



L'Italia di fronte alla decarbonizzazione

Stefano Tiribuzi
ingegnere



Presentazione pubblica
presso la Scuola di **Ingegneria** dell'Università di **Pisa**
promossa dall'Associazione **TriplaE** (*Energia Economia Ecologia*) di Pisa



Pisa, 24 marzo 2026



Cos'è ScETuR = Scenari Energetici Tutto Rinnovabile

- 1 - Un codice per la simulazione di scenari basato sul bilancio orario tra domanda e produzione di energia elettrica esteso ad un intero anno (8760 ore)
- 2 - Il nome di alcuni studi di scenario (per ora 4) eseguiti con ScETuR
- 3 - A volte indica lo schema di accumulo stagionale proposto in Scetur1 e basato sull'accumulo alternato di metano sintetico e CO₂ in depositi geologici
- 4 - Da inizio 2025 è un sito internet:

www.ScETuR.it

... da cui si possono scaricare gli studi Scetur e questa presentazione

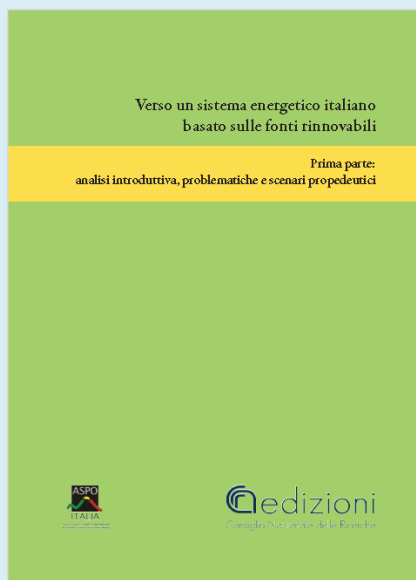
- 5 - Curiosità: è una parola latina che significa *Si saprà*

... ma **NON E'**, né vuole essere, un piano energetico

I 4 rapporti Scetur illustrano le simulazioni di ...

Ipotetici scenari NetZero
Produzione Consumo

Scetur1



Aprile 2023

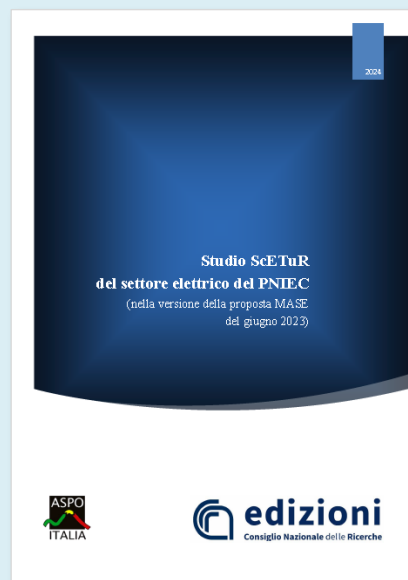


In collaborazione con ASPO-Italia
Publicati da CNR-Edizioni



Scenari 2030
PNIEC 2023

Scetur-PNIEC



Febbraio 2024

Scenari 2050
PNIEC 2024

Scetur-PNIEC24



Gennaio 2025

Questione nucleare

Scetur1: come raggiungere il NetZero in Italia?

2015 (COP 21) – Accordo di Parigi: Paesi firmatari invitati a comunicare entro il 2020 le “Strategie di sviluppo a basse emissioni di gas serra di lungo periodo”

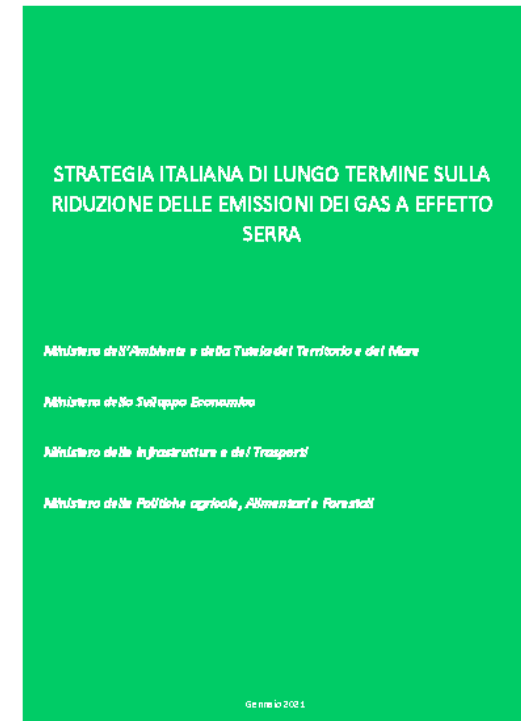
2019 - Commissione Europea richiede che entro il 2020 gli Stati Membri presentino Strategie nazionali con un orizzonte di almeno trent’anni.

Gennaio 2021 – Il Governo Italiano pubblica la “Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra”

Obbiettivo NetZero:
azzeramento delle emissioni nette di CO₂ al 2050

Strada:
molti suggeriscono di impiegare solo
sole - **vento** - **acqua** (+ batterie)

E’ possibile farlo in Italia?



Verifica della soluzione Sole-Vento-Acqua per l'Italia

Principali ipotesi considerate

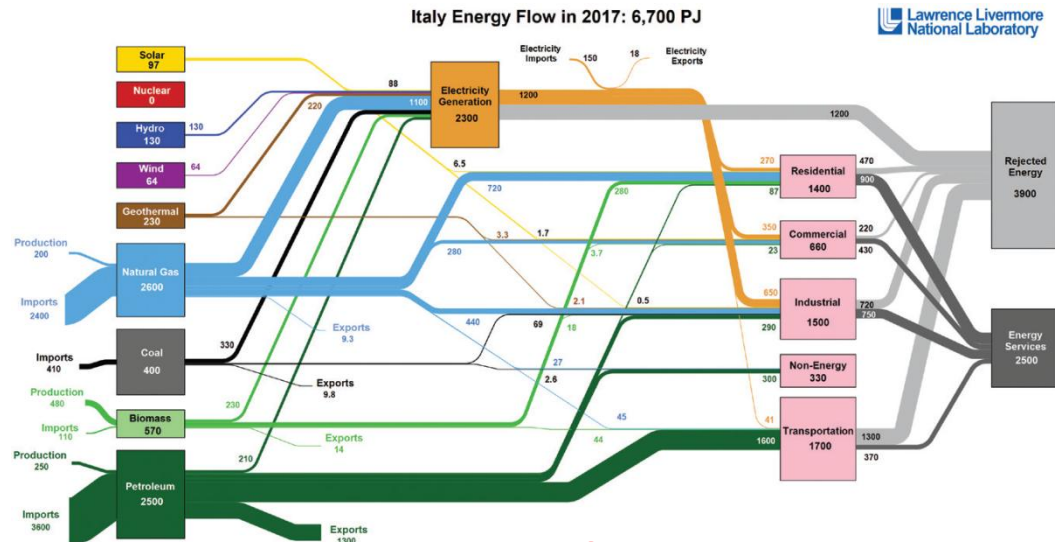
- mantenimento ai livelli attuali della disponibilità di energia per usi finali;
- 100% di elettrificazione dei consumi finali (ipotesi semplificativa, non realistica);
- produzione solo da solare FV, eolico terrestre, idro e geotermoelettrico;
- limitato ricorso a biomasse;
- nessuna importazione di energia elettrica.

Modello di calcolo ScETuR

- bilancio tra domanda di EE e produzione da FER (o altre fonti);
- calcolo su base oraria (per ciascuna delle 8760 ore all'anno);
- accumulo del surplus di energia prodotta;
- utilizzo dell'energia accumulata per coprire i deficit di produzione;
- modello a “piastra di rame” su scala nazionale (nessuna limitazione dovuta alla trasmissione di EE).

Primo passo: stima del fabbisogno energetico totale

Flusso energetico Italia del 2017 (fonte *Lawrence Livermore National Laboratory*)



Perdite di conversione
1100 TWh

Usi finali
700 TWh

Produzione > Domanda

bilancio
globale
su base
annuale



+
pompaggi
e batterie

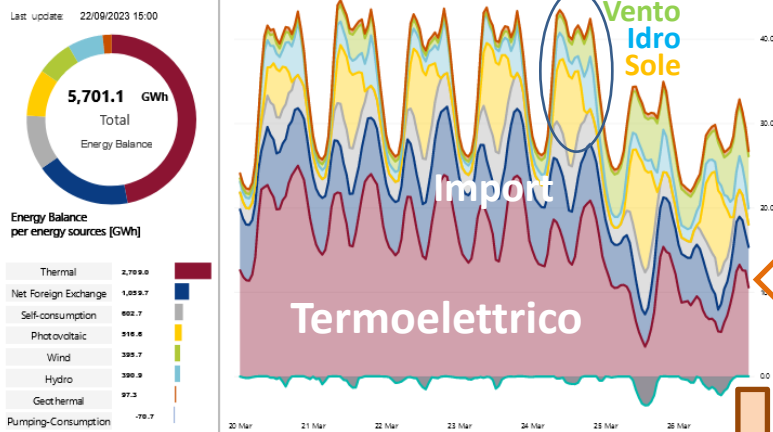
700
TWh
Usi
finali
100%
EE

... grazie a
efficientamento e
riduzione perdite

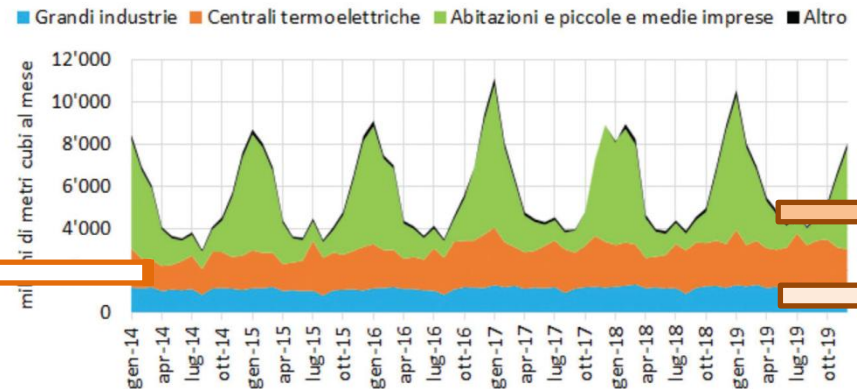
**MA NON
BASTA!**

Secondo passo: profili temporali di produzione/domanda

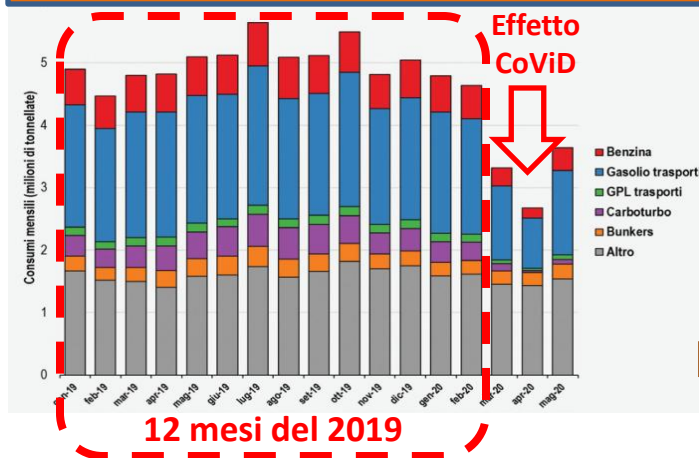
Una settimana di consumi elettrici (dati TERNA)



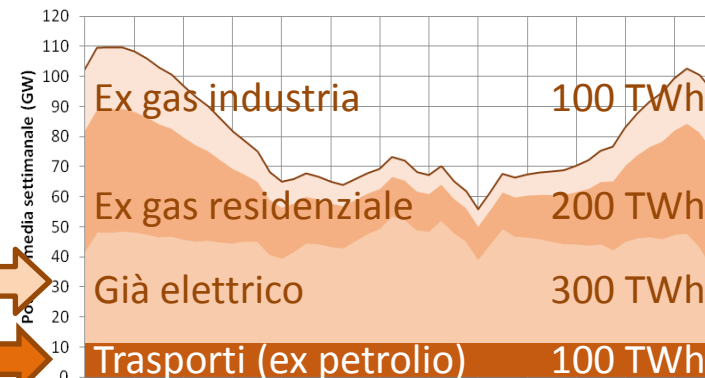
Sei anni di consumi di gas naturale (dati SNAM)



