

La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas

INDICE

CAPITOLO 1

Lo scenario energetico globale, europeo e italiano 4

CAPITOLO 2

Il Documento di Descrizione degli Scenari 20

CAPITOLO 3

Il ruolo del settore del gas nella transizione energetica 36

CAPITOLO 4

Il ruolo del settore elettrico nella transizione energetica 50

1.0

Lo scenario energetico globale, europeo e italiano

A cura di **cdp** 

Il contesto internazionale è attraversato da potenti forze di cambiamento. Quelli ai quali ormai da alcuni anni ci si riferisce come **mega-trend globali, lavorano in profondità per ridefinire in modo strutturale gli equilibri politici, economici e sociali**. Dalle risposte che istituzioni, governi, imprese, finanza e società civile saranno in grado di immaginare dipendono in misura sostanziale le traiettorie di crescita e di sviluppo dell'intero pianeta.

La dinamica demografica e i mutamenti socio-economici, l'accelerazione dell'innovazione tecnologica e della digitalizzazione, l'impatto crescente delle attività antropiche sull'ambiente e sullo sfruttamento delle risorse naturali, infatti, se non opportunamente governati, ci consegneranno nei prossimi tre decenni un mondo completamente differente da quello attuale.

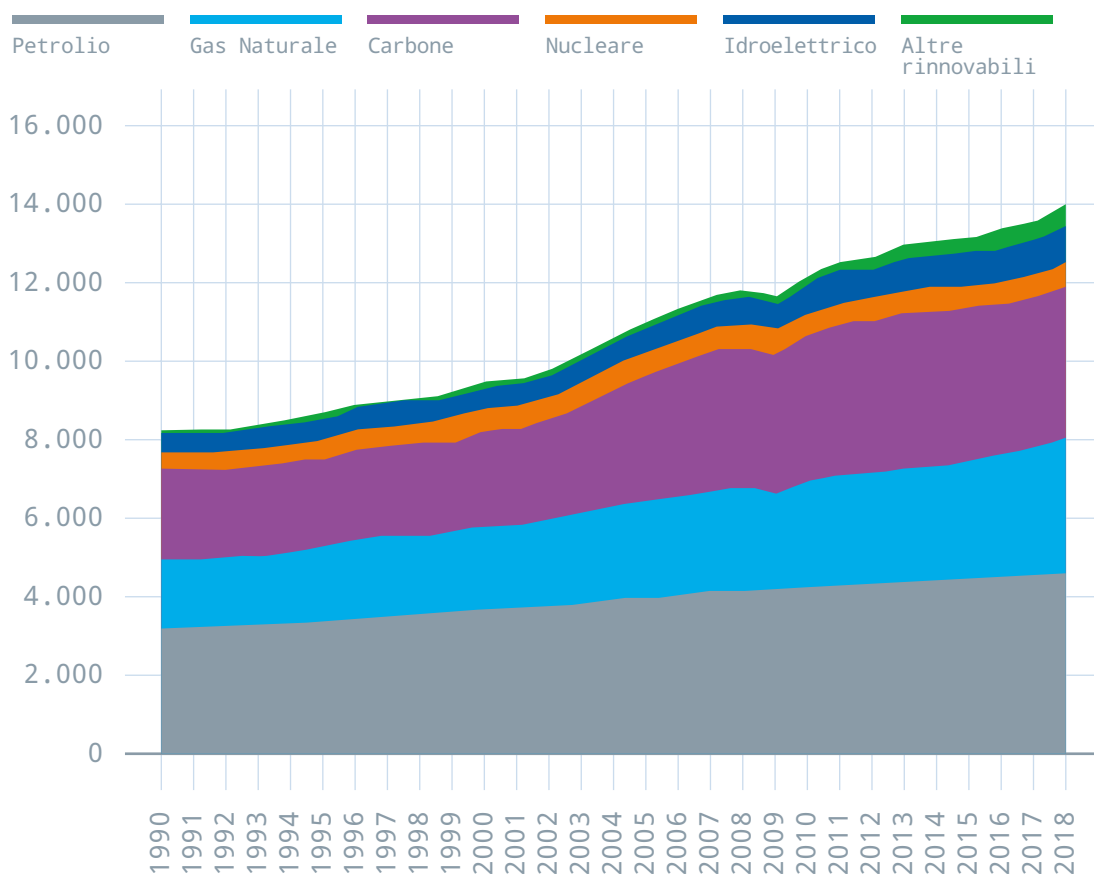
Il settore dell'energia è impattato da questi trend in molteplici dimensioni e direzioni. Ai diversi equilibri geopolitici fa riscontro il progressivo spostamento dell'asse energetico da America e Europa al Sud Est Asiatico; l'espansione economica dei Paesi in Via di Sviluppo oltre ad incrementare in modo significativo la domanda, porterà verso i mercati mondiali una quota sempre maggiore di quel miliardo di persone che ancora oggi non ha accesso all'elettricità; la crescita della popolazione porrà con sempre maggior insistenza il tema dell'approvvigionamento di risorse scarse, ivi comprese quelle energetiche che sono responsabili della quota più significativa delle emissioni climalteranti.

In questo contesto, **l'innovazione tecnologica e la digitalizzazione possono contribuire ad accelerare la transizione energetica** verso un'economia a impatto carbonico neutro, che ha segnato i primi importanti passi nel corso degli ultimi due decenni e che sembra sempre più indifferibile, se il pianeta vuole incamminarsi verso quel sentiero di crescita sostenibile, duratura ed inclusiva a cui fanno riferimento i diciassette Sustainable Development Goals (SDGs) adottati dall'ONU con l'Agenda 2030.

1.2

1.2 Il mercato energetico globale.

Nel corso degli ultimi trent'anni i **consumi globali di energia hanno sperimentato una dinamica di costante espansione** che ha determinato una crescita in valore assoluto superiore al 70%, con tassi di incremento annuo pari in media all'1,9%.



▲ **Figura 1.**
Consumi globali
di energia primaria per
fonte (Mtep), 1990-2018.

Fonte: elaborazione CDP
su dati BP, 2019.

Sebbene le tendenze registrate nel corso degli ultimi anni abbiano evidenziato il consolidamento del ruolo del gas naturale e la progressiva affermazione delle energie rinnovabili, tra il 1990 e il 2018 **l'incidenza delle diverse fonti sulla composizione dei consumi globali di energia è rimasta sostanzialmente stabile**. Le fonti fossili, che rappresentavano l'88% circa del totale, continuano ad avere un'incidenza prossima all'85%, mentre le rinnovabili diverse dall'idroelettrico, nonostante la rapida accelerazione (+16,3% medio annuo dal 2009 a oggi), rappresentano ancora soltanto il 4% dei consumi complessivi.

Una delle ragioni fondamentali alla base di questa circostanza è il radicale mutamento nella geografia dei consumi. Il Nord America, che nel 1990 era la prima area con oltre il 28% del totale, nel 2018 rappresentava poco più del 20%; mentre l'Europa è passata dal 26% al 15%. Di converso, i Paesi dell'area Asia-Pacifico hanno quasi raddoppiato la loro incidenza dal 22% al 43%.

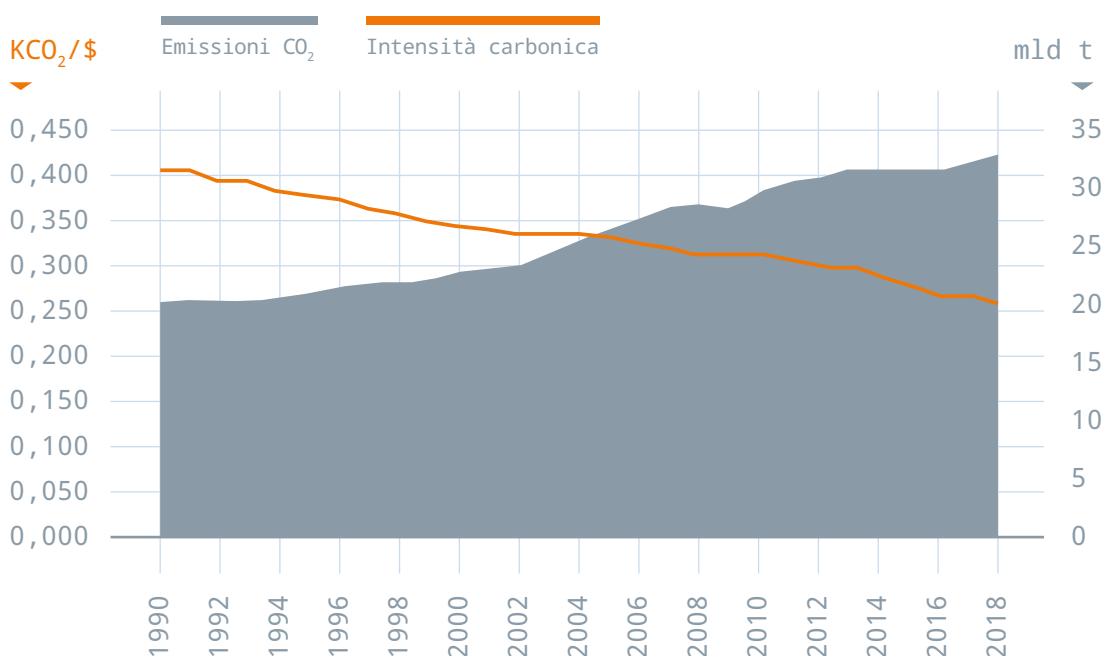
Questo mutamento dei pesi specifici, si è accompagnato alle **differenti dinamiche che hanno caratterizzato la composizione del mix energetico**, anche in ragione del diverso grado di sviluppo delle economie e delle scelte in materia di politica ambientale. Se nel periodo 1990-2018 l'Europa ha evidenziato una riduzione dell'incidenza dei combustibili fossili dall'85% al 74% circa e un contestuale incremento delle fonti rinnovabili di 10 punti percentuali, in Nord America e Asia-Pacifico le variazioni sono state molto più contenute e hanno prodotto cambiamenti modesti.

1.3

1.3

Emissioni di CO₂ e intensità carbonica.

Con queste premesse, nonostante nell'orizzonte temporale di riferimento si sia verificato un costante miglioramento dell'intensità carbonica del PIL a livello globale, che ha sperimentato una contrazione superiore al 35% dal 1990 a oggi, **le emissioni di CO₂ sono continuate a crescere**, raggiungendo nel 2018 un livello record di quasi 33 miliardi di tonnellate, per effetto del contestuale significativo aumento del consumo di combustibili fossili¹.



▲ **Figura 2.** Emissioni di CO₂ (miliardi di tonnellate) e intensità carbonica del PIL a livello globale (Kilogrammi di CO₂ sul PIL - US\$), 1990-2018.

Fonte: elaborazione CDP su dati Enerdata, 2019.

1.4

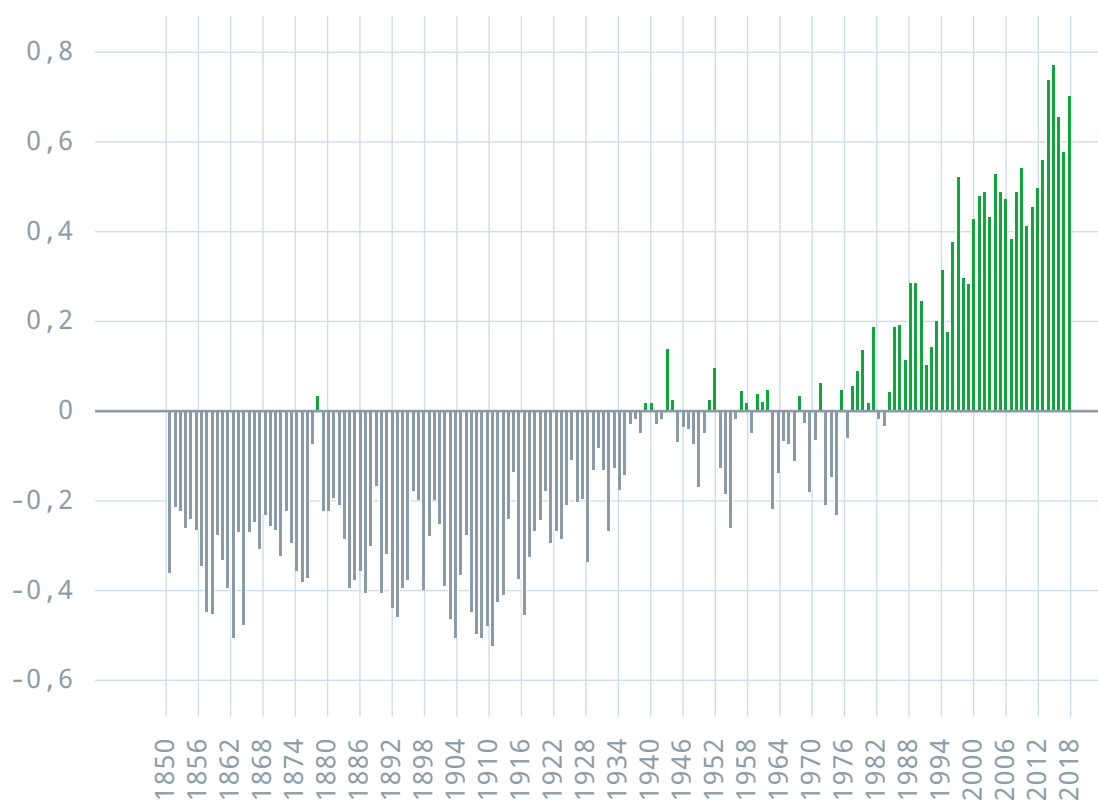
Le temperature globali

L'effetto più immediato di questa tendenza è **l'incremento delle temperature globali che, secondo le ultime stime, risultano in media di 1°C superiori a quelle registrate nell'era pre-industriale**. Il 2018 è stato il quarto anno più caldo a partire dal 1880, con una temperatura di 1,5°C più elevata rispetto alla media calcolata nel periodo 1951-1980. Complessivamente, gli ultimi 5 anni sono stati i più caldi da quando esistono rilevazioni attendibili².

Accanto a ciò, crescono in numero e in intensità fenomeni climatici estremi con impatti sempre più rilevanti. Nel periodo 1990-2018

si sono verificati oltre 15 mila eventi catastrofici di natura geofisica, meteorologica, idrogeologia e climatica, con la perdita di oltre 1,5 milioni di vite umane e danni a economie e territori stimati in oltre 4.200 miliardi di dollari³.

Le anomalie nelle temperature globali sono calcolate considerando lo scostamento rispetto alla temperatura media registrata nel periodo 1960-1990.



▲ **Figura 3.**
Anomalia nelle
temperature globali (°C),
1850-2019.

Fonte:
elaborazione CDP su dati
Climatic Research Unit,
University of East Anglia,
2019.

¹ Enerdata (2019). Il dato fa riferimento alle emissioni di CO₂ relative alla combustione di fonti fossili (petrolio, gas e carbone), che incidono per circa l'80% sulle emissioni totali.

² NASA GISS (2019).

³ MunichRE, NatCatSERVICE (2019).

1.5

1.5 L'Earth Overshoot Day.

1.6

Inoltre, la crescita demografica e lo sviluppo economico mondiale pongono, anche a prescindere dal surriscaldamento globale, un tema di sostenibilità complessiva del pianeta. **L'Earth Overshoot Day⁴**, che misura l'impronta ecologica dell'uomo identificando la data in cui si consumano tutte le risorse a disposizione per un determinato anno, nel 2019 è risultato essere il 29 luglio; solo 20 anni fa era il 1 Ottobre. Ciò significa che già oggi la popolazione mondiale avrebbe bisogno delle risorse di circa 1,75 terre per soddisfare i propri bisogni di un anno senza compromettere la sicurezza delle risorse future.

1.6 Il dibattito internazionale sui cambiamenti climatici.

Questi dati restituiscono con chiarezza il fatto che il modello su cui si è costruito lo sviluppo del pianeta negli ultimi decenni difficilmente sarà sostenibile in futuro. Ciò impone un impegno a livello globale per una **progressiva e quanto più rapida decarbonizzazione** di tutti i settori energetici. Se infatti si continuasse a crescere seguendo l'attuale traiettoria, i consumi di energia nel 2040 sarebbero del 38% più elevati rispetto ad oggi, le emissioni di CO₂ risulterebbero maggiori del 23% e l'innalzamento delle temperature globali potrebbe raggiungere un livello capace di rendere irreversibili gli impatti sull'ambiente, esponendo il pianeta ad un rischio sistemico di eventi climatici catastrofici, con effetti dirimpenti sulla crescita economica, sulla stabilità sociale e sugli equilibri geopolitici⁵.

