

Riflessioni sul

**PIANO
NAZIONALE
INTEGRATO
ENERGIA
CLIMA
2024**

Riflessioni sul

**PIANO
NAZIONALE
INTEGRATO
ENERGIA
CLIMA
2024**

I Sommario

09	 	Abbreviazioni e acronimi			
10	 	Executive summary			
14	 	Introduzione			
25	 	Evoluzione della domanda e dell'offerta energetica in Italia			
25		La domanda di energia in Italia			
29		La copertura dei fabbisogni energetici in Italia			
32	 	Il ruolo delle Fer			
32		Le fonti rinnovabili in Italia: dal 2000 ad oggi			
34		L'idroelettrico			
38		Il fotovoltaico			
43		L'eolico			
46		La geotermia			
48		Le bioenergie			
50		La rete elettrica e i sistemi di accumulo in Italia			
54	 	Il contributo del gas naturale nella transizione energetica			
54		Il consumo di gas attuale in Italia			
57		L'approvvigionamento del gas naturale in Italia			
59		Le prospettive del gas come combustibile della transizione al 2030 in Italia			
61		Le ipotesi di domanda di gas: scenari al 2030, 2040 e 2050			
63		Le infrastrutture del gas in Italia: gasdotti, impianti Gnl e stoccaggio			
66		Il nuovo mercato del gas - idrogeno			
71		Le sfide dell'infrastruttura: il gas naturale ed i nuovi gas			
73	 	La riduzione della domanda energetica: il ruolo dell'efficienza energetica			
78	 	L'efficienza energetica negli edifici			
78		Inquadramento europeo			
80		La nuova direttiva sulle case green			
81		Proposte di intervento per il settore			
83	 	L'efficienza energetica nel settore industriale			
87	 	La decarbonizzazione del settore trasporti: auto elettrica, biocarburanti, e-fuels			
92	 	Il problema dei critical raw materials (Crm)			
97	 	L'economia circolare			
98		L'economia circolare e gli obiettivi europei al 2030			
101	 	Le comunità energetiche rinnovabili (Cer) in Italia			
104	 	Il nucleare			
104		Introduzione			
106		Scenari globali per lo sviluppo del nucleare al 2030			
109	 	Riflessioni sull'utilizzo di fonti energetiche alternative a ridotto impatto carbonico			
109		Il gas naturale liquefatto			
111		Piano ambientale			
111		Biocarburanti			
115		Idrogeno			
118	 	Conclusioni			

Indice delle tabelle

21	Tabella 1 Principali obiettivi su energia e clima dell'Ue e dell'Italia al 2020 e al 2030	55	Tabella 18 Impieghi di gas naturale per settori
22	Tabella 2 Pniec 2023: obiettivi, target e contributi chiave dell'Italia	56	Tabella 19 I consumi di gas in Italia dal 2000 al 2023
24	Tabella 3 Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030	57	Tabella 20 Importazioni di gas naturale per punto di ingresso e mezzo di trasporto
27	Tabella 4 Consumi di fonti energetiche primarie in Italia (Mtep)	57	Tabella 21 Riserve di gas naturale al 31 dicembre (M Smc)
32	Tabella 5 Bilancio energia elettrica in Italia (TWh)	59	Tabella 22 Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore); proiezioni 2025-2040 nello scenario di riferimento, dato storico 2021 e 2022 Eurostat (Mtep)
34	Tabella 6 Principali dati sulla consistenza delle fonti rinnovabili in Italia	60	Tabella 23 Importazioni nette: proiezioni 2025-2040 nello scenario di riferimento
35	Tabella 7 Potenza efficiente e producibilità lorda media annua degli impianti idroelettrici in Italia al 31 dicembre 2022	60	Tabella 24 Dipendenza energetica: proiezioni 2025-2040 nello scenario di riferimento
38	Tabella 8 Obiettivi di crescita della potenza della fonte idrica al 2030	65	Tabella 25 Volumi movimentati fisici per operatore per l'anno termico 2022-2023
38	Tabella 9 Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico	68	Tabella 26 Stima degli obiettivi di consumo di idrogeno al 2030
38	Tabella 10 Numero e potenza degli impianti fotovoltaici	69	Tabella 27 Capacità produttiva attuale di idrogeno in Italia
39	Tabella 11 Numero e potenza degli impianti fotovoltaici installati negli ultimi tre anni in Italia, regione per regione	69	Tabella 28 Consumi attuali di idrogeno in Italia
41	Tabella 12 Obiettivi di crescita della potenza da fonte solare al 2030 (MW)	74	Tabella 29 Tabella di marcia degli obiettivi in termini di tasso annuo di riqualificazione
45	Tabella 13 Numero e potenza degli impianti eolici	74	Tabella 30 Riepilogo misure per conseguire target Direttiva e i principali settori a cui si rivolgono
46	Tabella 14 Obiettivi di crescita della potenza da fonte eolica al 2030 (MW)	93	Tabella 31 Materie Prime Critiche 2023
48	Tabella 15 Obiettivi di crescita della potenza da fonte rinnovabile al 2030 (MW)	100	Tabella 32 Indicatori di economia circolare
49	Tabella 16 Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)		
49	Tabella 17 Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore termico (ktep)		

Indice delle figure

15	Figura 1 Emissioni totali annuali di gas serra antropogeniche dal 1970 al 201 per tipologia di gas serra	39	Figura 19 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti: anni 2009 – 2023
16	Figura 2 Percorsi delle emissioni globali coerenti con le politiche e le strategie di mitigazione attuate	40	Figura 20 Taglia media cumulata degli impianti fotovoltaici
17	Figura 3 Trasformare il nostro mondo: Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile	40	Figura 21 Produzione da impianti fotovoltaici
18	Figura 4 Il Green deal europeo	42	Figura 22 Superficie occupata dagli impianti a terra delle regioni a fine 2023
25	Figura 5 Confronto del fabbisogno energetico in Italia e in EU-27: dal 2000 al 2022	44	Figura 23 Taglia media cumulata degli impianti eolici
26	Figura 6 Andamento del fabbisogno energetico in Italia: dal 2000 al 2022	44	Figura 24 Numero e potenza degli impianti eolici
27	Figura 7 Intensità energetica del Pil (tep/000€, asse sin) e var YoY (% , asse dx)	45	Figura 25 Produzione annua degli impianti eolici
28	Figura 8 Breakdown dei consumi finali per settore: confronto 2000 e 2022	47	Figura 26 Consumo Finale Lordo da Fer nel settore termico per fonte:
29	Figura 9 Evoluzione dei consumi finali per settore dal 2000 al 2022	49	Figura 27 Traiettorie evolutive del contributo delle bioenergie nei diversi settori, per il raggiungimento del target Fer al 2030
29	Figura 10 Copertura del fabbisogno italiano: produzione ed importazioni nette	50	Figura 28 Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da Fer al 2030 (TWh)*
30	Figura 11 Andamento della produzione nazionale di idrocarburi	51	Figura 29 Mappa della rete elettrica nazionale e dei principali elettrodotti di collegamento alla frontiera
30	Figura 12 Numeri di pozzi di perforazione per esplorazione e sviluppo in Italia	52	Figura 30 Richieste di connessione alla rete Rtn (valori in GW)
31	Figura 13 Tasso di dipendenza energetica nei Paesi Ue	54	Figura 31 Andamento mensile dell'impiego di gas naturale
33	Figura 14 La produzione delle fonti rinnovabili	55	Figura 32 Andamento dell'impiego di gas naturale per settori
33	Figura 15 Andamento della produzione Fer dal 2000 al 2022 (GWh)	56	Figura 33 I consumi di gas in Italia dal 2000 al 2023
34	Figura 16 Focus sulla produzione Fer negli ultimi 5 anni	58	Figura 34 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza
36	Figura 17 Impianti idroelettrici in Italia	58	Figura 35 Paesi di origine delle importazioni di Gnl
36	Figura 18 Età del parco idroelettrico in Italia per potenza installata (%)		

62	Figura 36 Domanda italiana del gas nel periodo 2019-2023 e scenari di evoluzione al 2030, 2040 e 2050 (Miliardi di mc/anno)	98	Figura 53 Stati membri Ue con Strategie di Economia circolare adottate (aggiornato al 2022)
62	Figura 37 Domanda storica europea di gas naturale e scenari al 2030, 2040 e 2050	101	Figura 54 Schema di una comunità energetica
64	Figura 38 Principali punti di ingresso in Italia del gas naturale	106	Figura 55 Sviluppo della capacità di generazione nucleare nello scenario Pniec 2024
70	Figura 39 Utilizzo dell'idrogeno negli scenari di completa decarbonizzazione	107	Figura 56 Previsione di crescita del nucleare
75	Figura 40 Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi		
75	Figura 41 Quadro di sintesi dei risparmi attesi 2021-2030 dalle misure di promozione dell'efficienza energetica, per settori (%)		
76	Figura 42 Efficienza energetica in Italia (Mtep), 1990-2050		
78	Figura 43 Proprietà dell'abitazione in percentuale (anno 2022)		
79	Figura 44 Confronto tra percentuali di abitazioni sotto occupate in Ue e alcuni Stati Membri		
80	Figura 45 Emissioni di gas a effetto serra delle famiglie per riscaldamento e raffreddamento, in kg pro-capite		
84	Figura 46 Technical Energy Efficiency Index		
85	Figura 47 Principali drivers della variazione dei consumi energetici del settore industriale		
87	Figura 48 Emissioni globali di CO2 dal settore trasporti per sotto-settori nello Scenario Net Zero. Anni 2000-2030		
91	Figura 49 Esempio di approccio integrato per una strategia di profonda decarbonizzazione nel settore dei trasporti elaborato da NRrel		
94	Figura 50 Il prezzo delle materie prime critiche selezionate 2019-2022		
95	Figura 51 Quota sul totale nei processi della catena del valore delle terre rare		
97	Figura 52 Economia lineare vs economia circolare		

Abbreviazioni e acronimi

Arera	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente	Ipcei	Important Project of Common European Interest
Ccs	Carbon Capture and Storage (= cattura e stoccaggio del carbonio)	Irena	Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili
Ceto	Clean Energy Technology Observatory	LCoE	Levelized cost of electricity (= costo medio ponderato dell'energia)
Cop	Conference of Parties (= Conferenze delle Parti firmatarie della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici)	Lulucf	Regolamento sull'uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura (LULUCF = Land Use, Land-Use Change, and Forestry)
CrM	Critical Raw Materials	Ktep	Migliaia di tep
Eea	European Environment Agency	Mase	Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica
Egec	European Geothermal Energy Council	Mmc	Milioni di metri cubi (M Smc = milioni di Standard metri cubi)
Entso-E	The European Network of Transmission System Operators	Mtep	Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio
Ennoh	Rete europea dei Gestori dei Sistemi per l'Idrogeno	Mtoe	Million ton of oil equivalent (= Mtep)
Erec	European Renewable Energy Council	Ndc	National Determinant Contribution
Esr	Effort Sharing Regulation	Opex	Operational Expenditure (= spese operative)
Ets	Emission Trading System	Pniec	Piano nazionale energia e clima
Fer	Fonti di Energia Rinnovabile	Pnrr	Piano nazionale di ripresa e resilienza
FF55	Pacchetto "Fit-for-55"	SDGs	Sustainable Development Goals (Obiettivi di Sviluppo sostenibile)
FsrU	Floating Storage and Regasification Unit	Sen	Strategia Energetica Nazionale
Ghg	GreenHouse Gases (= gas ad effetto serra)	Smc	Standard metri cubi
Gmc	Giga metri cubi (= miliardo di metri cubi)	Tep	Tonnellata equivalente di petrolio
Gnl	Gas Naturale Liquefatto (in inglese Lng = Liquefied Natural Gas)	Tyndp	Ten-Year Network Development Plan - piano che fornisce una panoramica dell'infrastruttura europea del gas e dei suoi sviluppi futuri
Ice	Internal Combustion Engine (=motore a combustione interna)	Tso	Transmission System Operator (ossia il gestore del sistema di rete di trasmissione)
Iea	International Energy Agency	Unfccc	Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change)
Ippc	(The) Intergovernmental Panel on Climate Change		

I Executive summary

Il cambiamento climatico è ormai una realtà con la quale i nostri Governi e le prospettive di sviluppo economiche, ambientali e sociali devono fare i conti.

La sua principale causa è stata riconosciuta indiscutibilmente nelle attività antropiche ed in particolar modo nelle emissioni legate alla combustione di fonti fossili. Il sistema energetico, quindi, risulta il principale settore in cui occorre intervenire per contrastare il cambiamento climatico.

Accanto a ciò, il conflitto Russia-Ucraina spinge ulteriormente verso un ripensamento del sistema energetico europeo per assicurare indipendenza, sicurezza ed affidabilità a tutti i cittadini dell'Ue.

A livello europeo, le spinte verso un sistema economico sostenibile si sono man mano intensificate, prima con l'adozione del *Green deal*, poi con il pacchetto "Fit-for-55" e il successivo pacchetto "Re-PowerUE", che hanno puntato a rafforzare il percorso di decarbonizzazione e di indipendenza dei sistemi energetici degli Stati membri. Non è un caso, infatti, che nell'ambito del pacchetto "Fit-for-55" è stato previsto la realizzazione di Piani nazionali integrati energia e clima, da aggiornare ogni 5 anni.

In Italia, come nel resto dell'Ue, il processo di revisione del proprio Pniec si è concluso con la presentazione della versione definitiva a giugno 2024 (Pniec 2024), una versione che presenta obiettivi meno ambiziosi di quelli ipotizzati nel 2019, in quanto frutto delle mutate condizioni economiche e geopolitiche avvenute nell'ultimo quinquennio: non solo la crisi economica globale seguita alla pandemia da Covid-19 nel 2021 ma anche il conflitto russo-ucraino, con il blocco di uno dei più grandi fornitori di gas naturale per l'Europa.

Da sempre, il nostro Paese ha dovuto fare i conti con una carenza strutturale delle risorse legata ad una produzione di idrocarburi in arrestabile decrescita ed un forte grado di dipendenza energetica legata alle importazioni di fonti fossili e di energia elettrica. Il nostro sistema energetico ha, quindi, guardato con attenzione allo sviluppo di fonti alternative di energia prima tra tutte l'idroelettrico.

L'idroelettrico, infatti, ha rappresentato una fonte fondamentale per lo sviluppo industriale del nostro Paese ed ancora oggi riveste il primo posto tra le fonti rinnovabili (34%), seguita da PV ed eolico. Nonostante, il grande contributo che va riconosciuto all'idroelettrico, negli ultimi anni, il suo peso è progressivamente diminuito a causa da un lato dalla disponibilità della risorsa stessa per effetto dei fenomeni legati al cambiamento climatico (come siccità, riduzione dell'innevamento e scioglimento dei ghiacciai) e dall'altro dai mancati investimenti in ammodernamento o innovazione degli impianti. Quest'ultimi rinviati per le incertezze sulle prospettive delle concessioni in scadenza.

Lo sviluppo di energia da fotovoltaico ed eolico è stato sostenuto nel tempo da diversi meccanismi di incentivazione che ne hanno permesso un più accelerato sviluppo. Al loro venir meno, la loro crescita ha registrato un andamento più modesto, rendendo pressoché difficile, in prospettiva, il raggiungimento del target europeo 45% al 2030 per le Fer.

Negli ultimi anni, infatti, sul fronte del fotovoltaico si registrano incrementi soprattutto per piccoli impianti, che al 2023 costituiscono circa il 94% della capacità complessivamente installata, per una potenza media inferiore ai 20 kW. Il loro sviluppo è stato sorretto dalle detrazioni fiscali legate al Superbonus, ormai esauritosi. Inoltre, è recente (maggio 2023) il provvedimento per iniziativa del Ministro dell'Agricoltura che ha voluto introdurre rigide limitazioni nell'uso dei terreni agricoli per l'installazione dei progetti fotovoltaici, paventando una pericolosa riduzione dei suoli disponibili per gli usi agricoli e prevedendo che la collocazione di pannelli fotovoltaici sui suoli agricoli sia consentito solo nell'ambito di progetti di agrivoltaico, ossia di integrazione tra l'attività agricola e quella di produzione dell'energia. Un ulteriore ostacolo allo sviluppo del PV e soprattutto un ostacolo al raggiungimento di target più elevati della stessa alla partecipazione alla copertura della domanda energetica.

Anche per l'eolico, la situazione non è delle più rosee: negli ultimi tre anni si è assistito ad un tasso di crescita della capacità installata moderato, che ha visto installare circa 1.621 MW addizionali tra il 2020 ed il 2023, raggiungendo una capacità cumulata pari a 12.336 MW, un valore decisamente inferiore agli attesi 28.140 MW al 2030 previsti dal Pniec 2024. Lo sviluppo più contenuto dell'eolico nel nostro Paese va ricercato non solo in elementi oggettivi come la conformazione del nostro territorio e la più diffusa presenza di insediamenti abitativi, ma anche e soprattutto in elementi burocratici legati alle incertezze sia tempistiche degli iter autorizzativi, sia della realizzazione stessa dell'opera, che divengono fattori limitanti della crescita della fonte eolica. Ancora scarsamente valorizzato dal Pniec è l'apporto che potrebbe provenire dallo sviluppo dell'eolico offshore, soprattutto legata alla tecnologia *floating*, valutato in appena 2 GW al 2030.

Non è previsto un miglioramento dell'apporto della geotermia, pressoché stazionaria da anni e focalizzata per lo più in Toscana. Un aiuto per lo sviluppo di questa fonte potrebbe derivare dall'uso del "gradiente geotermico", abbinato a pompe di calore, per la climatizzazione degli edifici e la produzione contemporaneamente di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria anche in modalità teleriscaldamento. Si tratta di una opzione tecnologica ancora relativamente poco sfruttata ma che, grazie alla maggior diffusione della bassa e media entalpia, potrebbe raggiungere numeri decisamente superiori anche se, al momento la traiettoria del suo sviluppo appare ancora modesta.

Infine, lo sviluppo delle potenzialità delle bioenergie dipende fortemente dal settore di riferimento: nel settore elettrico e termico esse appaiono in riduzione, mentre ci si attende una crescita decisa per gli impieghi di biometano nel settore trasporti.

In ogni caso, se ci si auspica uno sviluppo delle Fer nel prossimo futuro, per quanto moderato possa essere, occorre certamente poter puntare su una rete elettrica affidabile e capace di accogliere questa nuova produzione. Diversi sono gli adeguamenti richiesti alla rete elettrica per fronteggiare e gestire i cambi dei centri di produzione e consumo; non solo un cambio di impostazione ma anche la capacità di accogliere una maggior produzione distribuita ed intermittente a cui occorrerà rispondere anche con soluzioni di stoccaggio e accumulo di energia.

Sul fronte delle fonti più tradizionali, un ruolo ancora rilevante è senz'altro quello giocato dal gas naturale, che è la fonte della transizione per eccellenza e, secondo quanto previsto dal Pniec, lo resterà ancora per il 2030 e 2040. Tuttavia, il continuo calo della produzione interna ha fatto sì che aumentasse l'importazione dall'estero, importazione per lo più effettuata ancora con gasdotti ma che vede un graduale aumento del contributo del Gnl, grazie agli attuali 4 rigassificatori. Dal punto di vista dell'approvvigionamento, i Paesi fornitori sono mutati nel tempo, aggiungendo alle tradizionali provenienze dall'Africa e dal Nord Europa, le forniture provenienti da Azerbaijan e Qatar, che hanno sostituito le forniture dalla Russia.

Un protagonista atteso della scena energetica è sicuramente l'idrogeno, soluzione di medio lungo periodo per garantire e rafforzare la decarbonizzazione e rendere il sistema più sostenibile, soprattutto con riguardo al settore trasporti. Sebbene ad oggi il Pniec gli riserva ancora un ruolo confinato alla sperimentazione ed attività di ricerca e sviluppo, su di esso, soprattutto con riferimento all'idrogeno pulito e green, punta anche l'Europa tanto da adottare nel 2020 la Strategia europea per l'idrogeno (COM/2020/301), rafforzata poi con il pacchetto RePowerUE. La produzione di idrogeno se ben gestita, con lo sviluppo di player nazionali lungo tutta la filiera, potrebbe vedere il rilancio dell'Italia quale hub energetico del Mediterraneo e garantire un nuovo mercato per l'industria nazionale. In vero, lo sviluppo atteso dell'idrogeno parte già con il piede giusto se si considera che l'infrastruttura gas attualmente in funzione dovrebbe poter essere utilizzabile anche per l'idrogeno, pur restando da preferire l'utilizzo di reti dedicate alla specifica *commodity*.

Un sistema energetico decarbonizzato e sostenibile richiede non solo un cambio di fonte, ma anche di puntare sull'efficienza energetica. Di per sé, il sistema Italia è sempre stato attento al contenimento della domanda di energia specie quella proveniente dal settore industriale al fine di mantenere la propria competitività sui mercati nazionali ed internazionali. Le misure contenute nella Pniec 2024 non sembrano essere sufficienti per trarre in considerazione i nuovi obiettivi europei della Direttiva sulla efficienza energetica (Direttiva Ue 2023/1791 del 13 settembre 2023, più nota come *Energy Efficiency Directive* o Eed III) che fissa un obiettivo complessivo vincolante ambizioso: una riduzione del 11,7% del consumo finale di energia al 2030 rispetto alle previsioni formulate nel 2020, per il raggiungimento del quale gli Stati membri devono contribuire. Ad esso si aggiunge un obiettivo specifico posto a carico degli Stati membri di riduzione dei consumi energetici negli uffici pubblici (riduzione annuale dell'1,9% del consumo energetico finale complessivo degli enti pubblici rispetto al 2021; l'obiettivo di ristrutturare ogni anno almeno il 3% della superficie coperta utile totale degli edifici pubblici per renderli completamente o quasi del tutto green in conformità dell'articolo 9, direttiva 2010/31/Ue).

Con riferimento all'efficienza degli edifici, non si può non ricordare che gli ultimi anni sono stati caratterizzati da un ricorso sfrenato ai bonus, che hanno fatto perdere di vista le finalità per cui sono stati previsti. Gli obiettivi altamente sfidanti posti dall'Ue per una neutralità carbonica al 2050 presentano forti criticità se realizzati in assenza di sostegni pubblici e privati, ma soprattutto senza considerare le evidenti caratteristiche dissimili dello stock abitativo europeo. In questo senso il Pniec dovrebbe delineare più chiaramente e in modo coerente la strategia per la revisione degli attuali meccanismi.

Anche l'efficienza energetica nel settore trasporti ha una sua rilevanza, in quanto si tratta del settore in cui le emissioni sono cresciute più velocemente di qualsiasi altro comparto, con un *trend* che sembra non rallentare. Per questa ragione sono state individuate alcune misure di *policy* volte a migliorare l'efficienza (i.e. riduzione della domanda di mobilità; ottimizzazione della mobilità collettiva; sostituzione di combustibili con fonti *carbon neutral*). Nonostante, vi sia un forte interesse per le auto elettriche, non si possono ignorare le criticità che un loro sviluppo repentino comporta. Tra esse non vi è solo l'aumento della domanda di elettricità del settore trasporti, ma richiede contemporaneamente lo sviluppo delle reti e dei sistemi di ricarica. Data l'importanza della leadership nella componentistica automotive, il settore trasporti assume una particolare rilevanza per il nostro Paese ed anche in quest'ottica il Governo ha richiesto di includere tra le soluzioni riconosciute nei Regolamenti CO₂ quella dei *carbon neutral fuels*, ossia di prodotti già sul mercato (come i biocarburanti avanzati, il metanolo, il biometano e il BioGnl) e prodotti in fase di sviluppo, ossia gli *e-fuels*, i carburanti da rifiuti, l'idrogeno.

La sostenibilità del sistema energetico passa anche attraverso la creazione di raggruppamenti di più soggetti che, in un contesto locale e comunque di collegamento, decidono di collaborare per

produrre, gestire, utilizzare la propria energia, creando così una comunità energetiche rinnovabili (Cer). Si tratta del mezzo più efficace per avvicinare il cittadino al mondo dell'energia basato sempre più su fonti rinnovabili, coinvolgendoli sia in un processo di accettazione degli impianti stessi, sia nella loro gestione responsabile e portatrice di benefici economici e sociali. La costituzione di Cer è incentivata e agevolata dalla Direttiva europea sulle Energie Rinnovabili (Red II), poiché permette di promuovere l'efficienza energetica ed il risparmio.

Come noto, l'Italia è un Paese povero di materie prime e di fonti di energia fossili ma ciò ha finito per spingere il nostro sistema industriale a valorizzare il riutilizzo e la rigenerazione di materiali o prodotti, con l'obiettivo di sostenere la produzione, ottimizzando l'impiego delle risorse soprattutto di quelle risorse con valore aggiunto. Si tratta dell'applicazione del concetto di economia circolare, dove il modello di produzione di tipo lineare è sostituito con la riduzione, il riuso, la rigenerazione e il riciclo delle materie, attraverso modifiche che intercorrono lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti, dalla fase di progettazione fino al recupero a fine vita. Secondo il rapporto "Circular economy report 2023" pubblicato dalla *School of Management* del Politecnico di Milano rileva che, negli ultimi anni, i risparmi ottenuti in Italia grazie all'economia circolare sono valutabili solo in 1,2 miliardi di euro, raggiungendo un totale di 15,6 miliardi, rispetto all'obiettivo di 103 miliardi di euro ottenibili al 2030, e con un gap da colmare di circa 88 miliardi rispetto al potenziale, che significa necessità di duplicare gli sforzi risparmiando almeno 12 miliardi l'anno.

Accanto alla questione dell'economia circolare, si pone il problema dei *critical raw materials* (Crm). In particolar modo, le criticità sulla disponibilità di alcune risorse prime risiedono nello sviluppo repentino delle tecnologie legate alla produzione dell'energia da fonti rinnovabili e allo sviluppo di nuove tecnologie. Infatti, un sistema energetico basato sulle tecnologie da energie pulite come l'eolico ed il fotovoltaico o gli sviluppi industriali come l'auto elettrica richiede l'impiego di risorse prime notevolmente superiori e di particolare rilevanza. Proprio la criticità del loro approvvigionamento ha spinto la Commissione europea a compilare un elenco di Crm considerati essenziali per l'economia e lo sviluppo tecnologico dell'Ue e lo aggiorna periodicamente.

Infine, il nuovo Pniec si caratterizza per aver riconsiderato per il nostro Paese il nucleare, sebbene dopo il 2030, ovviamente dopo aver apportato le dovute modifiche normative e legislative per permettere il ritorno del nucleare in Italia. Ciò è dovuto alla rinnovata attenzione che ha investito la tecnologia nucleare, grazie a due nuove tecnologie avanzate: *Small modular reactor* (Smr) e *Advanced modular reactor* (Amr). Entrambe queste tecnologie sono caratterizzate da taglie più piccole rispetto alle centrali nucleari convenzionali (con una potenza compresa tra 10 e 300 MW) e una progettazione che viene prevalentemente eseguita in fabbrica e solo in un successivo momento trasportata in situ (modularità), pur conservando le criticità legate allo smaltimento del combustibile esausto e delle scorie radioattive. Problema quest'ultimo che assume per l'Italia una rilevanza particolare essendo ancor oggi impegnata a trovare una soluzione per lo smaltimento dei rifiuti derivanti dal passato programma nucleare. In prospettiva, quindi, uno sviluppo rilevante di Smr porterebbe ad un incremento dei volumi dei rifiuti nucleari che necessitano di gestione e smaltimento.

Resta confermato anche nel nuovo Pniec il *phase-out* del carbone sebbene posticipato nel tempo (dal 2025 al 2028) a causa delle mutate circostanze e del proseguo della guerra Russia-Ucraina. Non si può non segnalare l'avvio della consultazione Ue su sicurezza energetica (iniziata il 3 settembre e che dovrebbe concludersi il 26 novembre 2024), argomento che si basa ancora, in gran parte, sul regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas (Eu) 2017/1938 e sul regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica (Ue) 2019/941. Le mutate circostanze, i conflitti internazionali e le relative crisi energetiche, rendono necessaria una verifica della normativa europea su un tema tanto delicato sul quale non si segnalano grandi innovazioni nel Pniec 2024.

I Introduzione

Il Pniec - Piano integrato energia clima - racchiude nel suo stesso titolo il modo in cui oggi è necessario impostare qualsiasi pianificazione in campo energetico, tenendo in debito conto i legami intrinseci tra energia ambiente e, quindi, le implicazioni derivanti dai cambiamenti climatici.

Dopo essere stata, da sempre, fattore di sviluppo tecnologico, crescita economica, libertà di movimento, e, più in generale, di benessere, l'energia ha mostrato i limiti della sua produzione e del suo uso legati ai rischi per l'ambiente, per la salute delle persone, per la stessa sopravvivenza del pianeta. Inizialmente l'attenzione di scienziati, organizzazioni internazionali e governi si è concentrata sulle ricadute sulla salute - di persone, flora e fauna - delle emissioni nocive nei luoghi di produzione e d'impiego o nelle aree circostanti.

Da tempo però ci si è resi conto che un uso indiscriminato di energia di origine fossile può produrre effetti di portata globale con l'emissione di gas serra (Ghg), che oltre una certa soglia di concentrazione in atmosfera sono destinati a produrre l'innalzamento della temperatura, innescando un cambiamento del clima e di tutti i fenomeni che ne derivano.

È un fatto ormai acquisito sia a livello scientifico sia a livello di decisori politici, internazionali e nazionali, che il cambiamento climatico ha effetti devastanti sull'ambiente, sulle persone e sulla fauna selvatica, con l'aumento delle temperature globali, l'innalzamento del livello del mare, l'aumento della frequenza di eventi meteorologici estremi e la perdita di biodiversità.

Sebbene il cambiamento climatico possa essere generato sia da attività umane (emissione di gas serra, combustione di fonti fossili, deforestazione, inquinamento atmosferico) sia da altri fattori naturali (attività vulcaniche, variazioni dell'orbita terrestre e cambiamenti nell'attività solare), è ormai pacifico a livello internazionale che è soprattutto l'influenza umana sul clima la causa dominante del riscaldamento osservato negli ultimi decenni.

La portata globale di tali fenomeni pone ovviamente l'esigenza di un approccio globale per riuscire ad attuare le azioni di contrasto e l'Organizzazione delle Nazioni Unite è la sede naturale per farlo, come aveva evidenziato un primo studio (Rapporto Brundland) del 1987 nel quale si sosteneva che "contrastare il cambiamento climatico è una sfida globale che richiede la cooperazione e il coinvolgimento di tutti i Paesi e delle comunità ed è essenziale agire ora per limitare i danni e preservare il nostro pianeta per le generazioni future".

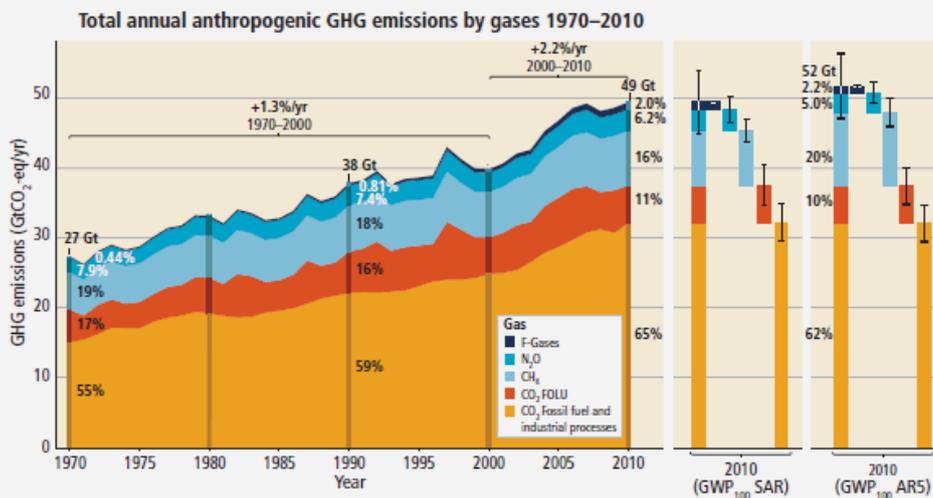
La presa di coscienza di tale necessità ha inizialmente portato all'adozione della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sul cambiamento climatico (Unfccc) del 1992¹, entrata in vigore nel 1994, che

1. Complementare all'Unfccc è il Protocollo di Kyoto, adottato nel dicembre 1997 ed entrato in vigore a febbraio 2005, che rappresenta il primo accordo internazionale, contenente impegni vincolanti e quantificati di limitazione e riduzione delle emissioni di sei gas ad effetto serra (biossido di carbonio (CO₂); metano (CH₄); protossido di azoto (N₂O); idrofluorocarburi (Hcf); perfluorocarburi (Pfc); esafluoro di zolfo (SF₆)), responsabili del riscaldamento del pianeta per i Paesi industrializzati (ovvero i 37 Paesi industrializzati e la Comunità europea presenti nell'Allegato I della Unfccc), riconosciuti come principali responsabili dei livelli di gas ad effetto serra presenti in atmosfera. Tali Paesi si impegnavano a ridurre le loro emissioni di gas ad effetto serra, nel periodo 2008-2012, di almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990.

costituisce la base negoziale per la cooperazione internazionale sul clima e si avvale del contributo scientifico della *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Ipcc), a cui richiede l'elaborazione di periodici *Assessment Report* (Ar) che hanno via via dato informazioni sempre più approfondite sulle cause, gli effetti e la modalità di contrasto ai cambiamenti climatici in atto.

A questo riguardo il *Fifth Assessment Report* (5Ar), presentato a ottobre 2014 dall'Ipcc, rappresenta il documento di riferimento per la quasi totalità della comunità scientifica internazionale sul fenomeno del cambiamento climatico. In esso si ritiene, in maniera incontrovertibile, che il cambiamento climatico è in atto ed è fortemente legato all'influenza antropica sul sistema climatico, con impatti diffusi sia sui sistemi umani che naturali. Ciò significa che è necessario intervenire subito riducendo le emissioni di gas serra.

Figura 1 – Emissioni totali annuali di gas serra antropogeniche dal 1970 al 2010 per tipologia di gas serra



Nota: CO₂ per la produzione di energia da fonti fossili e per processi industriali; CO₂ da Foreste e Altro Utilizzo della terra (Forestry and Other Land Use - FOLU); metano (CH₄); protossido di azoto (N₂O); gas fluorurati rientranti nel Protocollo di Kyoto (F-gases). Lato destro mostra il confronto delle emissioni 2010, calcolate utilizzando una ponderazione delle emissioni di CO₂eq, tratte dal Second Assessment Report (SAR) e dal 5AR dell'IPCC, in base ai valori di 100 anni Global Warming Potential (GWP100). Utilizzando i più recenti valori GWP100 dalla 5AR (barre a destra) l'aumento delle emissioni totali annue di gas serra si tradurrebbe in un aumento legato a un maggior contributo di metano (52 GtCO₂eq/anno), ma non cambia la tendenza a lungo termine in modo significativo.

Fonte: Ipcc (2014), 5AR - Climate Change 2014. Synthesis Report Summary for Policymakers.

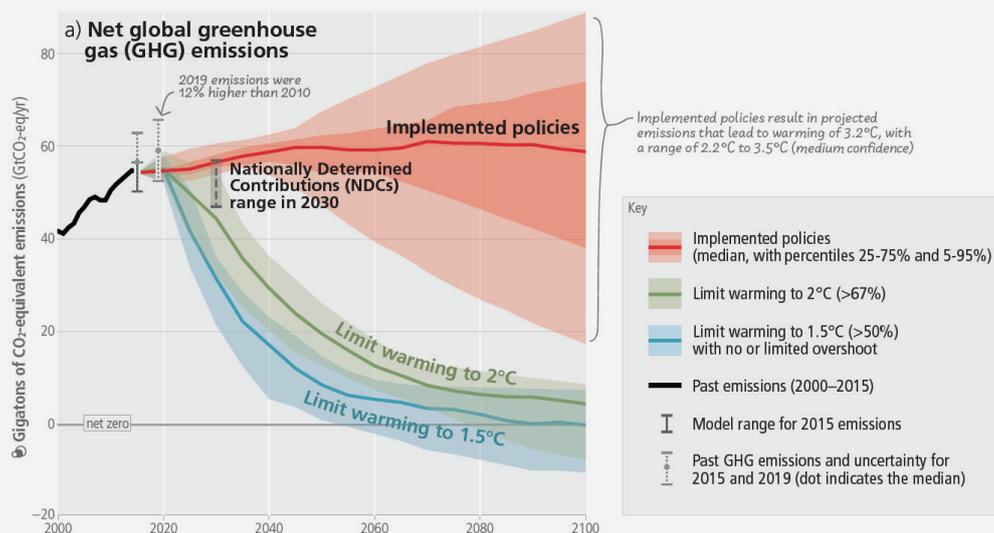
Un'altra tappa importante è stata segnata nel dicembre 2015, che ha portato all'adozione dell'Accordo di Parigi, successivamente ratificato da ben 195 Parti ed entrato in vigore il 4 novembre 2016, dal quale sono scaturiti gli impegni cui si devono adeguare i vari Paesi.

Questo Accordo storico mira a limitare l'aumento della temperatura globale ben al di sotto dei 2 gradi Celsius, possibilmente a 1,5 gradi, rispetto ai livelli preindustriali. Esso richiede a tutti i Paesi di ridurre le emissioni di gas serra e di presentare ed attuare piani di azione climatica nazionali ambiziosi. Oltre all'obiettivo di contenimento dell'aumento della temperatura entro limiti tali da prevenire i danni climatici derivanti dai cambiamenti climatici, le principali disposizioni dell'Accordo includono:

1. migliorare la trasparenza delle azioni e degli impegni dei Paesi per ridurre le emissioni di gas serra;
2. mobilitare finanziamenti per sostenere i Paesi in via di sviluppo nel raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni e nel fronteggiare gli impatti dei cambiamenti climatici;
3. attuare revisioni periodiche delle azioni e degli impegni dei Paesi per garantire il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo, che possono riguardare, tra l'altro, la riduzione dell'uso dei combustibili fossili, la promozione del trasporto pubblico e delle energie pulite, la tutela delle risorse idriche e agricole, la sensibilizzazione e l'educazione delle persone sui rischi e sulle conseguenze del cambiamento climatico.

Il più recente *Sixth Assessment Report* dell'Ipcc (2023) ha evidenziato come, nel 2019, le emissioni antropiche di Ghg globali sono state stimate più elevate di circa il 12% rispetto a quelle del 2010 e circa 54% più alte di quelle del 1990, prevalentemente a causa della CO₂ da combustione di fossili nei processi industriali, e delle emissioni di metano. Le emissioni medie annue di gas serra nel periodo 2010-2019 sono state superiori a quelle di qualsiasi decennio precedente. Un andamento controcorrente se si considerano gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Al riguardo, il documento sottolinea altresì che il raggiungimento di emissioni nette di CO₂ o di gas serra pari a zero richiede riduzioni profonde e rapide delle emissioni lorde di CO₂, nonché riduzioni sostanziali delle emissioni di gas serra non CO₂.

Figura 2 – Percorsi delle emissioni globali coerenti con le politiche e le strategie di mitigazione attuate



Nota: Gli intervalli rossi rappresentano i percorsi di emissione ipotizzando politiche attuate fino alla fine del 2020. Gli intervalli dei percorsi modellati che limitano il riscaldamento a 1,5 °C sono mostrati in azzurro e i percorsi che limitano il riscaldamento a 2°C sono mostrati in verde.

Fonte: Ipcc (2023), 6AR - Climate Change 2023. Synthesis Report Summary for Policymakers.

Il documento, pur considerando tutti i Ndc - *National determinant contribution*, ossia gli impegni che ciascun Paese ha presentato volontariamente nell'ambito dell'Accordo di Parigi per il raggiungimento di uno scenario di contenimento dell'aumento della temperatura a 1,5°C e a 2°C, richiede immediate, rapide e profonde riduzioni di gas serra.

Sempre nel 2015, le Nazioni Unite hanno, inoltre, adottato l'Agenda 2030 per lo Sviluppo sostenibile, ossia un piano d'azione globale per porre fine alla povertà, proteggere il pianeta e garantire che tutti godano di pace e prosperità entro il 2030. L'Agenda 2030 comprende 17 Obiettivi di Sviluppo sostenibile (Sdgs), tra loro interconnessi, che affrontano le grandi sfide globali contemporanee, tra cui l'obiettivo 7 - *Energia pulita e accessibile* e l'obiettivo 13 - *Lotta contro il cambiamento climatico*, al fine di intraprendere azioni urgenti per contrastare il cambiamento climatico e i suoi effetti.

Figura 3 – Trasformare il nostro mondo: Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile



Fonte: ONU

Si tratta di un impegno ambizioso, che richiede la partecipazione attiva di tutti gli attori: governi, imprese e cittadini.

Questi impegni internazionali hanno spinto l'Europa a fare la sua parte, anche per conservare il ruolo di leadership nel contrasto al cambiamento climatico. I Paesi europei sono quelli che hanno spinto di più per arrivare a decisioni avanzate a livello internazionale e quelli che già mettono in atto una riduzione significativa delle proprie emissioni di gas a effetto serra.

Dal 1990 al 2018 l'Unione ha ridotto le proprie emissioni di gas serra del 23%, superando il target fissato del 20% nell'ambito degli obiettivi 20-20-20, ma per arrivare a raggiungere il nuovo obiettivo del 40% per il 2030 saranno necessari ulteriori sforzi. È nato così il "Pacchetto clima-energia 2030", costituito da un insieme di direttive e regolamenti finalizzati a raggiungere nel 2030:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- una quota almeno del 32% di energia rinnovabile;
- un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

Nel dicembre 2019, la Commissione europea ha, quindi, presentato il *Green deal* europeo, quale parte integrante della strategia della Commissione per attuare l'Agenda 2030 e gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite.

Figura 4 – Il *green deal* europeo



Il *Green deal* si pone come un piano ambizioso per portare l'Europa ad essere il primo continente a neutralità climatica entro il 2050, ponendo la sostenibilità e il benessere dei cittadini al centro della politica economica. Il piano eleva l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra ad almeno

il 55% entro il 2030 includendo una serie di nuove iniziative per raggiungere questo obiettivo, tra cui la promozione di energie rinnovabili, l'efficienza energetica e la mobilità pulita.

L'obiettivo di riduzione del 55% viene, inoltre, reso vincolante dalla normativa europea per il clima, coerentemente con quanto presentato come contributo volontario (*national determined contribution* - Ndc) dell'Ue e dei suoi Stati membri nell'ambito della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (Unfccc) ai fini del raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Il successivo pacchetto "Fit-for-55" adottato nel 2021 prevede una serie di misure per raggiungere la riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 nei diversi settori dell'economia. Tra le altre:

- **Sistema di scambio delle emissioni (Ets):** estensione del sistema già introdotto in precedenza, includendo nuovi settori come il trasporto marittimo e aereo, e limiti di emissione più stringenti per i settori già coperti.
- **Obiettivo sulla condivisione degli sforzi (Effort sharing):** almeno -40% entro il 2030 rispetto al 2005 per i settori ESR (non soggetti ad Ets) con l'assegnazione all'Italia di un obiettivo di passaggio dal -33% al -43,7%.
- **Fonti rinnovabili:** + 45% al 2030 rispetto al precedente vincolo del 40%.
- **Risparmio energetico:** +13% al 2030 rispetto al precedente vincolo del 9%.

Con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022 e la conseguente crisi nei rapporti Europa-Russia, che ha portato alla interruzione di forniture gas russo con pesanti conseguenze dal punto di vista degli approvvigionamenti, soprattutto per i Paesi maggiormente dipendenti come Germania ed Italia, l'Unione lancia il Piano "RePowerEU", con l'obiettivo di accrescere la propria autonomia energetica liberandosi in particolare dalla dipendenza del gas russo e di accelerare il processo di transizione *green* accentuando l'impegno sulle misure di risparmio, efficienza, sviluppo delle rinnovabili.

Il Piano è coerente con l'attuazione delle proposte del pacchetto "Fit-for-55", che riguardano una riduzione pari almeno al 55% delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2030 e la neutralità climatica entro il 2050, mirando a riformare e migliorare il sistema energetico dell'Unione europea per renderlo più sostenibile, resiliente ed economicamente vantaggioso, adottando come linee guida:

1. Transizione verso fonti di energia rinnovabile: aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e ridurre la dipendenza dalle fonti fossili;
2. Miglioramento dell'efficienza energetica: promuovere misure di risparmio energetico e migliorare l'efficienza degli impianti e delle infrastrutture energetiche;
3. Modernizzazione delle reti energetiche: migliorare le infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia per garantire una maggiore sicurezza, integrazione ed affidabilità del sistema;
4. Promozione dell'innovazione tecnologica: sostenere lo sviluppo e l'adozione di tecnologie innovative nel settore energetico per favorire la transizione verso un sistema più sostenibile;
5. Stabilizzazione dei prezzi dell'energia: favorire la concorrenza nel mercato energetico per ridurre i costi per i consumatori e garantire prezzi più stabili e trasparenti;

Complessivamente, RePowerUE mira a creare un sistema energetico europeo più sostenibile, competitivo e più in linea con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra e di mitigazione dei cambiamenti climatici.

Gli indirizzi fissati a livello europeo, la loro evoluzione nel tempo in funzione degli impegni presi anche a livello globale o degli eventi che hanno riguardato specialmente l'Europa e il nostro Paese si sono riflessi sulle linee di politica energetica e sugli strumenti di programmazione.

Inizialmente sono stati recepiti nella Sen (2017), che in coerenza con il percorso di lungo termine stabilito dalla Roadmap europea per il 2050 indicava come obiettivi:

- efficienza energetica: riduzione del 30% dei consumi finali, da 118 a 108 Mtep, con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- fonti rinnovabili: + 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; con una quota di rinnovabili del 55%, rispetto al 33,5% sul consumo elettrico; del 30% rispetto al 19,2% sugli usi termici; del 21% rispetto al 6,4% nei trasporti;
- riduzione delle emissioni: una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050 rispetto ai valori del 1990, da realizzarsi anche attraverso la cessazione della produzione di energia elettrica da carbone al 2025;
- aumento dell'impiego dell'elettricità negli usi finali del 24% al 2030 e del 34% al 2050, grazie all'incremento di capacità da fonti energetiche rinnovabili.

