



IL GOVERNO DEL SISTEMA, LA CHIAVE PER LA TRANSIZIONE

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

Alessandro Marangoni

*KEY ENERGY SUMMIT
Rimini, 28 febbraio 2024*



Disclaimer

Lo scopo di questo documento è presentare 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 presentazione, illustrata al KEY Energy Summit il 28 febbraio 2024 a Rimini, 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, 28 febbraio 2024

1. Il quadro 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

1. IL QUADRO ATTUALE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

La struttura e l'evoluzione recente

La generazione elettrica in Italia sarà sempre più rinnovabile riducendo la fossile:

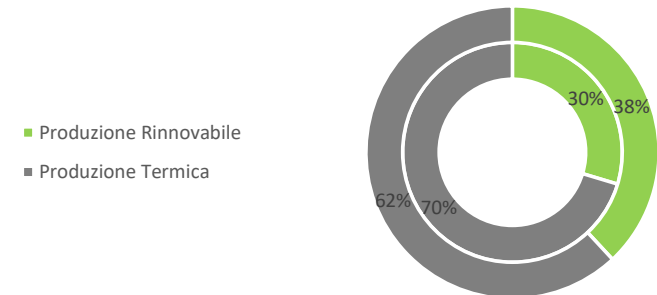
- La produzione verde nel 2023 + 20% rispetto al 2022
- mentre quella termoelettrica - 17,4%

Consumi elettrici sono scesi per il secondo anno consecutivo: -2,9% vs 2022, complice rallentamento dell'economia e risparmio energetico.

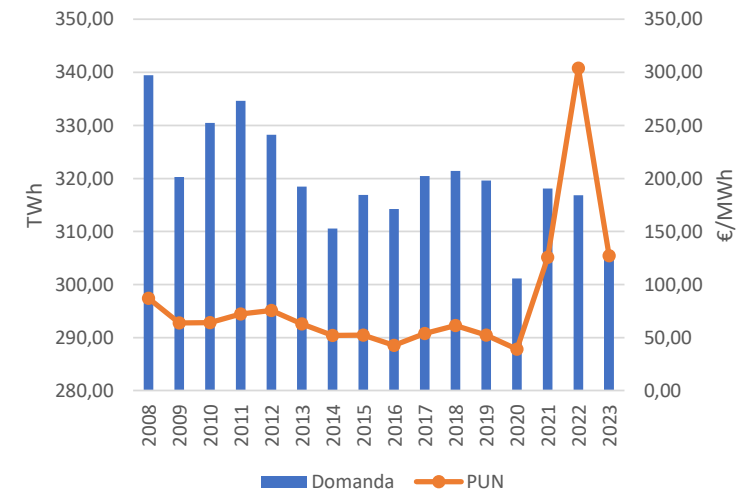
PUN è sceso rispetto ai picchi 2022 ma resta sopra i valori pre-crisi:

- PUN medio 127,24 €/MWh, -58,1% vs 2022
- + 42,63 €/MWh della media decennale

Confronto termico-rinnovabili (2023 vs 2022)



