente alla redazione del PNire⁸², una significativa espansione dei punti di ricarica per veicoli elettrici nelle stazioni di servizio nuove e in quelle esistenti al di sopra di determinate soglie di erogato.
- Effettiva chiusura degli impianti di distribuzione non idonei (ovvero impianti privi di sede propria, impianti situati all'interno di aree pedonali, all'interno di biforcazioni e in generale in condizioni di poca sicurezza.) come previsto dal DDL Concorrenza. Si stima che tale disposizione implichi la chiusura di alcune migliaia di punti vendita (tra i 1.000 e i 3.000). Possibile introduzione di specifiche migliorative sugli impianti di distribuzione carburanti ai fini del miglioramento delle caratteristiche ambientali degli stessi.
- Promozione dello sviluppo di nuove forme contrattuali tra le parti interessate che siano maggiormente adatte alla attuale frammentazione del settore della distribuzione dei carburanti.
- Promozione dell'uso della moneta elettronica, oggi limitata al 16% delle transazioni, al fine ridurre i furti e le rapine a danno dei gestori e contrastare i fenomeni di illegalità nel settore della distribuzione finale.
- Sviluppo di stazioni di ricarica almeno veloce di auto elettriche e di punti di rifornimento di GNL e GNC anche nelle aree di servizio autostradali, sia con interventi a carico dei sub-concessionari, sia mediante iniziative di cooperazione con soggetti privati interessati al settore.

Accise sui carburanti

- Le variazioni nella composizione della domanda di prodotti petroliferi avranno conseguenze anche sulle entrate fiscali derivanti dal settore, pari a circa 40 miliardi di euro all'anno, cioè l'86% del totale della tassazione sull'energia, pur con un peso del petrolio sul totale della domanda di energia del 35%.
- A parità di gettito complessivo sarebbe tuttavia possibile una riduzione progressiva nel corso di alcuni anni, in modo da dare il tempo al sistema di adattarsi, delle accise su benzina nel settore trasporti e

⁸² "Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica"

contestuale incremento di quelle sul gasolio per riflettere il reale impatto ambientale in termini di emissioni dei due carburanti.

- Sarebbe altresì possibile una progressiva revisione delle agevolazioni fiscali esistenti, ambientalmente sfavorevoli, per alcuni prodotti petroliferi che non siano giustificate da particolari condizioni dei settori di utilizzo.

6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione

Quadro di riferimento e situazione attuale

- Il percorso descritto di progressiva transizione verso modelli energetici a ridotte emissioni richiede uno sforzo importante a sostegno dell'evoluzione tecnologica e per la ricerca e sviluppo di nuove tecnologie; tale sforzo deve essere pervasivo in tutti i settori, dalle rinnovabili alle tecnologie per la decarbonizzazione dei combustibili tradizionali, dall'efficienza energetica ai trasporti.
- A questo sforzo, ovviamente non è chiamata solo l'Italia, ma è uno sforzo globale in cui è fondamentale la cooperazione tra gli Stati, a livello europeo ed internazionale.
- È importante prendere atto che talune innovazioni tecnologiche registrate negli ultimi anni, ad esempio nel settore delle rinnovabili elettriche, e la conseguente riduzione dei costi - che pure costituisce un'eredità importante che i Paesi occidentali lasciano ai Paesi in via di sviluppo, abilitandone la transizione energetica a costi più contenuti, sono state raggiunte essenzialmente grazie a politiche di sostegno della domanda di tecnologie, non accompagnate, però, da adeguate e coerenti politiche lato offerta. Ciò ha comportato non solo massicce importazioni di componenti ma anche, talora, lo spiazzamento di alcune realtà produttive presenti in Italia e in Europa.
- È dunque necessario che, alle politiche di sostegno alla domanda che saranno avviate per raggiungere gli obiettivi esposti nei precedenti capitoli, si affianchi un rinnovato sforzo in ricerca e sviluppo, rafforzando l'impegno pubblico e creando le condizioni per attirare investimenti privati, con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo di soluzioni tecnologiche in grado di sostenere la transizione energetica a costi ragionevoli e offrendo opportunità di impresa e occupazione.
- A livello internazionale, nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale *Mission Innovation*, che include 22 Nazioni (a cui si è aggiunta la Commissione Europea) e ha l'obiettivo di promuovere l'accelerazione dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica attraverso un aumento significativo di fondi pubblici dedicati alla ricerca *cleantech*. Sono state avviate 7

sfide tecnologiche chiave sulle quali verranno attivate collaborazioni tra i vari Paesi⁸³. L'Italia ha assunto un ruolo di co-leadership sullo sviluppo delle *Smart Grids*, su cui è noto l'impegno fin dalla riunione del G8 dell'Aquila del 2009, che ha portato alla costituzione dell'iniziativa ISGAN (Implementing Agreement for a Co-operative Programme on Smart Grids) in ambito Agenzia Internazionale dell'Energia. Il sistema nazionale ha mostrato interesse anche sui carburanti alternativi, sui materiali innovativi e sul riscaldamento e raffreddamento zero emission. Nel contesto di *Mission Innovation*, l'Italia insieme agli altri Membri si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito *clean energy*, da portare, a livello nazionale, dai 222 Milioni di Euro nel 2013 a 444 Milioni di Euro nel 2021. Il MiSE, incaricato dalla Presidenza del Consiglio del coordinamento di Mission Innovation, ha quindi creato due livelli di "governance": il primo con una "task force" dei Ministeri coinvolti (MAECI, MATTM, MIUR e MEF) e competente principalmente per la parte sul raddoppio dei fondi pubblici; la seconda con una *task force* "operativa", rappresentata dai principali enti di ricerca pubblici dedicati, ENEA, RSE S.p.A. e il CNR, i quali sono di supporto principalmente per la definizione e l'avvio delle attività afferenti alle 7 sfide tecnologiche.

- Parallelamente a Mission Innovation, è stata lanciata l'iniziativa privata denominata "Breakthrough Energy Coalition" (BEC), con cui un pool di investitori di primissimo piano (28 imprenditori guidati da Bill Gates) si è impegnato a creare un Fondo di investimento privato che a dicembre 2016 ha varato il fondo BEV (*Breakthrough Energy Ventures*), dotato di 1 Miliardo USD da investire in iniziative che abbiano al centro lo sviluppo di tecnologie pulite.
- A livello europeo invece, la risposta strategica alle grandi sfide energetiche è rappresentata dal, *Strategic Energy Technology (SET Plan)*, che è stato recentemente rilanciato nell'ambito della quinta dimensione dell'Unione dell'Energia (*Ricerca, Innovazione e Competitività*) come lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide; il SET Plan costituirà nei prossimi anni il punto di riferimento per gli investimenti a livello di UE, nazionale e regionale e per gli investimenti privati a favore della ricerca e dell'innovazione nel settore energetico. In particolare il SET Plan propone come ambiti di priorità:

– la leadership europea nelle rinnovabili;

⁸³ 1. Smart Grids Innovation Challenge; 2. Off-Grid Access to Electricity Innovation Challenge; 3. Carbon Capture Innovation Challenge; 4. Sustainable Biofuels Innovation Challenge; 5. Converting Sunlight Innovation Challenge; 6. Clean Energy Materials Innovation Challenge; 7. Affordable Heating and Cooling of Buildings Innovation Challenge

- lo sviluppo tecnologico nell'efficienza energetica, con particolare enfasi sugli edifici;
 - gli strumenti per abilitare la partecipazione dei consumatori alla transizione energetica (filiera smart);
 - batterie e sistemi di accumulo (storage);
 - nuovi carburanti rinnovabili per la mobilità sostenibile;
 - i sistemi di carbon capture and storage (CCS);
 - la sicurezza nucleare.
- Inoltre, altre iniziative sono state definite dalla Commissione Europea, in particolare con il programma Horizon 2020 che riunisce in un unico *framework* le misure per ricerca ed innovazione. Tra queste, l'energia ha un posto rilevante e con un budget di circa 6 miliardi di Euro nel periodo 2014-2020 rappresenta uno dei principali strumenti attuativi del SET Plan.
 - Il SET Plan, integrato con Horizon 2020, gioca un ruolo fondamentale, anche nel promuovere sinergie e raccordi con i fondi strutturali, per implementare azioni di innovazione a valenza regionale. Un calcolo approssimato permette di stimare in circa 38 MLD di euro le risorse europee disponibili per ricerca e sviluppo nel periodo 2014-2020 sui temi della Low Carbon Energy. Non vanno poi dimenticati altri strumenti utili per l'innovazione, tra i quali InnovFin Energy Demo Projects (EDP), strumento specifico per i progetti «first-of-a-kind» identificati dal SET Plan, nonché quelli funzionali a progetti dimostrativi come il New Entrants Reserve (NER 300) – di cui è in discussione una nuova versione (NER 400) nell'ambito del nuovo sistema ETS dal 2021 in poi – il Connecting Europe Facility (CEF), dotato circa 6 miliardi di € per investimenti in infrastrutture energetiche (reti) ad elevato valore aggiunto nel periodo 2014-2020 e lo stesso Piano Juncker (EFSI).⁸⁴
 - Analogamente a quanto registrato già nella SEN 2013, l'Italia, nonostante la presenza di eccellenze, mostra una situazione di R&D nel settore energetico ancora in sofferenza, a causa delle limitate risorse economiche, della frammentazione degli attori coinvolti e dell'assenza di coordinamento; questo genera

⁸⁴ Il Fondo europeo per gli investimenti strategici (EFSI) contribuisce a finanziare progetti nel campo delle infrastrutture e dell'innovazione, come pure piccole e medie imprese (PMI) e società a media capitalizzazione. Caratteristica essenziale del FEIS è la mobilitazione di capitali privati

una forte dipendenza tecnologica dall'estero e un crescente deficit commerciale nei prodotti ad alta tecnologia. Le evidenze da un punto di vista aggregato sono chiare:

- Le risorse destinate alla ricerca energetica sono inferiori; infatti nel 2014 in Italia circa 0,6 miliardi di Euro (ricerca svolta da enti pubblici, ricerca svolta da imprese a controllo pubblico e contributi pubblici a progetti dimostrativi)⁸⁵ rispetto ai 0,8 miliardi della Germania e ai 1,1 della Francia⁸⁶;
- Anche per quanto riguarda la registrazione di brevetti l'Italia non occupa un ruolo di rilievo nel panorama europeo – quantomeno da un punto di vista quantitativo – contribuendo nel 2014 allo 0,7% dei brevetti mondiali in ambito energetico rispetto, ad esempio, al 7,0% della Germania e al 3,0% della Francia⁸⁷; da notare anche che, a fronte di un contributo italiano ai brevetti di tutti i settori praticamente costante (in percentuale) nell'ultimo decennio, l'incidenza dei brevetti energetici italiani sul totale dei brevetti nazionali è calato dal 5% al 3% circa.
- Per quanto riguarda la partecipazione italiana a Horizon 2020, nel triennio 2014-2016, nonostante una forte dinamicità della presenza italiana con oltre 2300 operatori partecipanti ai bandi, il tasso di successo dei progetti a coordinamento italiano è stato pari solo al 9,4% (media UE 14,5%) e il contributo finanziario per l'Italia è stato pari a 112,4 milioni di euro (7,8% del budget allocato). Questo dato, ancorché parziale e riferito solo al primo triennio, può essere confrontato con i risultati del 7° Programma Quadro 2007-2013 (12%) con un regresso di oltre 4 punti percentuali. Le motivazioni possono essere molteplici: la forte competitività di Horizon e l'innovazione del format, ma anche il risultato negativo di alcuni importanti operatori nazionali che hanno cambiato strategie o ridimensionato i programmi di R&S.
- Da ultimo, non in ordine di importanza, le politiche sul lato della domanda di tecnologie sono state e sono inadeguatamente correlate con quelle sul versante dell'offerta, come dimostra, ad esempio, l'ingentissimo

⁸⁵ Dati di consuntivo 2014

⁸⁶ I dati si riferiscono al Total Budget dedicato ad attività di Ricerca e Sviluppo. Energy Technology RD&D Statistics, International Energy Agency. Germania: inclusi fondi del Governo Federale Tedesco all'interno del 6° programma di ricerca energetica, esclusi fondi degli Stati Federali. Francia: inclusi fondi di 14 istituti pubblici scientifici e tecnici, istituti industriali e commerciali, programmi e fondi pubblici.