In seguito, nel 2019, il primo Piano nazionale integrato per l'energia e il clima 2020-2030 (Pniec) ha indicato nuovi obiettivi nazionali sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure da attuare per assicurarne il raggiungimento.

In tale occasione gli ambiziosi target del *Green deal* europeo sono stati rivisti al rialzo fissando:

- la percentuale di energia da Fer nei Consumi finali lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi nel frattempo previsti per il nostro Paese dalla Ue;
- la quota di energia da Fer nei Consumi finali lordi di energia nei trasporti del 22%, a fronte del 14% previsto dalla Ue;
- la riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario Primes 2007 del 43%, a fronte di un obiettivo Ue del 32,5%;
- la riduzione dei gas serra, rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non Ets del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'Ue.

Tabella 1 – Principali obiettivi su energia e clima dell'Ue e dell'Italia al 2020 e al 2030

	OBIETTIVI 2020		OBIETTIVI 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC 2019)
ENERGIE RINNOVABILI (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
EFFICIENZA ENERGETICA				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasp.)	-0,8% annuo (con trasp.)
EMISSIONI GAS SERRA				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa Ets	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non Ets	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
INTERCONNETTIVITÀ ELETTRICA				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10%
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Fonte: PNIEC 2019

Come previsto dal "Fit-for-55", i Pniec nazionali devono essere aggiornati ogni 5 anni. Il processo di aggiornamento del Pniec prevede l'elaborazione di una prima versione aggiornata del piano da sottoporre ad una valutazione preliminare della Commissione europea, per poi addivenire ad una versione consolidata e definitiva.

Il processo di aggiornamento, iniziato a fine 2022, ha portato all'elaborazione ed invio della prima bozza, Pniec 2023, a Bruxelles a giugno 2023, per una sua prima valutazione, in vista della elaborazione della versione definitiva.

Proprio la complessità della situazione e le incertezze prodotte dagli straordinari eventi sopraggiunti hanno suggerito cautela nella fissazione degli obiettivi.

A differenza del vecchio Pniec 2019, che presentava target forse troppo ottimistici, la proposta di Piano 2023 era stata pensata e scritta in maniera più prudente, tenendo conto degli elevati gradi di incertezza esistenti su vari aspetti.

Proprio tale prudenza, registrata su alcuni impegni previsti nella bozza del Piano, ha indotto la Commissione europea a rilevare il mancato raggiungimento di alcuni degli obiettivi indicati da Bruxelles.

Tabella 2 – Pniec 2023: obiettivi, target e contributi chiave dell'Italia

		VALORE AL 2030 PRESENTATO NEL PROGETTO PNEC AGGIORNATO	OBIETTIVO 2030 AI SENSI DELLA LEGISLAZIONE UE	VALUTAZIONE DEL LIVELLO DI AMBIZIONE AL 2030
	Emissioni di gas serra nei settori Ets (rispetto al 2005)	-35% to -37%	-43.7%*	L'Italia non raggiunge l'obiettivo previsto dalle proiezioni
	Rimozione netta di gas serra nella LULUCF (Mt CO2 eq. rimozioni nette di GHG)	-34.9	-3.158 (obiettivo aggiuntivo di rimozione) -35.758 (rimozioni totali nette)**	L'Italia non raggiunge l'obiettivo previsto dalle proiezioni
	Efficienza energetica (Consumo energetico finale)	94.4 Mtoe	92.1 Mtoe ***	Il consumo energetico finale dell'Italia è superiore al target indicato dalla legislazione comunitaria
	Energie rinnovabili (quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo)	40.5%	39%****	Il contributo dell'Italia all'obiettivo Ue è leggermente superiore a quello risultante dalla legislazione Ue

* ai sensi del Regolamento sulla condivisione degli sforzi (Esr).

** ai sensi del Regolamento sull'uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura (LULUCF).

*** secondo la formula di cui all'Allegato I della Direttiva (Ue) 2023/1791 sull'efficienza energetica che modifica il Regolamento (Ue) 2023/955 ("EED rifusione").

**** secondo la formula di cui all'Allegato II del Regolamento (Ue) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

Fonte: European Commission, Factsheet "Italy's draft updated National Energy and Climate Plan"

L'esame della Commissione europea ha, infatti, individuato come positive le misure energetiche su:

- produzione da fonti rinnovabili;
- efficienza energetica, per ridurre i consumi in alcuni settori economici;
- sicurezza energetica con la diversificazione degli acquisti di gas riducendo l'importazione dalla Russia;
- struttura del mercato energetico interno, con la liberalizzazione nel 2024;
- sussidi ambientalmente dannosi, con la prevista eliminazione progressiva.

Sono, invece, state valutate con riserva le misure climatiche, come:

- la riduzione delle emissioni di gas serra che registra uno scarto sensibile tra gli obiettivi del Regolamento di condivisione degli sforzi (*Effort Sharing* - Esr) e i previsti risultati di efficientamento degli edifici, ritenuto un processo troppo lento;
- l'adattamento ai cambiamenti climatici, per il quale l'Italia non ha ancora un Piano approvato;

- la decarbonizzazione trasporti, con il persistere dei sussidi ai carburanti fossili;
- la ricerca e innovazione, per assenza di informazioni sufficienti su misure e investimenti per sostenere le tecnologie energetiche pulite e a zero emissioni.

A giugno 2024 è stata pubblicata la versione definitiva dell'aggiornamento del Pniec (Pniec 2024), che oltre alle osservazioni della Commissione europea, recepisce da un lato gli indirizzi europei progressivamente aggiornati in funzione degli impatti prodotti da eventi eccezionali come la crisi pandemica da Covid-19 e l'invasione russa dell'Ucraina, tenendo conto dall'altro dei più aggiornati scenari sul quadro di riferimento nazionale, che fissano gli indicatori italiani aggiornati in tema di energia e clima al 2030.

Nel processo di aggiornamento del Piano è stato seguito un approccio realistico e tecnologicamente neutro, che prevede comunque una forte accelerazione su: fonti rinnovabili elettriche; produzione di gas rinnovabili (biometano e idrogeno) e altri biocarburanti compreso l'Hvo (olio vegetale idrotrattato); ristrutturazioni edilizie ed elettrificazione dei consumi finali (pompe di calore); diffusione auto elettriche e politiche per la riduzione della mobilità privata; Ccs (cattura, trasporto e stoccaggio della CO₂).

Sul fronte delle **emissioni e assorbimento di gas serra** se lo scenario di riferimento risulta inferiore alla riduzione richiesta dal FF55, il nuovo scenario di policy prevede una riduzione dei Ghg da normativa Ets superiore agli obiettivi del FF55 (-66% rispetto all'obiettivo FF55 del -62%); mentre la riduzione di Ghg non Ets, pur restando inferiore agli obiettivi previsti da FF55 (-40% contro il -43,7% previste dal FF55) ha ridotto il gap rispetto alla bozza di giugno 2023. Restano, invece, inferiore all'obiettivo FF55 gli assorbimenti da Lulucf (-28,4 MtCO₂eq rispetto all'obiettivo FF55 di -35,8 MtCO₂eq, un contributo dell'assorbimento più modesto rispetto a quanto era previsto nella bozza del Pniec).

Sul fronte delle **energie rinnovabili**: gli obiettivi dello scenario di policy risultano più alti rispetto agli obiettivi fissati dal FF55: mentre la quota di energia da Fer nei consumi finali lordi di energia è restata stabile nel nuovo Pniec (bozza 40% e definitivo 39,4%) in linea con gli obiettivi FF55 38,7%, la quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia del settore trasporto si è attestata sul 34% (rispetto ad un obiettivo di 29% del FF55). Particolarmente interessante è la nuova previsione di quota di idrogeno da Fer rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria che si stima raggiunga il 54%, superiore all'obiettivo FF55 del 42%. Un obiettivo certamente sfidante se si considera che il dato rilevato nel 2022, anno base, è pari a 0% e che tale valore sale al 4% nello scenario di riferimento Pniec 2024.

Sul fronte dell'**efficienza energetica**: lo scenario di policy del Pniec definitivo conferma l'andamento previsto nella precedente versione Pniec 2023, prevedendo consumi di energia primaria pari a 123 Mtep e consumi di energia finale pari a 102 Mtep al 2030, valori più alti dei consumi attesi previsti da FF55, pari rispettivamente a 111 e 93 Mtep.

Tabella 3 – Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030

	Unità di misura	Dato rilevato	Pniec 2024: Scenario di riferimento	Pniec 2024: Scenario di policy ⁽¹⁾	Obiettivi FF55 RePowerEU
		2022	2030	2030	2030
EMISSIONI E ASSORBIMENTI DI GAS SERRA					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa Ets	%	-45%	-58%	-66%	-62%(2)
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori Esr	%	-20%	-29,3%	-40,6%	-43,7%(3)(4)
Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	MtCO ₂ eq	-21,2	-28,4	-28,4	-35,8(3)
ENERGIE RINNOVABILI					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (criteri di calcolo RED 3)	%	19%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	15%	34%	29%(5)
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento (criteri di calcolo RED 3)	%	21%	24%	36%	29,6%(3) - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	37%	53%	63%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	4%	54%	42%(3)
EFFICIENZA ENERGETICA					
Consumi di energia primaria	Mtep	140	133	123	111
Consumi di energia finale	Mtep	112	111	102	93
Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	3,8		73,4	73,4(3)

(1) Scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024

(2) Vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Ue

(3) Vincolante

(4) Vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

(5) Vincolante per gli operatori economici

Fonte: Pniec 2024

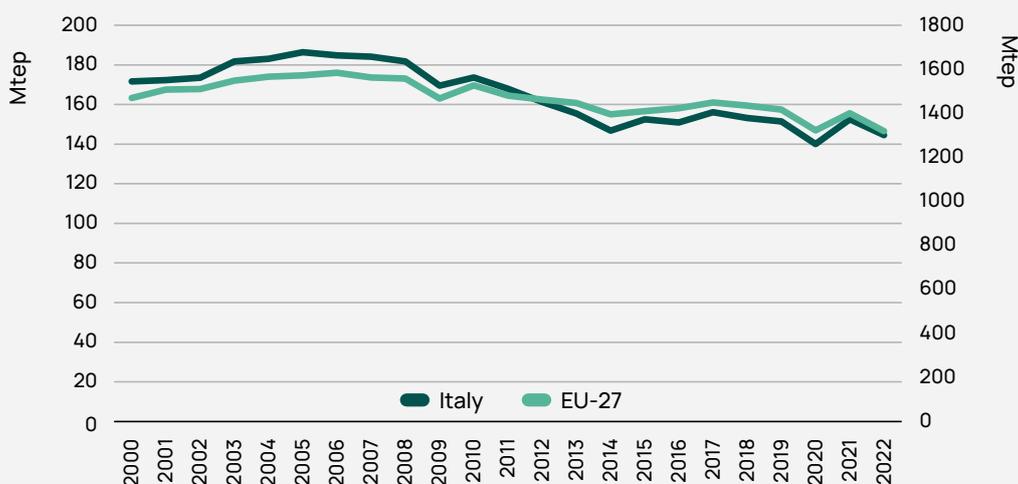
Evoluzione della domanda e dell'offerta energetica in Italia

La domanda di energia in Italia

Gli interventi per correggere la domanda e l'offerta, sia dal punto di vista delle quantità, sia dal punto di vista della composizione e delle provenienze, fatte salve eventuali misure per affrontare situazioni di emergenza, richiedono azioni che producono effetti nel lungo termine.

Dal 2000 al 2023, il fabbisogno energetico italiano ha registrato un andamento in due tempi: un primo decennio di continua crescita, con il passaggio dai 174,5 Mtep del 2000 ai 176,8 Mtep del 2010, con un picco di 189 Mtep del 2005, ed un secondo decennio di forte rallentamento, fino a raggiungere secondo i dati provvisori del 2023, 147,6 Mtep. Si tratta di un andamento analogo a quanto registrato a livello europeo e caratterizzato da una contrazione considerevole nel 2020, a causa della pandemia da Covid-19 che ha colpito a livello mondiale incidendo anche sul consumo energetico nazionale.

Figura 5 – Confronto del fabbisogno energetico in Italia e in Eu-27: dal 2000 al 2022



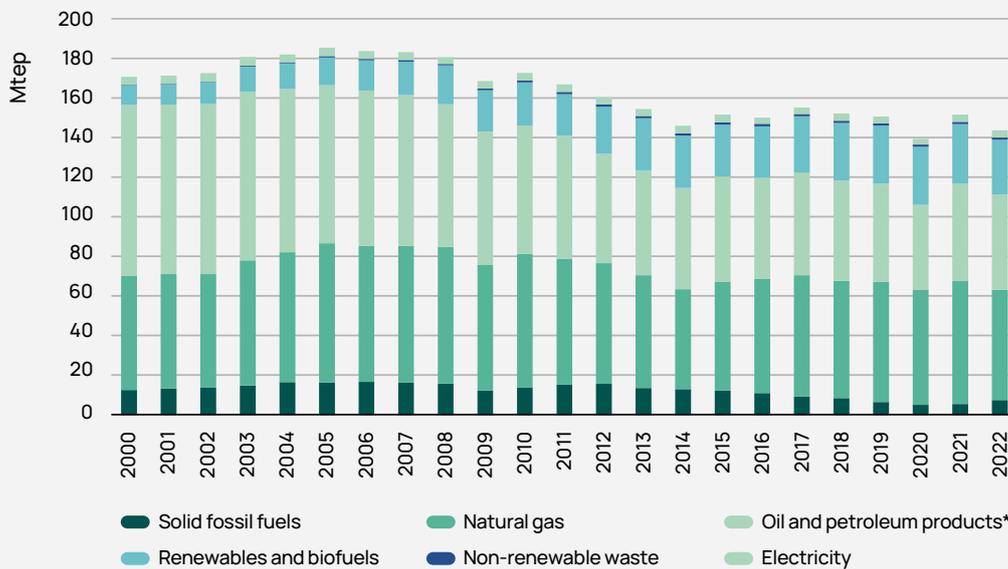
Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

La copertura è stata prevalentemente assicurata dai prodotti petroliferi, anche se il loro contributo è progressivamente calato, passando da poco meno del 51% del 2000 al 34% del 2020.

A questa progressiva contrazione è corrisposto un incremento della partecipazione alla copertura del fabbisogno del gas naturale e delle fonti rinnovabili. In particolare, il gas naturale ha assicurato la copertura di una quota del 33,7% del fabbisogno energetico nel 2000, che è poi salito al 38,8% nel 2022; mentre il contributo alla copertura derivante dalle fonti rinnovabili è cresciuto complessivamente del 174%, passando da 10,1 Mtep del 2000 – quando copriva appena il 6% del fabbisogno energetico – a 27,7 Mtep del 2022, che corrisponde al 19% del fabbisogno.

Il contributo dei combustibili solidi è progressivamente diminuito nel tempo: da 12,5 Mtep del 2000 a 7,4 Mtep del 2022, con una riduzione media annua di 2,6%.

Figura 6 – Andamento del fabbisogno energetico in Italia: dal 2000 al 2022



*esclusa la porzione di biofuels

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

I dati preconsuntivi del 2023 (tab. 4) mostrano la prosecuzione del trend decrescente dei consumi energetici, stimati in calo di oltre il 3%, anche a causa di un inverno particolarmente mite e della performance negativa dell'industria *energy intensive*. Infatti, nei primi 11 mesi dell'anno l'indice complessivo della produzione industriale è risultato inferiore di quasi 3 punti percentuali rispetto al 2022, con un marcato calo legato ai 4 settori più *energy intensive*: oltre il 10% per i minerali non metalliferi, 12% per la chimica di base, 16% per la carta, che si sommano a quelli già registratisi nel 2022.

La contrazione della domanda energetica del 2023 è dovuta alla contrazione del consumo di gas naturale, che nel 2023 ha raggiunto quota 50,4 Mtep contro i 56,1 dell'anno precedente, e dei combustibili solidi, passati da 7,4 Mtep a 5,2 Mtep; anche i consumi dei prodotti petroliferi hanno subito una leggerissima flessione passando da 53,3 Mtep del 2022 a 52,5 Mtep nel 2023. Le fonti rinnovabili e l'import elettrico registrano, invece, un aumento.

Tabella 4 - Consumi di fonti energetiche primarie in Italia (Mtep)

	2019	2020	2021	2022	2023
Comb. Solidi	6,5	5,1	5,6	7,4	5,2
Gas naturale	60,9	58,3	62,5	56,1	50,4
Importazioni di energia elettrica	3,3	2,8	3,7	3,7	4,4
Prodotti petroliferi	56,7	47,3	50,3	53,3	52,5
Fonti rinnovabili	29,5	29,3	29,8	27,5	30,2
Rifiuti non rinnovabili	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
Totale (Mtep)	158,1	144,0	153,0	149,2	143,9

Fonte: Elaborazione su dati Mase e Unem

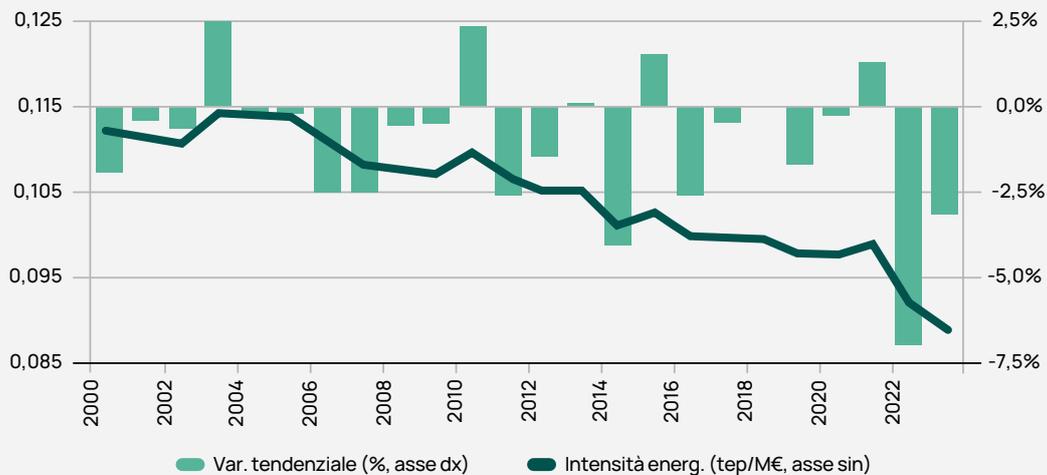
Anche l'intensità energetica ha fatto registrare una tendenza decrescente.

L'intensità energetica (figura 7) è diminuita in maniera contenuta per tutta la seconda metà del decennio passato, mentre tra il 2010 e il 2014 si riduceva in media del 2% l'anno.

La tendenza alla riduzione è fortemente cresciuta anche se la contrazione è però solo in parte virtuosa, perché da imputare in misura significativa all'inverno mite e al calo dell'attività produttiva dei settori industriali *energy intensive*, oltre che a condizioni generali assai negative per i consumi di energia. Infatti, il 2022 ha fatto segnare una contrazione dell'intensità energetica senza precedenti (-7%), dovuta al calo dei consumi conseguente alla crisi del gas russo e ad un contemporaneo rialzo della performance economica, legata alla ripresa delle attività economiche post-Covid-19.

Nel 2023, accanto ad una riduzione del fabbisogno energetico italiano, si è registrata una concomitante, seppur modesta, crescita dell'economia (+0,7%), che ha determinato una riduzione significativa dell'intensità energetica (-3% circa) rispetto ai valori 2022.

Figura 7 - Intensità energetica del Pil (tep/000€, asse sin) e var YoY (%), asse dx)

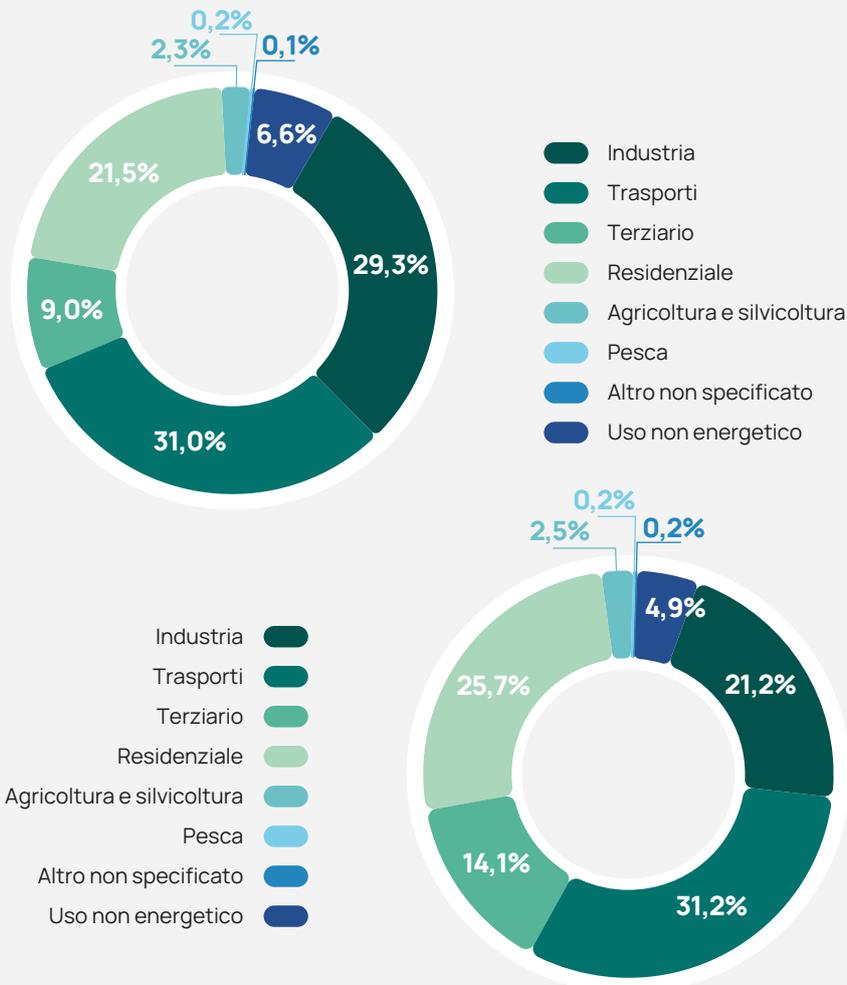


Fonte: Enea (2024), Analisi trimestrale del sistema energetico italiano. Anno 2023 - n. 1/2024

Sul fronte degli impieghi finali, il settore trasporti è rimasto per tutto il periodo il settore che consuma più energia, con un peso sui consumi finali costantemente intorno al 31%, seguito dal settore residenziale in crescita (da 21,5% del 2000 al 25,7% del 2022) e dal settore industria. Complessivamente questi tre settori coprono oltre il 60% dei consumi energetici nazionali, sebbene con dinamiche diverse. Se infatti, il settore residenziale è stato caratterizzato da una crescita costante della propria quota di domanda, il settore industriale ha nel tempo visto ridursi la propria quota, passando dal 29,3% del 2000 al 21% nel 2022. Tale contrazione dei consumi è frutto delle politiche di efficienza energetica e di contenimento dei consumi messi a punto soprattutto nell'ultimo decennio, ma anche dall'evoluzione della struttura economica nazionale orientata più verso i servizi a discapito delle industrie *energy intensive*, da cui deriva anche una riduzione dei consumi per i cosiddetti "usi non energetici", tipiche di un'economia matura. Prova ne è la crescita del settore terziario che nell'ultimo ventennio passa dal 9% del 2000 al 14% del 2022.

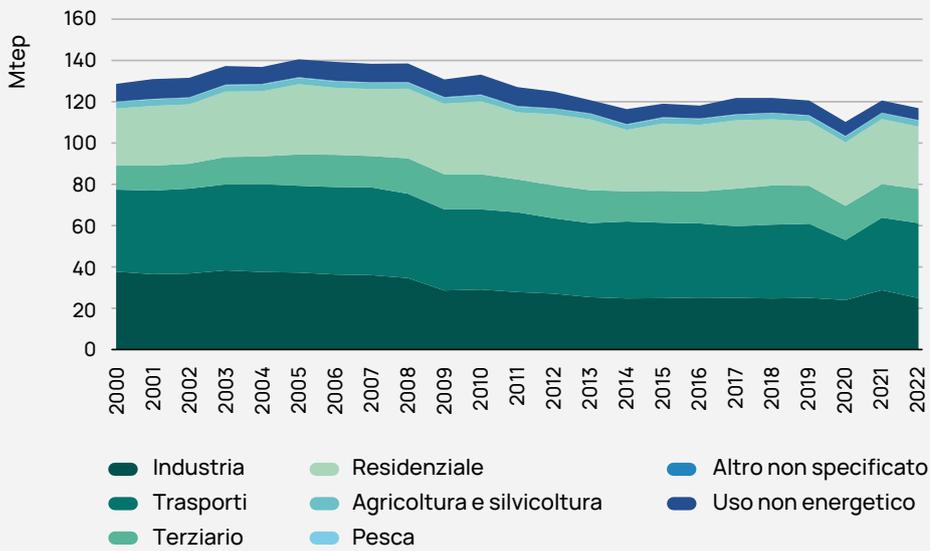
Restano pressoché stazionarie le quote del settore agricoltura e pesca.

Figura 8 – Breakdown dei consumi finali per settore: confronto 2000 e 2022



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

Figura 9 – Evoluzione dei consumi finali per settore dal 2000 al 2022

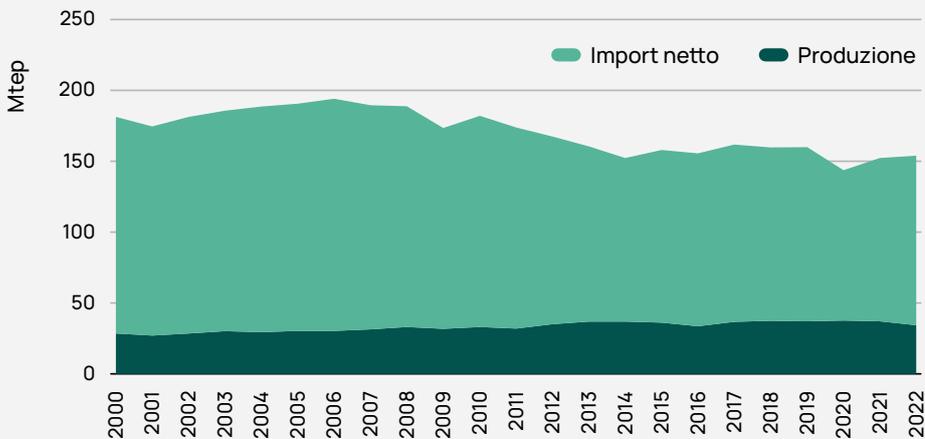


Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

La copertura dei fabbisogni energetici in Italia

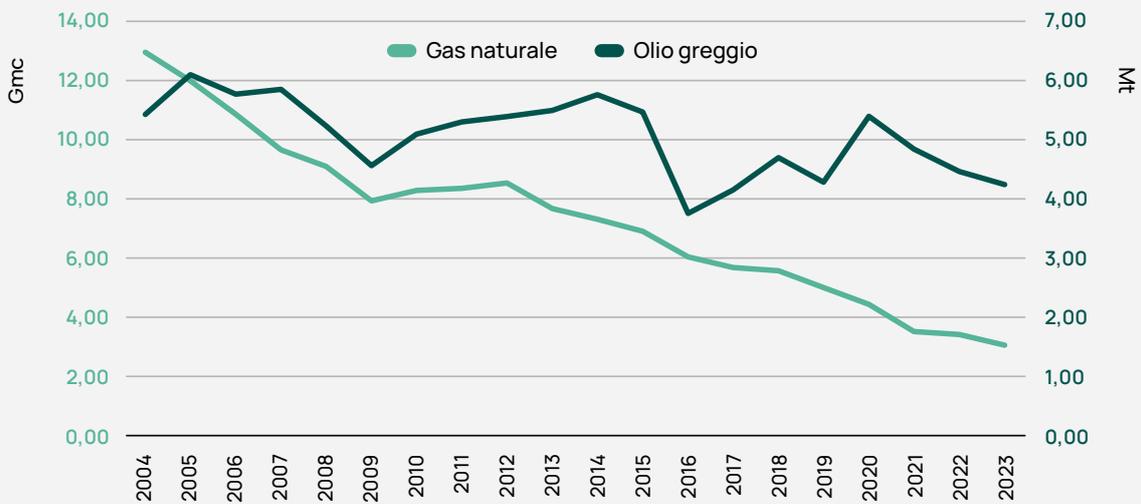
Nel 2022, la disponibilità energetica lorda è stata di 143 Mtep, soddisfatta prevalentemente dall'importazione (pari al 78%) e per il 22% dalla produzione interna.

Figura 10 – Copertura del fabbisogno italiano: produzione ed importazioni nette



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

Figura 11 – Andamento della produzione nazionale di idrocarburi

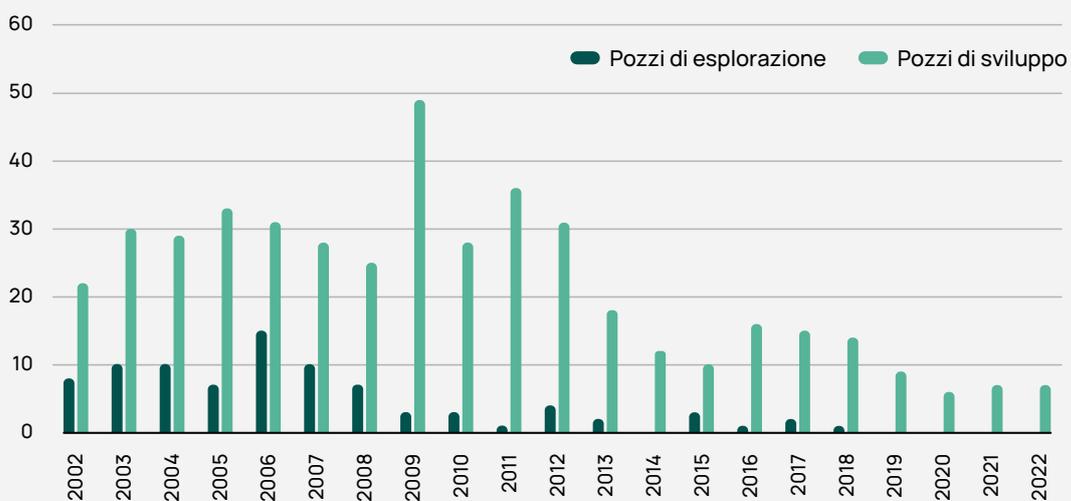


Fonte: Elaborazione su dati Mase - Unmig

A quest'ultimo riguardo, la produzione nazionale di idrocarburi si è attestata complessivamente intorno ai 7,6 Mtep nel 2022, comprendendo sia la produzione di gas naturale che di petrolio evidenziando un'attività in forte declino, come dimostra anche il numero di pozzi di perforazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi.

Come mostra la figura 12, il numero di pozzi di perforazione per esplorazione è sceso progressivamente azzerandosi negli ultimi 5 anni, ma anche i pozzi di perforazione in sviluppo sono progressivamente diminuiti, passando dai 30 del 2003 ai 7 del 2022, dopo un picco di 49 pozzi nel 2009.

Figura 12 – Numeri di pozzi di perforazione per esplorazione e sviluppo in Italia



Fonte: Elaborazione su dati Mase - Unmig

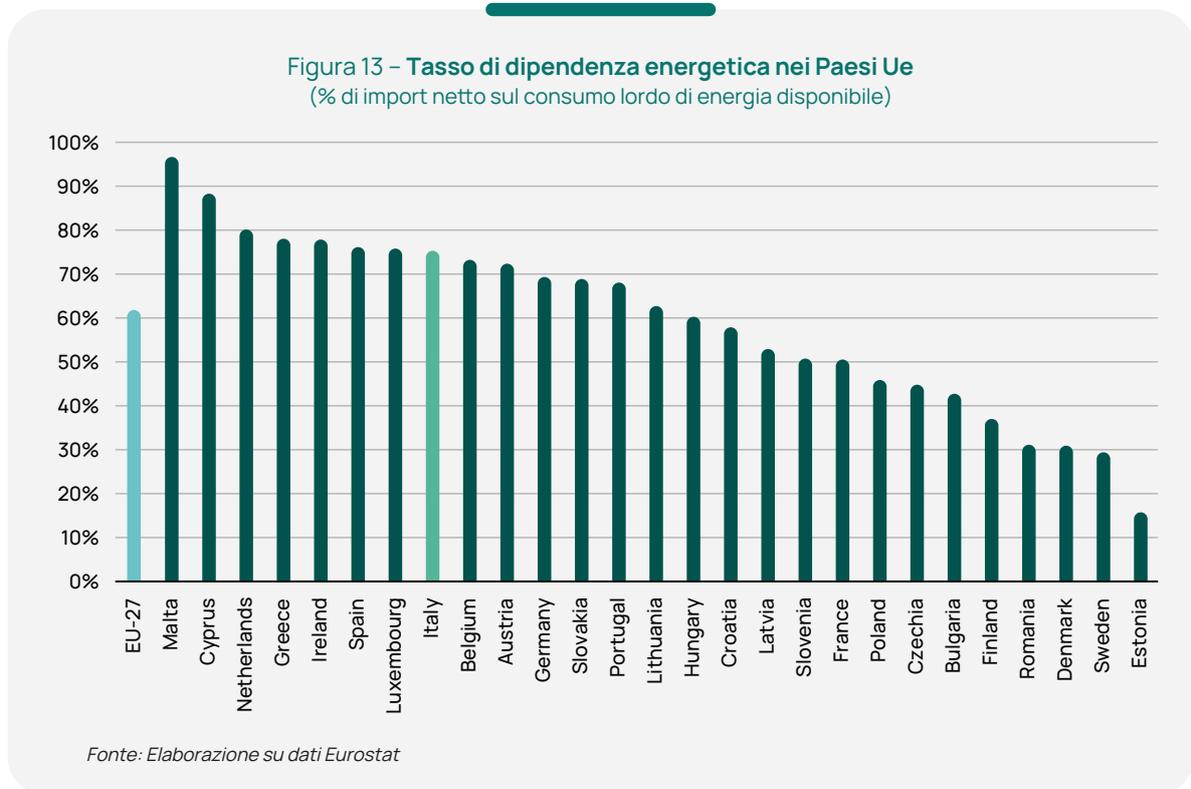
Quanto al gas naturale la produzione è passata da 14,9 miliardi di mc del 2002 a 3 miliardi di mc del 2022. L'andamento decrescente della produzione nazionale assume una particolare importanza se si considera il ruolo che la fonte gas naturale è chiamata a svolgere durante la transizione. Il declino della produzione nazionale dipende dalla maturità ormai raggiunta dagli antichi campi, sia in terraferma che in mare, non rimpiazzati dalla messa in produzione di nuovi giacimenti.

La produzione di petrolio, pur registrando anch'essa una contrazione, è stata meno marcata, passando da 5,4 Mtep del 2003 a 4,2 Mtep del 2022.

Alla progressiva riduzione della produzione nazionale di idrocarburi si accompagna, anche una riduzione delle riserve accertate², che al 31 dicembre 2022, ammontavano per il gas naturale a 37,2 miliardi di mc di riserve certe e a circa 43,8 miliardi di mc di riserve probabili, di cui il 71% in terraferma e il restante 29% offshore. Per il petrolio, i dati indicano l'esistenza di 78,8 Mtep di riserve certe e di circa 77,5 Mtep di riserve probabili per il 91% situate in terraferma, soprattutto nel Sud Italia.

La progressiva contrazione delle produzioni nazionali pur in presenza di una riduzione della domanda, porta inevitabilmente ad un aumento del ricorso alle importazioni e conseguente aumento del rischio di una dipendenza energetica, che per le sole fonti fossili ha raggiunto, nel 2022, quasi il 94% per l'Italia, superiore anche con quanto registrato per l'Ue (85%).

Se si considera il peso delle fonti fossili sul consumo totale lordo di energia, il grado di dipendenza energetica scende al 75% grazie alla copertura garantita dalle fonti rinnovabili e dall'import di energia elettrica.



2. Dgerm, Rapporto annuale Unmig – Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia. Anno 2012

I Il ruolo delle Fer

Le fonti rinnovabili in Italia: dal 2000 ad oggi

Il ricorso alle fonti rinnovabili, come fortemente voluto dall'Unione europea ma come raccomandato anche dalla scorsa Cop28 di Dubai e dal recente G7 Energia di Torino, sono una chiave di volta della strategia energetica europea ed italiana, in quanto consente di perseguire contemporaneamente più obiettivi: la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale con la riduzione delle emissioni, l'indipendenza e la sicurezza energetica, il sostegno del sistema industriale, la ricerca, l'innovazione, la riduzione dei costi e la competitività sui mercati internazionali, la creazione di nuovi posti di lavoro.

Nelle attuali condizioni del mercato dell'energia, almeno in Italia, le fonti rinnovabili sono, infatti, anche un fattore di riduzione dei prezzi dell'energia elettrica, per la loro maggiore convenienza rispetto alla tradizionale produzione da fonti fossili.

Il settore elettrico è stato da sempre quello in cui le fonti rinnovabili hanno fatto sentire la loro incidenza: inizialmente con le grandi installazioni idroelettriche ed in prospettiva con il peso crescente delle nuove rinnovabili, come solare ed eolico.

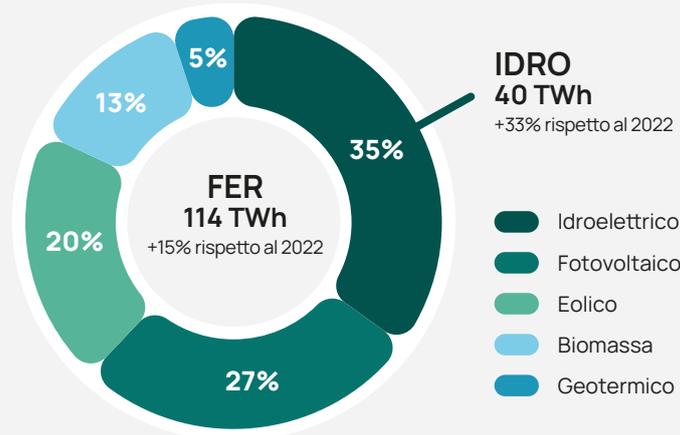
Tabella 5 – Bilancio energia elettrica in Italia (TWh)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Idrico rinnovabile	49,93	47,59	48,95	44,88	28,09	38,24
Pompaggio in produzione	1,62	1,73	1,87	2,04	1,81	1,53
Termica	184,34	187,32	173,89	182,23	191,28	157,93
Biomasse	17,60	17,97	18,06	17,50	16,09	15,11
Geotermica	5,76	5,69	5,65	5,53	5,45	5,35
Eolica	17,56	20,03	18,61	20,72	20,30	23,37
Fotovoltaico	22,27	23,32	24,55	24,63	27,67	30,59
Totale produzione netta	279,85	283,95	271,65	280,04	274,61	257,02
Energia destinata ai pompaggi	2,31	2,47	2,67	2,92	2,59	2,18
Totale produzione netta al consumo	277,53	281,48	268,98	277,13	272,02	254,84
di cui FER	113,11	114,60	115,82	113,27	97,61	112,67
di cui non FER	164,42	166,88	153,16	163,86	174,41	142,17
Importazioni	47,17	43,97	39,79	46,57	47,38	54,57
Esportazioni	3,27	5,83	7,59	3,78	4,39	3,32
Saldo estero	43,90	38,14	32,20	42,79	42,99	51,25
Richiesta di energia elettrica	321,43	319,62	301,18	319,92	315,01	306,09

Fonte: Elaborazione su rapporti mensili Terna

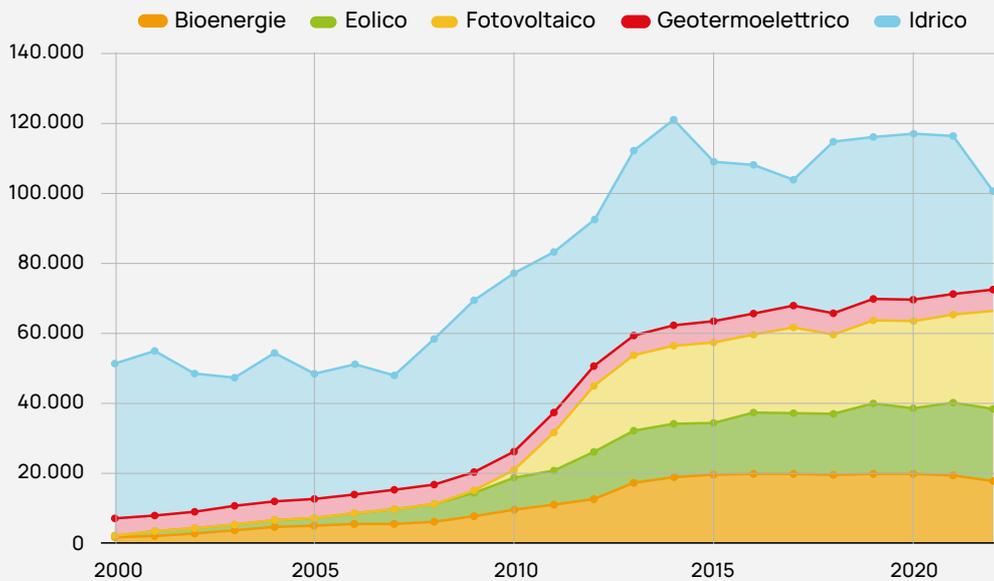
L'Italia ha una lunga vocazione a questo riguardo: fino ai primi anni '60, la produzione energetica italiana è stata in larga parte sostenuta dalle centrali idroelettriche dell'arco alpino e, in misura minore, dell'Appennino (oltre a quote minori relative alla geotermia in Toscana), che hanno accompagnato e supportato l'elettrificazione e l'industrializzazione del Paese.

Figura 14 – La produzione delle fonti rinnovabili



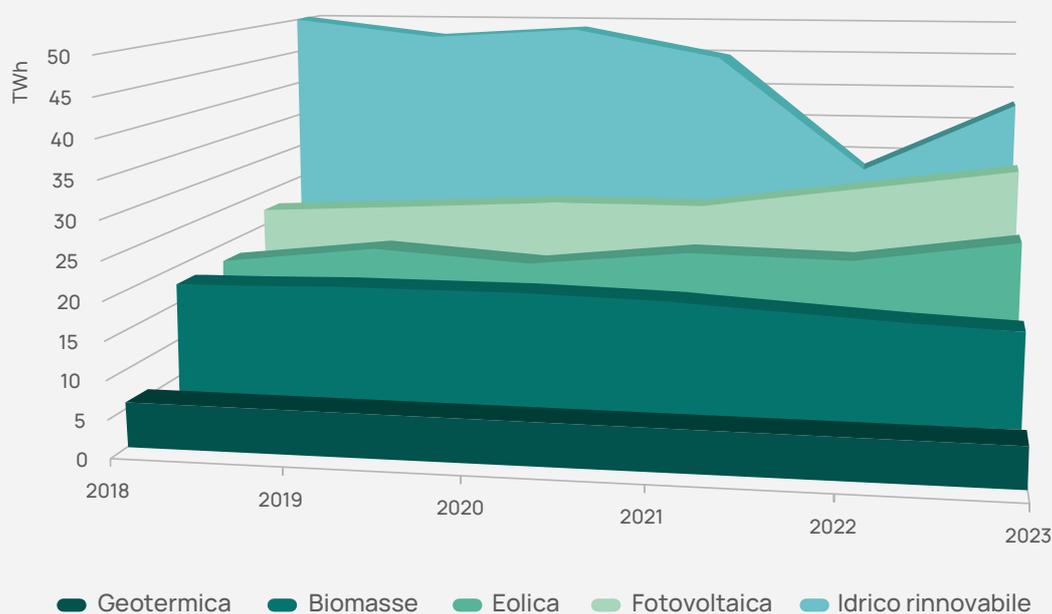
Fonte: Elettricità Futura

Figura 15 – Andamento della produzione Fer dal 2000 al 2022 (GWh)



Fonte: Terna, Dashboard sulla produzione da fonti rinnovabili

Figura 16 – Focus sulla produzione Fer negli ultimi 5 anni



Fonte: Elaborazione su dati Terna

Tabella 6 – Principali dati sulla consistenza delle fonti rinnovabili in Italia (fine marzo 2024)

	Numero impianti	Potenza [MW]
Idroelettrico	4.866	21.731
Bioenergie e geotermoelettrico	3.225	4.931
Eolica	6.092	12.478
Fotovoltaico	1.688.348	32.003

Fonte: Elaborazione su dati Terna

— L'idroelettrico

Ancora oggi, l'idroelettrico rappresenta una fonte di energia rinnovabile fondamentale per il Paese, contribuendo in modo significativo alla copertura della domanda energetica nazionale.

Nel 2023, infatti, l'idroelettrico ha rappresentato il 34% dell'energia rinnovabile in Italia, confermandosi al primo posto tra le fonti rinnovabili (38,2 TWh), prima di fotovoltaico ed eolico, con +36% rispetto al 2022.

Secondo gli ultimi dati Terna, nel 2022 gli impianti idroelettrici in Italia erano 4.790, per una potenza efficiente lorda di 23,21 GW (di cui 7,30 GW da impianti di pompaggio), situate in prevalenza al Nord e in particolare sull'arco alpino (in blu, fig. 17).