Evoluzione domanda elettrica e PUN

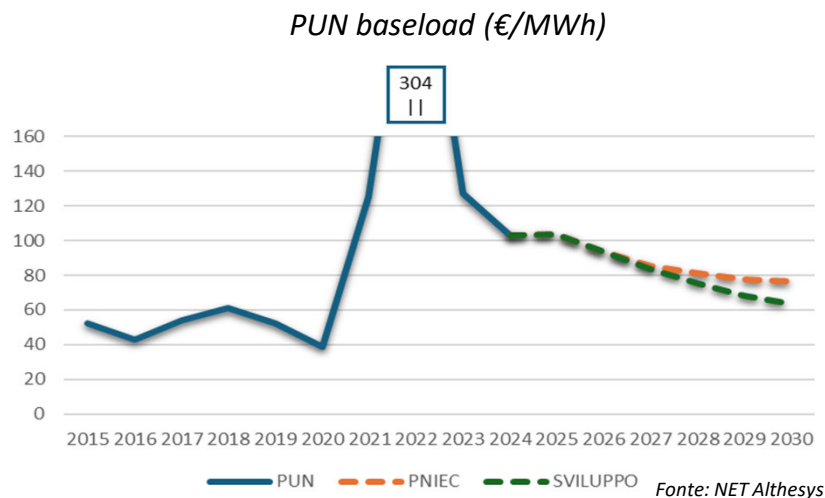


Fonte: Elaborazioni Althesys su dati Terna

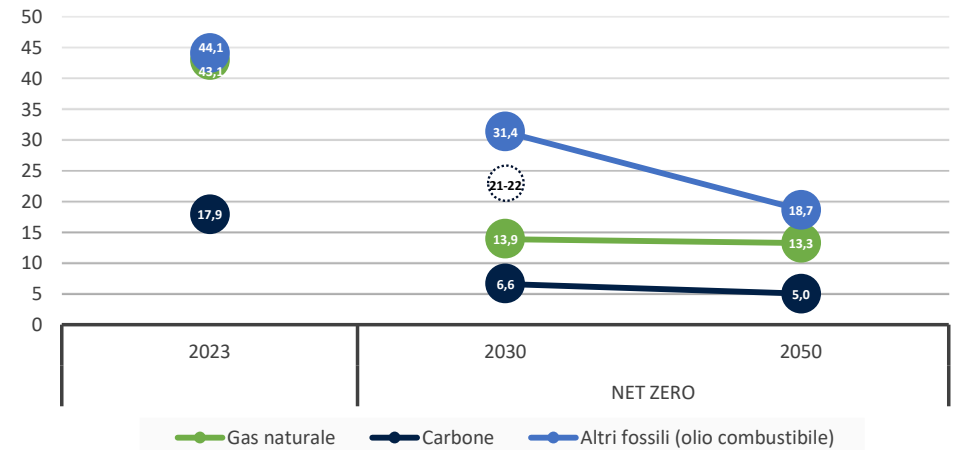
1. IL QUADRO ATTUALE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

Le prospettive a breve-medio termine

- La **domanda elettrica** globale dovrebbe tornare a crescere nel 2024-2026 (fonte: IEA).
- In **Italia**, le aspettative migliorate ed il traguardo del 50% del mix elettrico potrebbe già essere raggiunto nel 2024 15,5



Prezzi delle fonti di energia (€2023/MWh)



- Prezzi**, il costo dei fuel in Europa è previsto in calo, soprattutto nello scenario «Net zero» IEA*, abbassando anche i prezzi elettrici. Negli altri due scenari il prezzo del gas è più alto, 21-22 €/MWh al 2030.
- In rialzo i prezzi della **CO₂** che aumentano costi generazione da fossili.
- Parallelamente, i **costi delle rinnovabili** salgono a causa dell'aumento dei prezzi dei materiali e del costo del capitale.

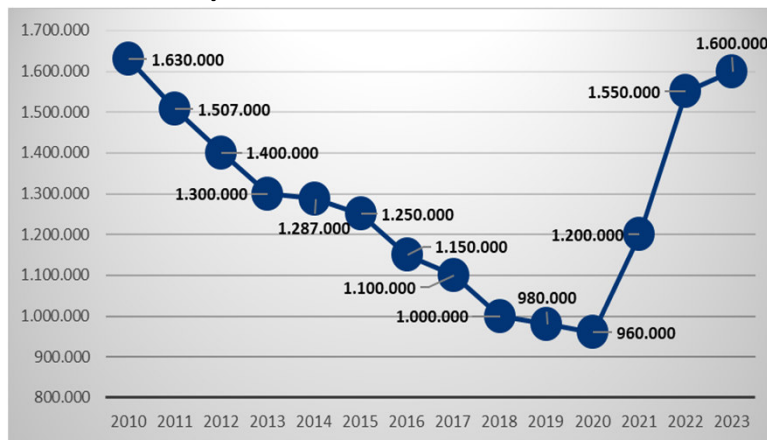
*La IEA nel World Energy Outlook 2023 ha elaborato tre scenari di lungo periodo: a politiche attuali («Stated policies»), a politiche annunciate («Announced pledges»), e piena decarbonizzazione («Net zero»).

