

RISERVATA FINO AL 28 FEB



IL GOVERNO DEL SISTEMA, LA CHIAVE PER LA TRANSIZIONE

Una strategia coordinata per rinnovabili, storage e reti per la decarbonizzazione in Italia

**RISERVATA FINO AL
28 FEBBRAIO 2024**

Executive Summary

26 febbraio 2024



Disclaimer

Lo scopo di questo documento è sintetizzare i principali risultati dello studio «Il governo del sistema, la chiave per la transizione» realizzato per conto di Italian Exhibition Group (il Committente o in breve IEG) per KEY 2024.

Lo studio analizza l'evoluzione del sistema elettrico italiano in vista degli obiettivi di decarbonizzazione di medio e lungo termine, al fine di disegnare una strategia coordinata per rinnovabili, storage e reti in Italia che metta al centro il governo del sistema come chiave per la transizione.

Questa nota è una sintesi dello studio, redatta allo scopo di illustrarne i principali elementi ed evidenze senza pretesa di esaustività. Per ulteriori approfondimenti si rinvia al rapporto completo.

Il documento è stato redatto da Althesys per il Committente ed è vietata la sua riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma o mezzo e di qualsiasi parte senza l'espressa autorizzazione di Althesys.

Il presente documento non intende in alcun modo costituire un parere, un suggerimento d'investimento o un giudizio su fatti, persone o società citati. Gli autori non si assumono alcuna responsabilità per un eventuale uso improprio delle informazioni fornite e del contenuto del presente documento.

Milano, 26 febbraio 2024

Introduzione

1. Il quadro attuale del sistema elettrico italiano

- 1.1 La struttura e l'evoluzione recente
- 1.2 Le politiche per la decarbonizzazione
- 1.3 L'adeguatezza del sistema
- 1.4 Le prospettive a breve-medio termine

2. Lo sviluppo delle rinnovabili e le criticità

- 2.1 Gli obiettivi al 2030
- 2.2 I fattori abilitanti lo sviluppo delle rinnovabili
- 2.3 I principali ostacoli allo sviluppo in Italia

3. L'evoluzione delle infrastrutture elettriche

- 3.1 Il quadro d'insieme
- 3.2 Le reti di trasmissione e distribuzione
- 3.3 Gli accumuli e la flessibilità

4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili

- 4.1 Politica energetica nazionale e governo del sistema
- 4.2 Gli extracosti del mancato governo
- 4.3 I benefici e gli impatti
- 4.4 Gli elementi chiave per lo sviluppo

INTRODUZIONE

L'obiettivo dello studio è disegnare una strategia coordinata per rinnovabili, storage e reti per la decarbonizzazione in Italia che metta al centro il governo del sistema come chiave per la transizione.

Il lavoro analizza il panorama attuale del **sistema elettrico italiano**, focalizzandosi su diverse dimensioni cruciali per la transizione energetica. Suddiviso in quattro sezioni interconnesse, lo studio esamina la struttura e l'evoluzione recente del sistema, le politiche per la decarbonizzazione, l'adeguatezza complessiva e le prospettive a breve-medio termine. Successivamente, si concentra sullo sviluppo delle energie rinnovabili in Italia, esaminando gli **obiettivi al 2030 e al 2050** secondo diversi scenari, i fattori chiave che ne abilitano lo sviluppo, le procedure autorizzative e i meccanismi di sostegno.

La terza sezione affronta l'evoluzione delle **infrastrutture**, includendo la rete nazionale di trasmissione, le reti di distribuzione, i sistemi di accumulo e la mobilità elettrica. Infine, la quarta sezione delinea un sistema di governo per favorire la crescita delle rinnovabili, esplorando gli orientamenti della politica energetica nazionale, gli elementi chiave per il loro sviluppo e le misure di sostegno.

I risultati del lavoro evidenziano la necessità di un **sistema di governo unitario in Italia**, coordinando i fattori cruciali della transizione energetica nel tempo e nello spazio. Alcuni dei temi centrali includono la prossimità degli impianti di generazione alle aree di consumo, la semplificazione delle procedure autorizzative, i meccanismi di sostegno come le aste e i Power Purchase Agreement (PPA), nonché la sincronizzazione tra lo sviluppo delle reti, degli accumuli e la costruzione di impianti rinnovabili.

Sono, infatti, significativi gli **extracosti derivanti dal mancato coordinamento** tra istituzioni e operatori. La loro valutazione contribuisce a evidenziare l'importanza della governance nel garantire una transizione energetica efficiente e senza ostacoli, assicurando un allineamento tra gli attori chiave del settore. I costi del mancato governo forniscono una visione completa dei rischi associati e sottolineano l'urgenza di una gestione coordinata per ottimizzare gli sforzi e raggiungere gli obiettivi di una società a emissioni zero.

1. Il quadro attuale del sistema elettrico italiano

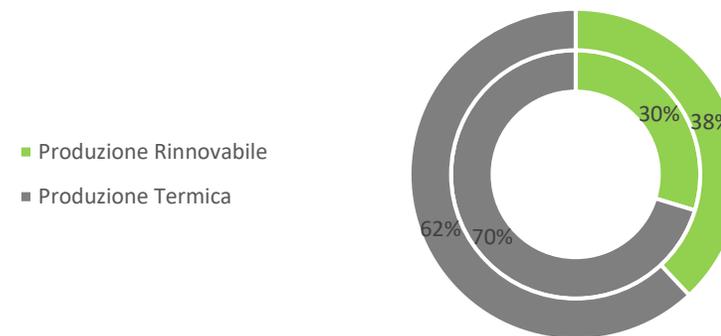
1.1 La struttura e l'evoluzione recente

La generazione elettrica in Italia, come è noto, tuttora proviene per la maggior parte da fonti fossili, in particolare gas naturale che anche nel futuro continuerà a svolgere un ruolo. La sua quota nell'energy mix, tuttavia, è destinata a calare con l'espansione delle rinnovabili. La generazione termoelettrica nel suo complesso, pur coprendo ancora circa il 62% della produzione nazionale, nel 2023 è scesa del 17,4% rispetto all'anno precedente. Di contro, la generazione rinnovabile ha guadagnato terreno, con un +20% anno su anno dovuta soprattutto al recupero di idroelettrico ed eolico.

