

Sintesi e conclusioni
del rapporto:

Studio ScETuR degli scenari al 2050 con e senza nucleare inclusi nel PNIEC 2024

(Scetur-PNIEC24)

ing. Stefano Tiribuzi

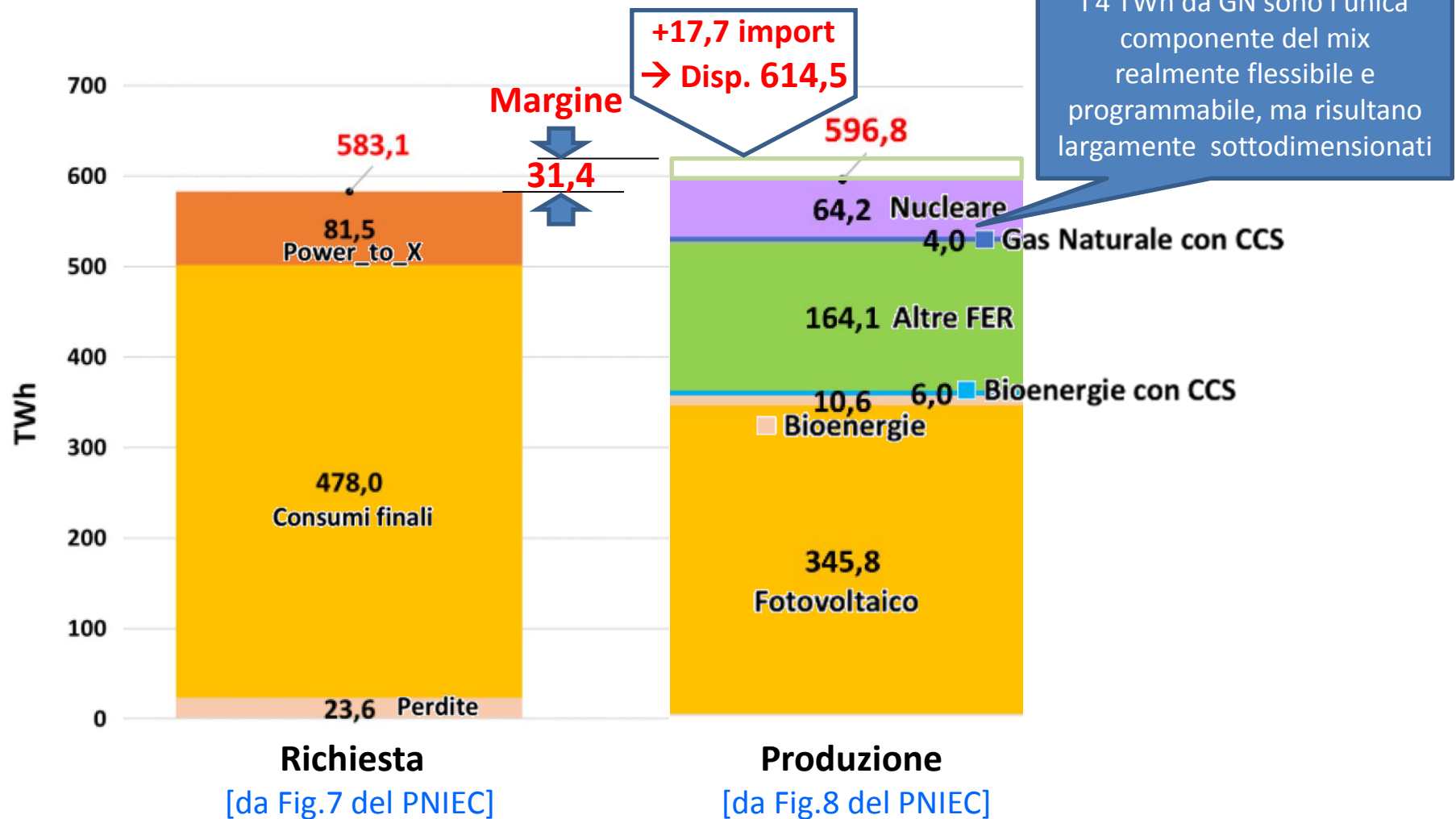
Il PDF è liberamente scaricabile da:
<https://zenodo.org/records/14765806>



ScETuR.it

Scenario con nucleare ipotizzato nel PNIEC 2024

C'è poco margine tra disponibilità e richiesta di energia elettrica



Lo studio Scetur-PNIEC24 mostra che il margine di 31,4 TWh tra richiesta e disponibilità di energia è troppo esiguo per assicurare la completa copertura del fabbisogno di elettricità

Ma come è possibile?!