Tabella 7 – Potenza efficiente e producibilità lorda media annua degli impianti idroelettrici in Italia al 31 dicembre 2022

	Impianti (numero)	Potenza efficiente (MW)		Producibilità lorda media annua (GWh)			Totale
		Lorda	Netta	da apporti naturali	da apporto di pompaggio di gronda	volontario	
Impianti a serbatoio	193	12.050,3	11.939,4	11.786w,1	47,1	3.367,9	15.201,1
di cui pompaggio puro e misto	23	7.297,9	7.262,1	2.262,1	1,5	3.367,9	5.631,4
Impianti a bacino	205	4.932,5	4.839,1	13.978,7	27,9	-	14.006,5
Impianti ad acqua fluente	4.392	6.226,8	6.082,2	26.215,4	9,3	-	26.224,6
ITALIA	4.790	23.209,6	22.860,8	51.980,1	84,2	3.367,9	55.432,2

Fonte: Terna

L'importanza che riveste l'idroelettrico nel nostro sistema elettrico è legata ai molteplici vantaggi che questa fonte può offrire in termini di:

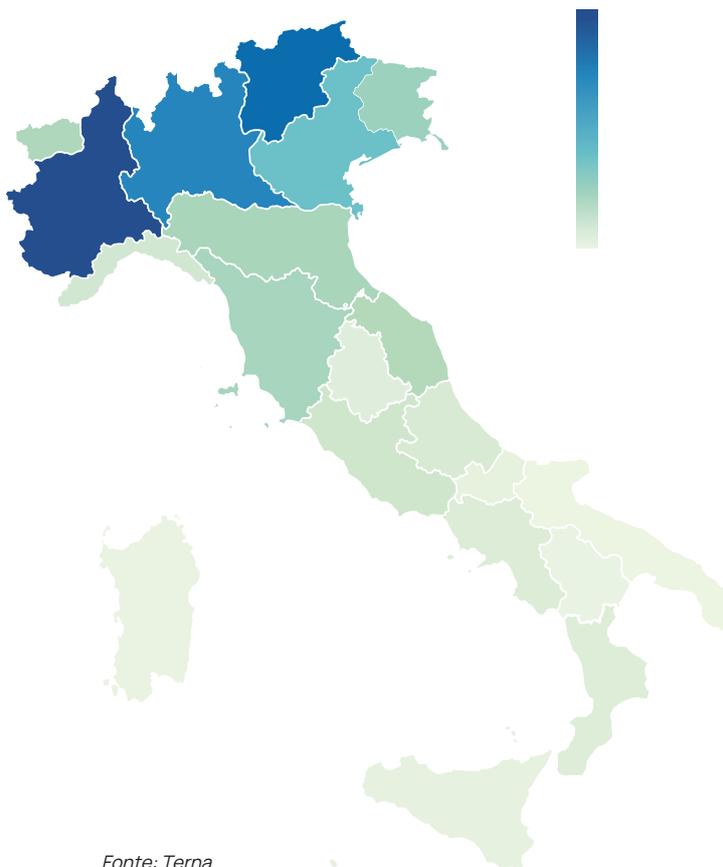
- **Flessibilità:** consente di stoccare l'energia sotto forma di acqua nei bacini artificiali, rilasciandola quando la domanda lo richiede. Ciò la rende una risorsa fondamentale per bilanciare la produzione intermittente di altre fonti rinnovabili come l'eolico e il fotovoltaico;
- **Affidabilità e Bilanciamento:** garantisce una produzione di energia costante e programmabile, non soggetta a fluttuazioni sebbene possa risentire dell'andamento nel tempo della piovosità annuale;
- **Minor impatto ambientale dei sistemi produttivi:** una progettazione attenta che rispetti il deflusso minimo vitale³;
- **Altri vantaggi:** oltre a produrre energia pulita, gli impianti idroelettrici possono generare anche altri benefici, come la regolazione dei flussi dei corsi d'acqua, la riduzione del rischio di alluvioni, la sicurezza idrica, lo sviluppo delle aree montane.

In prospettiva, l'idroelettrico deve, peraltro, affrontare nuove importanti sfide derivanti non solo dai fenomeni legati al cambiamento climatico, come la siccità, la riduzione dell'innevamento e lo scioglimento dei ghiacciai, ma anche alla necessità di recepire le nuove tecnologie e i loro impatti sull'ambientale, ma altresì legati alla gestione sostenibile delle risorse idriche, all'ammodernamento degli impianti esistenti, alla valutazione delle capacità di accumulo dei bacini, alla costruzione di nuovi impianti sulle piccole derivazioni ancora non utilizzate.

Come si è detto, l'idroelettrico non solo è ancora oggi la prima fonte rinnovabile in Italia, ma pur non avendo importanti prospettive di crescita, è chiamato a continuare a svolgere un ruolo fondamentale nella transizione energetica del Paese, contribuendo alla decarbonizzazione del sistema energetico italiano, proprio in funzione delle peculiarità sopraricordate.

3. **Deflusso Minimo Vitale (o Dmv)** è la portata istantanea da determinare in ogni tratto omogeneo del corso d'acqua, che deve garantire la salvaguardia delle caratteristiche fisiche del corso d'acqua, chimico-fisiche delle acque nonché il mantenimento delle biocenosi tipiche delle condizioni naturali locali.

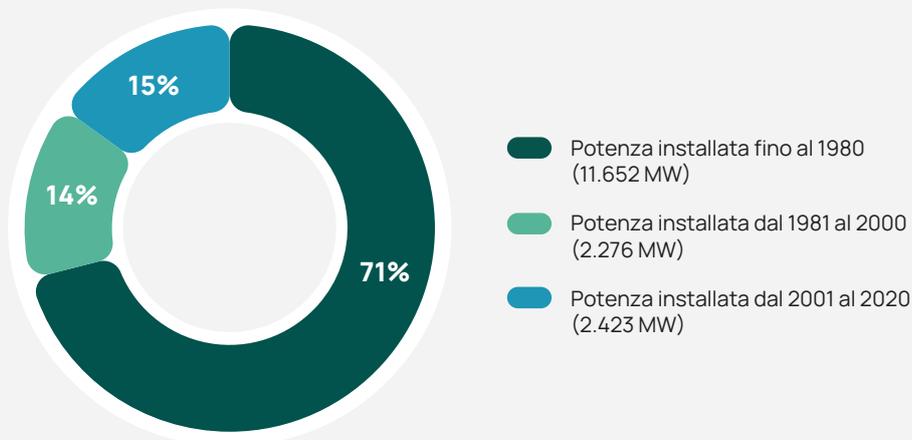
Figura 17 – Impianti idroelettrici in Italia



Fonte: Terna

La possibilità di poter svolgere al meglio tale ruolo deve fare i conti con l'età media degli impianti che rende necessario un impegnativo programma di investimenti. Il 71% ha di fatto più di 40 anni, il 14% della potenza è stata installata tra il 1981 al 2000, ed il 15% tra il 2001 e il 2020.

Figura 18 – Età del parco idroelettrico in Italia per potenza installata (%)



Fonte: Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese" The Eu Ambrosetti

Un terzo degli impianti italiani ha bisogno, quindi di eseguire degli interventi finalizzati a migliorare le prestazioni. Secondo una stima Althesys servirebbero quasi 5,5 miliardi di euro di nuovi investimenti, per ottenere un incremento della produzione pari a 3,4 TWh entro il 2030.

Secondo un altro studio di A2A e The European House Ambrosetti, complessivamente sarà necessario investire nel settore circa 48 miliardi di euro in dieci anni per renderlo pienamente efficiente, resiliente e sicuro, in grado di sviluppare tutte le sue potenzialità in un'ottica che richiederà maggiore integrazione ed impegni, anche ai fini delle esigenze complessive del sistema idrico.

In particolare, sarà necessario modernizzare e ottimizzare gli impianti esistenti, in un'ottica non solo di efficienza ma anche di capacità di generazione, tra l'altro intervenendo sulle componenti *core* come le turbine e sulla gestione più efficace dei flussi d'acqua e dei relativi impianti di gestione. Tuttavia, per gli operatori del settore esiste un problema di stabilità del sistema normativo e di chiarezza sul tema delle concessioni che, in Italia, hanno una durata di 40 anni. Nello specifico, l'86% delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche risulta ad oggi già scaduto o scadrà entro il 2029.

In queste condizioni e con l'incertezza legata alla possibile diversa assegnazione delle concessioni, gli attuali concessionari entro il 2029 saranno in grado di affrontare unicamente gli investimenti conservativi, ma non certo impegnarsi per interventi più impegnativi e di lungo termine. L'avvicinarsi delle scadenze delle concessioni ed i contenziosi futuri che potranno scaturire dalle gare sono, infatti, un inevitabile freno per gli investimenti nel settore idroelettrico.

Inoltre, con l'avanzamento della liberalizzazione del mercato energetico, che ha finalità di incentivarne la concorrenza, si possono generare evidenti disparità competitive nel mercato idroelettrico a livello europeo per la diversa durata delle concessioni che genera un contesto di non reciprocità tra l'Italia e gli altri Stati membri.

L'apertura al mercato per la quasi totalità delle concessioni idroelettriche oggi esistenti costituisce, quindi, un motivo di forte preoccupazione tra gli operatori del settore, soprattutto in ordine alla possibile decisione degli enti regionali di procedere, ai sensi della Legge 5 agosto 2022, n. 118 per la riassegnazione alla messa in gara dei rinnovi delle concessioni in scadenza.

Il decreto-legge n.21/2022 nell'ambito della disciplina della cd. "*golden power*" stabilisce infatti che dal 1° gennaio 2023 possono partecipare alle gare per l'assegnazione delle concessioni in diversi settori strategici - tra cui quello energetico - soggetti appartenenti a tutti gli Stati membri dell'Unione europea. Ciò implica il rischio per il nostro Paese della perdita di controllo di importanti risorse idroelettriche - in particolare delle "grandi derivazioni".

Sebbene non destinata a crescere quantitativamente in maniera significativa, né in termini di capacità né in termini di energia producibile, l'idroelettrico continuerà a svolgere un ruolo essenziale sia per il contributo che la sua programmabilità e la sua possibilità di sfruttare i pompaggi offre come soluzione ai problemi di sicurezza e bilanciamento della rete, sia per il peso che comunque manterrà sul totale della produzione di energia green non solo come fonte rinnovabile di per sé ma anche in un'auspicabile ottica di sviluppo di sistemi di stoccaggio legati all'aumento della produzione di energia rinnovabile da fonti intermittenti.

Tabella 8 – Obiettivi di crescita della potenza della fonte idrica al 2030

MW	2020	2021	2022	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.265	19.410	19.410

*sono esclusi gli impianti di pompaggio puro e misto

Fonte: Rse, Gse

Tabella 9 – Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico

TWh	2020	2021	2022	2025	2030
Numeratore Produzione di energia elettrica lorda da FER*	118,4	118,7	120,6	158,4	227,8
Idrica (effettiva)	47,6	45,4	28,4		
Idrica (normalizzata)	48,0	48,5	48,1	47,5	46,9

Fonte: Rse, Gse

Anche per tale ragione, oltre che per interesse più generale di utilizzare la risorsa acqua per tutti i suoi possibili impieghi, l'esistenza di un quadro normativo stabile che ne garantisca migliore valorizzazione appare un obiettivo da perseguire. Consapevoli del ruolo strategico dell'idroelettrico sia nella politica al 2030 che nel lungo periodo al 2050, nel Pniec 2024, il governo italiano ribadisce la necessità di una maggiore armonizzazione della disciplina delle concessioni idroelettriche a livello europeo, a fine di preservare e incrementare la sua produzione.

Il fotovoltaico

Il fotovoltaico in Italia è ormai una realtà più che matura.

Secondo gli ultimi dati Gse gli impianti fotovoltaici installati sono 1.597.447 per una potenza complessiva pari a 30.139 MW. Il 94% degli impianti sono di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) e rappresentano il 29% in termini di potenza.

Tabella 10 – Numero e potenza degli impianti fotovoltaici

Classe di potenza (kW)	2020		2021		2022		2023	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1 ≤ P ≤ 3	312.196	838,7	323.871	859,7	341.465	900,3	365.346	955,6
3 ≤ P ≤ 20	552.571	3.911,6	616.962	4.305,5	803.714	5.532,1	1.138.131	7.728,7
20 ≤ P ≤ 200	58.542	4.585,5	61.874	4.720,2	65.929	4.998,8	77.149	5.751,4
200 ≤ P ≤ 1.000	11.361	7.651,6	12.121	7.883,0	12.963	8.274,7	15.157	9.321,1
1.000 ≤ P ≤ 5.000	963	2.371,2	1.044	2.497,0	1.135	2.682,6	1.391	3.176,9
P > 5.000	205	2.291,5	211	2.328,8	225	2.675,5	273	3.385,8
Totale	935.838	21.650,1	1.016.083	22.594,3	1.225.431	25.063,9	1.597.447	30.319,4

Fonte: Elaborazione su dati Gse

Figura 19 – Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti: anni 2009 – 2023



Fonte: Gse (2024) Rapporto Statistico 2023 - Solare Fotovoltaico

Tabella 11 – Numero e potenza degli impianti fotovoltaici installati negli ultimi tre anni in Italia, regione per regione

	2021		2022		2023	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
Piemonte	70.400	1.792	85.669	1.995	110.536	2.557
Valle D'Aosta	2.759	26	3.187	40	3.849	35
Lombardia	160.757	2.711	198.990	3.149	264.199	4.056
Trentino Alto Adige	28.620	475	33.970	530	44.820	676
Veneto	147.687	2.204	178.245	2.484	227.647	3.164
Friuli Venezia Giulia	39.698	591	45.752	652	61.181	874
Liguria	10.846	127	12.662	146	17.211	187
Emilia Romagna	105.938	2.270	126.359	2.512	162.845	3.027
Toscana	52.723	908	64.683	1.011	86.490	1.223
Umbria	22.144	513	25.906	558	31.956	631
Marche	33.262	1.150	39.643	1.220	50.362	1.363
Lazio	67.889	1.496	80.848	1.720	106.305	2.041
Abruzzo	24.200	774	29.067	840	38.135	973
Molise	4.726	181	5.537	189	7.200	208
Campania	40.293	924	48.811	1.009	66.246	1.226
Puglia	58.914	2.948	70.800	3.063	92.158	3.306
Basilicata	9.456	388	11.398	426	16.124	501
Calabria	29.476	573	34.807	628	45.341	731
Sicilia	64.464	1.542	77.013	1.742	102.959	2.164
Sardegna	41.831	1.001	47.698	1.133	59.410	1.337
ITALIA	1.016.083	22.594	1.221.045	25.048	1.594.974	30.282

Fonte: Elaborazione su dati Terna e Gse

Come evidenzia la tabella 10, negli ultimi anni il ritmo di crescita è stato elevato, quantomeno per i piccoli impianti. Basta rilevare che da gennaio a dicembre 2023, il comparto fotovoltaico ha allacciato alla rete 373.929 nuovi impianti per una potenza totale di 5,23 GW. Un valore così non lo si vedeva dal 2011 anno in cui, grazie alle incentivazioni, il settore crebbe di 9,3 GW in un anno. La situazione odierna, pur essendo cresciuta complessivamente, è stata sorretta in particolare dalle piccole installazioni, sotto la spinta delle detrazioni fiscali legate al Superbonus. Infatti, nel 2023 gli impianti installati a livello residenziale – ossia di taglia sotto i 12 kW – hanno aggiunto alla rete ben 1,97 GW, mentre quelli di taglia maggiore (> 1 MW) hanno contribuito per 1,15 GW.

La taglia media degli impianti è pari a 19 kW, confermando un trend decrescente in atto da qualche anno (fig. 20) che evidenzia due aspetti: da un lato, la già citata incidenza del Superbonus; dall'altro lato, la lentezza con cui si muove il processo di autorizzazione per gli impianti più grandi, cosiddetti "utility scale" nonostante i ripetuti interventi di semplificazione adottati dagli ultimi Governi.

Figura 20 – Taglia media cumulata degli impianti fotovoltaici



Fonte: Gse (2024) Rapporto statistico 2023 - Solare Fotovoltaico

Figura 21 – Produzione da impianti fotovoltaici



Fonte: Gse (2024) Rapporto Statistico 2023 - Solare Fotovoltaico

È, infatti, a questa categoria di impianti, “*utility scale*”, che è affidato il compito di dare la vera spinta per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 e in proiezione al 2040 e 2050, per lo sviluppo dell’energia solare, che rappresenta, più in generale, la fonte su cui puntare per lo sviluppo dell’energia rinnovabile.

Ciò grazie anche al raggiungimento della “*Grid parity*”, cioè della parità fra il costo di produzione dell’energia elettrica fotovoltaica ed il costo d’acquisto dell’energia elettrica prodotta da fonti fossili. In questa ottica, occorre sottolineare come i rialzi dei prezzi del gas seguiti all’invasione dell’Ucraina rendono oggi l’energia elettrica da fonte solare un fattore di spinta al ribasso per i prezzi dell’energia.

L’Italia, come la Spagna è uno dei Paesi europei che, per collocazione geografica, più si presta allo sviluppo dell’energia da fonte solare e non a caso, insieme alla Spagna, è stata uno dei Paesi sui quali c’è stato il maggiore interesse da parte di investitori internazionali (utility e fondi di investimento), oltre, ovviamente, all’interesse delle utility nazionali e di altre categorie di investitori.

Tale interesse è dimostrato dalle richieste di connessione alla rete elettrica inviate a Terna, che al 31 marzo 2024 ammontavano a 145 GW, pari al 43% delle richieste complessive⁴ anche se il numero di richieste pervenute a Terna è certamente superiore a quello che verrà autorizzato, tenuto conto della moria di progetti legata alla lunghezza e alle incertezze del processo autorizzativo che spingono i proponenti a massimizzare il numero per avere maggiori probabilità di ottenere le autorizzazioni.

Infatti, nonostante i provvedimenti del Governo di semplificazione delle procedure e di potenziamento della Commissione Via, il numero dei progetti autorizzati nell’ultimo anno, sebbene cresciuto rispetto all’anno precedente, non ha ancora acquisito un livello necessario per raggiungere l’obiettivo di nuova capacità produttiva previsto dal Pniec.

La stessa Commissione europea, tra le raccomandazioni inviate all’Italia dopo la valutazione della bozza del documento, inserisce l’invito ad attivare un programma di sviluppo dell’energia rinnovabile più ambizioso. Anche le proposte delle organizzazioni rappresentative degli operatori del settore e lo stesso numero delle richieste di autorizzazione presentate dimostrano l’interesse delle *utility*, dei fondi di investimenti e di altre categorie di operatori ad investire nel settore. E non v’è dubbio che tali investimenti avrebbero positive ricadute sia dal punto di vista economico sia per il processo di decarbonizzazione.

Tabella 12 - Obiettivi di crescita della potenza da fonte solare al 2030 (MW)

	2021	2022	2025	2030
Solare*	22.594	25.064	44.173	79.253
di cui a concentrazione	0	0	0	80

*comprende anche la potenza la cui produzione sarà destinata agli elettrificatori
Fonte: Pniec 2024

Come sostenuto dallo stesso Pniec 2024, il contributo di fotovoltaico ed eolico sarà sicuramente crescente per via della loro maggiore competitività che comporta minori costi per il sistema, stimolando la diffusione di soluzioni innovative come gli impianti agrivoltaici. Nel documento appare evidente l’au-

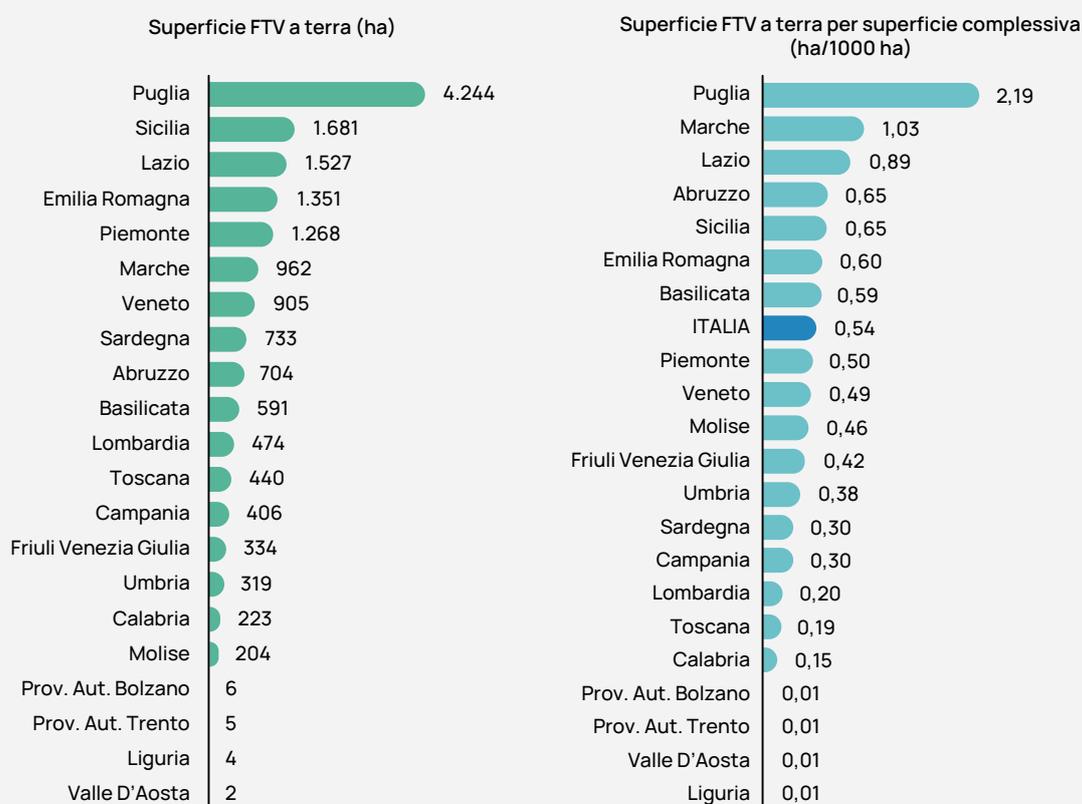
4. Le richieste per l’eolico sono state pari al 30% per l’eolica onshore e pari al 27% per l’eolico offshore delle richieste complessive.

spicio a privilegiare il fotovoltaico puntando per i piccoli impianti alla diffusione su coperture di edifici industriali e civili, ma anche parcheggi, aree di servizi, ecc., e per i grandi impianti le zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili ad uso agricolo, aree marginali, siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale. Se da un lato il Pniec sottolinea la necessità di massimizzare lo sviluppo e la diffusione di fotovoltaico, ritenuto “protagonista assoluto nello sviluppo di un sistema elettrico decarbonizzato”, dall’altro il provvedimento del Ministro dell’Agricoltura di maggio 2023, ha introdotto rigide limitazioni nell’uso dei terreni agricoli per l’installazione dei progetti fotovoltaici, paventando una pericolosa riduzione dei suoli disponibili per gli usi agricoli e prevedendo che la collocazione di pannelli fotovoltaici sui suoli agricoli sia consentito solo nell’ambito di progetti di agrivoltaico, ossia di integrazione tra l’attività agricola e quella di produzione dell’energia.

Pur condividendo pienamente l’esigenza di salvaguardare le produzioni agricole che sono un vanto per il nostro Paese ed essenziali per la sicurezza alimentare, va rilevato che la preoccupazione che esse possano essere messe a rischio sembrano basate su una non corretta informazione, tenuto conto che a fronte di un fabbisogno di terreni per lo sviluppo a terra dei circa 40 GW di potenza fotovoltaico previsti dalla bozza di Pniec valutabile in circa 60.000 ettari, secondo l’ultimo censimento Istat esistono circa 4,5 milioni di ettari di terreni classificati agricoli e non coltivati.

Senza dimenticare lo sviluppo di progetti fotovoltaici non si rivolge certamente verso l’uso di terreni con coltivazioni di pregio, anche per il loro maggior costo.

Figura 22 – Superficie occupata dagli impianti a terra delle regioni a fine 2023



Fonte: Gse (2024) Rapporto Statistico 2023 - Solare Fotovoltaico

In conclusione, è difficile comprendere le ragioni di tale provvedimento che condiziona l'utilizzo di terreni allo sviluppo di progetti agrivoltaici, che in realtà avrà come risultato immediato un aumento dei costi con una minor convenienza dell'energia elettrica prodotta e, in prospettiva, la perdita di competitività ed attrattività per gli investitori internazionali per la mancanza di certezze sulla stabilità delle regole applicate. Non sembra dare migliore prospettiva il contenuto del decreto per l'individuazione delle "aree idonee" per lo sviluppo delle fonti rinnovabili che, rinviando alle regioni il compito di selezionare tali aree, non fornisce indicazioni per favorire realmente lo sviluppo delle suddette fonti.

— L'eolico

L'eolico è l'altra nuova fonte di energia rinnovabile sulla quale punta il processo di decarbonizzazione. Nuova, non perché non se ne facesse già uso in passato, basta ricordare la navigazione a vela o i mulini a vento, ma perché solo negli ultimi decenni con lo sviluppo della tecnologia delle turbine se ne è avviato un uso su scala industriale per la produzione di energia elettrica.

Lo sviluppo di progetti eolici a terra è ovviamente condizionato dall'orografia e dalla ventosità delle aree, tenendo conto anche dell'impatto per l'ambiente.

I progressi tecnologici, che ne consentono lo sviluppo anche in mare ed in condizioni più estreme, stanno peraltro fortemente incrementando le potenzialità di tale fonte, come già sta avvenendo in alcuni Paesi del Nord Europa ed in altre aree del mondo.

In Italia, la conformazione del territorio, la sua orografia, la diffusa presenza di insediamenti abitativi possono creare condizioni meno favorevoli rispetto al Nord Europa, ma possono consentire certamente all'eolico di dare un contributo significativo, soprattutto se si riuscirà ad avviare in maniera più risoluta lo sviluppo di progetti offshore, per la quale la tecnologia prevalente individuata dal Pniec 2024 dovrebbe essere quella "floating" anche se ad oggi nel mondo solo con impianti sperimentali.

Che si tratti di una tecnologia innovativa, sembra essere confermato da una recente indagine della S&P Global Ratings⁵, la quale evidenzia come la tecnologia dell'eolico galleggiante non sia ancora economicamente competitiva con un costo dell'energia sopra i 150 €/MWh, ma forse lo diverrà nel prossimo decennio, nonostante le previsioni di un continuo aumento della capacità eolica offshore nelle acque europee nel periodo 2024-2030 ma a fondazioni fisse.

Il Pniec 2024 prevede un obiettivo di capacità eolica installata al 2030 di circa 28.140 MW di cui 2.100 MW di eolico offshore al 2030.

Per le ragioni sopra dette, la potenzialità dello sviluppo al 2030 dell'eolico *on-shore* non potrà essere superiore di molto rispetto a quanto previsto dal Pniec, ma le prospettive dello sviluppo off-shore potrebbero essere più ottimistiche come sostiene l'associazione dell'industria eolica che la stima in circa 10 GW e come indirettamente provano quanto meno in termini di intesse gli oltre 90 GW di richieste di connessione presentate da Terna ed i primi pareri favorevoli espressi dalla Commissione Via.

Per quanto riguarda l'attuale consistenza del sistema eolico italiano alla fine del 2023 la capacità complessiva ha raggiunto la potenza di 12,3 GW, che ha permesso di coprire il 7,6% della domanda elettrica. Sebbene l'eolico rappresenti la terza fonte rinnovabile per la generazione elettrica,

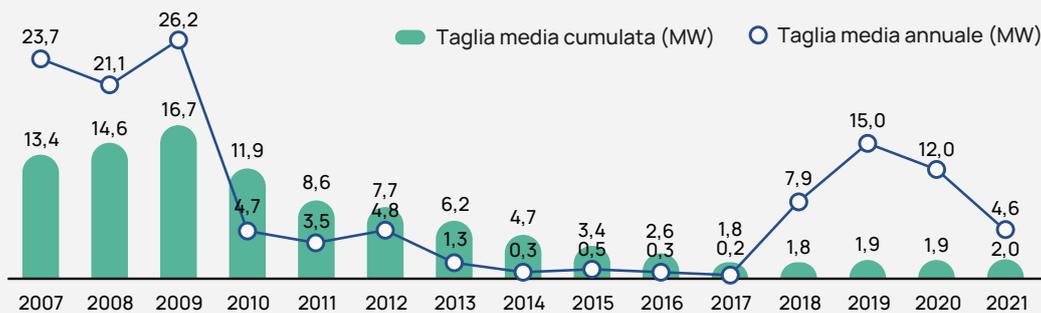
5. S&P Global Ratings (2024), "Sustainability Insights: Power Sector Update: European Offshore Wind Is Racing Ahead", September 10, 2024, www.spglobal.com/ratingsdirect

dopo idroelettrico e fotovoltaico, la crescita della potenza installata non ha seguito negli ultimi anni il percorso necessario per raggiungere gli obiettivi Pniec al 2030, di 28 GW, a causa delle tempestiche degli iter autorizzativi, all'incognita di riuscire a condurre in porto i progetti delle centrali offshore con tecnologia *floating* e di tutte le altre difficoltà già viste per il fotovoltaico, compresi i problemi di accettazione a livello di territorio e amministrazioni locali.

Per quanto riguarda la potenza unitaria degli impianti eolici, si pone un problema analogo a quello già visto per il fotovoltaico, ossia un elevatissimo numero di impianti molto piccoli ed un numero assai limitato di impianti medio grandi. È da capire quanto ciò dipenda dall'orientamento degli operatori e quanto sia, invece, condizionato dalle autorizzazioni in quanto, anche per l'eolico, solo lo sviluppo di progetti più grandi può consentire un'accelerazione sostanziale della crescita di tale fonte.

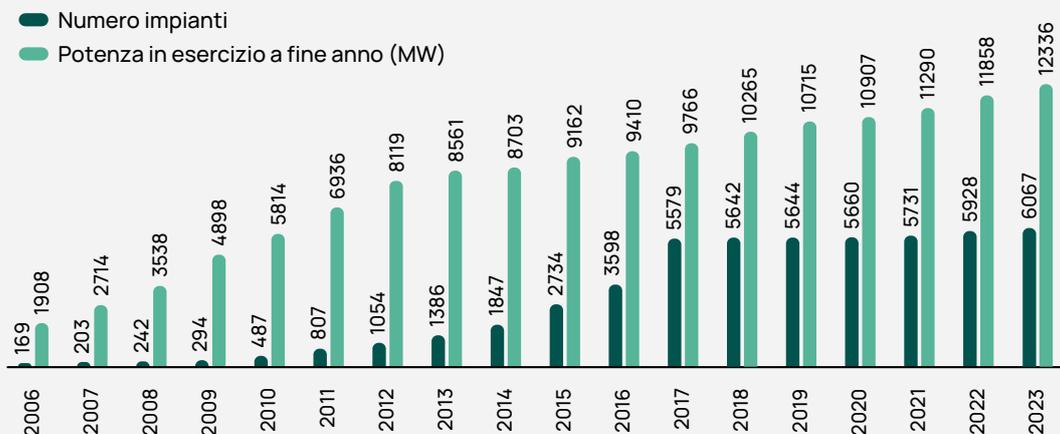
Secondo gli ultimi dati forniti dal Gse che risalgono al 2021, il 92% degli impianti era costituito da impianti con potenza inferiore a 1 MW che rappresentano circa il 5% della potenza complessiva, mentre la potenza media raggiungeva appena 2 MW. La localizzazione geografica degli impianti eolici, come per il fotovoltaico premia le regioni del Sud e le isole.

Figura 23 – Taglia media cumulata degli impianti eolici



Fonte: Gse (2023) Rapporto Statistico sulle rinnovabili 2021. (Ultima pubblicazione disponibile)

Figura 24 – Numero e potenza degli impianti eolici



Fonte: Elaborazione su dati Terna e Gse

Tabella 13 – Numero e potenza degli impianti eolici

	2021		2022		2023	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
Piemonte	18	18,8	18	23,8	18	23,8
Valle D'Aosta	5	2,6	5	2,6	5	2,6
Lombardia	12	0,1	12	0,1	12	0,1
Trentino Alto Adige	10	0,4	10	0,4	10	0,4
Veneto	15	13,4	18	13,4	18	13,4
Friuli Venezia Giulia	5	0,0	5	0,0	4	0,0
Liguria	36	86,7	39	118,2	40	120,6
Emilia Romagna	72	45,0	73	44,9	73	44,9
Toscana	117	143,2	122	143,0	122	143,1
Umbria	25	3,0	26	3,0	25	4,0
Marche	50	19,5	49	19,2	48	19,2
Lazio	69	73,3	77	74,7	80	75,7
Abruzzo	43	268,3	45	271,5	45	271,5
Molise	78	375,8	86	405,6	89	406,9
Campania	625	1.770,7	638	1.842,5	642	1.959,2
Puglia	1.209	2.758,6	1.341	2.996,0	1.391	3.106,5
Basilicata	1.429	1.428,0	1.457	1.475,3	1.469	1.504,5
Calabria	426	1.175,0	438	1.178,4	442	1.182,5
Sicilia	887	2.013,6	913	2.122,6	916	2.270,8
Sardegna	600	1.093,8	613	1.113,2	618	1.186,3
ITALIA	5.731	11.289,8	5.985	11.848,4	6.067	12.335,8

Fonte: Elaborazione su dati Terna e Gse

I miglioramenti della tecnologia e la dimensione delle turbine sono un ulteriore fattore di crescita in termini di produzione. Dopo un 2022 in cui si è registrata una lieve diminuzione legata a peggiori condizioni di ventosità, nel 2023 la produzione ha ripreso a crescere, attestandosi sui 23,4 TWh, il valore più alto finora registrato (circa +14% rispetto al 2022).

Figura 25 – Produzione annua degli impianti eolici



Fonte: Elaborazione su dati Terna e Gse

Tabella 14 - Obiettivi di crescita della potenza da fonte eolica al 2030 (MW)

	2021	2022	2025	2030
Eolica	11.290	11.858	15.823	28.140
di cui offshore	0	0	0	2.100

Fonte: Pniec 2024

La geotermia

La geotermia è un'altra delle fonti di energia rinnovabile su cui puntare ai fini della decarbonizzazione e sulla quale si lavora anche a livello globale per sfruttarne appieno il potenziale.

Secondo la Iea⁶, l'energia geotermica globale dovrebbe raggiungere i 282 TWh nel 2030, triplicando rispetto ai 92 TWh del 2019. Secondo l'Egec⁷, la capacità in fase di sviluppo raddoppierà il numero di sistemi entro il 2030.

L'Italia ha una lunga tradizione nello sfruttamento dell'energia geotermica, iniziata agli inizi del XX secolo in Toscana, ed è ancora uno dei principali poli geotermici a livello europeo. Già da qualche anno, però, i numeri sull'installato italiano sono pressoché fermi⁸ e, ad oggi, sono decisamente lontani dalle previsioni di sviluppo promosse dai rappresentanti del settore, Rete Geotermica e valutate da centri studi come The European House – Ambrosetti, che studiano il potenziale della geotermia al 2050 pari a circa il 10% della produzione elettrica italiana.

Secondo un rapporto (2022) del Clean Energy Technology Observatory (Ceto)⁹ *“per nuove centrali geotermiche nel 2021 il costo medio ponderato dell'energia (LCoE) a livello globale era di 68 USD/MWh¹⁰”*.

La versione definitiva del Pniec 2014 ha indicato in 1.000 MW il target al 2030 in campo geotermico. Il “Decreto Fer2”, pubblicato a giugno 2024 dal Mase, prevede un contingente incentivabile di 160 MW per nuovi impianti e 150 MW per i rifacimenti per il periodo 2024-2028, alquanto contenuto per il raggiungimento dell'obiettivo indicato dal Pniec.

Proprio l'impossibilità di alcuni impianti di essere competitivi senza un incentivo stabile sembrerebbe essere una delle criticità da sciogliere. A ciò si aggiungono alcune peculiarità ambientali e la necessità di veder migliorata l'efficienza degli impianti stessi. In sostanza, i numeri riportati dal Gse nell'ultimo “Rapporto semestrale energia e clima in Italia¹¹” evidenziano una sostanziale stabilità nella produzione elettrica italiana da geotermia, anche se le intenzioni del Governo sono di cogliere qualsiasi opportunità di rilancio.

Un esempio in questo senso è il recente Tavolo di confronto tenuto tra il Governo e le principali associazioni del settore, con l'avvio di interlocuzioni istituzionali, a livello regionale, per impostare i piani di investimento necessari ad accompagnare il prossimo periodo di durata delle concessioni, che dovrebbero garantire il mantenimento dell'efficienza produttiva, o al più un incremento dell'energia prodotta e immessa annualmente.

Ai fini dello sviluppo futuro del geotermico comunitario, appare di sicuro rilievo la posizione del Parlamento europeo, che con la Risoluzione del 18 gennaio 2024, ha sollecitato l'adozione di una

6. Geothermal power generation in the Sustainable development scenario, 2000 – 2030 – Charts – Data & statistics - Iea

7. Egec-Market-Report-2022_Key-Findings.pdf

8. <https://www.cosvig.it/geotermia-in-italia-lo-stallo-dell'ultimo-decennio-documentato-dall'ispra/>

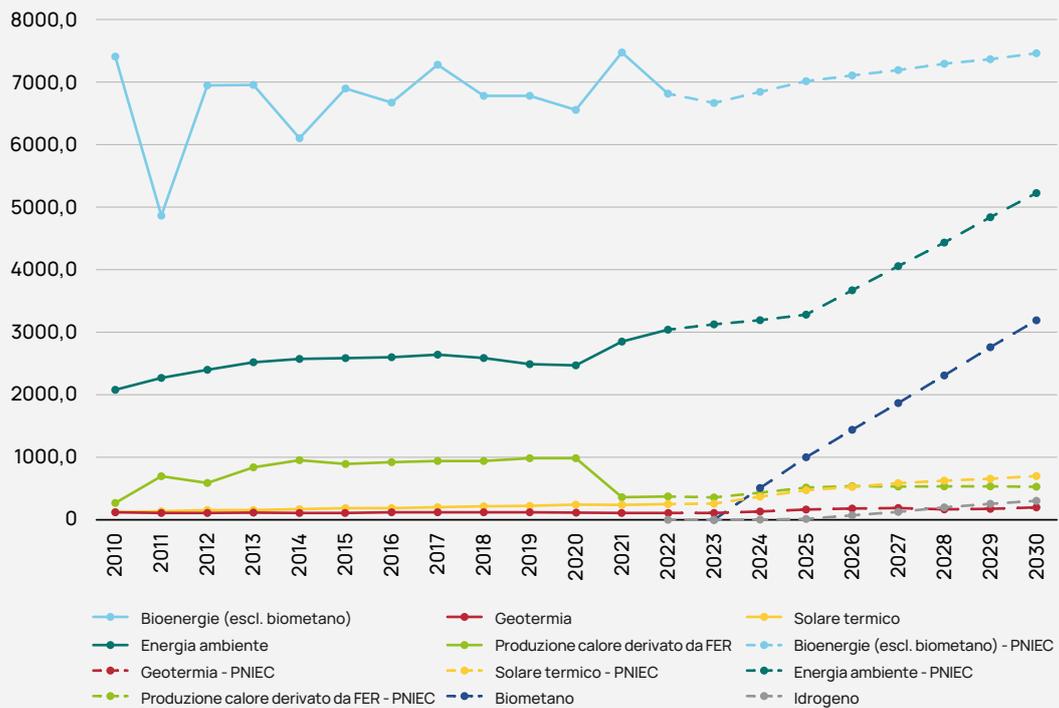
9. Bruhn, D., Taylor N, Ince, E., Mountraki, A., Shtjefni, D., Georgakaki, A., Joanny Ordonez, G., Eulaerts, O., Grabowska, M., Clean Energy Technology Observatory: Deep Geothermal Energy in the European Union- 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2022, doi:10.2760/181272, JRC130585

10. È importante notare che questi valori possono variare significativamente in base a fattori come la profondità e la qualità della risorsa geotermica, le tecnologie impiegate e le condizioni locali.

11. Si fa riferimento all'ultimo disponibile questo indirizzo <https://www.gse.it/dati-e-scenari/rapporti>

strategia europea per sfruttare appieno il potenziale della geotermia, definendola *“una fonte di energia rinnovabile sottovalutata ma promettente”*. La Risoluzione punta ad accelerare lo sviluppo della geotermia, rimuovere le barriere burocratiche e facilitare gli investimenti nel settore.

Figura 26 – Traiettoria di crescita dell’energia da FER al 2030 nel settore termico (ktep)



Fonte: Gse

Un discorso interessante va fatto per l'utilizzo del "gradiente geotermico", abbinato a pompe di calore, per la climatizzazione degli edifici e produrre contemporaneamente riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria anche in modalità teleriscaldamento. Si tratta di una opzione tecnologica ancora relativamente poco sfruttata ma che, grazie alla maggior diffusione della bassa e media entalpia, potrebbe raggiungere numeri decisamente superiori anche se, anche qui tenendo presente i dati pubblicati dal Gse, la traiettoria per i prossimi anni appare ancora poco ambiziosa. Già nel 2022, secondo l'Egec¹², le vendite di sistemi di pompe di calore geotermiche hanno raggiunto un record storico, con un aumento del 17% rispetto all'anno precedente e una previsione di oltre 30 pozzi nei prossimi 3-5 anni per centrali elettriche geotermiche e più di 100 pozzi per progetti di riscaldamento di grande taglia. Anche in questo caso, accelerare lo sviluppo della geotermia è una delle sfide politiche cruciali per raggiungere l'obiettivo della transizione energetica. Gli alti costi di investimento iniziali, che sono bilanciati dai minori costi di esercizio, impongono una riflessione sulla definizione di meccanismi innovativi di garanzia o supporto alla realizzazione degli interventi. Oltre ai benefici della decarbonizzazione, infatti, la realizzazione di investimenti geotermici può contribuire anche allo sviluppo di sistemi di accumulo stagionale di energia sot-

12. EGEc - The Voice of Geothermal in Europe

terranea e, nelle indicazioni del legislatore europeo, mitigare l'impatto sociale della transizione, grazie alla riconversione delle imprese operanti nell'estrazione verso questa tipologia di progetti.

C'è un ulteriore aspetto collegato allo sviluppo dell'energia geotermica europea che è stato evidenziato da un *position paper* dell'Erec¹³ nel 2023 e ripreso anche in sede comunitaria. Si tratta del litio geotermico, un sottoprodotto dell'energia geotermica, estratto dalle salamoie che trasportano calore e minerali, con un impatto ambientale significativamente inferiore rispetto ai metodi tradizionali di estrazione.

L'estrazione del litio geotermico è ancora in una fase iniziale in Europa, ma sono già diversi i progetti in corso di sviluppo in diverse nazioni. In Francia, il progetto "Soulz-sous-Forêts" è il più avanzato in Europa, con una capacità produttiva annua stimata di 1.500 tonnellate di carbonato di litio¹⁴. In Germania, la società australiana Vulcan Energy Resources sta sviluppando il progetto Zero Carbon Lithium nella Valle del Reno superiore, con l'obiettivo di estrarre litio e generare energia geotermica¹⁵.

Anche in Italia, la società australiana Vulcan Energy Resources è operativa tanto da aver siglato un accordo con Enel Green Power per sviluppare progetti di litio geotermico a partire dal sito di Cesano nel Lazio¹⁶.

Pur con una tecnologia ancora relativamente nuova e bisognosa di ulteriori sviluppi per essere sfruttata su larga scala, il litio geotermico è un'importante opportunità per ridurre la dipendenza dell'Europa dalle importazioni di litio e per la produzione di batterie per veicoli elettrici in modo più sostenibile e rappresenta un ottimo esempio di quell'ecosistema produttivo a emissioni climaticamente neutre che dovrebbe caratterizzare il tessuto economico europeo dei prossimi anni.

Le bioenergie

Il Pniec 2024 ha analizzato con attenzione le potenzialità delle bioenergie che, nel periodo di transizione possono essere considerate funzionali per lo sviluppo delle energie rinnovabili non programmabili, mentre in una prospettiva di lungo periodo prevede prospettive diverse a seconda dei settori di riferimento.

In particolare, il livello di bioenergie impiegato nella produzione elettrica è stato valutato in progressiva riduzione coerentemente con i requisiti previsti dall'articolo 42 del D.lgs. n. 199/2021, sulla conversione in biometano degli impianti a biogas e l'impiego di impianti alimentati unicamente a bioliquidi con un passaggio della potenza installata dai 4.050 MW del 2022 ai 3.240 previsti nel 2030.

Tabella 15 - Obiettivi di crescita della potenza da fonte rinnovabile al 2030 (MW)

	2021	2022	2025	2030
Bioenergie	4.106	4.050	4.038	3.240

Fonte: Rse, Gse

13. Erec - European Renewable Energy Council

14. https://www.lemonde.fr/en/economy/article/2022/10/24/first-lithium-mining-project-launched-in-france_6001570_19.html

15. <https://www.eib.org/en/projects/pipelines/all/20200749>

16. <https://www.enelgreenpower.com/it/media/press/2022/07/enel-green-power-vulcan-energy-insieme-progetti-litio-geotermico>

Così si traduce in una corrispondente riduzione della energia elettrica prodotta che scende dai 19 TWh del 2021 ai 10,9 TWh del 2030.

Tabella 16 - Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2021	2022	2025	2030
Bioenergie*	19	17,5	15,8	10,9

*Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità
Fonte: Pniec 2024

Per le bioenergie nel settore termico, invece, prevedendo una contrazione del ritmo di crescita, ci si attende un'accentuazione del trend di crescita anche se non è ancora possibile stimare a pieno l'impatto che avranno i vincoli sulla sostenibilità (introdotti prima dalla Red II per poi essere rafforzati dalla Red III) sulla tipologia e la dimensione delle filiere di approvvigionamento di biomasse solide e biogas.