⁸⁷ "Rapporto osservatorio innov-e 2016", icom – Luglio 2016

sforzo finanziario per il sostegno alla produzione energetica da fonti rinnovabili, che ha dato luogo a risultati assai parziali quanto a capacità di trainare innovazione e creazione di filiere produttive.

- Attualmente, l'intervento pubblico dello Stato a sostegno di ricerca e innovazione in campo energetico si sviluppa attraverso diversi canali. Qui di seguito i principali.
- La ricerca di sistema elettrico, finanziata con un prelievo sulle tariffe elettriche (risorse disponibili per il triennio 2015-17 pari a 210 ML€), in principio finalizzata a sostenere sia la ricerca di interesse generale (attualmente eseguita da Enea, Cnr e Rse), sia la ricerca industriale: questo strumento ha manifestato alcuni limiti quanto a focalizzazione, efficacia, fluidità della gestione.
- Il finanziamento ad Enea, in gran parte classificato come "ordinario" (dell'ordine di poco meno di 150 ML€/anno), e utilizzato prevalentemente per le spese di funzionamento dell'Agenzia, nonché per assicurare il cofinanziamento della stessa Agenzia ai programmi finanziati da altri organismi pubblici e privati: anche in questo caso, il meccanismo attuale non favorisce l'individuazione delle priorità e la focalizzazione delle attività.
- E' poi disponibile uno strumento, finalizzato a sostenere interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica: si tratta del fondo presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, istituito dal decreto legislativo 28/2011 e alimentato con un prelievo sulle tariffe elettriche e del gas naturale in misura pari, rispettivamente, a 0,02 c€/kWh e a 0,08 c€/Sm³, in grado, quindi, di assicurare un gettito dell'ordine di 100 ML€/anno. Questo strumento è stato destinato, per gli anni dal 2013 al 2017 (e per una quota di circa 30 milioni annui dal 2018) ad alcuni degli interventi per la crescita economica individuati dal DL 179/2012, il quale, peraltro, ha anche imposto taluni vincoli per l'utilizzo, a partire dal 2017, delle residue risorse dello stesso fondo.
- Un ulteriore strumento che può essere attivato deriva da una parte dei proventi delle aste di CO₂, destinabili, tra l'altro, ad attività di ricerca e di sviluppo e a progetti dimostrativi volti all'abbattimento delle emissioni e allo sviluppo di altre tecnologie che contribuiscano alla transizione verso un'economia a basse emissioni (decreto legislativo 30/2013). In proposito si segnala l'accordo di programma tra Ministero dell'ambiente, ENEA, CNR e Aeronautica militare, in materia di produzione dei biocombustibili e loro utilizzo nel settore dell'aviazione. siglato alla fine del 2016.
- Da ultimo, non in ordine di importanza e seppure non esclusivo per l'energia, vi è il credito d'imposta, già introdotto nel 2013 con il decreto "Destinazione Italia" e potenziato con la legge di bilancio 2017 per il periodo 2017-2020. Questo strumento, che fa parte del Piano nazionale Industria 4.0, è di più immediata

fruizione da parte delle imprese, è finalizzato a stimolare la spesa privata in R&S per innovare processi e prodotti e garantire la competitività futura delle imprese (non solo nel settore energetico). Il credito d'imposta è riconosciuto sul 50% delle spese incrementalmente in R&S relative alle media degli anni 2012-2014. Sono agevolabili tutte le spese relative a ricerca fondamentale, ricerca industriale e sviluppo sperimentale, inclusi i costi per personale altamente qualificato e tecnico, contratti di ricerca con università, enti di ricerca, imprese, start up e PMI innovative, quote di ammortamento di strumenti e attrezzature di laboratorio, competenze tecniche e private industriali.

- Lo strumento ha una capienza di 1,2 miliardi l'anno fino al 2020 che farà leva su altrettante risorse finanziarie private aggiuntive, per un totale di 8-9 miliardi nel periodo 2017-2020. Tale dato si confronta con un volume complessivo di ricerca delle imprese stimato in 50-55 miliardi nello stesso periodo in assenza di interventi. Come detto, il credito non è specificamente tarato sul settore dell'energia ma in base al trend osservato, si stima che la spesa incrementale per R&S energetica sarà di circa 440-500 milioni. Tale dato si confronta con un volume complessivo di ricerca delle imprese nel settore dell'energia stimato in € 2,5-3 miliardi nello stesso periodo in assenza di interventi. Questo strumento può essere un utile complemento agli altri, in quanto agisce con immediatezza e sulle esigenze e priorità proprie delle aziende.

R&S delle imprese 2017-2020 (in miliardi di euro)	R&S totale	di cui R&S energetica
in assenza di interventi	50-55	2,5-3
credito d'imposta	8-9	0,4-0,5
totale	58-64	2,9-3,5

Fonte: elaborazione MISE su dati Istat

- Dai dati appena esposti emergono, con riferimento alle risorse gestite direttamente dalle Amministrazioni pubbliche (non considerando, dunque, il credito di imposta), alcuni altri problemi:
 - produzione insoddisfacente di risultati;
 - insoddisfacente correlazione tra l'attività pubblica (lato offerta e domanda di tecnologie) e il sistema produttivo potenzialmente beneficiario, sia in termini di definizione delle priorità, sia di utilizzazione dei risultati;
 - utilizzo non coordinato, talora parziale e farraginoso, degli strumenti già disponibili.

- A riguardo, è stata avviata e sarà a breve conclusa la semplificazione procedurale della ricerca di sistema elettrico, per mettere a punto un meccanismo assai snello e agile sia per la definizione che per l'attuazione dei programmi.

Razionalizzare e potenziare la ricerca e innovazione: le proposte

- Razionalizzare e potenziare la ricerca e l'innovazione nel settore energetico diviene imperativo anche alla luce della proposta comunitaria di regolamento governance sui piani energia e clima, nei quali ciascuno Stato membro dovrà indicare obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione, pubbliche e private, eventualmente indicando anche un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti. Tali obiettivi dovranno essere coerenti con le priorità della strategia dell'Unione dell'energia e del piano SET plan. Potranno inoltre essere indicati obiettivi, anche di lungo termine, per la diffusione delle tecnologie a basse emissioni di CO₂, comprese le tecnologie per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e di carbonio e, se del caso, delle relative infrastrutture di trasporto e stoccaggio del carbonio. Insieme agli obiettivi, dovrebbero essere indicate le politiche e le misure relative, comprese quelle per favorire la cooperazione con altri Stati membri.
- Queste previsioni, ancorché non consolidate in quanto la proposta di regolamento è ancora in discussione, costituiscono un riferimento comunque utile, sulla cui base riflettere per meglio individuare le opzioni tecnologiche alle quali dare priorità, tenendo conto dei punti di forza del sistema nazionale e delle esigenze di sistema.
- In proposito, si ritiene che fonti rinnovabili - e, tra esse, il solare e, più in prospettiva, la geotermia, l'energia del mare (moto ondoso, maree e correnti) - sistemi per l'accumulo, dispositivi d'impianto per la sicurezza del sistema elettrico, mobilità elettrica, bioraffinerie, materiali, processi e sistemi per l'efficienza energetica dell'industria e degli edifici rappresentino i temi su cui sussiste, insieme, una sufficiente presenza degli organismi di ricerca, un interessante sostrato industriale e un rilevante interesse di sistema, trattandosi di temi rilevanti non solo per gli obiettivi 2030 ma anche e soprattutto in una prospettiva di più lungo termine. In quest'ottica è importante la progressiva sensibilizzazione e attivazione di importanti player industriali per mantenere e accrescere il presidio nazionale in settori strategici per il sistema energetico del futuro.

- In questa stessa ottica, è da considerare che l'evoluzione del mix energetico e dell'assetto dei mercati coinvolgerà in modo crescente e in un ruolo attivo nuovi soggetti e nuove risorse, a più livelli di tensione. Ne derivano esigenze di ricerca e innovazione in tecnologie per rendere "leggibile" il sistema e più intelligenti le reti, nonché per sostenere lo sviluppo degli strumenti necessari per la gestione in sicurezza delle reti e del sistema elettrico.
- In questo contesto, si ritiene che, prima di pensare al pur importante e possibile incremento della spesa pubblica, passaggio fondamentale sarà una razionalizzazione e semplificazione degli strumenti esistenti, in modo da incrementare l'efficacia della spesa.
- Inoltre, anche per le finalità previste dalla proposta di governance, si potrebbe procedere a una fase di pianificazione con orizzonte al 2030 che, coinvolgendo tutti i soggetti interessati e le Regioni, individui:
 - Obiettivi di interesse pubblico di medio e lungo termine, strumenti e risorse disponibili e eventualmente necessari;
 - Coerenza e sinergie con i programmi europei, compresi quelli finanziati tramite i fondi strutturali (ivi inclusi i programmi a gestione regionale) e con Mission Innovation;
 - Riferimenti all'interno delle strutture pubbliche di ricerca, a partire da ENEA e RSE.
- La dimensione regionale è inoltre strategica dato il ruolo crescente delle Regioni nelle politiche di innovazione. Sarà quindi necessario dotarsi di strumenti per articolare in modo adeguato la relazione tra le priorità nazionali e l'impegno delle Regioni nell'utilizzo dei Fondi di Coesione nel quadro offerto dal SET Plan. Uno dei punti critici ed al tempo stesso cruciali per il successo italiano sarà infatti la combinazione dei criteri basati sull'eccellenza (tipici della competizione in Horizon 2020) con i criteri della dimensione territoriale.
- Partendo dagli strumenti già disponibili e indicati sopra, un approccio può essere di finalizzare ciascuno alle diverse fasi della filiera, sicché, utilizzando il criterio europeo di misura del livello di maturità tecnologica (*Technology Readiness Level - TRL*), la ricerca di sistema e le attività di ENEA potrebbero principalmente collocarsi nei segmenti che individuano la ricerca tecnologica e applicata, mentre il fondo per gli interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale (dlgs n.28/2011) ovvero i fondi disponibili dalle aste CO2 (dlgs n.30/2013) potrebbero coprire sviluppo sperimentale e dimostrazione, in particolare per assicurare il sostegno ai progetti dimostrativi (first-of-a-kind), in modo da favorire il trasferimento al sistema produttivo dei risultati.