Consumi mensili di prodotti petroliferi



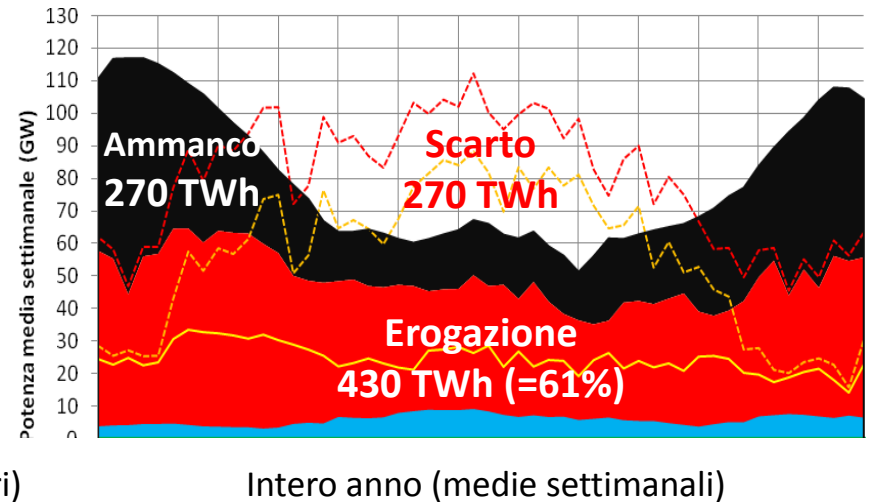
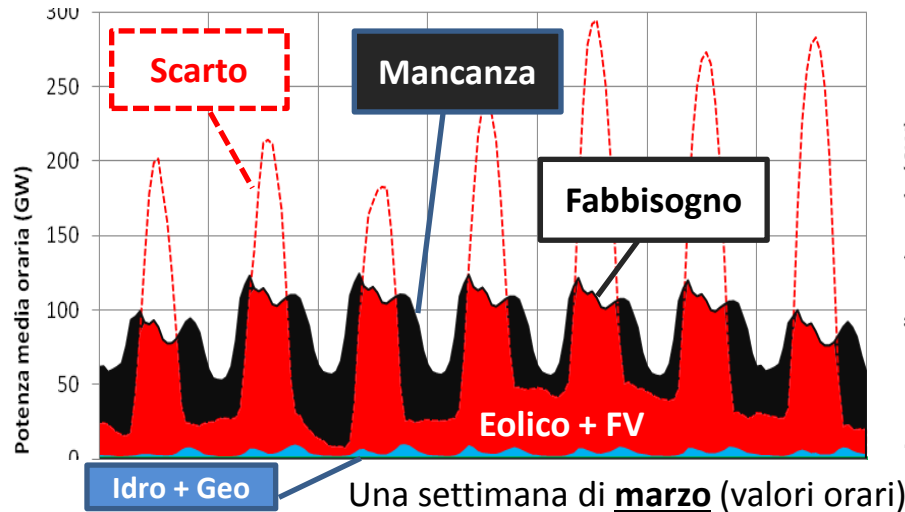
Nuovo profilo annuale del fabbisogno di EE



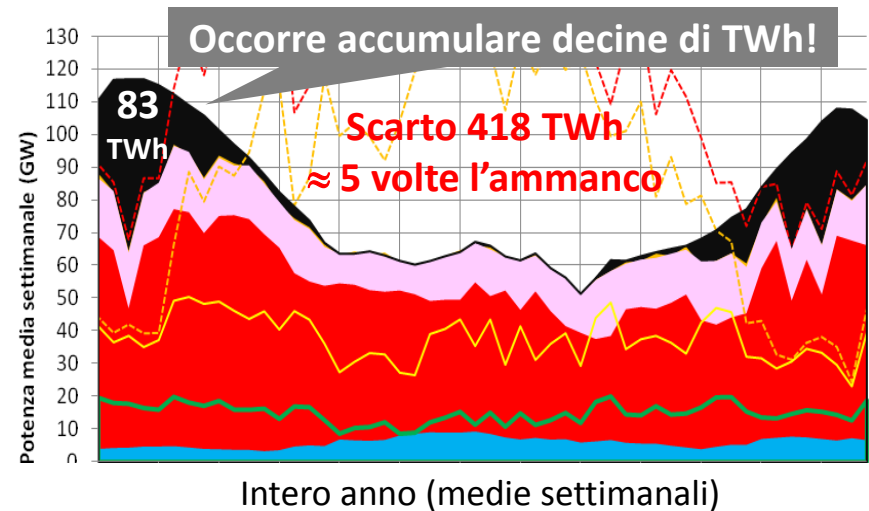
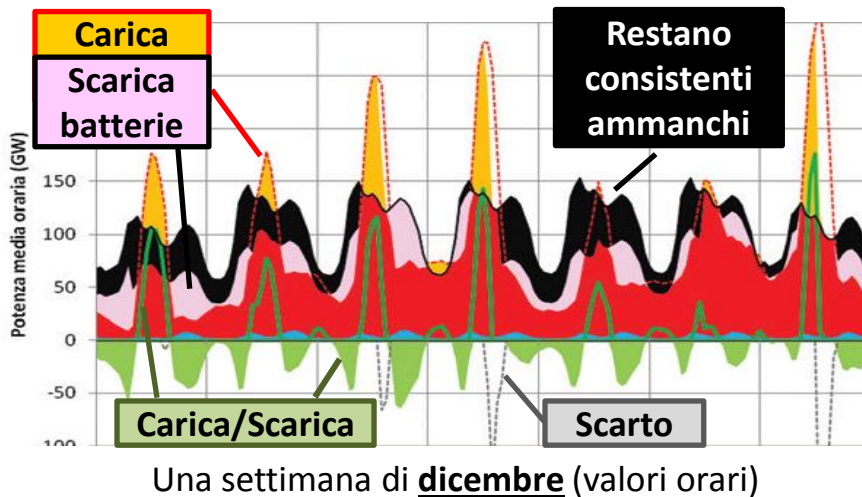
Totale 700 TWh

Fase 1: 5 scenari propedeutici a complessità crescente

Scenario 1: capacità FER=700 TWh (=100% fabbisogno), senza accumulo



Scenario 4: FER =1050 TWh (=150%) + 6 ore di accumulo giornaliero (=480 GWh)



Dove accumulare svariate decine di TWh elettrici?

Bacini idroelettrici? **NO**



Capacità totale
6,5 TWh_e



Depositi geologici gas? **SI**

GLI STOCCAGGI DI METANO



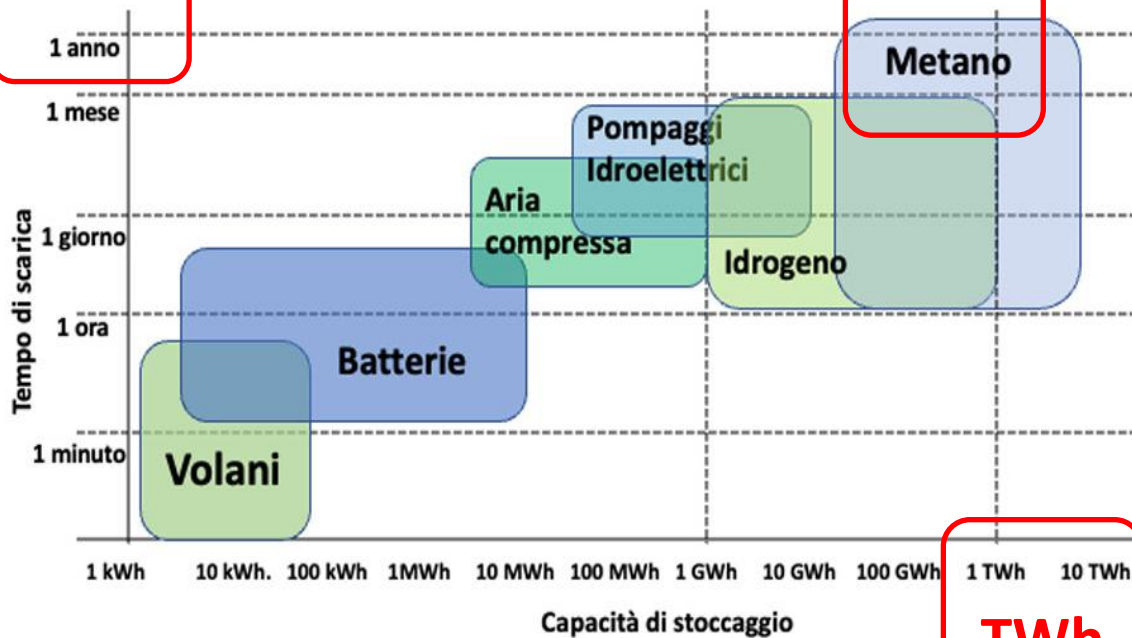
Capacità attuale $\approx 200 \text{ TWh}_{(t)}$
x 45% (rendimento TG) $\approx$ **90 TWh_e**

Con quale molecola?

Idrogeno: **NO**

- infragilisce i metalli;
- inadatto ad essere stoccato nei depositi geologici (riduzione capacità ad 1/3);
- stoccaggi alternativi di superficie troppo costosi.

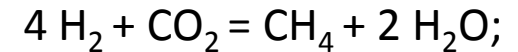
Anno



TWh

Metano di sintesi: **SI**

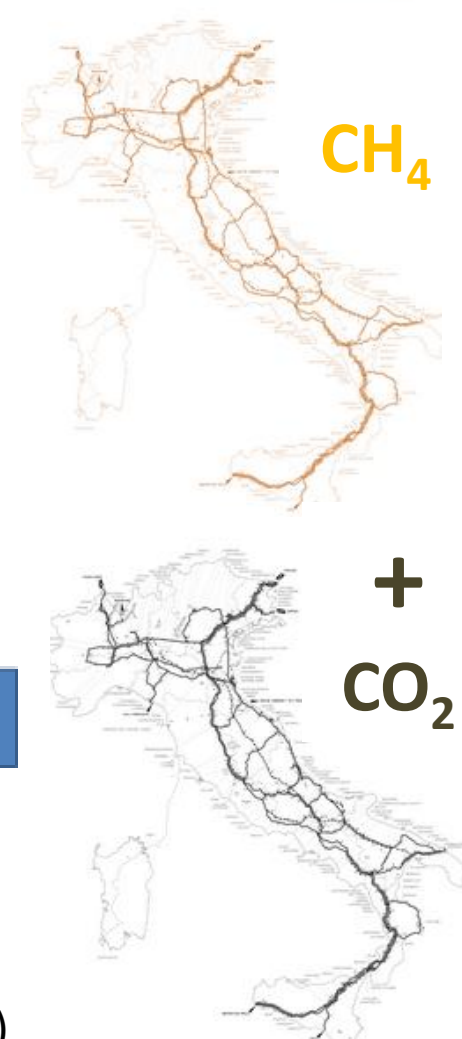
- ulteriore perdita energetica per produrlo da reazione Sabatier:



ma, in compenso:

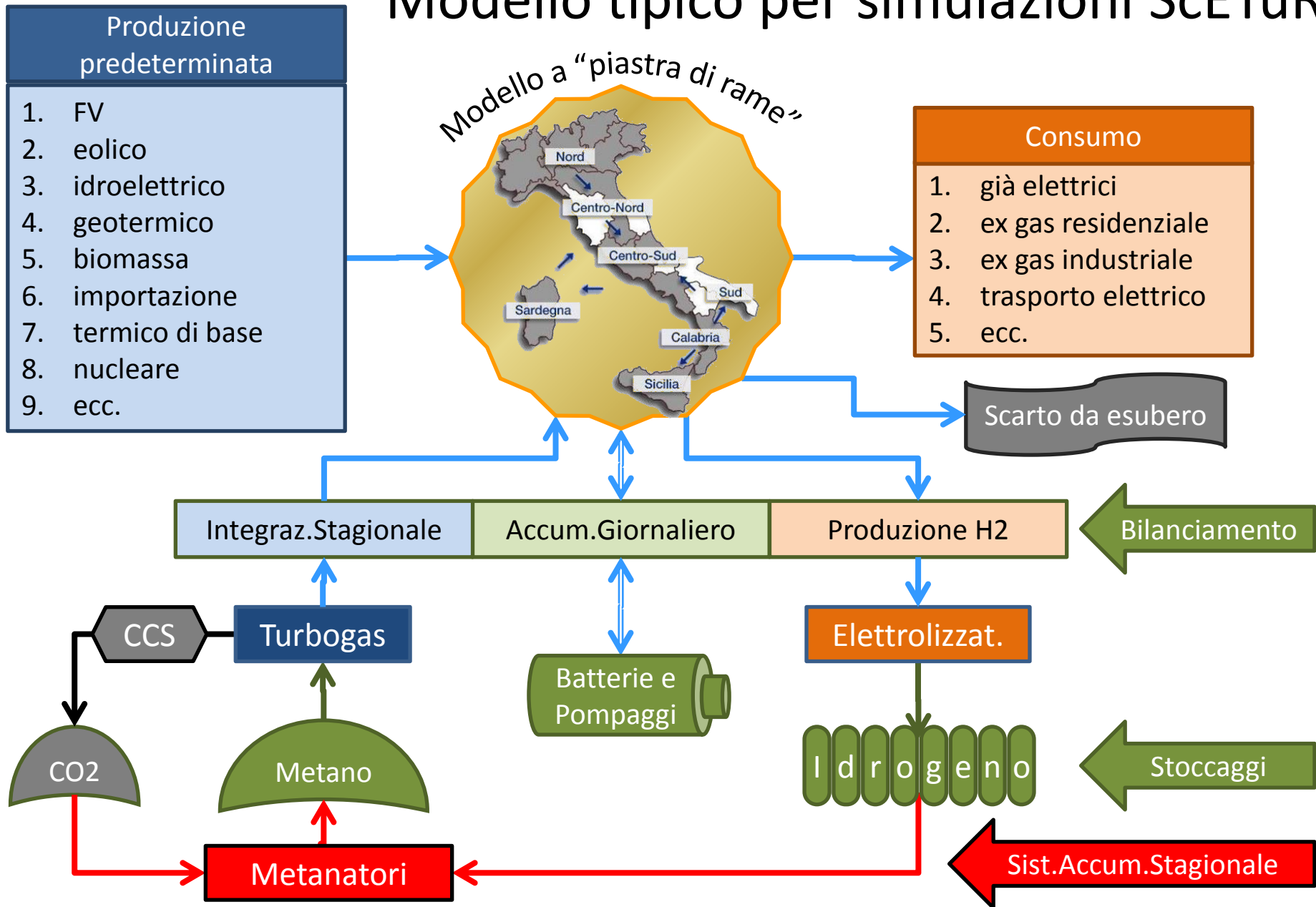
- tecnologia ben collaudata;
- esiste già una rete capillare e un sistema di stoccaggio capace di accumulare decine di TWh_e