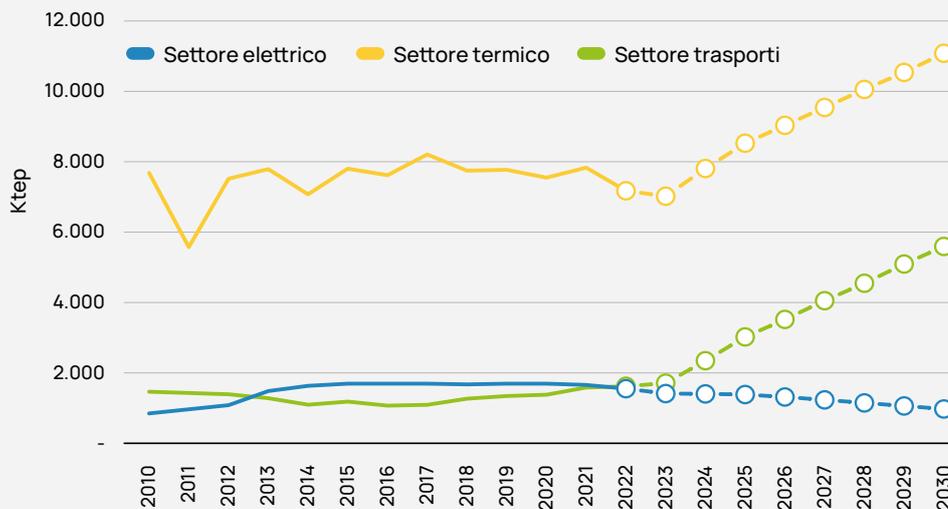
Tabella 17 - Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore termico (ktep)

	2021	2022	2025	2030
Bioenergie*	7.477	6.827	7.018	7.464

*Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità
Fonte: Pniec 2024

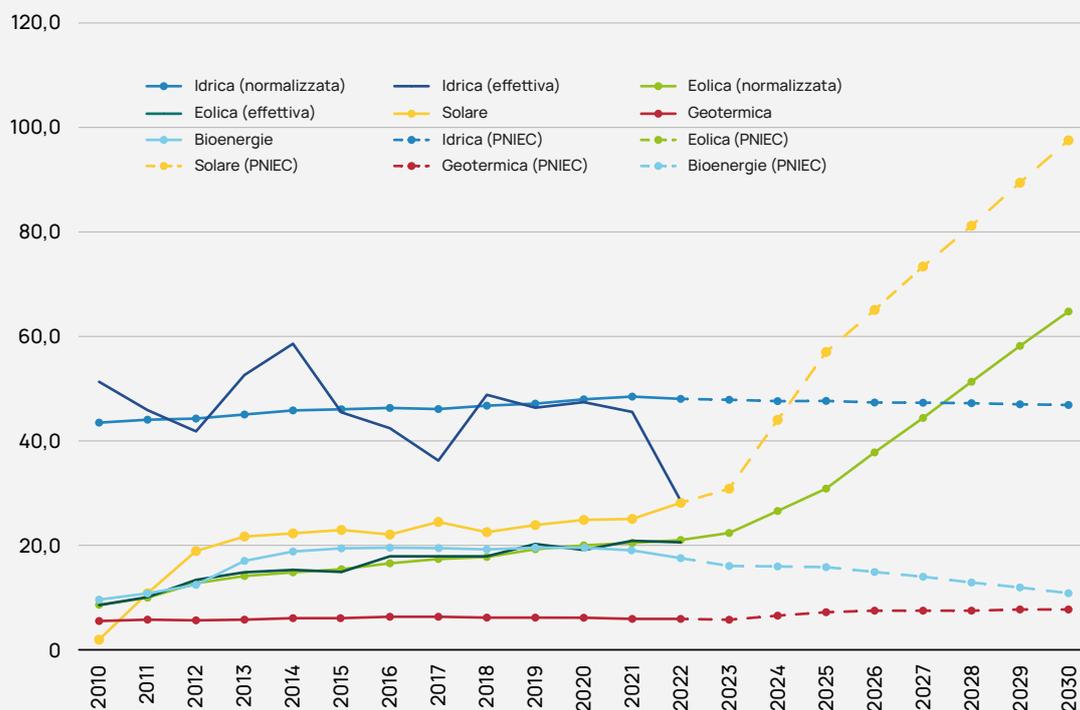
Per il settore trasporti, infine, nel quale si attende una crescita decisa degli impieghi di biometano, si rinvia all'apposito capitolo dedicato ai biocarburanti tenuto conto della più articolata evoluzione che si prevede per questo comparto in relazioni anche ai tempi di sviluppo della mobilità elettrica.

Figura 27 - Traiettorie evolutive del contributo delle bioenergie nei diversi settori, per il raggiungimento del target Fer al 2030



Fonte: Pniec 2024

Figura 28 – Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da Fer al 2030 (TWh)*



*Per la produzione da fonte idrica ed eolica si riporta, per gli anni 2010 -2022, sia il dato effettivo (riga continua), sia il dato normalizzato, secondo le regole fissate dalle direttive Red. Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

Fonte: Gse

La rete elettrica e i sistemi di accumulo in Italia

Lo sviluppo di una quantità crescente di produzione elettrica da fonti rinnovabili, prevalentemente con caratteristiche di intermittenza richiede una rete elettrica capace di accogliere questa nuova produzione e di rimanere stabile ed efficiente per il sistema.

In effetti, l'aumento della produzione distribuita, connaturato alle fonti rinnovabili oggi in corso, ed ancor più in prospettiva, nell'ottica della decarbonizzazione del sistema energetico, mette a dura prova la rete elettrica.

Diversi sono gli adeguamenti richiesti alla rete elettrica per fronteggiare e gestire non solo i cambiamenti del sistema di generazione, impostato in passato sulla connessione di un limitato numero di grandi impianti termoelettrici e idroelettrici, prevalentemente ubicati nel Nord Italia ossia vicini ai grandi centri di consumo energetico, ma altresì un sistema di flussi di energia che si muovono in senso contrario. La produzione da fonti rinnovabili, infatti, seppur diffusa, si localizza, come visto nei paragrafi precedenti, prevalentemente nelle regioni meridionali e nelle isole maggiori, più distanti dai grandi centri di consumo.

La rete, conseguentemente, deve fronteggiare la trasformazione verso un sistema di generazione distribuita, articolato su un numero rilevante di unità di generazione, soprattutto eoliche e fotovoltaiche, che producono in maniera intermittente e non programmabile e pongono quindi problemi di bilanciamento ed "over generation".

L'impegno maggiore per le realizzazioni di tali interventi è richiesto a Terna, cui fa capo come proprietà e gestione tutta la rete ad altissima e ad alta tensione di trasmissione e distribuzione.

In questa direzione è stato già orientato il Piano industriale 2024-2028 dell'azienda che ha previsto il più elevato programma di investimenti, adottato dalla sua nascita con 16,4 miliardi di euro di investimenti di cui 10,6 dedicati allo sviluppo della rete, 2,9 al rinnovo ed efficienza degli asset e 1,7 alla sicurezza.

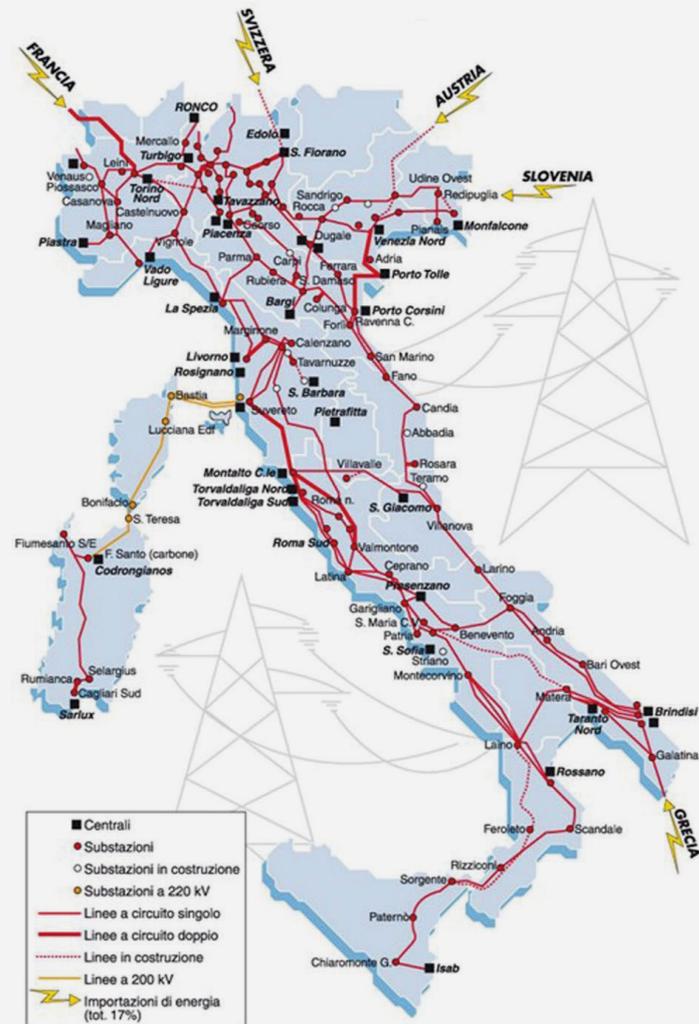
Questi investimenti sono peraltro solo una parte di quelli necessari per consentire la prima integrazione della produzione da fonti rinnovabili da trarre al 2030.

Nel 2023, l'incidenza delle fonti rinnovabili sul fabbisogno di energia elettrica è stata del 36,8%, tra l'altro con la maggiore incidenza della fonte idroelettrica che nell'anno ha potuto giovare di una buona idraulicità. Tuttavia, come visto, l'idroelettrico è anche la fonte che, con la sua programmabilità e capacità di riserva, può maggiormente contribuire a risolvere i problemi di integrazione delle fonti intermittenti insieme ad un sistema di accumuli elettrochimici che Terna stessa ha previsto e che molti operatori impegnati

nello sviluppo delle fonti rinnovabili stanno già programmando. Il raggiungimento degli obiettivi al 2030 richiederà, infatti, quasi un raddoppio del contributo delle rinnovabili che dovrà venire essenzialmente da quelle intermittenti.

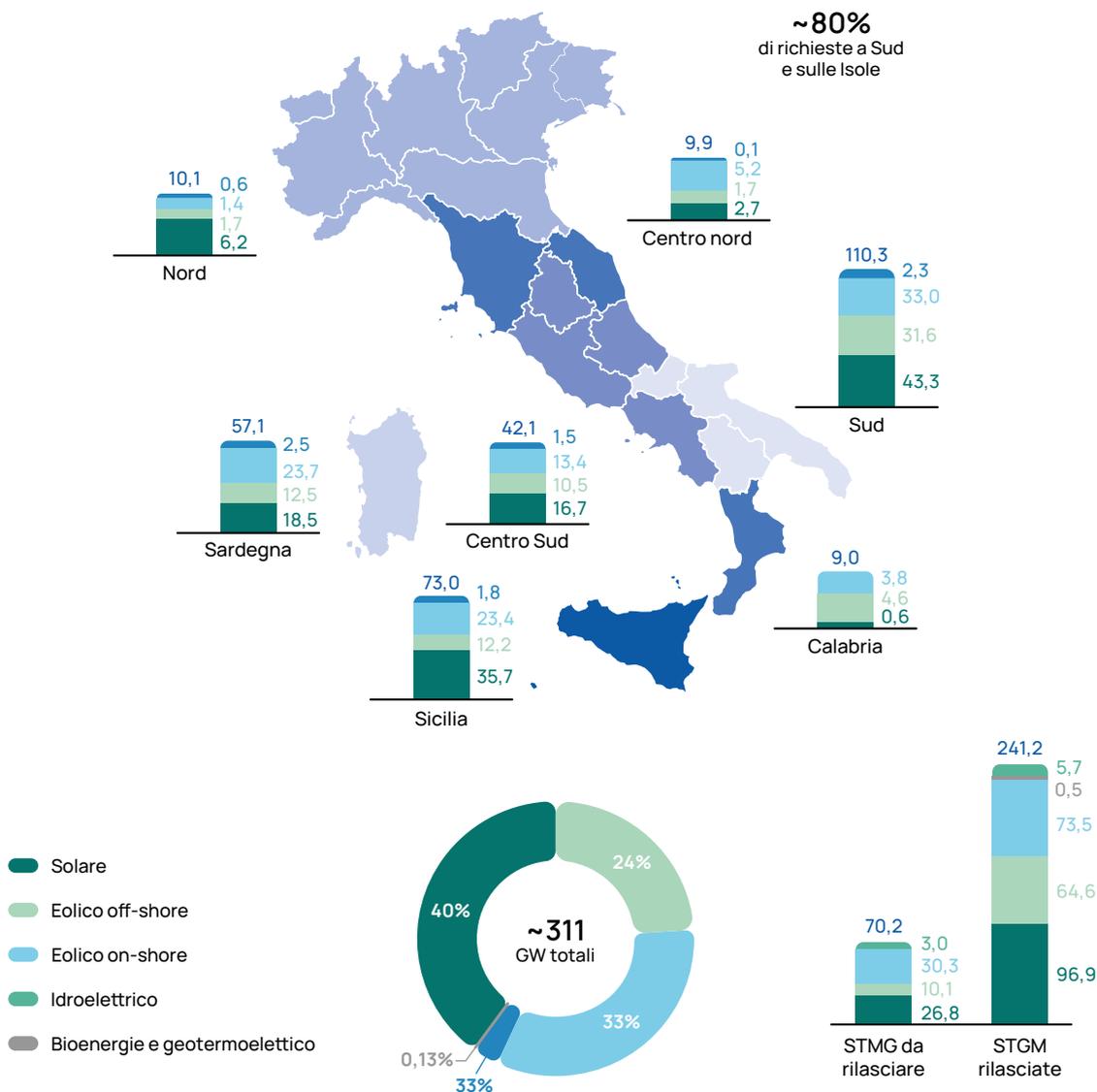
I dati più aggiornati contenuti nell'ultima versione del piano industriale del Tso ed il significativo numero di richieste di connessione presentati al Mase per la realizzazione di nuovi stoccaggi elettrochimici o idro forniranno elementi utili per l'aggiornamento del Pniec 2024 degli scenari e delle strategie per l'adeguamento della rete nell'ottica dell'integrazione della produzione rinnovabile e della minimizzazione dell'over generation. Il Pniec 2024 contiene gli indirizzi strategici da seguire nello sviluppo delle reti, facendo esplicito riferimento ai programmi di Terna, impostati tenendo anche conto dei risultati dello studio del gruppo di lavoro misto Terna-RSE sul tema stoccaggi.

Figura 29 – Mappa della rete elettrica nazionale e dei principali elettrodotti di collegamento alla frontiera



Fonte: Terna

Figura 30 – Richieste di connessione alla rete Rtn (valori in GW)



Dati aggiornati al 31 dicembre 2022
 Fonte: Terna (2023), 2023 Piano di Sviluppo – Overview

Il Piano di sviluppo 2023 di Terna prevede, infatti, un'accelerazione degli investimenti più importanti e di maggiore utilità per il sistema elettrico per un valore complessivo, sul decennio 2023-2032, di circa 21 miliardi che guarda al numero o alla localizzazione delle richieste di connessione alla rete dai progetti di fonti rinnovabili e di accumuli.

A questo riguardo, un progetto particolarmente interessante in corso di realizzazione è il progetto *Hypergrid*, per un investimento dal valore complessivo di circa 11 miliardi. Si tratta di un progetto innovativo che sfrutterà le tecnologie della trasmissione in corrente continua (Hvdc) per trarre gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica. Con tale investimento Terna realizzerà un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti sulle dorsali est e ovest del Paese, fino alle regioni del Sud e le isole, accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV. In questo modo aumenteranno le prestazioni delle linee, riducendo al minimo il loro impatto ambientale, e trasferendo sempre più potenza generata da rinnovabili nel sud Italia verso le zone di carico del Nord.

Tra i principali benefici attesi, anche grazie a questi nuovi “corridoi”, c’è il raddoppio della capacità di scambio tra zone di mercato, favorito ulteriormente dai sistemi digitali di controllo dei flussi, arrivando a oltre 30 GW dai circa 16 attuali. Sul lungo termine (al 2040) questi interventi porteranno una riduzione totale delle emissioni di CO₂ a quasi 12.000 ktCO₂/anno.

Tornando al tema degli stoccaggi, va anche ricordato che lo studio di Terna sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio sottolinea che tali impianti saranno essenziali per fornire una serie di servizi utili al sistema elettrico, quali il “*time-shifting*” e i servizi di dispacciamento funzionali per la sicurezza della rete. Inoltre, consentiranno di spostare strutturalmente parte della produzione rinnovabile non programmabile (eolico, solare) dalle ore di alta disponibilità alle ore di bassa o nulla disponibilità, gestendo l’*over generation* in maniera efficiente.

In termini quantitativi ha altresì valutato che in funzione degli scenari Fit-for-55 al 2030, occorrerà sviluppare circa 71 GWh¹⁷ di sistemi di stoccaggio, individuando 2 tecnologie sufficientemente mature per essere prese in considerazione ai fini regolatori (batterie agli ioni di litio e pompaggio idroelettrico).

Quanto alla disponibilità delle risorse finanziarie necessarie, dopo una iniziale fase di indecisione se investire in questo settore, dovute sia per le incertezze tecnologiche sia per la mancanza di un quadro regolatorio definito, gli operatori impegnati nello sviluppo di progetti di fonti rinnovabili hanno superato le reticenze, iniziando a richiedere le relative autorizzazioni, vedendo nello storage di energia un mezzo per meglio valorizzare la propria produzione rinnovabile o l’avvio di una nuova attività di business con la fornitura a Terna di servizi di rete.

È importante che tale orientamento del mercato sia colto e considerato nella nuova versione del Pniec, non solo come espressione della volontà di investire da parte delle aziende del settore ma anche come segnale di ferma volontà governativa di proseguire nello sviluppo delle fonti di energia rinnovabile dando così a Terna le conferme necessarie sulla strategia industriale da seguire nello sviluppo del sistema di rete.

17. Elettricità Futura stima un fabbisogno di 80 GW

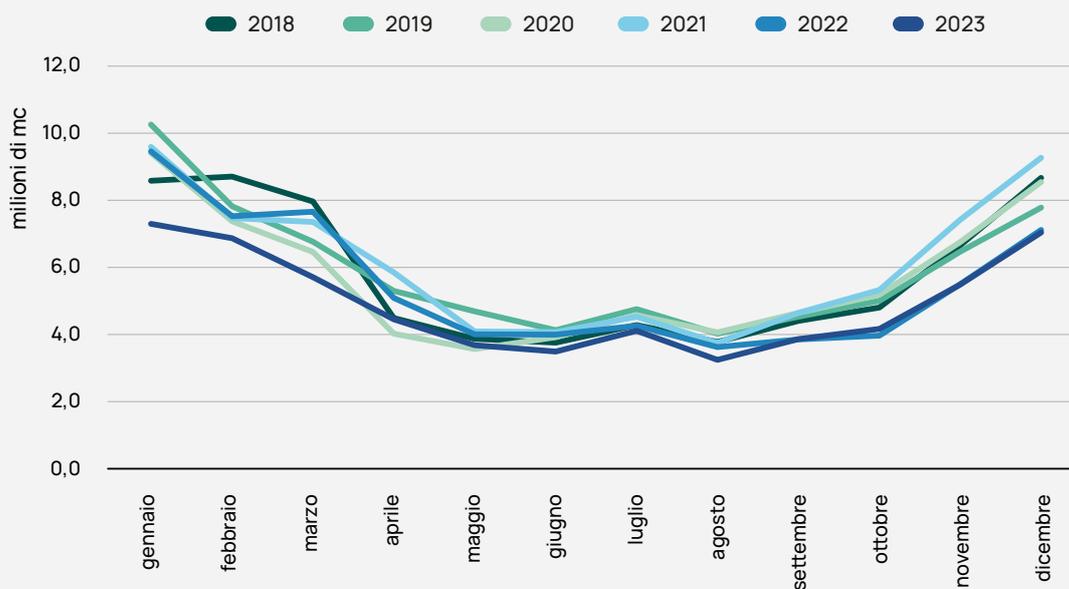
Il contributo del gas naturale nella transizione energetica

Il consumo di gas attuale in Italia

Storicamente, la domanda di gas naturale ha avuto un trend di crescita costante fino al 2008, passando da circa 11 Mtep del 1971 (pari a 13 Gmc), ai 42 Mtep del 1991 (pari a circa 48 miliardi di mc), fino a raggiungere nel 2008 i 70 Mtep (pari a circa 85 miliardi di mc). Da quell'anno, anche se lentamente, è iniziato un trend decrescente, che ha visto nel 2023 raggiungere un valore di poco meno di 51 Mtep (pari a circa 62 miliardi di mc), pari al 35% della domanda energetica nazionale.

Guardando agli ultimi anni (fig. 31), l'andamento è stato caratterizzato da una contrazione del consumo rispetto alle punte mensili. In particolare, l'andamento della domanda del gas ha risentito: i) delle condizioni climatiche, che negli ultimi anni fanno registrare inverni prevalentemente miti; ii) dell'impennata dei costi energetici, iii) del piano di contenimento dei consumi gas legati alle criticità dell'approvvigionamento, dopo lo scoppio della crisi russo-ucraina.

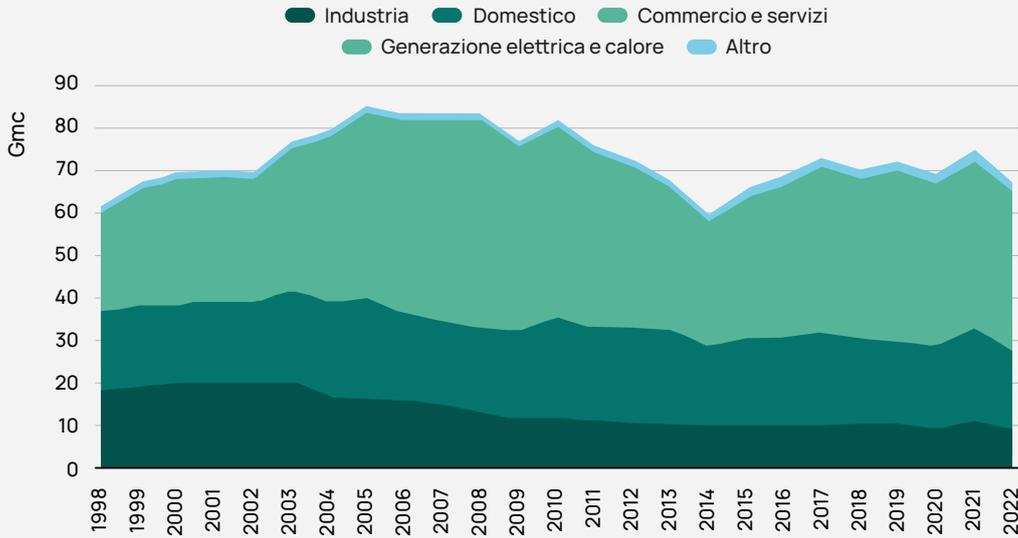
Figura 31 – Andamento mensile dell'impiego di gas naturale



Fonte: Elaborazione su dati Snam

Secondo le ultime rilevazioni della Commissione europea, l'Italia ha diminuito i suoi consumi del 17% nel periodo agosto 2022-gennaio 2024, leggermente al di sotto della media europea ma comunque oltre l'obiettivo volontario accordato nel 2023¹⁸.

Figura 32 – Andamento dell'impiego di gas naturale per settori



Fonte: Elaborazione su dati Mse, Mase e Arera

Tabella 18 – Impieghi di gas naturale per settori

(Mmc)	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022
Industria	20.297,1	16.923,5	12.636,5	10.100,6	9.866,2	11.533,4	9.741,8
Residenziale	18.277,0	22.886,1	22.827,3	20.737,1	19.451,6	21.334,9	18.449,7
Terziario	6.802,4	9.076,4	10.516,4	7.934,6	8.167,9	7.786,3	6.619,8
Generazione elettrica e calore	22.817,0	34.529,5	34.006,7	24.858,9	29.575,4	31.570,5	30.271,4
Altro*	1.734,8	1.881,3	1.713,4	2.195,5	2.144,3	2.521,9	2.201,1
Totale	69.928,3	85.296,7	81.700,2	65.826,7	69.205,4	74.747,0	67.283,8
(%)	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022
Industria	29,0%	19,8%	15,5%	15,3%	14,3%	15,4%	14,5%
Residenziale	26,1%	26,8%	27,9%	31,5%	28,1%	28,5%	27,4%
Terziario	9,7%	10,6%	12,9%	12,1%	11,8%	10,4%	9,8%
Generazione elettrica e calore	32,6%	40,5%	41,6%	37,8%	42,7%	42,2%	45,0%
Altro*	2,5%	2,2%	2,1%	3,3%	3,1%	3,4%	3,3%
Totale	100,0%						

*comprende "Agricoltura", "Usi non energetici" ed i consumi e perdite.

Fonte: Elaborazione su dati Mse, Mase e Arera

18. IT_RePowerEU fiche_two years on (europa.eu)

Analizzando il peso di ciascun settore nel tempo, si conferma l'evoluzione del settore termoelettrico, che è passato dal 32,6% del 2000, al 41% del 2010, raggiungendo il 45% nel 2022, mentre è la domanda del settore industriale, con il passaggio dal 29% nel 2000 al 14,5% nel 2022, è quella che ha risentito maggiormente delle forti tensioni registrate negli ultimi anni sui mercati energetici, che potrebbero aver avuto ripercussioni permanenti sul contenimento della domanda.

Il peso della domanda di gas del settore residenziale è, invece, restato pressoché costante nel periodo considerato, confermandosi tra il 26-27%, con una flessione dovuta in parte ai prezzi e in parte al clima particolarmente mite degli ultimi anni.

Figura 33 – I consumi di gas in Italia dal 2000 al 2023

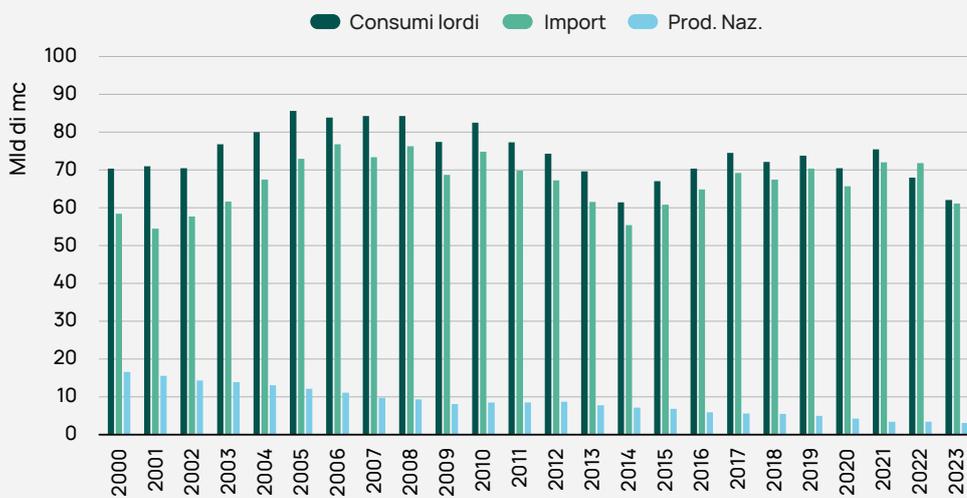


Tabella 19 – I consumi di gas in Italia dal 2000 al 2023

Consumo Interno Lordo di Gas Naturale in Italia
Miliardi di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc

Anno	Consumi lordi	Import	Prod. Naz.	Anno	Consumi lordi	Import	Prod. Naz.
2000	70,9	58,8	16,6	2012	74,9	67,7	8,6
2001	71,5	54,8	15,5	2013	70,1	62	7,7
2002	71	58,1	14,3	2014	61,9	55,8	7,1
2003	77,4	62,1	13,9	2015	67,5	61,2	6,8
2004	80,6	67,9	13	2016	70,9	65,3	5,8
2005	86,3	73,5	12,1	2017	75,1	69,7	5,5
2006	84,5	77,4	11	2018	72,7	67,9	5,4
2007	84,9	73,9	9,7	2019	74,3	70,9	4,9
2008	84,9	76,9	9,3	2020	71	66,2	4,1
2009	78	69,2	8	2021	76	72,6	3,3
2010	83,1	75,4	8,4	2022	68,5	72,3	3,3
2011	77,9	70,4	8,4	2023	62,5	61,6	3

Consumo Interno Lordo = Prod.Naz + Import + Export - Var. scorte

L'approvvigionamento del gas naturale in Italia

Grazie agli attuali 4 rigassificatori, le importazioni di Gnl hanno assunto un ruolo sempre più rilevante nell'approvvigionamento, passando da appena il 2% del 2010 al 27% del 2023 ed il quinto, di massimo impiego con il completamento del programma Snam seguito all'interruzione delle importazioni dalla Russia, dovrebbe far crescere ulteriormente tale percentuale, anche se i gasdotti sono ancora l'infrastruttura dominante.

Tabella 20 – Importazioni di gas naturale per punto di ingresso e mezzo di trasporto

Mmc	2020	2021	2022	2023
Mazara del Vallo	12.023	21.169	23.554	23.040
Gela	4.460	3.231	2.619	2.522
Tarvisio	28.420	29.061	13.976	2.844
Passo Gries	8.592	2.170	7.587	6.567
Melendugno		7.214	10.320	9.988
Piombino				1.242
Panigaglia	2.509	1.054	2.205	2.603
Cavarzere	6.806	7.219	8.277	8.873
Livorno	3.273	1.416	3.718	3.860
Gorizia	3	39	26	41
Altri	33	19	27	29
Totale importazioni	66.119	72.592	72.309	61.608
Gasdotto	53.530	62.903	58.109	45.030
Nave	12.588	9.689	14.200	16.578
Totale complessivo	66.119	72.592	72.309	61.608

Fonte: Elaborazione su dati Mase

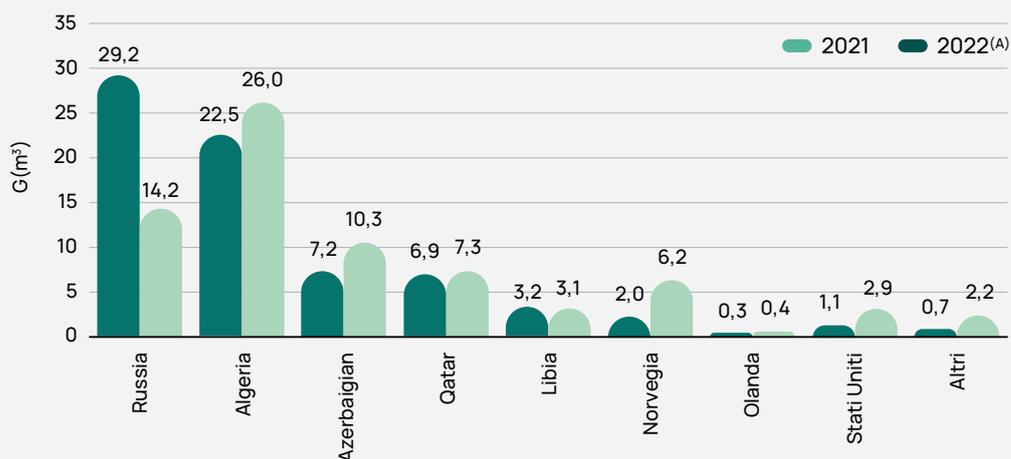
Tabella 21 – Riserve di gas naturale al 31 dicembre (M Smc)

	2021			2022		
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI
Nord Italia	2.009	1.759	95	1.881	1.577	0
Centro Italia	303	472	41	388	197	37
Sud Italia	18.878	27.431	23.941	17.838	29.084	25.206
Sicilia	952	314	384	923	475	321
Totale TERRA	22.143	29.975	24.461	21.031	31.332	25.564
Zona A	6.501	4.796	218	5.819	4.100	0
Zona B	4.252	1.842	214	3.508	1.135	135
Zone C+D+F+G	6.954	7.858	1.860	6.883	7.226	1.116
Totale MARE	17.707	14.496	2.292	16.210	12.461	1.251
Totale	39.850	44.472	26.753	37.241	43.794	26.815

Fonte: Elaborazione su dati Dsi-Mase

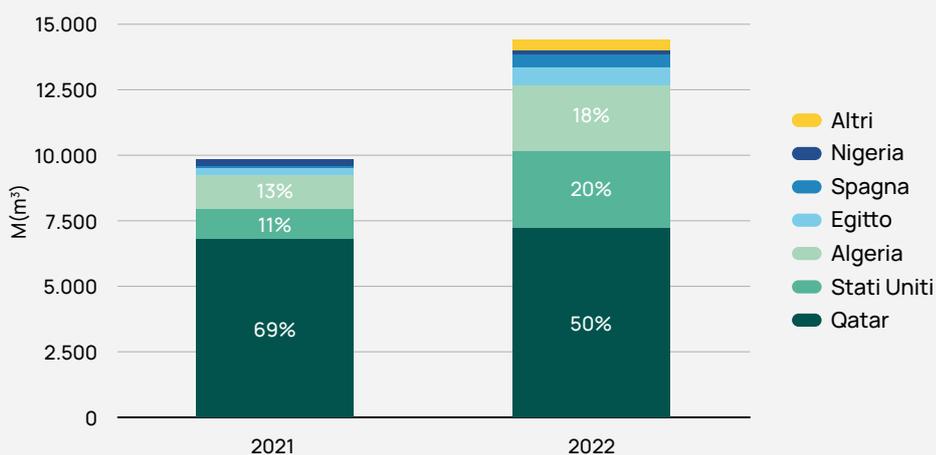
Oltre alla quantità, le provenienze sono quelle che si sono maggiormente modificate nel tempo aggiungendo alle tradizionali provenienze dall'Africa e dal Nord Europa, la crescita prima e il sostanziale blocco poi delle importazioni dalla Russia, gli arrivi dall'Azerbaijan con l'entrata in funzione del Tap e le importazioni via nave attivate dai rigassificatori di Gnl.

Figura 34 – Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: Arera

Figura 35 – Paesi di origine delle importazioni di Gnl



Fonte: Arera

Il 2023 è stato un anno chiave per il mercato italiano, che grazie alle nuove infrastrutture e alle nuove rotte di approvvigionamento, ha riguadagnato, almeno in parte, condizioni post emergenziali e impostato lo sviluppo dei prossimi anni.

Ad oggi, il gas proveniente dalla Russia risulta essere pari solo al 4,6% della domanda complessiva italiana e il principale fornitore italiano è diventato l'Algeria, con 23 miliardi di metri cubi, quantità che copre il 37,4% della richiesta nazionale (era circa il 29% nel 2021). Al secondo posto si posiziona l'Azerbaigian che, ha contribuito con quasi 10 miliardi di metri cubi di gas, che rappresentano il 16,2% del totale importato nel nostro Paese. Dal Nord Europa (Paesi Bassi e Norvegia prevalentemente) sono stati, invece, importati nel 2023 circa 6,5 miliardi di metri cubi di gas, il 13,5% in meno rispetto al 2022.

Per quanto riguarda il Gnl, nel 2023 nei rigassificatori italiani sono arrivati 16,6 miliardi di metri cubi, circa 2,4 miliardi di metri cubi in più rispetto al 2022 (+16,8%). Nel nuovo terminal di Piombino è stato gestito gas per 1,2 Miliardi di mc, poco meno del 7,5% del Gnl importato (1,9% della domanda nazionale). Sono infine, diminuite le esportazioni di gas dall'Italia all'estero (-43%) così come il livello di scorte che è sceso del 82,3%.

Le prospettive del gas come combustibile della transizione al 2030 in Italia

Il gas naturale è spesso definito l'energia della transizione, il traghettatore nel percorso verso un sistema energetico più sostenibile e a basse emissioni di carbonio. Il Pniec riprende questa definizione e presenta uno scenario con consumi interni lordi di tale fonte più o meno stabili fino al 2025 e in graduale discesa al 2030 e al 2040, diminuzione guidata principalmente dal gas per uso termoelettrico.

Tabella 22 – Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore); proiezioni 2025-2040 nello scenario di riferimento, dato storico 2021 e 2022 Eurostat (Mtep)

Scenario di Riferimento	2021	2022	2025	2030	2040
Consumo interno lordo⁽¹⁾	151,5	145,3	143,4	139,1	134,7
Solidi ⁽²⁾	6,7	8,6	4,4	3,7	3,5
Prodotti petroliferi	51,0	51,5	49,5	47,7	46,7
Gas naturale	62,4	56,1	56,2	50,4	43,4
Rinnovabili	27,7	25,4	29,5	33,6	38,8
Energia elettrica	3,7	3,7	3,7	3,7	2,3
Consumi energetici primari⁽³⁾	145,6	139,6	137,2	133,1	128,8
Consumi finali energetici⁽⁴⁾	114,8	111,7	111,8	111,1	111,2
dettaglio per settore	114,8	111,7	111,8	111,1	111,2
Industria	27,5	25,5	26,4	26,3	26,1
Residenziale	32,7	29,3	29,3	28,3	27,9
Terziario	14,9	14,2	14,4	14,0	14,3
Agricoltura	3,3	3,3	3,2	3,3	3,3
dettaglio per fonte	114,8	111,7	111,8	111,1	111,2
Solidi ⁽²⁾	1,8	1,5	1,7	2,0	2,0
Prodotti petroliferi	40,5	43,8	41,0	40,0	39,3
Gas naturale	36,6	31,6	32,5	30,7	30,0
Energia elettrica	25,1	24,7	24,9	25,3	26,3
Calore	1,5	1,5	1,7	1,8	1,9
Rinnovabili ⁽⁵⁾	9,3	8,6	9,9	11,5	11,9
Consumi finali non energetici	5,9	5,7	6,2	5,9	6,0

(1) Indicatore "Gross inland consumption (Europe 2020-2030)" che include aviazione internazionale ed esclude calore ambientale e trasporto navale internazionale.
 (2) inclusa quota rifiuti non rinnovabili e gas siderurgici.
 (3) i consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo interno lordo.
 (4) Indicatore "Final energy consumption (Europe 2020-2030)"
 (5) include biocarburanti e biometano.
 Fonte: Pniec 2024

Proprio in funzione degli ambiziosi obiettivi del Pniec il gas viene considerato come una fonte di energia necessaria perché flessibile e quindi utilizzabile anche per integrare le fonti rinnovabili intermittenti come l'eolico o il solare, garantendo dunque la sicurezza e la stabilità del sistema energetico.

Al 2030, l'aspettativa è che il gas continui ancora a svolgere un ruolo chiave nella fornitura di energia elettrica e nel bilanciamento della domanda e dell'offerta di elettricità, soprattutto in un contesto di forte sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili. Ne è la conferma la disciplina del "capacity market", recentemente oggetto di una proposta di aggiornamento fino al 2028 da parte di Terna¹⁹, con un contestuale incremento della remunerazione accordata.

Anche se la tendenza è quella di una contrazione continua della quota di gas e prodotti petroliferi a vantaggio delle rinnovabili, che toccheranno quasi il 24% dei consumi finali al 2030, alcune delle rigide assunzioni degli ultimi anni, in particolare per i settori cosiddetti "hard to abate" e per far fronte alla necessità di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti, sono state ampiamente rivedute, garantendo che gli investimenti nella filiera possano raggiungere le fasi di realizzazione²⁰ e che il sistema produttivo possa guardare con maggiore ottimismo a soluzioni tecnologiche altrettanto efficaci dal punto di vista emissivo ma basate su differenti tecnologie, su tutte la cattura e sequestro della CO₂.

Tabella 23 – Importazioni nette: proiezioni 2025-2040 nello scenario di riferimento

Ktep	2025	2030	2040
Importazioni nette	110.112	102.506	95.642
Solidi	3.410	2.647	2.648
Greggio e prodotti petroliferi	47.884	46.403	45.992
Gas naturale	53.691	48.197	42.938
Energia elettrica	3.712	3.715	2.260
Rinnovabili*	1.415	1.544	1.804

*include i biocarburanti per trasporto

Fonte: Pniec 2024

Tabella 24 – Dipendenza energetica: proiezioni 2025-2040 nello scenario di riferimento

	2025	2030	2040
Dipendenza energetica	74,5%	71,2%	68,0%

Fonte: Pniec 2024

Il Pniec 2024 punta ad una graduale riduzione della dipendenza energetica del nostro Paese che nello scenario policy arriva al 61% al 2030, per scendere al 54,2% nel 2040. Si tratta di un trend di decrescita ad un tasso di quasi il 3% m.a. nel quinquennio 2025-2030, che si appiana nel decennio successivo all'1% m.a. circa, nonostante l'ipotizzato contributo che dovrebbe essere offerto dal nucleare, sebbene nulla è detto sulla dipendenza da uranio.

19. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita/consultazioni>

20. <https://www.europarl.europa.eu/news/it/press-room/20220701IPR34365/tassonomia-si-all-inclusione-di-attivita-dei-settori-del-gas-e-del-nucleare>

Le ipotesi di domanda di gas: scenari al 2030, 2040 e 2050

L'attuale visione più neutrale in termini di tecnologia, ma comunque sfidante dal punto di vista degli obiettivi di riduzione e dei costi associati, ha stimolato nuove occasioni di dibattito tra i fautori del "phase-out" del gas e dei fossili, e i sostenitori della neutralità tecnologica rispetto all'obiettivo più generale del "climate neutral".

Ai fini di un puro confronto delle idee, non necessariamente da condividere, può valere la pena citare il rapporto "Lo stato del Gas: quali infrastrutture servono all'Italia", pubblicato a febbraio 2024, dall'Italian climate change think thank (Ecco) in cui sono stati stimati tre scenari di domanda gas per gli anni 2030, 2040 e 2050, utilizzando un modello di ottimizzazione che simula all'interno del mercato l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di gas per l'Italia con granularità giornaliera.

Gli scenari si differenziano per un diverso grado di conformità rispetto agli obiettivi climatici e di conseguenza prevedono un diverso livello di riduzione dalla dipendenza dal gas per effetto dello sviluppo di rinnovabili, efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi.

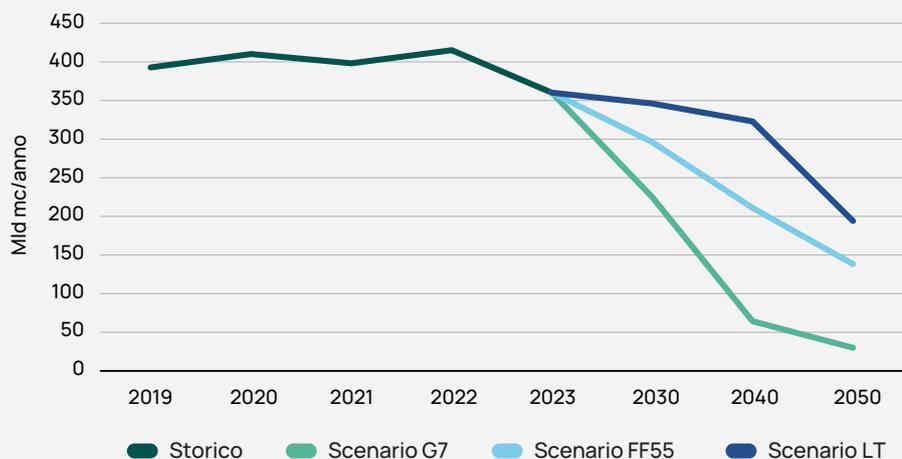
In particolare:

- **Scenario Late Transition (LT):** è quello più conservativo che, di fatto, non raggiunge gli obiettivi climatici di medio e lungo termine, ma porta ad un aumento della temperatura globale di oltre 2°C al 2100. In particolare, LT individua il volume di domanda di gas massimo raggiungibile con le politiche correnti, assumendo che i target di contenimento delle emissioni non vengano raggiunti in tempo ma bensì con un ritardo di 5/10 anni. Inoltre, sebbene i risultati per gli anni 2030 e 2040 siano allineati allo scenario Late Transition prodotto congiuntamente da Snam e Terna lo scorso luglio 2022, quest'ultimo prendeva a riferimento i valori del Pniec del 2019, con un obiettivo comunitario ormai oggi superato.
- **Scenario Fit-For-55 (FF55):** al 2030 riguarda gli obiettivi di policy aggiornati al pacchetto Ue Fit-For 55, includendo le politiche energetiche e climatiche previste dalla bozza del nuovo Pniec (Pniec di giugno 2023). Rispetto allo scenario Distributed Energy di Snam-Terna, lo scenario FF55 prevede la realizzazione di un percorso per il raggiungimento del Net Zero al 2050 basato su una penetrazione più spinta del vettore elettrico e un ruolo più marginale delle tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio (Ccs). Si tratta di uno scenario non in linea con la raccomandazione della Commissione europea²¹ (Com (2024) 63 final) sugli obiettivi per il 2040, in cui si auspica di ridurre la domanda di combustibili fossili del 70% rispetto ai livelli attuali.
- **Scenario G7 (G7):** ipotizza un pieno allineamento dei mercati energetici rispetto agli obiettivi climatici firmati dai Paesi G7 a fine 2023 e il rispetto del vincolo richiesto dalla Commissione europea (Comunicazione Com (2024) 63 final), raggiungendo, in effetti, una riduzione della domanda di gas dell'82% al 2040.

Il rapporto mira, dunque, a sostenere uno scenario - lo scenario G7 - che garantisca un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035 e preveda il rafforzamento delle politiche per la promozione dell'efficienza energetica e dell'elettrificazione dei consumi nel settore civile e nell'industria.

21. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en

Figura 36 – Domanda italiana del gas nel periodo 2019-2023 e scenari di evoluzione al 2030, 2040 e 2050 (Miliardi di mc/anno)

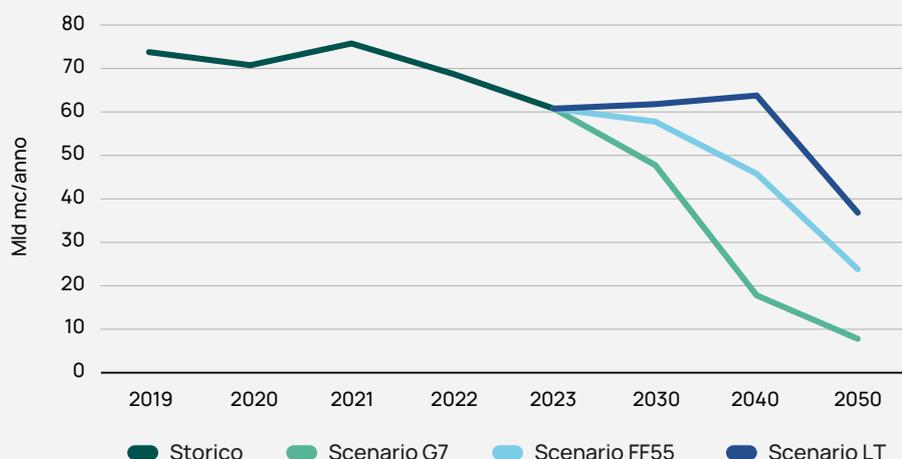


Fonte: Mase, Snam ed elaborazioni Ecco

Come dichiarato dalla stessa Ecco, i tre scenari descritti sono da considerarsi conservativi basandosi su un riavvicinamento dei volumi ai valori storici degli ultimi anni, non intendendo considerare strutturale il calo del biennio 2022-2023 né il potenziale “effetto temperatura”, elemento che rappresenta oggi una variabile fondamentale nel determinare la domanda invernale e di picco giornaliero.