I mix energetici riportati nel PNIEC 2024 sono stati ottenuti con un modello di calcolo chiamato TIMES_RSE.

Il modello TIMES è un noto e valido strumento, molto utilizzato per analisi di scenario, tuttavia

esso tiene conto del bilancio analitico solo in un certo numero di finestre temporali (*slices*) distribuite su un periodo di diversi anni.

Viceversa

il codice ScETuR effettua un bilancio tra domanda e produzione di energia elettrica esteso a ciascuna delle 8760 ore di un anno.

Va aggiunto che a Pag.94 del PNIEC si specifica che a partire dai risultati ottenuti con TIMES_RSE sono state effettuate ulteriori analisi che hanno consentito di valutare l'eventuale presenza di “*energia non fornita*” e di “*overgeneration*” in specifiche ore.

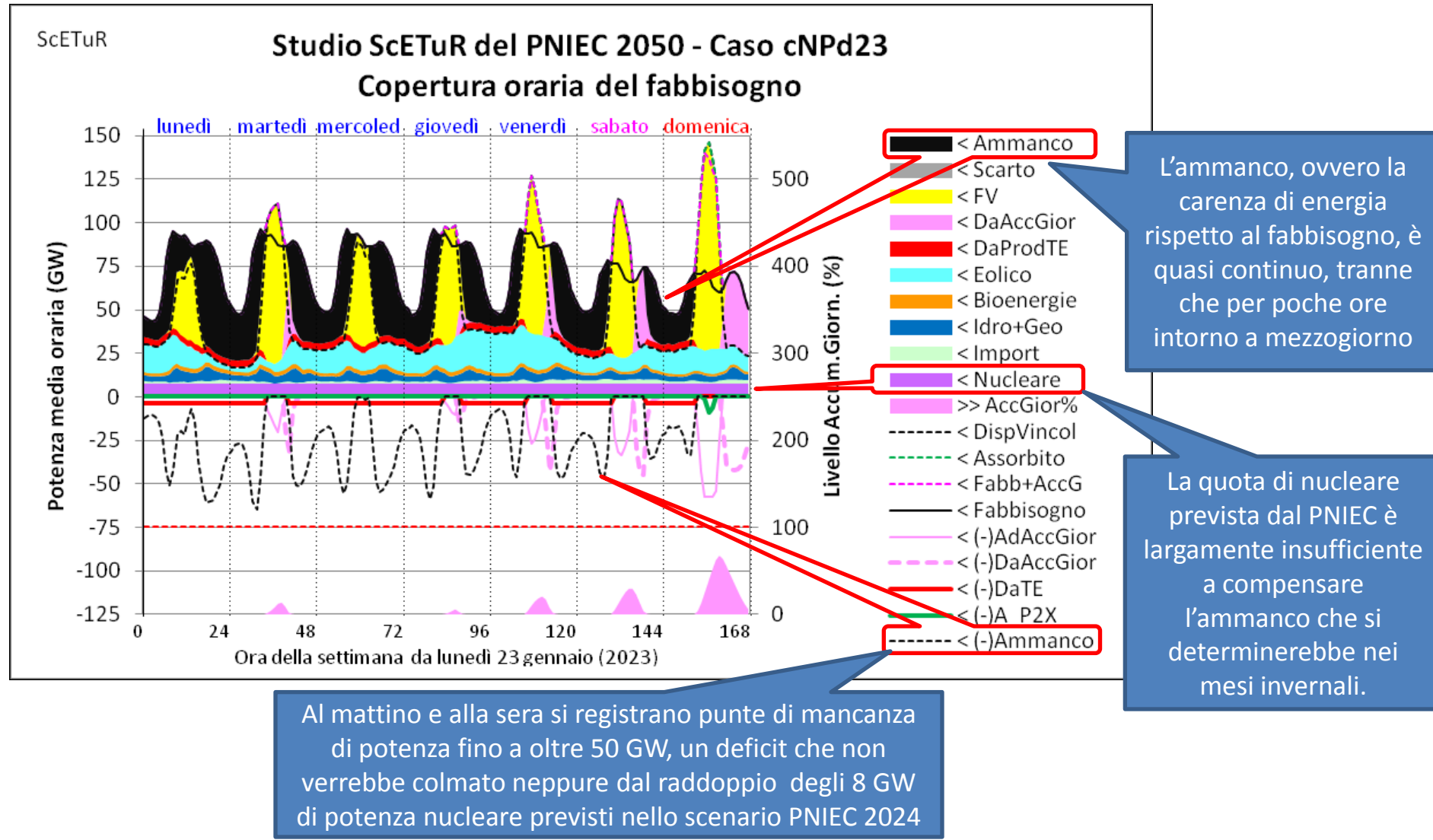
Tuttavia nel Piano non si forniscono nè i risultati di questa analisi, nè il riferimento ad un documento che le riporti e neppure il nome del codice con cui sono state fatte.