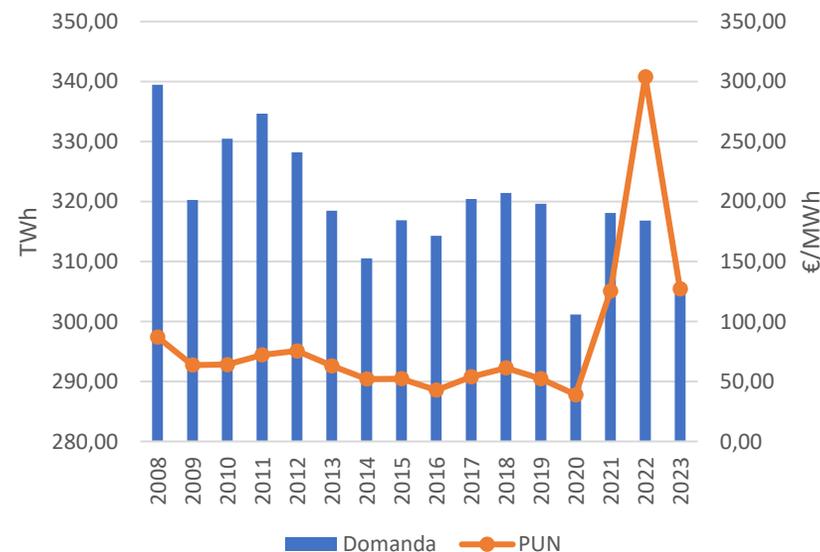
Lato domanda, i consumi di energia elettrica in Italia sono diminuiti ulteriormente del 2,9% nel 2023, dopo la discesa dello 0,8% nel 2022. Il calo della domanda è continuato nonostante il raffreddamento dei prezzi dell'energia all'ingrosso, complice un contesto di rallentamento dell'economia e la crescita del risparmio energetico.

L'andamento dei prezzi negli ultimi anni è stato fortemente influenzato dalla crisi energetica dovuta al difficile quadro geopolitico. Il PUN ha iniziato a salire a partire dalla seconda metà del 2021 e, sebbene nel 2023 sia sceso rispetto ai picchi straordinari del 2022, rimane ben al di sopra dei valori pre-crisi. Il PUN medio nel 2023 è stato di 127,24 €/MWh, il 58,1% più basso del valore 2022 ma 42,63 €/MWh più elevato della media dell'ultimo decennio.

Confronto termico-rinnovabili (2023 vs 2022)



Evoluzione domanda elettrica e PUN



Fonte: Elaborazioni Althesys su dati Terna

1. Il quadro attuale del sistema elettrico italiano

1.2 Le politiche per la decarbonizzazione

In Europa

Riforma del market design elettrico UE (approvata a dicembre 2023).

La normativa introdurrà un regime di sostegno alla generazione elettrica di nuova realizzazione «low-carbon e non fossile» (quindi anche nucleare) i cui punti principali sono:

- Mantenimento dei **contratti per differenza** (CfD) a due vie come schema di sostegno obbligatorio per le nuove strutture di produzione di energia ma inclusione anche di “regimi equivalenti con gli stessi effetti”;
- Considerazione dei meccanismi di **capacity market come elementi strutturali**, prevedendo deroghe temporanee ai limiti di emissione per favorire la partecipazione anche di centrali con emissioni superiori ai limiti di 550 gr CO₂/kWh e 350 kg CO₂/anno per kW installato*;
- Creazione di un **mercato UE dei PPA**, per contribuire a ridurre la volatilità dei prezzi elettrici nel lungo termine ed a migliorare l'efficienza del mercato. Il futuro regolamento prevede che gli Stati membri creino dei “mercati dinamici” dei PPA e forniscano garanzie per renderli più accessibili pur salvaguardando la concorrenza;
- Possibilità per gli Stati membri di adottare **regimi di sostegno alla flessibilità non fossile** per promuovere l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili intermittenti nel sistema energetico. Tra le risorse individuate, figurano la gestione della domanda e gli accumuli.

In Italia

Il governo ha diversi provvedimenti in discussione:

- **Decreto FER X** (mercato dell'energia dei prossimi 25 anni) anche se, al momento, non risultano significativi passi avanti in questa direzione;
- **Aste capacity market** Terna per il 2025 e successivi anni;
- **MACSE** (aste Terna per accumuli) e **Mercato del time-shifting** del GME.

La concentrazione temporale di queste decisioni potrebbe favorire il necessario coordinamento tra i diversi provvedimenti e tra i soggetti coinvolti (Terna, distributori, ecc). Sembra prevalere una prospettiva di lungo termine ma la convivenza di mercati forward con gli esistenti mercati a pronti crea non poche difficoltà in questa fase di transizione.

Ulteriori misure che potranno avere un impatto sullo sviluppo del settore:

- l'avvio delle **comunità energetiche**, con 7 GW complessivi di nuove rinnovabili distribuite e 5,7 mld € di investimenti;
- la conversione in legge del cosiddetto **D.L. «Energia»**, contenente una serie di misure che dovrebbero impattare anche sulle rinnovabili;
- una ulteriore bozza a gennaio 2024 del futuro **DM FER2**, cruciale per lo sviluppo dell'eolico offshore, delle bioenergie e del geotermoelettrico;
- l'attuazione delle disposizioni sull'individuazione delle **aree idonee** da parte delle regioni. (Questo decreto è, al momento, mancante).

* Tali deroghe saranno concesse solo ad impianti che rispettino severe condizioni approvate dalla Commissione e comunque avviati prima del 4 luglio 2019

1. Il quadro attuale del sistema elettrico italiano

1.3 L'adeguatezza del sistema

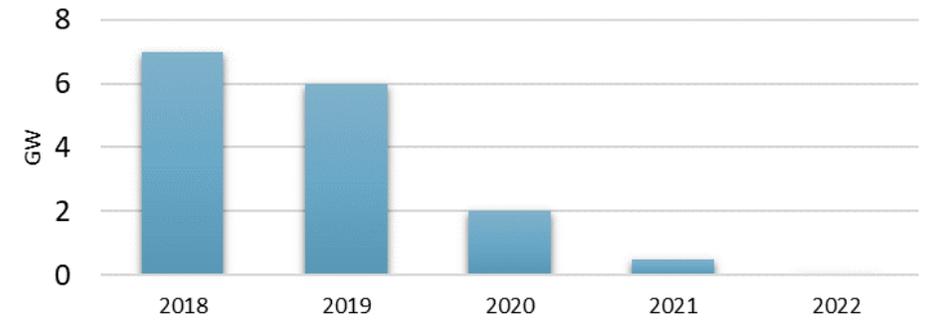
Medio termine (2028)

- Considerando le capacità contrattualizzate e lo sviluppo delle reti, il sistema elettrico italiano si prevede globalmente adeguato, ma persistono rischi legati a **condizioni climatiche estreme** (tipo estate 2022 con margine di riserva nullo):
 - picchi di domanda estiva
 - carenze idriche prolungate
 - limitazioni termiche.

Lungo termine (2033)

- Con l'aumento delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), degli accumuli e dello sviluppo della rete, il sistema elettrico italiano potrebbe ridurre il parco generativo a gas, oltre alle centrali a carbone già dismesse o in via di dismissione.
- La parte residua della generazione termoelettrica potrebbe non essere sostenibile economicamente attraverso i mercati spot, richiedendo alternative di supporto, con la prosecuzione del capacity market attraverso nuove aste.