EE

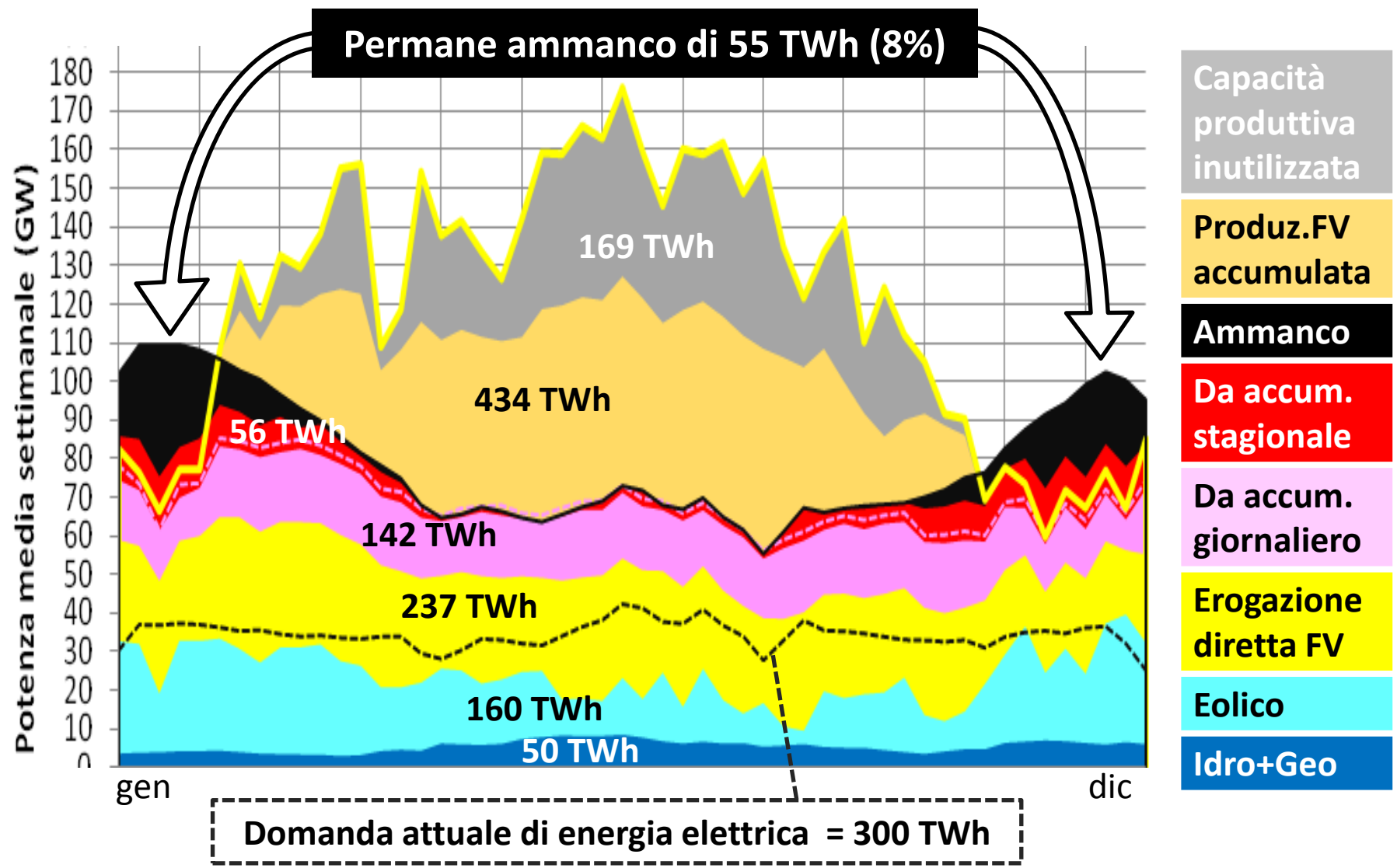


Valore prudenziale – Con turbogas a ciclo Allam può aumentare fino al 50%

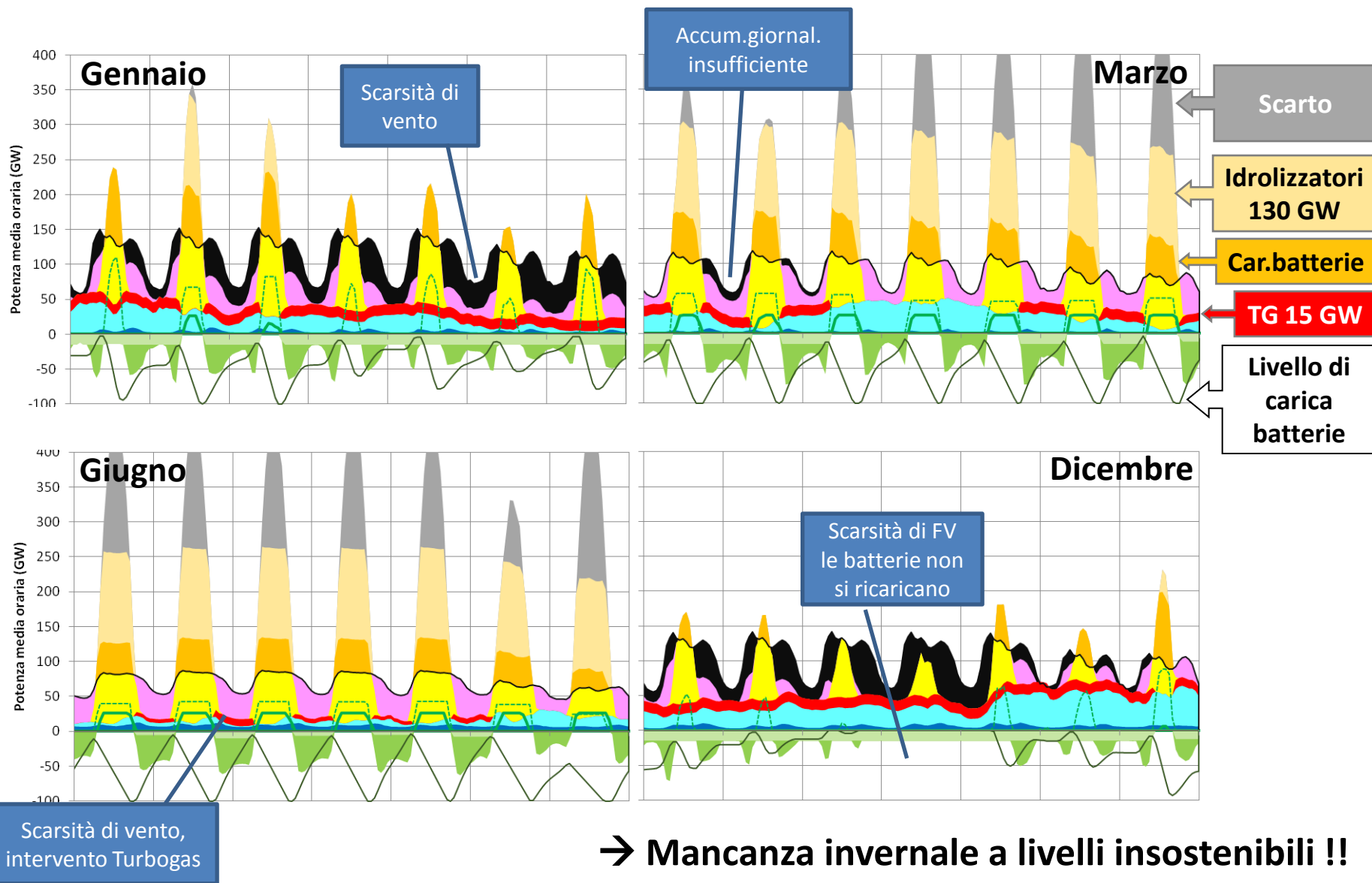
Modello tipico per simulazioni ScETuR



Fase 2 (con accumulo stagionale) - Scenario 6: da 700 TWh

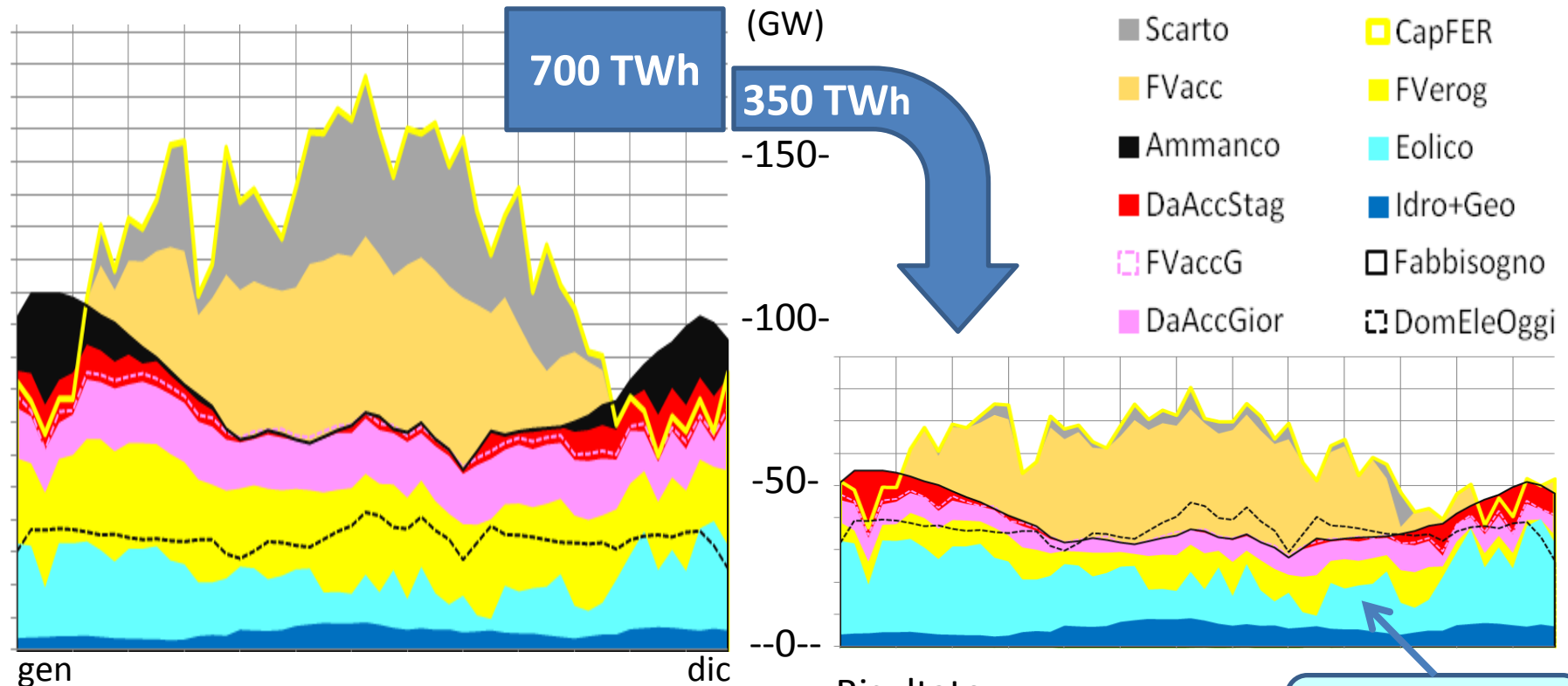


Scenario 6 – Profili durante 4 settimane dell'anno



➔ Mancanza invernale a livelli insostenibili !!