È grazie alla crescente e diffusa consapevolezza di questi fattori, che il dibattito internazionale su quali percorsi di sviluppo fosse necessario seguire per consegnare alle generazioni future un mondo vivibile ha conquistato sempre maggiore attenzione. Ed è in questa cornice che è maturata **la necessità di definire politiche globali mirate al contenimento delle emissioni**. Si è trattato di un processo lungo, che ha preso le mosse dall'adozione della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici nel 1992, ha registrato il parziale insuccesso del Protocollo di Kyoto firmato nel 1997 ed è culminato con la sottoscrizione dell'Accordo di Parigi sul clima nel 2015, ad oggi ratificato da 185 Paesi.

L'Accordo di Parigi rappresenta, infatti, il primo di portata globale a carattere vincolante in materia di cambiamento climatico e ha l'obiettivo di **contenere l'aumento medio delle temperature ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali** e di intensificare gli sforzi per limitare tale incremento a 1,5°C, per ridurre in misura significativa i rischi e gli impatti delle attività antropiche sull'ambiente⁶.

Tali soglie sono ritenute dalla comunità scientifica internazionale quelle che, con una probabilità rispettivamente pari al 50% e al 66%, renderebbero reversibile il processo di innalzamento della concentrazione di gas serra nell'atmosfera⁷. Il raggiungimento di tali obiettivi richiede una **trasformazione radicale del sistema energetico globale con l'attuazione di azioni concrete** in tutti i settori e un impegno concentrato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nello sviluppo di gas rinnovabili, nell'idrogeno e nell'elettificazione dei consumi finali. Si stima, infatti, che con un'incidenza delle fonti rinnovabili e dell'elettricità sui consumi finali di energia pari al 66% e al 50% circa e con 2.200 TWh di idrogeno nel mix energetico, si determinerebbe un sostanziale decremento delle emissioni, che raggiungerebbero un valore del 48% inferiore al livello del 2016 nel 2040 e del 70% circa nel 2050⁸.

Per dare attuazione agli obiettivi assunti nell'ambito dell'Accordo di Parigi, i Paesi firmatari sono tenuti ad adottare **“contributi determinati a livello nazionale”** (Nationally Determined Contribution – NDC), finalizzati a individuare i target quantitativi, i piani strategici e gli strumenti di politica energetica necessari al progressivo processo di decarbonizzazione. Secondo stime preliminari effettuate sulla base degli effetti attesi dagli NDC proposti, tuttavia, nel prossimo decennio le emissioni climalteranti continuerebbero a crescere, sebbene a ritmi più contenuti⁹.

In questa prospettiva, la COP 26, che si terrà nel 2020 nel Regno Unito, rappresenterà un momento di verifica fondamentale per rivedere gli NDC presentati dalle Parti coinvolte e calibrare gli impegni assunti affinché siano coerenti con l'obiettivo finale.

⁴ <https://www.overshootday.org/>.

⁵ IEA (2018). *Le stime di crescita dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ fanno riferimento al “Current Policies Scenario” che considera l'evoluzione attesa delle grandezze a politiche invariate.*

⁶ Accordo di Parigi, art. 2..

⁷ IPCC (2018).

⁸ IRENA (2019).

⁹ UNFCCC (2016).

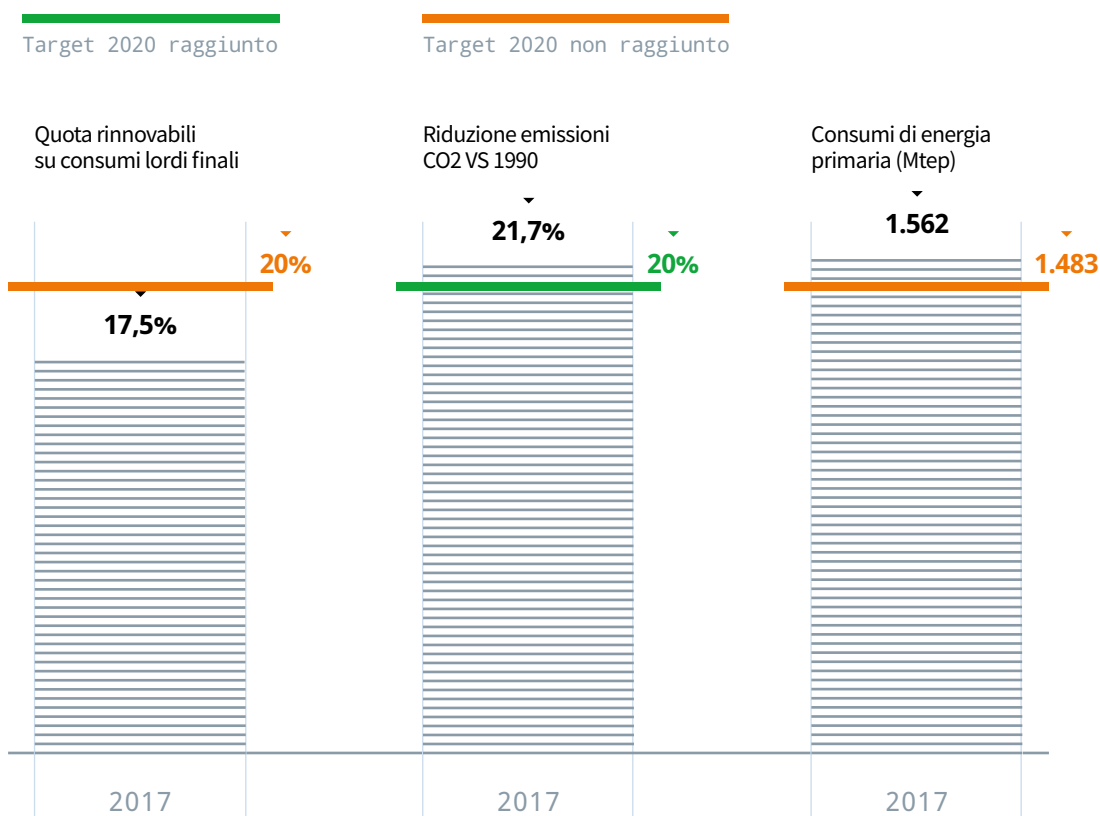
1.8

1.8 Le politiche europee per la lotta ai cambiamenti climatici.

Nel contesto della lotta ai cambiamenti climatici, l'Unione Europea ha assunto sin dagli anni '90 un ruolo di leadership a livello internazionale nel disegnare politiche energetiche e ambientali che promuovessero l'innovazione, coniugando la crescita economica con la salvaguardia degli ecosistemi. In tal senso, **la UE, congiuntamente ai suoi Stati membri, è l'unica delle Parti ad aver ratificato il Protocollo di Kyoto che è in procinto di raggiungere i tre obiettivi fissati per il 2020** di contenimento delle emissioni, di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili e di promozione dell'efficienza energetica. Questo processo, inoltre, ha avuto risvolti socio-economici positivi in termini di aumento dell'occupazione nel settore energetico e abbattimento dei costi dell'energia da fonti rinnovabili, al punto che fotovoltaico ed eolico cominciano a competere oggi nei mercati energetici con le fonti di generazione convenzionali.

▼ **Figura 4.**
Target 2020 dell' Unione Europea (valori percentuali).

Fonte: elaborazione CDP su dati Eurostat, 2019.



Per rispondere alla sfida della decarbonizzazione nel prossimo decennio e dare seguito agli impegni assunti nell'Ambito dell'Accordo di Parigi, l'Unione Europea ha messo a punto il Pacchetto "energia pulita per tutti gli europei", noto anche come "**Clean Energy Package**", un sistema di norme che interviene in modo organico in tutte le 5 dimensioni dell'Unione dell'Energia: sicurezza energetica, mercato interno, efficienza energetica, decarbonizzazione, ricerca, innovazione e competitività. Il Clean Energy Package, in particolare, fissa **tre nuovi obiettivi da traguardare entro il 2030**:

- riduzione almeno pari al 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990;
- incidenza delle fonti rinnovabili sul consumo finale di energia almeno pari al 32%;
- miglioramento dell'efficienza energetica, con una riduzione almeno pari al 32,5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale.

In questo contesto, in base alla nuova governance dell'Unione dell'energia, ciascuno Stato membro ha provveduto a elaborare entro il dicembre 2018, una proposta di **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) per il periodo 2021-2030** che stabilisca le politiche necessarie a raggiungere in modo efficace i target fissati a livello europeo. A seguito del processo di valutazione previsto dalla normativa, la Commissione ha fornito una serie di raccomandazioni per rafforzare gli impegni, che i Paesi dovranno tenere in considerazione nella versione definitiva dei PNIEC, attesa per la fine dell'anno.

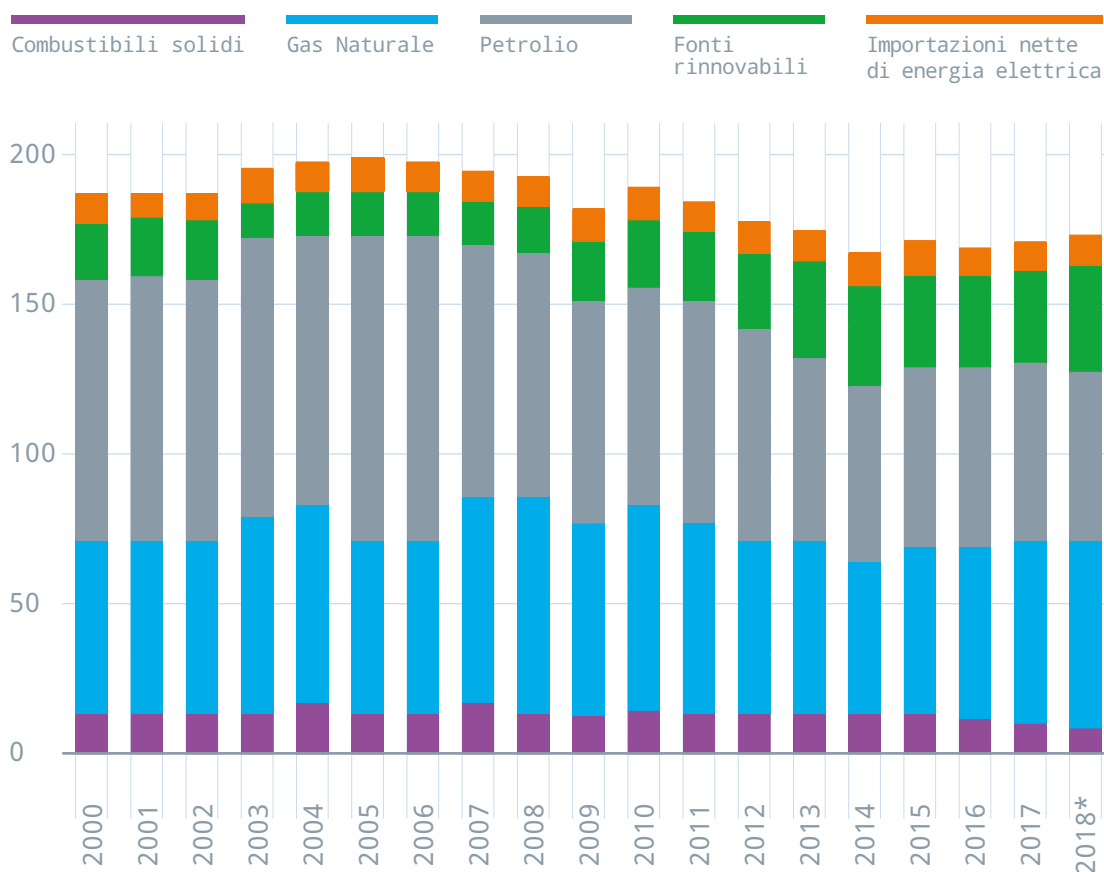
Questa linea, tesa ad imprimere un'accelerazione, sembra trovare riscontro nell'impostazione della politica energetica da parte della nuova Commissione che si insedierà a novembre 2019. Il presidente Ursula von der Leyen, infatti, nelle sue prime comunicazioni ufficiali ha delineato i contorni di un "Green Deal" europeo che prenda le mosse dall'innalzamento al 50% del target 2030 di riduzione delle emissioni e dal rilancio dei negoziati internazionali per aumentare il livello di ambizione degli altri Paesi maggiormente responsabili del riscaldamento globale. In questo contesto, l'obiettivo europeo potrebbe essere successivamente rivisto per raggiungere il 55%.

Un impegno che ha già avuto alcune prime ricadute in ambito nazionale. In Italia, il Governo appena insediato, infatti, ha annunciato l'intenzione di promuovere a sua volta un "Green New Deal" che "comporti un radicale cambio di paradigma culturale e porti a inserire la protezione dell'ambiente e della biodiversità tra i principi fondamentali del nostro sistema costituzionale"¹⁰.

Tutti obiettivi – nazionali, europei e globali – estremamente ambiziosi che, oltre a richiedere una rapida transizione verso modelli di produzione e consumo completamente nuovi facendo leva sulle tecnologie che si stanno consolidando e sulle innovazioni che matureranno nel corso dei prossimi anni, necessitano di una mobilitazione di risorse senza precedenti. **Gli scenari più sfidanti stimano da oggi fino al 2050 un fabbisogno di investimenti a livello globale nell'ordine dei 3 mila miliardi di dollari all'anno**, a fronte di un valore che nell'ultimo biennio è risultato di poco superiore ai 1.800 miliardi di dollari¹¹.

Per raggiungere un target di questa grandezza, la comunità internazionale è chiamata a promuovere una convergenza di obiettivi e impegni che coinvolga tutti gli stakeholder. Istituzioni internazionali, policy maker nazionali, mondo finanziario, settori industriali e società civile dovranno contribuire in misura crescente nella consapevolezza che dal successo della transizione verso un'economia a basso impatto di carbonio dipende lo sviluppo sostenibile del pianeta.

In Italia, nel 2018 i consumi totali di energia primaria hanno raggiunto i 172,3 Mtep, con un incremento dell'1,6% rispetto all'anno precedente determinato dalla dinamica espansiva del PIL (+0,8%) e dalle condizioni climatiche caratterizzate da una stagione invernale particolarmente rigida. Analizzando l'evoluzione della domanda complessiva, è possibile evidenziare come nell'**orizzonte temporale 2000-2018, si sia registrata una contrazione in termini assoluti superiore al 7%**, con un punto massimo raggiunto nel 2005 con 197,8 Mtep e un minimo nel 2014 con 166 Mtep.



* Dati provvisori

▲ **Figura 5.**
Bilancio energetico italiano
(Mtep), 2000-2018.

Fonte:
elaborazione CDP su dati
Ministero dello Sviluppo
Economico, 2019.

¹⁰ Programma di Governo PD-M5S, 4 settembre 2019.

¹¹ IEA (2018); IRENA (2019).

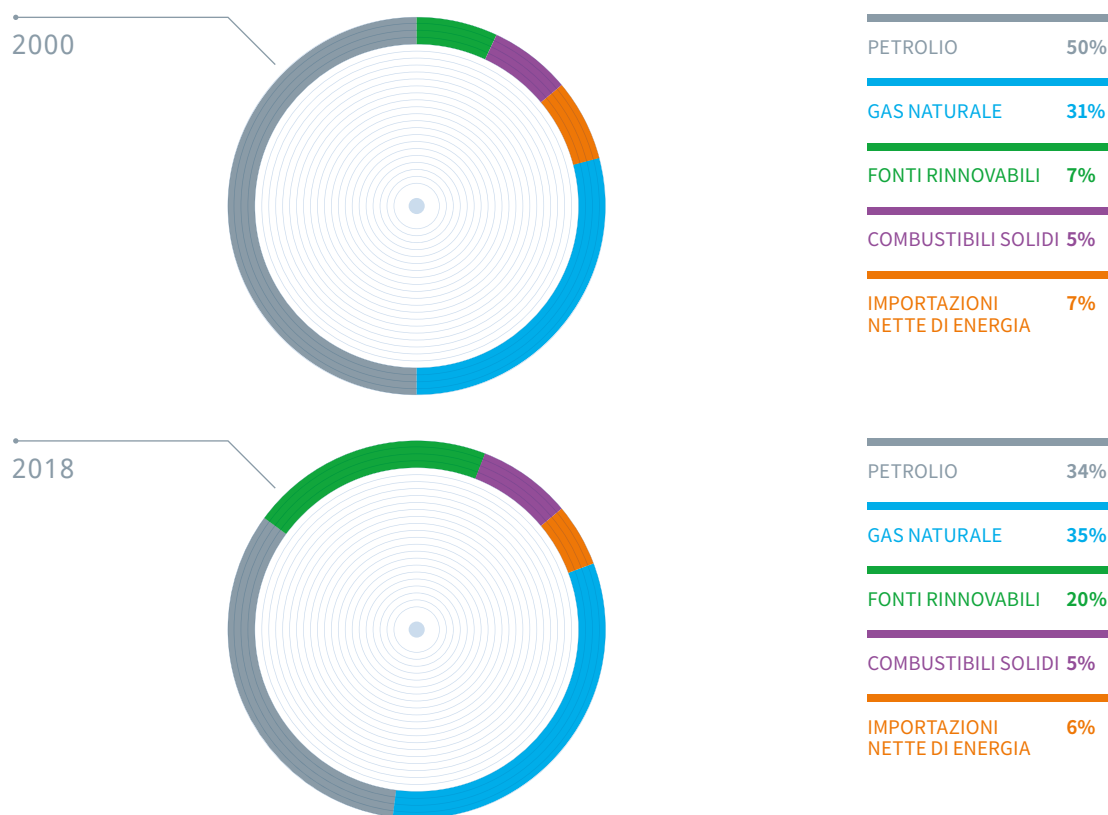
La riduzione strutturale dei consumi energetici, se da un lato riflette la graduale evoluzione della struttura produttiva con una contrazione delle attività nei settori dell'industria e delle costruzioni, dall'altro segnala il miglioramento dell'efficienza negli usi finali, testimoniato dalla graduale riduzione dell'intensità energetica che ha evidenziato un -10,7% nel periodo 2000-2018¹².