Margine di riserva - Italia



Massima potenza installata per adeguatezza nel LT (GW)

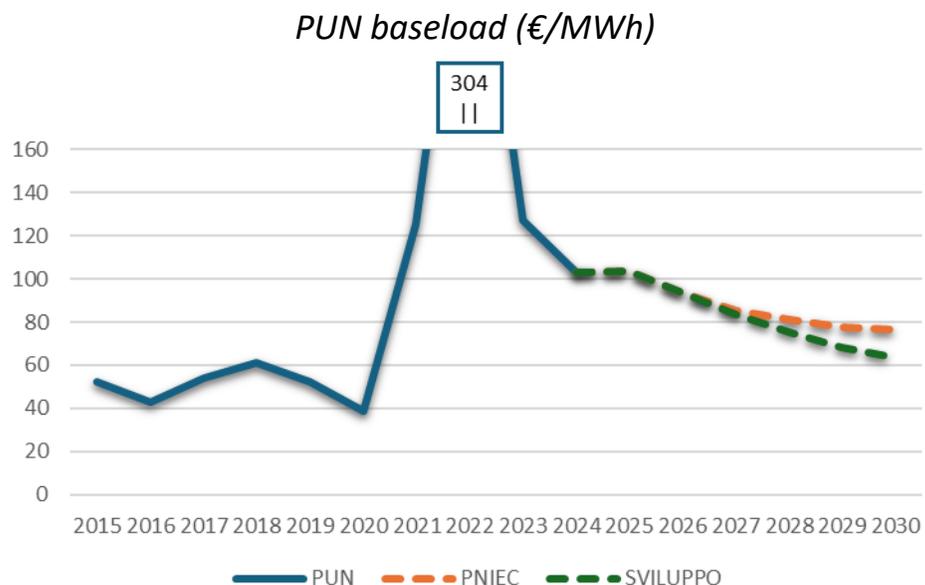


Fonte: Terna

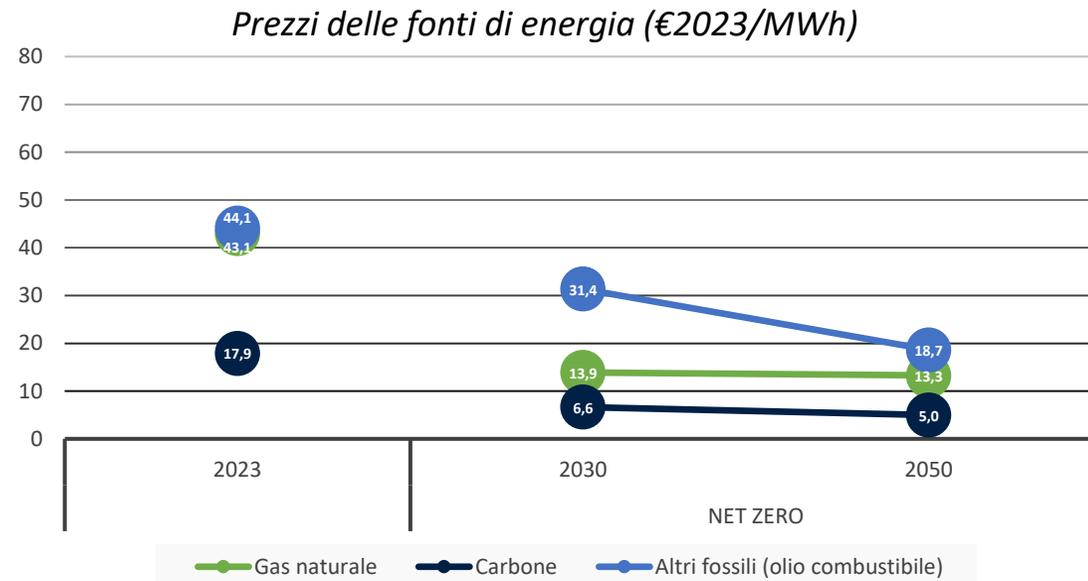
1. Il quadro attuale del sistema elettrico italiano

1.4 Le prospettive a breve-medio termine

La domanda elettrica globale dovrebbe tornare a crescere nel periodo 2024-2026, secondo le stime dell'IEA. Il peso delle rinnovabili è atteso salire ulteriormente: si prevede che, entro il 2030, le FER si avvicinino al 50% del mix elettrico globale dall'attuale 30%, mentre le fossili raggiungano il picco di domanda. Le emissioni di CO₂ dovute all'energia vedranno il loro massimo già entro il 2025. In Italia, le aspettative di crescita sono migliorate rispetto alle precedenti previsioni ed il traguardo del 50% del mix elettrico potrebbe già essere raggiunto nel 2024.



Fonte: NET Althesys



Fonte: Elaborazioni Althesys su fonti varie

Nel medio termine, i prezzi delle principali fonti di energia sono previsti al ribasso, in particolare il gas, mentre quelli della CO₂ al rialzo. Come conseguenza, anche il mercato elettrico osserva una tendenza ribassista nel lungo periodo.

Parallelamente, i costi delle rinnovabili sono in salita a causa dell'aumento dei prezzi dei materiali e del costo del capitale.

1. Il quadro attuale del sistema elettrico italiano

1.4 Le prospettive a breve-medio termine

I costi di investimento di eolico e fotovoltaico (Capex), dopo anni di costante discesa, a partire dal 2021 hanno visto una marcata inversione di tendenza, spinti dall'impennata dei costi dovuta alla crisi energetica e al difficile contesto geopolitico.

Sebbene i momenti più acuti della crisi paiano passati, i costi permangono elevati, sia a causa delle alte quotazioni dei materiali sia per le criticità nelle catene di approvvigionamento, in particolare per il settore eolico.

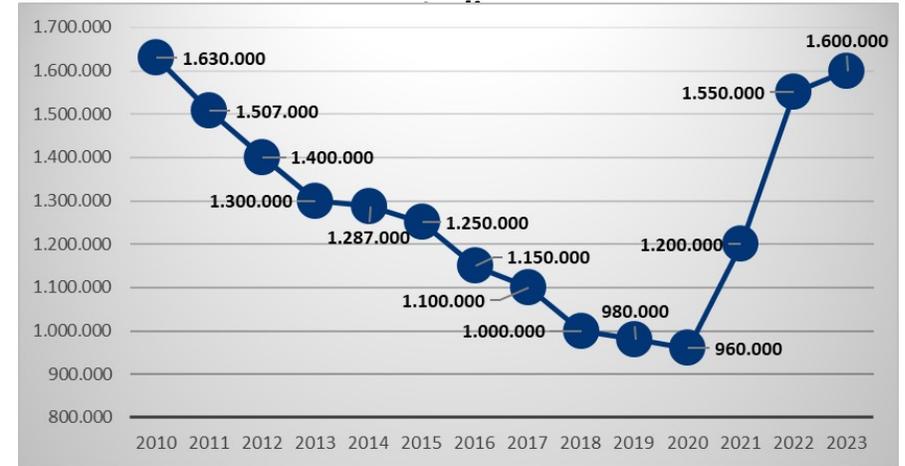
Per l'eolico, nel 2023 i Capex medi sono tornati ai valori di oltre un decennio addietro, mentre nel fotovoltaico si avvicinano a quelli di cinque anni prima.

Ugualmente costi dei materiali, componenti e manodopera hanno concorso a mantenere su livelli sostenuti i costi di O&M (Opex).