[\[per approfondimenti: Paragrafo 2.2 di Scetur-PNIEC24\]](#)

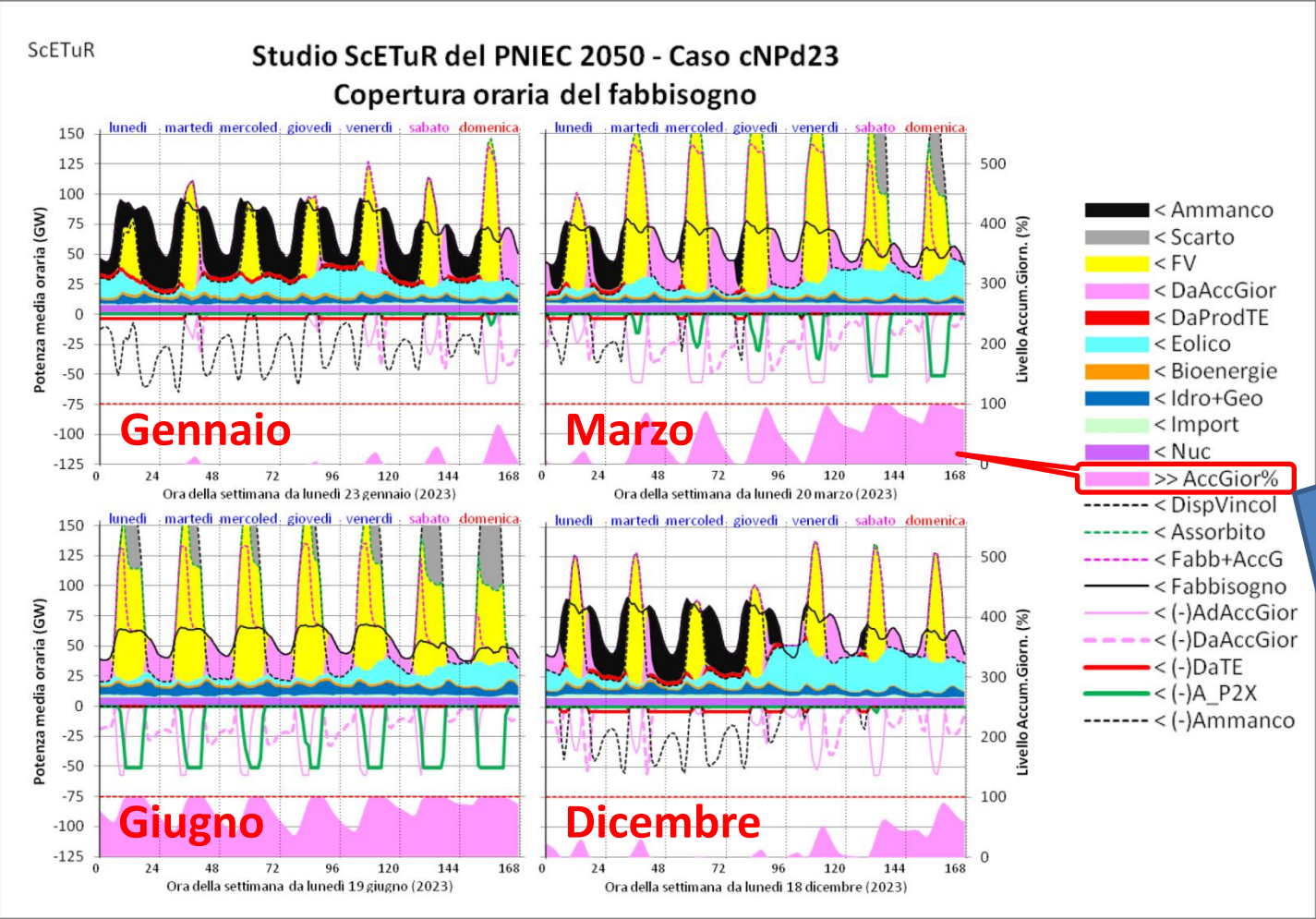
Scenario PNIEC 2024 con nucleare all'11% (8 GW installati)