1. IL QUADRO ATTUALE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

Le prospettive a breve-medio termine

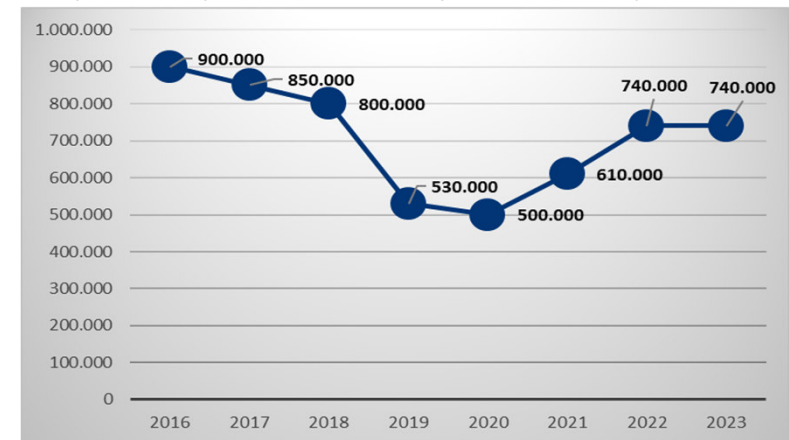
- La crisi energetica e il contesto geopolitico hanno alzato i Capex di eolico e fotovoltaico dopo anni di discesa. Il peggio sembra passato, ma costi ancora alti delle FER, seppur competitivi con fossili grazie alle mancate emissioni
- Capex medi 2023 ai massimi da più di dieci anni per eolico; nel fotovoltaico vicini a quelli di cinque anni prima, ma in riduzione a fine 2023, inizio 2024;
- Costi dei materiali, componenti e manodopera mantengono alti anche i costi di O&M;
- Tutto ciò porta a LCOE elevati in Europa: asta 2024 per l'eolico a terra in Francia aggiudicata in media a 87,23 €/MWh

Capex medi eolico onshore Italia



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

Gli obiettivi al 2030

PNIEC (ultimo aggiornamento – giugno 2023):

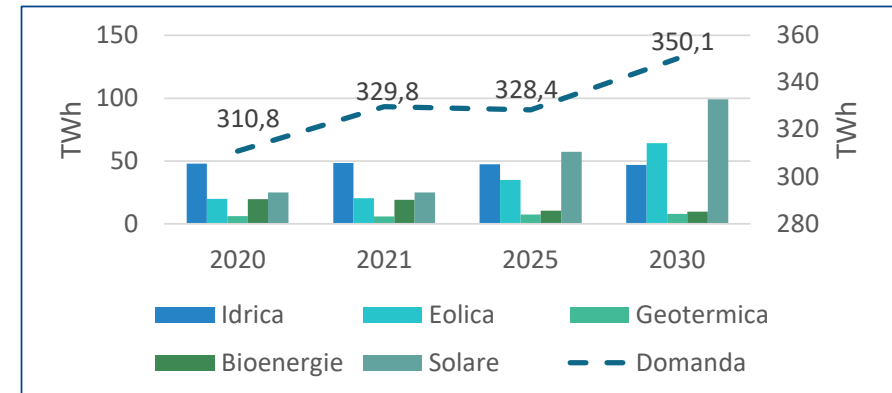
- Potenza installata circa **131 GW**;
- Produzione FER attesa di circa **228 TWh**;
- Quota FER su consumi pari al **65%**.

Piano elettrico 2030 proposto da Elettricità Futura* per uno scenario di Sviluppo più ambizioso del PNIEC:

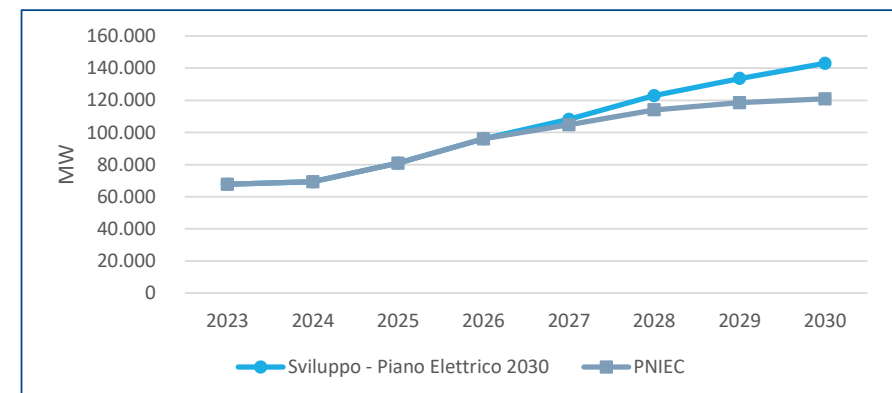
- **143 GW** (+84 GW nei prossimi 7 anni: 56 GW fotovoltaico, 26 GW eolico e 2 GW tra idroelettrico, bioenergie e geotermico);
- **+80 GWh** accumuli utility-scale;
- **-75%** emissioni CO₂
- **84%** FER nel Mix elettrico (produzione netta FER/produzione netta totale)