Scenario 7 - Dimezzamento disponibilità energia: 350 TWh



Ipotesi per nuovo scenario da 350 TWh

- stessa capacità eolica (160 TWh)
- stessa capacità idro-geo (50 TWh)
- stessa capacità stoccaggio CH₄ (30 TWh)
- forte riduzione del FV (da 840 a 315 TWh)
- dimezzato accumulo giornaliero (240 GWh)

Risultato:

- nessun ammanco
- esubero quasi assente;
ma ...

- disponibilità complessiva di energia di poco superiore al totale dei soli consumi elettrici odierni (linea nera tratteggiata)

Maggior peso
dell'eolico

Aprile 2023: pubblicazione del rapporto Scetur1

Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili

Prima parte: analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici

Gli autori (soci di ASPO-Italia)

- Stefano Tiribuzi, ingegnere.
- Pietro Cambi, geologo e ingegnere ambientale.
- Luciano Celi, tecnologo del CNR.
- Marco Giusti, ingegnere esperto di fonti rinnovabili.
- Gisberto Liverani, ex geologo degli idrocarburi.
- Luca Pardi, ricercatore del CNR, coordinatore e referente
- Mirco Rossi, divulgatore scientifico esperto di energetica.

Verso un sistema energetico italiano
basato sulle fonti rinnovabili

Prima parte:
analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici



edizioni
Consiglio Nazionale della Ricerca

Pubblicato da CNR edizioni, sul portale CNR:
<http://eprints.bice.rm.cnr.it/id/eprint/22309>

Maggio 2023: che sorpresa! Alla Camera dei Deputati ...

lo studio CNR-Aspo viene estesamente citato in una mozione sul Repower-EU



Seduta della Camera di Martedì 9 maggio 2023

MOZIONE CARAMANNA, ANDREUZZA, ROSSELLO, SEMENZATO ED ALTRI, N. 1-00135

*CONCERNENTE INIZIATIVE IN RELAZIONE AL PIANO REPOWER-EU E AI RELATIVI
INVESTIMENTI IN CAMPO ENERGETICO NELL'AMBITO DEL PNRR*

... secondo un recente Studio Cnr-Aspo («Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili») sul sistema elettrico italiano, lo sbilanciamento stagionale tra generazione rinnovabile e consumi non potrà essere risolto solo con un massiccio ricorso a un aumento del 150 per cento del parco rinnovabili installato: saranno necessari accumuli per 480 GWh di breve periodo e per 30 TWh stagionali con tecnologie power-to-gas) le quali consentono di immagazzinare l'elettricità in esubero prodotta da centrali solari, eoliche o idrauliche) sotto forma di metano sintetico o idrogeno.

Ma soprattutto sarà necessario un drastico ridimensionamento dei consumi;

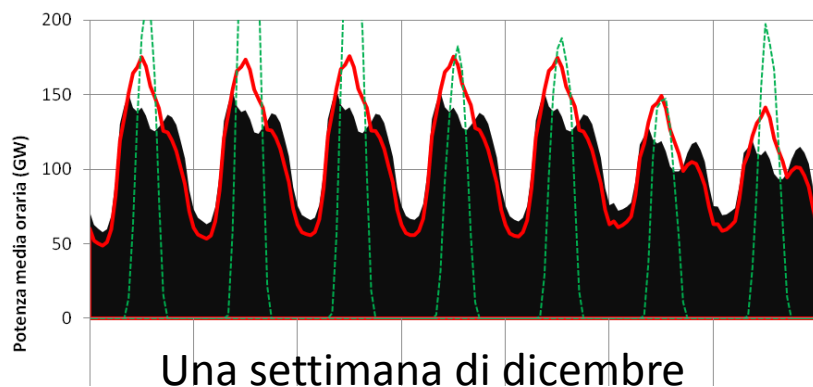
l'intermittenza delle fonti rinnovabili principali (l'eolico produce mediamente per 1.800 ore l'anno e il fotovoltaico tra 1.300 e 1.400 ore, su un totale annuale di 8.760 ore) dovrebbe essere coperta in gran parte con accumuli in batteria, che, con la tecnologia attuale, richiederebbe 650 grammi di litio per ogni italiano: una quantità molte volte superiore all'attuale produzione mondiale; a tutto questo si dovranno aggiungere l'adeguamento della rete elettrica e la realizzazione delle infrastrutture necessarie al trasporto e stoccaggio di metano, idrogeno e CO₂; la transizione comporterà nei prossimi decenni la realizzazione e gestione di una grande infrastruttura energetica;

<https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2023/05/Mozione-Caramanna-approvata-Camera-energia-Governo.pdf>

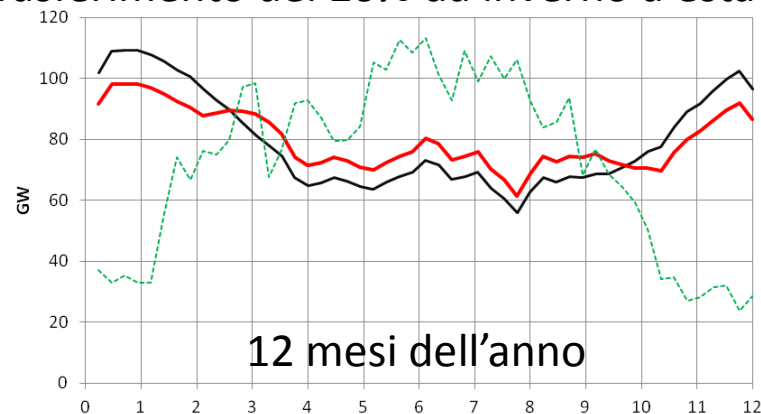
Scetur2: scenari con redistribuzione giornaliera ed annuale della domanda

A partire da uno **Scenario B** (base) da 700 TWh di domanda annua, con 150% di FER, 6 ore di accumulo giornaliero e 30 TWh di accumulo stagionale P2G2P, sono stati riprofilati i consumi per simulare i seguenti scenari:

Scenario G - Ridistribuzione giornaliera
trasferimento del **20%** da notte a giorno



Scenario A – Ridistribuzione annuale
trasferimento del **10%** da inverno a estate

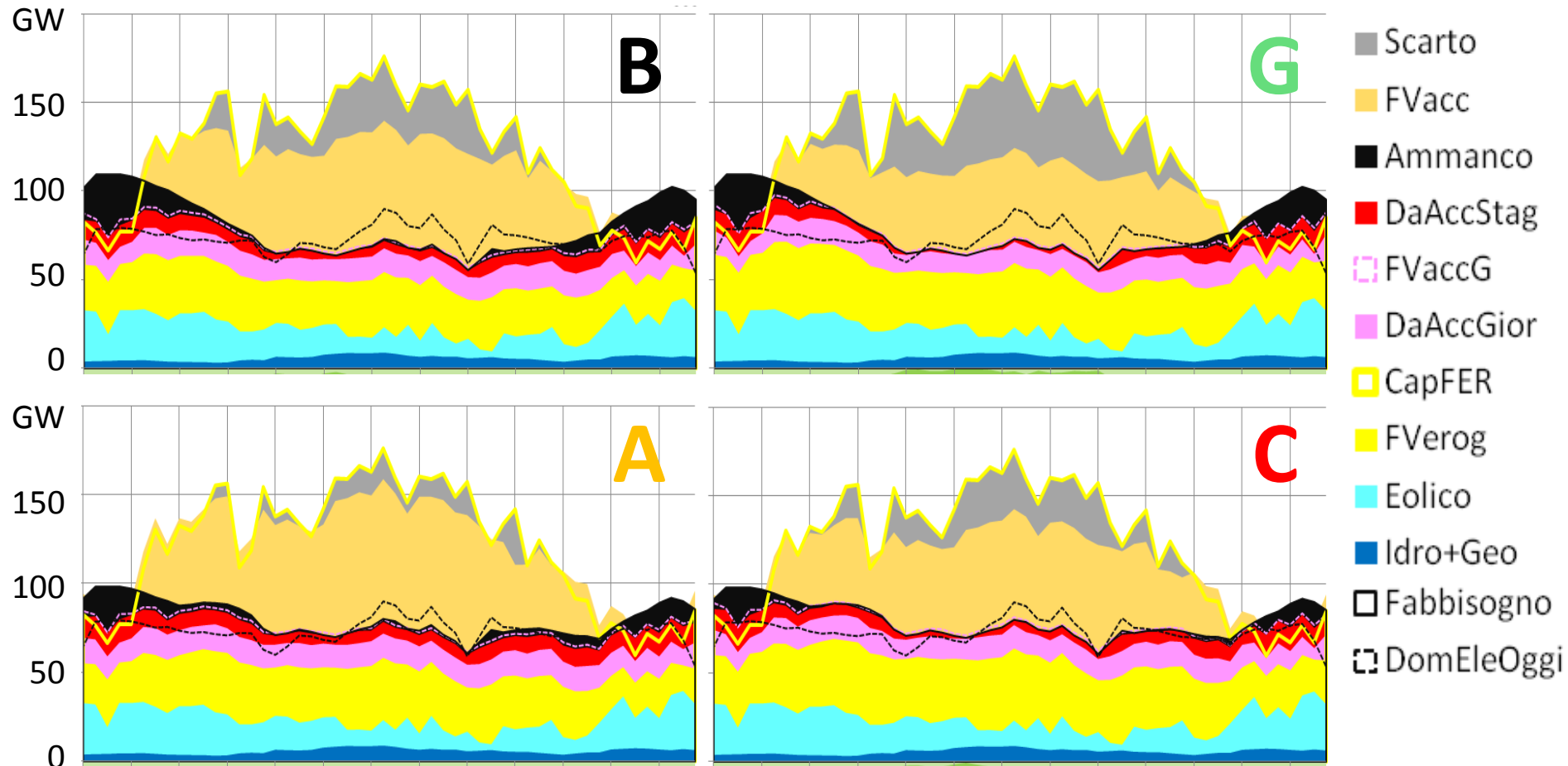


Domanda scenario base – Domanda ridistribuita – Produzione FV

E' stato poi aggiunto uno **Scenario C**, per simulare l'effetto combinato delle 2 redistribuzioni.