Non si prevedono riduzioni a breve e questo porta a valori di LCOE elevati che in tutta Europa si sono riflessi in valori di aggiudicazione delle aste per i CfD sensibilmente in crescita.

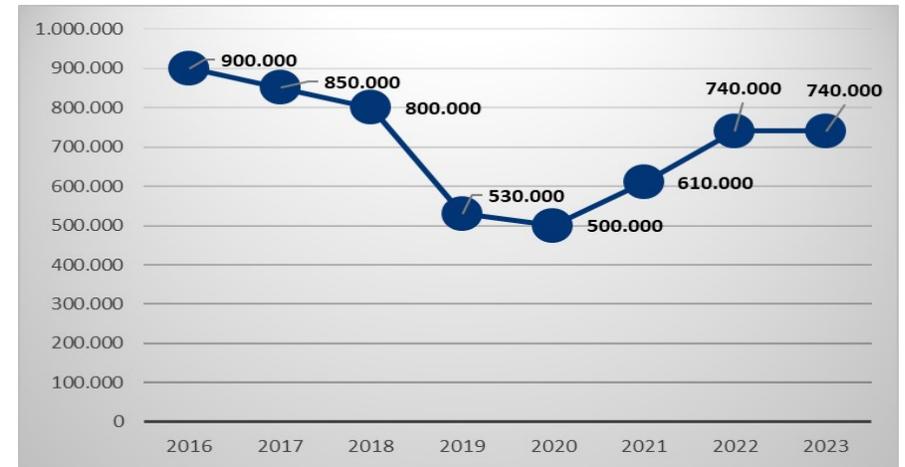
In Francia, ad esempio, la recente asta per l'eolico a terra ha visto un prezzo medio di aggiudicazione di 87,23 €/MWh per un contingente di 925 MW.

Capex medi eolico onshore



Fonte: Irex – Althesys, 2023 dati preliminari

Capex medi fotovoltaico utility scale a terra fisso Italia



Fonte: Irex – Althesys, 2023 dati preliminari

2. Lo sviluppo delle rinnovabili e le criticità

2.1 Gli obiettivi al 2030

L'ultimo aggiornamento del PNIEC, presentato a giugno 2023, prevede per il settore elettrico italiano una quota di rinnovabili sui consumi finali di energia del **65%** nel 2030. Ciò si traduce in una **potenza installata** di circa **131 GW** e una **produzione FER** attesa di circa **228 TWh**.

Il piano è stato però giudicato troppo conservativo sotto certi aspetti e alcuni hanno rilevato la necessità di miglioramenti. Elettricità Futura*, in particolare, ha proposto di alzare sia il target rinnovabili elettriche sia quello di riduzione delle emissioni di CO₂. Lo scenario «Sviluppo – Piano elettrico 2030» prevede:

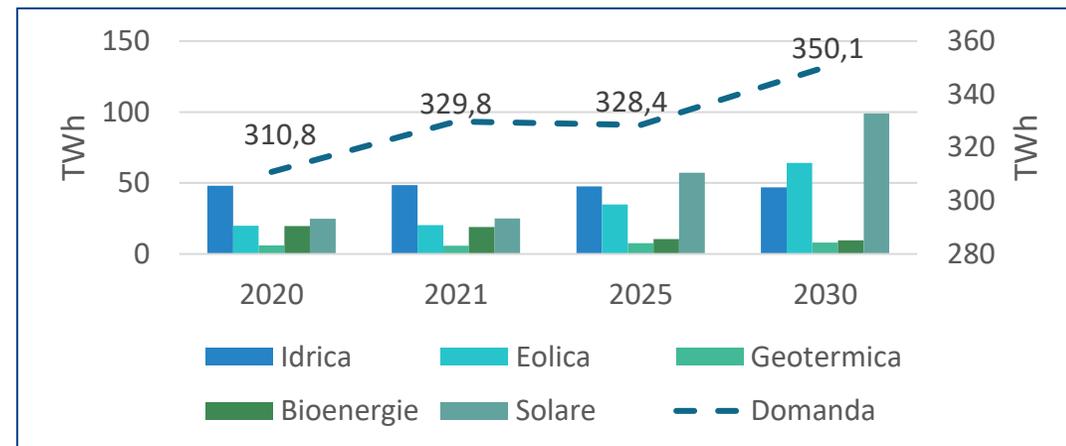
- 84% FER nel mix elettrico (produzione netta da FER/produzione netta totale);
- - 75% di emissioni CO₂;
- 143 GW totale potenza FER installata;
- Questo significa installare almeno 84 GW di nuova potenza rinnovabile nei prossimi 7 anni: 56 GW fotovoltaico, 26 GW eolico e 2 GW tra idroelettrico, bioenergie e geotermico. Si prevedono anche 80 GWh di accumuli utility scale.



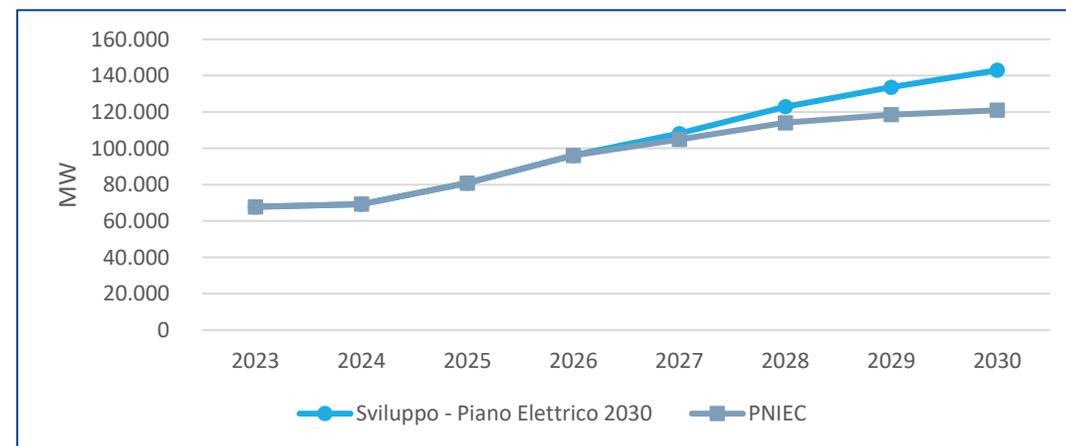
In questo scenario, la quota di rinnovabili sul consumo interno lordo di energia elettrica al 2030 sarebbe 73%, contro il 65% del PNIEC.

* Elettricità Futura, «Piano 2030 del settore elettrico», Roma, 2023.