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

Produzione e domanda attesa da PNIEC



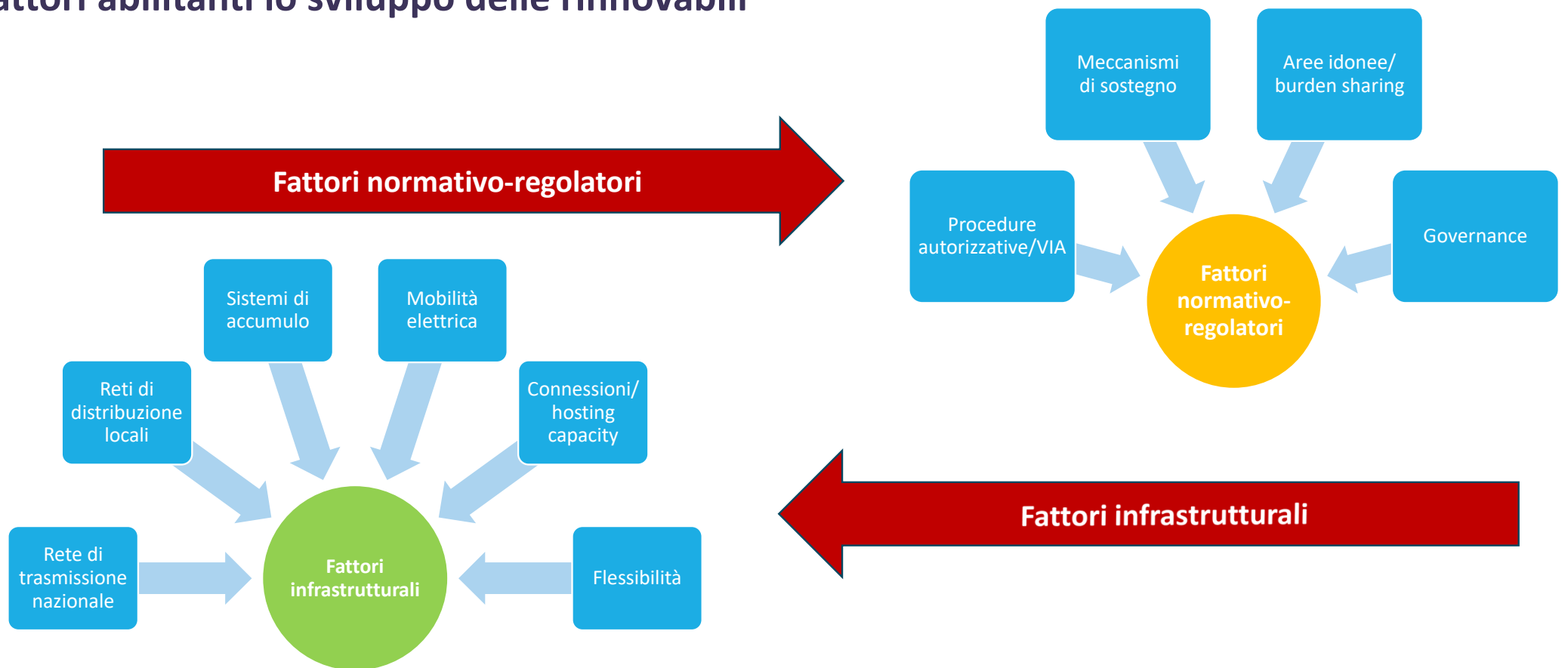
Evoluzione potenza FER



Fonte: elaborazioni Althesys su PNIEC e Piano 2030 Elettricità Futura

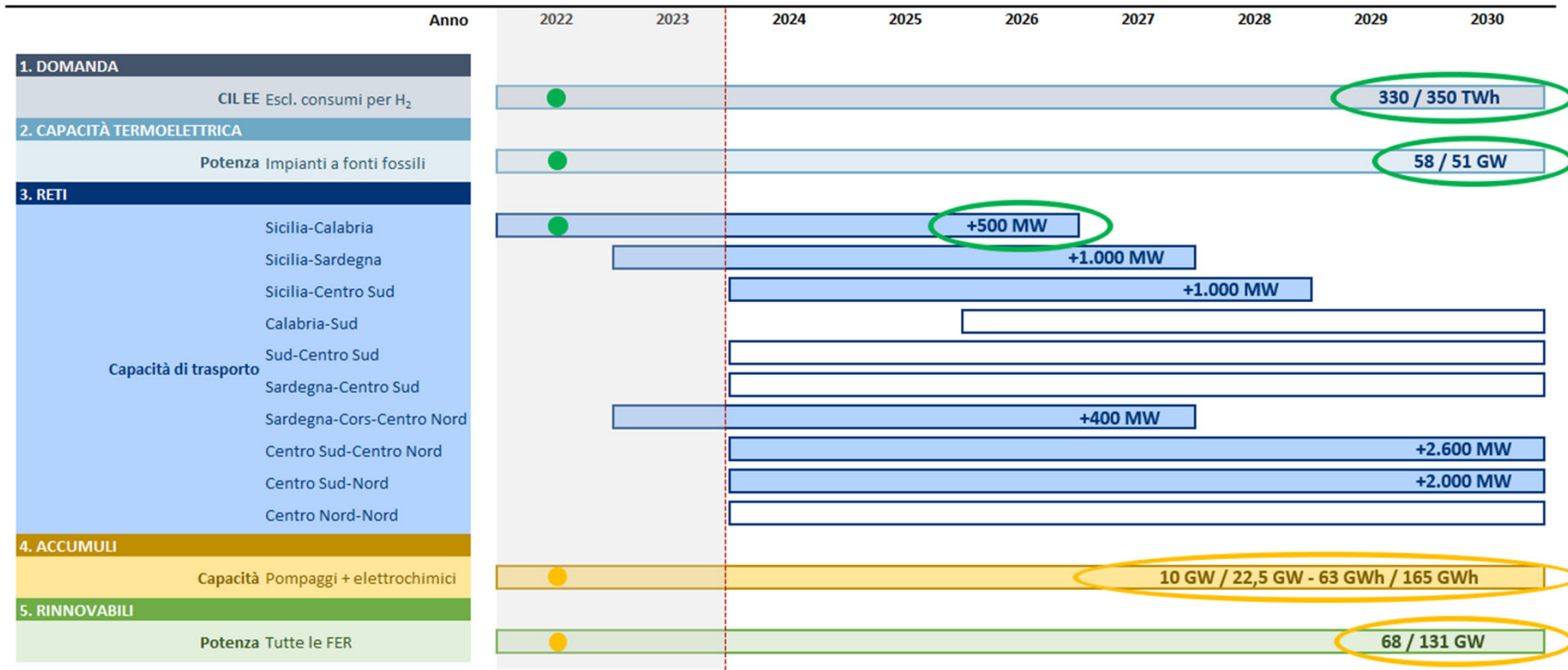
2. LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI E LE CRITICITÀ

I fattori abilitanti lo sviluppo delle rinnovabili



3. L'EVOLUZIONE DELLE INFRASTRUTTURE ELETTRICHE

Il quadro d'insieme



Rischio ritardo

- Basso
- Medio
- Alto

4. UN SISTEMA DI GOVERNO PER LA CRESCITA DELLE RINNOVABILI

Politica energetica e governo del sistema

Analisi di scenario

- ▶ **Scenario "PNIEC"** - Obiettivo 65% FER/CIL al 2030 (~120 GW di FER al 2030)
- ▶ **Scenario Sviluppo - "Piano 2030"** - Obiettivo superare 140 GW FER al 2030 (73% FER/CIL al 2030)*

Analisi di sensitività all'interno dei due scenari:

- ▶ Simulazione di un ritardo nell'implementazione **D.M. FER X** dal 2024 a dopo il 2030
- ▶ Simulazione di mancata attuazione del sostegno per gli accumuli (**MACSE**) unita al 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