Effetti delle ridistribuzioni sulla copertura annuale della domanda

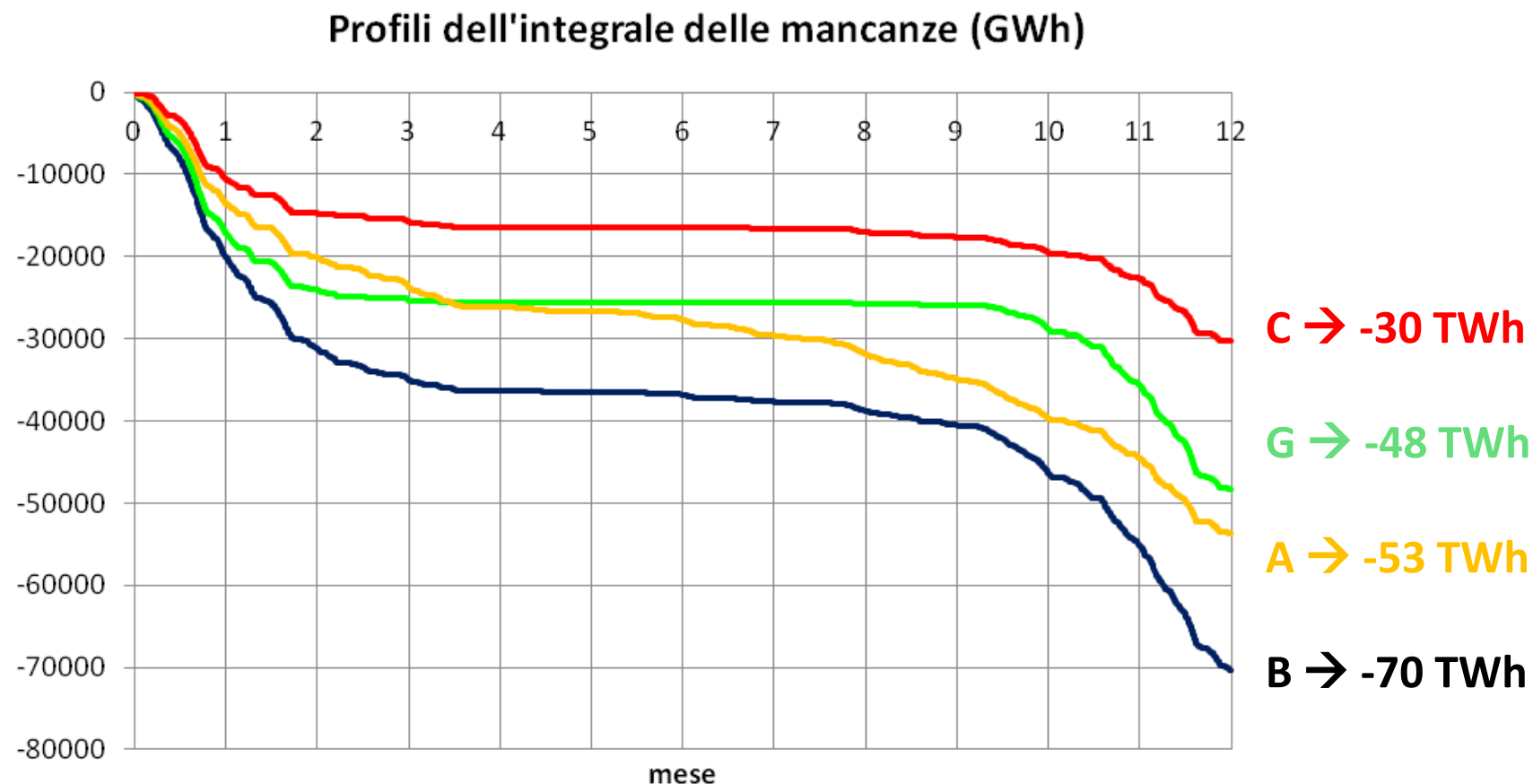
Grafici delle medie settimanali



Restano lunghi periodi di mancanza di energia, estesi a tutto il semestre freddo

Mancanza di energia cumulata nel corso dell'anno

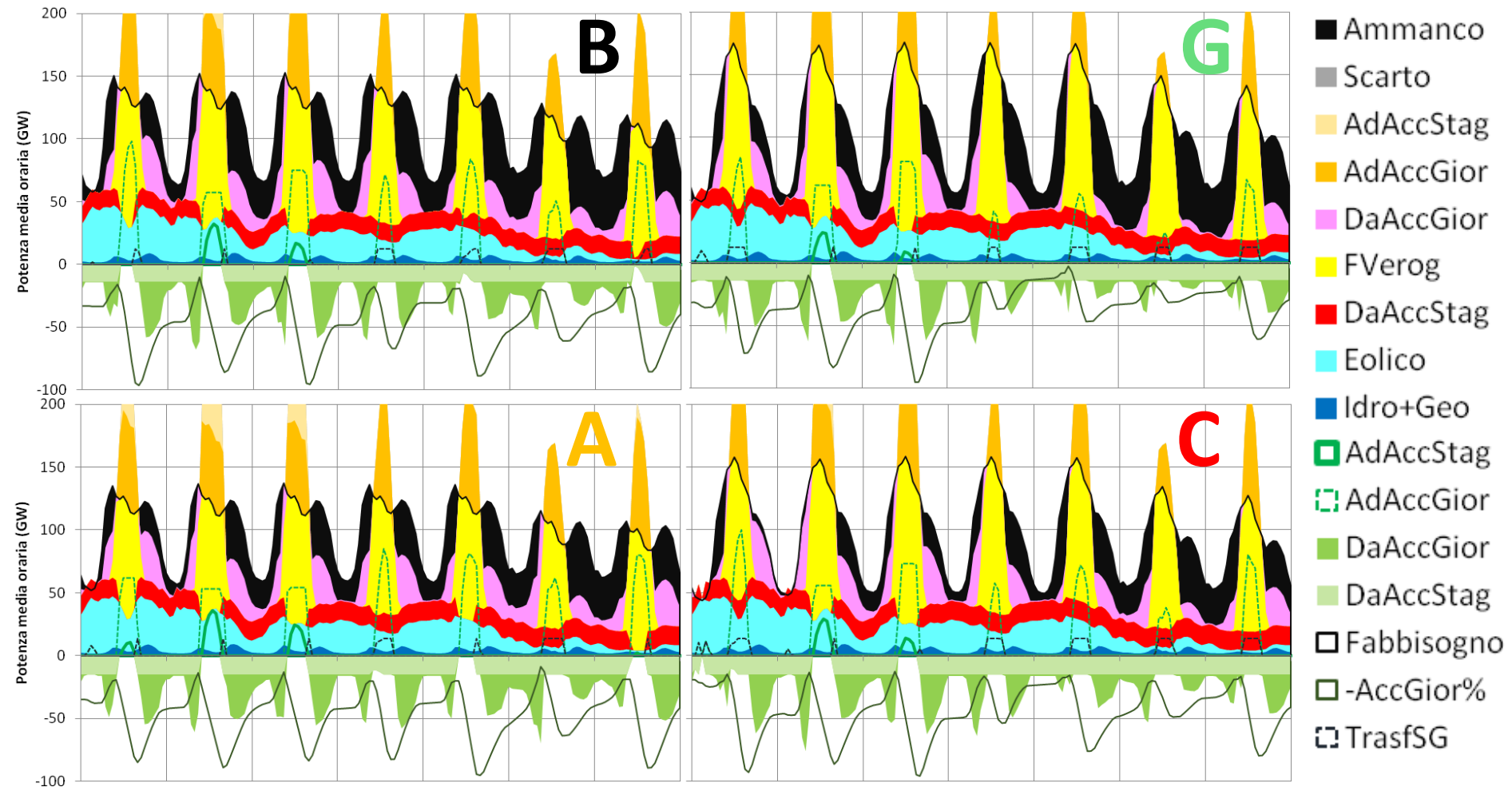
Le curve rappresentano gli andamenti incrementali della mancanza di EE nei 4 scenari.



La redistribuzione della domanda aiuta a ridurre l'ammacco annuale ma non lo elimina del tutto

Resta difficile coprire il fabbisogno in inverno

Settimana di gennaio. Restano ammanchi considerevoli, soprattutto alla sera.



Scenari con redistribuzione S-pinta e con T-tagli dei consumi

Scenario S

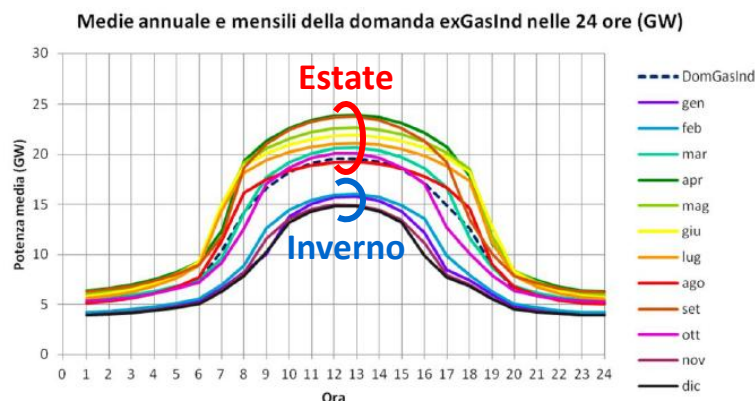
Nuovi coeff. di redistribuzione

Uso	Giorn.	Ann.
GiàElettr	20%	20%
exGasRes	20%	20%
exGasInd	50%	30%
exPetTras	60%	30%
Preced.	20%	10%

Scenario T Consumi in TWh

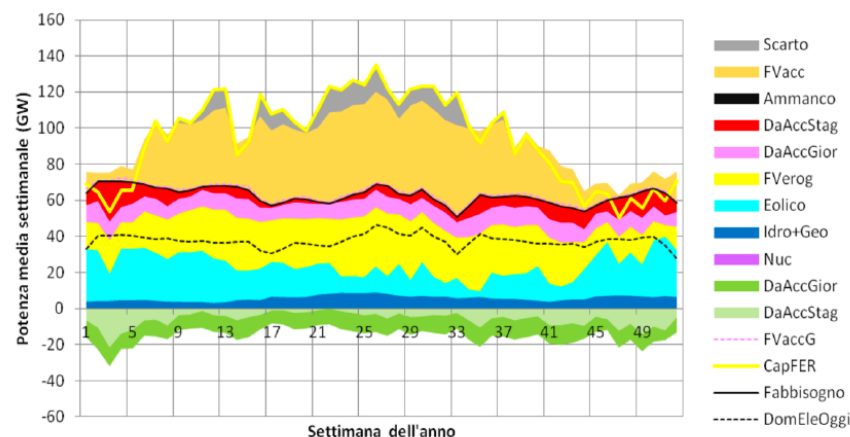
Uso	Prec.	Nuovi
GiàElettr	300	300
exGasRes	200	100
exGasInd	100	100
exPetTras	100	50
TOTALE	700	550

Ammanchi azzerati, ma ...



Eccessive distorsioni dei profili di consumo es. orari di lavoro molto ridotti d'inverno ed estesi d'estate

Figura 44. Scenario S - Medie annuali e mensili della domanda elettrica sostitutiva del gas nell'industria.

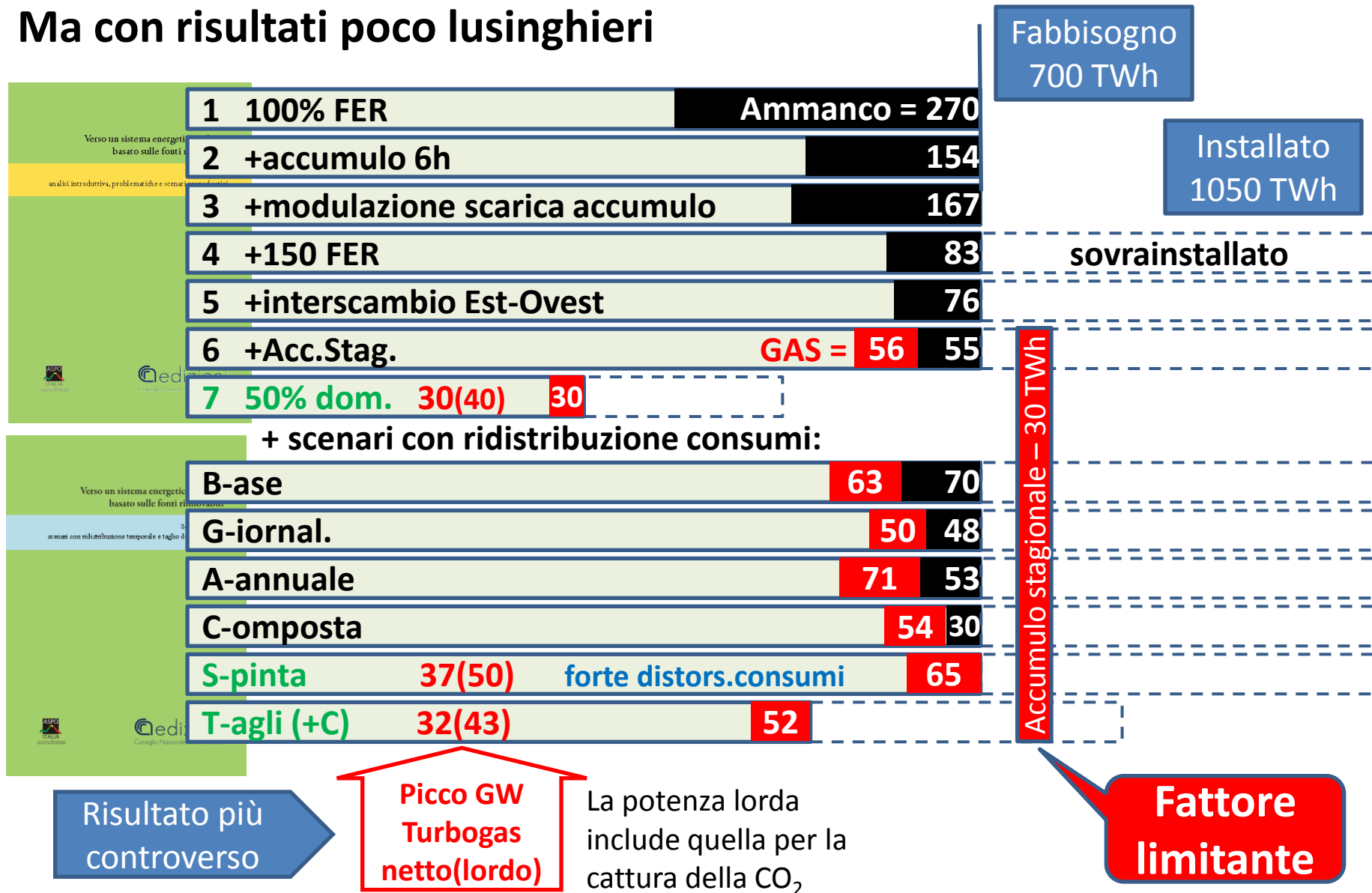


Riduzione della disponibilità di energia

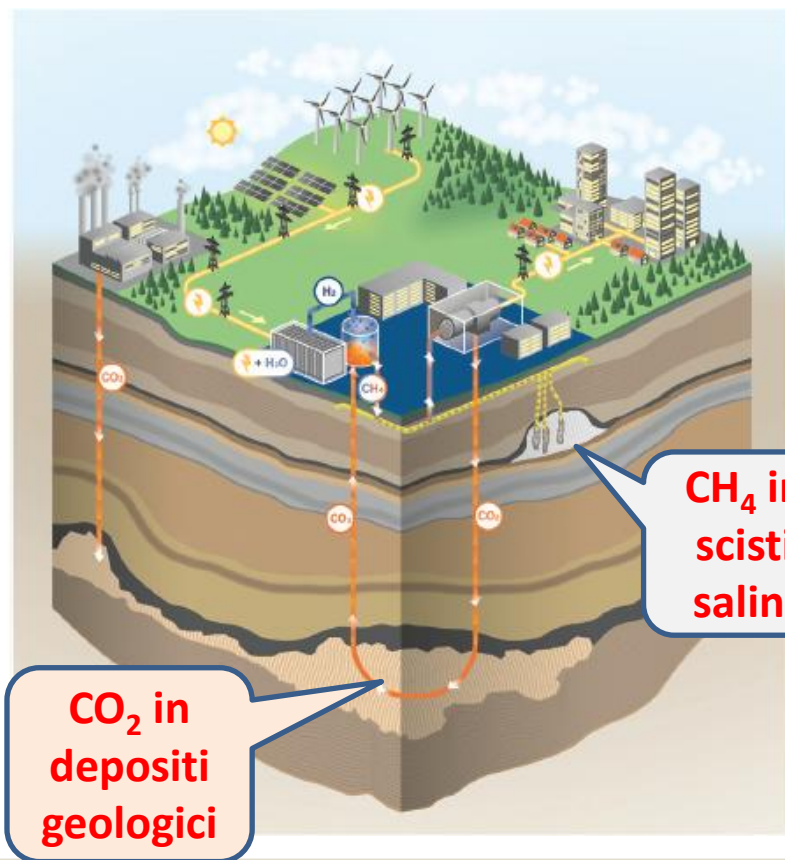
Figura 71. Scenario T - Profilo annuale della copertura della domanda su base settimanale.