Con riferimento all'andamento delle diverse fonti energetiche, nel 2018, si rileva:

- il persistente **calo nel ricorso ai combustibili solidi** non rinnovabili, che hanno raggiunto nel 2018 il minimo storico di 9,2 Mtep, valore del 46% inferiore a quello registrato nel biennio 2006-2007. Questa dinamica è riconducibile alla progressiva chiusura delle centrali a carbone e al minor utilizzo di quelle ancora attive per effetto sia delle politiche energetiche nazionali, che degli elevati costi di produzione legati all'andamento del costo della materia prima¹³ e ad una riduzione dell'utilizzo dei combustibili solidi negli usi finali industriali, come ad esempio per le acciaierie;
- dopo un triennio di significativi incrementi che avevano portato i consumi dai 50,7 Mtep del 2014 ai 61,7 Mtep del 2017, **una riduzione pari al 3,4% del gas naturale** raggiungendo i 59,5 Mtep. L'andamento congiunturale è riconducibile al minor ricorso come input per la generazione elettrica, che ha beneficiato di condizioni particolarmente favorevoli di idraulicità, determinando un incremento della produzione idroelettrica superiore al 30%. Già nel 2019 ad oggi si registra di nuovo una crescita dei consumi;
- **un incremento dell'1,6% nei consumi di petrolio**, pari a 58,6 Mtep, per effetto del ruolo ancora prevalente nel settore dei trasporti dove coprono una quota del fabbisogno superiore al 92%; al netto dell'andamento dell'ultimo anno, il ricorso al petrolio ha subito una contrazione superiore al 35% rispetto ai valori registrati nei primi anni 2000;
- un significativo **incremento del contributo delle fonti rinnovabili**, che hanno raggiunto i 35,3 Mtep con una **crescita dell'11,4%** rispetto al 2017. In questo contesto, l'andamento della generazione idroelettrica ha più che compensato la battuta d'arresto sperimentata da eolico e fotovoltaico; nell'orizzonte di riferimento, le rinnovabili hanno più che triplicato i loro volumi, evidenziando un tasso di incremento medio annuo prossimo al 6%;

- **una progressione delle importazioni nette di energia elettrica**, tornate a crescere fino a 9,7 Mtep, in linea con i valori registrati precedentemente alle situazioni di tensione in Europa nel periodo invernale 2016-2017 dovute in particolare all'indisponibilità del parco nucleare francese.

Complessivamente le dinamiche di lungo periodo delle differenti fonti di approvvigionamento hanno determinato un **cambiamento significativo nel mix produttivo**. Se nel 2000 i combustibili fossili coprivano l'88% circa del fabbisogno energetico totale, con un'incidenza del petrolio pari al 50%, nel 2018 tale quota è scesa al 74%, il petrolio ha registrato un calo di 16 p.p. e il gas naturale ha consolidato il ruolo di leadership con il 35%. In questo contesto le fonti rinnovabili hanno fatto registrare un aumento significativo, raggiungendo il 20% del totale.



¹² Ministero dello Sviluppo Economico (2019).

¹³ Unione Petrolifera (2019).

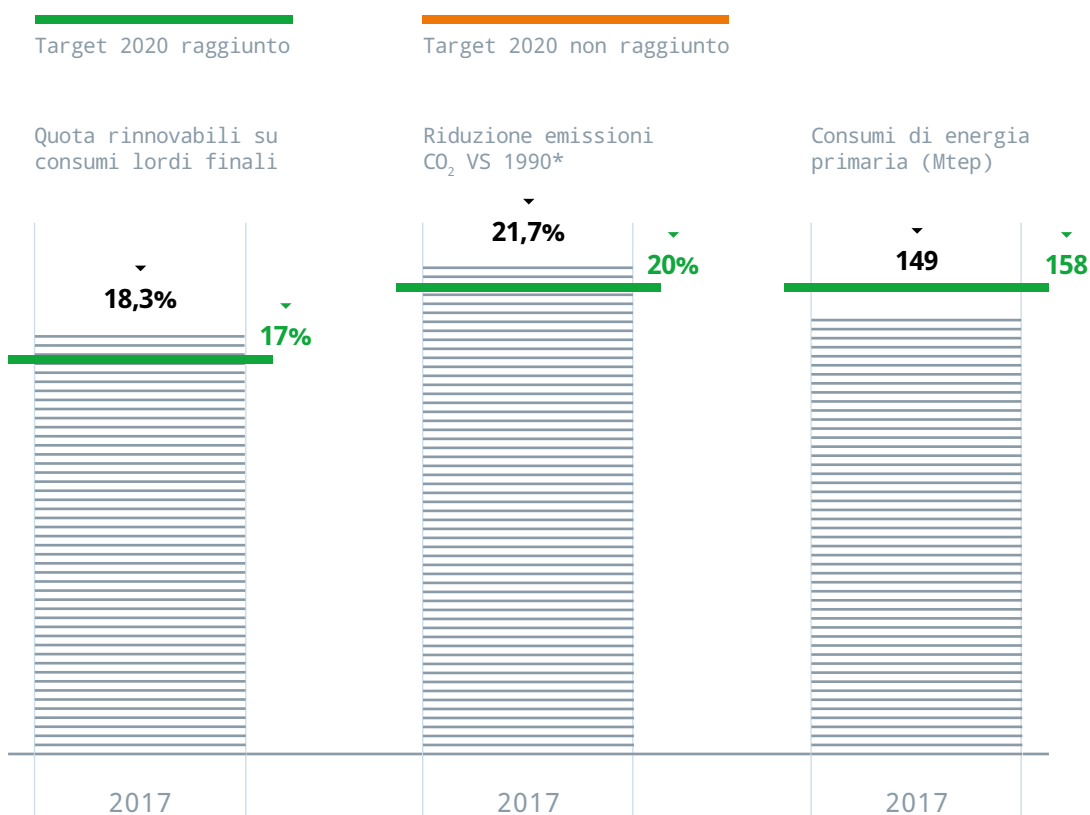
1.12

1.12 L'Italia e i target UE 2020.

▼ **Figura 7.**
Posizionamento
dell' Italia rispetto
ai target 2020
(valori percentuali).

Fonte:
Elaborazione CDP
su dati Eurostat, 2019.

La riduzione dei consumi di energia, anche per effetto del miglioramento dell'efficienza energetica, l'evoluzione del mix produttivo che ha registrato il significativo decremento dei combustibili fossili maggiormente responsabili delle emissioni climalteranti in favore del gas naturale e la contestuale crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, hanno consentito **all'Italia di raggiungere già nel 2017 gli obiettivi previsti in ambito europeo dal Pacchetto Clima Energia 2020.**



* L'obiettivo complessivo di riduzione delle emissioni di CO₂ è fissato a livello europeo. Con riferimento ai settori inclusi nel regolamento relativo all' "Effort Sharing", oggetto di uno specifico obiettivo per ciascun Paese, l'Italia ha conseguito una riduzione pari al 19,6% nel 2017 a fronte di un target del -13%.

2.0

Il documento di descrizione degli scenari (DDS 2019)

A cura di   Terna

2.1

Gli attori del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019).

Il raggiungimento degli obiettivi di policy da parte dell'Italia necessita un lavoro congiunto e coordinato dei principali attori del mondo energetico italiano, per poter giungere ad una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano. A tal fine Snam e Terna hanno elaborato il **Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019)***, un documento propedeutico alla predisposizione dei **piani di sviluppo** delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello nazionale.

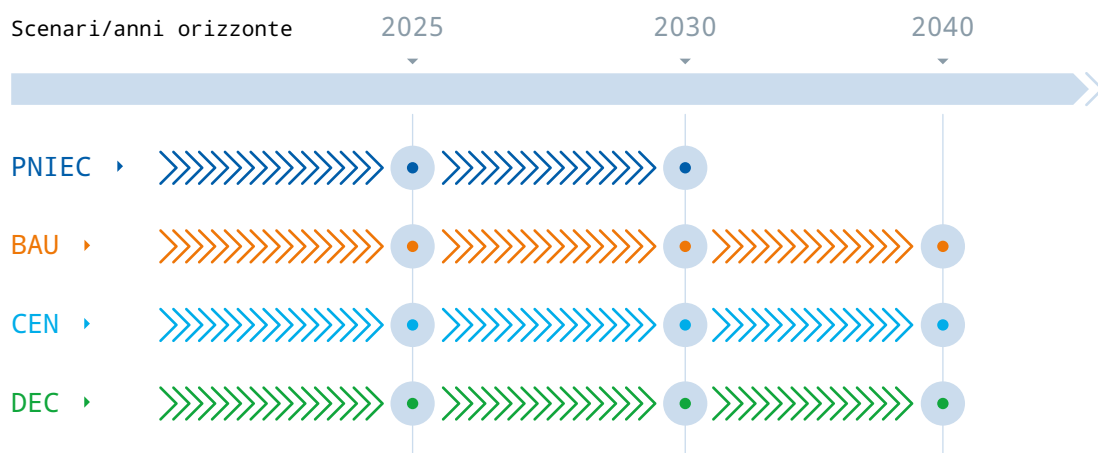
Il lavoro svolto ha permesso di mettere a fattor comune le competenze specifiche dei due operatori, nella consapevolezza che l'interazione tra gli scenari nei settori dell'energia elettrica e del gas costituisce, sia a livello nazionale che comunitario, un elemento nuovo e caratterizzato da notevoli complessità. Le attività sono state eseguite in coerenza con quanto disposto dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) con le deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, e in analogia al processo europeo in cui le due associazioni del trasporto elettrico e gas elaborano congiuntamente gli scenari energetici per i rispettivi Piani Sviluppo delle infrastrutture elettrica e gas in Europa (TYNDP -Ten Year Network Development Plan).

Il processo di creazione degli scenari, durato quasi due anni, si è articolato su tre diversi cantieri dedicati rispettivamente agli **aspetti tecnologici, di elaborazione degli scenari e regolatori**, con il supporto di numerosi tool di analisi, modelli dedicati e fonti dati. Inoltre, il team di lavoro Snam-Terna si è avvalso del supporto di stakeholder, tra cui attori istituzionali, operatori di settore e istituti di ricerca, attraverso tre workshop organizzati in corrispondenza degli snodi decisionali chiave.

*
Il Documento di Descrizione degli Scenari è consultabile alle pagine web dedicate dei siti di [Snam](#) e [Terna](#).

▼ **Figura 8.**
Scenari e anni orizzonte sviluppati nel DDS 2019.

Fonte:
Elaborazione Terna e Snam, 2019.



2.2

2.2

La metodologia degli scenari sviluppati all'interno del Documento di Descrizione.

Il DDS 2019 sviluppa **3 differenti scenari**, tra loro contrastanti, su orizzonte temporale al **2040**: uno scenario **Business-As-Usual (BAU)**, che proietta inerzialmente i *trend* attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico; due scenari di sviluppo, **Centralized (CEN)** e **Decentralized (DEC)**, che raggiungono i *target 2030* di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO₂ di lungo periodo¹⁴ utilizzando una logica di minimizzazione dei costi di decarbonizzazione e sviluppi tecnologici alternativi.

I due scenari di sviluppo si radicano all'interno dello stesso contesto macroeconomico, con una crescita relativamente sostenuta del PIL dell'1,2% annuo e della popolazione (+2,4 milioni di abitanti al 2040) e importanti investimenti in efficienza energetica e sviluppo tecnologico.

Nello scenario CEN gli obiettivi vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi e allo sviluppo delle energie rinnovabili con significativa disponibilità di risorse rinnovabili programmabili, quali i gas verdi, facendo leva sulle infrastrutture gas esistenti.

Nello scenario DEC, al fine di raggiungere i medesimi obiettivi di lungo termine, si ipotizza uno sviluppo ancora più rapido del vettore elettrico e delle FER non programmabili. È importante sottolineare come entrambi gli scenari di sviluppo includano un ruolo per tutte le tecnologie disponibili e per le tecniche di abbattimento delle emissioni, soprattutto in un'ottica temporale di medio-lungo termine a riprova della sfida insita negli obiettivi di decarbonizzazione profonda.

Oltre a BAU, CEN e DEC è stato ricostruito uno scenario basato integralmente sul **PNIEC** (nella sua versione preliminare trasmessa dal governo italiano a Bruxelles a fine 2018), che è stato adottato come **scenario di policy italiano al 2030**, ed assunto come riferimento per i target minimi di efficienza, rinnovabili e riduzione delle emissioni da raggiungere.

Il processo di creazione degli scenari ha previsto una fase di definizione di storyline e input, un processo di previsione della domanda energetica per usi finali, una fase di analisi del mercato elettrico e,

¹⁴ Fissate dalla 2050 Long-term strategy della Commissione Europea.

				✓	✗		✓	✓		
		Target		PNIEC	BAU		CEN		DEC	
	2017	2030	2040	2030	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Riduzione emissioni CO ₂ 1990 [%]	17,4	40,0	~ 65	40,0	28,4	32,0	42,9	64,1	41,4	63,7
Consumo di energia per usi finali [Mtep]	113,6	103,8	N/D	103,8	114,3	115,3	103,8	93,4	103,1	90,2
RES share su consumo finale lordo [%]	18,1	30,0	N/D	30,0	20,0	22,7	30,0	44,3	31,3	50,5

nel caso degli scenari di sviluppo, la verifica del raggiungimento dei target di policy.

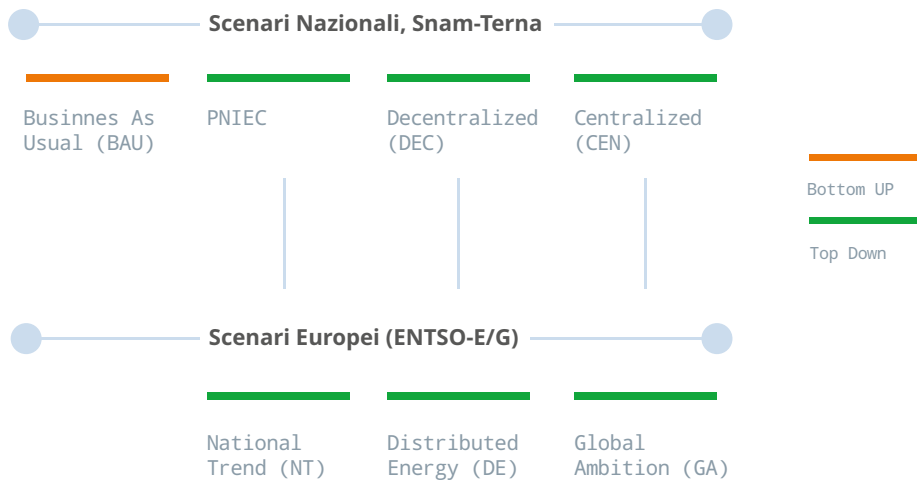
La domanda di energia per usi finali è stata simulata con uno strumento analitico a partire dalle previsioni di variabili di tipo macroeconomico e dei prezzi delle *commodity*, passando attraverso un processo di ottimizzazione economica basato sul costo delle tecnologie (TCO) e sui vincoli tecnici connessi alla loro potenziale penetrazione. Il settore power è stato analizzato mediante un modello analitico che ottimizza il dispacciamento per merito economico del parco di generazione, ivi inclusa la valutazione della sostenibilità tecnico economica del parco termoelettrico e l'ottimizzazione delle altre fonti rinnovabili sulla base di valutazioni di Levelised Cost of Energy (LCoE), vincoli tecnici, adeguatezza e policy.