Copertura per una tipica settimana invernale → drammaticamente insufficiente !

[Figura A-35 di Scetur-PNIEC24]



Profili settimanali di copertura del fabbisogno per 4 settimane campione per lo scenario con nucleare ipotizzato nel PNIEC 2024



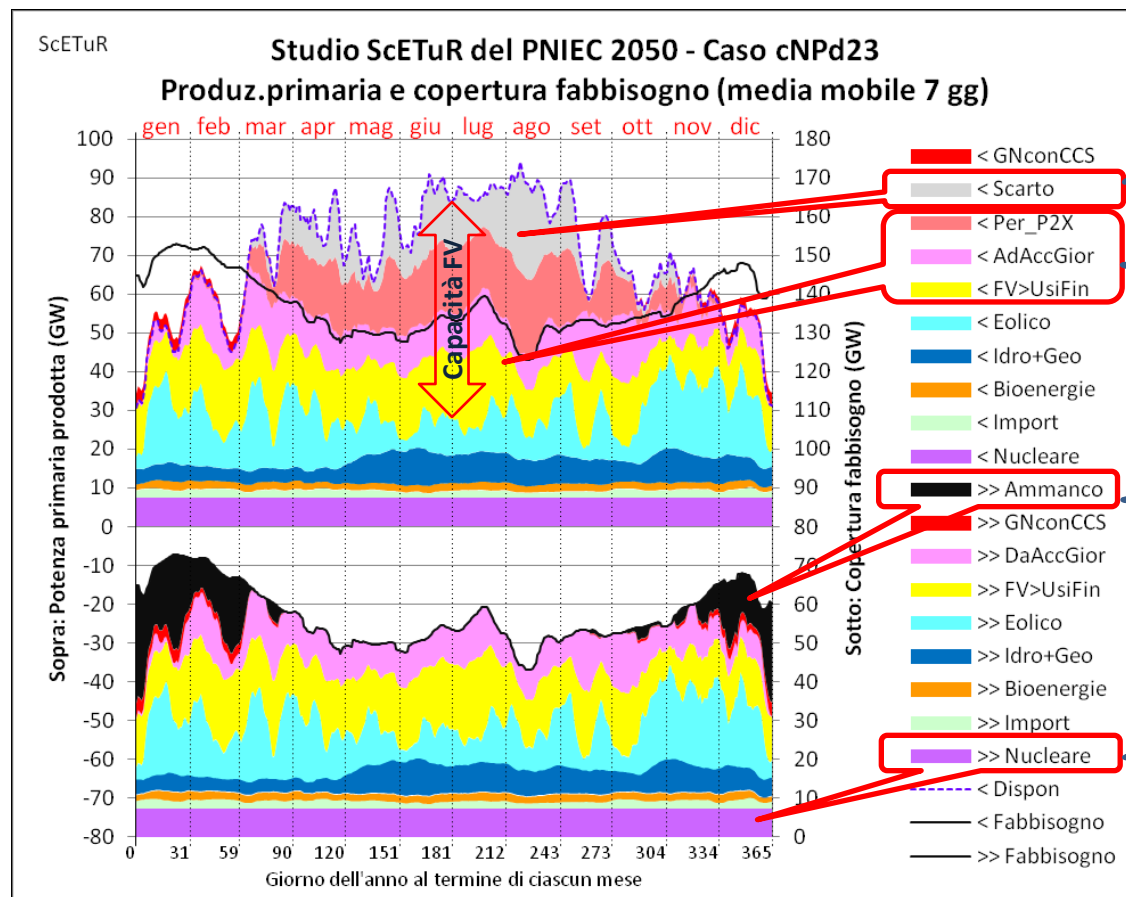
[Figura 11 di Scetur-PNIEC24]

La parte inferiore dei grafici riporta il livello % di carica dell'accumulo giornaliero (batterie e pompaggi).