- Un approccio alternativo potrebbe invece consistere nell'individuare i *TRL* all'interno di ciascuno strumento, sulla base delle capacità dei soggetti coinvolti.
- Inoltre, si potrebbe pensare a una diversa modalità di allocazione, anche parziale, del finanziamento all'ENEA, orientando le attività connesse al contributo cosiddetto "ordinario" a programmi triennali che, proposti nell'ambito delle prerogative e con le modalità da ultimo introdotte con il decreto legislativo 218/2016, siano definiti in coerenza con la pianificazione di cui si è detto sopra e con le esigenze di *Mission Innovation*, a seguito di un confronto - oltre che con il Ministero dello Sviluppo Economico e con gli altri soggetti pubblici interessati - anche con il sistema produttivo, in modo da individuare priorità e obiettivi coerenti con gli obiettivi pubblici di lungo termine, con le esigenze del settore, e con gli altri programmi nazionali (inclusa la Ricerca di Sistema) e comunitari, ai quali, dunque, si potrebbe accedere più efficacemente. Ciò vale ancor più per le ulteriori risorse finanziarie da esercizi finanziari precedenti (circa 170 ML€), che potranno essere riassegnate a ENEA a breve.
- Obiettivo strumentale di queste proposte, anche per il breve termine, è di creare le condizioni affinché la partecipazione dell'industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai programmi di ricerca previsti sia dal SET Plan europeo che da *Mission Innovation* sia più incisiva e meno frammentata di quanto avvenuto in passato.
- Il fondo esistente presso Cassa per il settore energetico e ambientale potrebbe essere attivato all'occorrenza, per sostenere, come detto, il sostegno ai progetti dimostrativi.
- A sostegno di ricerca, sviluppo e innovazione in ambito privato dovrebbero continuare a essere accessibili il credito d'imposta alla ricerca (se necessario, anche con una promozione in chiave specifica), nonché gli strumenti automatici introdotti con il Piano nazionale Industria 4.0.
- Infine, anche le politiche di sostegno lato domanda, pure in coerenza con gli obiettivi generali della strategia e del piano energia e clima, dovrebbero avere riguardo ai risultati conseguenti alle attività di ricerca, sviluppo, innovazione e dimostrazione.

Capitolo 3 – Il percorso della SEN e la relativa governance

Il percorso della SEN 2017

- La **Strategia Energetica Nazionale 2017** è figlia del processo di revisione periodico previsto dall'ultima SEN (2013) e delle **profonde trasformazioni economiche e del mercato energetico** che si sono verificate negli ultimi anni.
- Il lavoro è stato **avviato nel 2016 dal Ministero dello Sviluppo Economico con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare**, che si sono avvalsi della **collaborazione di diversi organismi pubblici**, tra cui ENEA, RSE, ISPRA, GSE, GME, Politecnico di Milano e altri ancora.
 - Sono stati messi a punto strumenti idonei a fornire gli scenari energetici e ambientali al 2030, sia con politiche costanti che con l'implementazione di misure specifiche per il raggiungimento dei nuovi obiettivi ambientali (come già dettagliato nel Capitolo 3.1).
- Nei primi mesi del 2017 si è svolta una intensa **fase preliminare di ascolto nei confronti delle maggiori associazioni di categoria**, di associazioni ambientaliste, delle organizzazioni sindacali con l'obiettivo di definire le aree di maggior attenzione e criticità dei diversi **stakeholder coinvolti**. Uno spazio specifico è stato dedicato all'audizione delle Autorità indipendenti, soprattutto all'Autorità per l'energia dalla cui regolazione dipende una significativa parte delle misure rilevanti nel settore e con cui si condividono molti strumenti attuativi. A questa coraltà di contributi si è aggiunto, inoltre, un **workshop con esperti** internazionali e nazionali del settore energetico chiamati a portare la propria esperienza e conoscenza su temi specifici. Il coinvolgimento di numerosi ed eterogenei stakeholder ed esperti ha permesso di raccogliere una vasta gamma di informazioni, criticità, sensibilità e punti di vista con l'obiettivo di definire una Strategia Energetica Nazionale in linea con le ambizioni del Governo. In questo ambito è da collocare la partecipazione dei soggetti regolati Snam e Terna, a cui è stato richiesto, al pari di altri soggetti che sono stati coinvolti, di svolgere analisi e fornire punti di vista qualificati sui perimetri di loro competenza.
- Il percorso di sviluppo ha previsto **piena trasparenza del processo e la costante condivisione degli avanzamenti con gli organi istituzionali competenti**. In quest'ottica, nel mese di Marzo e maggio 2017, sono state svolte due Audizioni Parlamentari alla Camera per condividere l'inquadramento della struttura

di riferimento per l'elaborazione della SEN e la sintesi delle scelte proposte. Vi sono stati anche incontri con alcuni Gruppi parlamentari che ne hanno fatto richiesta.

- Sono stati inoltre svolti confronti preliminari con altre Amministrazioni dello Stato, allo scopo di valutare la percorribilità di alcune delle proposte elaborate.
- E' stato infine attivato un canale di comunicazione con le Regioni che, tramite il coordinamento responsabile per l'energia, ha fornito primi e interessanti spunti, in parte già integrati nel presente documento. E' stato inoltre richiesto il contributo di Anci, che si esplicherà nella fase di consultazione.

La SEN 2017 ed il Piano Nazionale energia e clima

- La tempistica dell'aggiornamento della SEN è coerente con il contesto Comunitario che ha visto la Commissione Europea pubblicare a novembre 2016 il *Clean Energy Package*, contenente, tra le varie misure, una proposta di regolamento sulla *Governance* dell'Unione Energetica (si veda il Capitolo 1 per maggiori dettagli). La proposta di regolamento richiede a tutti gli **Stati Membri di redigere dei Piani nazionali integrati per l'energia e il clima**, con l'ambizione di presentare obiettivi e politiche nazionali in materia di decarbonizzazione (comprese le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività. La "governance" dell'Unione per l'Energia è lo strumento della "Strategia-quadro per un'Unione energetica" per verificare il raggiungimento degli obiettivi europei 2030. L'attività di governance europea ruoterà attorno al coordinamento ed alla progressiva integrazione delle strategie di politica energetica/climatica, a livello nazionale, regionale e comunitario.
- In quest'ottica, lo **sviluppo della SEN 2017 è propedeutico alla preparazione del Piano energia e clima**. A questo scopo, gli strumenti nazionali per la definizione degli scenari messi a punto durante l'elaborazione della SEN 2017 saranno utilizzati per le sezioni più analitiche previste nel Piano, indicando le traiettorie di raggiungimento dei diversi target e l'evoluzione della situazione energetica italiana. Al contempo, la rilevanza della SEN riguarda anche la possibilità di esaminare e confrontarsi su temi energetici **di interesse nazionale che, secondo la proposta comunitaria, non dovrebbero essere inclusi nel Piano** (e.g., settore petrolifero).
- Sulla base della proposta di regolamento governance, la **prima versione del Piano energia e clima dovrebbe essere trasmessa alla CE entro il primo gennaio 2018**. Successivamente, nel corso del 2018, la Commissione svolgerà l'aggregazione dei piani nazionali a livello europeo, e avranno luogo le

discussioni per eventuali modifiche con ogni Stato Membro. **La notifica del piano definitivo di ogni Paese è stabilita per gennaio 2019⁸⁸**. Inoltre, è previsto un aggiornamento del Piano energia e clima entro il 2024, salvo che lo Stato Membro non confermi valido ed idoneo al raggiungimento dei target 2030 il Piano sottomesso nel gennaio 2019. I Piani nazionali decennali per il periodo 2021/2030, che sostituiranno alcuni degli obblighi di pianificazione attualmente in vigore (inclusi quelli riferiti a Fonti rinnovabili ed efficienza energetica). I piani contempleranno tutte e 5 le dimensioni dell'Unione per l'Energia, in particolare dovranno rappresentare le politiche nazionali in materia di: fonti rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività.

- La proposta di regolamento *governance* e richiede inoltre una **rendicontazione biennale dei Piani Nazionali (*progress report*)**. La stesura di tale *progress report* sarà in capo al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, in collaborazione con gli organismi pubblici di pertinenza.
- Poiché i target da raggiungere sono stati stabiliti a livello dell'Unione e non al livello nazionale (sebbene con conseguenti obblighi parziali nazionali), ogni due anni la Commissione compirà una valutazione dei progressi raggiunti a livello unionale e dei progressi raggiunti in ciascuno Stato membro in relazione ai propri obiettivi. Sulla base delle risultanze di tale valutazione:
 - a. se i target nazionali e le loro traiettorie risultano insufficienti a raggiungere gli obiettivi comuni a livello UE, la Commissione può adottare raccomandazioni indirizzate a tutti gli Stati membri e/o adottare misure obbligatorie a livello UE;
 - b. se i progressi di uno Stato membro non sono in linea con gli obiettivi enunciati nel proprio piano, la Commissione può indirizzare raccomandazioni specifiche allo Stato membro, il quale riferirà nei successi progress report se e come ha accolto le raccomandazioni motivando eventualmente il mancato accoglimento. Nel solo settore delle rinnovabili, lo Stato membro la cui quota di rinnovabili dovesse risultare al di sotto di quanto previsto dall'obiettivo vincolante al 2020 sarà tenuto a versare un contributo finanziario ad un fondo ad hoc, destinato a finanziare iniziative dell'UE nel settore RES.
- In Figura 59 le scadenze previste dalla proposta di regolamento.