Nella definizione ed elaborazione di tali scenari il gruppo di lavoro ha cercato di garantire la massima coerenza con le analoghe attività di predisposizione di scenari di lungo termine in corso di sviluppo da parte delle associazioni europee degli operatori di trasmissione (TSO) power e gas (ENTSO-E ed ENTSG); nella figura seguente viene illustrata la corrispondenza logica tra gli scenari europei e gli scenari nazionali. Il disallineamento temporale tra i processi di elaborazione, ed un maggiore livello di dettaglio nelle analisi condotte a livello nazionale comportano che gli scenari nazionali elaborati risultino simili ma non uguali ai loro corrispondenti scenari europei.

▲ **Figura 9.**
Target di decarbonizzazione, consumo di energia finale e quota FER.

Fonte:
Elaborazione Terna e Snam, 2019.

2.2



▲ **Figura 10.**
Coerenza tra scenari italiani ed europei.

Fonte:
Elaborazione
Terna e Snam, 2019.

Nel seguito si riportano alcune considerazioni di sintesi sugli scenari sviluppati:

- 1. I consumi complessivi di elettricità crescono in tutti gli scenari,** con PNIEC e CEN molto simili tra loro e che si posizionano su consumi inferiori rispetto allo scenario DEC, che prevede una maggiore penetrazione del vettore elettrico.
- 2. I consumi complessivi di gas sono in aumento nello scenario BAU, sostanzialmente stabili nello scenario CEN e in moderata diminuzione nello scenario DEC.** Il ruolo del gas si conferma fondamentale in tutti gli scenari analizzati, per abilitare la transizione energetica anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi (biometano, metano sintetico e idrogeno). In particolare, il gas risulta fondamentale per garantire adeguatezza e programmabilità della generazione elettrica.
- 3. Lo scenario DEC presenta, soprattutto nel lungo termine, consumi di energia per usi finali complessivamente inferiori rispetto al CEN,** grazie alla maggiore efficienza intrinseca del vettore elettrico.
- 4. Lo scenario DEC fa maggiore affidamento sulle rinnovabili non programmabili,** la cui integrazione richiede importanti investimenti per lo sviluppo delle reti; lo scenario CEN fa invece

maggiormente uso di **gas verdi**, contribuendo quindi a massimizzare il ricorso alle infrastrutture esistenti.

5. Il raggiungimento dei target 2030 e, ancor più, 2040 richiede una diffusione estesa di **tecnologie efficienti e a basse emissioni** nei settori civile (le pompe di calore) e trasporti (auto elettriche e a CNG/H₂), oltre che l'implementazione massiccia di misure di efficienza energetica nei settori civile e industriale.
6. Oltre il 2030, gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione rendono necessaria la progressiva penetrazione di **crescenti quantità di gas verde** nel mix energetico italiano, facendo leva sia sul biometano che su idrogeno e gas sintetici. Il sector coupling è quindi, negli scenari sviluppati, una delle leve strategiche indispensabili per fornire nuovi strumenti di **decarbonizzazione del sistema energetico**. Il Power-to-Gas potrebbe rappresentare la tecnologia chiave di questo processo, abilitando la decarbonizzazione dei settori tecnologicamente più "ostici" e rappresentando una risorsa di **stoccaggio stagionale** dell'energia elettrica rinnovabile.
7. Al 2040 sia lo scenario CEN sia lo scenario DEC prevedono l'utilizzo di **tecniche di cattura della CO₂ (CCS/U)** per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione superiori al 60%.
8. Il raggiungimento degli obiettivi europei di decarbonizzazione comporta un lento ma progressivo "allineamento" del mix di generazione dei Paesi europei (phase-out del carbone, decommissioning impianti nucleari, sviluppo delle rinnovabili); **ne consegue una progressiva evoluzione dei flussi elettrici transfrontalieri in tutti gli scenari analizzati**. In particolare, si osserva un incremento dei valori complessivi di energia scambiata con un crescente contributo delle esportazioni dall'Italia verso i Paesi confinanti, in un mercato europeo sempre più integrato in cui la capacità di interconnessione diviene strumento fondamentale per massimizzare la penetrazione delle fonti rinnovabili e garantire la sicurezza e la qualità del servizio nel sistema elettrico europeo interconnesso.

2.2

9. **La punta di carico elettrico** cresce maggiormente negli scenari DEC e PNIEC, caratterizzati da una maggiore diffusione di veicoli elettrici. Elettrificazione dei consumi e sviluppo delle rinnovabili accentuano le criticità associate alle rampe di carico residuale e alla gestione della overgeneration “strutturale”; **si conferma la necessità di nuovi strumenti di flessibilità per il sistema elettrico** (sistemi di accumulo, demand response e partecipazione delle risorse distribuite, Power-to-Gas).

10. La **punta giornaliera della domanda gas** si riduce in valore assoluto e mostra un cambiamento importante nella composizione settoriale che ne incrementa la volatilità. Si riduce infatti la domanda di punta del settore civile, prevedibile con la temperatura, ma incrementa la domanda di punta termoelettrica, la cui variabilità aumenta con lo sviluppo delle rinnovabili non programmabili. La crescente volatilità della domanda termoelettrica è evidenziata anche dall’incremento del rapporto tra peak e off-peak.

¹⁵ Il fabbisogno di elettricità include i consumi per usi finali e le perdite di trasmissione; i volumi di idrogeno sono espressi in mld di m³ di metano equivalente.

2.2

	2025				2030				2040		
	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC
Energia usi finali - Mtep	115	110	109	109	114	104	103	104	115	93	90
Fabbisogno elettricità - TWh	330	326	338	325	340	332	356	330	371	352	391
Punta di carico - GW	55	55	57	54	56	57	62	62	62	60	72
FER totali - GW	59,5	62,4	72,2	66,1	70,7	80,3	94,3	93,3	92,7	99,0	123,1
<i>Eolico</i>	11,5	13,7	15,2	15,7	13,6	17,1	18,9	18,4	17,6	22,1	25,4
<i>Solare</i>	22,5	23,8	31,7	26,8	30,5	37,6	49,3	50,9	47,5	50,6	69,8
<i>Idroelettrico</i>	20,1	20,1	20,1	19,1	20,8	20,8	20,8	19,2	21,8	21,8	21,8
<i>Altre FER</i>	5,4	4,8	5,2	4,5	5,8	4,8	5,3	4,8	5,8	4,5	6,1
Termoelettrico - GW	54	50	50	49	50	50	50	50	50	50	50
Accumulo elettrico - GW	7,4	10,7	10,4	12,7	7,4	12,7	13,4	17,9	7,4	14,3	18,9
<i>Pompaggi</i>	7,4	10,4	8,9	10,4	7,4	11,9	10,4	11,9	7,4	11,9	11,9
<i>Batterie</i>	0,0	0,3	1,5	2,3	0,0	0,8	3,0	6,0	0,0	2,4	7,0
Gas totale - mld m³	75,9	77,5	73,7	70,7	79,6	73,5	68,6	62,0	84,4	76,5	67,2
Gas naturale - mld m ³	75,9	74,6	72,6	70,0	79,6	65,2	64,8	61,0	84,4	58,0	54,0
<i>di cui CCS</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,8	7,6
Gas verdi - mld m ³	0	3,0	1,1	0,7	0	8,3	3,7	1,0	0	18,5	13,2
<i>Biometano</i>	0	3,0	1,1	0,7	0	8,1	3,7	1,0	0	12,0	12,0
<i>Idrogeno</i>	0	0	0	0	0	0,2	0	0	0	3,0	1,2
<i>Metano sintetico</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,5	0
Punta di domanda gas - mln m³	467	458	451	N/A	461	429	423	N/A	454	399	388

▲ **Figura 11.** Principali parametri e risultati degli scenari previsionali BAU, CEN, DEC e PNIEC al 2025, 2030 e 2040¹⁵.
Fonte: Elaborazione Terna e Snam, 2019.

2.3

2.3

Lo scenario Business As Usual (BAU).



















Lo scenario BAU è stato sviluppato con approccio **bottom-up**, caratterizzato da logiche predittive regressive e meccanismi di switching tecnologico di tipo technology-driven basati solamente sul merito economico (ad es. passaggio da caldaie tradizionali a caldaie a condensazione solo quando la tecnologia diventa più conveniente).

Si tratta di uno **scenario a politiche correnti**, costruito considerando crescita economica moderata, che **non prevede il raggiungimento dei target di policy** previsti al 2030, né le indicazioni di lungo periodo.

Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- Crescita del PIL moderata e popolazione in lieve decrescita.
- Struttura del Valore aggiunto invariata rispetto alla situazione corrente.
- Switching tecnologico basato sul Total Cost of Ownership (TCO).
- Minime misure di incentivazione dell'efficienza energetica.
- Crescita delle rinnovabili basata sul Levelised Cost of Energy (LCoE).
- Phase-out economico degli impianti di generazione a carbone.
- Minimi investimenti sui sistemi di accumulo elettrochimico.

2.3

	BAU 2030	BAU 2040
Target	 Energia per usi finali (Mtep) 114 FER usi finali (%) 20 FER gen. elettrica (%) 44 Riduzione CO ₂ VS 1990 (%) ~28	 Energia per usi finali (Mtep) 115 FER usi finali (%) 23 FER gen. elettrica (%) 48 Riduzione CO ₂ VS 1990 (%) ~32
Domanda	 Fabbisogno (TWh): 340 Elettrificazione (%): 24 Punta di Carico (GW): 56	 Fabbisogno (TWh): 371 Elettrificazione (%): 26 Punta di Carico (GW): 62
Offerta	 Eolico: 14 Solare (GW): 31 Altre FER (GW): 25 Termico non-FER (GW): 50	 Eolico: 18 Solare (GW): 47 Altre FER (GW): 28 Termico non-FER (GW): 50
Generazione	   Solare, Eolico e idroel. (TWh) 126	 Termoelettrico (TWh) 197 <i>(di cui 27 rinnovabili)</i>
Tecnologie	 Auto elettriche +1,7M	 Auto CNG/H ₂ +1,7M
	 Pdc elettriche +1,8M	 Pdc a gas +0,6M
	 Auto elettriche +3,8M	 Auto CNG/H ₂ +3,6M
	 Pdc elettriche +2,5M	 Pdc a gas +3,0M

* Auto elettriche include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (plug-in Hybrid Electric Vehicles); CNG: Compressed Natural Gas



























▲ **Figura 12.** Principali parametri e risultati degli scenari previsionali BAU al 2030 e 2040.
 Fonte: Elaborazione Terna e Snam, 2019.

Lo scenario CENTRALIZED è costruito secondo un approccio **top-down**, caratterizzato da meccanismi di switching tecnologico di tipo technology-pull (ossia la diffusione di tecnologie in funzione del raggiungimento di specifici target) e caratterizzato, in più rispetto allo scenario BAU, da una fase di verifica del raggiungimento degli obiettivi di policy ed eventuale iterazione.

Si tratta di uno **scenario di sviluppo**, costruito considerando crescita economica sostenuta, che **permette il raggiungimento dei target** 2030 previsti nel Clean energy for all Europeans Package e delle indicazioni di lungo periodo. La qualifica “Centralized” fa riferimento ad **un maggiore sviluppo di tecnologie rinnovabili/low carbon centralizzate** (ossia maggiore sviluppo di fotovoltaico ed eolico di tipo utility-scale e maggior ricorso al termoelettrico tradizionale, con combustione di gas verdi).

Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- Crescita economica sostenuta e popolazione in lieve crescita.
- Obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica.
- Phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025.
- Forte crescita di tecnologie rinnovabili/low carbon programmabili e centralizzate.
- Potenzialità di utilizzare tecnologie di CCS/CCU nell'industria e per la produzione elettrica.
- Maggiore diffusione di pompe di calore a gas e caldaie a condensazione per il riscaldamento civile.
- Rapida diffusione di veicoli a CNG e LNG.
- Rapida diffusione del biometano e di altri gas verdi/decarbonizzati per decarbonizzare trasporti, industria e settore civile.

	CEN 2030	CEN 2040
Target	 <p>Energia per usi finali (Mtep) 104</p> <p>FER usi finali (%) 30</p> <p>FER gen. elettrica (%) 55</p> <p>Riduzione CO₂ VS 1990 (%) ~43</p>	 <p>Energia per usi finali (Mtep) 93</p> <p>FER usi finali (%) 44</p> <p>FER gen. elettrica (%) 62</p> <p>Riduzione CO₂ VS 1990 (%) ~65</p>
Domanda	 <p>Fabbisogno (TWh): 332</p> <p>Elettrificazione (%): 26</p> <p>Punta di Carico (GW): 57</p>  <p>Domanda (mld m³): 74</p> <p>Quota su usi finali (%): 36</p> <p>Punta giornaliera (Mm³): 429</p>	 <p>Fabbisogno (TWh): 352</p> <p>Elettrificazione (%): 30</p> <p>Punta di Carico (GW): 60</p>  <p>Domanda (mld m³): 77</p> <p>Quota su usi finali (%): 38</p> <p>Punta giornaliera (Mm³): 399</p>
Offerta	 <p>Eolico: 17</p> <p>Solare (GW): 38</p> <p>Altre FER (GW): 26</p> <p>Termico non-FER (GW): 50</p>  <p>Gas naturale (mld m³): 65,2</p> <p>Biometano (mld m³): 8,1</p> <p>Metano sintetico (mld m³): 0</p> <p>Idrogeno (mld m³): 0,2</p>	 <p>Eolico: 22</p> <p>Solare (GW): 51</p> <p>Altre FER (GW): 27</p> <p>Termico non-FER (GW): 50</p>  <p>Gas naturale (mld m³): 58,0</p> <p>Biometano (mld m³): 12,0</p> <p>Metano sintetico (mld m³): 3,5</p> <p>Idrogeno (mld m³): 3,0</p>
Generazione	   <p>Solare, Eolico e idroel. (TWh) 149</p>  <p>Termoelettrico (TWh) 161 (di cui 40 rinnovabili)</p>	   <p>Solare, Eolico e idroel. (TWh) 181</p>  <p>Termoelettrico (TWh) 172 (di cui 58 rinnovabili e 41 CCS)</p>
Tecnologie	 <p>Auto elettriche + 2,8M</p>  <p>Auto CNG/H₂ + 4,8M</p>  <p>Pdc elettriche + 2,8M</p>  <p>Pdc a gas + 1,7M</p>	 <p>Auto elettriche + 6,4M</p>  <p>Auto CNG/H₂ + 4,8M</p>  <p>Pdc elettriche + 3,8M</p>  <p>Pdc a gas + 5,5M</p>

* Auto elettriche include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (plug-in Hybrid Electric Vehicles); CNG: Compressed Natural Gas

▲ **Figura 13.** Principali parametri e risultati degli scenari previsionali CEN al 2030 e 2040.

Fonte: Elaborazione Terna e Snam, 2019.

2.5



























2.5

Lo scenario Decentralised (DEC).

Lo scenario DECENTRALIZED, come il CEN, è uno **scenario di sviluppo**, costruito secondo un approccio **top-down** per **permettere il raggiungimento dei target** 2030 previsti nel Clean energy for all Europeans Package e delle indicazioni di lungo periodo. La qualifica “Decentralized” fa riferimento, specularmente allo scenario CEN, a un **maggiore sviluppo di sistemi di generazione decentralizzati** (in particolare fotovoltaico accoppiato con sistemi di accumulo elettrochimico small-scale) e a una **maggiore elettrificazione dei consumi finali**.

Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- Crescita economica sostenuta e popolazione in lieve crescita.
- Obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica.
- Phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025.
- Forte crescita di rinnovabili non programmabili, specialmente nella generazione distribuita.
- Potenzialità di utilizzare tecnologie di CCS/CCU per la produzione elettrica.
- Rapido progresso tecnologico di sistemi di accumulo accoppiati agli impianti fotovoltaici, in termini di costi, rendimento e vita utile.
- Diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile.
- Rapida diffusione di veicoli elettrici con *smart charging*.
- Diffusione del biometano e di altri gas verdi/decarbonizzati per decarbonizzare trasporti, industria e settore civile.