Tale accumulo è in grado di far fronte alla carenza notturna di elettricità solo nei mesi centrali dell'anno.

Nei mesi invernali il suo contributo è quasi nullo a causa della mancanza di surplus di energia da accumulare.

I profili annuali della produzione e della copertura del fabbisogno evidenziano il forte ammanco di energia che si avrebbe al 2050 qualora si attuasse lo scenario “con nucleare” descritto nel PNIEC 2024.



[Figura 12 di Scetur-PNIEC24]

Lo scarto di capacità produttiva da fotovoltaico causato dalla saturazione dei sistemi di accumulo ammonta a 58 TWh

Produzione FV assorbita da:

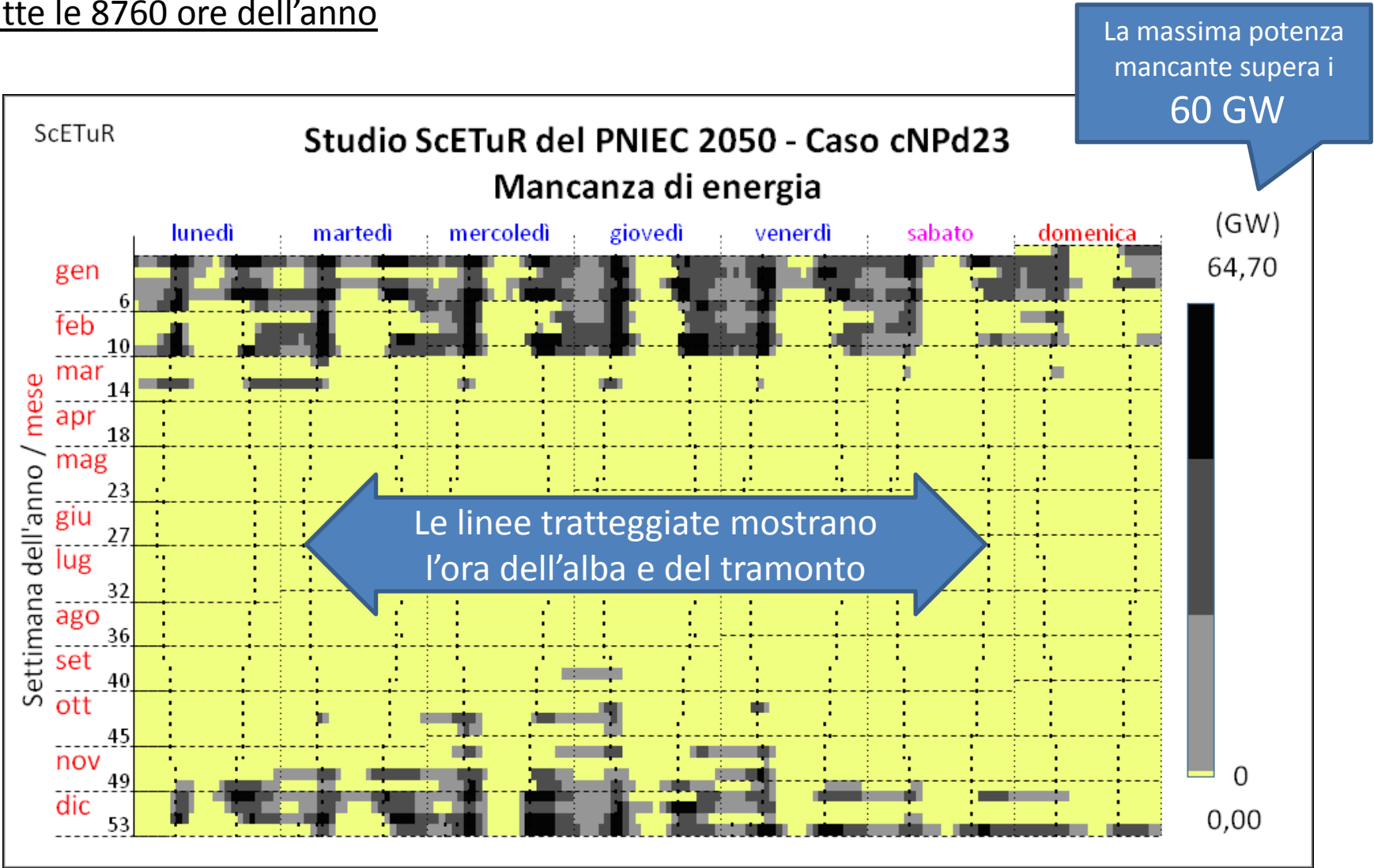
- elettrolizzatori (P2X)
- batterie e pompaggi (SAG)
- diretta ad usi finali