⁸⁸ Le date potranno subire delle modifiche a seguito del consolidamento della proposta di regolamento CE

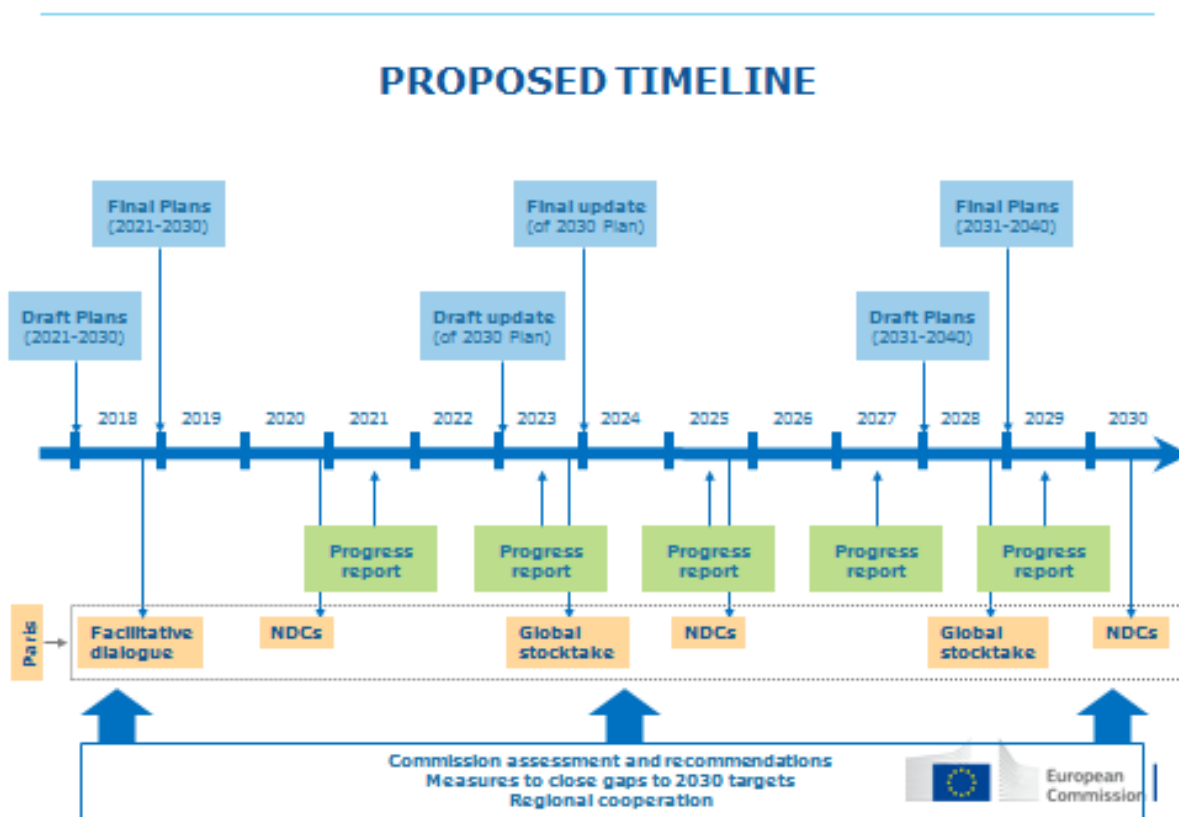


Figura 59 - scadenze previste dalla proposta di regolamento Governance

- I **successivi aggiornamenti della Strategia Energetica Nazionale**, previsti con cadenza triennale e con le medesime modalità di coinvolgimento dei soggetti istituzionali e degli stakeholder utilizzate per la SEN 2017, saranno in linea con i *progress report* sviluppati per il Piano energia clima e continueranno ad inquadrare anche i settori energetici esclusi dal Piano. Gli aggiornamenti permetteranno di rivedere le politiche energetiche nazionali in base ai risultati conseguiti e agli eventuali cambiamenti di contesto.

Migliorare il sistema di governance: le proposte europee e nazionali

- Quanto appena esposto rende evidente che si va verso un rafforzamento dell'integrazione degli strumenti nazionali di programmazione con quelli europei, e anzi la programmazione nazionale dovrà, almeno in parte, conformarsi a uno schema funzionale a raggiungere obiettivi assunti dall'Europa. Si pensi all'efficienza energetica e alle rinnovabili, per le quali sono previsti obiettivi europei, che tuttavia necessariamente si traducono in obiettivi operativi nazionali, in parte per le modalità di attuazione del pacchetto energia e clima (ad esempio, sono stabiliti obiettivi vincolanti per gli Stati in tema di riduzione delle emissioni di gas serra nel settore non ETS e di riduzione dei consumi annui di energia), in parte perché la proposta di regolamento governance attribuisce alla Commissione il ruolo di valutare gli schemi dei piani nazionali, con la facoltà di rivolgere agli Stati membri raccomandazioni sul livello di ambizione degli obiettivi, di adeguatezza di politiche e misure, di coerenza tra le politiche e misure vigenti e previste incluse nel piano per l'energia e il clima nell'ambito di una singola dimensione e tra le diverse dimensioni dell'Unione dell'energia.
- Lo schema di regolamento governance prevede che gli Stati membri tengano nella massima considerazione le raccomandazioni della Commissione.
- Una prima questione che andrà posta riguarda la necessità di preventiva trasparenza e condivisione delle modalità di valutazione dei piani e di elaborazione delle raccomandazioni da parte della Commissione, affinché tutti gli Stati membri possano conoscere i criteri sulla cui base ciascuno di essi dovrà predisporre il Piano, individuare obiettivi e strumenti. In assenza, sarebbe rimessa alla discrezionalità della Commissione la scelta di quale strumento attivare per rimediare ad una eventuale insufficienza degli obiettivi nazionali rispetto agli obiettivi comunitari.
- Un secondo aspetto attiene alla istituzione e al potenziamento di nuovi organismi con competenze sovra regionali: si pensi, ad esempio, ai centri operativi regionali previsti dalla proposta di regolamento sul mercato elettrico: a queste nuove strutture di cooperazione fra TSO di una stessa regione sarebbero attribuite molte e rilevanti funzioni (art. 34, Regolamento elettrico), attualmente in capo ai TSO nazionali e in taluni ambiti sono conferiti poteri di decisione vincolante. Si tratta, ad esempio, di calcolo coordinato della capacità, analisi coordinata della sicurezza, dimensionamento regionale della capacità di riserva, previsioni regionali di adeguatezza dei sistemi (ad una settimana e fino all'orizzonte temporale infragiornaliero) e preparazione di azioni di riduzione dei rischi.

- L'accelerazione impressa alla dimensione regionale è quindi molto significativa, ma non appare accompagnata da un disegno di governance regionale idoneo a garantire la necessaria efficienza dei processi decisionali e a coniugarsi in modo efficace con il principio della responsabilità nazionale sulla sicurezza dei sistemi elettrici. D'altra parte, la proposta di direttiva elettricità attribuisce i regolatori nazionali un ruolo molto rilevante nella supervisione e nel funzionamento dei centri operativi regionali, incidendo in modo non del tutto chiaro sulle responsabilità di Governi, centri regionali regolatori nazionali e TSO. Da evidenziare che i centri operativi regionali sostituirebbero i soggetti introdotti con il codice di rete europeo "System Operation Guidelines" recentemente approvato, senza che ne discenda una adeguata chiarezza sulla ripartizione delle responsabilità tra il livello sovranazionale e quello nazionale.
- Peraltro il monitoraggio dei centri operativi regionali e del loro funzionamento è attribuito anche ad ACER (l'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali), in parziale sovrapposizione con i compiti dei regolatori nazionali. Analoghi dubbi emergono dalla lettura delle proposte per il rafforzamento del ruolo della stessa ACER.
- Si tratta di temi di grande rilevanza che incidono in modo rilevante sulla sicurezza e sulle responsabilità dei diversi soggetti, che meritano un'approfondita ponderazione già nella fase di confronto sul pacchetto europeo, sebbene si condivida l'impegno per una maggiore integrazione del mercato unico europeo già nel medio termine e la consapevolezza di regole condivise e armonizzate.
- Un terzo elemento che evidenzia il possibile spostamento del baricentro a livello sovranazionale attiene alla previsione, anche questa contenuta nella proposta di regolamento sul mercato elettrico, di cooperazione tra Stati a livello regionale, per conseguire gli obiettivi definiti nei rispettivi piani nazionali, anche per individuare opportunità di cooperazione. Sotto questo profilo, è previsto che la Commissione faciliti la cooperazione e consultazione tra Stati membri. Si ritiene che questa previsione sia condivisibile, ma vada ulteriormente rafforzata, discutendo con la Commissione e gli Stati quali siano i criteri per individuare gli ambiti regionali più opportuni e quali possano essere le principali aree di cooperazione. In altri capitoli si è fatto più volte riferimento al tema dell'evoluzione del mix di generazione degli altri Stati e alle possibili conseguenze per il nostro Paese, ad esempio in termini di import elettrico ed effetti sui prezzi dell'elettricità. Ciò indica un esempio di temi sui quali il dialogo preventivo tra Paesi, facilitato dalla Commissione, potrebbe rivelarsi assai utile per perseguire l'auspicata unione dell'energia. Ancora: le proposte di regolamento sull'elettricità e di direttiva e sulle

rinnovabili aprono a nuove forme di integrazione europea (si pensi ai citati centri operativi regionali e alla partecipazione alle aste per le rinnovabili a impianti ubicati in altri Paesi).

- Nel dialogo con la Commissione non vanno poi trascurate le intersezioni e le interferenze tra i temi e le azioni direttamente finalizzate al raggiungimento degli obiettivi e altri temi potenzialmente confliggenti, quali la tutela delle acque, la qualità dell'aria e i procedimenti ambientali⁸⁹.
- Argomenti e percorsi siffatti richiedono necessariamente un rafforzamento delle capacità di interlocuzione con la Commissione e con gli altri Stati. Considerando che i piani energia e clima hanno l'ambizione di trattare in modo sistemico temi che attengono all'energia (compresi i trasporti), al clima, ai mercati, all'innovazione e alla competitività, alla tutela del paesaggio, con rilevanti riflessi su lavoro e occupazione, ciò dovrebbe comportare, in primo luogo e rapidamente, il potenziamento e la razionalizzazione delle strutture del Ministero dello sviluppo economico operanti sull'energia, valutando l'opportunità di indirizzi suai soggetti pubblici vigilati, in modo da focalizzare le attività coerentemente con gli obiettivi nazionali e con le previste evoluzioni degli strumenti di intervento, sia in materia di politiche attive che di gestione dei mercati energetici. Allo stesso tempo, occorre garantire un adeguato coinvolgimento delle altre Amministrazioni centrali che possono fornire contributi sui temi energetici (si pensi, ad esempio, ai trasporti e agli strumenti finanziari di sostegno all'efficienza energetica), nonché il coinvolgimento degli organismi pubblici che si occupano a vario titolo di energia.
- Ciò potrebbe tradursi nella istituzione di una cabina di regia che, oltre a dialogare con la Commissione e gli altri Stati, segua in modo sistemico i temi trattati dal piano energia e clima, anche per coordinare e semplificare l'insieme delle azioni e delle misure in capo ai vari soggetti pubblici coinvolti, in modo da rendere più efficace la realizzazione delle diverse azioni, e individuare le possibili sinergie funzionali a stimolare la creazione delle possibili filiere produttive. Per questa finalità sarà valorizzata la funzione di ENEA come soggetto abilitatore del trasferimento al sistema industriale dei risultati della ricerca e delle buone pratiche in tema di efficienza energetica.