	DEC 2030	DEC 2040
Target	 <p>Energia per usi finali (Mtep) 103</p> <p>FER usi finali (%) 31</p> <p>FER gen. elettrica (%) 55</p> <p>Riduzione CO₂ VS 1990 (%) ~41</p>	 <p>Energia per usi finali (Mtep) 90</p> <p>FER usi finali (%) 51</p> <p>FER gen. elettrica (%) 66</p> <p>Riduzione CO₂ VS 1990 (%) ~65</p>
Domanda	 <p>Fabbisogno (TWh): 356</p> <p>Elettrificazione (%): 28</p> <p>Punta di Carico (GW): 62</p>  <p>Domanda (mld m³): 69</p> <p>Quota su usi finali (%): 32</p> <p>Punta giornaliera (Mm³): 423</p>	 <p>Fabbisogno (TWh): 391</p> <p>Elettrificazione (%): 35</p> <p>Punta di Carico (GW): 72</p>  <p>Domanda (mld m³): 67</p> <p>Quota su usi finali (%): 32</p> <p>Punta giornaliera (Mm³): 388</p>
Offerta	 <p>Eolico: 19</p> <p>Solare (GW): 49</p> <p>Altre FER (GW): 26</p> <p>Termico non-FER (GW): 50</p>  <p>Gas naturale (mld m³): 64,8</p> <p>Biometano (mld m³): 3,7</p> <p>Metano sintetico (mld m³): 0</p> <p>Idrogeno (mld m³): 0</p>	 <p>Eolico: 25</p> <p>Solare (GW): 70</p> <p>Altre FER (GW): 28</p> <p>Termico non-FER (GW): 50</p>  <p>Gas naturale (mld m³): 54,0</p> <p>Biometano (mld m³): 12,0</p> <p>Metano sintetico (mld m³): 0</p> <p>Idrogeno (mld m³): 1,2</p>
Generazione	   <p>Solare, Eolico e idroel. (TWh) 170</p>  <p>Termoelettrico (TWh) 161 (di cui 33 rinnovabili)</p>	   <p>Solare, Eolico e idroel. (TWh) 214</p>  <p>Termoelettrico (TWh) 175 (di cui 51 rinnovabili e 40 CCS)</p>
Tecnologie	 <p>Auto elettriche +5,7M</p>  <p>Auto CNG/H₂ +2,7M</p>  <p>Pdc elettriche +3,7M</p>  <p>Pdc a gas +1,5M</p>	 <p>Auto elettriche +9,9M</p>  <p>Auto CNG/H₂ +3,0M</p>  <p>Pdc elettriche +8,9M</p>  <p>Pdc a gas +2,3M</p>

* Auto elettriche include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (plug-in Hybrid Electric Vehicles); CNG: Compressed Natural Gas

▲ **Figura 14.** Principali parametri e risultati degli scenari previsionali DEC al 2030 e 2040.























Fonte: Elaborazione Terna e Snam, 2019.

Lo scenario PNIEC è l'attuale **scenario di policy italiano**, basato sulla proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, che permette di trarre gli obiettivi di decarbonizzazione, copertura rinnovabile ed efficienza energetica previsti al 2030 dal *Clean energy for all Europeans Package*.

Si tratta di uno scenario **top-down**, ricostruito nel gruppo congiunto di lavoro utilizzando i dati ricavabili direttamente dalla proposta di piano e da altra documentazione pubblica.

Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- Crescita economica sostenuta e popolazione in crescita.
- Obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica.
- Phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025.
- Forte crescita di rinnovabili non programmabili, in particolare eolico e fotovoltaico.
- Forte crescita dei sistemi di accumulo, sia idroelettrici che elettrochimici.
- Diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile.
- Diffusione veicoli elettrici e avvio della mobilità a idrogeno pubblica e privata.

	PNIEC 2025	PNIEC 2030
Target	 <p>Energia per usi finali (Mtep) 109</p> <p>FER usi finali (%) 23</p> <p>FER gen. elettrica (%) N/A</p> <p>Riduzione CO₂ VS 1990 (%) N/A</p>	 <p>Energia per usi finali (Mtep) 104</p> <p>FER usi finali (%) 30</p> <p>FER gen. elettrica (%) 55</p> <p>Riduzione CO₂ VS 1990 (%) 40</p>
Domanda	 <p>Fabbisogno (TWh): 325</p> <p>Elettrificazione (%): 23</p> <p>Punta di Carico (GW): 54</p>  <p>Domanda (mld m³): 70,7</p> <p>Quota su usi finali (%): 28</p> <p>Punta giornaliera (Mm³): N/D</p>	 <p>Fabbisogno (TWh): 330</p> <p>Elettrificazione (%): 25</p> <p>Punta di Carico (GW): 62</p>  <p>Domanda (mld m³): 62</p> <p>Quota su usi finali (%): 28</p> <p>Punta giornaliera (Mm³): N/D</p>
Offerta	 <p>Eolico: 16</p> <p>Solare (GW): 27</p> <p>Altre FER (GW): 24</p> <p>Termico non-FER (GW): 49</p>  <p>Gas naturale (mld m³): 70</p> <p>Biometano (mld m³): 0,7</p> <p>Metano sintetico (mld m³): 0</p> <p>Idrogeno (mld m³): 0</p>	 <p>Eolico: 18</p> <p>Solare (GW): 51</p> <p>Altre FER (GW): 24</p> <p>Termico non-FER (GW): 50</p>  <p>Gas naturale (mld m³): 61</p> <p>Biometano (mld m³): 1</p> <p>Metano sintetico (mld m³): 0</p> <p>Idrogeno (mld m³): 0</p>
Generazione	   <p>Solare, Eolico e idroel. (TWh) 116</p>  <p>Termoelettrico (TWh) 185 <i>(di cui 23 rinnovabili)</i></p>	   <p>Solare, Eolico e idroel. (TWh) 164</p>  <p>Termoelettrico (TWh) 146 <i>(di cui 23 rinnovabili)</i></p>
Tecnologie	 <p>Auto elettriche ~ + 2,0M</p>  <p>Auto CNG/H₂ ~ + 0,7M</p>	 <p>Auto elettriche + 6,0M</p>  <p>Auto CNG/H₂ + 1,5M</p>

* Auto elettriche include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (plug-in Hybrid Electric Vehicles); CNG: Compressed Natural Gas

▲ **Figura 15.** Principali parametri e risultati degli scenari previsionali PNIEC al 2030 e 2040.

Fonte: Elaborazione Terna e Snam, 2019.

3.0

Il ruolo del settore del gas nella transizione energetica

A cura di



3.1

La domanda di gas in Italia e i settori di utilizzo.

Il gas naturale ricopre un ruolo fondamentale nel sistema energetico italiano, rappresentando, con **il 35% dei consumi di energia primaria nel 2018, la prima fonte energetica del Paese**¹⁶. I consumi di gas sono in crescita: dopo il minimo di 590 TWh (61,9 miliardi di metri cubi) raggiunto nel 2014, per effetto della crisi economica e di condizioni climatiche miti e piovose, la domanda ha ripreso a crescere, raggiungendo i 692 TWh (72,7 miliardi di metri cubi) nel 2018. Anche per il 2019 la domanda presenta tassi di crescita tendenziali del 5%, trainata dal settore termoelettrico in ragione principalmente della riduzione della produzione a carbone e di minori importazioni di elettricità.

▼ **Figura 16.**

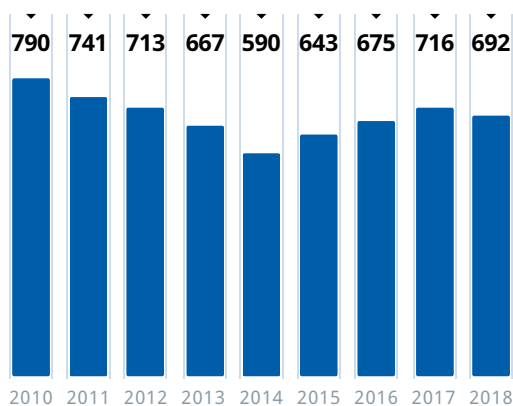
La domanda di gas in Italia (TWh) e quota del gas nei settori (valori percentuali).

Fonte:

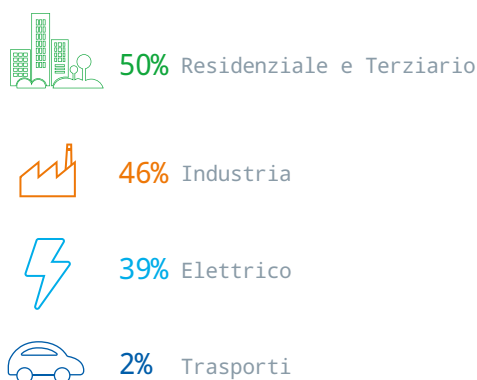
Elaborazione Snam, 2019.

Il Sistema gas

Evoluzione della domanda di gas in Italia (TWh)

**Il gas naturale soddisfa il 35% dei consumi di energia primaria**

Quota del gas naturale nei settori:



¹⁶ MEF, La Situazione Energetica Nazionale nel 2018.

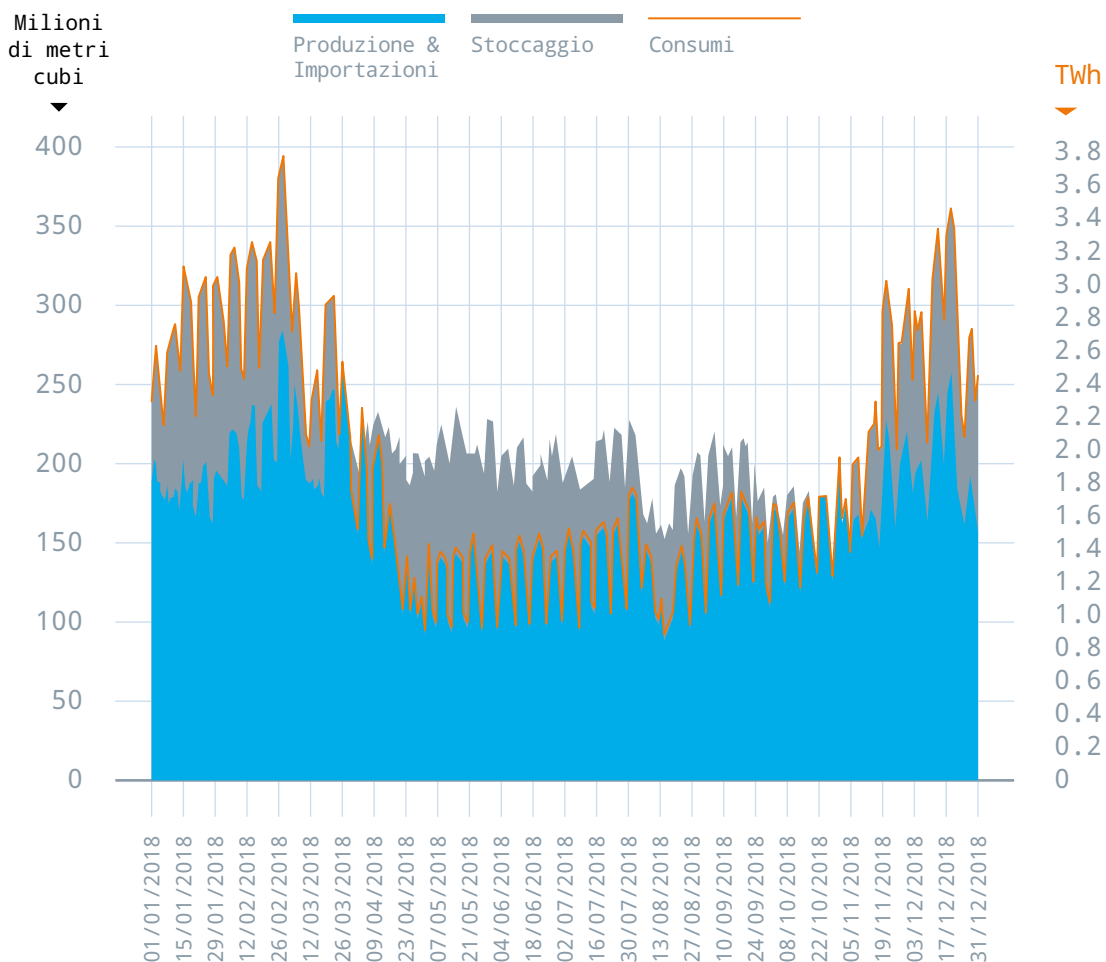
3.1

▼ **Figura 17.**
Valori giornalieri di consumi, produzione, importazioni e stoccaggio di gas naturale (milioni di metri cubi e TWh), 2018.

Fonte:
Elaborazione Snam, 2019.

Il settore civile, dove il gas fornisce il **50% dei consumi energetici**, è caratterizzato da un'elevata escursione stagionale della domanda, che nel periodo invernale, in momenti di freddo eccezionale, può raggiungere **livelli sette o otto volte superiori** rispetto alla minima domanda estiva.

Questo essenziale servizio di flessibilità capillare è assicurato dal dimensionamento e dalla magliatura della rete, nonché dalla capacità di stoccaggio, pari a circa **170 TWh** di gas stoccabile, ovvero un quarto della domanda annua. Lo stoccaggio permette di coprire una grande parte dell'escursione stagionale: nei momenti di necessità riesce ad erogare circa 2 TWh/giorno. Lo stoccaggio fornisce un servizio orario, quotidiano, mensile, stagionale e pluriennale.



Per quanto riguarda il **settore industriale**, il gas naturale oggi **copre il 46% dei consumi energetici**. Per oltre il 60% viene utilizzato in settori caratterizzati da processi ad alta temperatura, in cui la sicurezza della fornitura di gas, che garantisce la continuità del processo produttivo, e la sua economicità rispetto ad altri combustibili, sono elementi fondamentali per conseguire una adeguata competitività sui mercati internazionali.

Nel **settore termoelettrico**, il gas sta sostituendo le fonti fossili ad alto contenuto di carbonio e di inquinanti. Il periodo 2000-2010 ha visto l'ingresso di circa 35 GW di impianti a ciclo combinato che hanno sostituito in maniera pressoché totale la generazione a olio combustibile, evitando nel decennio emissioni cumulate **per circa 100 MtCO₂** e avviando il processo di fuoriuscita del carbone, passato da 55,5 TWh nel 2012 a 32,1 TWh nel 2018. Come conseguenza dell'andamento sopra descritto, la quota della produzione elettrica a gas naturale è passata dal 37% del 2000 al 44% del 2018.

Nei primi mesi del 2019, grazie alla discesa dei prezzi del gas naturale e all'incremento del costo della CO₂¹⁷, il processo di sostituzione del carbone da parte del gas ha conosciuto una nuova accelerazione, con un declino nella generazione a carbone di un ulteriore 30%¹⁸. Sono inoltre state avviate le procedure per la costruzione di 3,2 GW di potenza a gas flessibile, funzionale alla totale fuoriuscita dal carbone al 2025.

Infine, il gas ha un ruolo chiave anche nella **mobilità**. L'Italia, con un consumo nel settore di trasporti di 1,1 miliardi di metri cubi, è il Paese in Europa con la maggior presenza di mobilità a gas: circa 900.000 autovetture e circa 100.000 veicoli commerciali vengono riforniti da circa 1.300 stazioni di rifornimento.

¹⁷ Il prezzo della CO₂ è passato da 15,9 €/ton nel 2018 a 24,5 €/ton nel periodo gennaio-agosto del 2019.

¹⁸ Nel periodo gennaio-agosto 2019 rispetto allo stesso periodo del 2018.

3.2

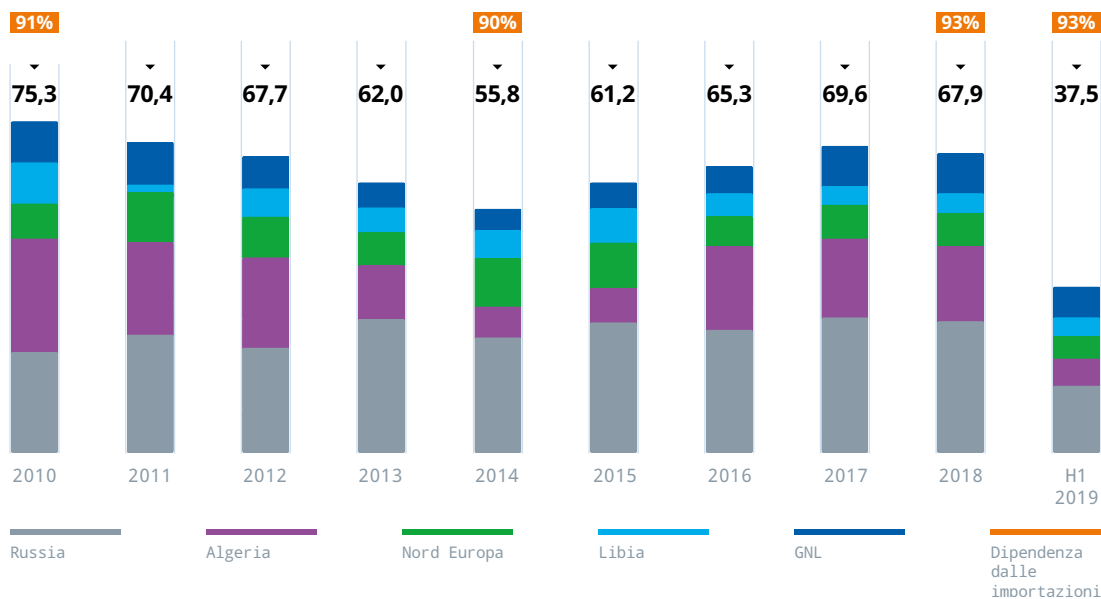
3.2 L'offerta di gas in Italia.