Scetur1&2 → 13 scenari, di cui 3 senza ammanchi

Ma con risultati poco lusinghieri



2 buone notizie dai ricercatori tedeschi dell'Helmholtz Zentrum



Rif. Stefan Fogel et al. (Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf e.V.)

SNG based energy storage systems with subsurface CO₂ storage

Energy Adv., 2022, 1, 402

Table 8 Total required temporary storage capacities for scenario 1. The total storage volume includes an added cushion gas volume of 30% for CO₂ and CH₄

Gas	Storage quantity in kilotons	Storage volume in m ³	Storage volume in N m ³
CO ₂ (gaseous)	10 754	18.2 million	7.8 billion
CH ₄ (gaseous)	3911	36.9 million	7.8 billion
O ₂ (liquefied)	15 650	13.7 million	—

Volume CO₂ metà del CH₄

Resa di ciclo 40-50%

Table 2 Comparison of gas fired thermal power generation cycles and the achievable PtG GtP efficiencies

Cycle	Combustion	Working fluid sCO ₂	GtP efficiency (%)	Ref.	PtG GtP efficiency (%)
Combined cycle	Post-combustion	No	50.0 50.7	66 68	41.0 41.6
Combined cycle	Post-combustion	Yes	50.0	71 and 73	41.0
Combined cycle	Oxy-combustion	No	48.0 49.3	68, 75 and 76	39.4 40.4
Allam cycle with ASU	Oxy-combustion	Yes	55.1 59.8	75, 76, 78 80	45.2 49.0
Allam cycle	Oxy-combustion	Yes	66.1	80	54.2

Elemento limitante: le capacità dell'accumulo stagionale

In Scetur1 e 2 si è supposto che la capacità dell'accumulo stagionale fosse di soli 30 TWh(e), valore derivante da:

- volume dei depositi geologici disponibile 13 Gm³ (17,5 Gm³ di volume totale meno 4,5 Gm³ di riserva strategica)
- x 10 kWh_t/m³ (potere calorifico) → 130 TWh_t
- x 45% (rendimento TG) ≈ **60 TWh_e**

Volume suddiviso a metà tra CH₄ e CO₂ → **30 TWh_e**

Valore per studi
Scetur1 e 2

Ma si può aumentare sensibilmente ...

Studio Helmholtz: densità molare di stoccaggio della CO₂ doppia di quella del CH₄
→ si possono riservare al CH₄ i 2/3 del volume → **40 TWh_e**

Inoltre, utilizzando nuovi depositi per la CO₂, l'intera capacità degli attuali depositi di GN resterebbe per il CH₄ → **60 TWh_e** (al netto della riserva strategica)

Infine, l'aumento della resa di ciclo (studio Helmholtz) consentirebbe di ridurre la percentuale di sovrainstallazione FER

L'attualità: il PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima)

Strategie per il 2030 su decarbonizzazione, efficienza energetica e sicurezza

PIANO NAZIONALE
INTEGRATO PER
L'ENERGIA E IL CLIMA

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

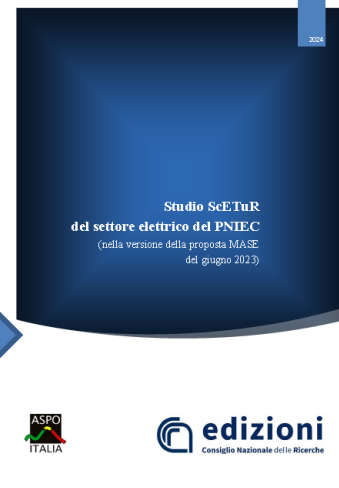
Giugno 2023

Italia

gennaio 2020 - Prima versione definitiva

giugno 2023 – Bozza della prima revisione

febbraio 2024 – Scetur-PNIEC
Studio ScETuR del settore elettrico
del PNIEC (al 2030)



giugno 2024 – Versione definitiva

Con scenari al 2050

Include il nucleare

gennaio 2025 – Scetur-PNIEC24
Studio ScETuR degli scenari al 2050
con e senza nucleare ...

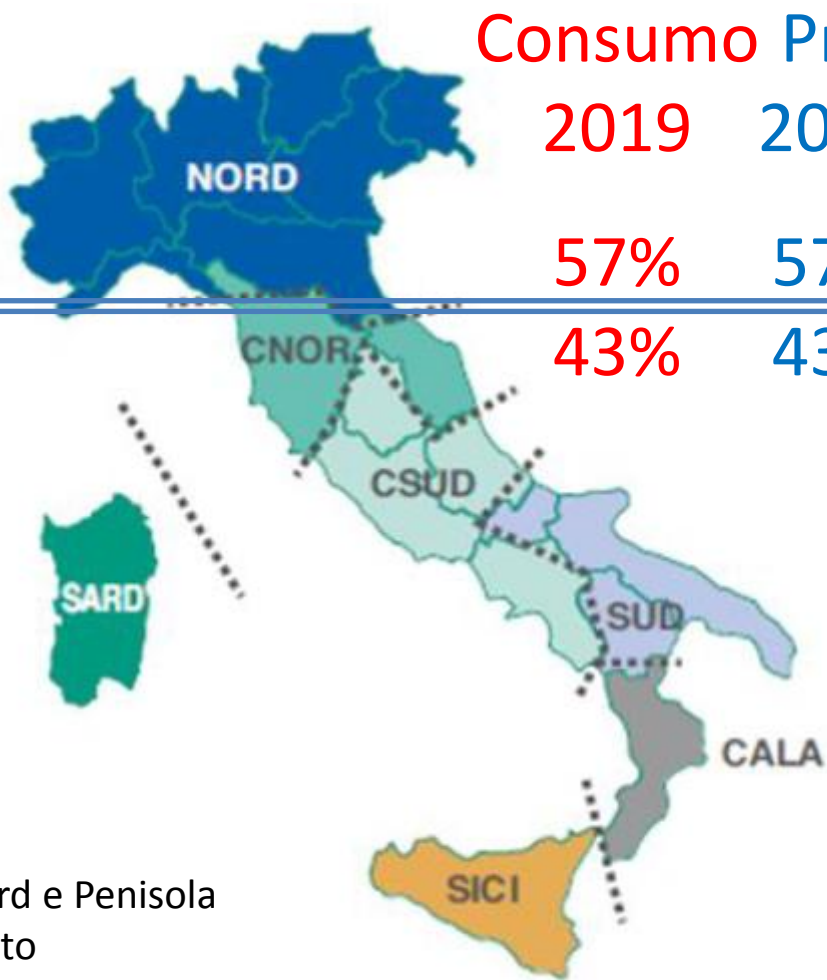


Scetur-PNIEC – Valutazione scenario elettrico al 2030 del PNIEC 2023

Include una stima degli effetti dei limiti di trasmissione tra zone di mercato

2 Macrozone

	Popolazione
Nord	47%
Penisola	53%

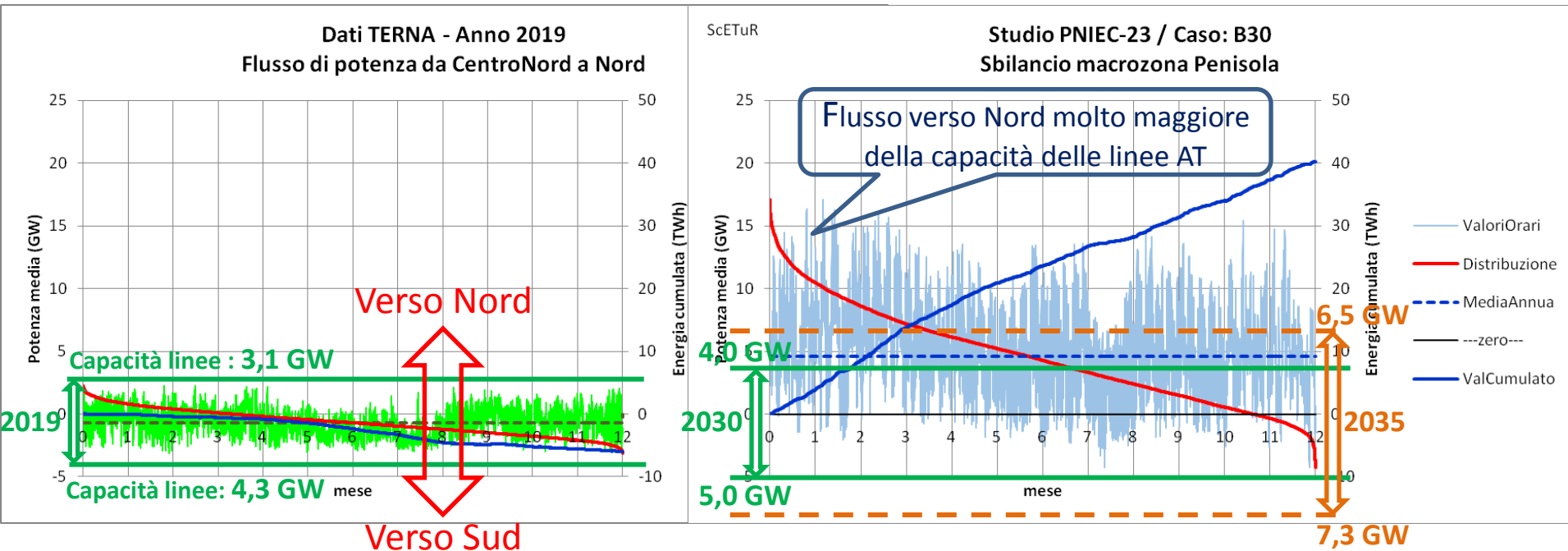


Consumo	Produzione	
2019	2019	2030
57%	57%	44%
43%	43%	56%

I profili orari di consumo e produzione sono stati ripartiti tra le macrozone Nord e Penisola proporzionalmente allo sviluppo previsto nelle 2 aree per le varie FER, per stimare il profilo orario del flusso necessario al 2030 al confine tra le 2 macrozone.