L'ammanco di energia, concentrato nel periodo da ottobre a marzo, ammonta a **circa 40 TWh !**

Gli 8 GW di potenza nucleare previsti dal mix descritto nel PNIEC 2024, benchè continuativi, non riescono a compensare l'ammanco stagionale.

Scenario con nucleare all'11% proposto nel PNIEC 2024

La seguente mappa calendararia rappresenta il livello di potenza della mancanza di energia per tutte le 8760 ore dell'anno



[Figura 13 di Scetur-PNIEC24]

Dove accumulare le decine di TWh necessarie per superare l'inverno?

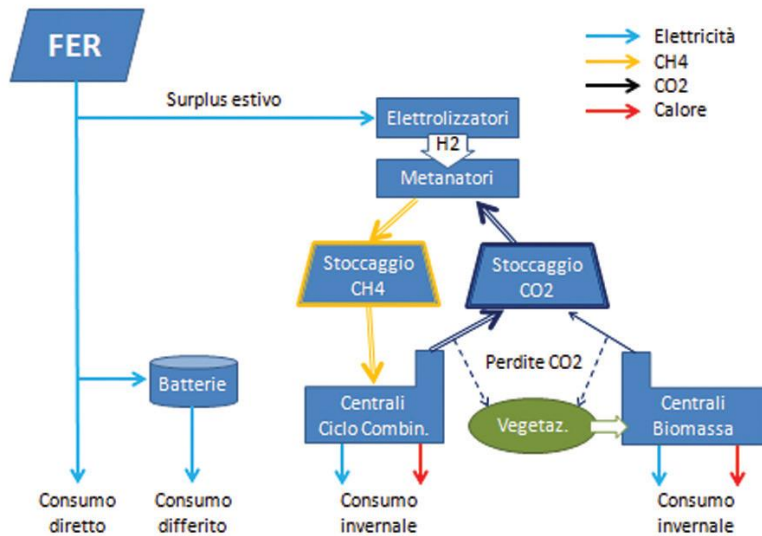
Lo studio Scetur-PNIEC24, al pari dei precedenti studi Scetur1 [1] e Scetur2 [2], ha mostrato che, alle latitudini dell'Italia, per compensare il deficit invernale in un sistema elettrico prevalentemente basato su FER occorre disporre di una riserva invernale di energia di circa il 10% del fabbisogno annuale. Pertanto, se quest'ultimo ammonta a 500 TWh, come previsto negli scenari al 2050 inseriti nel PNIEC 2024, **vanno stoccati circa 50 TWh di energia elettrica.**

La capacità complessiva di tutti i **bacini idroelettrici italiani** è insufficiente. Essa ammonta a **6,5 TWh**, valore solo teorico e non significativamente incrementabile.

C'è solo un sistema in Italia capace di stoccare decine di TWh di elettricità: i depositi geologici dei **giacimenti esausti di gas naturale**. Quelli già impiegati oggi per le scorte invernali sono in grado di stoccare 130 TWh di energia chimica che convertita al 50% possono generare **65 TWh** di elettricità, il decuplo dei bacini idroelettrici.