Immaginando, al contrario, condizioni metereologiche particolarmente rigide, evento che per effetto dei cambiamenti climatici diventa sempre più remoto, la domanda di gas aumenterebbe comunque di meno di 2 miliardi di mc.

Figura 37 – Domanda storica europea di gas naturale e scenari al 2030, 2040 e 2050 (Miliardi di mc/anno)

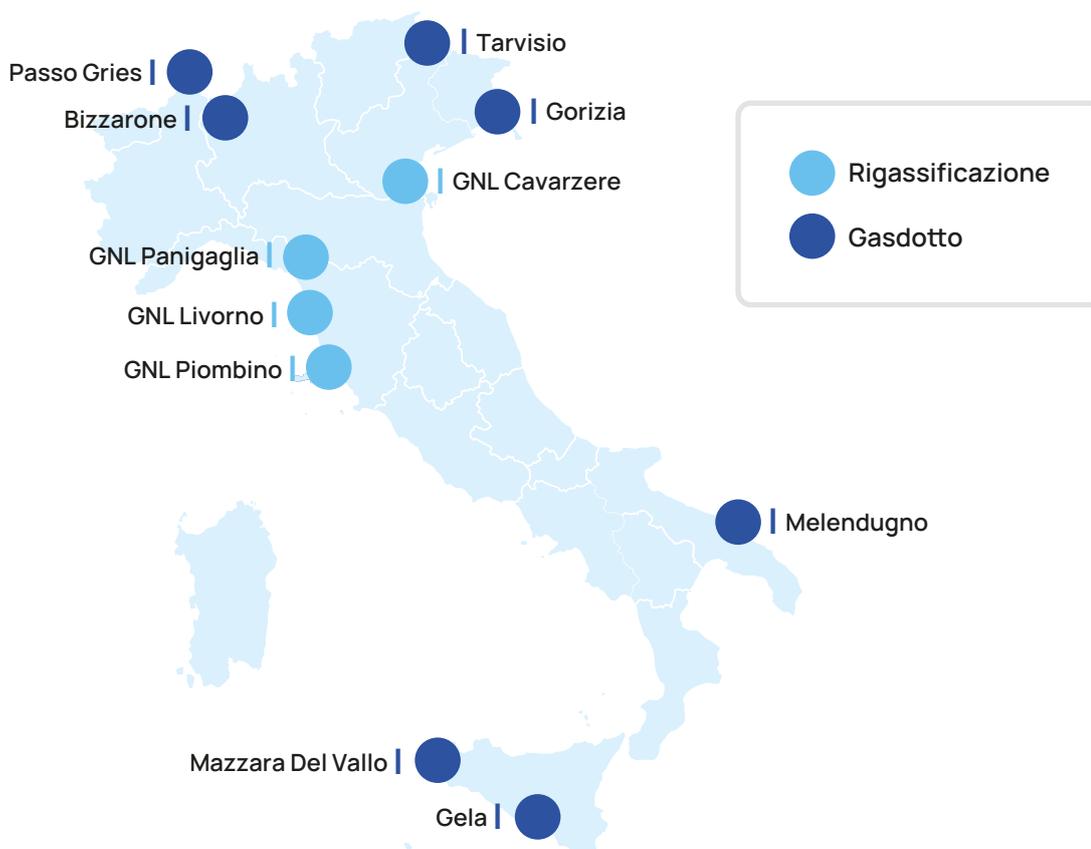


Le infrastrutture del gas in Italia: gasdotti, impianti Gnl e stoccaggio

I punti di ingresso del gas naturale in Italia sono dieci, di cui sei sono serviti da gasdotto e quattro da rigassificatori:

- l'entry-point del Tarvisio rappresenta il punto di accesso italiano del gasdotto Trans Austria Gas (denominato Tag) quasi esclusivamente dedicato al trasporto del gas russo, con l'obiettivo di mettere in collegamento l'Italia e la Russia passando attraverso Ucraina, Slovacchia e Austria. La proprietà e i diritti di trasporto del gasdotto sono detenuti dalla compagnia Trans Austria Gasleitung GmbH (Snam S.p.A. 84,47%, Gas Connect Austria GmbH 15,53%);
- l'entry-point di Gorizia è alimentato dal secondo "ramo" del Tag, che attraversa la Slovenia e l'Ungheria, di proprietà dell'ungherese Fgsz Ltd. (HU) e della slovacca Plinovodi;
- l'entry point di Passo Gries è alimentato dai gasdotti Tenp e Transitgas per il trasporto prevalente del gas olandese e norvegese. Il gasdotto Tenp attraversa la Germania ed il Transitgas la Svizzera, per poi entrare in Italia. La proprietà del tratto tedesco è della Tenp GmbH, i cui azionisti sono Gruppo Eni (49%) e E.ON Ruhrgas (51%), ed i diritti di trasporto sono della Trans european Gas Pipeline Finance Co. Ltd, appartenente pariteticamente al Gruppo Eni e a E.ON Ruhrgas. Il tratto svizzero e i relativi diritti di transito sono della TransitGas AC, il cui azionariato è formato dal Swissgas AG (51%), Fluxswiss Sagl (46%), Uniper Global Commodities AG (3%);
- l'entry-point di Mazara del Vallo, in Sicilia, è alimentato dal gasdotto Transmed, per il trasporto del gas algerino, e collega Algeria-Tunisia-Italia. La tratta italiana in Sicilia è di proprietà di Snam Rete Gas. Il tratto del gasdotto di attraversamento del Canale di Sicilia è di proprietà della Transmediterranean Pipeline Co. Ltd (Tmpec), i cui azionisti sono Gruppo Eni e la compagnia algerina Sonatrach che possiede anche i diritti di trasporto. Per il tratto di attraversamento della Tunisia (gasdotto Trans-Tunisino Ttoc), la proprietà è della SotuGat – Société Tunisienne du Gazoduc Transtunisien), mentre il gasdotto del tratto algerino è di proprietà della Sonatrach (gasdotto Enrico Mattei Gem);
- l'entry-point di Melendugno, è alimentato dal Tap, la cui entrata in funzione è avvenuta nel 2020, denominato anche Corridoio Meridionale del gas poiché collega Azerbaijan-Georgia-Turchia-Grecia-Albania-Italia. La proprietà del gasdotto vede una molteplicità di attori per i diversi tratti che lo compongono: il gasdotto di interconnessione Tap è di proprietà di Snam SpA (100%); mentre il gasdotto Tap è della società Trans Adriatic Pipeline AG (BP 20%, Socar 20%, Snam SpA 20%, Fluxys 19%, Enagás 16%, Axpo 5%), il gasdotto Tanap – Trans Anatolian Gas Pipeline è di proprietà della Southern Gas Corridor Company (Sgc) 51%, Botas 30%, BP Pipelines (Tanap) Limited 12% e Socar Turkey Enerji A.Ş. 7%; infine il tratto del Caucaso meridionale (gasdotto Scpx – South Caucasus Gas Pipeline Expansion) è di proprietà di Scp Co (BP 28,8%, Tpao 19%, AzSCP 10%, Sgc Midstream 6,7%, Petronas 15,5%, Lukoil 10% e Nico 10%);
- l'entry point di Gela è alimentato dal gasdotto Greenstream e collega Libia ed Italia. La proprietà è ripartita al 50% tra GreenStream BV (Eni North Africa BV (controllata da Eni S.p.a.) e Noc- National Oil Corporation);

Figura 38 – Principali punti di ingresso in Italia del gas naturale



Fonte: Elaborazione su mappa Snam

- il rigassificatore di Panigaglia è storicamente il primo rigassificatore italiano. Costruito nel 1971 è di proprietà di Gnl Italia (Snam SpA 100%), con una capacità di 3,4 miliardi di metri cubi annui, di cui è allo studio un possibile ampliamento dell'impianto per raggiungere una capacità complessiva di 8 miliardi di metri cubi;
- il rigassificatore di Livorno (Olt- Offshore Lng Toscana) ha una capacità di 5 miliardi di metri cubi anno autorizzata ed è di proprietà della Snam Spa 49,7%, Fsi-First Sentier Investors 48,24%, Golar Lng 2,69%). Si tratta della conversione della nave metaniera – "Golar Frost" – in un terminale galleggiante di rigassificazione;
- il rigassificatore di Cavarzere (Rovigo), denominato Adriatic Lng, ha una capacità di 8 miliardi di metri cubi all'anno ed è alimentato per lo più dal gnl proveniente da Qatar, Egitto, Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale. La proprietà è ExxonMobil Italiana Gas (71%), Qatar Terminal Company Limited (22%), Snam SpA (7%);
- il rigassificatore di Piombino: è anch'esso un rigassificatore galleggiante o Floating Storage and Regasification Unit (FsrU), la nave Golar Tundra, con una capacità di 5 miliardi di metri cubi di gas anno, acquistata da Snam SpA nel 2023.

È stato già autorizzato e sarà installato su una piattaforma galleggiante davanti a Ravenna, nel 2025, il secondo rigassificatore acquistato da Snam per fronteggiare la situazione seguita al blocco delle forniture di gas russo.

Vi è dunque una pluralità di punti di ingresso per le importazioni di gas naturale che mettono al riparo dal rischio che la fine delle importazioni dalla Russia possano minare la continuità della copertura del fabbisogno nazionale, né le condizioni dei mercati internazionali lasciano intravedere difficoltà al riguardo.

In questo, l'Italia si trova in una situazione più favorevole della Germania, l'altro Paese europeo maggiormente dipendente dal gas russo. Per quanto riguarda il nostro Paese va anche detto che negli ultimi anni, si è cercato di diversificare le fonti di approvvigionamento riducendo la dipendenza da un singolo fornitore sia massimizzando le importazioni da Paesi con i quali già esistevano rapporti consolidati, sia ricorrendo a nuove soluzioni di approvvigionamento di gas via nave, mediante l'acquisto di navi già disponibili, installabili in tempi relativamente brevi come unità di stoccaggio e rigassificazione galleggianti (Frsu) in varie località costiere. È il caso dei già ricordati rigassificatori di Piombino (già operativo) e di Ravenna (di prossima installazione).

Tuttavia, la realizzazione di nuove infrastrutture richiedono generalmente tempi lunghi e dall'esito incerto legati agli iter burocratici e alle opposizioni che spesso nascono nelle realtà territoriali locali. Ne è ultima testimonianza l'opposizione al 3° rigassificatore galleggiante che Snam voleva installare a Portovesme.

La situazione dell'infrastruttura italiana richiede, pertanto, nuove azioni di potenziamento, in parte già avviate ed in parte in fase di studio, capaci di garantire una diversificazione dei fornitori. Infine, un ruolo centrale per garantire il funzionamento del sistema gas è svolto dallo stoccaggio, il cui compito è essenzialmente quello di permettere il bilanciamento della domanda e dell'offerta di gas naturale in funzione all'andamento dei consumi dei tre settori principali: industria, termoelettrico e civile.

Con lo scoppio della crisi del gas russo, il bilanciamento è stato oggetto di raccomandazioni e monitoraggio da parte della Commissione per assicurare la copertura dei fabbisogni soprattutto nel periodo invernale.

L'attività di stoccaggio, liberalizzata col decreto legislativo n. 164/2000, è svolta in base a 15 concessioni. Quanto ai soggetti circa il 98% concessionari è detenuto da Stogit (Gruppo Snam). Il secondo operatore è Edison Stoccaggio (Gruppo Edison) che possiede tre concessioni. L'ultima concessione riguardante un sito attivo è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Italgas Storage, una società per il 51% da tre fondi gestiti da F2i.

Tabella 25 – Volumi movimentati fisici per operatore per l'anno termico 2022-2023

Miliardi di mc	Totale	di cui:	
		Erogazione	Iniezione
Stogit	17,2	6,1	11,1
Edison Stoccaggio	1,8	0,8	0,97
Italgas Storage	0,48	0,2	0,28

Fonte: Elaborazione dati Arera

Il sistema di stoccaggio del gas italiano si articola in:

- capacità di stoccaggio commerciale, che viene riempita durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas;
- riserva strategica, utilizzabile in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal Mase;
- capacità di stoccaggio dedicato alla modulazione di punta.

Per l'anno termico 2023-2024, lo spazio in stoccaggio destinato alla riserva strategica è stato pari a 4,6 miliardi di metri cubi, e mentre 5,3 miliardi di mc costituiscono la disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, bilanciamento e modulazione ciclica; e 7,8 miliardi di metri cubi per lo stoccaggio di modulazione di punta.

— Il nuovo mercato del gas - idrogeno

L'idrogeno, l'elemento più abbondante nell'universo, già da qualche anno è ritornato al centro delle agende dei governi europei e non solo, quale vettore energetico chiave nella transizione verso un futuro più sostenibile. L'elevata energia specifica, la capacità di essere stoccato e trasportato in modo efficiente anche su lunghe distanze e la disponibilità di nuovi materiali e tecnologie lo rendono un candidato ideale per il ruolo di protagonista della decarbonizzazione in diversi settori, tra cui il trasporto, l'industria, la produzione di energia e il riscaldamento²².

In questo contesto, le previsioni di due importanti organizzazioni, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea) e l'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (Irena), offrono spunti di riflessione preziosi per valutarne il potenziale futuro.

L'iea ha recentemente pubblicato due report sull'idrogeno:

- **“Global Hydrogen Review 2023”**²³, che offre una panoramica completa sul mercato dell'idrogeno, analizzando le tendenze attuali e le prospettive future, e
- **“Hydrogen Pathways”**, con scenari dettagliati per raggiungere gli obiettivi climatici globali utilizzando l'idrogeno²⁴.

Secondo l'Agenzia, la produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio dovrebbe raggiungere i 16-24 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030, trainata principalmente da elettrolizzatori alimentati da fonti rinnovabili e contribuendo al 2050 fino al 15% del consumo energetico finale globale dei settori trasporti, industria, riscaldamento e produzione di energia. Per raggiungere questo potenziale, saranno necessari 1.200 miliardi di dollari di investimenti da qui al 2030. Nel contempo, dovranno necessariamente essere risolti i nodi sulla sicurezza, lo sviluppo di infrastrutture adeguate e il costo di produzione, ancora lontano dall'essere competitivo, soprattutto per l'idrogeno di origine rinnovabile.

22. Vedi, ad esempio, le conclusioni del recente G7 Clima ed energia di Torino “strengthening cooperation on renewable, zero-emission and low-carbon hydrogen as a key factor of the energy transition prioritizing the local energy access and development needs”.

23. Global Hydrogen Review 2023: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

24. Hydrogen Pathways: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>

Irena, nel suo “*International co-operation to accelerate green hydrogen deployment*” (2024)²⁵, concorda sul ruolo significativo che l'idrogeno può giocare nella transizione verso un sistema energetico più sostenibile, concentrandosi sulla cooperazione internazionale per accelerare il dispiegamento dell'idrogeno, in particolare di quello verde. Per aumentare la fornitura e la domanda di idrogeno verde, Irena identifica come elementi su cui puntare: i) la regolamentazione; ii), l'azzeramento del divario di costo con le altre tecnologie e con l'idrogeno da fonti fossili; e iii) il coinvolgimento della comunità in prossimità dei siti di sviluppo, sottolineando l'importanza di considerare l'impatto ambientale locale e i fattori sociali, ai fini della sua accettazione.

Vari Paesi hanno avviato politiche di sviluppo dell'idrogeno verde. Oltre al Giappone, che ha da sempre puntato su questo vettore, gli Stati Uniti con l'*Inflation Reduction Act* hanno introdotto un credito d'imposta fino a 3 \$/kg per la produzione di idrogeno verde. Tali crediti possono abbattere i costi di produzione dell'idrogeno verde di quasi il 50%, portando il costo così a circa 3 \$/kg per i progetti avviati nel 2023.

In Europa, la Strategia europea per l'idrogeno (Com/2020/301), adottata nel 2020 e rafforzata nel 2022 con il programma RePowerEU, delinea l'ambizione comunitaria per lo sviluppo e l'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico pulito e sostenibile, puntando a produrre 10 milioni di tonnellate di idrogeno da fonti rinnovabili solare ed eolica, con 40 GW di capacità di elettrolisi, e a importare 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde. In questo contesto, la Ue prevede di sviluppare le infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno, favorire la domanda di idrogeno pulito, investire in ricerca e innovazione e stimolare la cooperazione internazionale in questo campo.

Con riferimento allo sviluppo dell'infrastruttura futura dell'idrogeno, va anche ricordata la recente adozione del Pacchetto sulla decarbonizzazione dei mercati dell'idrogeno e del gas, composto da una direttiva²⁶ e da un regolamento²⁷, per stabilire norme comuni per mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno²⁸. Secondo i due provvedimenti, i piani di sviluppo delle reti nazionali devono basarsi su scenari integrati per elettricità, gas e idrogeno, e allinearsi con i Pniec e con il Piano di sviluppo della Rete transeuropea dell'Energia (Tyndp) dell'Unione europea. I gestori dei sistemi di trasporto del gas (Tso) sono tenuti a redigere specifici piani di sviluppo per la rete dell'idrogeno. Il mercato dell'idrogeno si svilupperà in due fasi, prima e dopo il 2033: nella prima fase sarà adottato un quadro normativo semplificato per fornire chiarezza sulle future regolamentazioni, in particolare riguardo alla separazione della produzione di idrogeno dalle attività di trasporto (“unbundling”) per la quale verrà istituita una nuova struttura di governance simile agli Entso, denominata Rete europea dei Gestori dei Sistemi per l'Idrogeno (Ennoh). La determinazione delle tariffe di rete per l'idrogeno sarà affidata ai regolatori nazionali, che dovranno consultare le autorità dei Paesi vicini e l'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori dell'Energia (Acer)²⁹.

Il reperimento delle risorse finanziarie dovrebbe avvenire attraverso il progetto Banca europea dell'Idrogeno avviato di recente, che ha come finalità quella di facilitare gli investimenti lungo tutta la catena del valore dell'idrogeno, della produzione all'importazione nell'Ue. Scopo della Banca è gestire aste centralizzate e fornire incentivi finanziari ai produttori di idrogeno, con un budget iniziale di €3 miliardi, finanziato dal Fondo per l'Innovazione alimentato del sistema europeo dell'Ets.

25. Irena (2024), *International co-operation to accelerate green hydrogen deployment*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

26. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035-AM-002-002_IT.pdf

27. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0032-AM-002-002_IT.pdf

28. Dopo l'adozione del Pacchetto da parte del Parlamento europeo lo scorso aprile 2024, occorre attendere formalmente l'adozione da parte del Consiglio prima della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'Ue per la sua entrata in vigore.

29. <https://www.europarl.europa.eu/news/it/press-room/20240408IPR20317/i-deputati-approvano-la-riforma-del-mercato-del-gas-europeo>

Si è già tenuta una prima asta, la Banca ha assegnato quasi 720 milioni di euro a 7 progetti di idrogeno rinnovabile, selezionati dall'Agenzia Esecutiva europea per il Clima, le Infrastrutture e l'Ambiente (Cinea). Tra le 132 offerte presentate all'asta tra novembre 2023 e febbraio 2024, classificate in base al loro prezzo di offerta di idrogeno verde, le offerte vincitrici della prima asta avevano un prezzo compreso tra 0,37 e 0,48 euro/kg di idrogeno generato da fonti rinnovabili, per una produzione potenziale totale di 1,58 milioni di tonnellate di idrogeno verde in dieci anni e circa 10 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂ evitate.

Gli indirizzi europei sono, ovviamente, presenti anche nella versione del Pniec, dove è sottolineato come la produzione di idrogeno sarà promossa sia dai contributi in conto capitale previsti dal Pnrr sia da una nuova misura tariffaria che punta a rendere remunerativo gli investimenti nel settore ancora non pienamente competitivo.

La sintesi del Governo italiano, in continuità con quanto impostato dal Governo Draghi nelle "Linee guida per una strategia nazionale"³⁰, è che l'idrogeno debba occupare una posizione di rilievo nella copertura della domanda energetica decarbonizzata del futuro, rappresentando anche l'occasione per consolidare le nuove rotte dell'energia che dal Sud Europa e dall'Africa siano in grado di soddisfare parte della domanda di vettori decarbonizzati del Nord Europa.

Secondo il Governo italiano, dunque, l'idrogeno sarà un punto chiave della decarbonizzazione, sebbene al momento il suo utilizzo sembra ancora confinato all'ambito della ricerca e sviluppo e, almeno fino al 2030, pur crescendo nei numeri, non dovrebbe raggiungere la stessa importanza che altri Paesi europei gli hanno riservato. Come precisato nel Pniec, gli obblighi e la definizione degli obiettivi nazionali sull'idrogeno saranno quantificati solo a valle dell'emanazione della direttiva Red III e dei regolamenti europei. Ciò detto, al 2030, il Pniec 2024 prevede di assolvere gli obblighi di uso di idrogeno rinnovabile, con consumi di circa 0,25 Mt/anno e stima che almeno il 70% della domanda, proveniente dal settore industriale e dei trasporti, sarà coperta da idrogeno prodotto in Italia e solo il 20% sarà coperto dall'importazione, con un obiettivo indiretto di circa 3 GW di elettrolizzatori a fronte, ad esempio, dei 124,5 MW installati nelle Hydrogen Valleys italiane.

Tabella 26 – Stima degli obiettivi di consumo di idrogeno al 2030

Anno	Settore	Quantità H2	
		ktep	Mt
2030	Industria	330	0,115
	Trasporti	391	0,137
	di cui aviazione/navigazione	36	0,013
	Totale	721	0,252

Fonte: Pniec 2024

30. Cfr pag. 12 del documento https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

Una impostazione, ad esempio, molto diversa da quella tedesca che con la sua Strategia (2023) vuole “rendere la Germania il principale fornitore di tecnologie all'idrogeno entro il 2030”³¹ ricorrendo anche a massicce importazioni dall'estero³²; sebbene anche in Germania gli investimenti faticano ad arrivare in porto e, ad oggi, sono stati installati solamente 66 MW di elettrolizzatori sui 10 GW di obiettivo al 2030.

Tabella 27 – Capacità produttiva attuale di idrogeno in Italia

Processi	Numero di impianti	Capacità (t/anno)	% della produzione totale
Steam reforming del gas naturale (H ₂ grigio)	30	770.000	≈ 90%
Steam reforming del gas naturale con CC (H ₂ blu)	1	≈ 1.000	< 1%
Gas di cokeria (H ₂ marrone)	3	50.000	≈ 5%
Sottoprodotto di oleofine (etilene, styrene)	4	40.000	4%
Sottoprodotto di cloro - soda	1	≈ 1000	< 1%
Elettrolisi dell'acqua	3	< 1000	< 0,01%
Totale	42	≈ 863000	

Fonte: Elaborazione Mase su dati Rse³³

Tabella 28 – Consumi attuali di idrogeno in Italia

Usi finali	Domanda (t/anno)	% domanda totale
Raffinerie	392 000	75%
Produzione ammoniacca	78 000	15%
Produzione di altri prodotti chimici	26 000	5%
Energia	15 000	3%
Altri usi	8 000	< 2%
Trasporti	< 100	< 0,1%

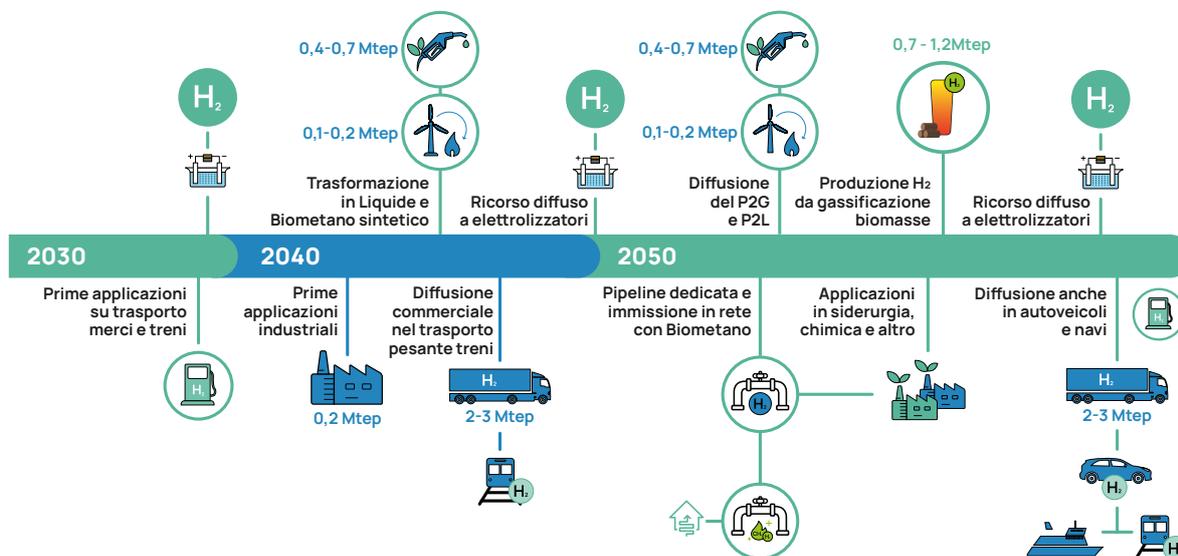
Fonte: Elaborazione Mase su dati Rse

31. <https://www.assocamerestero.it/notizie/rafforzamento-del-mercato-dellidrogeno-germania>

32. <https://www.offshore-energy.biz/germany-grants-e3-5-billion-for-green-hydrogen-import-program/>

33. https://agenda.infn.it/event/40700/contributions/229043/attachments/118306/171140/Capra_M_28_3_024.pdf

Figura 39 – Utilizzo dell'idrogeno negli scenari di completa decarbonizzazione



Fonte Rse "Idrogeno - Un vettore energetico per la decarbonizzazione"

In sostanza, ciò sembrerebbe rafforzare la visione di fondo italiana, secondo la quale l'idrogeno sarà competitivo, quindi economicamente utilizzabile, più verso gli anni Quaranta che alla fine di questo decennio.

Anche l'allocatione dei fondi nazionali, con una prevalenza per la ricerca e lo sviluppo sperimentale, sembrerebbe ribadire tale ipotesi. I bandi di Mission Innovation e della Ricerca di Sistema Elettrico contengono una componente dedicata all'idrogeno e, a vario titolo, hanno l'ambizione di creare le condizioni per lo sviluppo di una filiera industriale nazionale. Analoga finalità per i fondi destinati alle aziende partecipanti ai due Ipcei³⁴ idrogeno, erogati dal Ministero per le imprese e il made in Italy.

Discorso leggermente diverso per il Pnrr dove, tra gli obiettivi pianificati, vi è:

- la riqualificazione di aree dismesse per la creazione di "Hydrogen Valleys";
- l'industrializzazione della filiera dell'idrogeno attraverso l'implementazione di elettrolizzatori, compressori, serbatoi, eccetera;
- l'utilizzo dell'idrogeno nei settori ad alta intensità energetica;
- la sperimentazione dei trasporti su strada e ferroviari.

Ad oggi, sono oltre 70 i progetti che hanno ottenuto il via libera da parte del Mase, cui si devono sommare quelli relativi alla creazione di una rete di rifornimento e per i trasporti ferroviari del Ministero dei Trasporti. Non sempre, però, tali iniziative si rivelano un successo. Ad esempio, è importante sottolineare come i recenti bandi di incentivazione per la produzione di elettrolizzatori in

34. IPCEI - Important Project of Common European Interest

Italia o per la componentistica abbiamo registrato una scarsa adesione, con richieste per meno di 50 milioni di euro su 200 milioni di agevolazioni disponibili³⁵. Sempre lato offerta, è in preparazione il decreto di incentivazione degli Opex per la produzione di idrogeno verde, come recentemente annunciato dal Mase³⁶.

Tutto ciò ci porta a rilevare che forse manca ancora o comunque stenta a partire una domanda di idrogeno, in particolare da rinnovabili, vera o potenziale, in grado di innescare le forze di mercato, generando investimenti volti a soddisfarla. Snam ha condotto con il supporto di McKinsey uno studio sul potenziale ruolo dell'idrogeno specificamente nel sistema energetico italiano³⁷, in cui si evidenzia come l'Italia, grazie alla diffusa presenza di energie rinnovabili, possa rappresentare un mercato attrattivo per lo sviluppo dell'idrogeno. In particolare, dall'indagine emergerebbe che:

- l'idrogeno potrebbe coprire quasi un quarto di tutta la domanda energetica italiana entro il 2050;
- il trasporto pesante su lunga distanza sarà uno dei primi segmenti in cui l'idrogeno potrà essere sostenibile economicamente, raggiungendo una parità di costo totale – inteso come investimento iniziale e costi operativi di mantenimento – con il diesel già entro il 2030;
- l'idrogeno supporterà la diffusione su larga scala delle rinnovabili nella rete elettrica, aumentando la flessibilità grazie al suo impiego come opzione di stoccaggio.

Da parte di alcuni si sostiene che una possibile strada, volendo ottimizzare le risorse necessarie, potrebbe essere quella di premiare all'inizio l'utilizzo di idrogeno, a prescindere dal grado di decarbonizzazione del vettore. Ciò, però, avrebbe come conseguenza la crescita dell'obiettivo derivante dalla Red III, già sfidante.

— Le sfide dell'infrastruttura: il gas naturale ed i nuovi gas

Il tema dello sviluppo dell'infrastruttura dell'idrogeno fa nascere il classico quesito su cosa deve arrivare prima: la domanda o l'offerta. In assenza di una domanda (attuale) e di uno o più punti di offerta, non è ancora delineato come e dove potrà svilupparsi una rete infrastrutturale dedicata o meno.

L'adozione da parte del Parlamento europeo della direttiva relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno stabilisce nuovi obiettivi per la produzione di gas rinnovabili, come il biometano e l'idrogeno verde, e definisce i criteri per la loro certificazione. Il regolamento che l'accompagna introduce anche nuove norme per l'infrastruttura del gas, rendendola più adatta al trasporto di gas rinnovabili e idrogeno. Inoltre, il pacchetto nel suo insieme include misure per proteggere i consumatori dalle interruzioni della fornitura e dai prezzi elevati del gas.

Si tratta di un percorso legislativo che dispiegherà completamente i suoi effetti dopo la scadenza dell'attuale Pniec. Ciò che interessa, ad oggi, è che nel periodo transitorio è consentita, ad esempio, la miscelazione dell'idrogeno nelle reti di trasporto del gas naturale, anche se l'obiettivo resta quello di avere un'infrastruttura dedicata. Anche questo approccio, in linea di massima, è già espresso nel Pniec 2024 dove si afferma che: *“Nello sviluppo infrastrutturale dovrà inoltre essere*

35. Staffetta Quotidiana del 14 marzo 2024.

36. <https://hydronews.it/normativa-per-lh2-il-ministro-fratin-detta-le-tempistiche-strategia-nazionale-entro-lestate-e-decreto-tariffe-a-fine-anno/>

37. https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf

tenuto in conto, nel lungo termine, il possibile sviluppo di produzioni di idrogeno da fonti rinnovabili, sia nel Sud del Paese, dove è concentrata la maggiore produzione di fonti rinnovabili non programmabili, che nei Paesi Nord Africani già oggi interconnessi al sistema italiano del gas, risorsa che diventerà essenziale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Paese assieme all'utilizzo delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica".

Restano da risolvere alcune problematiche relative all'approvvigionamento delle stazioni di rifornimento, ad esempio per la mancanza di normative adeguate sulla logistica dell'idrogeno liquido³⁸ o per la definizione delle infrastrutture di importazione, da estendere o meno ai porti per ricevere idrogeno sotto forma di ammoniac.

In ogni caso, la rete infrastrutturale per l'idrogeno deve essere pensata in un'ottica europea, dove il ruolo dell'Italia, come hub energetico del Mediterraneo, potrebbe ulteriormente rafforzarsi proprio grazie alla possibilità data dall'idrogeno. In questo senso, è di decisiva importanza l'aver visto inserire nella lista dei Progetti di comuni interesse la dorsale italiana dell'idrogeno.

Il *South₂ Corridor*³⁹ è parte del progetto *European Hydrogen Backbone*, per creare una un'infrastruttura dell'idrogeno interconnessa e diversificata nel sud e nel centro dell'Europa, con una capacità di importazione di idrogeno per coprire più del 40% dell'obiettivo complessivo di importazione fissato dal Piano RePowerEU, oltre alla produzione nazionale di idrogeno nel sud Italia⁴⁰.

Snam gioca un ruolo centrale per lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno nel nostro Paese e nel suo ultimo piano di sviluppo ha già previsto la possibilità di creare una rete nazionale di trasporto dell'idrogeno, in grado di servire i principali punti di domanda interni e di veicolare gas decarbonizzati da e verso l'Europa. Sicuramente interessante è l'accoppiamento avvenuto in fase di comunicazione con le iniziative di trasporto della CO₂ nei progetti Ccs⁴¹ vista anche la complementarità delle due soluzioni tecnologiche (idrogeno e Ccs), che si manifesta nell'utilizzo del cosiddetto "idrogeno blu", in linea con quanto previsto anche dall'aggiornamento della Strategia tedesca sull'idrogeno presentato a luglio 2023, durante la fase di "ramp-up" del mercato⁴².

In conclusione, le profonde trasformazioni che accompagneranno la transizione energetica imporranno uno sforzo di ristrutturazione e adeguamento per la rete del gas, non meno impegnativo di quello richiesto alla rete elettrica. Alla rete gas sarà, infatti, richiesto di garantire la piena efficienza e operatività per l'importazione ed il trasporto del gas naturale che rimarrà anche oltre il 2030 una fonte base per la copertura del fabbisogno energetico del Paese, ma dovrà al tempo stesso, almeno inizialmente affrontare il problema dell'integrazione del trasporto dell'idrogeno e dei gas rinnovabili.

Guardando a più lungo termine, occorre pensare ad un sistema in cui i gas rinnovabili e soprattutto l'idrogeno siano al centro del sistema con gli Hydrogen corridors, quale quello tra l'Africa ed il Nord Europa attraverso l'Italia, per il quale già si lavora ma che richiederà tempi lunghi per la sua realizzazione, coinvolgendo numerosi Paesi e richiedendo impegni sfidanti sia dal punto di vista tecnologico sia quello degli investimenti.

L'efficienza energetica e, attraverso essa, la riduzione dei consumi di energia sono i cardini su cui

38. Cfr. audizione sul PNIEC di Sapio presso la Camera dei Deputati, aprile 2024

39. Il progetto South₂ Corridor è una rete di idrogeno lunga 3.300 km che mira a collegare Nord Africa, Italia, Austria e Germania.

40. Fonte <https://www.south2corridor.net/south2#c16>

41. <https://www.snam.it/it/investor-relations/la-strategia.html>

42. <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/germany-updates-its-national-hydrogen-strategy/>

La riduzione della domanda energetica: il ruolo dell'efficienza energetica

L'Unione europea ha impostato il suo Piano di decarbonizzazione, fissando un obiettivo vincolante di riduzione al 2030 per l'Unione, che gli Stati membri devono garantire collettivamente attraverso l'indicazione dei propri contributi nei rispettivi Pniec.

La Direttiva sull'efficienza energetica⁴³ (Direttiva Ue 2012/27) del 2018 aveva indicato l'obiettivo di una riduzione dei consumi primari e finali dell'Ue del 32,5% entro il 2030, rispetto alle proiezioni formulate nel 2007.

Per l'Italia, sulla base del calcolo effettuato applicando la formula prevista dalla Direttiva, i livelli dei consumi da raggiungere a livello indicativo per contribuire al suddetto obiettivo dovevano essere 92,1 Mtep per i consumi finali e 112,2 Mtep per i consumi primari (vedi tab. 3).

Inoltre, nella seconda parte del 2023 è stata approvata dal Consiglio europeo la versione aggiornata della Direttiva sulla efficienza energetica (Direttiva Ue 2023/1791 del 13 settembre 2023) che fissa un obiettivo complessivo vincolante più ambizioso: una riduzione del 11,7% del consumo finale di energia al 2030 rispetto alle previsioni formulate nel 2020, per il raggiungimento del quale gli Stati membri devono contribuire.

Sulla base di tale obiettivo gli obblighi annuali di risparmio energetico sul consumo di energia finale aumenteranno gradualmente dal 2024 al 2030. Nel corso di tale periodo gli Stati Membri dovranno garantire un risparmio medio annuo del 1,49% sul consumo di energia finale articolato in tre tappe:

- dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2025, dell'1,3% del consumo annuo medio di energia finale realizzato nel triennio precedente il 1° gennaio 2019;
- dal 1° gennaio 2026 al 31 dicembre 2027, dell'1,5% del consumo annuo medio di energia finale realizzato nel triennio precedente il 1° gennaio 2019;
- dal 1° gennaio 2028 al 31 dicembre 2030, all'1,9% del consumo annuo medio di energia finale realizzato nel triennio precedente il 1° gennaio 2019.

Come realizzare tali riduzioni, quali misure e politiche prevedere, sono lasciate alla scelta dei singoli Paesi, anche se la direttiva stabilisce che ove le suddette misure e politiche non dovessero consentire di raggiungere l'obiettivo complessivo prefissato a livello Unione, la Commissione europea applicherà meccanismi correttivi nei confronti dei contributi dei Paesi non in linea con le riduzioni calcolate secondo la formula prevista nella Direttiva.

L'unico obiettivo specifico posto a carico degli Stati riguarda la riduzione dei consumi energetici negli uffici pubblici, per i quali si chiede di garantire una riduzione annuale dell'1,9% del consumo energetico finale complessivo degli enti pubblici rispetto al 2021, cui si aggiunge l'obiettivo di ristrutturare ogni anno almeno il 3% della superficie coperta utile totale degli edifici pubblici per renderli completamente o quasi del tutto green in conformità dell'articolo 9, direttiva 2010/31/UE.

Nell'aggiornamento del Pniec, l'Italia ha tenuto conto degli obiettivi previsti dalla Direttiva ma, sulla base degli scenari e delle politiche attuate e pianificate, stima per il 2030 un consumo finale di 102 Mtep, più alto di quanto cioè previsto come suo contributo; mentre lo scenario con politiche aggiuntive prevede delle assunzioni di forte evoluzione tecnologica e comportamentale, come ad esempio un incremento del tasso di ristrutturazione degli edifici e della più significativa penetrazione dell'elettrificazione dei consumi, in linea con la direttiva Ue 2024/1275 (Energy Performance of Buildings Directive).

Tabella 29 – Tabella di marcia degli obiettivi in termini di tasso annuo di riqualificazione

	Periodo 2020-2030	Periodo 2030-2040	Periodo 2040-2050
Tasso di riqualificazione annuo: settore residenziale	1,9%	2,7%	2,7%
Tasso di riqualificazione annuo: settore terziario	2,8%	2,6%	2,6%

Fonte: Pniec 2024

Illustrando gli interventi previsti in materia di efficienza energetica, si fa presente che questi sono frutto delle politiche e delle misure finalizzate a promuovere la riduzione dei consumi di energia con riferimento ai settori non-Ets. La tabella che segue indica le misure politiche adottate ed i settori cui sono indirizzate, evidenziando che salvo pochi casi sono già tutte rivolte verso i settori non-Ets.

Tabella 30 – Riepilogo misure per conseguire target Direttiva e i principali settori a cui si rivolgono

Tipologia Misura	Denominazione misura	Settori				Povertà energetica
		Residenziale	Terziario	Industria	Trasporti	
Schema d'obbligo	Certificati bianchi	X	X	X	X	
Misure alternative	Detrazioni fiscali	X	X			X
	Conto Termico	X	X			X
	Fondo Nazionale					
	Efficienza Energetica	X			X	X
	Piano Impresa 4.0		X	X	X	
	PREPA		X			
	Politiche di coesione	X	X	X	X	X
	Piano informazione e formazione	X		X	X	
	Misure Pnrr		X			
	Fondo Kyoto		X		X	
	Risparmio Enti Pubblici		X		X	
	Requisiti minimi	X	X		X	
	Misure trasporti				X	

Fonte: Pniec 2024

Figura 40 – Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale)

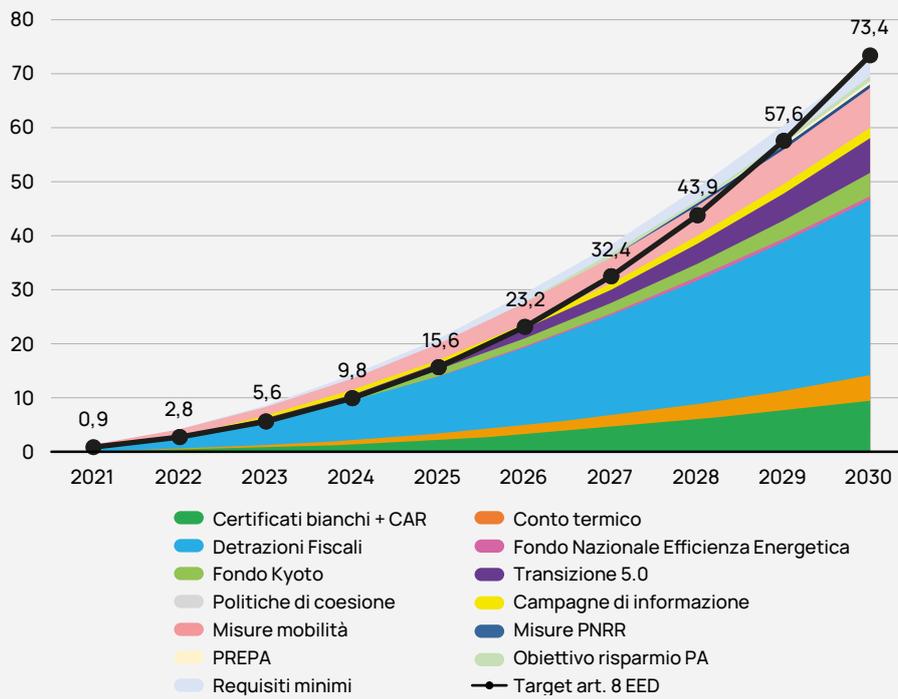
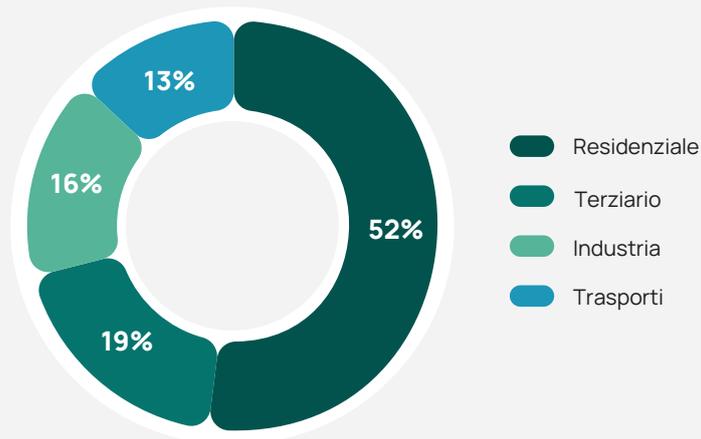


Figura 41 – Quadro di sintesi dei risparmi attesi 2021-2030 dalle misure di promozione dell'efficienza energetica, per settori (%)



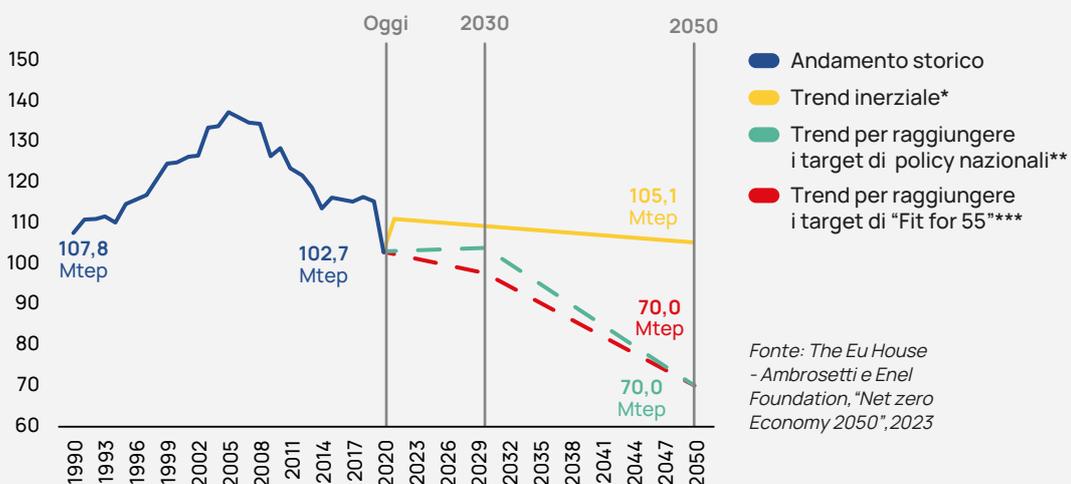
I risultati prodotti dalle suddette misure/politiche vengono in particolare, quantificati nel risparmio di 15,6 Mtep al 2025, 43,9 Mtep al 2028 e i 73,4 Mtep al 2030.

Se da un lato può essere necessario aggiungere nuove misure o migliorare alcune esistenti, l'esperienza dimostra che esistono criticità e barriere, che prescindono dalla efficacia dei provvedimenti e delle politiche, che andrebbero considerate o diversamente gestite, tra queste:

1. Investimenti iniziali elevati: gli investimenti in tecnologie e pratiche più efficienti dal punto di vista energetico spesso richiedono costi iniziali importanti, in grado di scoraggiare le imprese e i consumatori nell'adottarle, specialmente in un contesto economico complesso;
2. Scarsa consapevolezza: la mancanza di consapevolezza e informazioni sulle opportunità e sui benefici dell'efficienza energetica, sia tra le imprese che tra i consumatori, spesso ostacola direttamente l'adozione di misure e tecnologie volte al risparmio energetico;
3. Barriere normative e burocratiche: le complessità normative e burocratiche sono il primo ostacolo nell'implementazione di progetti di efficienza energetica, specialmente per le piccole e medie imprese che potrebbero avere risorse limitate per gestire tali adempimenti;
4. Difficoltà di accesso al finanziamento: la mancanza di accesso a finanziamenti agevolati o incentivi fiscali per gli investimenti in efficienza energetica, specialmente per le piccole e medie imprese che potrebbero avere difficoltà a ottenere prestiti o finanziamenti;
5. Resistenza al cambiamento: la resistenza al cambiamento da parte di settori tradizionali o resistenza all'adozione di nuove tecnologie e pratiche da parte di attori consolidati nel mercato energetico;
6. Mancanza di standardizzazione: la mancanza di standardizzazione e di mercato efficiente per i servizi e le tecnologie legate all'efficienza energetica, che potrebbero rallentare lo sviluppo e l'adozione di soluzioni innovative.