Scetur-PNIEC - Impatto linee di trasporto AT su risultati ScETuR

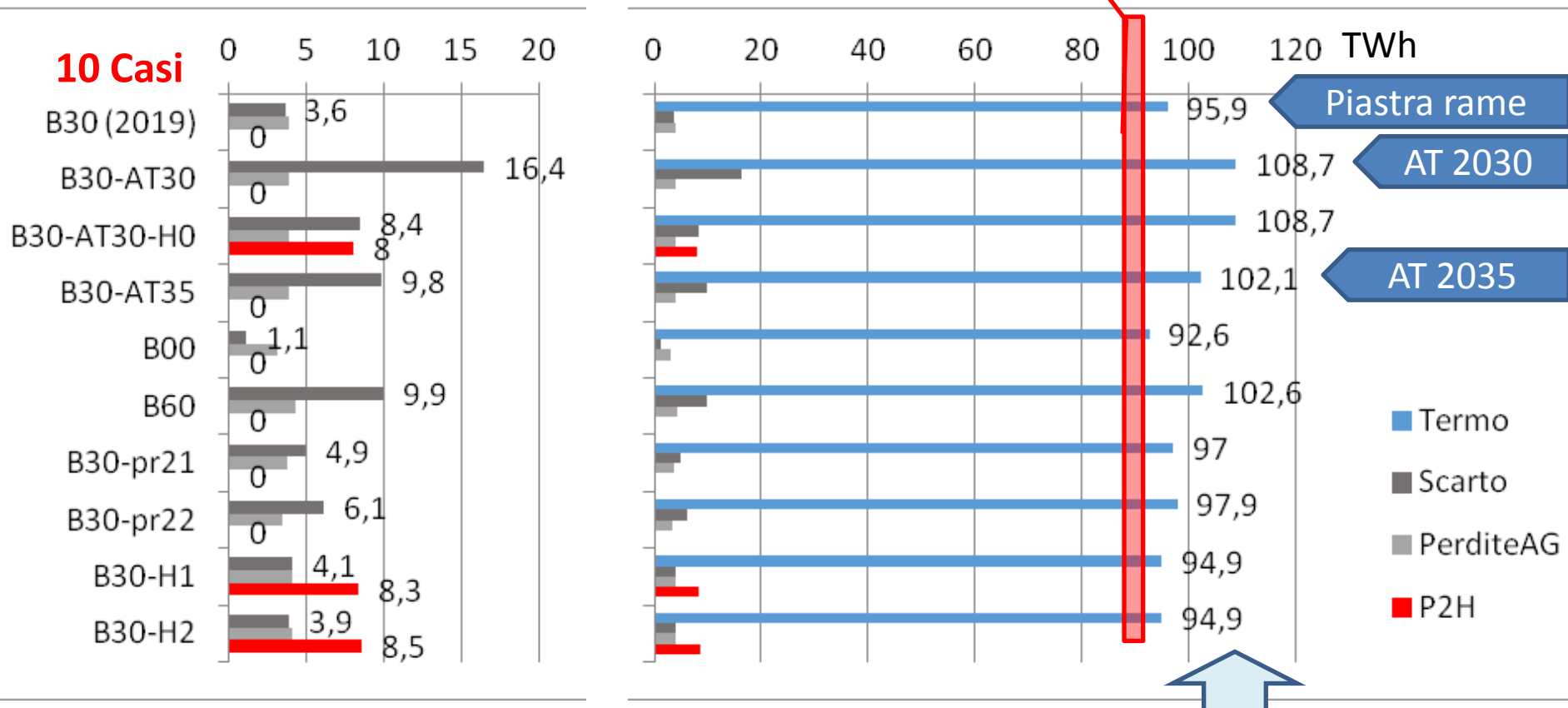
I due grafici mostrano gli andamenti annuali dei valori orari dei flussi di potenza dalla Penisola verso la zona Nord registrati nel 2019 (in verde) e calcolati per il 2030 (in azzurrino). L'uso della stessa scala mette in risalto l'enorme differenza di regime dei flussi che, come mostrano le curve blu, da diretti prevalentemente verso sud (6 TWh nel corso del 2019), nel 2030 dovrebbero invece trasferire complessivamente 40 TWh verso Nord.



La capacità delle linee previste dal PNIEC al 2030 (dato medio presunto) e al 2035 non sono in grado di trasferire questa energia. La parte non trasferibile, area della curva rossa al di sopra della capacità di trasporto, deve essere compensata con un aumento di produzione TE al Nord, determinando così un aumento dello scarto di energia da FER nella macrozona Penisola.

Scetur-PNIEC ➔ La quota gas al 2030 va incrementata

Fabbisogno di Gas Naturale al 2030 previsto nel PNIEC 2023 è circa 90 TWh (da 88,4 a 92)



Il fabbisogno stimato nei casi Scetur-PNIEC è sempre maggiore di quello previsto nel PNIEC 2023
Con le limitazioni delle linee di trasmissione in AT al 2030 (B30-AT30) arriva a 108,7 TWh
Con le limitazioni previste al 2035 (B30-AT35) risce a 102,1 TWh

La marcia del ritorno del nucleare in Italia, il PNIEC 2024

Tappe principali

9mag23 – Seduta n.100 della Camera dei Deputati, approvazione delle mozioni concernenti iniziative in materia energetica nel quadro del raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica, con particolare riferimento all'energia nucleare

21set23 – Prima riunione della PNNS (Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile)

27apr24 – il MASE pre-annuncia il nucleare nel PNIEC

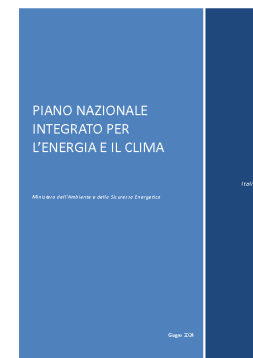
30giu24 – Pubblicazione del PNIEC 2024

31gen25 – Pubblicazione di **Scetur-PNIEC24**

3apr25 - Pubblicazione rapporti conclusivi dei GdL PNNS

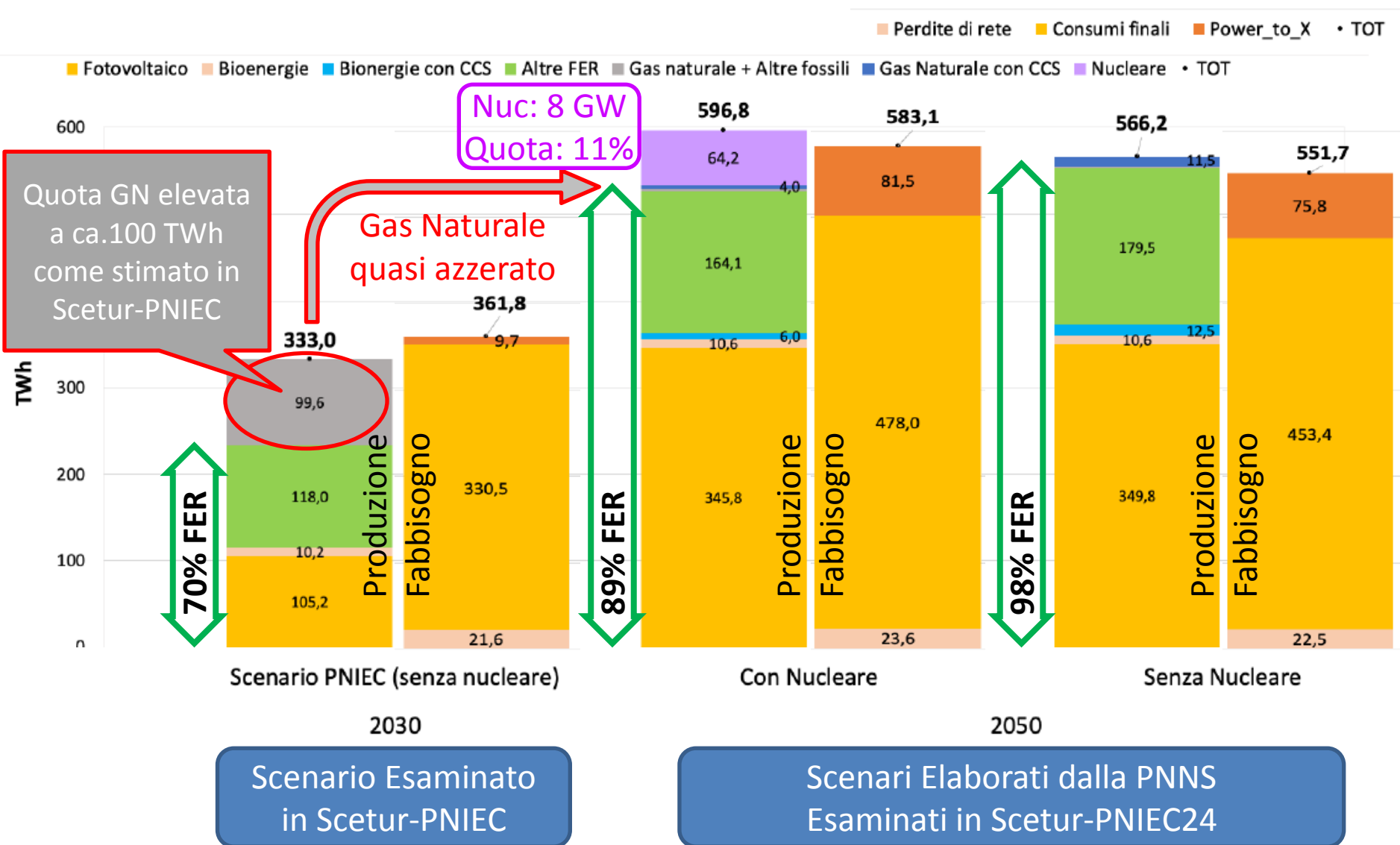
2ott25 – Il Consiglio dei Ministri approva il DdL sul Nucleare sostenibile

Ott25 – Pubblicazione del documento TERNA sulle Prospettive al 2050



PNIEC 2024 – Scenari al 2030 e al 2050 (con e senza nucleare)

I mix energetici riportati negli atti del DdL sul nucleare sostenibile



Scetur-PNIEC24 – Scenario con nucleare (8 GW): **del tutto inadeguato!**

Fig.11

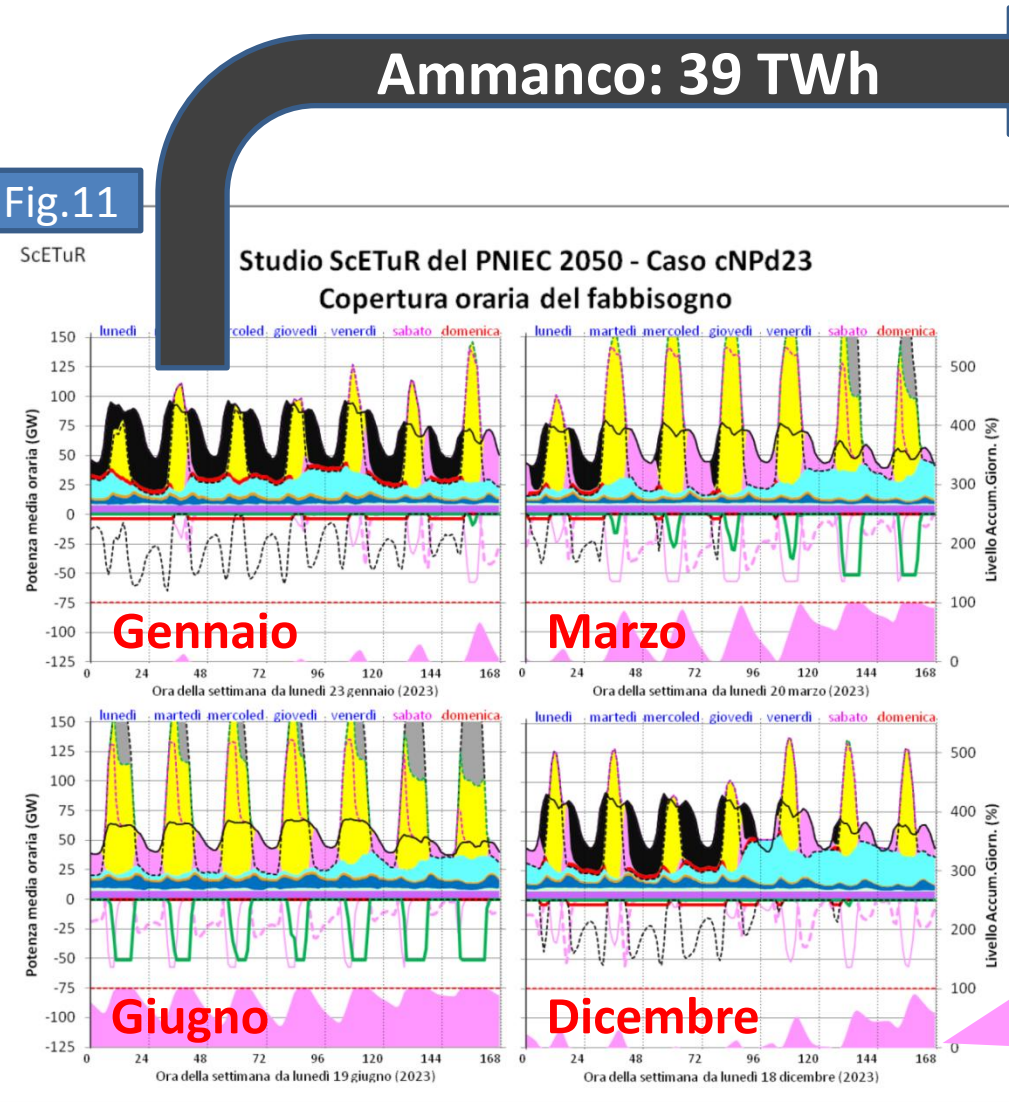


Fig.13

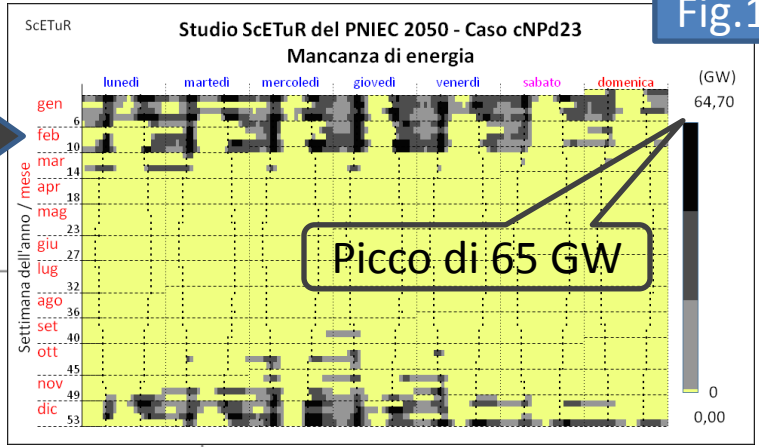
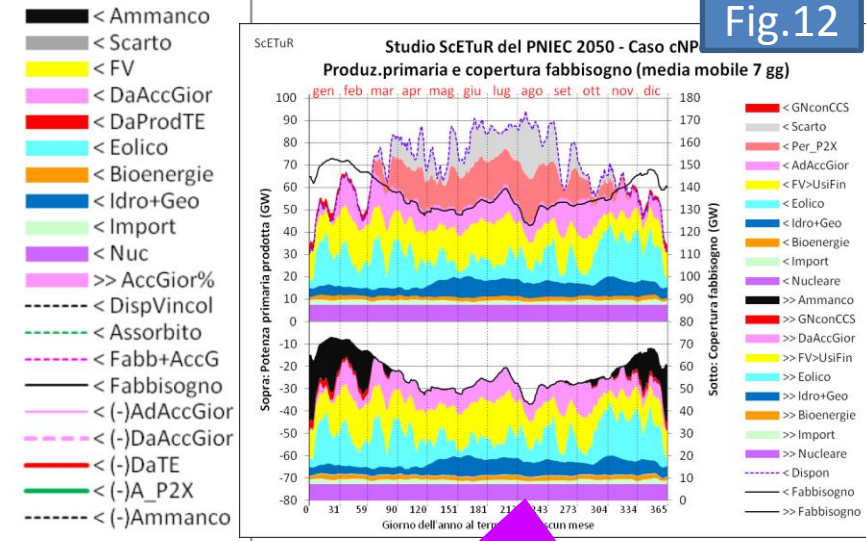