▼ **Figura 18.**
Importazioni di gas naturale per l' Italia (miliardi di metri cubi), 2010-2019.

Fonte:
Elaborazione Snam su dati Ministero dello Sviluppo Economico, 2019.

Sul lato dell'offerta di gas, così come su quello della domanda, il sistema infrastrutturale italiano del gas assorbe le oscillazioni. Infatti, l'Italia dispone di svariate fonti di approvvigionamento, con due rotte dal Nord Europa ed Est Europa, due dal Nord Africa, e tre terminali GNL, che permettono di collegare il Paese con il mercato globale.

La composizione del portafoglio approvvigionamenti si è spostata verso fonti maggiormente flessibili ed integrate nei mercati globali, quali il GNL (volumi nel primo semestre 2019 +90% rispetto al 2018). Una ulteriore diversificazione delle fonti sarà garantita dal corridoio sud di collegamento con Turchia e Azerbaigian, in fase di completamento. Inoltre, sono disponibili nuove capacità in esportazione, in corrispondenza dei Punti di Uscita di Tarvisio e di Passo Gries, per un valore complessivo giornaliero di 40 milioni di metri cubi.



L'ampio portafoglio di opzioni di approvvigionamento, nonché i primi volumi di gas rinnovabili prodotti localmente, consentono di far fronte alla progressiva riduzione della produzione nazionale, contribuendo alla sicurezza del sistema gas nazionale ed europeo¹⁹.

L'obiettivo di contenere il riscaldamento globale ben al di sotto di 2°C chiama il sistema energetico a intraprendere un percorso efficace e sostenibile di profonda decarbonizzazione in tutti i settori, garantendo al contempo energia sicura e a un costo ragionevole per il consumatore e il sistema produttivo.

Gli scenari di sviluppo di Snam e Terna, illustrati nel Capitolo 2, che hanno l'obiettivo di rispettare i target di decarbonizzazione profonda nel lungo termine (-40% di CO₂ al 2030 e -65% al 2040), evidenziano la valenza strategica del sistema gas. Al 2040, il consumo totale di gas (rinnovabile, a basso contenuto di carbonio e naturale), **sarà compreso tra 642 e 724 TWh.**

Il sistema gas può contribuire alla decarbonizzazione del sistema:

1. fornendo una soluzione immediatamente disponibile per **ridurre i consumi energetici finali**;
2. abilitando la progressiva **decarbonizzazione del sistema elettrico**;
3. consentendo, attraverso lo sviluppo di gas rinnovabili, la **decarbonizzazione efficiente dei settori finali**, in maniera sempre più complementare con le rinnovabili elettriche (sector coupling).

▼ **Figura 19.**

Il contributo del sistema gas alla transizione energetica.

Fonte:

Elaborazione Snam, 2019.



¹⁹ ENTSG, "TYNDP 2018", 2020 Best Estimate: l'Italia ha il più alto indicatore di accesso alla fonte di approvvigionamento (SSA) che misura il numero di fonti di approvvigionamento a cui un Paese può accedere.

3.3

Tale approccio consente di sfruttare il valore del sistema gas (in termini di flessibilità, competitività del trasporto e dello stoccaggio, anche stagionale, capillarità), mettendolo anche a disposizione del sistema elettrico, al fine di consentire una transizione energetica efficiente.

1 ► RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI NEGLI USI FINALI.

Le politiche di promozione dell'efficienza energetica contemplano un risparmio energetico almeno dell'0,8% all'anno nei settori finali. Questo richiede una ampia diffusione di **tecnologie efficienti e a basse emissioni**.

Nel settore del riscaldamento e raffrescamento **le pompe di calore a gas** garantiscono un'alta efficienza, assicurando un **risparmio di energia primaria e minori emissioni del 40%** rispetto alle caldaie tradizionali. Inoltre, le pompe di calore a gas sono una soluzione applicabile indistintamente a nuovi edifici e a ristrutturazioni edilizie profonde implicando, in quest'ultimo caso, minori costi di adeguamento dei sistemi di distribuzione del calore rispetto a una soluzione basata su pompe di calore elettriche.

Ci si attende poi una crescita della **cogenerazione** nei settori terziario e industriale dove esiste un potenziale economico ancora inespresso²⁰. Grazie ad un significativo recupero di calore, questa tecnologia consente risparmi di energia primaria rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore anche superiori al 20%.

Un altro ambito di evoluzione della domanda gas è rappresentato dai **trasporti**, responsabili in Italia di circa il 31% dei consumi energetici finali e dipendenti per il 92% da derivati del petrolio²¹. Il gas naturale, sia in forma gassosa compressa (CNG) sia in forma liquida (GNL), si posiziona tra le migliori alimentazioni alternative per prestazioni emmissive per tutte le mobilità: trasporto su gomma, leggero e pesante, trasporto marittimo e ferroviario dove non elettrificabile. Ad esempio, nel segmento delle autovetture la riduzione delle emissioni climalteranti è del 7% e del 23% con riferimento ai veicoli alimentati rispettivamente a diesel e a benzina.

Anche dal punto di vista della economicità per il consumatore, la mobilità a gas si mostra attraente, in quanto, pur mantenendo prestazioni equiparabili ai tradizionali modelli benzina/gasolio, presenta un *Total Cost of Ownership* più basso.

²⁰ GSE, *valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente, dicembre 2016*.

²¹ MiSE, *Bilancio Energetico Nazionale 2017*.

2 ► DECARBONIZZAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO.

Il **phase-out del carbone entro il 2025 e la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili** intermittenti sono i fenomeni che maggiormente contribuiscono alla decarbonizzazione nel settore elettrico, entrambi abilitati anche dal sistema gas.

Negli scenari Snam-Terna, l'uscita dal sistema di circa 8 GW di centrali a carbone e di circa 5 GW di centrali alimentate con altri combustibili ad alto contenuto di carbonio, comporterà un **aumento dei consumi di gas** tra il 2017 ed il 2025 compreso tra 24 e 33 TWh. Nello stesso periodo le centrali flessibili a gas favoriscono l'ingresso fino 14 GW di nuova capacità intermittente.

3 ► DECARBONIZZAZIONE EFFICIENTE DEGLI USI FINALI.

Una profonda decarbonizzazione del sistema energetico si presenterebbe molto difficoltosa in assenza di un significativo sviluppo dei gas verdi e a basso contenuto di carbonio, in ragione dei costi che imporrebbe e delle barriere tecnologiche che si renderebbe necessario superare.

I gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio sono fonti programmabili, la cui alta densità energetica genera rilevanti economie di trasporto, stoccaggio e utilizzo, rendendole particolarmente convenienti per fornire flessibilità al sistema di generazione elettrica, modulazione stagionale al sistema residenziale, per generare alte temperature nei processi industriali, per stoccare grandi quantità di energia in veicoli a lungo raggio.

La presenza di rilevanti disponibilità di gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio permetterà alle infrastrutture del gas di svolgere un ruolo attivo e permanente nella transizione energetica.

Negli scenari Snam-Terna, vengono considerate diverse opzioni di decarbonizzazione del gas trasportato dalla rete:

- Il **biometano**, ottenuto da biomasse agricole sostenibili, rifiuti organici e biomasse solide, essendo chimicamente identico al gas naturale, non richiede alcun adeguamento infrastrutturale. Esso viene prodotto tramite digestione anaerobica e gassificazione termochimica. Di identica composizione è anche il **bio-syngas o biometano sintetico**, ottenuto da metanazione dell'idrogeno rinnovabile con CO₂

3.3

recuperata da altri processi. L'attuale quadro legislativo²² incentiva la produzione di biometano avanzato per un suo uso nella mobilità. Ad oggi sono stati contrattualizzati allacciamenti per circa 4 TWh. Si stima tuttavia che la disponibilità potenziale possa raggiungere **76 TWh nel 2030**. Entrambi gli scenari di sviluppo elaborati da Snam e Terna includono **114 TWh** di biometano al 2040. Lo scenario *Centralized* contempla anche 33 TWh di bio-syngas, per un totale di 147 TWh.

- **L'idrogeno rinnovabile**, ottenuto attraverso l'elettrolisi dell'acqua con elettricità rinnovabile. Le sue caratteristiche chimico-fisiche, tra cui un'alta densità energetica per unità di massa, lo rendono molto competitivo per tutte le funzioni che implicano trasporto e stoccaggio di energia, specialmente su grandi distanze e per lunghi sfasamenti temporali tra produzione ed utilizzo (per esempio per trasportare e stoccare elettricità convertita in forma gassosa, per decarbonizzare i settori che presentano processi termici ad alta temperatura o che usano combustibili come feedstock). La continua riduzione dei costi di investimento per eolico, fotovoltaico ed elettrolizzatori consentirà di diminuire i costi di produzione dell'idrogeno rinnovabile fino a 1,5- 2,5 eur/kg (38-63 €/MWh). L'idrogeno può essere trasportato e stoccato sia in miscela con il gas naturale che in forma pura in condotte dedicate. Sono in corso studi per abilitare l'accoglimento di crescenti quantità di idrogeno in "*blending*" nelle infrastrutture gas, permettendone una prima fase di sviluppo produttivo su larga scala a costi infrastrutturali minimi e abilitando così soluzioni di sector coupling già in orizzonti temporali di medio termine.
- **Idrogeno a basso contenuto di carbonio**, ottenuto da diversi processi quali ad esempio il "*gas steam reforming*" associato a cattura e stoccaggio della CO₂. Il vantaggio di questo sistema è che la separazione della CO₂ (e CO) da H₂ è più facile rispetto alla cattura post-combustione: la concentrazione e la pressione della CO₂ sono relativamente elevate, consentendo metodi di separazione molto efficienti.

²² Decreto Biometano del 2 marzo 2018.

- **La cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS) post-combustione**, nel quale la CO₂ viene estratta dai fumi esausti della combustione (una miscela di CO₂, N₂, H₂O e O₂). Il vantaggio della CCS post-combustione è che può essere applicata ad installazioni già esistenti, come centrali elettriche o grandi installazioni industriali.

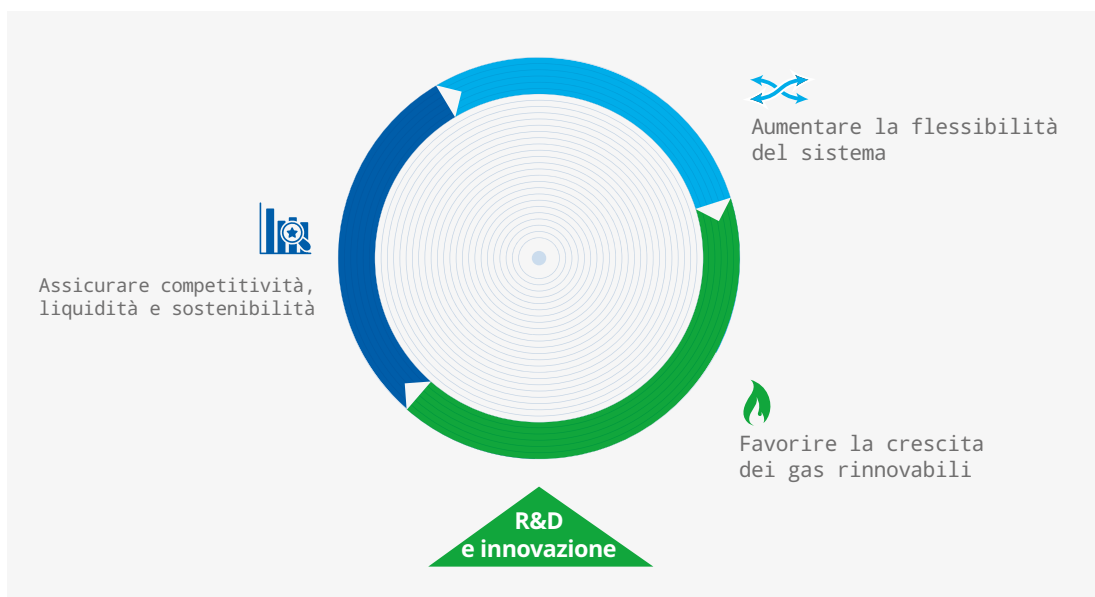
3.4

Le sfide della transizione energetica per il sistema gas.

Al fine di rispondere efficacemente alla transizione energetica, il sistema gas si trova a dover affrontare le sfide della transizione energetica attraverso tre diverse linee di azione:

- 1. Assicurare competitività, liquidità e sostenibilità del sistema**, svolgendo la funzione abilitante della transizione energetica, integrando fonti rinnovabili elettriche e termiche e sostituendo combustibili ad alto contenuto di carbonio, al contempo mantenendo e migliorando sicurezza e adeguatezza degli approvvigionamenti, competitività e liquidità del sistema e qualità del servizio.
- 2. Aumentare la flessibilità del sistema** attraverso una crescente disponibilità di risorse di flessibilità che il sistema gas dovrà essere in grado di attivare in tempi rapidi e su specifiche porzioni della rete, in una logica di adeguatezza congiunta tra i due sistemi, per rispondere alla crescente penetrazione di fonti rinnovabili elettriche non programmabili.
- 3. Favorire la crescita dei gas rinnovabili**, in base a quanto richiesto dagli scenari già al 2040, con un prevedibile ulteriore aumento al 2050, creando le condizioni normative, regolatorie e industriali per supportarne lo sviluppo, garantirne la qualità, favorirne l'integrazione nella rete, consentirne il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione, abilitarne l'utilizzo negli usi finali.

3.5



▲ **Figura 20.**
Le linee d'azione del sistema gas.

Fonte:
Elaborazione Snam, 2019.

3.5

I fattori abilitanti per la transizione del sistema gas.

Allo stesso tempo, per poter raggiungere i risultati auspicabili dalle linee d'azione, è necessario che si creino le condizioni utili alla realizzazione di **quattro fattori abilitanti per la transizione energetica del sistema gas in Italia**.

1 ► AUMENTARE COMPETITIVITÀ, LIQUIDITÀ ED EFFICIENZA DEL SISTEMA GAS

A tal fine, occorre incrementare **la sicurezza degli approvvigionamenti, l'integrazione tra mercati a livello europeo e la liquidità del mercato** italiano (ad esempio con il progetto di interconnessione con il TAP e con l'incremento di capacità di interconnessione tra Germania e Svizzera);

Allo stesso tempo, si necessiterebbe di mantenere **la funzionalità dell'asset infrastrutturale** gas nel tempo e di sviluppare **le filiere del GNL**, sia per trasporto marittimo che terrestre, modificando, ove possibile e conveniente, terminali ed infrastrutture esistenti, e **del CNG per lo sviluppo della mobilità sostenibile**, favorendo la penetrazione di quote crescenti di BioLNG e BioCNG nel settore dei trasporti.

La riduzione delle emissioni e l'aumento dell'efficienza energetica, dovrebbe avvenire sia negli impianti di rete che negli immobili. In particolare, in ottica di raggiungimento di neutralità di emissioni anche per il sistema gas, si evidenzia il potenziale contributo offerto dal progetto di centrali di compressione ibride gas-elettrico e dalle azioni programmate di riduzione delle **emissioni fuggitive** di metano, per le quali Snam ha già fissato target volontari **(-15% al 2022 e -25% al 2025)**.

Un fondamentale supporto al mantenimento e allo sviluppo delle infrastrutture gas, legato alla trasformazione verso i gas rinnovabili e all'obiettivo della decarbonizzazione, dovrà provenire da **fonti di finanziamento di lungo termine**, improntate ad un criterio di **neutralità tecnologica**.

2 ► AUMENTARE LA FLESSIBILITÀ DEL SISTEMA

A tale fine occorre **rendere lo stoccaggio più rispondente alle esigenze di punta oraria e giornaliera** che si manifestano con la maggiore diffusione delle fonti rinnovabili intermittenti. Inoltre, un maggiore contributo dei flussi da stoccaggio nel periodo invernale consentirebbe di ridurre le importazioni di gas nei mesi di più alto consumo e di sfruttare maggiori volumi approvvigionati e stoccati nella fase estiva tendenzialmente a prezzi più convenienti.