Per affrontare tutte queste criticità occorrerebbe, infatti, un approccio integrato che coinvolga politiche pubbliche, incentivi finanziari, educazione e sensibilizzazione, ed una maggiore collaborazione tra tutti gli attori del settore energetico, soprattutto in una prospettiva di *zero emission* al 2050.

Figura 42 – Efficienza energetica in Italia (Mtep), 1990-2050



In questa direzione occorre che siano indirizzate le politiche e le misure da attuare, anche perché secondo le valutazioni da alcuni recenti studi (studio Ambrosetti “Net zero Economy 2050”), per accelerare il processo di decarbonizzazione l’Italia dovrà necessariamente massimizzare gli sforzi per promuovere l’efficienza energetica in tutti i settori in quanto, se dovessero essere confermati i trend attuali, non sarebbe possibile raggiungere i target prefissati per il 2050.

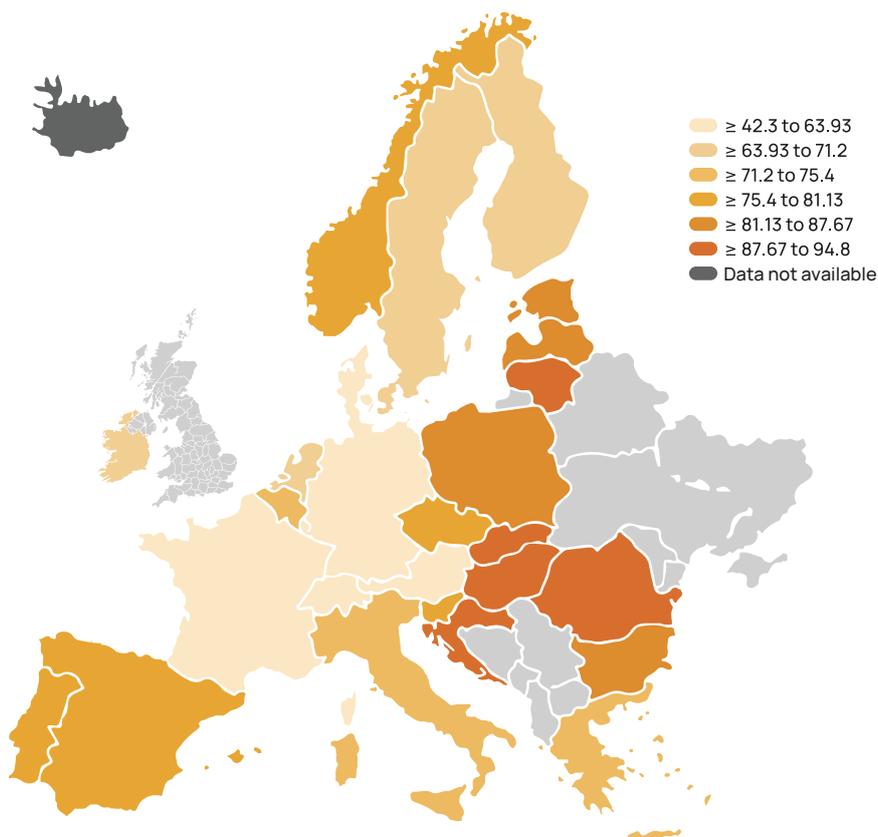
Proprio per i target sfidanti, il Pniec 2024 attribuisce grande rilevanza al ruolo di guida della PA, per la quale intende lanciare un grande piano di efficientamento del parco immobiliare e di riduzione dei consumi energetici. Lo scenario di *policy*, infatti, prevede il conseguimento dei target della Eed III in materia di riqualificazione degli edifici pubblici (3% annuo) e di riduzione dei consumi della PA (1,9% annuo), che dovrebbe poi far da traino alle riqualificazioni edilizie del settore residenziale.

L'efficienza energetica negli edifici

— Inquadramento europeo

A livello europeo, il 40% circa dell'energia consumata è utilizzata negli edifici, che sono responsabili di circa 1/3 delle emissioni di gas serra da fonti energetiche. Il primo utilizzo, sempre in termini percentuali, è quello termico: l'80% dell'energia utilizzata è per il riscaldamento, il raffrescamento e l'acqua calda sanitaria⁴⁴.

Figura 43 – Proprietà dell'abitazione in percentuale (anno 2022)



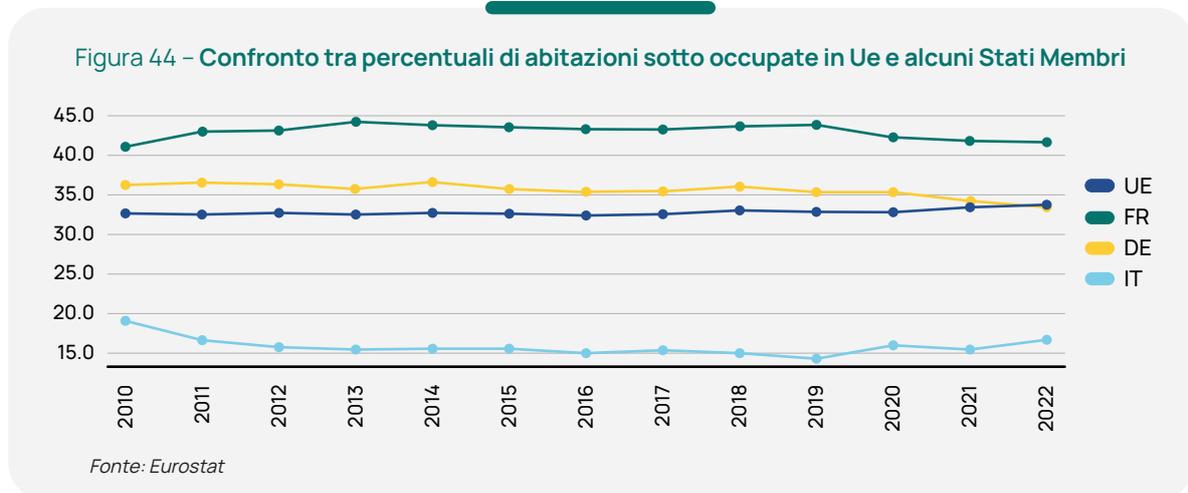
38. Fonte: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en?prefLang=it&setrans=it

In una rotta di neutralità climatica al 2050, il settore degli edifici ha quindi ruolo centrale in considerazione di alcuni aspetti peculiari:

- L'85% degli edifici europei è stato costruito prima del 2000 e, tra questi, il 75% presenta una scarsa prestazione energetica⁴⁵;
- L'attuale tasso di ristrutturazione è solo dell'1,2% all'anno⁴⁶ contro il 2-3% all'anno utile a raggiungere gli obiettivi previsti dal *Green deal*;
- Nel 2022, il 6,9% della popolazione europea aveva arretrati sulle bollette, il 9,3% non è riuscito a mantenere adeguatamente calda la propria abitazione e il 14,8% della popolazione europea viveva in abitazioni che presentavano condizioni non ottimali (umidità, infiltrazioni ecc.)⁴⁷.

Questi aspetti, uniti alla complessità e varietà delle caratteristiche dello stock abitativo europeo, per tipologie di abitazione, disponibilità di fonti energetiche, proprietà immobiliare, rendono particolarmente complesso e non privo di difficoltà il percorso di decarbonizzazione degli edifici delineato dalla Commissione europea. Si tratta, in sostanza, di creare un meccanismo virtuoso che riesca a mobilitare risorse adeguate a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione garantendo al tempo stesso il diritto alla proprietà ma, capace di rimuovere le barriere e gli ostacoli normativi e finanziari dove necessario e, soprattutto, le distorsioni dell'attuale sistema immobiliare.

Ad esempio, secondo i dati Eurostat (dato 2022) in Europa circa un terzo delle abitazioni sono "sotto occupate"⁴⁸ mentre in Italia questo dato è poco superiore al 15%, anche se, probabilmente a causa delle dinamiche demografiche del nostro Paese, questo dato è in leggera salita negli ultimi anni.



Un altro dato interessante e sul quale vale la pena riflettere è l'impatto ambientale delle abitazioni e come questo impatto sia cambiato dall'introduzione della Direttiva 2010/31/EU, che per prima ha introdotto il concetto di "edifici a energia quasi zero", prevedendo un termine perché tutti gli edifici di nuova costruzione raggiungano questo target⁴⁹.

45. Fonte Eurostat

46. Fonte <https://cordis.europa.eu/article/id/450491-deep-renovation-new-approaches-to-transform-the-renovation-market>

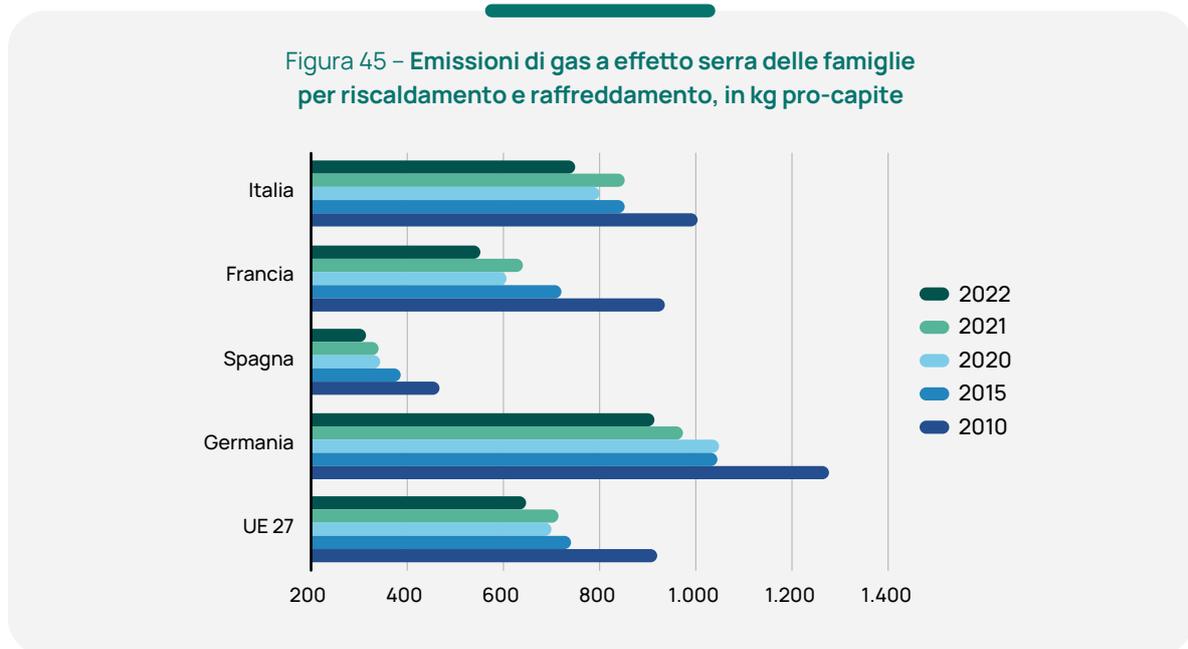
47. Fonte <https://building-stock-observatory.energy.ec.europa.eu/factsheets/>

48. Per Eurostat significa che è ritenuta troppo grande per le esigenze della famiglia che ci vive. La causa classica della sottooccupazione sono gli individui più anziani o le coppie che rimangono nella loro casa dopo che i loro figli sono cresciuti e se ne sono andati.

49. La sequenza normativa parte nel 2002, con la direttiva n. 2002/91/CE "sul rendimento energetico nell'edilizia"

Considerando i dati Eurostat, riferiti alle emissioni di gas a effetto serra delle famiglie per riscaldamento e raffreddamento, il trend risulta essere sicuramente in diminuzione in tutti i Paesi considerati (cfr. fig. 45), sebbene non sia possibile stabilire la quota parte di tale diminuzione attribuibile alle politiche poste in essere.

In Italia, la direttiva 2010/31/EU è stata recepita con il decreto legislativo 63/2013⁵⁰ che ha innalzato al 65% la detrazione di imposta per alcune tipologie di interventi legate all'efficienza energetica con particolare riferimento alle parti comuni dell'edificio.



La nuova direttiva sulle case green

La nuova Direttiva⁵¹ 2024/1275 sulla prestazione energetica nell'edilizia, nota anche come "Case green", rappresenta un ulteriore passo verso l'obiettivo dell'Unione europea per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, migliorando allo stesso tempo la qualità della vita delle persone.

La direttiva, in linea con il piano "RePowerEU"⁵², ha l'obiettivo di ridurre le bollette energetiche, stimolando anche il settore edilizio a contribuire all'indipendenza energetica dell'Europa.

Il processo negoziale che ha portato alla approvazione della direttiva, con 370 voti favorevoli, 199 contrari e 46 astensioni, ha generato un ampio dibattito tra gli Stati membri. La successiva adozione, nel Consiglio dei ministri Ecofin del 12 aprile 2024, ha visto il voto contrario di Italia e Ungheria e 20 voti a favore su 27⁵³.

50. Cfr. https://documenti.camera.it/Leg17/Dossier/Testi/D13063.htm#_Toc361166096

51. <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj>

52. https://energy.ec.europa.eu/news/focus-energy-efficient-buildings-2024-04-16_en?prefLang=it&trans=it

53. <https://www.infobuildenergia.it/direttiva-case-green-eu-epbd/>

Sulla scia del Renovation Wave⁵⁴ del 2020 e del già citato RePowerEU, l'obiettivo principale resta quello di stimolare la riqualificazione energetica degli edifici europei⁵⁵, introdurre requisiti più severi per le nuove costruzioni e promuovere l'installazione di impianti solari ovunque possibile, raggiungendo al 2050 l'obiettivo "emissioni zero" per tutti gli edifici esistenti.

Oltre all'ambizione del target finale, l'articolo 9, comma 2 prevede che *"Entro il 29 maggio 2026, ciascuno Stato membro stabilisce una traiettoria nazionale per la ristrutturazione progressiva del parco immobiliare residenziale in linea con la tabella di marcia nazionale, gli obiettivi 2030, 2040 e 2050 contenuti nel piano nazionale di ristrutturazione degli edifici dello Stato membro e con lo scopo di trasformare il parco immobiliare nazionale in un parco immobiliare a emissioni zero entro il 2050"*.

La direttiva 2024/1275 sulla prestazione energetica nell'edilizia prevede:

a) per gli edifici residenziali: ogni Stato membro deve adottare la propria traiettoria nazionale per ridurre il consumo medio di energia primaria del 16% entro il 2030 e del 20-22% entro il 2035;

b) per gli edifici non residenziali: l'introduzione graduale di standard minimi di performance energetica perché sia rinnovato il 16% degli edifici con le prestazioni peggiori entro il 2030 ed il 26% entro il 2033.

Le tempistiche accelerate, oltre all'ambizione generale, ne hanno determinato un'accoglienza tiepida in diversi Paesi europei con alcuni, come l'Italia, che hanno espresso forti preoccupazioni per le possibili implicazioni economiche e per la fattibilità degli obiettivi proposti, sfociate poi, come accennato, nel voto contrario nel consiglio Ecofin.

La direttiva ha sollevato ampie discussioni sulle strategie di finanziamento e sui meccanismi di supporto che i vari Paesi europei saranno chiamati a delineare all'interno del Piano nazionale di ristrutturazione degli edifici (art. 3). Se l'impossibilità di raggiungere i target con le sole risorse pubbliche è un concetto già ben presente nel testo della Direttiva, che indica espressamente le priorità di allocazione delle risorse pubbliche verso le famiglie vulnerabili, in Italia la fase ascendente del provvedimento si è svolta contemporaneamente alla definizione degli effetti finanziari dei bonus per le riqualificazioni degli edifici. In particolare, proprio il cd "Superbonus" italiano, costruito in una fase emergenziale e scollegato da qualsiasi pianificazione sia energetica che di sicurezza sismica, ha visto materializzati tutti i possibili effetti distorsivi sul mercato e determinato un impatto enorme sui conti pubblici⁵⁶.

➡ Proposte di intervento per il settore

Il nuovo Pniec, coinvolgendo tutte le componenti del mercato energetico, ha dato il via all'aggiornamento del decreto Mise 26 giugno 2015 sui requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici per le diverse novità introdotte dal recepimento della Epc III, tra cui:

- Nuove disposizioni dettagliate riguardo i sistemi tecnici per l'edilizia, sia per favorire l'installazione di tecnologie più efficienti che di sistemi avanzati di regolazione e controllo;

54. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/renovation-wave_en

55. "La strategia per l'ondata di ristrutturazioni contiene un piano d'azione con misure normative, finanziarie e di sostegno concrete per i prossimi anni e persegue l'obiettivo di raddoppiare, quanto meno, il tasso annuo di ristrutturazioni energetiche degli edifici entro il 2030 e di promuovere le ristrutturazioni profonde," (punto 3 del considerando).

56. <https://www.ilsole24ore.com/art/il-superbonus-sfonda-conti-pubblici-deficit-72percento-spesa-2023-76-miliardi-AFusGCuC>

- Richiami alla necessità di favorire il benessere termo-igrometrico degli ambienti interni, la sicurezza in caso di incendio e limitare i rischi connessi all'attività sismica;
- Introduzione della disciplina per l'integrazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici negli edifici.

Per delineare la strategia che sarà poi articolata nel Piano nazionale previsto dalla direttiva, sono stati avviate attività di approfondimento per l'aggiornamento del decreto. A tal proposito, però occorre apprendere dalle esperienze precedenti e impostare, da subito, alcuni principi guida che ispireranno la revisione dei meccanismi esistenti, tuttora sotto tensione per l'eccesso di spesa pubblica generata. Ciò anche per evitare che il processo di creazione dei nuovi strumenti sia frutto di un mix di rinvii di meccanismi preesistenti e di accordi politici dell'ultimo minuto, senza una preventiva valutazione dell'impatto.

Inoltre, l'auspicio è che i meccanismi di incentivazione vedano maggiormente coinvolti i cittadini-beneficiari sia nell'accesso a informazioni sui possibili interventi da realizzare, sia nella valutazione dei reali benefici economici e ambientali derivanti.

Il raggiungimento dell'ambizioso target nell'efficienza energetica richiede il coinvolgimento attivo del settore finanziario privato. A tale scopo, sarebbe auspicabile che il piano sia pensato anche in termini di fattibilità economico-finanziaria oltre che tecnica degli interventi, premiando quelli più efficienti. Questo permetterebbe di allocare le risorse pubbliche a vantaggio dell'eliminazione di eventuali distorsioni (es. famiglie in povertà energetica) o per il superamento delle barriere non economiche, quali ad esempio la formazione di maestranze in grado di gestire al meglio le nuove tecnologie. In pratica, si tratta di replicare ciò che le figure manageriali sono chiamate a fare regolarmente in ambito aziendale per cui, anche in questo ambito, le competenze manageriali potrebbero essere di grande supporto se adeguatamente ingaggiate.

L'efficienza energetica nel settore industriale

I più elevati costi dell'energia che ha tradizionalmente pagato l'industria italiana rispetto ai concorrenti esteri di Paesi nei quali o per la disponibilità di risorse energetiche interne o per scelte di politica energetica (ad esempio il nucleare) hanno potuto godere di costi dell'energia più favorevoli, ha da sempre spinto le aziende del nostro Paese ad investire nell'efficienza energetica. Questo impegno si è tradotto in interventi di:

- *anticipata sostituzione di macchinari e impianti obsoleti* con modelli ad alta efficienza energetica, sfruttando e spingendo l'evoluzione tecnologica verso macchinari e impianti che consumano meno energia rispetto ai modelli precedenti. La sola sostituzione di vecchi impianti può comportare un risparmio energetico significativo;
- *miglioramento dell'isolamento termico degli edifici industriali*: per ridurre le dispersioni di calore durante l'inverno e mantenere gli ambienti freschi durante l'estate, contribuendo a diminuire il fabbisogno energetico per il riscaldamento e il raffrescamento;
- *recupero del calore residuo dei processi industriali* con riutilizzo per altri scopi, come il riscaldamento dell'acqua o degli edifici;
- *ottimizzazione dei processi industriali*, introducendo modifiche, per renderli più efficienti con la riduzione del consumo di energia e la produzione di scarti;
- *utilizzo di sistemi di monitoraggio e controllo energetico* per tenere sotto controllo i consumi energetici in tempo reale, identificando le aree di spreco e attuando interventi mirati per ridurli;
- *implementazione di sistemi di illuminazione*, ad esempio con luci a Led molto più efficienti rispetto a quelle tradizionali e con una durata di vita media più lunga, che consentono risparmi che possono raggiungere fino all'80% di energia.

Tutto ciò ha certamente contribuito a portare l'Italia, seppur priva di materie prime e grandi risorse energetiche nazionali, ad essere la seconda economia manifatturiera d'Europa e tra le prime a livello dei Paesi industrializzati.

L'efficienza energetica è, infatti, un fattore chiave nello sviluppo del sistema industriale in quanto, oltre a ridurre i costi energetici legati all'esercizio dell'impresa, promuove l'innovazione, attiva la ricerca e lo sviluppo delle tecnologie più avanzate, spinge ad investire in nuovi processi, libera risorse economiche che possono così essere utilizzate per altre finalità.

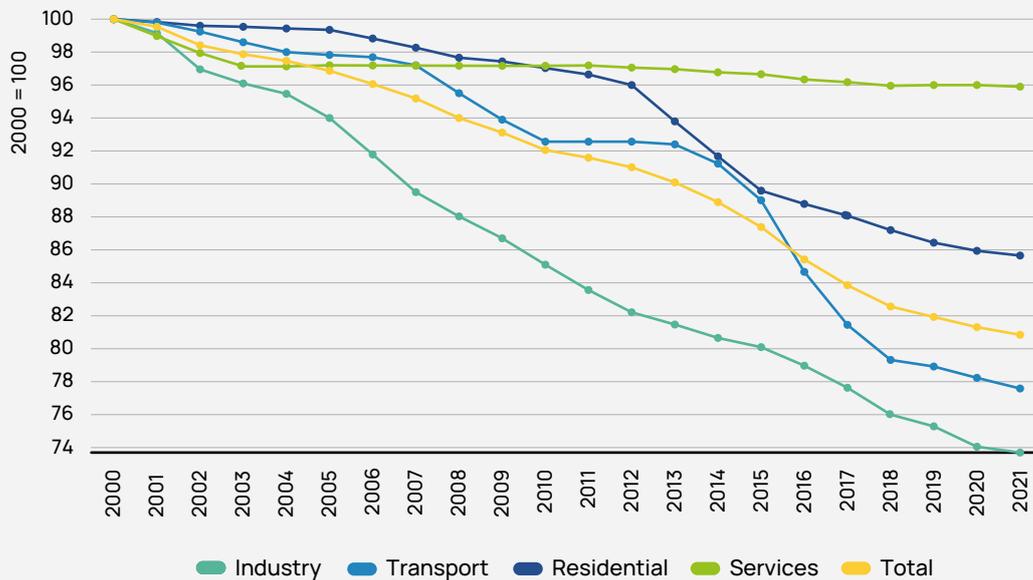
Il settore industriale italiano ha saputo trasformare un fattore di debolezza in punto di forza, do-

vendo da sempre prestare particolare attenzione al consumo di energia non solo per mantenere la propria competitività e conservare le proprie produzioni ma anche per evitare rischi di delocalizzazione dell'industria *energy intensive*.

Questa attenzione ha portato a livelli di efficienza energetica record rispetto agli altri Paesi, promuovendo anche l'utilizzo di molte materie prime di recupero o riciclo, già prima delle politiche di efficienza energetica o di riduzione degli sprechi, promosse dall'Ue.

Secondo i dati Odysse-Mure, nel periodo 2000-2017, l'efficienza energetica italiana⁵⁷ è migliorata a un valore medio annuo di 1,1%, +17% complessivamente.

Figura 46 - Technical Energy Efficiency Index

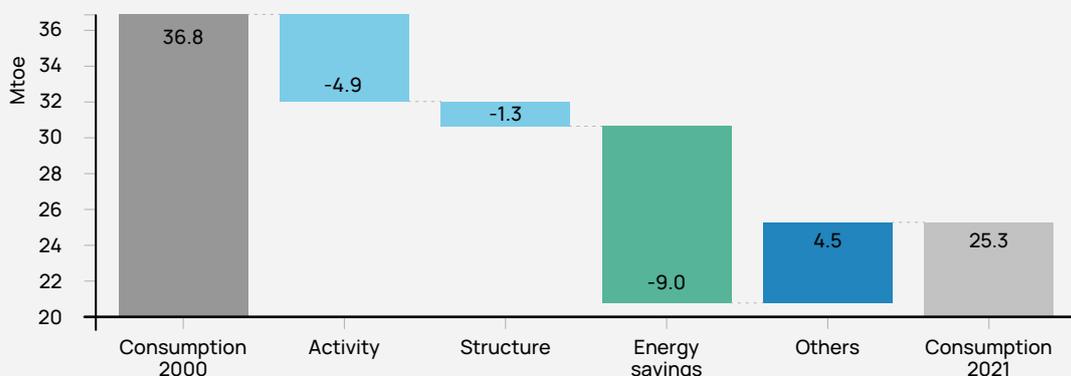


Fonte: Odysse-Mure (2024), Italy - Energy profile. Energy efficiency trends and policies, marzo 2024

Il miglioramento registrato nel settore industriale è stato costante e significativo. Come si evince dal grafico, nel periodo 2000-2017 vi è stato una riduzione dell'1,6% annuo. In termini assoluti, la riduzione del consumo energetico dell'industria, comprensivo del consumo degli altiforni nel suddetto periodo, è stato di 12,7 Mtep (-31%) ed è stato determinato principalmente dal risparmio energetico (-9,7 Mtep) ed in parte dal rallentamento dell'attività dovuto alla crisi economica e alla recessione (-7,6 Mtep).

57. Valutazione effettuata sulla base dell'indice Odex che misura l'efficienza dei vari settori (industria, residenziale, trasporti, servizi) e dell'intera economia in generale.

Figura 47 – Principali drivers della variazione dei consumi energetici del settore industriale



Fonte: Odysse-Mure (2024), Italy - Energy profile. Energy efficiency trends and policies, marzo 2024

Nel periodo successivo al 2017, pur proseguendo, il trend decrescente ha fatto registrare una contrazione più contenuta, attestandosi a circa 0,6% annuo. Oltre che dalla persistenza di una debolezza dell'andamento dell'economia e della produzione industriale, gli interventi nel settore industriale sono stati fortemente sollecitati dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica, con un incremento nel tempo dei progetti a consuntivo⁵⁸, segno che gli interventi previsti dai Tee – Titoli di Efficienza Energetica sono stati considerati un supporto da utilizzare.

Oltre ai problemi del costo dell'energia, un altro problema, ad esso strutturalmente collegato, che le imprese italiane devono affrontare è quello dell'accesso alle tecnologie verdi. Al riguardo, secondo il recente studio di Confindustria e Deloitte, "La competitività nelle tecnologie verdi, una nuova politica industriale per le imprese italiane", le principali sfide per le imprese italiane nel settore delle tecnologie verdi sono in parte le stesse che si registrano anche in altri settori:

- la concorrenza internazionale: le imprese italiane devono confrontarsi con la concorrenza di aziende di altri Paesi, in particolare Cina, Germania e Stati Uniti, che hanno spesso dimensioni e risorse maggiori;
- la carenza di competenze: il settore delle tecnologie verdi richiede competenze altamente specializzate, che non sempre sono disponibili in Italia;
- l'accesso al credito: le imprese italiane spesso hanno difficoltà ad accedere a finanziamenti per investire in nuove tecnologie;
- la complessità del quadro normativo: il quadro normativo che regola il settore delle tecnologie verdi è spesso complesso e frammentato, il che può ostacolare gli investimenti.

58. Si tratta di progetti che prevedono la quantificazione del risparmio energetico che può essere conseguito con uno o più interventi di efficienza energetica in conformità a un programma di monitoraggio che prevede una misurazione puntuale dei consumi, sia nella configurazione ex ante, sia in quella ex post.

Il Net Zero Industry Act, regolamento europeo entrato in vigore lo scorso 1° febbraio 2024, oltre all'obiettivo di accelerare la transizione verso un'industria europea a zero emissioni di gas serra, guarda agli interventi in efficienza energetica come strumento che può dare un importante contributo per ridurre la dipendenza energetica ma anche per favorire la crescita dell'industria manifatturiera, facendo crescere il comparto green.

Il Net Zero Industry Act si propone, infatti, di raggiungere obiettivi ambiziosi come:

- Aumentare la produzione di tecnologie a zero emissioni nette nell'Ue fino al 40% del fabbisogno annuale entro il 2030;
- Rendere l'Ue leader mondiale nella produzione di tecnologie a zero emissioni nette entro il 2050;
- Creare nuovi posti di lavoro green nell'Ue.

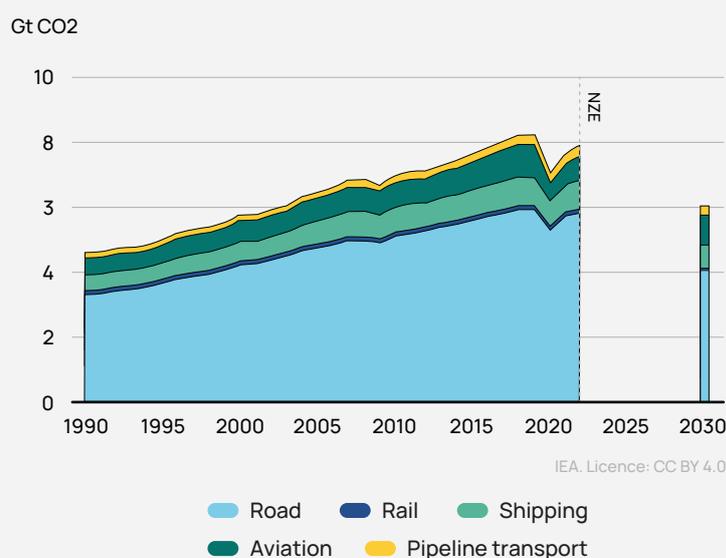
Infine, un accenno al settore trasporto che finora ha avuto grande attenzione al tema efficienza e risparmio di energia in tutte le sue configurazioni.

Oggi, peraltro, l'obiettivo della mobilità sostenibile guarda in particolare al tema del net zero emissioni all'interno del quale trovano ovviamente la loro declinazione anche l'efficienza ed il risparmio energetico.

La decarbonizzazione del settore trasporti: auto elettrica, biocarburanti, e-fuels

Secondo i dati Iea, il comparto mobilità costituisce uno dei settori maggiormente impattanti su scala globale, contribuendo con l'emissione in atmosfera di oltre 8 miliardi di tonnellate/anno di CO₂, collocandosi al terzo posto dopo i settori trasformazione e fornitura di energia ed industria.

Figura 48 – Emissioni globali di CO₂ dal settore trasporti per sottosettori nello Scenario Net Zero. Anni 2000-2030



Dal 1990, le emissioni del settore trasporti sono cresciute più velocemente di qualsiasi altro comparto né il trend sembra destinato a rallentare senza specifici investimenti. Per tali ragioni occorre una strategia articolata ed integrata, che utilizzi una pluralità di strumenti:

- la riduzione della domanda di mobilità, in particolare quella “obbligata”, ossia dovuta a spostamenti per motivi di lavoro, salute o altre esigenze private ed istituzionali che potrebbero essere più facilmente regolate (es. *smart working*);
- l’ottimizzazione del rapporto tra mobilità individuale e mobilità collettiva, valorizzando soprattutto quest’ultima;

- l'impiego di tutte le tecnologie sinora disponibili per la sostituzione di combustibili derivati da fonti fossili con prodotti *carbon neutral*, da affiancare al vettore elettrico che nel più lungo termine, quando globalmente diffuso, sarà la soluzione definitiva per il raggiungimento del net-zero, quanto meno per il trasporto su strada.

Non bisogna, infatti, dimenticare che oggi nel mondo circolano 1,5 miliardi di veicoli ed in Europa ne circolano 300 milioni di cui il 99% con motori a combustione interna; si prevede che nel 2050 il parco globale possa raggiungere i 2,5 miliardi di veicoli.

Finora, diverse sono le iniziative messe in campo dai vari Paesi e l'Unione europea è sicuramente in prima in linea con le politiche adottate negli ultimi anni. Con il Green deal europeo e la Strategia per una mobilità sostenibile, l'Unione si è posta l'obiettivo di conseguire una riduzione del 90% delle emissioni entro il 2050, grazie a un sistema di trasporto intelligente, competitivo, sicuro, disponibile e a prezzi accessibili.

Nel trasporto su strada, che rappresenta circa il 74% delle emissioni dell'intero settore trasporti, un obiettivo chiave è quello di aumentare l'utilizzo di veicoli zero o *low emission* che utilizzano combustibili alternativi, tra i quali il più richiamato è certamente l'energia elettrica, purché derivata da fonti rinnovabili.

Le nuove fonti di energia per la mobilità comprenderanno comunque anche i carburanti sintetici come gli elettrocarburanti (*e-fuel*) e biocarburanti (*biofuel*) che potranno ricoprire un ruolo fondamentale nel breve-medio termine, con il superamento del divieto di vendita delle vetture con motore endotermico a partire dal 2035 previsto da Bruxelles.

L'Europa punta, anche, ad un utilizzo pieno dell'idrogeno quando sarà realizzato un sistema di produzione, stoccaggio, trasporto e distribuzione, così come lo sviluppo delle celle a combustibile.

Per la soluzione di un problema globale occorre, peraltro, una partecipazione globale e l'Unione europea non può essere quindi la sola a mettere in pratica tali politiche. Anche gli Stati Uniti, ad esempio, stanno attuando iniziative per incentivare la decarbonizzazione del settore trasporti. Tramite l'*Us Inflation Reduction Act (Ira)* si è previsto uno stanziamento di un miliardo di dollari da qui al 2031, per sostituire i veicoli pesanti ad alto impatto ambientale con veicoli di ultima generazione a emissioni zero e realizzare le appropriate infrastrutture.

Il problema è sentito, anche negli altri Paesi industrializzati come è emerso recentemente sulla riunione dei Ministri Energia, Ambiente e Clima del G7, tenutosi a Torino.

Meno certi sono gli indirizzi di altri Paesi. Per quanto riguarda ad esempio la Cina, pur essendo un Paese in cui la tecnologia elettrica è a livelli avanzati, tanto da essere il primo esportatore o quasi monopolista in alcuni segmenti e pur sapendo che vi è una crescita della mobilità elettrica non si hanno elementi certi sull'avanzamento del processo di sostenibilità interna. Ancora più incerto è il percorso verso la mobilità sostenibile delle altre grandi aree (Seasia, America Latina, Russia, Africa).

Come si è accennato, i veicoli elettrici sono visti in prospettiva come la tecnologia chiave per decarbonizzare il trasporto su strada e negli ultimi anni si è registrata globalmente una crescita della loro diffusione così come un miglioramento delle prestazioni.

È assodato, infatti, che i motori elettrici non producendo gas di scarico nocivi o climalteranti, contribuiscano in maniera ottimale a ridurre l'inquinamento dell'aria e le emissioni di gas serra.

Proprio per tali ragioni lo sviluppo dei veicoli elettrici dovrà continuare ad essere supportato, in primo luogo incrementando la produzione di energia *green* per alimentarli come raccomandato dallo stesso G7 e nel contempo favorendo lo sviluppo delle reti e dei sistemi di ricarica nonché delle tecnologie connesse, dalle quali siamo oggi fortemente dipendenti. Per l'Italia ha, inoltre, particolare importanza il mantenimento di una leadership nel settore della componentistica *automotive*, con l'accompagnamento verso lo sviluppo dell'auto elettrica.

Peraltro, le sfide da superare per una diffusione su ampia scala di questa tecnologia non sono poche.

Anzitutto, occorre, come detto, che l'energia utilizzata per alimentare i veicoli elettrici provenga da fonti verdi e non da fonti fossili altrimenti si annullerebbero vantaggi ambientali derivanti dal loro uso.

Inoltre, l'acquisto di un veicolo elettrico e l'installazione di una rete di ricarica richiedono investimenti iniziali più elevati rispetto ai veicoli a combustione interna, e questo ne rallenta notevolmente l'adozione da parte dei consumatori appartenenti a fasce di reddito medie e basse.

Un'altra sfida riguarda l'autonomia ancora ridotta delle batterie dei veicoli elettrici, che ne limita l'utilizzo in viaggi a lunga distanza e richiede soste frequenti per la ricarica. A questo riguardo non si può neanche dimenticare che le materie prime necessarie per la produzione e per le stesse batterie non sono distribuite in modo uniforme a livello globale, il che può causare problemi nella catena di approvvigionamento e generare nuove pericolose dipendenze economiche.

Infine, si pone il problema della corretta gestione delle batterie a fine ciclo, per evitare impatti negativi sull'ecosistema.

Tutto ciò porta alla conclusione che nella fase di transizione energetica non si possa prescindere dal ricorso ai cosiddetti *carbon-neutral fuels*, vale a dire combustibili liquidi non di origine petrolifera a basso o molto contenuto di carbonio, utilizzabili senza alcuna modifica degli attuali motori e dei sistemi di logistici di distribuzione.

Un veicolo che utilizza esclusivamente carburanti *carbon neutral* emette solo CO₂ biogenica o riciclata, cioè originariamente assorbita dall'atmosfera e quindi le sue emissioni non aumentano la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera, ma proprio per questo il suo utilizzo va visto in chiave transitoria, rimanendo l'obiettivo primario quello della riduzione fino all'annullamento, delle emissioni di CO₂.

Un ulteriore beneficio legato all'uso di *carbon neutral fuels* è la riduzione della dipendenza da provenienze estere essendo prodotti a partire da materiali e risorse generalmente disponibili a livello nazionale, o meno dipendenti dall'uso di materie prime critiche.

Si tratta infatti di:

- **biocarburanti avanzati** (in miscela con fossili o in purezza) ottenuti da materiali di scarto di origine organica. Non sono in conflitto con la produzione agricola a fini alimentari tipica dei biocarburanti tradizionali e presentano vantaggi notevolmente maggiori in termini di riduzione delle emissioni calcolate sull'intero ciclo di vita del prodotto;
- **biometano e bio-Gnl**, ottenibili dall'upgrading del biogas producibile con diversi *feedstock*, che vanno dagli scarti delle colture agricole ai reflui zootecnici, dalla frazione organica del rifiuto solido urbano (Forsu) ai residui agro-industriali e ai fanghi di depurazione;

- **recycled carbon fuels**, ottenuti da rifiuti indifferenziati e dal riutilizzo di rifiuti plastici (*plasmix*) non utilizzabili per il riciclo chimico della plastica;
- **e-fuels**, carburanti sintetici ottenuti dalla sintesi di idrogeno rinnovabile o *low carbon* e anidride carbonica ricavata dall'atmosfera o, molto più opportunamente, da sorgenti concentrate. La loro produzione presuppone lo sviluppo di progetti di cattura e stoccaggio (Ccs) o di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (Ccus), nonché la generazione di idrogeno verde o blu.

A questi carburanti si può affiancare l'idrogeno (verde o transitoriamente blu) che non può essere impiegato come combustibile direttamente nei motori a combustione interna, ma che necessita di veicoli appositi e della costruzione di una filiera distributiva dedicata.

I *carbon neutral fuels* includono, quindi, prodotti già sul mercato (come i biocarburanti avanzati, il metanolo, il biometano e il BioGnl) e prodotti in fase di sviluppo, ossia gli e-fuels, i carburanti da rifiuti, l'idrogeno.

I vantaggi riconosciuti in relazione allo sviluppo dei Lcf sono molteplici:

- consentono una immediata riduzione dell'impronta carbonica, con impatti tra il 60% e il 95% di grammi di CO₂ per megajoule (MJ) rispetto ai combustibili fossili;
- sono utilizzabili per tutti i tipi di trasporto - stradale, marino, aereo (Saf);
- sono impiegabili nel parco circolante esistente ed hanno quindi il pregio di sostenere la filiera della componentistica automotive;
- sviluppano modelli di economia circolare all'interno di una filiera nazionale senza dipendere da materie prime gestite da pochi Paesi;
- valorizzano il patrimonio infrastrutturale esistente nel nostro Paese (13 raffinerie - di cui 2 bioraffinerie; oltre 100 depositi > 3000 mc; 21.700 punti vendita);
- consentono la riconversione delle professionalità impiegate nella filiera dei carburanti tradizionali, circa 150.000 unità, incrementando il patrimonio di competenze esistente;
- sostengono la sicurezza energetica del Paese.

Come si è già detto percorrere questa strada non vuol dire abbandonare l'obiettivo della elettrificazione, come sostenuto anche nella recente dichiarazione finale del G7 Energia, Ambiente, Clima di Torino, ma significa prendere atto che esiste un percorso ed una fase transitoria che vanno realisticamente e equilibratamente gestite, tenendo conto sia dei tempi di maturazione e penetrazione delle nuove tecnologie sia della necessità di assorbire lungo l'intera filiera dell'*automotive* gli impatti che, cambiamenti così radicali del punto di vista tecnologico, sono destinati a produrre sul piano industriale, economico e sociale in Europa ed in particolare in Italia.

Il Governo italiano ha richiesto di includere tra le soluzioni riconosciute nei Regolamenti CO₂ quella dei *carbon neutral fuels*. Al momento la Commissione Ue ha accettato di includere nel Regolamento la possibilità di immatricolare anche dopo il 2035 veicoli con motore Ice, purché alimentati esclusivamente con *e-fuels* ma non con biocarburanti, ritenendo che la loro provenienza da fonti rinnovabili, come piante, alghe, rifiuti organici, comporti comunque che nel loro ciclo completo ci sia una emissione di gas serra, sia pure significativamente inferiore rispetto ai carburanti di derivazione fossile.

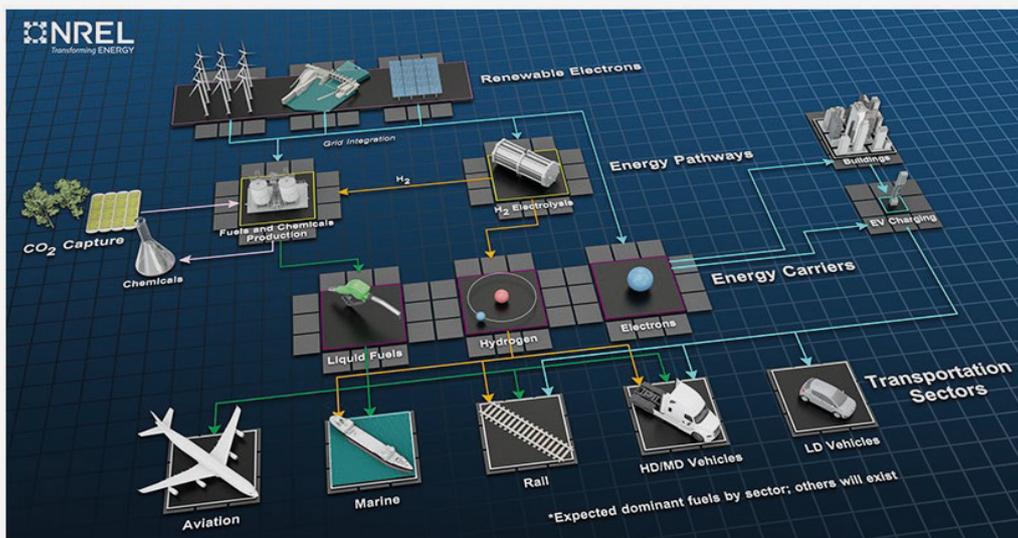
L'Italia prosegue nella richiesta di inclusione dei biofuels nella convinzione che per raggiungere la neutralità climatica occorra avvalersi di tutte le soluzioni a disposizione e di tutti i *carbon neutral fuels* in grado di contribuire alla riduzione delle emissioni di CO₂ del trasporto stradale.

La sfida della transizione verso una nuova mobilità è complessa e richiede sforzi congiunti da parte dei governi, delle industrie e di tutti gli *stakeholders* per decarbonizzare uno dei settori più impattanti sull'ambiente. Fino a qualche anno fa la motorizzazione di massa si è sviluppata rapidamente intorno a un'unica tecnologia basata su motori a combustione interna, che utilizzano carburanti derivati dal petrolio. Tale soluzione ha consentito un'adozione su larga scala del mezzo di trasporto privato, con un conseguente aumento esponenziale di gas serra in atmosfera.

La ricerca di alternative sostenibili nel settore dei trasporti ha portato a una vasta gamma di possibilità, ma non è ancora chiaro quale tecnologia diventerà predominante in ogni sotto-segmento del settore (trasporto leggero, pesante, aereo, navale). Tale incertezza potrebbe ritardare l'adozione delle nuove tecnologie da parte dei consumatori e delle industrie, generando una persistente situazione di costi elevati e una conseguente dispersione di risorse e capitali nel lungo termine. Al fine di affrontare tale situazione, è fondamentale aumentare la coordinazione e la sinergia tra gli attori del settore, nonché ottenere una maggiore chiarezza riguardo alle direzioni future della mobilità.

Secondo i dati aggiornati della piattaforma europea per i carburanti alternativi, *European Alternative Fuels Observatory* (Eafo)⁵⁹, al 30 giugno del 2024, in Italia c'erano 4.434.235 veicoli a carburanti alternativi⁶⁰, pari al 9,14% del parco circolante. Alla stessa data sono stati immatricolati in Italia 150.069 nuovi veicoli leggeri a carburanti alternativi (il 16,6% del totale), di cui 36.780 auto e furgoni a batteria (il 4,11% dell'immatricolato) e 29.146 auto e furgoni ibridi plug-in (il 3,97% del totale).

Figura 49 – Esempio di approccio integrato per una strategia di profonda decarbonizzazione nel settore dei trasporti elaborato da NREL



A Whole-System Approach—NREL's research strategy for deep decarbonization considers transportation sectors as part of a larger energy ecosystem powered by renewable electrons and linked by low-carbon energy carriers. Illustration by Josh Bauer, NREL

59. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/interactive-map>

60. Tra auto e furgoni elettrici, ibridi plug-in, a idrogeno, Gpl, metano o Gnl

Il problema dei critical raw materials (Crm)

Lo sviluppo delle tecnologie legate alla produzione dell'energia da fonti rinnovabili, al suo impiego e alla ricerca della massima efficienza ha portato alla ribalta le materie prime critiche, altrimenti note come *critical raw materials* (Crm), che sono essenziali per molte delle suddette tecnologie e presentano elevati rischi di carenze in termini di approvvigionamento.