Produzione e domanda attesa da PNIEC



Evoluzione potenza FER



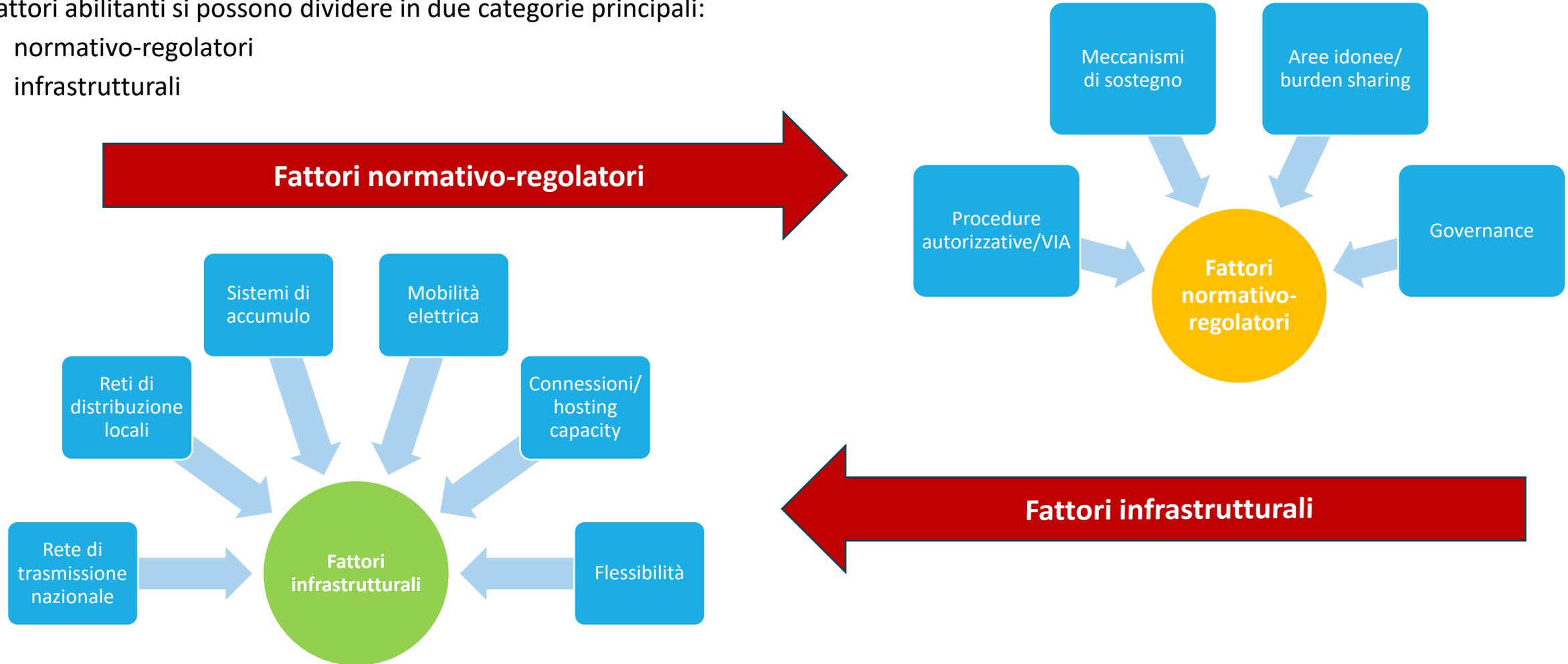
Fonte: elaborazioni Althesys su PNIEC e Piano 2030 Elettricità Futura

2. Lo sviluppo delle rinnovabili e le criticità

2.2 I fattori abilitanti lo sviluppo delle rinnovabili

I fattori abilitanti si possono dividere in due categorie principali:

- normativo-regolatori
- infrastrutturali



2. Lo sviluppo delle rinnovabili e le criticità

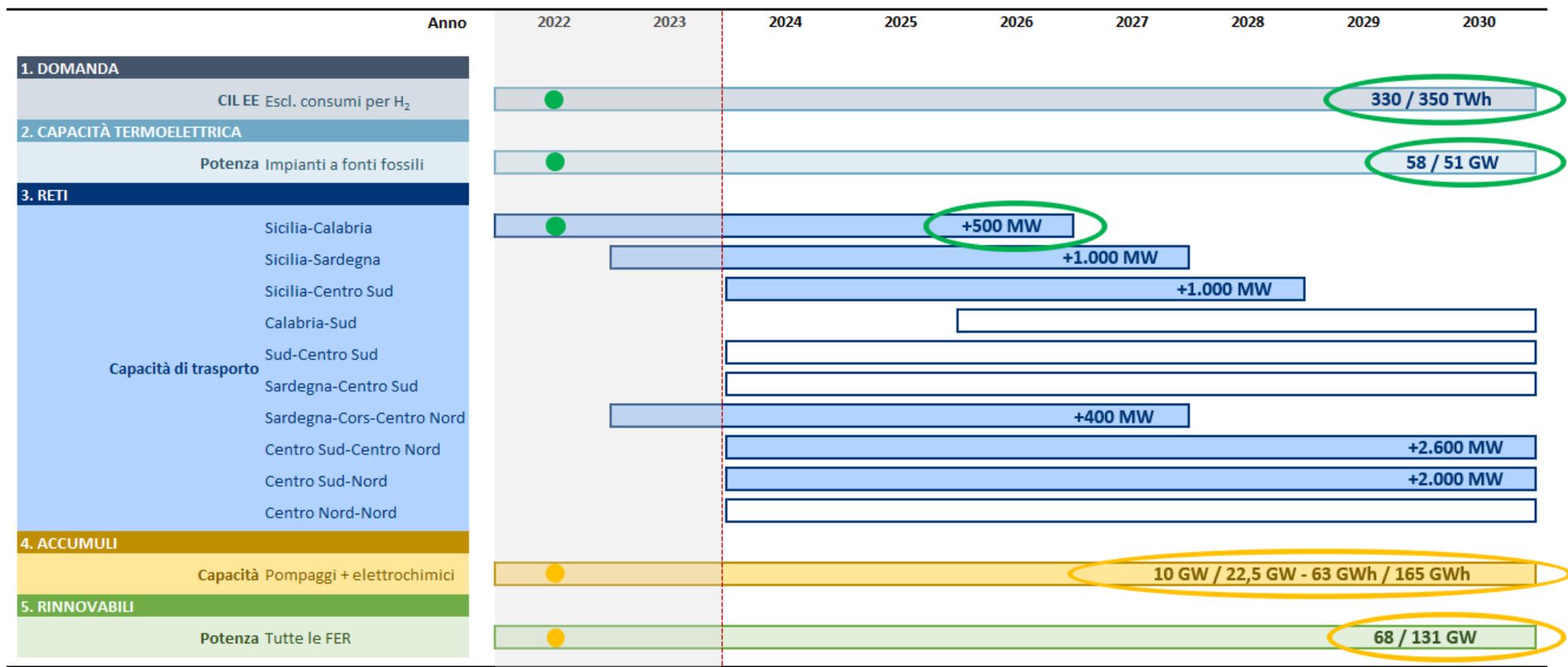
2.3 I principali ostacoli allo sviluppo in Italia

	Vendita energia mercato spot	Investimento in nuovo impianto FER	
		Aste DM FERX	PPA
Rischio	Alto (prezzi catturati)	Moderato	Medio (off-taker, prezzi catturati per eventuale energia non contrattualizzata)
Azione	Accoppiamento con accumulo	Mercato time-shifting	Nessuna
	Mercato time-shifting		Accoppiamento con accumulo
Competizione «per» il mercato	Bassa (saturazione virtuale reti)	Alta (previsti contingenti aste)	Ricerca off-taker (competizione su profili di consumo più compatibili)
	Alta	Bassa	Alta
Effetto	Riduzione dei ricavi da vendita energia	Bassi prezzi di esercizio	Bassi prezzi di esercizio
Criticità	Soggetta a effetto cannibalizzazione causa: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Impianti esistenti ▪ Impianti DM FERX ▪ Nuovi impianti a mercato 	Bassa redditività: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Rischio calo attrattività e rallentamento investimenti 	Soggetti a : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Concorrenza DM FERX ▪ Maggiori costi di transazione

← Economicamente efficiente!