La flessibilità necessaria per integrare le energie rinnovabili può essere massimizzata attraverso azioni coordinate di intervento sui sistemi gas ed elettrico, **quali la possibile conversione delle centrali di compressione del trasporto e stoccaggio da gas ad elettrico** che ha come obiettivo quello di ridurre i consumi e le emissioni e allo stesso tempo poter anche offrire servizi di flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica.

3 ► FAVORIRE LA CRESCITA DEI GAS RINNOVABILI

Lo sviluppo di nuovi gas rinnovabili, anche attraverso nuove tecnologie emergenti, necessita:

- Di un **supporto all'attività di ricerca e sviluppo**, finalizzate alla

maturazione delle tecnologie più idonee lungo la catena del valore, nonché alle attività volte al garantire la "readiness" degli asset infrastrutturali gas ad accogliere crescenti percentuali di idrogeno. In ragione degli esiti delle attività di "readiness" andranno poi **modificate le normative tecniche** per abilitare l'immissione in rete di crescenti

3.5

quantitativi di idrogeno miscelati con il gas naturale.

- Dell'individuazione dei **più idonei meccanismi di mercato, al fine di far emergere e valorizzare le esternalità positive** di queste risorse, ad esempio la programmabilità, l'efficienza ed il valore nella decarbonizzazione dei settori finali.
- Di modalità per **garantire la qualità** dei diversi gas rinnovabili, prodotti in modo diffuso, nonché – per le attività di trasporto/ stoccaggio svolge in *blending* con il metano – **la concentrazione appropriata lungo le infrastrutture.**
- Di un quadro che **faciliti la connessione degli impianti alla rete**, ad esempio semplificando il processo autorizzativo e valorizzandone i benefici per il sistema.
- Di promuovere, anche attraverso opportune modifiche dei codici di rete, un attivo e liquido mercato di scambi transfrontalieri di gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio sia tra paesi membri EU che tra questi e paesi extra-EU, istituendo uno schema pan-europeo di **Garanzie di Origine** fondato sul mutuo riconoscimento di schemi nazionali, estendibile anche a paesi terzi, e che generi riferimenti di prezzo utili a traders, investitori e decisori politici.

4 ► PROMUOVERE LA RICERCA E SVILUPPO NEL SISTEMA GAS, L'INNOVAZIONE E LA DIGITALIZZAZIONE

Al fine di catalizzare la diffusione di gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, in particolare di idrogeno per il quale la filiera è ancora in fase di sviluppo, è opportuno valutare e promuovere attività di ricerca e sviluppo nel sistema gas secondo i seguenti capisaldi:

- **Readiness degli asset** ovvero valutare quanto e come le attuali infrastrutture siano adeguate a recepire percentuali crescenti di idrogeno in miscela con gas naturale. In tal senso il **proseguimento degli studi in corso**, in particolare i test di *blending* nella rete con quote di idrogeno sempre maggiori nelle miscele, e nuove attività di indagine sia sulla rete di trasporto (es. acciai e componenti della linea, turbine a gas in centrali di compressione, utilizzo di **membrane per separazione gas**), che sui campi di stoccaggio (per esempio comportamento delle rocce porose nei giacimenti) evidenzieranno **gli eventuali interventi necessari di retrofitting ovvero di realizzazione di nuove condotte dedicate.**

- **Individuazione e diffusione delle tecnologie lungo tutta la filiera gas**, ai fini di promuovere le soluzioni necessarie per permettere lo sviluppo di gas a basso contenuto di carbonio, anche in coordinamento con il sistema elettrico.
- **Adozione di nuovi strumenti di analisi dei dati, di automazione e di intelligenza artificiale** che consentono di migliorare l'efficienza e di minimizzare il rischio operativo. Le principali aree di interesse sono: **Big Data & AI**, volto a estrarre il massimo valore dai dati ai fini di un'ottimizzazione delle attività operative quali la manutenzione degli asset, garantendone l'affidabilità e migliorandone sempre più la sicurezza, la **IIOT (Industrial Internet of Things)**, che attraverso l'utilizzo di sensori possa ottimizzare le performance delle attività di controllo e gestione della rete e **Automation** per la revisione ottimale dei processi aziendali.

4.0

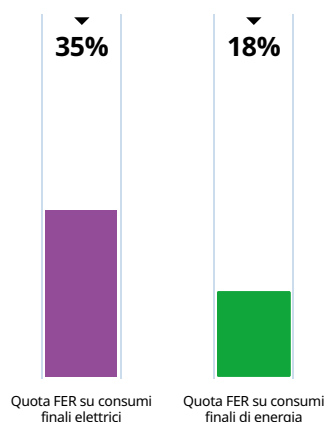
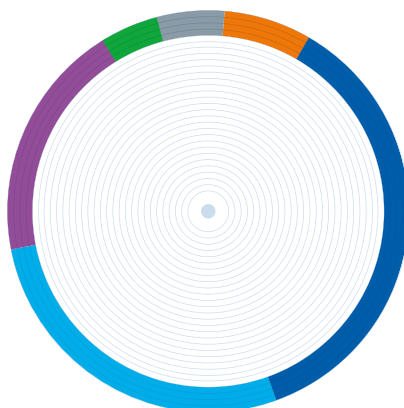
Il ruolo del settore elettrico nella transizione energetica

A cura di  **Terna**

L'aumento esponenziale dei consumi globali di energia primaria, l'incremento delle emissioni di CO₂ e gli effetti sull'ecosistema, la crescente attenzione delle Istituzioni internazionali sulle tematiche climatiche e ambientali hanno messo in evidenza il fatto che **il modello energetico su cui si è costruita la crescita del pianeta degli ultimi anni non è più sostenibile**. Ciò impone un impegno a livello globale per una progressiva e quanto più rapida possibile decarbonizzazione ed efficientamento di tutti i settori energetici.

Il settore elettrico riveste un **ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione** del sistema energetico complessivo, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle FER. Ad oggi l'elettricità, sebbene si collochi al terzo posto per copertura dei consumi energetici finali (circa 1/5 del totale), è caratterizzata infatti da una **penetrazione di fonti rinnovabili pari al 35%**, molto superiore alla quota FER sui consumi complessivi del paese.

ELETTRICITÀ	22%
GAS	30%
LIQUIDI	34%
SOLIDI	7%
CALORE DERIVATO	4%
ALTRO	3%



▼ **Figura 21.**

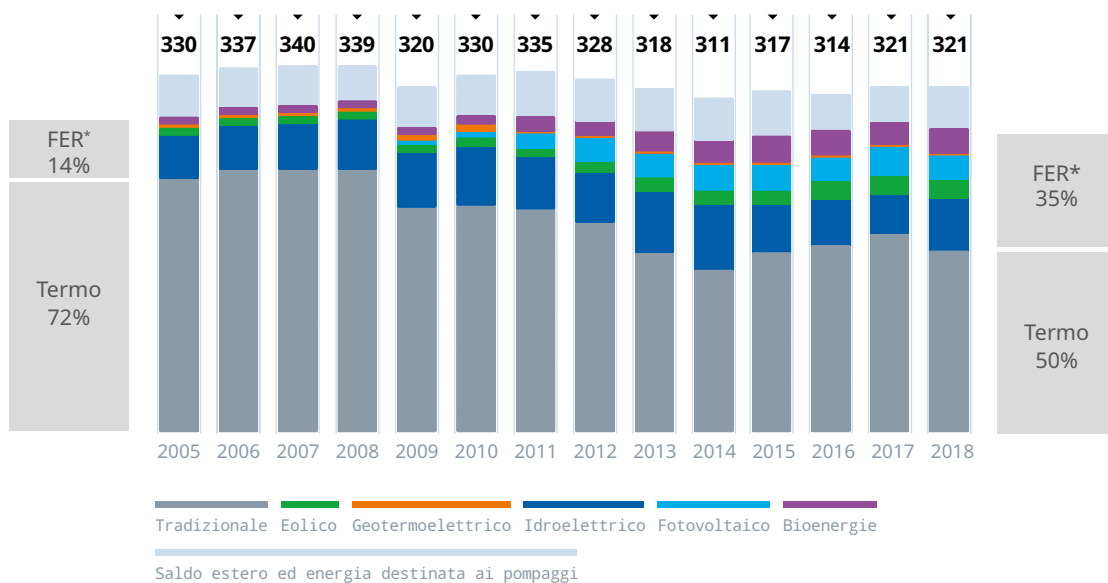
Consumi finali per vettore energetico e penetrazione FER nei consumi finali elettrici e nei consumi finali complessivi di energia.

Fonte:
Elaborazione Terna
su dati Eurostat 2017
e MISE.

4.1

Una **maggiore penetrazione del vettore elettrico** negli ambiti residenziale, industriale e nel settore della mobilità, insieme con **l'incremento della quota delle rinnovabili nel mix di produzione** di energia, sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli, in cui, già oggi ma sempre più in futuro, si concentrano importanti quote della popolazione mondiale.

I trend di elettrificazione e incremento delle rinnovabili sono già in atto da diversi anni in molti Paesi OCSE. In Italia, in particolare, la quota di elettrificazione dei consumi finali è cresciuta dal 17% nel 1990 al 22% nel 2017, mentre la **quota FER sul consumo di energia elettrica ha raggiunto nel 2018 il 35%** grazie all' integrazione di oltre 30 GW di nuovi impianti rinnovabili nel Sistema Elettrico.



*FER non include energia prodotta da impianti idroelettrici di pompaggio

▲ **Figura 22.**
Evoluzione del fabbisogno elettrico e distinzione per fonte (TWh).

Fonte:
Elaborazione Terna, 2019.

Nonostante questi risultati, la strada per la decarbonizzazione è ancora lunga e **gli obiettivi da raggiungere nei prossimi anni rimangono estremamente sfidanti.**

Infatti, gli ambiziosi e condivisibili target fissati all'interno della proposta del **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevedono, oltre al completo phase out dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%). A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria

l'installazione di **circa 40 GW di nuova capacità FER**, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico. Inoltre, gli scenari Terna – Snam prevedono una ulteriore crescita della quota FER al 2040, compresa tra il 62% dello scenario Centralized e il 65% dello scenario Decentralized.

4.2

Impatti sul sistema elettrico.

Tale trasformazione non è a impatto zero per il Sistema Elettrico e implica una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio ed evitando al contempo un aumento eccessivo dei costi per la collettività.

Le variazioni del contesto (incremento FER, dismissione di impianti termoelettrici, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi - e in misura maggiore negli scenari prospettici - significativi impatti sulle attività di gestione della rete da parte del TSO, che si esplicano nel delicato compito di bilanciare in ogni istante produzione e domanda di energia elettrica, garantendo ai consumatori una fornitura di energia sicura, costante e affidabile. **Tali impatti sono riconducibili a quattro macro-categorie:**

▼ **Figura 23.**
Il nuovo contesto energetico e gli impatti sul Sistema Elettrico.

Fonte:
Elaborazione Terna, 2019.

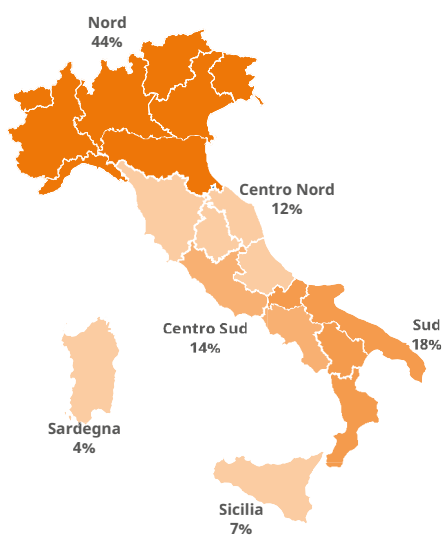
CLUSTER	IMPATTI SULLA GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO
CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTI FER	Riduzione dell' inerzia del sistema
	Riduzione risorse che forniscono regolazione della tensione
	Riduzione della potenza di cortocircuito
NON PROGRAMMABILITÀ IMPIANTI FER	Riduzione di risorse che forniscono regolazione della frequenza
	Riduzione del margin di adeguatezza
	Crescenti periodi di over-generation nelle ore centrali della giornata
	Crescente ripidità della rampa serale del carico residuo
LOCALIZZAZIONE IMPIANTI FER	Aumento congestioni di rete per distribuzione non coerente degli impianti FER rispetto al consumo
	Crescenti problematiche di gestione del sistema , dovute all'aumento della Generazione Distribuita
CAMBIAMENTI CLIMATICI	Aumento dei disservizi sulla rete elettrica

4.2

- **Caratteristiche tecniche degli impianti:** gli impianti FER si interfacciano generalmente alla rete mediante l'utilizzo di macchine statiche (inverter) che, a differenza delle macchine rotanti tipiche della generazione tradizionale, non hanno la medesima capacità di sostenere la **stabilità dei parametri fondamentali di rete** (frequenza e tensione) e di resistere alle perturbazioni, come ad esempio la perdita improvvisa di impianti di generazione/carico o altri elementi di rete;
- **Non programmabilità degli impianti:** la produzione di energia elettrica da FER non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche della disponibilità della fonte energetica primaria, ad esempio sole o vento, che sono per loro natura intermittenti. In un Sistema Elettrico a crescente penetrazione FER tale caratteristica genera **criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione** a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione, in particolare nei momenti critici per il Sistema Elettrico quali **picchi e rampe di carico**. Il Sistema inoltre è "strutturalmente" esposto a periodi in cui la produzione da FER supera il fabbisogno di energia elettrica (**overgeneration**), soprattutto nelle ore centrali della giornata quando il solare arriva al suo picco di produzione, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell'energia prodotta;
- **Localizzazione degli impianti:** gli impianti FER, in particolare l'eolico, sono spesso localizzati lontani dai centri di consumo, causando un aumento delle situazioni di **congestione sulla rete di trasmissione**, specialmente da Sud verso Nord. In aggiunta, il fatto che una parte consistente di impianti FER sia connessa su reti di **distribuzione MT/BT**, tradizionalmente caratterizzate da soli carichi elettrici, sta facendo emergere **nuove problematiche nella gestione del sistema elettrico**, come ad esempio la riduzione della selettività dei sistemi di protezione, la diminuzione dell'efficacia dei Piani di Difesa e la possibile inadeguatezza dei sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale;

- **Cambiamenti Climatici:** la maggior frequenza di eventi climatici estremi, già oggi percepibile, causa una più alta probabilità di danni significativi per le infrastrutture del Paese, comprese quelle di trasmissione elettrica, che porta a un rischio di aumento dei disservizi della rete.

Fotovoltaico



◀ Figura 24.

Potenza fotovoltaica ed eolica installata in Italia per zona di mercato (valori percentuali).

Fonte:
Elaborazione Terna, 2019.

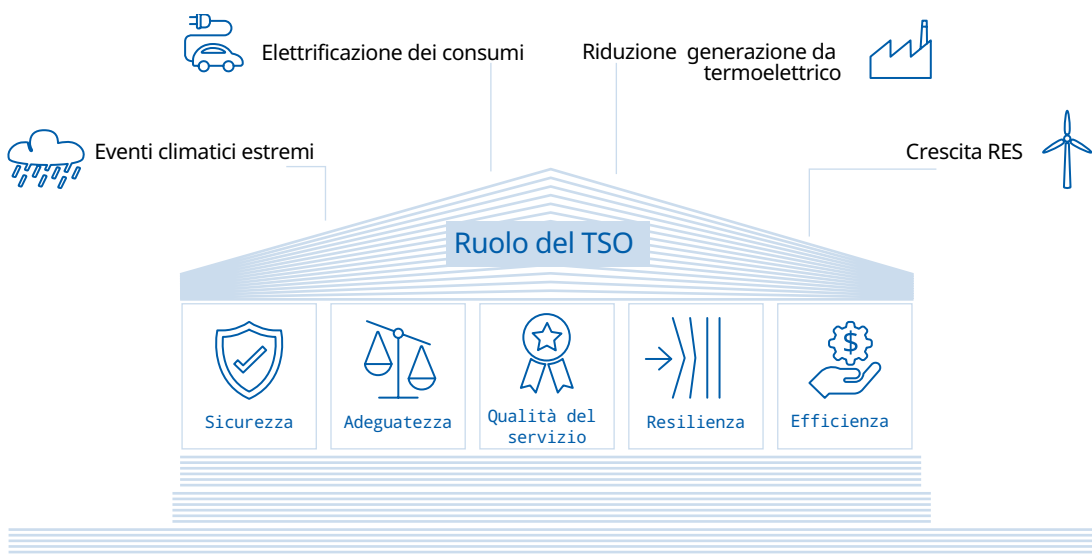
Eolico



4.2

Le problematiche citate sono amplificate nei loro effetti dalle **caratteristiche strutturali della rete elettrica italiana** che, a causa del profilo geografico del Paese (scarsa possibilità di interconnessione con il continente europeo, vincoli di transito tra il Nord e il Sud Italia e con le isole), renderanno ancora più complessa la gestione del Sistema Elettrico nelle nuove condizioni.