Si tratta di materiali considerati vitali per la produzione e il funzionamento di molti dispositivi divenuti ormai di utilizzo quotidiano: dagli smartphone e computer portatili ai veicoli elettrici, dai dispositivi elettrici in generale alle turbine eoliche.

La stessa la Commissione europea, ha dato una definizione di criticità stabilendo che una materia diviene critica se vi è: a) un elevato rischio di approvvigionamento, che può essere legato sia alla concentrazione geografica della risorsa, quindi, alla dipendenza da un determinato Paese fornitore (rischio Paese) sia alla natura limitata della risorsa (rischio disponibilità); b) un'importanza economica che il minerale assume quale elemento essenziale per i processi produttivi di beni e tecnologie.

La criticità di un materiale può riguardare anche l'impatto significativo che l'estrazione o la sua lavorazione può avere sull'ambiente.

Un sistema energetico basato sulle tecnologie delle energie pulite come l'eolico ed il fotovoltaico o gli sviluppi industriali come l'auto elettrica richiede, infatti, per la sua realizzazione un numero di materie prime notevolmente superiore a quelle necessarie, ad esempio, per una centrale elettrica tradizionale che impiega combustibili fossili o per un'auto convenzionale.

La loro importanza, e quindi criticità, è destinata a crescere nei prossimi anni, con l'avanzare della crescita del settore delle energie rinnovabili e dei processi di elettrificazione, in particolare dei trasporti.

La Commissione europea compila un elenco di Crm considerati essenziali per l'economia e lo sviluppo tecnologico dell'Ue e lo aggiorna periodicamente. Tra le materie prime critiche rientrano anche le cosiddette terre rare, leggere e pesanti, essenziali per molti impieghi in campo civile quali la produzione di hard disk, schermi e display elettronici di ultima generazione e touch screen, fibre ottiche, robot e altri prodotti high-tech, catalizzatori (es. utilizzati nell'industria petrolchimica). Le terre rare vengono utilizzate anche nella medicina avanzata, come agenti di contrasto per risonanza magnetica, macchinari per raggi X, test di screening, analisi e trattamenti per tumori, etc. Ma senza alcun dubbio, uno degli impegni più importanti in termini di domanda è rappresentato dalla realizzazione di magneti permanenti, a loro volta utilizzati nei motori elettrici dei veicoli di nuova generazione per aumentarne l'efficienza e la potenza (es. auto ibride ed elettriche) e nelle turbine eoliche (in particolare off-shore).

Da tutto ciò consegue che il settore energetico, che fino al 2010 rappresentava una frazione abbastanza limitata della domanda totale dei Crm, a seguito della accelerazione data al processo di transizione energetica da parte dei principali Paesi industrializzati, Europa in testa, e per la spinta proveniente dalla Cina, che si è mossa in anticipo acquistando un notevole vantaggio per alcune tecnologie green, è diventato il segmento della suddetta domanda che cresce più rapidamente.

Tra l'altro tale crescita avviene non solo per i volumi richiesti ma anche per il numero delle materie prime di cui le nuove tecnologie hanno sempre più bisogno.

Nella lista Crm della Commissione europea nel 2011 vi erano 14 materie prime critiche (CrM) rispetto alle 41 materie prime valutate; nel 2014 ne erano state individuate 27 su 78 e nel 2020 ben 30 su 83.

Infine, nella valutazione più recente del 2023 sono state individuate le seguenti 34 materie prime critiche, che tenendo anche conto degli elementi contenuti nei raggruppamenti delle terre rare leggere e pesanti e dei metalli del platino arrivano a 50 elementi chimici.

Tabella 31 – Materie Prime Critiche 2023

(34) MATERIE PRIME CRITICHE 2023			
Antimonio	Fluorite	Magnesio	Silicio Metallico
Arsenico	Gallio	Grafite Naturale	Tantalo
Barite	Germanio	Gomma Naturale	Titanio
Bauxite	Afnio	Niobio	Vanadio
Berillio	HREEs *	MGP	Tungsteno
Bismuto	Elio	Roccia fosfatica	Stronzio
Borati	Litio	Fosforo	Nichel
Cobalto	LREEs*	Scandio	Rame
Carbone da coke			
Manganese			

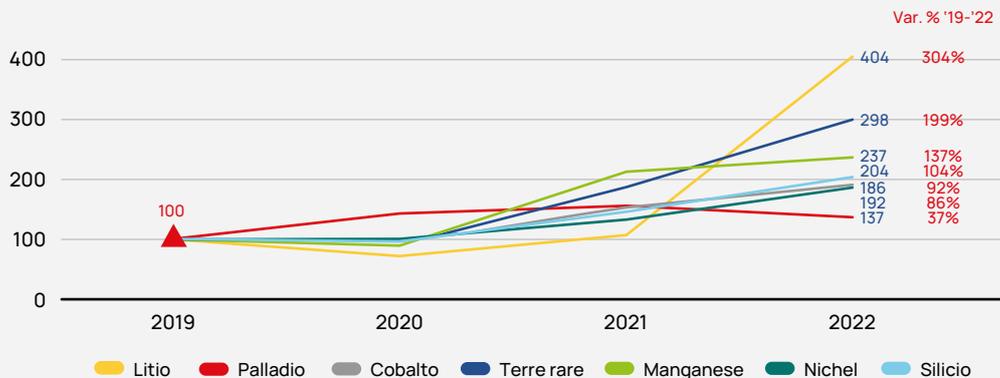
* Acronimi: Hrees (Heavy Rare Earth Elements) Terre Rare pesanti: Disprozio, Erblio, Europio, Gadolinio, Lutezio, Terbio, Tulio, Itterbio, Ittrio; LREE (elementi leggeri delle terre rare): cerio, lantanio, neodimio, praseodimio, samario. MGP (metalli del gruppo del platino): iridio, platino; Rodio, Rutenio, Palladio.

La rapidità e la dimensione di tale crescita ha indotto la Commissione europea ad adottare, lo scorso marzo, un Regolamento (*Critical Raw Material Act*) che indica la strategia che gli Stati membri dovranno seguire per essere in grado di soddisfare il fabbisogno loro imposto dalle sfide della transizione.

Il Regolamento ha fissato i seguenti obiettivi per il 2030:

- Almeno il 10% del consumo annuo dell'Ue deve provenire da estrazioni all'interno dell'Ue;
- Almeno il 40% del consumo annuo dell'Ue deve provenire da trasformazione all'interno dell'Ue;
- Almeno il 25% del consumo annuo dell'Ue deve provenire da riciclaggio interno;
- Non più del 65% del consumo annuo dell'Unione di ciascuna materia prima strategica in qualsiasi fase pertinenti della trasformazione può provenire da un unico Paese terzo.

Figura 50 – Il prezzo delle materie prime critiche selezionate 2019-2022
(dollari per tonnellata 2019=100)



Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Commissione europea, 2023

Impatti geopolitici connessi alla guerra in Ucraina, in Medio Oriente ed i recenti limiti alle esportazioni di gallio e germanio imposti dalla Cina hanno posto, con ancora maggiore urgenza e attualità, l'accento sulla centralità delle materie prime critiche nel contesto strategico globale, tenuto conto della loro crucialità in molteplici filiere industriali e per la realizzazione della duplice transizione decarbonizzare il sistema energetico e garantire l'autonomia. Negli ultimi anni, infatti oltre al problema disponibilità è cresciuto anche il problema dei prezzi che hanno registrato forti variazioni in aumento. Ad esempio, secondo dati riportati in un Report The European House Ambrosetti, dal 2019 al 2022 il prezzo del litio è più che quadruplicato (+304%), quello delle terre rare è quasi triplicato (+198%), quello del manganese più che duplicato (+137%).

Come già accennato, il mercato globale delle materie prime critiche risulta, ad oggi, altamente concentrato. Infatti, per la maggior parte di esse, un singolo Paese è responsabile di oltre il 50% della produzione globale. Nel caso delle terre rare pesanti, addirittura, la Cina è responsabile della totalità della produzione (100%).

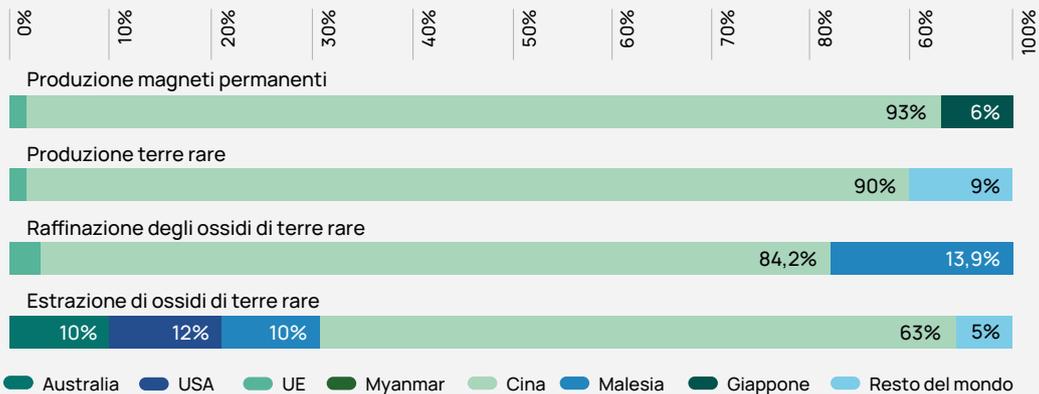
In questo quadro, per il 56% delle 34 Materie Prime Critiche censite dalla Commissione europea la Cina ha un ruolo chiave, poiché detiene il primato nella fornitura all'Unione europea, grazie anche a:

- posizione dominante per altre materie prime quali il tungsteno, le terre rare e la grafite;
- posizione altrettanto dominante nella raffinazione dei metalli, per i suoi standard ambientali meno restrittivi che le consentono di raffinare oltre il 90% della produzione mondiale di terre rare, manganese e germanio;
- forti investimenti diretti verso il settore estrattivo di altri Paesi con oltre 80 miliardi di euro investiti tra il 2005 e il 2021 superando di ben 2,3 volte gli investimenti pubblici europei in rinnovabili nello stesso arco temporale.

In questo scenario, l'Unione europea si sta certamente muovendo da tempo per rafforzare la propria autonomia strategica. Nel settembre 2020 la Commissione ha lanciato la European Raw Material Alliance (Erma) cui finora hanno aderito 600 organizzazioni di 50 Paesi con l'obiettivo di

riunire diversi stakeholder, di rafforzare la resilienza e l'autonomia strategica dell'Unione, di individuare le opportunità di investimento in tutta la catena del valore delle materie prime critiche per garantire un approvvigionamento sicuro e sostenibile.

Figura 51 – Quota sul totale nei processi della catena del valore delle terre rare



Fonte: Commissione europea

Sotto la spinta anche dell'azione degli Stati Uniti, e della strategia di friend-sharing globale, riportata nel "Critical Raw Materials Act" (Crma) del marzo 2023, la Commissione europea ha portato avanti il citato Regolamento sulle materie prime critiche (CM Act), entrato in vigore nelle scorse settimane.

Un elemento chiave del Regolamento è costituito dall'identificazione di 17 materie prime critiche strategiche su cui l'Europa intende prioritariamente posizionarsi, in quanto alla base dello sviluppo di ambiti strategici così identificati dalla Commissione europea: fonti rinnovabili, mobilità elettrica, digitale, difesa e aerospazio.

Secondo il citato rapporto di *European House Ambrosetti* le materie prime critiche entrano in oltre 3 trilioni di euro di produzione in Europa e in quasi 5 trilioni di euro di *export*. E l'Italia è il primo Paese dell'Unione per incidenza sul Pil del valore della produzione industriale sostenuto da materie prime critiche che contribuiscono al 38% del Pil, per un valore di circa 686 miliardi di euro.

Inoltre, nell'ultimo decennio, il valore della produzione industriale italiana sostenuto dalle materie prime critiche è aumentato del 35% e al 2040 il fabbisogno italiano è previsto crescere fino a 11 volte rispetto al 2020.

Tutti questi dati esprimono da soli l'importanza che ha per il nostro Paese un impegno deciso e tempestivo nel perseguimento degli obiettivi indicati dall'Unione europea con particolare riguardo al riciclo sul quale l'Italia ha un potenziale superiore al 15% fissato dal Regolamento, che avrebbe dovuto essere adeguatamente considerato nel Pniec.

Invece, secondo quanto riportato nel Pniec 2024, pur riconoscendo come il Critical Raw Materials Act (Crma) sia rilevante per la definizione degli obiettivi di competitività, "dall'analisi della situazione italiana di dipendenza dall'estero per molte tecnologie strategiche si vede che nessu-

na delle prime dieci materie prime critiche importate in Italia fa parte della lista dei materiali che, secondo l'lea, sono “critici” per le tecnologie energetiche pulite, cioè rame, litio, nickel, cobalto, neodimio e silicio policristallino.”

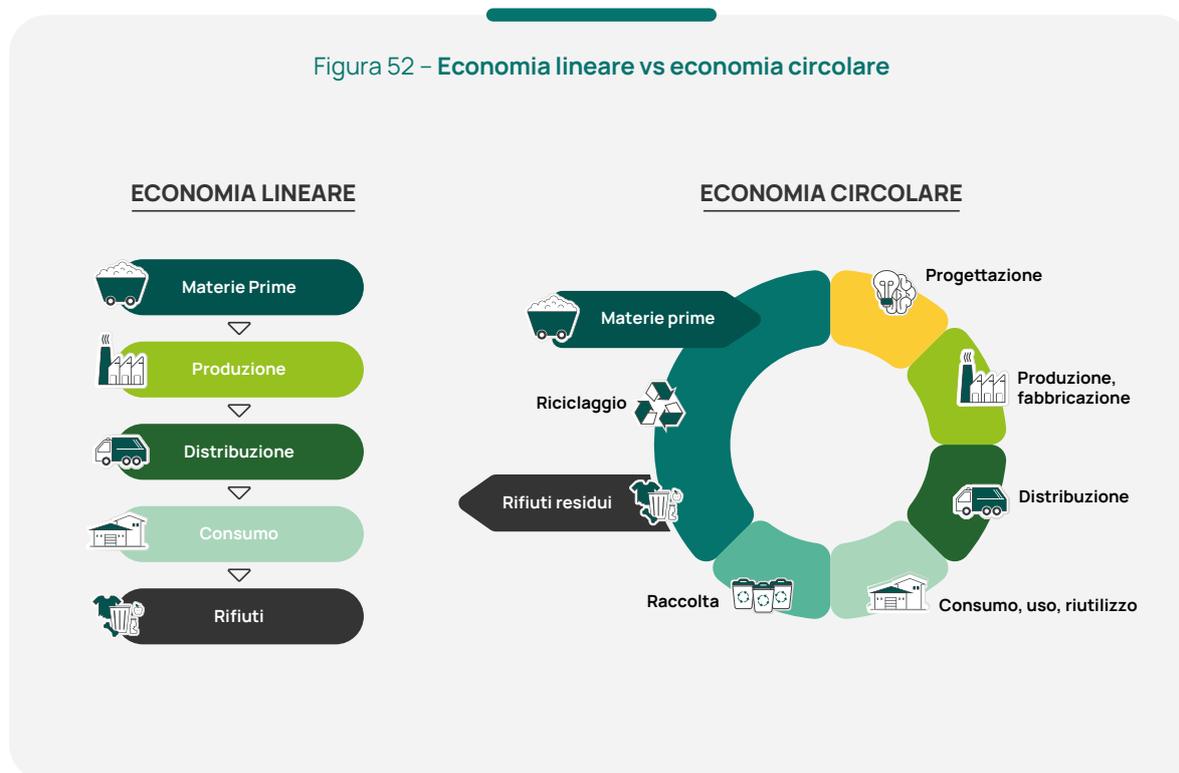
Conseguentemente, non sono riportate specifiche misure aggiuntive o di policy che l'Italia intende mettere in campo se non quanto già previsto dall'Ue e da alcuni progetti, nell'ambito di Mission Innovation, che da tempo ha avviato un programma di ricerca per lo sviluppo di una piattaforma integrata computazionale e sperimentale per la ricerca di materiali innovativi per l'energia.

L'economia circolare

Come già sottolineato parlando di efficienza energetica, l'Italia, come Paese povero di materie prime e di fonti di energia fossili, ha tradizionalmente cercato di valorizzare il riutilizzo e la rigenerazione di materiali o prodotti, con l'obiettivo di sostenere la produzione, ottimizzando l'impiego delle risorse.

L'affermarsi del concetto di economia circolare implica un profondo cambio di paradigma del sistema economico, che da lineare (produzione-consumo-rifiuto), cioè da una impostazione che valorizza separatamente ciascuna fase e considera rifiuto tutto quello che rimane dopo il primo utilizzo, passa ad un sistema che considera in maniera integrata l'intero ciclo, tenendo maggiormente in conto l'economicità e la sostenibilità complessiva dell'intera vita del prodotto, spingendo ad operare in modo da ridurre al minimo gli sprechi, inclusi quelli energetici. Un sistema che valorizza riciclo, riutilizzo e recupero di materiali ed energia da rifiuti e sottoprodotti, in un'ottica di ottimizzazione dei costi ed *energy saving*, dove il rifiuto di un settore può essere sottoprodotto o materia prima seconda per l'altro.

Figura 52 – Economia lineare vs economia circolare



Con l'economia circolare, dunque, il modello di produzione di tipo lineare è sostituito con la riduzione, il riuso, la rigenerazione e il riciclo delle materie, attraverso modifiche che intercorrono lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti, dalla fase di progettazione fino al recupero a fine vita.

La spinta alla sostenibilità del sistema energetico è una delle principali ricadute della circolarità che può essere fattore di promozione sia per le rinnovabili, con le bioenergie ricavate da residui di produzioni agricole o di impiego dei prodotti agricoli o da allevamenti, con il recupero di calore residuo dagli impianti industriali, con i pannelli solari su tetti e capannoni, con la produzione di energia da rifiuti organici e l'implementazione di sistemi di cogenerazione, trigenerazione e pirolizzazione, sia per la spinta all'efficienza energetica con la riduzione dei consumi di energia durante tutto il ciclo di vita del prodotto, promuovendo l'adozione di tecnologie a basse emissioni di carbonio.

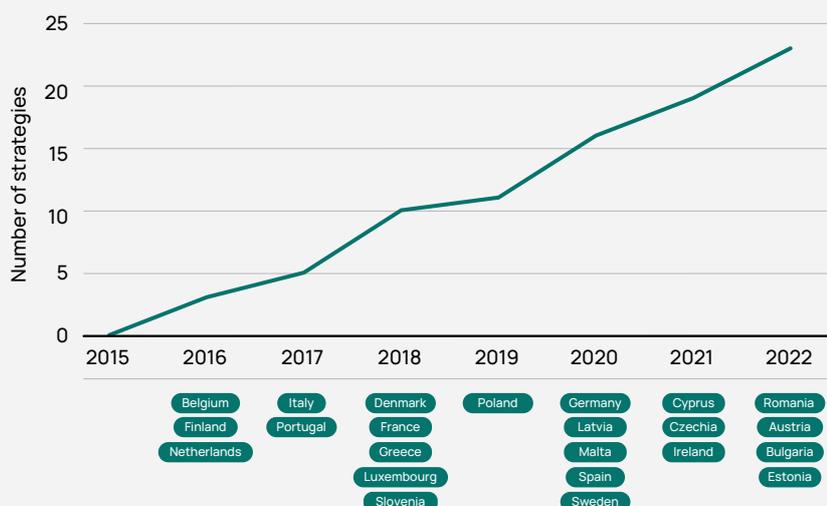
Sul piano più generale le prime iniziative di economia circolare, quali ad esempio quelle del riutilizzo dei metalli ferrosi o dei materiali da costruzione, sono state dettate principalmente da finalità economiche. Nel tempo la consapevolezza delle risorse limitate e la soluzione del problema dell'allocazione dei rifiuti in primis hanno spinto ad un ripensamento dell'intero processo produttivo. Ciò ha reso necessario introdurre delle regole per recuperare, selezionare e riutilizzare materiali che non avevano le caratteristiche per un riutilizzo immediato, economicamente sostenibile, giacché spesso etichettati dalla normativa come rifiuti e pertanto soggetti ai vincoli restrittivi della normativa dei rifiuti.

Sono nati così i consorzi per la raccolta obbligatoria di oli usati, batterie, plastica, vetro, imballaggi, ecc., che oggi svolgono un ruolo chiave in un sistema che intende focalizzare sia agli aspetti ambientali sia a quelli economici legati a riuso/recupero delle materie in un'ottica di circolarità.

— L'economia circolare e gli obiettivi europei al 2030

Oggi a livello europeo, la transizione verso un modello economico circolare sembra trovarsi in un momento di stagnazione, con la produzione di rifiuti, il tasso di riciclo e di utilizzo circolare dei materiali che registrano un andamento insufficiente al raggiungimento dei target 2030.

Figura 53 – Stati membri Ue con Strategie di Economia circolare adottate (aggiornato al 2022)



Fonte: Eea (2024), Accelerating circular economy in Europe: state and outlook 2024

A questo riguardo, l'European Environment Agency (Eea) nel report "*Accelerating circular economy in europe: state and outlook 2024*", sostiene la necessità di politiche più vincolanti e orientate agli obiettivi di circolarità, in quanto, nonostante i passi avanti compiuti, non è ancora stato intaccato efficacemente il modello di produzione lineare.

Nel 2022, l'11,5% delle risorse materiali utilizzate in Ue sono derivate da attività di riciclo, una percentuale certamente più alta rispetto all'8,2% registrato nel 2004 ma ancora non in linea con l'obiettivo al 2030, che è di un raddoppio dell'attuale tasso di circolarità, che, a questo ritmo, risulta impossibile da raggiungere.

Sempre secondo l'Eea, il tasso di circolarità potrebbe raggiungere il 22% nel 2030, solo in presenza delle seguenti tre condizioni:

- l'incremento dal 40 al 70% del tasso di riciclo di tutti i materiali;
- la riduzione del 15% dell'input di materiali da introdurre nel ciclo produttivo;
- la contrazione di almeno un terzo dei consumi di combustibili fossili.

Tutte e tre le condizioni sono altamente impegnative da raggiungere e necessitano azioni concrete da parte di tutti gli Stati membri. A questo proposito l'*outlook* dell'Agenzia Europea per l'Ambiente (Eea) non risulta troppo ottimista, sottolineando i ritardi accumulati da diversi Paesi per il raggiungimento degli obiettivi 2030.

L'Italia, ad esempio, rischia di mancare l'obiettivo del 65% di raccolta dei rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (Raee).

Per superare tali lentezze una delle ipotesi allo studio della Commissione è quello di fissare degli obiettivi al 2030 e al 2050 più identificabili e misurabili, così da stimolare il dinamismo dei suoi Stati membri.

Finora infatti, il *Circular Economy Action Plan* e gli altri strumenti correlati hanno fissato indirizzi ed impegni soprattutto qualitativi, ma obiettivi poco misurabili, che forse hanno creato minore pressione sulle decisioni da prendere, ma anche minore consapevolezza dei vantaggi che ne possono derivare, non solo per la riduzione della pressione sull'ambiente, ma anche per una maggiore sicurezza sulla disponibilità di alcune materie prime, incremento di competitività, impulso all'innovazione ed una crescita economica rilevante, con benefici per lo sviluppo economico in generale.

L'Ue ritiene infatti che il Piano possa portare a livello europeo ad un aumento del Pil pari allo 0,5% e ad una crescita dell'occupazione di circa 700 mila nuovi posti di lavoro.

L'importanza dell'economia circolare per l'ambiente e per l'economia è del resto confermata anche dall'inserimento dell'economia circolare nell'*Agenda 2030* dell'Onu ponendola tra i 17 obiettivi da perseguire per uno sviluppo sostenibile (obiettivo 12, vedi fig. 3)

Dal rapporto sull'economia circolare pubblicato nel 2023 da Enea si evince che l'Italia, forte di un primato acquisito in passato, è ancora leader in Europa su alcuni dei principali indicatori della circolarità.

Tabella 32 – Indicatori di economia circolare

	Italia	Media EU
Ruota riciclo complessivo	72%	53%
Tasso uso circolare materiali	18,4%	11,7%
Produzione Pil per kg di risorse consumate	3,2 €/kg	2,1 €/kg
Consumo pro-capite di materiali	8,9 t	14,1 t

Tuttavia, il report “Circular economy report 2023” pubblicato a fine 2023 dalla School of Management del Politecnico di Milano rileva che la Strategia nazionale sull'economia circolare stenta a raggiungere i risultati fissati, con ritardi rispetto alla tabella di marcia. Il rapporto specifica in particolare che, negli ultimi anni, i risparmi ottenuti in Italia grazie all'economia circolare sono valutabili in 1,2 miliardi di euro, raggiungendo un totale di 15,6 miliardi, rispetto all'obiettivo di 103 miliardi di euro ottenibili al 2030, e con un gap da colmare di circa 88 miliardi rispetto al potenziale, che significano necessità di duplicare gli sforzi risparmiando almeno 12 miliardi l'anno.

Questo rallentamento si riflette anche nell'indice che fotografa il trend di circolarità per il quale l'Italia è scesa al terzo posto dopo Polonia e Francia tra le prime cinque economie industrializzate Ue.

Sono perciò necessari sforzi importanti su tutti gli indicatori di circolarità tra cui: i *material footprint*, la produttività delle risorse, il tasso di utilizzo delle materie provenienti da riciclo, le persone assunte, il valore aggiunto e gli investimenti privati.

Soprattutto su quest'ultimo indicatore la situazione italiana è molto negativa, posizionandola al penultimo posto. Ma non mancano anche altri ostacoli da superare per una diffusione realmente efficace dell'economia circolare nel nostro Paese:

- L'incertezza e le incoerenze governative;
- Gli elevati costi di investimento;
- Le difficoltà legate ai veloci cambiamenti dei mercati;
- La variabilità dei flussi rientranti;
- La difficoltà di gestione dei flussi di materiali;
- L'elevato livello di customizzazione dei prodotti;
- L'avversità al rischio del management e dei sistemi di bonus orientati al breve periodo;
- L'effetto “Rebound”, inteso come il fenomeno per cui i possibili benefici ambientali derivanti dalla transizione circolare vengono in parte o totalmente annullati da un aumento della produzione e dei consumi dovuti ad alcune dinamiche di mercato.

Sono tanti i fattori che il Pniec deve considerare e attivarsi per il loro superamento.

Le comunità energetiche rinnovabili (Cer) in Italia

La normativa europea e quella nazionale hanno dato negli ultimi anni un peso crescente alle Comunità energetiche ed al contributo che possono dare al processo di transizione verso un sistema carbonizzato e lo sviluppo delle fonti rinnovabili

La creazione delle condizioni per favorire il raggruppamento di più soggetti (persone, istituzioni, imprese) che, in un contesto locale e comunque di collegamento, decidono di collaborare per produrre, gestire, utilizzare la propria energia, può in realtà essere il mezzo più efficace per avvicinare il cittadino al mondo dell'energia, sempre più caratterizzato da un sistema di generazione distribuita basata su impianti di fonti rinnovabili, coinvolgendoli sia in un processo di accettazione degli stessi, sia nella loro gestione responsabile e portatrice di benefici economici e sociali.

Come emerge dai dati del Gse, in Italia si configurano due tipologie di Comunità energetiche, una costituita da raggruppamenti di autoconsumo collettivo l'altro costituito dalle comunità energetiche rinnovabili (Cer), che sono riconosciute come soggetti giuridici e costituiscono lo strumento migliore per consentire che cittadini, aziende, enti locali collaborino con l'obiettivo comune di produrre, consumare e condividere energia rinnovabile prodotta localmente, riducendone gli sprechi e massimizzandone l'efficienza e la circolarità.

Ad oggi, in Italia sono attive 46 configurazioni di autoconsumo collettivo e 21 Cer per una potenza di 1,4 MW, segno che milioni di utenti hanno scelto di diventare *prosumer*, cioè produttori e consumatori della loro energia, costituendo un nuovo modello di generazione di energia distribuita, alternativa rispetto alla generazione centralizzata che ha caratterizzato da sempre il sistema energetico e quello elettrico in particolare.

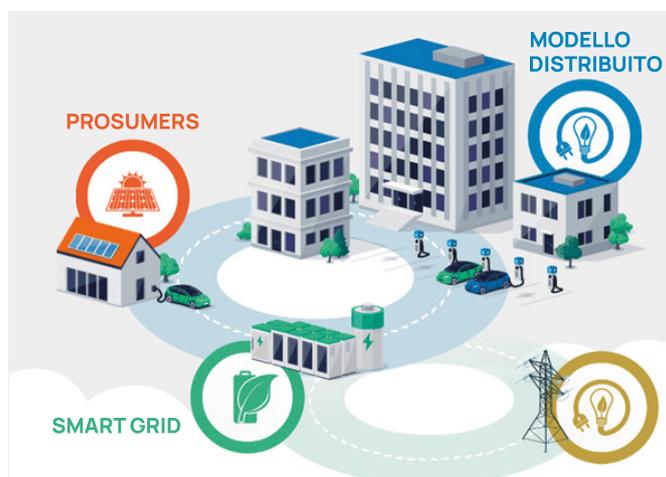


Figura 54
Schema
di una comunità
energetica

Sia la normativa nazionale che quella europea, con la Direttiva europea sulle Energie Rinnovabili (Red II), prevedono incentivi e agevolazioni per la creazione di Comunità energetiche rinnovabili, attraverso le quali promuovere l'efficienza energetica ed il risparmio, riconoscendo il ruolo cruciale che possono svolgere nella transizione verso un sistema energetico autonomo e più sostenibile. Inoltre, la Direttiva Red II promuove la partecipazione attiva delle Comunità energetiche al mercato dell'energia, con la vendita dell'energia prodotta in eccesso e l'acquisto dell'energia per coprire i propri fabbisogni.

Primi esempi virtuosi di Comunità energetiche, dopo quelle sorte spontaneamente nella prima metà del 900, con la realizzazione di piccole centrali idroelettriche in alcune località dell'arco alpino e appenninico, anch'esse rinnovabile sebbene allora non fossero definite tali, sono le cooperative energetiche, i progetti di autoconsumo collettivo, le iniziative di riqualificazione energetica a livello locale; ma un forte potenziale è atteso dallo sviluppo di piccole Comunità nelle grandi città, Comunità energetiche di quartiere e condomini indipendenti in ottica di produzione, condivisione e stoccaggio di energia rinnovabile.

In prospettiva, con lo sviluppo di attività che vanno oltre la produzione di energia rinnovabile, si può pensare a progetti di *energy security*, sistemi di stoccaggio, veicoli elettrici condivisi. Ovvero, in quanto soggetti ammessi ad operare sui mercati dell'energia, non solo qualificarsi come venditori dell'energia prodotta, ma partecipando anche alle aste per la fornitura di servizi di rete, offrendo servizi di flessibilità per bilanciare offerta e domanda di energia o per stoccaggio, contribuendo così a limitare gli sprechi.

Il provvedimento che ha declinato gli indirizzi contenuti nelle direttive europee è il decreto Mase del 23 gennaio 2023 (Decreto Cer), che promuove lo sviluppo delle Comunità energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo diffuso, prevedendo un sistema di incentivi con il ricorso anche ai finanziamenti del Pnrr.

In particolare, il provvedimento indica due strade per incentivare autoconsumo e produzione condivisa da Fer:

- un contributo a fondo perduto, fino al 40% dei costi ammissibili, per i comuni sotto i 5.000 abitanti. Tale contributo, finanziato dal Pnrr con 2,2 miliardi di euro, supporterà lo sviluppo di 2GW e la produzione di 2,5Wh al 2026;
- l'applicazione di una tariffa incentivante per tutto il territorio nazionale.

I due benefici sono tra loro cumulabili ma non potranno finanziare più di 5 GW complessivi al 2027. Per l'ammissibilità agli incentivi, gli impianti di fonti rinnovabili devono tuttavia rispettare alcuni requisiti:

- la potenza non deve essere superiore a 1 MW;
- la connessione alla rete di distribuzione deve avvenire tramite punti di connessione facenti parte dell'area sottesa alla medesima cabina primaria;
- il possesso dei requisiti prestazionali e costruttivi definiti nelle regole operative per l'accesso ai benefici, definiti in un apposito Regolamento con verifica da parte di Arera per le parti di sua competenza ai sensi del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (Tiad);
- il raggiungimento degli obiettivi climatici specificati nell'Allegato IV del Regolamento Ue 2021/241.

Il periodo di diritto alla tariffa incentivante è pari a 20 anni e decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto che viene realizzato.

Agli incentivi promossi per gruppi di cittadini possono aderire solo gli impianti realizzati successivamente alla data del 16 dicembre 2021 (data di entrata in vigore del D. Lgs. n. 199/ 2021).

Più facile risulta invece l'accesso per le aziende che si pongono come soggetti puramente commerciali, realizzatori di impianti o rivenditori di energia alle comunità.

Interazione tra pubblico e privato per rendere i soggetti interessati, consapevoli delle *technicalities* e di potenziali benefici sociali connessi alle misure introdotte.

L'Enea ha stimato che entro il 2050 saranno circa 264 milioni i cittadini europei a unirsi al mercato energetico come *prosumer*, generando fino al 45% dell'elettricità verde totale.

Si tratta di numeri rilevanti che l'Italia non deve mancare di perseguire per la sua parte.

Il Pniec 2024, sul tema delle Cer, ribadisce quanto previsto dal Decreto Mase 7 dicembre 2023, n. 414 che recepisce le nuove disposizioni introdotte dal D.Lgs. 199/2021 ed interessa tutte quelle configurazioni di autoconsumo che utilizzano la rete elettrica di distribuzione per la condivisione dell'energia prodotta, entrato in vigore il 24 gennaio 2024.

Il provvedimento individua due strade per promuovere lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo:

- I. un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal Pnrr (misura M2C2 – Investimento 1.2, 2,2 mld€) e rivolto alle configurazioni di autoconsumo collettivo e alle comunità di energia rinnovabili i cui impianti sono realizzati nei comuni sotto i cinquemila abitanti che supporterà lo sviluppo di almeno 2 GW complessivi di impianti;
- II. una tariffa incentivante a valere sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa diretto a configurazioni di autoconsumo collettivo e singolo a distanza e comunità di energia rinnovabile ubicate su tutto il territorio nazionale.

L'entrata in vigore della disposizione determina un rilevante impulso alla diffusione dell'autoconsumo e delle comunità di energia rinnovabile, ipotizzabile nella realizzazione di circa 5 GW incrementali entro il 2027.

I Il nucleare

— Introduzione

Il nucleare anche se destinato a non incidere sul raggiungimento degli obiettivi 2030, il Mase ha istituito a settembre 2023 una Piattaforma Nazionale per un Nucleare sostenibile (Pnns) al quale è affidato il compito di costruire una visione strategica per lo sviluppo del settore nucleare, con l'indicazione di una tabella di marcia.

Il Pnns, oltre ad affrontare le tematiche classiche di un settore particolarmente complesso al quale l'opinione pubblica mette particolare attenzione (sicurezza, prevenzione, rifiuti, decommissioning, tecnologia della fusione ed altri aspetti trasversali per l'ambiente), è impegnato anche a ridisegnare un ambito legislativo, normativo e di governance del sistema regolatorio italiano che sia in grado di accogliere un programma di ripresa della produzione del nucleare in Italia.

In particolare, dovrà fornire analisi e proposte legislative che definiranno il quadro delle azioni da intraprendere, tenendo conto non solo dello sviluppo delle tecnologie nucleari innovative a livello globale, ma anche delle indicazioni delle agenzie internazionali preposte e della definizione di un quadro normativo specifico per l'energia da fusione.

In realtà, la tecnologia nucleare sta attraversando un momento di rinnovata attenzione. Non è un caso che si senta parlare sempre più spesso di nucleare di nuova generazione, classificabile sostanzialmente in due tecnologie avanzate:

- Small modular reactors (Smr), di III o III+ generazione, con una potenza fino a 300 MWe per unità;
- Advanced modular reactor (Amr), ossia di IV generazione, con l'utilizzo di nuovi sistemi di raffreddamento o combustibili innovativi;

Le agenzie internazionali (Iaea, Iea, Oecd-Nea) prevedono grandi quote di mercato dell'energia per la tecnologia, caratterizzata da una taglia più piccola rispetto alle centrali nucleari convenzionali, con una potenza compresa tra 10 e 300 MW e una progettazione che viene prevalentemente eseguita in fabbrica, solo in un successivo momento trasportata in situ (modularità).

Proprio sotto questa spinta tecnologica e i venti di crisi energetica a dicembre 2023, il Parlamento europeo ha adottato, con 409 voti a favore, 173 contrari e 31 astenuti (su 613 votanti) la relazione sui piccoli reattori nucleari⁶¹ che chiede una specifica strategia industriale globale per lo sviluppo

61. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0408_EN.html

dei piccoli reattori nucleari nell'Unione europea.

A livello europeo, già a giugno 2021, su proposta della Commissione Eu era nata una *European Smr Partnership*, con il coinvolgimento oltre che della stessa Commissione (Dg Ener) e delle Autorità di regolamentazione competenti, anche del mondo dell'industria, delle Organizzazioni di ricerca e sviluppo tecnologico, con lo scopo di favorire le condizioni per un impiego della nuova tecnologia degli Smr a partire dal 2030.

Nello scorso febbraio 2024 è stata lanciata dalla Commissione europea una nuova Alleanza Industriale europea per gli Smr, col compito di facilitare e accelerare lo sviluppo, la dimostrazione e la diffusione dei primi progetti Smr in Europa nei primi anni 2030 ed orientare lo sviluppo del mercato, le modalità di finanziamento e individuare i processi industriali coinvolti nella realizzazione della filiera, nonché le attività di R&S necessarie per lo sviluppo della tecnologia Smr.

L'Alleanza industriale è stata già lanciata insieme alla raccomandazione sul target climatico intermedio al 2040; evidenziando il potenziale contributo che può dare l'energia dell'atomo in un'ottica di riduzione sostanziale delle emissioni di carbonio.

La finalità a breve termine di questa Alleanza industriale è quella di arrivare a elaborare, nel primo trimestre del 2025, un Piano d'azione strategico per:

- mappare e monitorare regolarmente la catena di approvvigionamento europea;
- identificare le future esigenze di ricerca, innovazione, qualificazione;
- facilitare la creazione di un'accademia delle competenze nucleari;
- identificare le competenze future e le esigenze di sviluppo delle stesse;

Con la consapevolezza che la dislocazione degli Smr sul territorio nazionale richieda una valutazione complessiva che coinvolge molteplici stakeholder, è stata fatta una mappatura delle questioni da affrontare, tra le quali in primo luogo il problema dello smaltimento del combustibile esausto e delle scorie radioattive prodotte dai *Small Modular Reactors* (Smr). Problema che per l'Italia assume una rilevanza particolare essendo ancor oggi impegnata a trovare una soluzione per lo smaltimento dei rifiuti derivanti dal passato programma nucleare.

In un corposo studio pubblicato nel *Proceedings of the National Academy of Sciences (Pnas)* intitolato "Nuclear waste from small modular reactors"⁶², gli scienziati della Stanford University e della University of British Columbia hanno difatti analizzato la gestione e lo smaltimento dei flussi di rifiuti nucleari prodotti dagli Smr rispetto a quelli generati dai reattori commerciali più grandi di progettazione tradizionale (Pwr).

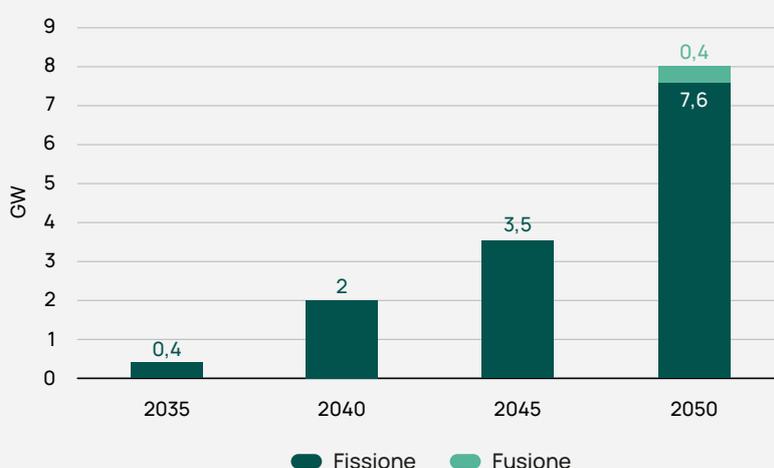
Nello specifico, dai risultati dello studio, emerge che i progetti Smr, comparati con i Pwr a scala di gigawatt, incrementeranno i volumi dei rifiuti nucleari che necessitano di gestione e smaltimento.

In particolare, il volume di combustibile nucleare spento (Snf) aumenterà di un fattore 5,5, il volume dei rifiuti ad alta attività (Hlw) aumenterà di un fattore 30, mentre il volume dei rifiuti a bassa e intermedia intensità (Lilw) aumenterà di un fattore 35.

62. L.M. Krall, A.M. Macfarlane et R.C.Ewing (2022), "Nuclear waste from small modular reactors", PNAS Environmental Sciences, vol. 119, no. 23; <https://doi.org/10.1073/pnas.2111833119>

Questa rinnovata attenzione ha portato ad introdurre nel Pniec 2024 uno scenario che contempli il ricorso al nucleare avanzato, giustificandolo con la considerazione che “la letteratura scientifica internazionale è concorde nell’affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente [...] Occorre quindi disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile esente da emissioni di gas climalteranti, che potrebbe includere il nucleare, in grado di affiancare le fonti rinnovabili non programmabili per garantire una loro migliore integrazione nel sistema”. Si tratta sostanzialmente dei piccoli impianti modulari: Smr, Amr e micro-reattori, con l’obiettivo di raggiungere una capacità nucleare da fissione che, partendo 0,4 GW nel 2035, sale a 7,6 GW nel 2050, a cui nel 2050 si aggiunge una quota di 0,4 GW da fusione.

Figura 55 – Sviluppo della capacità di generazione nucleare nello scenario Pniec 2024



*Nota: si tratta della fig. 6 del Pniec 2024, relativo allo sviluppo della capacità di generazione nucleare applicato nello scenario di lungo termine per raggiungere il Net Zero al 2050, rappresentata unicamente da nucleare avanzato (in particolare i piccoli impianti modulari: SMR, AMR e micro-reattori) e, in anni prossimi al 2050, da una quota di energia da fusione.
Fonte: Pniec 2024*

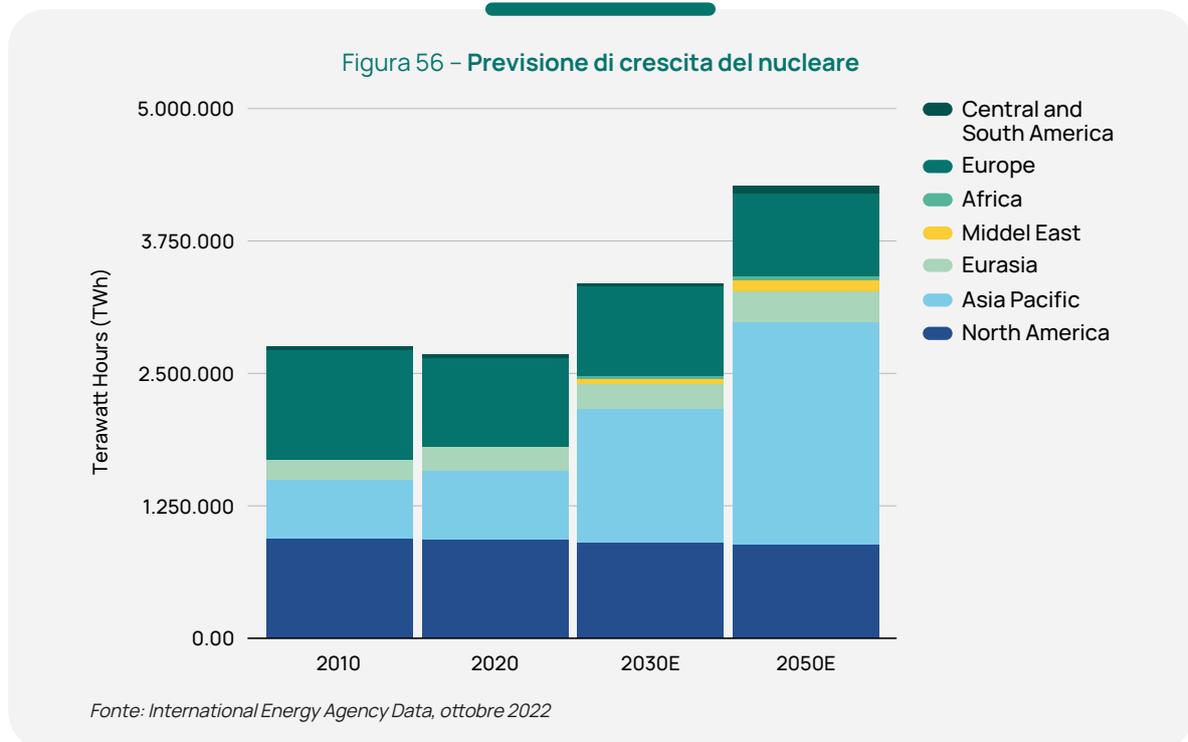
Scenari globali per lo sviluppo del nucleare al 2030

Sebbene nell’ultimo decennio la capacità di energia nucleare a livello globale sia rimasta piuttosto piatta a fronte di una crescita media del 2,5% annuo di quella totale, questo trend negativo, che ha portato la quota del nucleare a scendere dal 13% al 10% nella produzione complessiva di energia elettrica, sembra però destinato a invertirsi nel lungo periodo.

Secondo l’Iea, il settore del nucleare, sotto la spinta della diffusione dell’elettrificazione in tutti i settori, dovrebbe crescere a un ritmo del 2% annuo fino al 2030, sebbene non si preveda una crescita uniforme a livello regionale. Oltre il 90% della nuova capacità nucleare sarà, infatti, realizzata nei Paesi asiatici.