3. L'evoluzione delle infrastrutture elettriche

3.1 Il quadro d'insieme



Rischio ritardo

- Basso
- Medio
- Alto

3. L'evoluzione delle infrastrutture elettriche

3.3 Gli accumuli e la flessibilità

La situazione attuale dei sistemi di accumulo (SdA) in Italia vede due tecnologie principali: gli storici impianti di pompaggio idroelettrico e i più recenti elettrochimici (BESS).

Gli impianti di **pompaggio idroelettrico** presenti in Italia sono 22 misti e 129 puri con una potenza massima di circa **7,6 GW** (dato in produzione, 6,5 GW in pompaggio) e una capacità di stoccaggio di 53 GWh, di cui l'84% riferita ai 6 impianti maggiori (4 al Nord e 2 al Sud).

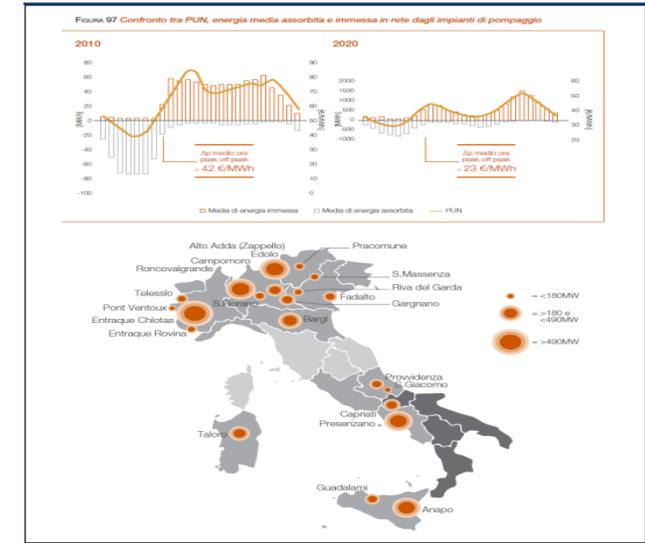
La dislocazione prevalente al Nord ne limita l'uso per la risoluzione delle criticità principalmente riconducibili alle rinnovabili, quali l'overgeneration, che si verificano soprattutto al Sud e nelle Isole dove la rete di trasmissione è storicamente meno sviluppata. Dopo il picco del 2002, con un uso per 1.000 ore l'anno (quindi circa 8 TWh), si è scesi oggi a circa 1-2 TWh annui.

Le batterie ammontano, a fine 2022, a circa 227.000 impianti, per **1,5 GW** e **2,7 GWh** (fonte Anie). Prevalgono le installazioni di piccola taglia, mentre quelle utility scale sono ancora limitate.

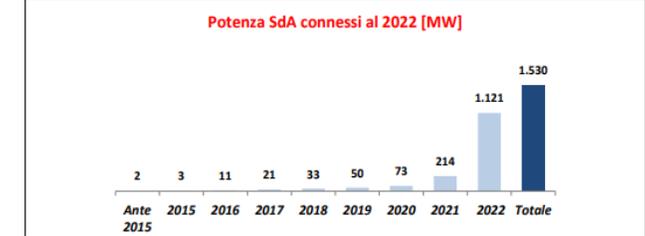
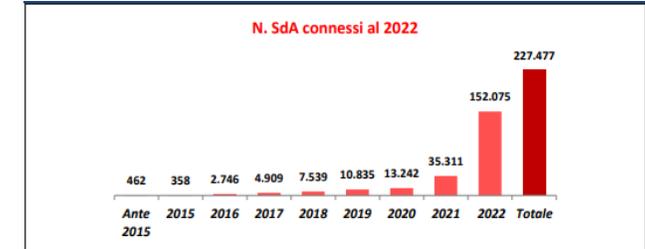
Gli **obiettivi al 2030** prevedono di arrivare tra pompaggi e batterie a 22,5 GW di installato, tra cui:

- 4 GW accumuli small-scale (+3,8 GW vs 2019);
- +11 GW accumuli utility-scale (2 GW per adeguatezza e 9 GW per integrazione FER);
- la capacità di stoccaggio nel "Piano 2030" di Elettricità Futura è previsto debba crescere fino a 80 GWh (contro i circa 56 GWh attuali).

Caratteristiche pompaggi (↑) e batterie (↓) in Italia



Fonte: Terna



Fonte: elaborazioni Anie su dati Terna

4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili 4.1 Politica energetica e governo del sistema

- Il policy maker italiano si trova di fronte a un quadro complesso e variegato con elementi che, se non gestiti correttamente, potrebbero entrare in conflitto tra loro. Da un lato, si assiste a un grande potenziale di afflusso di capitali nel settore elettrico che emerge, ad esempio, dalla grande mole di richieste di autorizzazione degli ultimi anni. Dall'altro, i sistemi elettrici italiano ed europeo si stanno avviando verso una riforma strutturale del loro market design (passaggio da mercato spot a mercato a termine), che avrà un profondo impatto sul settore.
- Per governare al meglio tale momento delicato, risulta più che mai necessaria una visione unica e stabile in grado di armonizzare tutti gli elementi in gioco: autorizzazioni, meccanismi di sostegno, aree idonee, sviluppo reti nazionali e locali e altre infrastrutture.
- Il mancato coordinamento tra le varie misure potrebbe produrre danni economici al sistema e compromettere la transizione energetica. Con il modello NET sono stati elaborati due scenari e due analisi di sensitività, che permettono di comprendere la portata degli effetti dell'incertezza.
- **L'analisi di scenario:**
 - **Scenario "PNIEC"** - Obiettivo 65% FER/CIL al 2030 (corrispondente a ~120 GW di FER al 2030)
 - **Scenario Sviluppo - "Piano 2030"** - Obiettivo superare 140 GW di FER al 2030 (corrispondente a 73% FER/CIL al 2030)*
- **L'analisi di sensitività** all'interno dei due scenari:
 - Simulazione di un ritardo nell'implementazione del regime di sostegno di cui al **D.M. FER X** dal 2024 a dopo il 2030
 - Simulazione di mancata attuazione del regime di sostegno per gli accumuli (**MACSE**) in combinato disposto con il mancato **sviluppo della RTN** secondo il Piano di Sviluppo di Terna del 2023

* Dati basati sullo scenario di Elettricità Futura, «Piano 2030 del settore elettrico», Roma, 2023.