Gli extracosti del mancato governo: ritardo/minore sviluppo FER

RITARDO D.M. FER X

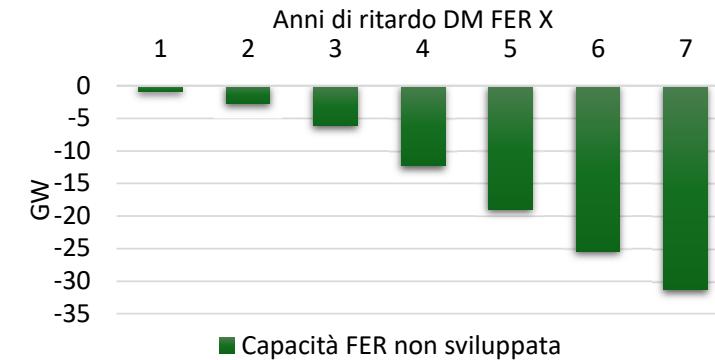
- **2030** - perdita di nuova capacità di rinnovabili oltre 4,5 GW, dati i tempi e l'inerzia nella costruzione degli impianti
- **2035** - Ogni anno di ritardo porterebbe perdita di nuove rinnovabili, a causa della perdita di attrattività del mercato spot per l'erosione dei prezzi catturati

COSTI DI SISTEMA

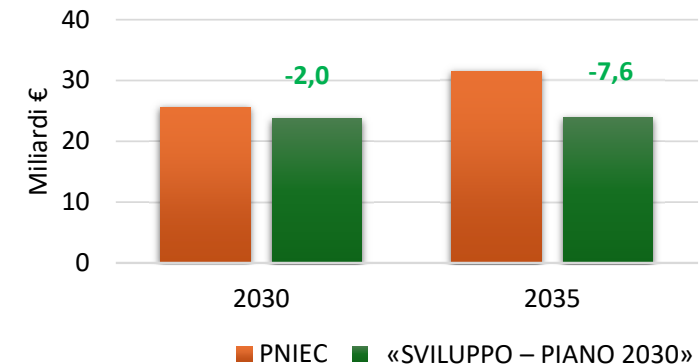
Minore sviluppo FER («Piano 2030» vs PNIEC)	2024-2030	2024-2035
Componente energia della bolletta (mld/€)	-3	-25,1
Costi approvvigionamento fossili (mld/€)	-1,2	-5,1
Costi di acquisto permessi ETS (mld/€)	-1,7	-10,4

Nota: simulazioni svolte con DM FER2 e MACSE attivati e sviluppo RTN come da PdS 2023 di Terna

Scenario Sviluppo – «Piano 2030» - 2035



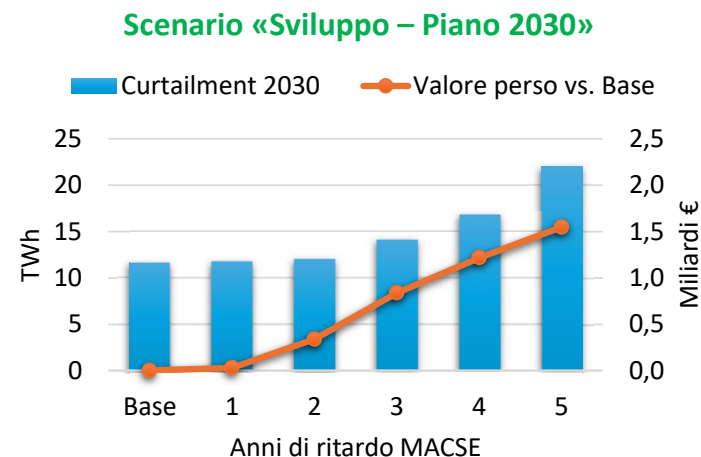
Componente energia della bolletta



Gli extracosti del mancato governo: ritardo/minore sviluppo FER

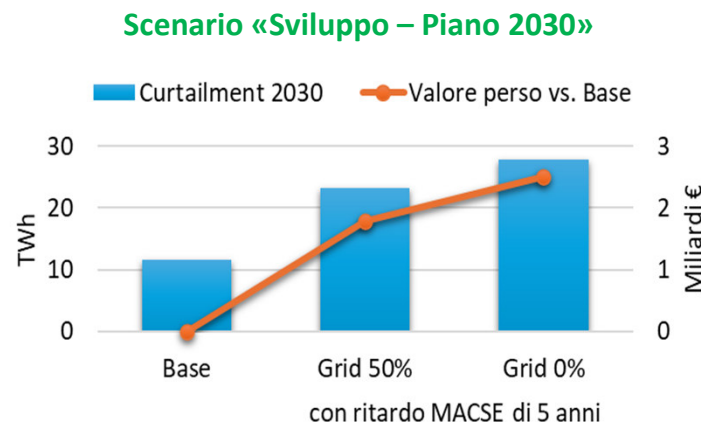
RITARDO MACSE

- Se avviato **oggi**, prime **batterie** sarebbero pronte nel 2026 (Base)
Pompaggi hanno tempi più lunghi (fino a 9 anni tra permitting e costruzione)
- Ogni **anno di ritardo** aumenta il curtailment (figura a destra)
- **2030**: se non approvato, taglio della produzione FER > **20 TWh**
per un controvalore tra 2026 e 2030 di **1,5 miliardi di euro**