⁸⁹ Ad esempio, la proposta di direttiva rinnovabili prevede che gli Stati membri facilitano il *repowering* degli impianti, garantendo una procedura autorizzativa semplificata e rapida, che non può superare un anno a decorrere dalla data in cui la richiesta: siffatta semplificazione dovrebbe necessariamente riguardare la VIA, con modalità preventivamente chiarite dalla CE

- Una fondamentale funzione di questa cabina sarà di favorire il dialogo preventivo “orizzontale” tra le Amministrazioni centrali, in modo da razionalizzare e semplificare l'attività normativa e amministrativa dello Stato.
- La cabina deve necessariamente coinvolgere le Regioni. La strategia del 2013 aveva previsto una modifica dell'assetto costituzionale, inserita nella più ampia legge di riforma della Costituzione, che non ha passato il vaglio del referendum.
- Questa circostanza deve indurre a un rafforzamento del dialogo con le Regioni, incentrato su alcuni punti chiave. In primo luogo, occorre condividere quello che più su è stato chiamato spostamento del baricentro. Ciò comporta che gli impegni e gli strumenti che l'Italia, previo dialogo con le stesse Regioni, assume a livello comunitario devono essere intesi come principi, per la cui attuazione le regioni devono proattivamente concorrere. Il primo obiettivo è che le regioni si sentano parte attiva e responsabile degli obiettivi, operando positivamente per il loro raggiungimento. Un possibile strumento potrebbe essere la replica di quanto già sperimentato per gli obiettivi rinnovabili al 2020, per i quali si è sperimentata la ripartizione tra le Regioni. Un'altra ipotesi è di concordare le modalità con le quali i piani energetici e ambientali di ciascuna regione siano aggiornati e coordinati, in modo che insieme risultino coerenti con gli impegni nazionali e con le regole europee in materia.
- Da parte del Governo, andrà da parte rafforzata la capacità di ascolto delle istanze e delle necessità di Regioni ed Enti locali, anche per implementare idonei strumenti di supporto alle Amministrazioni locali che consentano di valorizzare il potenziale locale di efficienza energetica, in particolare nel trasporto locale e nelle utenze pubbliche.
- A livello amministrativo, sarà prioritario condividere linee guida inerenti le principali competenze regionali in materia di energia, con l'obiettivo principale di creare un quadro di regole minime ma comuni, in particolare in tema di semplificazioni delle autorizzazioni per le infrastrutture e gli impianti energetici. Non si tratta necessariamente di regole calate dall'alto: un criterio preferibile potrebbe essere quello di individuare i principali procedimenti e, per ciascuno di essi, verificare le best practice già operative in una o più regioni, favorendone l'estensione alle altre Regioni. In tale percorso, dovrà essere necessariamente coinvolta l'ANCI.
- La semplificazione delle procedure non può tuttavia comportare che i progetti di infrastrutture siano imposti ai territori o percepiti come tali. In tal senso, l'ampliamento della partecipazione del pubblico e,

in particolare, dei residenti nei territori potenzialmente interessati da un progetto sottoposto a procedura di VIA, mediante il potenziamento dell'istituto dell'inchiesta pubblica, introdotto con il provvedimento di attuazione della direttiva 2014/52/UE in materia di VIA, costituisce un utile primo passo, che va attuato con un diverso approccio anche da parte degli operatori, che dovrebbero dialogare con i territori già in fase di ideazione del progetto.

- Sotto questo profilo, è infatti importante che il dibattito e le semplificazioni siano operate e percepite non solo come funzionali alla realizzazione delle opere, ma anche come strumento idoneo a creare opportunità di lavoro, ridurre i costi degli interventi e contribuire alla competitività del sistema produttivo. Se è infatti atteso che i costi di molte tecnologie energetiche scenderanno sempre di più, sarà più importante evitare che questo vantaggio venga ridotto a causa dell'aumento dei costi amministrativi.
- Di particolare rilievo risulterà la chiara definizione delle responsabilità e dei ruoli dei soggetti pubblici, dei concessionari e degli altri organismi operanti in particolare nel settore elettrico. L'evoluzione del settore verso un assetto con generazione distribuita crescente, nuovi soggetti attivi, nuovi sistemi, rende necessario innanzitutto un miglioramento del coordinamento dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di distribuzione. Come noto, la programmazione della rete di trasmissione è affidata ai piani di sviluppo decennali, mentre i distributori sono tenuti a rendere noti annualmente i loro piani di sviluppo, pure coordinandosi con Terna.
- Questo obiettivo dovrebbe riguardare innanzitutto la definizione dei precisi ambiti sui quali i rispettivi piani devono tra loro integrarsi, con particolare riferimento all'hardware e al software di comunicazione, ai dispositivi per la sicurezza e alle relative modalità di utilizzo, ai ruoli di Terna e dei distributori per garantire sicurezza e flessibilità, ai tempi di attuazione. A questo scopo, in coerenza con l'evoluzione degli assetti dei mercati energetici, il Ministero dello sviluppo economico quale soggetto responsabile delle concessioni di trasmissione e distribuzione, insieme all'Autorità, responsabile della regolazione, potrebbe definire preventivamente apposite linee guida, da aggiornare periodicamente in funzione dell'evoluzione del settore.
- Le innovazioni dei mercati, sia all'ingrosso sia al retail, e l'esigenza di sperimentare nuovi strumenti coerenti con l'evoluzione prospettata (si pensi ad esempio ai contratti di lungo termine) forniranno importanti obiettivi strategici ed operativi per i quali, insieme all'Autorità, al Gestore del Mercato, all'Acquirente Unico e al Gestore dei servizi energetici, cui è affidato un ruolo importante per la

trasformazione del settore, si promuoverà lo sviluppo e la sperimentazione preventiva di nuovi strumenti di mercato

- Anche in questi ambiti, sarà valorizzato il ruolo di RSE quale soggetto pubblico indipendente con rilevante competenza, tra l'altro, in tema di mercati dell'energia e relativa evoluzione.

Capitolo 4 – Il contributo della SEN alla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra

- Le emissioni di gas a effetto serra⁹⁰ (GHG) da usi energetici rappresentano oltre l'80% del totale nazionale pari, nel 2015, a circa 433 Mton di CO₂ equivalente⁹¹. La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, allevamenti, rifiuti. La tabella seguente fornisce un quadro sintetico dei pesi settoriali e una prima indicazione del contributo minimo alla riduzione delle emissioni che ci si può attendere al 2030 dispiegando e attuando le politiche individuate in questa Strategia.
- Le riduzioni attese sono indicate come minime in quanto i valori numerici riportati fanno riferimento allo scenario cosiddetto intermedio (individuato come lo scenario nel quale sono raggiunti i soli obiettivi che dovrebbero essere vincolanti per l'Italia, sulla base delle proposte europee per il raggiungimento degli obiettivi al 2030).
- In realtà, questa strategia propone di andare oltre, con le rinnovabili al 27% del consumo interno lordo (contro il 24% necessario nello scenario intermedio) e con il phasing out del carbone nella produzione elettrica.
- Pertanto, successivamente alla consultazione, insieme all'elaborazione di uno scenario consolidato che incorporerà i più ambiziosi obiettivi al 2030, sarà effettuata una nuova valutazione del contributo della strategia agli obiettivi riduzione delle emissioni di gas serra.

⁹⁰ Anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O) e gas fluorurati (HFC, PFC e SF₆). Con l'Emendamento di Doha al Protocollo di Kyoto è stato aggiunto anche trifluoruro di azoto (NF₃), originariamente escluso: si tratta comunque di emissioni da processo di origine industriale trascurabili in Italia.

⁹¹ Inventario nazionale delle emissioni di gas ad effetto serra, escluso il saldo emissioni/assorbimenti forestali.

	MtonCO ₂ _{eq} 2015	Peso %	Riduzione % minima attesa al 2030
Fonti Energetiche	354	82%	≥ 22%
Industria (inclusa produzione energetica)	159	37%	≥ 25%
Civile	74	17%	≥ 18%
Trasporti	106	24%	≥ 22%
Agricoltura e altro	16	4%	≥ 4%
Fonti non energetiche	79	18%	≥ 7%
Totale	433	100%	≥ 19%

Fonte: Elaborazioni su dati Ispra

Tabella - Emissioni di GHG in Mton di CO2 equivalente

- Per le emissioni energetiche⁹², l'effetto delle misure necessarie per raggiungere gli obiettivi dello scenario intermedio include, nel periodo post-2020, il rafforzamento del sistema europeo di scambio quote CO2 (Emission trading scheme-ETS, vedi Focus-box). L' ETS è infatti in corso di revisione con proposte mirate a dare maggiore incisività e a correggere distorsioni del sistema che hanno determinato un eccesso di quote disponibili e un segnale di prezzo incapace di stimolare gli investimenti in tecnologie low-carbon nel medio-lungo periodo. In particolare, nella specifica proposta di nuova direttiva, si prevede:
 - una riduzione delle emissioni dei settori ETS⁹³ in tutta Europa pari al 43% rispetto al 2005 (il livello di ambizione è più che raddoppiato rispetto all'obiettivo del -21% fissato per il 2020);
 - regole di assegnazione di quote gratuite più dinamiche rispetto ai dati di produzione, sia in aumento che in diminuzione, che serviranno a contenere il rischio di creare surplus, come appunto avvenuto nel periodo 2013-2020;
 - la possibilità di aggiornare la lista dei settori esposti al rischio di Carbon Leakage⁹⁴ anche per tenere conto delle evoluzioni del contesto internazionale con l'eventuale adozione di schemi analoghi all'ETS, o comunque di *carbon pricing*, in altre aree economiche (ad esempio, l'imposizione di *carbon tax*);

⁹² Per la quasi totalità si tratta di CO2. Circa il 5% è costituito da emissioni di metano e protossido di azoto da combustione di biomasse ed emissioni di metano da estrazione, stoccaggio e trasporto dei combustibili.

⁹³ Industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione.

⁹⁴ Il Carbon Leakage è la delocalizzazione della produzione per non incorrere nei costi del sistema ETS.

- una clausola di revisione generale dopo 5 anni, che servirà anche ad allineare gli obiettivi europei a quelli internazionali nel contesto dell'Accordo di Parigi.
- Nel dettaglio della sopra riportata tabella, il calo più significativo nei prossimi quindici anni, in termini sia assoluti che relativi, è imputabile, sempre nello scenario intermedio, al comparto industriale che, in particolare nel settore della produzione energetica, risente in particolare della crescita delle fonti rinnovabili. In uno scenario di ulteriore penetrazione delle rinnovabili e di completo phase-out del carbone, l'impatto al 2030 sarà ancora più significativo.
- Nel civile, residenziale e terziario, la riduzione delle emissioni riflette l'accelerazione attesa nel ritmo di efficientamento degli edifici esistenti, rafforzata da una maggiore diffusione di interventi di riqualificazione profonda e dall'applicazione di tecnologie particolarmente performanti.
- Per il settore dei trasporti, a fronte di una domanda di mobilità tendenzialmente crescente, l'effetto sulle emissioni è imputabile, oltre che alla graduale e naturale sostituzione del parco veicolare, innanzitutto allo sviluppo della mobilità condivisa/pubblica e alla progressiva diffusione di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO₂ molto basse o pari a zero.
- Alle emissioni da usi energetici dei combustibili fossili si aggiungono quelle di origine non energetica che, tuttavia, forniranno un contributo relativamente contenuto al processo di decarbonizzazione, risentendo di spinte di segno opposto nei diversi comparti.
 - Le emissioni da processi industriali interessano essenzialmente le produzioni di cemento/calce/acciaio e i gas fluorurati. Le prime non sono facilmente comprimibili in quanto direttamente proporzionali alle quantità prodotte già basse dopo la prolungata fase di contrazione economica. Sui gas fluorurati, invece, un effetto di contenimento deriverà dalla applicazione completa del Regolamento (UE) n. 517/2014, che prevede, tra le altre cose, il divieto di uso di alcuni gas a più alto potenziale di riscaldamento globale e la sostituzione con prodotti che presentano un minore impatto sul clima.
 - Nel comparto agricoltura, le emissioni riflettono l'andamento di fattori quali il numero ed il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture e l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto. Queste variabili sono sensibili a cambiamenti delle pratiche agricole così come delineate dalla Politica Agricola Comune e nei Piani di Sviluppo Rurale. Negli ultimi dieci anni questo comparto, sul piano emissivo, è comunque restato relativamente stabile, solo

marginalmente influenzato dalla produzione di biogas e dalla riduzione/cambiamento nell'uso dei fertilizzanti.