4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili

4.2 Gli extracosti del mancato governo

RITARDO D.M. FER X

Il ritardato cambio di regime nel disegno di mercato rispetto al 2024 comprometterebbe lo sviluppo delle FER:

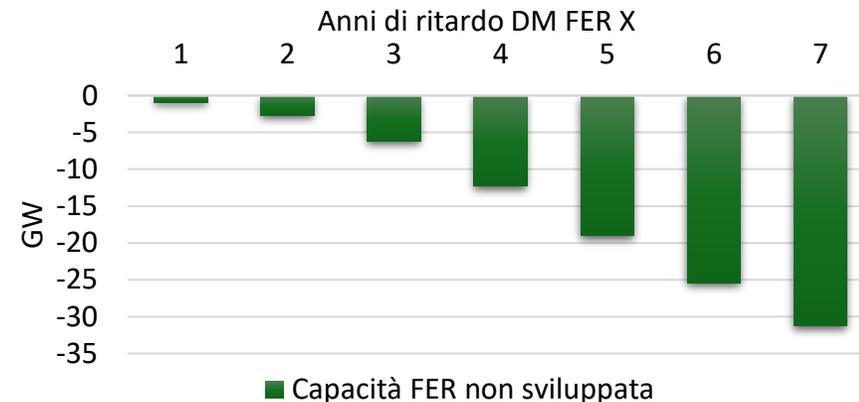
- **2030** - La perdita di nuova capacità di rinnovabili arriverebbe a oltre 4,5 GW, dati i tempi e l'inerzia nella costruzione degli impianti
- **2035** - Ogni anno di ritardo comporterebbe una seria perdita di nuova capacità rinnovabile, a causa della perdita di attrattività del mercato spot dovuto all'erosione dei prezzi catturati

RIFLESSI SUI COSTI DI SISTEMA

Il confronto tra scenario PNIEC e «Piano 2030» mostra i vantaggi di un maggior sviluppo delle FER:

- **Componente energia della bolletta** – Riduzione della spesa per 3 miliardi di euro cumulati 2024-2030 e 25,1 miliardi per 2024-2035
- **Costi di approvvigionamento combustibili fossili** – Riduzione della spesa per 1,2 miliardi di euro cumulati 2024-2030 e 5,1 miliardi per 2024-2035
- **Costi di acquisto permessi ETS** – Riduzione della spesa per 1,7 miliardi di euro cumulati 2024-2030 e 10,4 miliardi per 2024-2035

Scenario Sviluppo – «Piano 2030» - 2035



Componente energia della bolletta



4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili

4.2 Gli extracosti del mancato governo

RITARDO MACSE

Con l'implementazione immediata del mercato degli stoccaggi si conta di mettere in esercizio i primi sistemi di accumulo elettrochimici nel 2026 (Base). Per i pompaggi idroelettrici non ancora autorizzati i tempi sono più lunghi (fino a 9 anni tra permitting e costruzione).

Ipotizzando dei ritardi nelle aste si andrebbe incontro ad un disallineamento tra surplus di generazione da FER e possibilità di time-shifting giornaliero, con queste conseguenze:

- **2030** - Nel caso la misura non fosse approvata, il taglio della produzione FER supererebbe i 20 TWh. Il valore della produzione tagliata tra il 2026 e il 2030 sarebbe di 1,5 miliardi di euro.

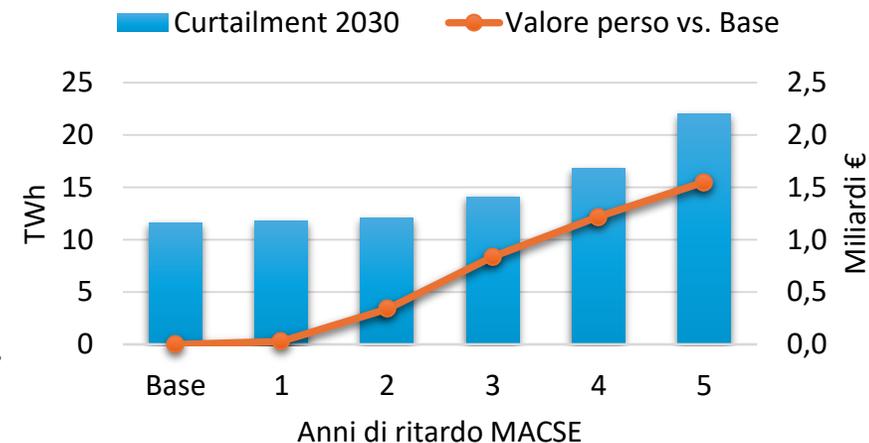
MANCATO O PARZIALE SVILUPPO DELLA RTN

Il mancato rispetto dei tempi e delle capacità di transito interzonali (metà aumento - *Grid 50%* o nessuno - *Grid 0%*) di cui al PdS 2023 di Terna comporterebbe:

- in caso di mantenimento del design di mercato attuale (no DM FER X), con impossibilità di superare la soglia FER/CIL ~70%: cambiamento nella geografia futura degli impianti FER, che si sposterebbero in zone meno colpite da problemi di cannibalizzazione
- anche con DM FER X in vigore ma con MACSE in ritardo di 5 anni, si avrebbe un impatto negativo in termini di taglio dell'eccedenza di generazione:
 - **2030** - curtailment tra 23 e 28 TWh, per un valore della produzione tagliata compreso tra 1,8 e 2,5 miliardi di euro.

Nota: nelle analisi di sensitività non vi sono differenze nella capacità da FER installata.

Scenario «Sviluppo – Piano 2030»



Scenario «Sviluppo – Piano 2030»



4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili**4.3 I benefici e gli impatti**

Un maggiore sviluppo delle rinnovabili rispetto all'ultima versione del PNIEC potrebbe portare risparmi nella bolletta degli italiani fino a 25 miliardi di euro al 2035



Un ritardo nell'avvio del Decreto FER X potrebbe far perdere quasi 5 GW di capacità di generazione elettrica rinnovabile al 2030



Accumuli: se non fossero realizzati per il ritardato/mancato avvio del MACSE, taglio della produzione rinnovabile per 20 TWh, con una perdita 2026-2030 di 1,5 miliardi di euro



Il ritardato/mancato sviluppo delle infrastrutture di rete porterebbe a un taglio tra 23 e 28 TWh, per un valore della produzione tagliata compreso tra 1,8 e 2,5 miliardi di euro

4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili

4.4 Gli elementi chiave per lo sviluppo

1) Permitting e semplificazioni: le analisi svolte mostrano che, sebbene vi siano stati dei miglioramenti negli anni, il processo autorizzativo continua a mostrare delle criticità.