- (1) *“Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili – Prima parte: analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici”*, aprile 2023, <https://zenodo.org/records/10522889>
- (2) *“Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili – Seconda parte: scenari con ridistribuzione temporale e taglio della domanda”*, giugno 2024, <https://zenodo.org/records/12542798>

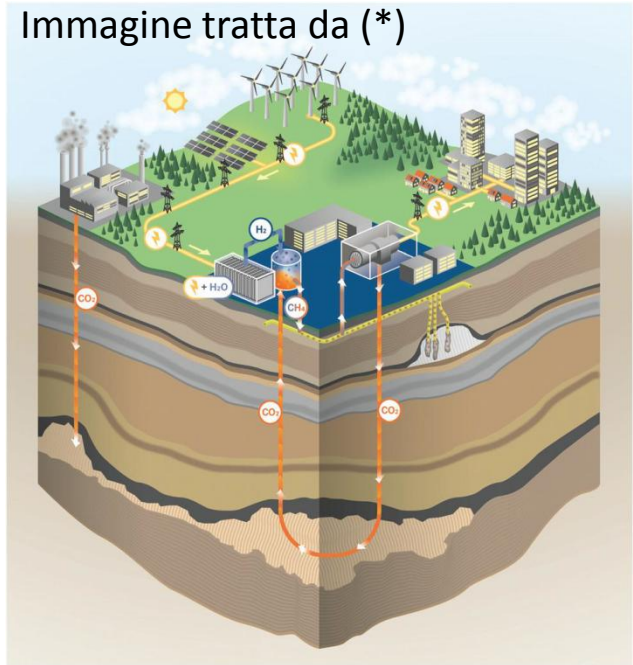
Come farlo? Una possibilità da tenere in considerazione: P2M2P+CCR



In Scetur1 è illustrato lo schema P2M2P+CCR, che prevede di destinare una parte dei siti di stoccaggio attuali del gas naturale alla CO₂ catturata dai fumi delle centrali turbogas, che va ricombinata con l'H₂ prodotto dal surplus estivo delle FER per riottenere del metano sintetico (CH₄) da utilizzare per coprire il disavanzo invernale di energia. Nelle simulazioni di scenario di è assunto un valore prudenziale di resa di ciclo del 20 %, basato sulle tecnologie attuali.

In uno studio del prestigioso centro di ricerca tedesco Helmholtz (*), che propone lo stesso schema, si prevede di poter innalzare il rendimento di ciclo fino al 50%, utilizzando delle centrali turbogas innovative che impiegano il ciclo Allam, basato sulla CO₂ supercritica.

(*) Stefan Fogel et al., "SNG based energy storage systems with subsurface CO₂ storage". Royal Society of Chemistry, 23 maggio 2022.
<https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2022/ya/d1ya00035g>



In conclusione, dallo studio Scetur-PNIEC24 risulta che:

- a. il mix produttivo dello scenario con nucleare proposto a Pag.90 e seg. del PNIEC è largamente inadeguato a coprire l'intero fabbisogno di energia elettrica previsto per il 2050;
- b. la mancanza di energia su base annuale ammonta a circa 40 TWh con punte di potenza mancante di oltre 60 GW;
- c. la totale copertura del fabbisogno, data l'intermittenza delle FER che costituiscono la parte principale del mix produttivo, può essere ottenuta solo facendo ricorso ad una fonte realmente flessibile e programmabile come quella termoelettrica da turbogas;
- d. l'assoluta necessità di azzerare le emissioni di CO₂ richiede di equipaggiare queste centrali turbogas di impianti CCS;
- e. tuttavia, in vista di una vera defossilizzazione del sistema energetico nazionale, è necessario programmare una graduale ma completa sostituzione del gas naturale con metano di sintesi ottenuto a partire da idrogeno prodotto dall'eccesso di generazione estiva da fotovoltaico;
- f. sarebbe quindi auspicabile che nella Strategia Italiana di Lungo Termine, che dovrà essere aggiornata entro il 2025, si considerino anche degli scenari basati sull'accumulo stagionale di metano sintetico, come descritto nello studio CNR-Aspo («Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili») menzionato nella mozione 1/00135 approvata dalla Camera dei Deputati il 9 maggio 2023;
- g. in ogni caso è necessario che i piani energetici siano corredati da analisi di scenario svolte su tutte le 8760 ore di un anno, che siano adeguatamente documentate e referenziate.