- Nel settore dei rifiuti, le emissioni sono connesse soprattutto alla quantità totale prodotta, alla quota di sostanze biodegradabili conferite in discarica ed alle percentuali di recupero del metano. In questo caso è attesa una riduzione relativamente significativa delle emissioni che dovrebbe realizzarsi con la progressiva implementazione di obiettivi e piani di gestione rifiuti già approvati.
- Nel complesso queste dinamiche emissive, in larga parte determinate dal riorientamento degli usi energetici, garantiscono, anche nello scenario intermedio, il pieno raggiungimento degli obiettivi in termini di riduzione nei settori ETS e non-ETS⁹⁵. La Tabella riportata di seguito fornisce una indicazione quantitativa sulla collocazione nazionale, nel predetto scenario, rispetto agli obiettivi concordati in sede europea rispettivamente al 2020 e al 2030.

Obiettivi ed emissioni di GHG al 2020 e al 2030 (riduzioni % vs 2005)

	Obiettivo 2020*	Previsione 2020	Obiettivo 2030*	Previsione 2030
Settori ETS	21%	≈ 38%	43%	≈ 48%
Settori Non-ETS	13%	≈ 17%	33%	≈ 33%

**Per i settori ETS l'obiettivo è imposto a livello europeo; per i settori non-ETS è declinato a livello nazionale-*

Fonte: Elaborazioni su dati Ispra

Al riguardo:

- L'impegno preso nell'ambito del primo Pacchetto Clima Energia⁹⁶ risulta già ampiamente centrato nei dati storici del 2015 e dovrebbe trovare sostanziale conferma alla scadenza del 2020. Questo punto di caduta riflette essenzialmente tre fattori che dalla metà degli anni duemila hanno limitato, anche oltre le attese, le emissioni: i) la flessione del livello della produzione di beni e servizi; ii) la prima forte accelerazione della produzione energetica da fonti rinnovabili, innescata anche dall'introduzione degli schemi incentivanti, e il

⁹⁵ Trasporti, residenziale, terziario, piccola industria e agricoltura.

⁹⁶ Approvato dal Parlamento europeo a dicembre 2008.

calo dell'olio combustibile; iii) il progressivo rafforzamento degli strumenti attivi per stimolare gli interventi l'efficienza energetica nei diversi settori. In particolare, il combinato disposto di questi fattori pone l'Italia al vertice della classifica dei paesi europei che al 2020 registreranno un avanzo rispetto ai target concordati nei settori non-ETS.

- Al 2030, nei settori sottoposti a regime ETS, l'Italia dovrebbe registrare, già nello scenario intermedio, ancora una riduzione delle emissioni al di sopra del -43% medio europeo calcolato rispetto al 2005, per effetto anche della ulteriore significativa crescita della produzione elettrica da rinnovabili.

Nei settori non-ETS si arriva a conseguire il -33% rispetto al 2005, imposto come obiettivo dello scenario intermedio, in linea con la proposta di nuovo Regolamento europeo Effort Sharing, che ripartisce tra gli Stati Membri l'obiettivo collettivo al 2030 (-30% rispetto all'anno base 2005). Per il raggiungimento di tale obiettivo gli Stati membri potranno avvalersi, entro certi limiti, di meccanismi di flessibilità che consentono di gestire la traiettoria di riduzione (operazioni di banking e borrowing intra-periodo) ed effettuare "compensazioni" con altri Stati Membri (operazioni di trading). A questi strumenti, con la nuova proposta di Regolamento, si aggiunge una ulteriore flessibilità legata alla contabilizzazione dell'assorbimento netto di CO₂ del settore agricolo/forestale (LULUCF – Land Use, Land Use Change and Forestry). Posto che tale operazione è consentita solo a condizione che venga garantita la neutralità tra emissioni e assorbimenti sul territorio nazionale (cosiddetta regola del No debit), anche nel caso del LULUCF, il contributo al raggiungimento dell'obiettivo sarà in ogni caso marginale⁹⁷.

⁹⁷ La stessa proposta di regolamento fissa infatti dei volumi limitati per l'utilizzo degli assorbimenti che possono essere utilizzati. Per l'Italia, si stima un contributo al raggiungimento dell'obiettivo non-ETS pari a circa mezzo punto percentuale.

Focus Box - Elementi essenziali del sistema EU-ETS

Il Sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra (European Union Emissions Trading Scheme - EU ETS) è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il Sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS).

Il meccanismo è di tipo cap&trade ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato ad apposite Autorità nazionali competenti.

Operativamente, le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più "virtuosi" (c.d. benchmarks, basati sul 10% delle installazioni più efficienti).

Indipendentemente dalle modalità di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di gas serra nazionali.

Allegato I – Ipotesi alla base degli scenari nazionali

- Anche allo scopo di agevolare il confronto dei risultati con quelli emersi dagli strumenti europei, sono stati **utilizzati dati macroeconomici di input compatibili con quelli dello scenario PRIMES**, considerate le sole politiche in vigore al 31 dicembre 2014 e assunto che siano raggiunti gli obiettivi al 2020. Per l'ETS viene considerato che il fattore annuale di riduzione del tetto massimo di emissioni consentite è ancora del 1,74%. Anche il saldo netto import-export di elettricità, i prezzi internazionali dei combustibili ed il prezzo della CO₂ nel sistema europeo ETS sono stati posti pari a quelli emersi da PRIMES.
- In particolare sono stati usati i prezzi internazionali dei combustibili e il prezzo europeo della CO₂ definiti nello scenario EUCO30 e riportati sotto

Tassi di crescita medi annui (%)	15 – 20 <i>Primes</i>	20 - 25	25 - 30
Popolazione	0,3	0,3	0,3
PIL	1,37	1,18	1,19

Fonte: ENEA – ISPRA – RSE

Figura 60 Dati macroeconomici di input per gli scenari nazionali

Prezzi (€13 per bep)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Petrolio	37,6	48,6	62,6	48,2	75	85,1	93,8
Gas Naturale (NCV)	26,2	32,5	39,5	38,8	48,3	52,2	56,8
Carbone	10,4	13,7	16,7	11,5	14,3	17,1	20,5
CO₂ prezzo ETS (€13 per ton)	0	0	11,2	7,5	15,0	23,5	27,0

Fonte: UE

Figura 61 Dati dei prezzi dei combustibili e della CO₂ ETS in input per gli scenari nazionali

- Per quanto riguarda lo scenario di policy intermedio, come **politiche attive aggiuntive già decise e con effetti attesi nel periodo 2021-2030**, sono stati considerati:
 - Gli obiettivi di **sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica** di cui a un allegato DEF 2016⁹⁸
 - Il **piano strategico nazionale della mobilità sostenibile** destinato al rinnovo del parco degli autobus dei servizi di trasporto pubblico locale e regionale, di cui alla legge 232/2016
 - Gli effetti di **modalità di mobilità alternativa come car sharing e car pooling**, in via di diffusione, anche grazie a politiche adottate a livello locale

Occorre però rimarcare che questi strumenti a malapena riescono ad assorbire l'incremento della domanda di mobilità, che comunque continuerebbe a essere soddisfatta prevalentemente dal trasporto privato (persone) e dal trasporto su gomma (merci)
- Sempre per i trasporti, sono stati considerati gli obiettivi del decreto legislativo 257/2016 di attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'**infrastruttura per i combustibili alternativi**
- Per i dati sulla situazione energetica del 2016 si rimanda al documento pubblicato sul sito del mise (http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/relazione_situazione_energetica_nazionale_2016.pdf)

Considerazioni sui valori di import/export elettrico

- Utilizzando gli stessi input dei modelli europei, in un'ottica di mercato integrato si otterrebbero valori di saldo import export di elettricità praticamente doppi rispetto a quelli attribuiti nella simulazione UE.
- L'ipotesi di un raddoppio del saldo import-export italiano è diretta conseguenza delle ipotesi "inerziali" che sembrano essere state mantenute nello scenario UE per quanto riguarda il parco di generazione dei principali Paesi europei, ambito che invece dovrebbe essere oggetto di significative modifiche, per effetto degli impegni della COP 21.

⁹⁸ Strategie per le infrastrutture di trasporto e logistica, allegato al DEF 2016

- La questione è molto rilevante anche sotto il **profilo della sicurezza energetica**, in quanto aumenterebbe il grado di esposizione del sistema nazionale ad incertezze dovute ad eventi e scelte esogeni. Come detto sopra, l'Italia ha una importante capacità di interconnessione elettrica con l'estero; ogni Stato membro deve inoltre predisporre un proprio piano energia e clima. Conseguenza da ciò che l'Italia disporrà di una crescente capacità di interscambio (non solo import), la cui entità dipende moltissimo da come evolvono i mix di generazione degli altri Paesi europei.
- Facendo riferimento, in primo luogo, alla **Francia**, si osserva che le ipotesi sottostanti agli scenari europei e allo stesso scenario nazionale base considerano che, nel periodo 2015-2030, la potenza nucleare netta decresca leggermente (da 63 a 60 GW circa). Ciò implica un'estensione della vita utile di gran parte dei reattori installati a 60 anni, in accordo al "progetto *Grand Carénage*" di EDF⁹⁹. L'effettiva piena attuazione di questo progetto e i relativi costi sono tuttora oggetto di dibattito, anche alla luce della legge *"Transition énergétique pour la croissance verte"*¹⁰⁰, pubblicata ad agosto 2015. Tale legge prevede, tra l'altro, che la quota coperta dal nucleare nella produzione elettrica francese debba ridursi al 50% entro il 2025, a partire dal 75% circa attuale: ciò significa che la potenza dovrebbe calare a valori inferiori ai 40.000 MW.
- Non a caso, altri organismi che lavorano sugli scenari considerano valori simili a questo ultimo. Ad esempio, Entso-e (il network europeo dei gestori delle reti di trasmissione nazionali) considera vari scenari: da un primo scenario (vision 1) che non considera sforzi europei per ridurre le emissioni di gas serra si passa via via a scenari più ambiziosi, fino a vision 4, che prevede anche lo spiazzamento del carbone a favore del gas. Negli scenari vision 3 e 4 la potenza nucleare francese calerebbe di oltre 20.000 MW, sostituiti da un mix di gas e rinnovabili.