MANCATO O PARZIALE (50%) SVILUPPO DELLA RTN (come da PdS Terna)

- **No DM FER X: no superamento soglia FER/CIL ~70%**
“migrazione” impianti FER verso zone meno colpite da cannibalizzazione
- **Si DM FER X ma MACSE in ritardo di 5 anni: 23 e 28 TWh di curtailment al 2030**,
per un controvalore di **1,8-2,5 miliardi di euro**.



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

4. UN SISTEMA DI GOVERNO PER LA CRESCITA DELLE RINNOVABILI

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

Gli elementi chiave per lo sviluppo

1) **Permitting e semplificazioni** rimangono critici, soprattutto per VIA

- ▶ Revisione ruolo MIC;
- ▶ Rafforzamento strutture ministeriali e regionali e ulteriore spinta alla digitalizzazione
- ▶ Estensione-efficientamento **PAS** (oggi anche molti impianti in PAS devono passare dalla VIA)

2) **Aree idonee e burden sharing**. Le bozze del decreto non paiono un reale aiuto alle FER ma un freno

- ▶ Emanare un decreto realmente semplificativo, riducendo il più possibile le necessità autorizzative sulle aree individuate
- ▶ In alternativa, ripensamento radicale in termini di aree inidonee.

4. UN SISTEMA DI GOVERNO PER LA CRESCITA DELLE RINNOVABILI

Gli elementi chiave per lo sviluppo

3) Misure di sostegno

- ▶ Avvio FERX in tempi rapidi con contingenti basati dell'andamento delle autorizzazioni e costruzioni e un continuo monitoraggio dei costi delle tecnologie, usando riferimenti terzi qualificati e indipendenti
- ▶ Accelerazione su DM FER2 per sviluppare nuove tecnologie come l'eolico offshore.

4) Conessioni di rete. Come ovviare alla «saturazione virtuale» causata dalle troppo numerose richieste di connessione?

- ▶ *richieste esistenti*, introdurre criteri di priorità di allacciamento sulla base di SAL dei progetti
- ▶ *richieste future*, introdurre requisiti e/o oneri per presentazione domande (p.e. documentazione sul permitting, maggiori fee per la pratica, deposito cauzionale/fidejussioni, ecc.), per scoraggiare progetti con bassa probabilità di realizzazione*
- ▶ Chiarezza sul TIDE per i DSO tenendo conto di meccanismi di coordinamento per la gestione delle connessioni;
- ▶ Valutare l'estensione dell'obbligo di presentazione del Piano di Sviluppo da parte dei DSO sotto i 100.000 clienti.

* Da valutare l'effettiva «potestà» del TSO di prevedere requisiti e criteri di ammissione e quella del legislatore nazionale circa la sua compatibilità con il quadro giuridico-istituzionale e le prerogative dei vari soggetti.

4. UN SISTEMA DI GOVERNO PER LA CRESCITA DELLE RINNOVABILI

Gli elementi chiave per lo sviluppo

5) Flessibilità e sistemi di accumulo

- ▶ **Capacity market:** estendere meccanismo con adeguata pianificazione che minimizzi l'onere totale per il sistema;
- ▶ **Accumuli:** attuazione del **MACSE** in tempi relativamente brevi tenendo conto di:
 - corretta valutazione di Capex/Opex basata su un monitoraggio indipendente (come per FERX)
 - 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
- ▶ **Demand response:** potenziare strumento oltre semplice "interrompibilità", con incentivi per tecnologie innovative e "contingenti" di riserva.

6) Governo unitario degli stakeholder

- ▶ Coinvolgimento tutti gli interlocutori creando un **Comitato Esecutivo** dotato dei necessari poteri decisionali*

* Da valutare l'effettiva «potestà» del TSO di prevedere requisiti e criteri di ammissione e quella del legislatore nazionale circa la sua compatibilità con il quadro giuridico-istituzionale e le prerogative 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