Il nuovo contesto mette sotto pressione tutte le **dimensioni chiave** che il TSO deve tenere sotto stretta osservazione per gestire correttamente il Sistema Elettrico:



▲ **Figura 25.**
Dimensioni chiave del
Sistema Elettrico.

Fonte:
Elaborazioni Terna, 2019.

- **Sicurezza**, ossia la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso;
- **Adeguatezza**: il Sistema Elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo;
- **Qualità del servizio**, con cui si intende la capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica) e la qualità dello stesso (livello di tensione, forma d'onda, ...);

- **Resilienza**, ossia la capacità del Sistema di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, eventualmente mediante interventi provvisori;
- **Efficienza**, con cui si intende la capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al minimo costo complessivo per il cittadino/utente.

4.3

I fattori abilitanti per la transizione del sistema elettrico.

Alla luce di quanto esposto, Terna ritiene che una piena integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico sia perseguibile solo tramite la realizzazione di un **set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro**. Le azioni e gli interventi individuati da Terna per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione sono riconducibili a quattro categorie di intervento:

▼ **Figura 26.**
Fattori abilitanti per la transizione del sistema elettrico.

Fonte:
Elaborazione Terna, 2019.

<p>1 INVESTIMENTI DI RETE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Potenziamento dorsali Nord-Sud e rinforzi di rete Sud e isole • Investimenti per regolazione tensione e aumento inerzia del sistema • Interconnessioni con l'estero • Interventi per resilienza
<p>2 SEGNALI DI PREZZO DI LUNGO TERMINE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Capacity market per promuovere investimenti in impianti termoelettrici di nuova generazione • Aste e contratti di acquisto di energia a lungo termine (PPA) per impianti rinnovabili • Contrattualizzazione a termine tramite procedure competitive per nuova capacità di accumulo, anche idroelettrico
<p>3 EVOLUZIONE E INTEGRAZIONE DEI MERCATI</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evoluzione della struttura e dei prodotti negoziati sul mercato dei servizi per far fronte alle nuove esigenze (regolazione di tensione, inerzia...) • Partecipazione di "nuove" risorse di flessibilità al mercato dei servizi di dispacciamento: domanda, generazione distribuita, accumuli • Integrazione progressiva con i mercati dei servizi europei
<p>4 INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Digitalizzazione della rete di trasmissione (asset e processi) e della gestione del sistema elettrico

4.3

1. Investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulle Interconnessioni con l'estero, come esposto nel Piano di Sviluppo redatto annualmente da Terna sulla base della situazione attuale della rete e sulle esigenze future del Sistema Elettrico. Tutti gli interventi di rete pianificati da Terna sono elaborati perseguendo i driver fondamentali di decarbonizzazione, sicurezza, qualità, efficienza di mercato e sostenibilità, nonché nell'ottica di avere una rete sempre più resiliente.

Nel dettaglio, gli interventi sulla **rete di trasmissione interna** saranno necessari per consentire il **miglior utilizzo del parco produttivo nazionale e ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali**. Sono previsti, quindi, interventi di potenziamento degli asset esistenti e realizzazione di nuovi, ma anche interventi di installazione di dispositivi mirati a garantire elevati standard di qualità e sicurezza (ad esempio FACTS e nuovi compensatori sincroni).

In aggiunta, sarà necessario prevedere lo **sviluppo di capacità di interconnessione** con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti al fine di **garantire una maggiore sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento** su mercati potenzialmente più vantaggiosi come per esempio Francia e Germania.

Inoltre, in un contesto di crescente intensità di eventi atmosferici estremi, si renderà necessario migliorare e incrementare la resilienza della rete attraverso **interventi infrastrutturali, interventi di mitigazione e interventi per la gestione delle emergenze**.

Un fattore fondamentale per far sì che gli interventi di rete siano realizzati in linea con gli obiettivi nazionali è la necessità di un **fast track autorizzativo**, ossia un iter autorizzativo preferenziale per gli interventi strategici, al fine di ridurre i tempi di realizzazione.

2. Introduzione di segnali di prezzo di lungo periodo, fondamentali per stimolare gli investimenti in nuova capacità efficiente (termica, FER e accumulo) in un contesto di mercato che non fornisce sufficienti garanzie per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali ("upfront cost") dominanti rispetto ai costi di esercizio. Oggi, infatti, i mercati dell'energia e dei servizi hanno essenzialmente una natura spot e sono quasi esclusivamente focalizzati sulla remunerazione dell'energia (MWh) anziché della capacità (MW). Data la diversa natura della nuova capacità da installare, sono necessari differenti meccanismi per la fornitura di segnali di prezzo di lungo termine efficienti:

- **Capacity Market:** Per le caratteristiche intrinseche delle FER, il mantenimento in esercizio di una flotta termoelettrica rotante efficiente, in grado di sostenere il sistema anche in un contesto in cui la quota di energia fornita dalle FER diventa prevalente, come nello scenario PNIEC, continua ad essere fondamentale. Il Capacity Market, mediante la **remunerazione di capacità produttiva**, permetterà di fornire un segnale di prezzo a lungo termine in grado di stimolare la realizzazione di nuova capacità di generazione allo scopo di mantenere l'adeguatezza del sistema nel lungo termine.
- **PPAs e meccanismi di aste FER:** la realizzazione di nuovi impianti FER, fondamentale ai fini del raggiungimento dei target nazionali e internazionali, è rallentata drasticamente negli ultimi anni, in particolare a causa di un contesto di forte incertezza sui prezzi futuri dell'energia. Strumenti utili per stimolare nuovi investimenti sono rappresentati da **incentivazioni mediante meccanismi di asta** (quali quelli previsti dal decreto FER) e **contrattualizzazioni a lungo termine tra i produttori e una controparte tipicamente non regolata** (long-term Power Purchase Agreements - PPAs).
- La proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima prevede, entro il 2030, l'installazione di **nuova capacità di accumulo Utility-Scale** (da impianti di pompaggio idroelettrici e batterie elettrochimiche) per almeno 6 GW. La realizzazione di nuova capacità di accumulo, in particolare tecnologie di accumulo in grado di gestire cicli di carica-scarica nell'ordine di grandezza di ore/giorni/settimane è infatti **fondamentale per gestire le esigenze del sistema elettrico nel breve-medio termine** (2030), sebbene ad oggi gli stimoli per gli investimenti in tale capacità non siano sufficienti. Sarà dunque necessario costruire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc, anche ricorrendo a forme contrattuali a lungo termine, con controparti selezionate mediante procedure competitive organizzate dal TSO. Data la complessità del tema e la pluralità di soggetti coinvolti, Terna ritiene che sia necessario a tale scopo istituire una **cabina di regia gestita a livello centrale** con tutti i Ministeri (Sviluppo Economico, Ambiente, Infrastrutture), istituzioni ed enti locali coinvolti

4.3

nella realizzazione degli impianti di pompaggio. Sarebbe inoltre auspicabile che la normativa preveda la semplificazione dei processi autorizzativi per la costruzione degli impianti di pompaggio e l'utilizzo delle acque.

3. Evoluzione e integrazione dei mercati, allo scopo di esplicitare nuovi servizi necessari nel nuovo contesto e incentivare la partecipazione di nuove risorse di flessibilità ai mercati elettrici, favorendone l'integrazione a livello europeo.

Il Sistema elettrico fino ad oggi ha infatti potuto fare affidamento su una serie di **servizi "impliciti"**, forniti da una flotta di impianti rotanti, in particolare termoelettrici. Alla luce degli scenari prospettici, la disponibilità di risorse che continueranno a fornire servizi di questo tipo si ridurrà sensibilmente. Diventa quindi una **esigenza imprescindibile** per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico introdurre nuovi servizi di regolazione ed esplicitare servizi in precedenza forniti implicitamente.

Inoltre, la **crescente penetrazione di rinnovabili** e la conseguente riduzione delle ore di produzione degli impianti termoelettrici tradizionali, **umentano la necessità di flessibilità** del sistema elettrico nel nuovo contesto e rendono essenziale l'approvvigionamento di servizi di rete anche da nuove risorse di flessibilità. Risorse di consumo (demand response), generazione distribuita, rinnovabili oggi non abilitate e sistemi di storage costituiscono un ampio pool di risorse (oltre 800.000 impianti di produzione e circa 40 milioni di unità di consumo) potenzialmente utili per offrire servizi di flessibilità necessari a garantire l'adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più ampio e complesso.

4. Investimenti in digitalizzazione e innovazione per la gestione di un Sistema Elettrico sempre più complesso, integrato e distribuito, contraddistinto da una molteplicità di soggetti e relazioni. Con l'aumento esponenziale degli impianti di produzione e consumo e con l'incremento del contributo delle FER non programmabili, stiamo già oggi assistendo a una crescente complessità di gestione del Sistema e a un livello di aleatorietà previsionale maggiore, che aumenteranno ulteriormente in futuro.

Al fine di mitigare opportunamente gli effetti di tali fenomeni è indispensabile garantire ai gestori di rete, e in primo luogo al gestore della rete di trasmissione nazionale (che ha la responsabilità della sicurezza

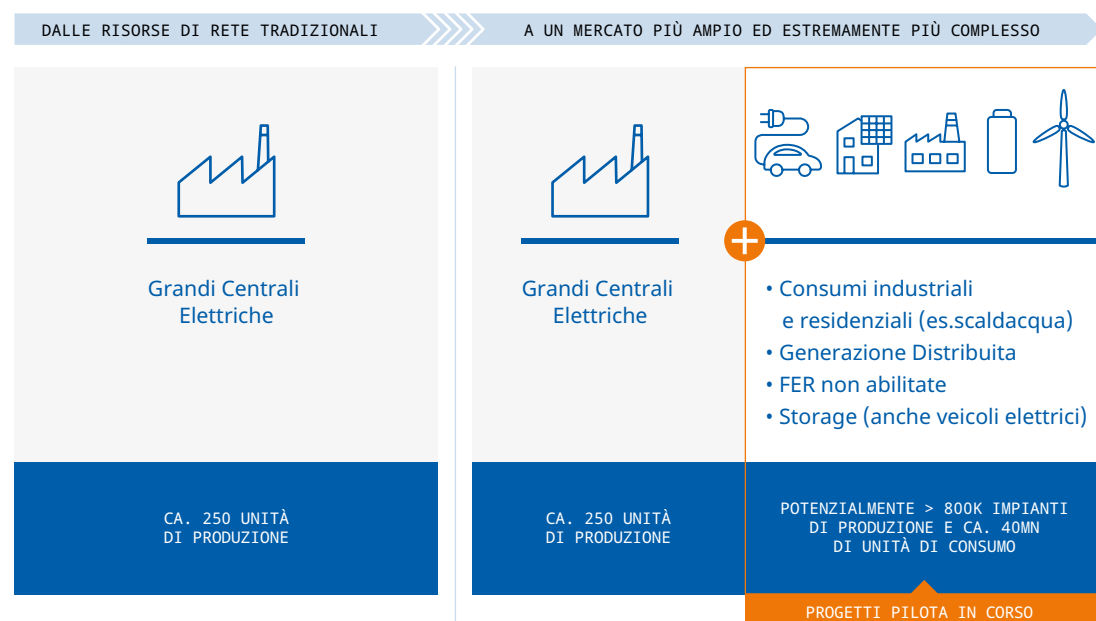
del Sistema Elettrico), la **disponibilità di informazioni tempestive e affidabili su un crescente numero di risorse connesse al Sistema Elettrico e in grado di influenzarne il comportamento.**

Fattori abilitanti di questa trasformazione sono da un lato le **nuove tecnologie digitali**, che consentono di raccogliere informazioni a basso costo (es. IoT, smart meter), di trasferire grandi flussi di dati con soluzioni affidabili di connettività (es. fibra ottica, 5G) e di stoccare e analizzare i dati in maniera efficace (es. advanced analytics), dall'altro gli investimenti in **progetti di innovazione** che mettono insieme le nuove soluzioni digitali permettendo di affrontare le nuove sfide del contesto energetico.

▼ **Figura 27.**

Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse.

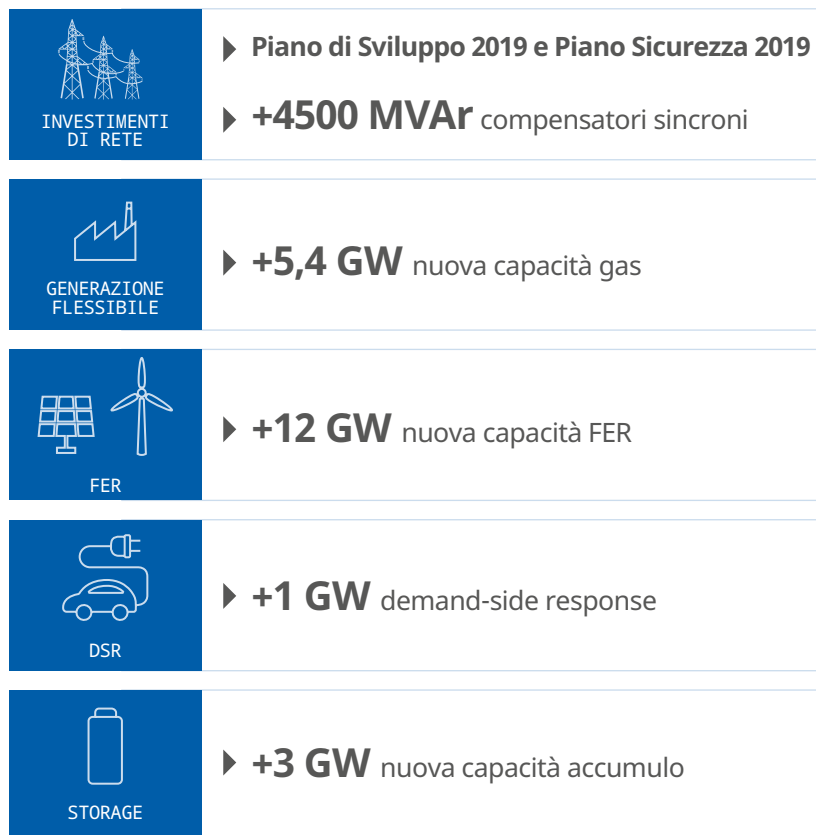
Fonte:
Elaborazioni Terna, 2019.



Terna ha inoltre definito le misure e soluzioni necessarie per raggiungere **il completo phase-out dal carbone entro il 2025**, assicurando i livelli standard di adeguatezza e sicurezza del sistema. In particolare, si evidenzia che, oltre allo sviluppo di circa 12 GW di energie rinnovabili, **il sistema elettrico italiano ha bisogno di nuova capacità** termoelettrica efficiente per sostituire quella di cui si prevede la dismissione (in primis quella alimentata a carbone). Le analisi di Terna mettono infatti in evidenza che il sistema elettrico necessita di una capacità installata di generazione termoelettrica non inferiore a circa 55 GW per rispettare i criteri di adeguatezza adottati a livello nazionale e comunitario. Per garantire questo livello di capacità termoelettrica installata al 2025, tenendo conto sia dell'evoluzione attesa della domanda sia della dismissione degli impianti a carbone e dei rimanenti impianti ad olio combustibile, sarà necessario realizzare 5,4 GW di generazione addizionale alimentata a gas (in linea con il PNIEC). Tra le ulteriori misure necessarie per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, si segnala anche l'installazione di circa 3 GW di nuova capacità di accumulo, sia idroelettrico che elettrochimico.

Al fine di raggiungere tali risultati entro il 2025, in linea con l'obiettivo di phase-out dal carbone, sarà necessario **comprimere i tempi di autorizzazione delle infrastrutture di rete** (soggette anche ai tempi di approvazione dei Piani di Sviluppo) e **di nuova capacità produttiva**, in particolare termoelettrica e di accumulo idroelettrico.

Azioni al 2025



◀ **Figura 28.**
Recap azioni minime
necessarie al 2025
(rispetto al 2017) per
il phase-out dal carbone.

Fonte:
Elaborazione Terna, 2019.