La fase che crea più difficoltà, malgrado la recente accelerazione, pare sia l'ottenimento della **VIA** che può creare colli di bottiglia nella gestione dei progetti. Una soluzione di normativa primaria che porti al coordinamento tra i Ministeri interessati, in particolare rivedendo il ruolo del MIC, è necessaria per evitare i tempi lunghi del ricorso al CdM e le successive complessità sul territorio. Una soluzione potrebbe essere il rafforzamento delle strutture ministeriali e regionali preposte ed un'ulteriore spinta sulla digitalizzazione dei processi.

Il **rapporto Stato-Regioni** resta cruciale e, sebbene la VIA non legittimi l'ottenimento dell'AU, lo scopo della Conferenza dei Servizi per l'AU è trovare le soluzioni affinché un progetto ritenuto adatto a livello nazionale sia reso compatibile con le peculiarità del territorio. Peraltro, le Regioni potranno attingere ad un fondo (art. 4 DL Energia 181/2023) in funzione del loro contributo allo sviluppo delle FER. Sarebbe auspicabile un accordo volontario Stato-Regioni che definisca criteri omogenei per l'esercizio armonizzato delle rispettive funzioni.

Contemporaneamente (o in alternativa) un ulteriore intervento potrebbe essere l'estensione dello strumento della **PAS** ed un suo effettivo efficientamento, dato che spesso anche gli impianti in PAS oggi si trovano di fatto costretti a passare dalla VIA.

2) Aree idonee e burden sharing: le bozze circolate finora del provvedimento non paiono un reale aiuto allo sviluppo delle FER ma, paradossalmente, un freno. Il concetto di aree idonee allo sviluppo di impianti rinnovabili era nato per semplificare e snellire il permitting individuando delle aree "privilegiate". La responsabilizzazione delle Regioni rimane fondamentale. Si raccomanda l'emanazione del decreto solo se strutturato in modo realmente semplificativo, riducendo il più possibile le necessità autorizzative sulle aree individuate e non invece gravandole di altri vincoli. In alternativa, si suggerisce un ripensamento radicale in termini di aree idonee.

4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili

4.4 Gli elementi chiave per lo sviluppo

3) Misure di sostegno: è necessario che il meccanismo previsto dal decreto **FER X** entri in funzione al più presto. Si suggerisce:

- *Approccio dinamico* per la determinazione dei contingenti annuali, considerando contestualmente l'andamento delle autorizzazioni e gli sviluppi di rete ed accumuli, oltre all'aggiudicato e all'effettivamente cantierato/realizzato nelle fasi precedenti.
- *Monitoraggio costi delle tecnologie* in modo da porre prezzi a base d'asta coerenti con gli effettivi costi aggiornati della realizzazione (Capex) ed esercizio (Opex) degli impianti, data la variabilità dei loro valori già vista nella sezione 1.4. Riferimenti terzi qualificati e indipendenti (come ad esempio l'Irex) sarebbero opportuni.

Serve, inoltre, chiarezza e tempistica sul **DM FER2** considerando l'importanza dello sviluppo di nuove tecnologie e l'attuale consistente (eccessiva?) pipeline di progetti per l'eolico offshore.

4) Connessioni di rete: le incertezze sul permitting hanno generato un abnorme numero di richieste di connessione portando ad una «saturazione virtuale» delle reti. La questione è duplice: regolare il processo per le richieste future e gestire in modo efficiente e non discriminatorio le richieste già effettuate.

- *Richieste esistenti:* introdurre criteri di priorità nella decisione delle facilities da costruire per le connessioni da parte del TSO sulla base di SAL dei progetti (stato del processo autorizzativo-realizzativo);
- *Richieste future:* introdurre requisiti e/o oneri per la presentazione delle domande (p.e. documentazione sul permitting, maggiori fee per la pratica, deposito cauzionale/fidejussioni, ecc.), in modo da scoraggiare progetti con bassa probabilità di realizzazione.

Da valutare i profili giuridici e l'effettiva «potestà» del TSO rispetto al legislatore di prevedere requisiti e criteri di ammissione.

L'evoluzione tecnologica e normativa (TIDE) che interessa i DSO, in parallelo con l'evoluzione del numero di impianti collegati alle reti di distribuzione, richiede anche meccanismi di coordinamento e gestione delle connessioni con queste reti. Tra le misure, da valutare anche l'estensione dell'obbligo di presentazione del Piano di Sviluppo da parte dei DSO sotto i 100.000 clienti.

4. Un sistema di governo per la crescita delle rinnovabili

4.4 Gli elementi chiave per lo sviluppo

5) Flessibilità e sistemi di accumulo: Il mantenimento dell'adeguatezza del sistema nel quadro di un forte sviluppo delle FER richiede anche un'adeguata pianificazione della capacità flessibile e dello storage. Tra gli elementi principali si suggerisce di considerare:

- **Capacity market:** lo strumento attuato finora dall'Italia ha dimostrato di poter assicurare il mantenimento di un'adeguata capacità flessibile e il TSO prevede altre aste in tempi relativamente brevi. E' fondamentale un'adeguata pianificazione e valutazioni nazionali che, pur nel quadro degli indirizzi UE, garantiscano l'adeguatezza a livello nazionale e minimizzino l'onere complessivo per il sistema italiano.
- **Accumuli:** è opportuno che il meccanismo previsto dal decreto **MACSE** sia attuato in tempi relativamente brevi. Rispetto ai documenti posti in consultazione da Terna, si suggerisce particolare attenzione riguardo a:
 - Corretta valutazione di Capex ed Opex, con un approccio dinamico basato sul monitoraggio (preferibilmente terzo e indipendente) dei costi/prezzi di mercato di componenti e materiali;
 - Premi a base d'asta adeguati ad una reale competizione nelle aste;
 - Revisione della quota di retrocessione delle revenue da servizi, allo stato attuale inadeguata a stimolare l'ottimizzazione della gestione delle facilities da parte degli operatori
- **Demand response:** Questo strumento, oggi marginale, necessiterebbe di specifiche misure che vadano oltre la semplice "interrompibilità", prevedendo incentivi per soluzioni tecnologiche innovative e per "contingenti" di riserva.

Governo unitario degli stakeholder: la complessità e stratificazione degli interlocutori coinvolti a vario titolo nel processo di transizione energetica non può essere ragione per un mancato coordinamento. Ministeri, Terna, GSE, RSE, ARERA, Regioni, Enti e comunità locali devono essere tutti coinvolti, responsabilizzati e coordinati. Un organismo dedicato, non burocratico ed efficace, è da valutare con attenzione. Più che una «cabina di regia», un vero e proprio **Comitato Esecutivo** dotato dei necessari poteri decisionali e di intervento.

Sono, tuttavia da verificare i profili giuridici e l'effettiva «potestà» del legislatore nazionale di prevedere modalità di coordinamento efficaci tra i diversi stakeholder, compatibili con il quadro giuridico-istituzionale e rispettoso delle prerogative e istanze dei vari soggetti.

© Copyright Althesys 2024. Tutti i diritti riservati.

È vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza autorizzazione scritta.



Via Larga, 31 20122 Milan Italy
Tel: +39 02 5831.9401 info@althesys.com
www.althesys.com

 althesys-strategic-consultants

 @althesys

 Althesys Strategic Consultant