Situazione attuale	2030 Scenario CE base	2030 Scenario policy CE (Euco 30)	2030 Scenario Entso-e Vision 1	2030 Scenario Entso-e Vision 2	2030 Scenario Entso-e Vision 3	2030 Scenario Entso-e Vision 4
63.100	59.500	59.500	57.600	57.600	37.600	37.600

Scenari di potenza nucleare installata Francia

- Nella primavera del 2016 la CE ha approvato il piano della **Germania** che prevede la chiusura di alcune centrali elettriche a lignite, che attualmente costituisce poco meno di $\frac{1}{4}$ della generazione elettrica nel Paese¹⁰¹. Il piano approvato prevede la chiusura entro il 2019 di circa 13% della capacità elettrica a lignite, Lo scenario nazionale non può esimersi dall'**interrogarsi se la scelta della Germania rappresenti un primo step di una politica più a lungo termine di phase-out degli impianti maggiormente emissivi**
- La **Svizzera**, che rappresenta il Paese dalla cui frontiera importiamo la maggiore quantità di energia elettrica, ha approvato una legge con la quale si vieta la costruzione di nuove centrali nucleari e si stabilisce che quelle esistenti potranno restare in esercizio fin quando soddisfano le norme di sicurezza e che, una volta spente, non potranno essere sostituite. La legge, che è stata approvata con referendum, prevede un'uscita completa dal nucleare entro il 2050; andranno valutati i possibili **effetti sulle esportazioni verso l'Italia**
- Gli elementi sopra indicati portano a disegnare uno scenario ben diverso da quello "inerziale", in cui i parchi di generazione degli altri Paesi evolvono verso un mix più simile a quello italiano (più gas e rinnovabili), con probabile calo del differenziale di costo e, potenzialmente, delle importazioni. Inoltre, nella fase di transizione tra l'assetto di partenza e l'assetto di arrivo, si modificherebbero in modo significativo sia le quantità di energia disponibili sia i flussi, derivanti dai prezzi.

- D'altra parte, anche Terna, nel proprio piano decennale di sviluppo 2017, considera ipotesi di una ampia variabilità di importazioni al 2030, in una forchetta tra 28 TWh circa in uno scenario in linea con la Vision 3 (che peraltro indica un prezzo della CO2 di oltre 70 €/ton, ben superiore, quindi, ai valori che emergono dagli scenari CE) e 70 TWh circa in uno scenario in linea con la Vision 1 di Entso-e.
- Uno scenario elettrico nazionale, che sia coerente con gli obiettivi di sicurezza e sostenibilità, deve adottare delle ipotesi di evoluzione coerenti anche da parte degli altri Paesi. In questo senso, un **valore di saldo** intorno ai **28 TWh** appare in linea con la sicurezza degli approvvigionamenti e con le evoluzioni in corso o prevedibili nei mix di generazione dei principali Paesi partner.

Allegato II – Metanizzazione della Sardegna

- La metanizzazione della Sardegna è un tema centrale della politica energetica del Governo, essendo tale Regione l'unica completamente priva di accesso alla rete del gas naturale. La sua importanza è stata sottolineata dalla firma, il 29 luglio 2016, da parte del Presidente del Consiglio e del Presidente della Regione Sardegna, del Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna, recante *“Attuazione degli interventi prioritari e individuazione delle aree di intervento strategiche per il territorio”*.
- Per l'attuazione dell'impegno, considerato che non appare più proponibile la realizzazione del progetto GALSI, vista la politica di export dell'Algeria e l'incertezza sulla rinegoziazione dei possibili contratti di fornitura tramite il gasdotto Transmed che giungeranno alla loro scadenza nel 2019, sono state prospettate diverse ipotesi progettuali, alternative tra loro, tra cui le principali riguardano:
 - ✓ la fornitura di gas naturale via gasdotto dall'Italia peninsulare (Toscana);
 - ✓ la realizzazione di una rete di depositi costieri di gas naturale liquefatto (GNL) di piccola taglia (SSLNG - Small Scale Liquid Natural Gas) ubicati nei bacini di maggior consumo quali Cagliari, Sassari ed Oristano, per la ricezione via mare del GNL, che poi possa essere:
 - previa rigassificazione, immesso nelle reti di distribuzione esistenti e in quelle previste dal piano di metanizzazione, da collegare progressivamente a una dorsale di trasporto da realizzare per tratti, in funzione dello sviluppo delle infrastrutture e del mercato;
 - trasportato via nave o su gomma con cisterne criogeniche e immesso in appositi depositi ubicati in prossimità di utenze civili - dove è rigassificato e immesso nella rete di distribuzione - e di utenze industriali per l'uso diretto come GNL, nonché utilizzato come combustibile per il trasporto pesante su gomma;
 - utilizzato mediante reloading per il traffico portuale locale;
 - ✓ la realizzazione di un impianto di stoccaggio galleggiante (FRSU) con rigassificazione del GNL e immissione in una rete interna di trasporto e distribuzione, con possibilità di reloading del GNL tramite bettoline per l'avvio a depositi costieri.
- In tale contesto, il MISE ha effettuato vari incontri con la Regione e con gli operatori interessati alla metanizzazione della Sardegna per avere un quadro complessivo delle diverse proposte progettuali. A

seguito di tali approfondimenti la soluzione di metanizzazione mediante SSLNG è apparsa la migliore in quanto presenta elevata flessibilità (data la modularità dei depositi adattabile alla crescita dei consumi), permette il graduale sviluppo delle reti e tempi rapidi di realizzazione. Essa inoltre permette l'utilizzo del GNL anche come combustibile per i mezzi portuali, per i trasporti navali e stradali e per il soddisfacimento dei fabbisogni industriali, nonché l'attivazione degli investimenti necessari per la loro realizzazione direttamente da parte dei privati.

- La Regione Sardegna, con Deliberazione della Giunta regionale del 2 agosto 2016 n. 45/40, ha approvato il Piano Energetico Ambientale Regionale Sardo 2015 – 2030 (PEARS) nel quale l'approvvigionamento del gas naturale è considerato strategico per la futura transizione energetica dell'Isola, rivestendo quindi il carattere di azione prioritaria sia per garantire pari opportunità e condizioni di fornitura ai cittadini della Sardegna rispetto agli altri cittadini dell'Italia peninsulare, sia per sviluppare un sistema energetico e di trasporto più efficiente e ambientalmente compatibile. Il GNL è stato identificato come una fonte energetica preferenziale per l'approvvigionamento di gas naturale.
- Il progetto di metanizzazione della Sardegna risponde inoltre agli indirizzi energetici e politico-amministrativi previsti nel citato Patto per lo sviluppo della Regione che, all'articolo 6, comma 3, prevede che le opere per la metanizzazione dell'Isola siano dichiarate strategiche e che il Governo riconosca, come parte della Rete Nazionale di Gasdotti, la dorsale interna sarda per il trasporto del gas naturale.
- Inoltre esso è coerente anche con le disposizioni dell'articolo 6 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 di recepimento della direttiva “DAFI”, recante “Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi” che, all'articolo 6, per la fornitura di gas naturale per il trasporto, prevede:
 - che entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi, ed entro il 31 dicembre 2030 nei porti della navigazione interna, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T;
 - che entro il 31 dicembre 2025 sia realizzato, con un graduale sviluppo, un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso),

accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine, salvo che i costi non siano sproporzionati rispetto ai benefici attesi, inclusi quelli ambientali;

- che, per i punti di rifornimento di GNL, sia previsto un sistema di distribuzione adeguato nel territorio nazionale, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL, nonché per la dotazione di infrastrutture di rifornimento lungo la rete autostradale e negli interporti.
- Nel merito, sono stati avviati presso il MISE i procedimenti autorizzativi di tre distinti depositi costieri di GNL di piccolo volume - SSLNG (ciascuno di circa 10.000 m³) da realizzare nell'area di Oristano, presentati dalle Società HIGAS S.r.l., Edison S.p.A. e IVI Petrolifera S.p.A., per lo scarico del GNL da navi metaniere, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. Il progetto della HIGAS S.r.l. è già stato autorizzato mentre per gli altri due sono in corso i relativi procedimenti. Un ulteriore progetto, proposto dalla IS GAS ENERGIT Multi-Utilities S.p.A., attuale gestore della rete di distribuzione ad aria propanata di Cagliari, prevede la costruzione presso il porto di Cagliari di serbatoi di GNL per un volume complessivo di 20.000 m³ connessi a un mini rigassificatore da allacciare agli adduttori che già oggi alimentano la rete di distribuzione ad aria propanata di Cagliari e dei comuni vicini, rete che è già oggi compatibile con il gas naturale. Tale progetto è attualmente oggetto di valutazione preliminare da parte di un Tavolo tecnico istituito dall'Autorità Portuale di Cagliari e verrà presentato a breve al Ministero dell'ambiente per la valutazione di impatto ambientale e al MISE per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio. Nella parte nord della Sardegna sono stati annunciati possibili progetti da parte di ENI, per la localizzazione di una nave di stoccaggio di GNL permanentemente ormeggiata a Porto Torres, e da parte del Consorzio industriale della provincia di Sassari per la realizzazione di un deposito SSLNG. Gli impianti descritti potrebbero garantire l'alimentazione delle numerose reti di distribuzione locali già esistenti e di quelle programmate o in costruzione.
- Dai dati pubblicati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) riferiti al 2015 si ricava che sono in esercizio in Sardegna circa 2.000 chilometri di reti per oltre 60.000 utenze, di cui il 60% ad aria propanata e il rimanente a gas di petrolio liquefatto (GPL), per un volume erogato nel 2015 di circa 16 milioni di metri cubi (di cui 13,5 milioni di aria propanata). Le reti servono attualmente 98 comuni, più di un quarto del totale dei comuni sardi. Tali reti sono state progettate per l'utilizzo

anche del gas naturale quindi non necessitano di adeguamenti una volta collegate con le reti di trasporto del gas naturale. Sono inoltre in costruzione o in progetto ulteriori 1.800 chilometri di reti per 300.000 utenze come previsto nel Piano Regionale per le Reti Urbane del 2005 che ha stabilito che il territorio isolano sia organizzato, ai fini della distribuzione del gas naturale, in 38 bacini di utenza che raggruppano quasi tutti i comuni dell'Isola. Sono stati già investiti circa 130 milioni di euro su un totale di 550 milioni di euro previsti; l'investimento è pubblico al 50%.