Le stime dell’Iea prevedono un incremento medio del 7%, rispetto al +1,7% registrato nella regione asiatica negli ultimi 10 anni, spinto dal forte contributo della Cina, dove si stima una crescita media del 5%, dell’India (+13%) e del Giappone (+14,5%).

Al contrario, negli Stati Uniti e in Europa la produzione dovrebbe mantenersi piatta oppure registrare una contrazione molto contenuta.



La crescita moderata è dovuta anche agli elevati costi di costruzione dei nuovi impianti.

Infatti, al problema della sicurezza legata alla gestione delle scorie, si aggiunge anche un altro elemento che pesa sullo sviluppo del nucleare: il costo. Finora per costruire un nuovo impianto tradizionale sono stati mediamente necessari circa 14 anni e molto frequentemente i tempi si sono dilatati e con essi anche i costi correlati. Ad esempio, la costruzione del mega progetto di *Hinkley Point C* in Gran Bretagna, composto da due reattori da 1.600 MW di potenza, è iniziata a marzo 2017 per essere operativa a giugno 2026, ma sembra che non possa essere completata neppure entro giugno 2027. L'azienda costruttrice *Électricité de France* ha rivisto il progetto, delineando tre scenari temporali ben più dilatati (al 2029, 2030 e 2031) ed un incremento del costo finale rispettivamente a 31, 34 e 35 miliardi di sterline, su un costo stimato inizialmente di 18 miliardi.

Tuttavia, le nuove tecnologie, tra cui quella dei piccoli reattori di costruzione modulare (*small modular reactors*), dei reattori di IV generazione e della fusione nucleare (nucleare pulito), potrebbero cambiare le regole del gioco permettendo di ridurre i tempi di realizzazione e soprattutto i costi, nonostante anche nel loro caso perduri la problematica dello smaltimento dei rifiuti.

Finora sono state evidenziate le complessità e le innovazioni tecnologiche intervenute negli ultimi anni, ma vanno sottolineati anche i grandi vantaggi che il nucleare può dare dal punto di vista della transizione verso la decarbonizzazione e della copertura del fabbisogno energetico. La produzione di energia da fonte nucleare non comporta infatti emissioni dirette di gas serra o di carbonio e garantisce la fornitura di energia indipendentemente dalle condizioni metereologiche, in qualsiasi momento.

Un'ulteriore spinta al settore del nucleare potrà arrivare anche dagli investitori privati, dopo che l'U-

nione europea lo ha inserito nel Regolamento sulla tassonomia che indica attività ritenute sostenibili.

L'energia atomica è stata considerata per decenni come un tabù per molte società attive nel mercato degli investimenti sostenibili per via delle questioni legate allo smaltimento dei rifiuti, alla sicurezza sul lavoro ed altro.

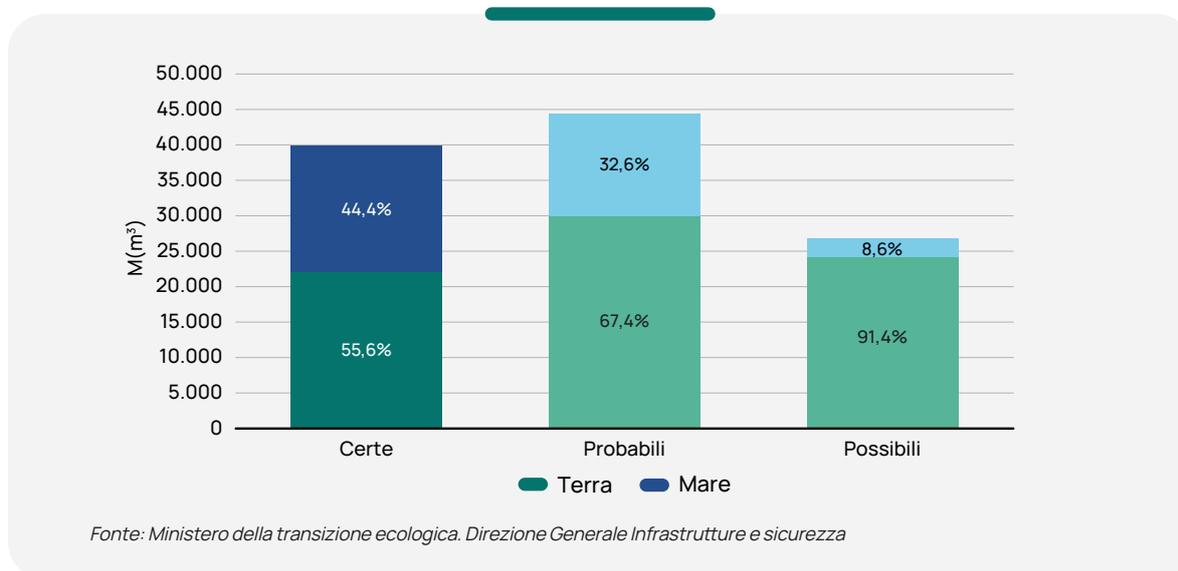
In prospettiva però il nucleare è destinato a svolgere un ruolo importante nella transizione dalle fonti fossili all'energia *green*, alla stregua di quella eolica e solare e da questo processo l'Italia non può rimanere fuori.

Riflessioni sull'utilizzo di fonti energetiche alternative a ridotto impatto carbonico

Il gas naturale liquefatto

La tabella di pag. 117 del Pniec assegna al Gnl nel 2025 un obiettivo di 12,7 bcm incrementali rispetto al 2021 a copertura della potenziale riduzione di import di gas russo. Tale incremento si concentra su Paesi che presentano diversi gradi di rischio di instabilità politica e di concentrazione geografica. Sarebbe opportuna una diversificazione verso Paesi più stabili (i.e. Australia, Usa, Indonesia) anche attraverso contratti di fornitura a lungo termine ed accordi di Gpa (Gas Purchase Agreement) che favoriscano investimenti di sviluppo di treni di gassificazione.

In ogni caso, al fine di garantire la sicurezza energetica nazionale, è necessario sviluppare le risorse nazionali (stimate in circa 100 bcm tra certe e probabili). Tali interventi sono necessari e complementari ai progetti di interesse comune individuati della Commissione europea quali i gasdotti East-Med e la ConneSSIONe tra Malta e Gela C (2023) 7930 final del 28.11.2023.



La catena Lng (estrazione liquefazione, trasporto via nave, rigassificazione) è capital intensive con tempi lunghi per il recupero degli investimenti.

Lo sviluppo del quadro normativo europeo (Fit for 55) e l'evoluzione delle Mtd (migliori tecnologie disponibili) relative a risparmio energetico ed utilizzo di fonti rinnovabili aumenterà la necessità di flessibilità e bilanciamento del sistema, che potranno essere offerte dal Gnl.

La realizzazione di terminali *on shore* di rigassificazione green field richiede tempi di realizzazione di almeno 5 anni ed investimenti dell'ordine di un mld di € per ogni bcm di capacità (con una soglia di economicità dell'investimento non inferiore a 10 bcm/anno).

I terminali Frsu consentono di contemperare flessibilità e disponibilità dell'impianto in tempi relativamente brevi con investimenti relativamente contenuti (Golar Tundra è costata 350 mln di € per una capacità annua di 5 bcm). Un terzo Frsu collocato in una regione del sud garantirebbe un migliore bilanciamento del sistema (Taranto, Bari, Porto di Gioia Tauro). Questa collocazione implica un potenziamento della dorsale sud della rete di trasporto nazionale e dunque la realizzazione, già prevista nel piano Snam, del gasdotto Sulmona – Minerbio.

La sindrome «nimby» portata avanti da minoranze comunque influenti e con capacità condizionanti nei confronti dei decisori politici deve essere adeguatamente gestita (vedi la polemica sulla collocazione definitiva della Frsu Golar Tundra prima a Piombino e in prospettiva a Vado Ligure).

Occorre mettere in atto azioni informative presso *opinion maker*, opinione pubblica e decisori che evidenzino come il gas resti un fondamentale vettore energetico, necessario nel mix di fonti di energia insieme alle rinnovabili per coniugare decarbonizzazione e sicurezza/resilienza/flessibilità del sistema energetico, insieme alla competitività e alla accessibilità sociale.

L'avvento dei cicli combinati ad alta efficienza per la produzione di energia elettrica in sostituzione degli impianti ad olio combustibile e carbone è stato il fattore decisivo per la riduzione delle emissioni di CO₂ tra il 1990 ed il 2019.

Tabella 2.1 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO₂)

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,4	35,5	39,1	32,1	28,6	25,4	18,5
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	66,6	67,5	49,1	55,3	60,7	56,0	61,6
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,4	8,0	4,5	5,7	4,5	4,5	4,6
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	36,2	20,0	10,1	9,2	8,7	8,4	8,2
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	2,5	3,2	3,5	3,6	3,5	3,5	3,5
Totale	126,2	133,2	139,2	157,1	134,3	106,3	105,9	106,1	97,8	96,4

* Stime preliminari ISPRA

Il Gnl può essere un vettore energetico in grado di sostituire combustibili a più alta emissione di CO₂ nel trasporto marittimo con soluzioni *dual fuel* e quello pesante su gomma che non può contare su altrettanto valide alternative elettriche, o a idrogeno, nel breve termine (i motori Lng garantiscono una riduzione delle emissioni di CO₂ del 15% rispetto ai diesel, una riduzione degli ossidi di azoto fino al 60% ed infine l'eliminazione quasi totale degli ossidi di zolfo e delle polveri sottili).

Il Bio-Lng (ovvero il gas prodotto dai rifiuti agricoli, domestici o dell'industria agro alimentare) può fornire un valido apporto alla transizione ecologica. Le emissioni legate a questo combustibile sono di gran lunga inferiori anche a quelle dei motori Lng e, in considerazione del processo di cattura della CO₂, il bilancio finale delle emissioni risulta addirittura negativo. Infatti, viene ricavato completamente da una fonte rinnovabile, ovvero il biometano.

— Piano Ambientale

Per il contributo alla riduzione di CO₂:

- della produzione termoelettrica si rimanda al quadro «socio cultural»;
- per il settore trasporti ed il biometano si rimanda al quadro «technological».

Il quadro normativo e regolatorio fa riferimento a quello più generale del Gas mentre per quanto attiene ai terminali di rigassificazione il quadro regolatorio attiene specificatamente alla messa a disposizione della capacità in regime di tariffe regolate nonché il codice di rete relative al loro collegamento alla rete di trasporto nazionale.

Sarebbe opportuno definire un testo unico degli incentivi all'uso del Gnl nel settore trasporti ed alla diffusione di impianti di ricarica dei serbatoi criogenici.

Tenendo anche conto delle conclusioni della Cop 28 (transizione dai combustibili fossili al fine di raggiungere l'obiettivo di emissioni zero nel 2050), il gas si conferma come vettore energetico in grado di dare un contributo importante alla riduzione delle emissioni di CO₂ (emissioni due volte inferiori a quelle del carbone) nonché di garantire la sicurezza energetica nazionale nel medio periodo.

In questo quadro il Gnl permette di gestire la necessaria flessibilità di approvvigionamenti e modulazione di utilizzo in funzione degli sviluppi delle tecnologie necessarie a:

- Contenere le emissioni dei settori “*hard to abate*”;
- All'incremento dell'efficienza energetica;
- Alla crescita delle Fer (fonti da energia rinnovabile).

— Biocarburanti

Il Pniec 2023 fissa un ambizioso target di decarbonizzazione dei trasporti al 2030 e prevede di raggiungerlo con oltre 6,6 mln di veicoli elettrici. È un obiettivo impossibile da raggiungere con la sola elettrificazione dei trasporti leggeri, mentre potrà essere raggiunto molto più agevolmente e ragionevolmente attraverso l'impiego di *fuel* decarbonizzati (biocarburanti e carburanti sintetici). Questa misura si allinea perfettamente alla posizione del Governo italiano nei confronti della decarbonizzazione dei trasporti. Infatti, nel rispetto della neutralità tecnologica tutte le tecnologie devono contribuire al raggiungimento di questo obiettivo e poiché lo sviluppo della mobilità elettrica non sarà sufficiente occorrerà potenziare ulteriormente l'utilizzo di combustibili a basso o nullo contenuto di carbonio.

Sotto il profilo geopolitico inoltre occorre considerare che le tecnologie connesse all'elettrificazione dei trasporti sono di fatto monopolizzate dalla Cina sia come produzione industriale che come disponibilità di materie prime critiche per le quali saremo fortemente dipendenti da quel Paese. L'alternativa proposta dei *low carbon fuels*, oltre a vedere l'Italia in prima fila nella ricerca e nelle applicazioni industriali, non determina una netta dipendenza dall'estero per le materie prime. I *feedstock* per i biocarburanti sono infatti già presenti in Italia sotto forma di rifiuti e residui e sono in corso attività per autoprodursi materie prime vegetali non in competizione con *food e feed* (ad es. in Africa). Per i combustibili sintetici le materie prime possono essere prodotte tutte in Italia (energia elettrica rinnovabile e CO₂).

Il nuovo Pniec, rispetto alla versione giugno 2023 introduce un forte riconoscimento del ruolo dei *low carbon fuels* per la decarbonizzazione dei trasporti, confermando il principio della neutralità tecnologica per la scelta delle misure di decarbonizzazione dell'economia e ponendo particolare attenzione al tema della sicurezza energetica da conseguire tenendo conto dei costi dell'energia e del contrasto alla povertà energetica.

Rispetto al Pniec 2023 si evidenzia una leggera diminuzione dei biocarburanti nel 2025 con una quota che resta comunque ancora molto sfidante con circa 2,5 Mton di biocarburanti liquidi. In prospettiva 2030 si prevede invece un forte aumento del contributo dei biocarburanti soprattutto liquidi che arrivano alla fine del periodo a circa 5 Mton.

Il quadro normativo sulla regolamentazione di questi prodotti è definito ed in vigore. Per assicurare il loro ulteriore sviluppo è necessario intervenire con agevolazioni fiscali e con misure per la crescita della domanda.

I *low carbon fuels* sono decisamente più costosi dei *fuels* tradizionali ma l'alternativa proposta nel Pniec lo è ancora di più. Per decarbonizzare i trasporti con veicoli elettrici è infatti necessario il ricambio totale del parco, la realizzazione da zero di una capillare rete di ricarica delle batterie ed un profondo adeguamento della rete elettrica nazionale. La sola incentivazione di 5000€/veicolo elettrico costerebbe 30 miliardi di € per i 6 milioni di veicoli elettrici indicati nel Pniec.

La proposta di sviluppare i *low carbon fuels* fino a 5 milioni di tonnellate/anno, contenuta nel Pniec 2024 avrà costi decisamente più contenuti, diretti principalmente alla defiscalizzazione dei prodotti (non più di qualche miliardo tra ora e il 2030) e solo marginalmente al sistema produttivo. Nel caso di defiscalizzazione totale dei *low carbon fuel* i costi crescerebbero dai 900 milioni di oggi a 3,5 miliardi nel 2030. In realtà basterebbe anche una defiscalizzazione parziale per evitare lungaggini burocratiche (fino all'aliquota minima della Direttiva europea) con costi che si ridurrebbero della metà. La defiscalizzazione servirebbe a ridurre i maggiori costi di produzione dei *low carbon fuels* (da 1,5 a 3 volte il costo di produzione attuale del diesel), mentre nessun costo aggiuntivo sarebbe richiesto per l'adeguamento del sistema logistico e distributivo essendo i *low carbon fuels* perfettamente compatibili con le infrastrutture esistenti, né è richiesto alcun ricambio forzato del parco essendo prodotti utilizzabili senza alcun problema su tutto il parco circolante sia nuovo che esistente.

L'accettabilità sociale delle misure proposte nel Pniec è fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi ambientali. Il lentissimo sviluppo della mobilità elettrica dimostra la scarsa accettabilità di questa tecnologia che porterà al mancato raggiungimento dell'obiettivo ambientale. I costi associati alla mobilità elettrica stentano infatti a ridursi smentendo le dichiarazioni che una Bev sarebbe costata come una Ice già nel 2023, poi spostato al 2026 ed ora al 2030.

Come ricordato prima tutta la tecnologia dell'auto elettrica è in mano alla Cina con conseguenze molto pesanti sull'intero settore dell'*automotive* nazionale ed europeo che costretto a confrontarsi con quello cinese (tra l'altro aiutato da massicci aiuti di Stato) non ha alcuna possibilità di restare competitivo. È una situazione inaccettabile sotto il profilo sociale sia per la perdita di una eccellenza industriale mondiale e sia per la perdita di milioni di posti di lavoro.

L'alternativa dei *low carbon fuels* è molto più accettabile sia sotto il profilo dei costi che sotto il profilo del comportamento dei consumatori (abitudini alle modalità e ai tempi del rifornimento). Quella dei *low carbon fuels* sarebbe una scelta che preserva l'intero settore *automotive* e mantiene all'interno dell'Europa la maggior parte delle produzioni industriali di questi nuovi *fuels* biogenici o sintetici.

Le tecnologie per la produzione e lo sviluppo dei *low carbon fuels* sono ampiamente consolidate. Già oggi si utilizzano 2 milioni di tonnellate di biocarburanti che cresceranno rapidamente nei prossimi anni e a cui si affiancheranno anche i *fuels* sintetici.

La produzione nazionale di biocarburanti è in rapida crescita con la trasformazione totale o parziale delle raffinerie di petrolio. Sono previsti infatti nei prossimi anni notevoli investimenti (fino a 6 – 8 miliardi) per la realizzazione di bioraffinerie, per la diffusione degli interventi di *co-processing* nelle raffinerie di petrolio che resteranno operative dove saranno realizzati anche impianti per la produzione di biocarburanti in purezza.

Nei prossimi anni saranno inoltre avviati i progetti per la produzione di *e-fuels* attraverso lo sviluppo della produzione di idrogeno verde da energia elettrica rinnovabile e di CO₂ recuperata dall'atmosfera o catturata da impianti industriali *hard to abate*.

Infine, sono già in fase avanzata di realizzazione i primi impianti diretti alla produzione di recycled carbon fuels da rifiuti fossili non più smaltiti negli inceneritori.

Lo scenario che prevede un maggior ricorso ai *low carbon fuels* ed una minore elettrificazione consentirebbe di raggiungere gli stessi target ambientali fissati nel nuovo Pniec. La decarbonizzazione dei trasporti al 2030 verrebbe sicuramente conseguita con i *low carbon fuels* perché questi consentono a tutti i motori a combustione interna (sia dei mezzi circolanti che di quelli di nuova immatricolazione) di abbattere la CO₂ dal 70 al 100%. Questi valori sono reali e certificati da rigorosi controlli effettuati da enti di certificazione autorizzati dalle istituzioni nazionali e comunitarie. Al contrario l'impronta carbonica e ambientale delle auto elettriche è tutt'altro che definita in relazione alle emissioni di CO₂ nella produzione delle batterie, alle operazioni di riciclaggio delle stesse e all'impatto della produzione delle materie prime critiche per tutto il ciclo dell'elettrificazione dei trasporti.

Lo sviluppo dei *low carbon fuels* al 2030 aprirebbe la porta ad una più massiccia produzione di *carbon neutral fuels* in prospettiva 2050 per la decarbonizzazione totale dei trasporti.

In presenza di un quadro normativo abilitante, entro il 2050, ogni litro di carburante liquido biogenico e sintetico sarà "*climate neutral*", permettendo la decarbonizzazione del trasporto aereo, marittimo e su strada.

Già in questo periodo le raffinerie stanno impiegando nuove materie prime (bio, rifiuti, CO₂) che affiancheranno sempre più il petrolio fino a sostituirlo completamente in un'ottica di totale decarbonizzazione della filiera, nel breve termine con quote crescenti di biofuels tradizionali ed avanzati, integrate nel lungo termine con gli *e-fuels*.

L'attuazione dello scenario low carbon fuels dipende dalla revisione delle normative comunitarie nel rispetto della neutralità tecnologica. I Regolamenti sui limiti alle emissioni dei veicoli *light duty* ed *heavy duty* sono quelli da revisionare prioritariamente.

Questo Regolamento è attualmente caratterizzato da un approccio Tank-to-Wheel senza alcuna considerazione della CO₂ emessa a monte. Questo approccio Ttw tradisce la neutralità tecnologica, evitando, ad esempio, di conteggiare la CO₂ emessa nella produzione dell'energia elettrica che alimenta le auto elettriche. Non garantisce quindi la decarbonizzazione del trasporto ed obbliga l'industria dell'auto ad orientarsi unicamente verso la tecnologia delle Bev assegnandovi empiricamente emissioni zero. Anche i motori alimentati con i combustibili liquidi decarbonizzati sono veicoli a zero emissioni abbattendo del 100% la CO₂, ma questi effetti positivi non vengono

valorizzati con l'attuale Regolamento CO₂. È indispensabile quindi modificarlo con una normativa che consideri le emissioni climalteranti rilasciate lungo tutta la filiera dei combustibili e definendo *Zero Emission Vehicle* solo quelli ad emissioni zero valutate con un approccio *Well-to-Wheel*.

Per assicurare lo sviluppo dei *low carbon fuels* è necessario, inoltre, che questi prodotti vengano ricompresi nelle tecnologie strategiche per il raggiungimento del *Net Zero Emission* al 2050, garantendo la semplificazione delle procedure autorizzative e l'accesso al credito senza i problemi che si stanno generando con l'attuale normativa sulla tassonomia.

Nell'ambito delle leggi e dei regolamenti necessari per dare attuazione al Pniec, vanno identificate le azioni e le politiche in grado di favorire lo sviluppo dei *low carbon fuels*, essenziali per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione dei trasporti al 2030.

L'utilizzo di *fuel* decarbonizzati agevolerà la decarbonizzazione del Paese e il raggiungimento degli obiettivi al 2050 anche grazie ad un impatto economico decisamente inferiore rispetto all'elettrico e alla completa accettabilità sociale di questa soluzione. La decarbonizzazione del trasporto su strada può essere infatti perseguita unicamente con un approccio integrato che includa tutte le tecnologie in grado di abbattere le emissioni di CO₂, valutandole sull'intero ciclo di vita. È pertanto fondamentale la revisione dei Regolamenti comunitari sui limiti CO₂ per auto e camion adottando un approccio *Well-to-Wheel* al posto dell'attuale *Tank-to-Wheel*. Tale modifica abiliterà lo scenario di sviluppo dei biocarburanti necessario per raggiungere sia il target del Pniec (30,7% di rinnovabili nel settore dei trasporti) che quello della Red III. Tali obiettivi richiederanno una fiscalità agevolata per promuovere i biocarburanti, in particolare quando utilizzati in purezza come l'Hvo e/o il Saf, essendo soluzioni già disponibili ed utilizzabili sull'intero parco circolante sia leggero che pesante sia marittimo che aereo. Occorrerà infine incrementare la già elevata produzione nazionale di biocarburanti attraverso l'agevolazione della conversione totale/parziale di raffinerie tradizionali in bioraffinerie e la diffusione degli impianti di *co-processing*.

Al riguardo il nuovo Pniec ribadisce la strategicità del settore della raffinazione nella consapevolezza che i prodotti petroliferi rappresentano ancora la fonte di energia che soddisfa oltre l'80% della domanda di energia del settore dei trasporti, con punte prossime al 100% nel trasporto pesante stradale, nel settore marittimo e nell'aviazione. Il mantenimento competitivo del settore della raffinazione nazionale è fondamentale per continuare ad assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico in questi settori ed è essenziale per contribuire alla transizione verso la *Net Zero Emission* grazie al suo alto grado di specializzazione, a processi produttivi all'avanguardia e al continuo e forte impegno in termini di ricerca e sviluppo, finalizzato alla trasformazione dei processi produttivi per la produzione di combustibili sempre più climaticamente neutrali.

I biogas ed in particolare il biometano e la sua versione liquefatta - Biolng sono in grado di fornire un importante contributo all'abbattimento dei gas serra sia come vettore energetico che nel trasporto leggero e pesante, sia passeggeri che merci. Sono biocarburanti 100% italiani sia nella fase agricola/gestione rifiuti che in quella industriale, in grado quindi di assicurare un importante contributo al sistema Paese al contrario di altri biocarburanti quasi tutti di importazione. Inoltre, contribuiranno concretamente alla revisione del Pniec agevolando l'inclusione dei nuovi e più ambiziosi limiti di riduzione della CO₂ adottati dall'Ue con il Pacchetto FF55 e più recentemente con il RepowerEU.

— Idrogeno

La strategia italiana si colloca all'interno di una strategia europea estremamente aggressiva, dove il RePowerEU ha fissato per il 2030 una produzione di 20 milioni di tonnellate di H₂ rinnovabile (verde), 10 di produzione interna e 10 di importazione. Nell'ambito di questa strategia si riconoscono ai singoli Paesi differenze nel concorrere a questo obiettivo comune. L'Italia si era data come obiettivo la produzione di 0,7 milioni di tonnellate verde o low-carbon e per questo il Pnrr aveva destinato quasi 4 miliardi di euro per applicazioni nell'industria *hard to abate*, nel trasporto pesante, nella creazione di H₂ valley e nelle attività R&D mirate allo sviluppo di tecnologie in grado di soddisfare sostenibilità economica ed ambientale. Il nuovo Pniec ha ridotto questo obiettivo a 0,25 milioni di tonnellate, con almeno 80% prodotto in Italia attraverso 3 GW di elettrolizzatori con una quota da Fer rispetto al totale di H₂ usato nell'industria pari al 42% nel 2030.

Per rendere questi obiettivi raggiungibili senza porre l'economia in tensione, riteniamo sia indispensabile una politica fiscale e/o di incentivi e prendere in considerazione l'apporto di idrogeno blu, verso il quale sembrano orientarsi Olanda e Uk, perlomeno in una fase di transizione.

Nel contesto italiano l'obiettivo della Clean Hydrogen Mission di ridurre i costi dell'H₂ verde a 2 euro al kg sembra decisamente ottimistico. Anche ipotizzando sistemi misti FV+ eolico difficilmente il costo potrà scendere sotto da 6-10 euro al kg di H₂ verde che rende l'implementazione nei settori hard-to-abate praticamente improponibile per evitare il collasso degli stessi. Nel trasporto pesante al problema costo si deve aggiungere la necessità di infrastrutture e la disponibilità di una gamma di mezzi pesanti e treni.

L'utilizzo nello stoccaggio a lungo termine, stagionale, anche attraverso la conversione dell'idrogeno in metano o metanolo, riducendo la variabilità delle rinnovabili, si porrà dopo il 2030.

La possibilità di importare H₂ via idrogenodotti o via NH₃ non è praticabile a breve per mancanze delle relative strutture. L'utilizzo di idrogeno blu, quello prodotto dalla gassificazione dei rifiuti o dal cracking del metano, turchese, potrebbe aiutare l'avvio della riconversione industriale in quanto il costo di produzione oscilla dai 3 a 4 euro per kg.

L'utilizzo dell'idrogeno al di fuori dei contesti convenzionali richiede comunque un pesante adeguamento delle infrastrutture con costi alti e tempi lunghi di realizzazione, legati anche alla fase di "permitting" che si traducono in un differenziale di maggiori costi sia in Capex che in Opex dell'ordine del 50% rispetto ai Paesi di Nord Europa.

L'accettabilità sociale delle misure proposte nel Pniec è fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi ambientali. Da questo punto di vista l'utilizzo dell'H₂ in ambito industriale e domestico come sorgente di energia a bassissimo impatto ambientale non presenta problemi particolari di accettabilità sociale. Lo sviluppo delle Hydrogen Valleys italiane, ecosistemi che includono sia la produzione che il consumo di idrogeno, con l'approvazione di 54 progetti presentati da 19 Regioni e da 2 Province autonome per un investimento pari a circa 724 milioni di euro può essere visto come esempio di accettabilità sociale a questa transizione.

Per contro il suo costo elevato si tradurrà in un costo più elevato di una serie di prodotti, quali acciaio, cemento, carburanti che saranno più difficilmente accettabili dai consumatori.

Le tecnologie per la produzione dell'idrogeno, sia quello verde che quello blu sono ampiamente consolidate, anche se la produzione di H₂ verde rappresenta una percentuale modesta del totale. La conversione dei rifiuti a H₂ rappresenta oggi una alternativa valida per ridurre i costi di

produzione, mentre la tecnologia del cracking del metano, H₂ turchese, lo potrebbe diventare nel giro di 5 anni.

Fattore critico per la diffusione dell'economia all'H₂ è il trasporto, l'utilizzo di carri bombolai, estremamente costoso, va superato creando una infrastruttura (*pipeline*) o una produzione distribuita. Per avere un impatto sulle emissioni di CO₂, la produzione di H₂ verde deve essere non solo rinnovabile ma anche addizionale in relazione agli obiettivi di generazione elettrica da fonte rinnovabile. Ciò significa che per far fronte a questa domanda aggiuntiva gli investimenti e l'adeguamento dell'infrastruttura energetica dovrà essere ulteriormente accelerato. Installare infatti 3 GW di elettrolizzatori vuol dire aggiungere una capacità di rinnovabili di non meno di 12 GW, 2 GW aggiuntivi per ogni anno da qui al 2030. Questo scenario ci sembra improbabile ma non impossibile considerando che nel 2022 sono stati installati 3,2 GW di rinnovabili. Il mancato aumento della capacità di rinnovabili renderebbe vano l'utilizzo di elettrolizzatori che collegati alla rete nazionale darebbero luogo ad un aumento netto delle emissioni di CO₂. Dal punto di vista dell'impatto ambientale il ricorso alla produzione di H₂ blu' e alla conversione della frazione non riciclabile dei rifiuti urbani, delle plastiche e di altri rifiuti industriali consentirebbe di traguardare gli stessi target ambientali fissati nel nuovo Pniec.

L'idrogeno gioca oggi un ruolo marginale nella filiera energetica e questo a causa di elevati costi in termini di competitività, della scala di produzione, delle esigenze infrastrutturali e della sicurezza percepita.

I requisiti imposti dall'Unione europea per poter considerare l'idrogeno totalmente rinnovabile sono estremamente stringenti e rischiano di bloccare qualsiasi iniziativa di sviluppo dell'idrogeno verde nell'ambito del Pniec. Il Regolamento Delegato Ue 2023/1184 del 10 febbraio 2023 stabilisce che per poter essere considerata rinnovabile l'energia elettrica che alimenta l'elettrolizzatore deve:

- Essere prelevata da uno o più impianti Res direttamente connessi all'elettrolizzatore, rispettando il principio di addizionalità
- Essere prelevata dalla rete, garantendo contestualmente il rispetto dei principi di addizionalità, correlazione temporale e correlazione geografica

Sono requisiti troppo rigidi in relazione agli obiettivi del Pniec che pertanto dovrebbe abilitare l'uso non solo dell'idrogeno verde ma anche di quello low carbon per accelerare l'impiego di idrogeno nei trasporti e nei settori industriali *hard to abate*. Nel medio lungo periodo, quando la disponibilità di energia elettrica rinnovabile sarà molto più ampia, gli attuali requisiti comunitari potranno essere completamente rispettati ma bloccare sul nascere lo sviluppo di molteplici iniziative sull'idrogeno, impedirà ad una economia basata sull'idrogeno di potersi mai affermare sul mercato.

Relativamente alla competitività, ci dovrà essere una normativa per introdurre incentivi fiscali a sostegno della produzione e del consumo di idrogeno nei settori di interesse.

Sulla sicurezza, Iso ha pubblicato il Rapporto tecnico Unu Iso/TR 15916:2018 "Considerazioni di base per la sicurezza dei sistemi a idrogeno" (competenza di Iso/TC197/WG29 "Basic considerations for the safety of hydrogen systems"): attualmente è sottoposto a revisione per aggiornare ed ampliare i contenuti delle tabelle che si riferiscono agli effetti dell'impatto dell'idrogeno con i materiali e per inserire un capitolo riguardante l'idrogeno liquefatto.

L'idrogeno gioca oggi un ruolo marginale nella filiera energetica e questo a causa di elevati costi di produzione, delle esigenze infrastrutturali e della sicurezza percepita. I requisiti imposti

dall'Unione europea per poter considerare l'idrogeno totalmente rinnovabile sono estremamente stringenti e rischiano di bloccare qualsiasi iniziativa di sviluppo dell'idrogeno verde nell'ambito del Pniec (rispetto dei principi di addizionalità, correlazione temporale e correlazione geografica).

Per poter affermare sul mercato una economia basata sull'idrogeno è necessaria nel breve periodo una normativa per introdurre incentivi fiscali a sostegno della produzione e del consumo di idrogeno nei settori di interesse e allo stesso tempo abilitare l'uso non solo dell'idrogeno verde ma anche di quello *low carbon*, per esempio a partire dai rifiuti urbani ed industriali. Nell'ambito di questa normativa è importante aggiornare/finalizzare rapidamente una serie di regolamenti tecnici relativi al trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno.

I Conclusioni

Oggi, occuparsi di politica industriale implica occuparsi anche di ambiente. Le trasformazioni profonde innescate dalla transizione energetica stanno rivoluzionando il modo di fare industria e le dinamiche competitive. Per questo, nell'ambito delle varie attività condotte dalla **“Commissione energia e sistema elettrico”** e dalla **“Commissione energia Oil and Gas”** di Federmanager abbiamo scelto di partecipare ai lavori parlamentari propedeutici all'aggiornamento del **Pniec, il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima**. Un Piano strategico, a cui abbiamo voluto fornire un apporto in termini di indicazioni di sistema e di visione manageriale.

Continueremo a lavorare con le istituzioni, consapevoli che l'Europa si sta muovendo fortemente sulla **transizione verso le rinnovabili**, indicando date ed obiettivi per la sostituzione delle fonti fossili. L'obiettivo condiviso deve essere comunque quello di cercare di perseguire una **Just transition**, vale a dire una **transizione energetica equa e sostenibile**. La transizione verso le rinnovabili non deve infatti generare nuove forme di povertà e altre **disuguaglianze**. Si deve intervenire affinché la decarbonizzazione costituisca un progresso per tutti.

La struttura del sistema elettrico italiano è molto diversificata sotto il profilo degli impianti produttivi, con quelli centralizzati di grandi dimensioni che producono energia dalle fonti più diverse, impianti periferici e altri medio/piccoli diffusi sul territorio, alcuni a uso industriale, alcuni a uso privato. Infine, reti e infrastrutture che collegano la fase di produzione con quella del consumo, con sistemi che possono essere “intelligenti”, come nel caso delle *smart grid*, o in via di digitalizzazione (smart meter, ad esempio).

In questa dinamica del settore, vale la pena di citare le **Cer**, le Comunità energetiche rinnovabili, recentemente rilanciate dall'uscita del decreto attuativo in Italia, che stanno diventando un fenomeno di interesse mediatico, anche se la loro sostenibilità economica è ancora in discussione. Nelle intenzioni dell'Europa queste devono portare la produzione dell'energia verso le periferie e l'autoconsumo.

I consumatori finali, dal canto loro, sono spinti al **passaggio verso consumi elettrici** (riscaldamento a pompa di calore, mobilità elettrica, per citare due esempi), superando man mano il gas come fonte di **riscaldamento** primaria.

Ciò comporterà non solo una gestione totalmente diversa della **rete**, progettata in passato su altre premesse, ma anche a una diversa **consapevolezza** da parte della popolazione.

Come già segnalato, a fronte quindi di un auspicato importante sviluppo delle Fer nel prossimo futuro, occorrerà certamente poter puntare su una rete elettrica affidabile e capace di accogliere questa nuova produzione. Diversi sono gli adeguamenti richiesti alla rete elettrica per fronteggiare e gestire i cambi dei centri di produzione e consumo; non solo un cambio di impostazione ma

anche la capacità di accogliere una maggior produzione distribuita ed intermittente a cui occorrerà rispondere anche con soluzioni di stoccaggio e accumulo di energia.

La rete elettrica si configura infatti oggi come la base della transizione energetica e della evoluzione delle rinnovabili sia per il passaggio strutturale verso impianti distribuiti, anziché centralizzati, che per il coinvolgimento e la consapevolezza dei consumatori finali (aziende e privati) nel ruolo di *prosumer*.

L'evoluzione del sistema elettrico e il forte ruolo della distribuzione dovranno però essere sostenuti nella Ue con forti investimenti che in Italia, nei prossimi 10 anni, vedono una previsione di spesa per circa diversi miliardi di euro.

D'altra parte, tali investimenti creeranno una serie importante di opportunità con un impatto forte sul Pil italiano, la creazione di molti posti di lavoro e di maggior reddito per le famiglie. Occorre quindi che gli sforzi di tutti gli attori di questa evoluzione strategica per il Paese siano anche affiancati e supportati da un sistema di leggi e norme che non sia di freno agli investimenti di cui l'evoluzione della rete necessita.

La valutazione positiva su cui dobbiamo costruire lo sviluppo della rete futura è però che, nel confronto con gli altri Paesi della Ue, la rete di distribuzione italiana è tra le più virtuose d'Europa e presenta alti tassi di innovazione, efficienza e sviluppo infrastrutturale. E questo deriva anche da un sistema normativo-regolatorio evoluto che ha creato le condizioni attuali, importanti come base per la futura evoluzione.

Le trasformazioni dipenderanno, come velocità, in parte dagli obblighi imposti a livello comunitario, in parte dalla sostenibilità economica e tecnologica delle scelte proposte alla popolazione. E solo se tutti si muoveranno verso lo stesso obiettivo, si potrà realizzare nel concreto una transizione energetica robusta.

Al di là di mode e obblighi imposti dall'esterno, la strada verso la sostenibilità e la transizione energetica è senza ritorno, e comporta **benefici** indiscutibili, per noi, per il Paese e per il futuro dei nostri figli. Ciò implica però certezza dimostrabile degli **investimenti** e dei relativi ritorni economici. Senza certezze di investimento, senza un'economia di scala che tenda ad ottimizzare i costi e senza una opinione pubblica allineata su obiettivi condivisi, la transizione sarà lenta e complicata, con evidenti rischi di **competizione** rispetto a Paesi più agili e veloci del nostro.

Nell'ambito della **revisione del Pniec**, sussistono alcune **posizioni e azioni** che ci sentiamo di suggerire e che abbiamo portato all'attenzione dei decisori.

Innanzitutto, una **riassegnazione delle concessioni dei grandi impianti idroelettrici**, attraverso una negoziazione su investimenti, canoni e iniziative a favore dei territori. La durata dei titoli concessionari va infatti adeguata alla media europea, che si aggira sui 60-90 anni. In Italia si arriva a 30 anni, ma in alcune regioni si scende anche a 15. In tal modo si guarderebbe allo sviluppo di una strategia pluriennale, mantenendo nel Paese il controllo degli impianti.

La seconda azione riguarda la **semplificazione del *permitting***, con l'obiettivo di accelerare la creazione di nuovi impianti di energia rinnovabile, dato l'importante ruolo assegnato alle **energie da fonti rinnovabili-Fer** nel processo di **decarbonizzazione** e nel raggiungimento degli obiettivi al 2030. Ad esempio, razionalizzando la disciplina sulle autorizzazioni attraverso la creazione di un "Testo unico" sul *permitting* di progetti Fer. Inoltre, **sburocratizzando** a livello territoriale per mantenere entro limiti temporali precisi la concessione dei permessi (attualmente la durata media per le autorizzazioni è 5 anni per gli impianti eolici ed oltre 1 anno per i fotovoltaici).

Quindi, occorrerebbe introdurre l'obbligo per le **nuove costruzioni di prevedere l'autoproduzione** e incentivi per sviluppare **mobilità elettrica pubblica e privata**.

Quanto al nucleare, intendiamo dare uno specifico contributo allo sviluppo del **Piano strategico nazionale del nucleare**, partecipando al Tavolo lanciato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica.

Infine, altri due punti importanti che rispondono agli obiettivi di sicurezza energetica e integrazione delle infrastrutture.

Il riconoscimento del **ruolo strutturale del capacity market** per la **sicurezza energetica** del Paese implica che si prosegua con lo strumento delle aste del *capacity market* per garantire una maggiore stabilità e adeguatezza del sistema, prevedendo inoltre adeguati livelli di remunerazione.

Poi, le **infrastrutture intelligenti** (*micro/smart grid*) e i progetti integrati (*Battery energy storage systems – Bess*), che svolgeranno sempre più un ruolo cruciale nel catalizzare, se non anticipare, la transizione energetica favorendo da un lato la crescente generazione da fonti rinnovabili e dall'altro l'elettrificazione degli usi finali dell'energia.

D'altra parte, la transizione energetica, come detto in premessa per essere veramente “Just” non potrà non essere neutra tecnologicamente; quindi, non potrà prescindere anche dallo sviluppo di fonti rinnovabili a minore impatto di carbonio, investimenti nel settore dei biocarburanti, delle bioenergie e dell'idrogeno saranno quindi priorità nell'agenda italiana ed europea, beninteso insieme agli incentivi per sviluppare a 360° la mobilità elettrica.

Questi vettori energetici integreranno quelli rinnovabili cogliendo e difendendo in particolare gli aspetti politico/sociali delle filiere nazionali ed europee sia energetiche, che quelle legate all'automotive, al recupero e riciclo-*waste*.

In particolare, i biocarburanti e gli *e-fuels* potranno supportare la mobilità leggera ed essere di complemento a quella elettrica, ma saranno fondamentali ed indispensabili allo stato attuale per quella pesante, navale ed aerea.

Inoltre, i biogas ed in particolare il biometano, saranno in grado di fornire un importante contributo insieme al Lng all'abbattimento dei gas serra sia come vettore energetico sia per il trasporto.

L'utilizzo di fuel decarbonizzati agevolerà la decarbonizzazione del Paese e il raggiungimento degli obiettivi al 2050. In particolare per la decarbonizzazione del settore dei trasporti e rendere realmente economicamente e socialmente sostenibile la transizione cui tende in Pniec 2024, occorrerebbe implementare le seguenti misure abilitanti:

- mantenere un approccio pragmatico e neutrale sulle diverse tecnologie che concorreranno alla decarbonizzazione del settore dei trasporti;
- revisionare la disciplina comunitaria, unidirezionale e disabilitante per quanto riguarda il calcolo delle emissioni dei veicoli leggeri e pesanti, al fine di privilegiare e adottare il sistema di calcolo legato al ciclo di vita delle emissioni invece di quello “Tank-to-Wheel”;
- favorire gli investimenti per la riconversione parziale o totale delle raffinerie per la produzione di *carbon neutral fuels*;

- sostenere il settore rispetto alla concorrenza asimmetrica dei Paesi extra-Ue, salvaguardando la competitività del tessuto industriale nazionale e la sicurezza energetica;
- promuovere l'utilizzo dei *carbon neutral fuels* nel trasporto pubblico;
- incentivare l'utilizzo dei *carbon neutral fuels* nella mobilità privata, prevedendo una apposita fiscalità legata all'impronta carbonica dei *fuels*.

Poiché i combustibili liquidi fossili e rinnovabili soddisfano complessivamente oltre il 95% della domanda di energia nel settore dei trasporti, in tal modo si fornirà anche un deciso miglioramento alla sicurezza energetica, elemento di estrema rilevanza specialmente alla luce dell'esperienza maturata dall'instabilità degli ultimi anni.

Attualmente l'idrogeno sta progressivamente guadagnando spazio all'interno del panorama energetico nazionale, la crescita però è ostacolata dagli elevati costi di produzione, in particolare per quella green, delle esigenze infrastrutturali e della sicurezza percepita.

Pertanto, sono necessarie politiche di incentivi per portare avanti lo sviluppo del settore energetico a basso impatto di carbonio, soprattutto sarà necessario sviluppare e diversificare le varie fonti produttive passando per tutti i possibili scenari produttivi e massimizzando al contempo sia gli aspetti di circolarità e sostenibilità sia quella relativi ai costi.

Dal punto di vista strategico, infine, riteniamo necessario il consolidamento di una **classe di manager** - attraverso attività di **formazione specifica e certificazione** - che supporti lo sforzo della transizione energetica in ambienti tra loro diversi e non abituati, oggi, a lavorare in modo integrato. E ciò vale per la Pubblica amministrazione, che su smart city e digitalizzazione si muove spesso in modo disordinato e senza un supporto manageriale adeguato. Ma vale anche per le **Pmi**, tessuto industriale fondamentale del Paese, spesso poco managerializzate e in difficoltà nel percorso verso la sostenibilità.

Per questo stiamo elaborando un progetto per la creazione e certificazione degli **Energy transition manager - Etm**, con profilazione delle **competenze** e introduzione della figura dell'Etm tra i profili gestiti in ambito Federmanager-BeManager.

È infatti necessario creare gestori in grado di supportare tutti i protagonisti del cambiamento che ci attende, con le opportune competenze sia di tipo tecnologico sia strategico. Queste figure devono essere a un livello alto e devono essere spese nei **punti nevralgici del sistema decisionale**. E solo un sistema manageriale è in grado di farle crescere, certificarle e contribuire al loro inserimento dove serve.

Credits

Il presente rapporto è frutto della collaborazione tra Federmanager e l'Associazione italiana economisti dell'energia (Aiee) che ha realizzato l'analisi.

Federmanager

Via Ravenna 14 - 00161 Roma
Tel. +39 06 440701
federmanager@federmanager.it

Associazione Italiana Economisti dell'Energia | Aiee

Viale Regina Margherita 278 - 00197 Roma
Tel. +39 06 3227367 | assaiee@aiee.it

Hanno collaborato:

Valter Quercioli

Presidente

Mario Cardoni

Direttore generale

Alberto Zanobini

Coordinatore Commissione Sistema elettrico Federmanager

Antonio Amato

Coordinatore Commissione Oil & Gas Federmanager

Dina Galano

Responsabile Relazioni istituzionali e Comunicazione

Paolo Cucinotta

Responsabile Relazioni industriali

Assunta Passarelli

Relazioni stampa

Hanno collaborato:

Carlo Di Primio

Consigliere Aiee (coordinatore dello studio)

Emanuele Piccinno

Energy Consultant - Aiee

Gianluca Carrino

Aiee Senior Analyst

Si ringraziano per la collaborazione e il supporto le componenti e i componenti delle Commissioni Sistema elettrico e Oil & Gas di Federmanager.

Riflessioni sul
**Piano Nazionale Integrato
Energia Clima 2024**