- Per quanto riguarda le interconnessioni tra i depositi e le reti di distribuzione esistenti e quelle in corso di realizzazione, la Società Gasdotti Italia (SGI) ha presentato, nei propri piani decennali di sviluppo 2015-2024 e 2016-2025, un progetto di sviluppo in tre fasi della dorsale sarda - circa 400 km, diametro DN 400 (26") - e delle linee regionali di collegamento - circa 200 km, diametri DN 150-300 (6" – 12") - funzionali all'allaccio dei principali bacini di consumo costituiti da aree industriali e da reti di distribuzione già esistenti, tra cui in particolare le aree di Cagliari, Sulcis e Sassari, e in secondo tempo eventualmente anche di Olbia; su richiesta della Società tali opere sono state inserite dal MISE rispettivamente nella Rete Nazionale e nella Rete Regionale di trasporto del gas naturale. Presso la Regione Sardegna è attualmente in corso la valutazione ambientale della prima fase del progetto relativa alla sezione centro-sud (Oristano – Cagliari – Sulcis) per complessivi 195 chilometri di tratti facenti parte della Rete Nazionale e Regionale ed è stata recentemente presentata al MISE e alla Regione la documentazione necessaria per l'avvio dei procedimenti autorizzativi per la costruzione e l'esercizio di tali tratti.
- Anche Snam Rete Gas S.p.A. (SRG) è interessata a realizzare la dorsale di trasporto e a gestire il connesso sistema integrato di trasporto, stoccaggio e dispacciamento ed ha richiesto l'inserimento nella Rete Nazionale e nella Rete Regionale dei gasdotti della dorsale di trasporto e delle opere di interconnessione alle reti di distribuzione. Anche il progetto Snam Rete Gas prevede la realizzazione per fasi, per complessivi circa 390 Km di Rete Nazionale di diametro DN 650 e 400 (26" e 16") e circa 200 Km di Rete Regionale di diametro compreso tra DN 150 e 400 (16" e 6"). Nel mese di maggio SRG ha presentato alla Regione la documentazione per la valutazione di impatto ambientale della prima fase del progetto al fine dello screening preliminare previsto dalla normativa regionale.
- È evidente che, in assenza di una convergenza autonoma dei due progetti di dorsale, la Amministrazione procedente (il MISE, di intesa con la Regione, tra i quali è in corso la definizione di un accordo procedimentale per armonizzare e accelerare i processi autorizzativi di rispettiva competenza) avvierà una analisi comparativa delle iniziative, in base a criteri oggettivi, al fine di

autorizzare solo il progetto ottimale anche sotto l'aspetto della analisi costi - benefici complessiva della metanizzazione dell'Isola.

- Relativamente alle stime di utilizzo del metano, la Regione nell'ambito del Piano energetico ambientale 2015-2030 ha valutato le necessità potenziali di utilizzo del metano in funzione degli scenari di sviluppo e di progressiva sostituzione e utilizzo del metano nei vari comparti energetici. Al 2030, per lo scenario di base il fabbisogno annuale previsto è di circa 280 milioni di mc per il settore residenziale-industriale a cui si sommano circa 120 milioni di metri cubi per i trasporti. Tali fabbisogni potrebbero raggiungere, nel caso si consideri uno scenario di sviluppo della domanda, circa 350 milioni di metri cubi per il settore residenziale-industriale e 170 milioni di metri cubi per i trasporti.
 - Per la copertura finanziaria degli interventi, il Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna ha stanziato una parte dei fondi necessari per la rete di distribuzione mentre la dorsale di trasporto verrebbe realizzata nell'ambito del sistema tariffario di trasporto, entrando a far parte della Rete Nazionale e Regionale di trasporto italiana, come stabilito nel Patto Governo – Regione sopra indicato.
 - Con lo sviluppo di una rete di trasporto nazionale è ipotizzabile che anche il sistema gas sardo sarà sottoposto agli obblighi di *unbundling*, e pertanto i depositi costieri di GNL, che sono attualmente in via di sviluppo sulla base di iniziativa privata, potranno essere soggetti all'obbligo di accesso da parte di terzi nel momento in cui essi saranno collegati alla rete complessiva, divenendo pertanto punti di entrata della rete stessa. I depositi in corso di autorizzazione sono infatti attualmente finalizzati all'uso industriale e al trasporto su gomma del GNL ma potranno essere in futuro adibiti anche all'alimentazione delle reti di distribuzione di gas naturale per uso civile, una volta soddisfatti gli obblighi di separazione contabile prescritti dalla normativa vigente (decreto legislativo n.257/2016 di recepimento della direttiva “DAFI” sulle infrastrutture per l'utilizzo dei combustibili alternativi).
- In tale prospettiva si potrà valutare l'opportunità di introdurre meccanismi regolatori che disciplinino in anticipo il meccanismo tariffario applicabile, restando inteso che le reti cittadine attualmente servite ad aria propanata, una volta alimentate a GNL rigassificato localmente, e quindi restando reti isolate, fino alla realizzazione della rete di trasporto che collegherà tra loro le reti di distribuzione, verrebbero trattate dal punto di vista regolatorio come la attuali reti isolate alimentate a GPL presenti nel territorio peninsulare, in particolare nelle zone montane.

- Come indicato in altra parte del documento di consultazione, lo sviluppo della metanizzazione tramite il GNL potrebbe anche usufruire della “finestra” di prezzi competitivi del GNL attesi in diminuzione fino al 2024-2025.
- In questo contesto potrebbe essere opportuno valutare alcune iniziative finalizzate alla riduzione del carico ambientale del traffico marittimo, peraltro previsto in crescita nel Mediterraneo, che porterebbero ad un aumento della domanda di GNL e quindi della richiesta di infrastrutture SSLNG, come l'introduzione nelle acque territoriali sarde dei limiti vigenti nelle zone di controllo delle emissioni di zolfo (aree SECA). Nell'ambito della Convenzione Marpol sono state istituite ad oggi nel mondo quattro aree SECA: il Mar Baltico, il Mare del Nord, alcune aree costiere degli Stati Uniti e del Canada. In tali zone devono essere rispettati limiti rigorosi per il tenore di zolfo nei combustibili marini ai fini della protezione di aree marine particolarmente sensibili all'inquinamento. La direttiva 2012/33/CE, che adegua la normativa europea ai limiti stabiliti dalla Convenzione MARPOL, è stata recepita in Italia con il decreto legislativo 16 luglio 2014, n.112. Tale norma stabilisce i valori limiti per lo zolfo, ad oggi pari all'0,1% nelle aree SECA e al 3,5% al di fuori di tali aree (1,5% nel caso di navi passeggeri); dal gennaio 2020 il limite per lo zolfo sarà ulteriormente ridotto, previa verifica di fattibilità da realizzare nel 2018, da 3,5% a 0,5%. La norma italiana prevede inoltre l'estensione dal 2020 del limite SECA dello 0,1%, a tutte le zone marine italiane a condizione che gli Stati membri prospicienti abbiano introdotto gli stessi limiti. Per far fronte ai limiti di emissione imposti all'interno dell'area SECA gli armatori potranno in alternativa adottare carburanti con minor tenore di zolfo (es. Marine Gasoil), molto più costosi rispetto a quelli attualmente in uso, oppure ricorrere all'impiego del GNL come carburante (più economico rispetto al Marine Gasoil) adattando parte della flotta attuale e accelerando l'introduzione di nuove imbarcazioni alimentate a GNL. In tal modo si otterrebbero una serie di vantaggi ed in particolare:
 - ✓ miglioramento della qualità dell'aria in particolare nelle zone portuali e maggiore accettabilità sociale dei depositi da realizzare nei porti dell'Isola, quali Cagliari, Porto Torres e Olbia;
 - ✓ migliore fattibilità economica degli investimenti privati per la realizzazione dei depositi SSLNG, potendo contare sull'effetto scala di un mercato di GNL con volumi maggiori rispetto alla sola domanda civile e industriale, con riflessi positivi anche sulle misure regolatorie previste per il loro funzionamento;
 - ✓ accelerazione dell'introduzione di nuove imbarcazioni alimentate a GNL con possibile sviluppo anche nella cantieristica presente nell'Isola; in tale ambito il PEARS prevede che, al 2030, il settore del bunkeraggio potrebbe coprire oltre il 20% dei consumi del GNL.

- Un ulteriore aspetto da valutare nel progetto di metanizzazione complessiva dell'Isola è la sua interrelazione con le decisioni che potranno essere adottate nello scenario di phase out del carbone anche per le due centrali a carbone operanti in Sardegna. In base alle valutazioni di Terna, infatti, oltre alla realizzazione di un'ulteriore interconnessione elettrica, ai fini della sicurezza delle forniture sarà necessaria la operatività di due gruppi a ciclo combinato CCGT per un totale di 400 MW di potenza, da utilizzare a supporto del funzionamento e della stabilità della rete nelle diverse condizioni di esercizio. Questo comporta una domanda aggiuntiva di gas stimabile in circa 100 milioni di metri cubi anno. Essa è ancora nel limite di uno sviluppo della metanizzazione a GNL dell'Isola, prevedendo tuttavia infrastrutture di trasporto e di stoccaggi di GNL adeguate; una diversa opzione da valutare in caso di consumi maggiori sarebbe anche quella di un futuro collegamento via gasdotto alla penisola.
- In fase di redazione del documento finale della SEN sarà sviluppata l'analisi costi-benefici del programma di metanizzazione della Sardegna, inclusi gli aspetti socio-ambientali. I criteri da seguire per l'analisi comprenderanno lo studio degli impatti sul sistema e sugli investitori privati in relazione sia ai costi e agli oneri della metanizzazione, sia ai benefici economico-occupazionali diretti e indiretti, nonché ai benefici ambientali.
- In particolare per la valutazione dei costi sul sistema si dovrà tener conto degli oneri di realizzazione dei tratti di gasdotto regolati facenti parte della Rete Nazionale e Regionale e dei costi relativi all'ampliamento delle reti di distribuzione cittadina, in parte già realizzate o comunque finanziate dalla Regione attraverso l'APQ metano. Considerando poi che un sistema "isolato" ha bisogno di strumenti che consentano la continuità dell'approvvigionamento in caso di eventi eccezionali che pregiudichino l'operatività del sistema, si dovranno considerare anche gli oneri relativi alla predisposizione di misure di continuità che potranno essere di natura regolatoria o infrastrutturale (livello prestabilito di "continuità" da mantenere nei serbatoi in esercizio o costruzione di depositi di GNL dedicati). Infine si dovranno considerare eventuali costi relativi alla gestione del mercato (creazione di una nuova piattaforma e/o interazioni col PSV) e dei flussi fisici nelle condotte (bilanciamento della rete). I depositi costieri di GNL, la cui realizzazione è prevista con investimenti privati in regime di mercato, non incidono sui costi del sistema nazionale, ma dovrà essere valutato il sistema regolatorio ad essi applicabile nel transitorio e una volta connessi alla rete complessiva.
- L'analisi costi-benefici terrà inoltre conto che la metanizzazione del territorio sardo porterà ad un risparmio sui costi di approvvigionamento della materia prima per l'uso domestico e industriale, grazie

alla sostituzione dei combustibili ora utilizzati (aria propanata, gasolio, GPL, gasolio marino, olio combustibile) con il gas naturale. Questo fattore, insieme alle attività legate alla realizzazione delle infrastrutture, favorirà lo sviluppo dell'economia locale e l'aumento dell'occupazione, in particolare durante la fase di costruzione delle reti.

- Ultimo importante aspetto da considerare nella valutazione è la consistente riduzione delle emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e clima-alteranti conseguibile tramite la sostituzione dei combustibili ad oggi utilizzati con il GNL, con positive ricadute per la salute dei cittadini e per la qualità dell'aria nel territorio.