Fig.12



Diversi regimi di carica/scarica delle batterie

Nucleare $P_{cost} = 7,3$ GW
Neanche il raddoppio sarebbe sufficiente

Capacità batterie = 8 ore (ipotesi aggiuntiva)

Scetur-PNIEC24 – Cosa occorre per coprire il fabbisogno?

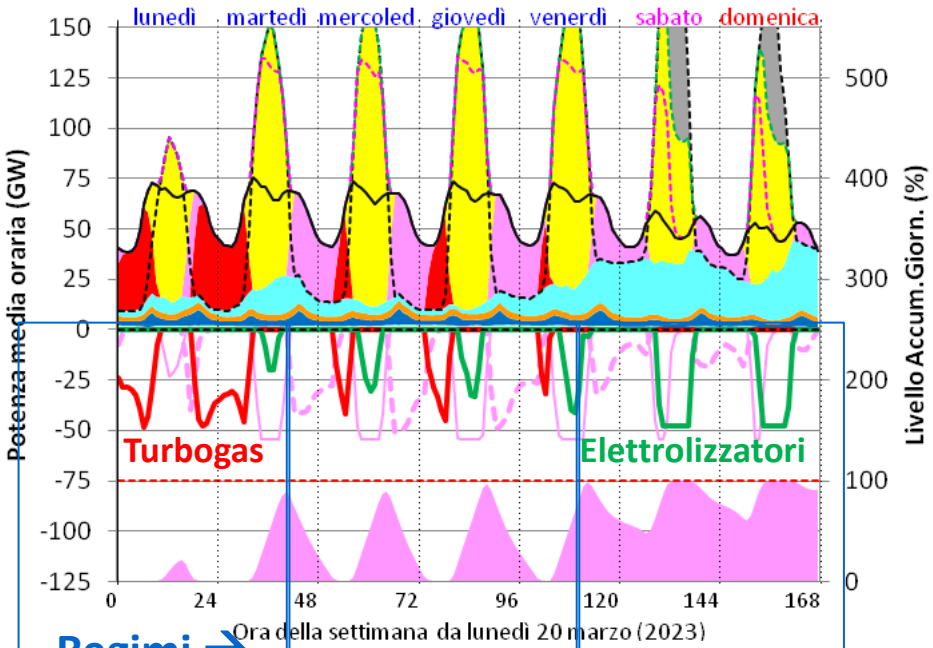
Tabella 11 Dimensionamento della fonte TE per coprire l'intero fabbisogno degli scenari con e senza nucleare con bilanciamento diretto

	Scenari PNIEC al 2050	con Nucleare	senza Nucleare	Note
a	Energia da fonti svincolate (GN e Altre fonti)	6,1 TWh	13,8 TWh	
	Risultati ScETuR degli scenari PNIEC	cNPd23	sNPd23	+
b	Totale mancanza di energia (domanda scoperta)	39,0 TWh	35,9 TWh	
c	Massima potenza mancante	64,7 GW	61,0 GW	
d	Potenza TE (già prevista nel mix)	3,93 GW	8,57 GW	
	Stima fabbisogno TE da GN per i casi con completa copertura del fabbisogno	cN1Pd23	sN1Pd23	=
e	Energia da TE	45,1 TWh	49,7 TWh	= a + b
f	Potenza TE	68,6 GW	69,6 GW	= c + d

La produzione TE da GN deve aumentare da **6-14 TWh** a **45-50 TWh**
La potenza TE (turbogas) deve arrivare a **70 GW** (anche per lo scenario con nucleare!)
Come ridurre la potenza turbogas da installare?

Scetur-PNIEC24 – I regimi di bilanciamento

La settimana di marzo presenta esempi di tutti i regimi dell'anno



Regimi →

Invernale

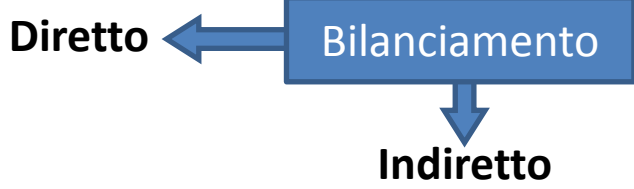
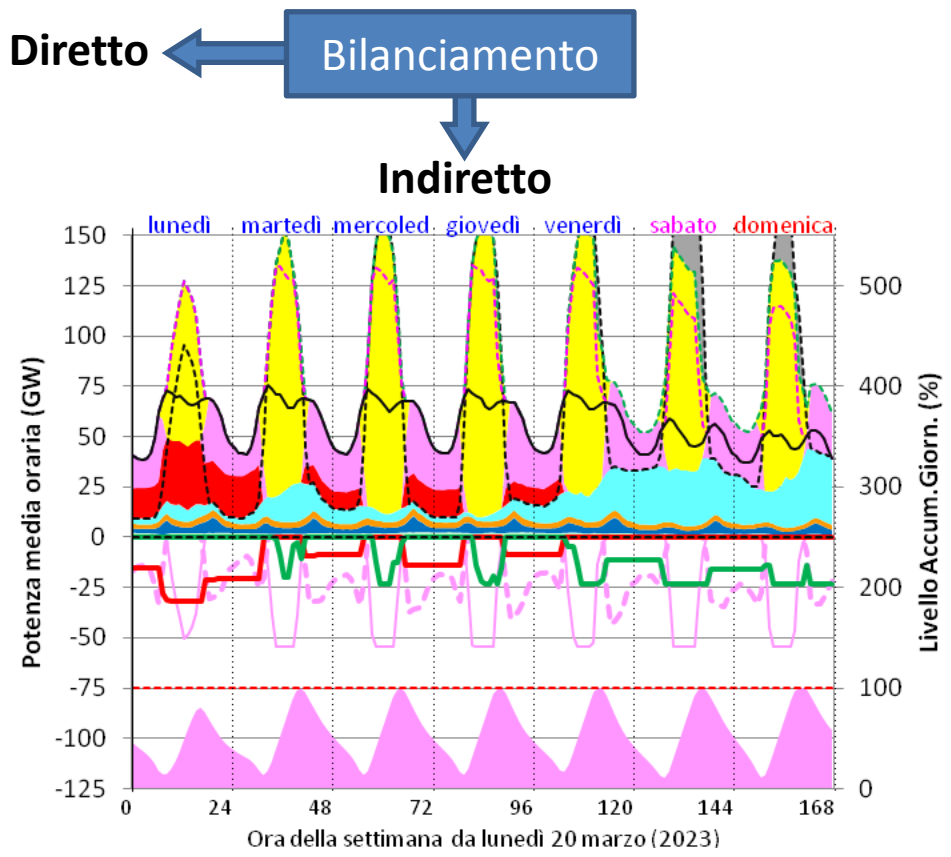
Le turbogas erogano solo la notte con picchi mattutini e serali elevati. Le batterie si caricano parzialmente

Primaverile

Picchi di potenza dei turbogas e degli elettrolizzatori
Le batterie ciclano tra max e min

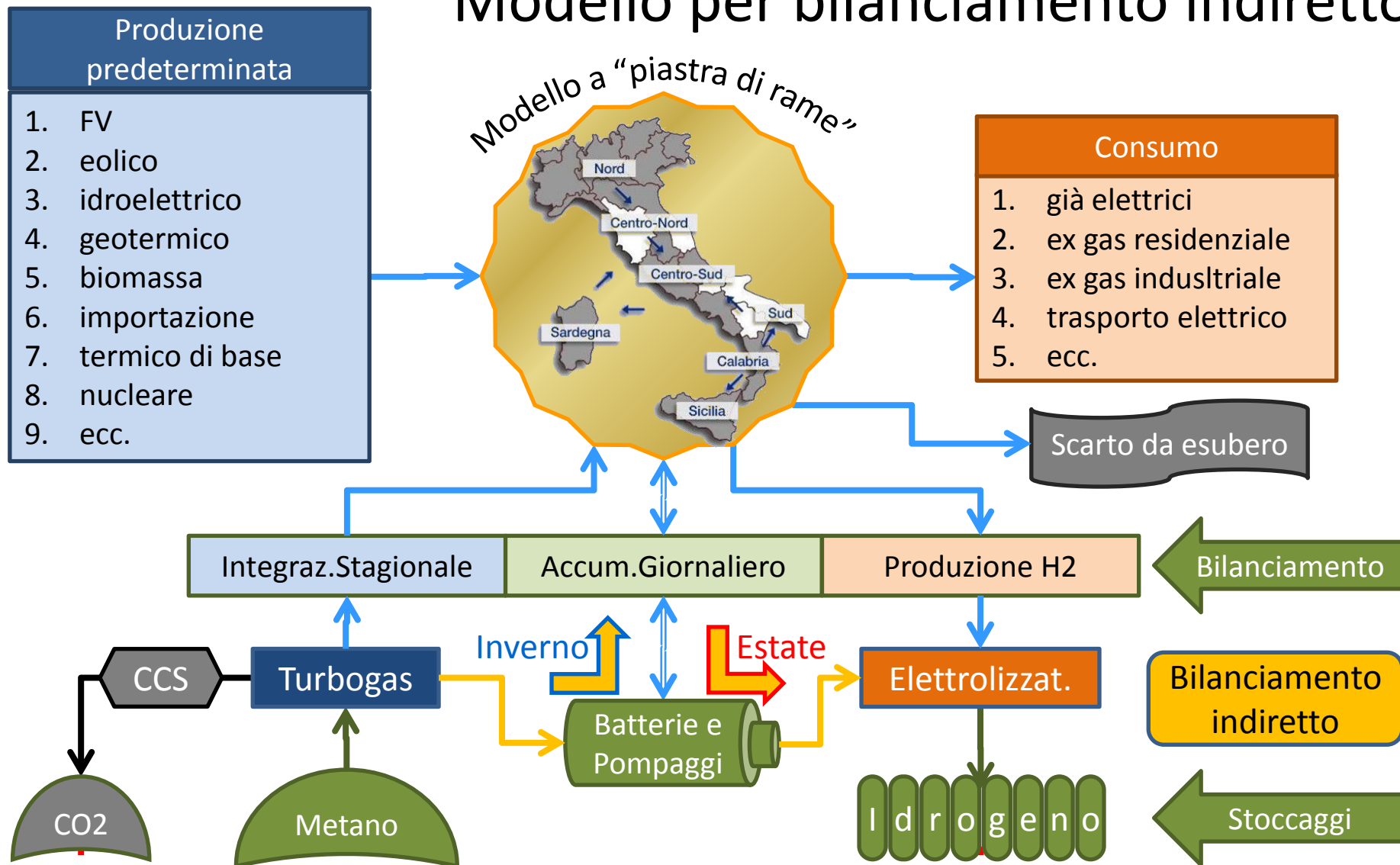
Estivo

Picchi di potenza degli elettrolizzatori
Le batterie si scaricano parzialmente



L'integrazione dell'utilizzo delle batterie con turbogas ed elettrolizzatori consente di estendere il funzionamento di quest'ultimi riducendo la loro potenza di picco e di ottimizzare i cicli delle batterie

Modello per bilanciamento indiretto



Inverno: l'energia dei turbogas arriva alla rete anche indirettamente, attraverso le batterie

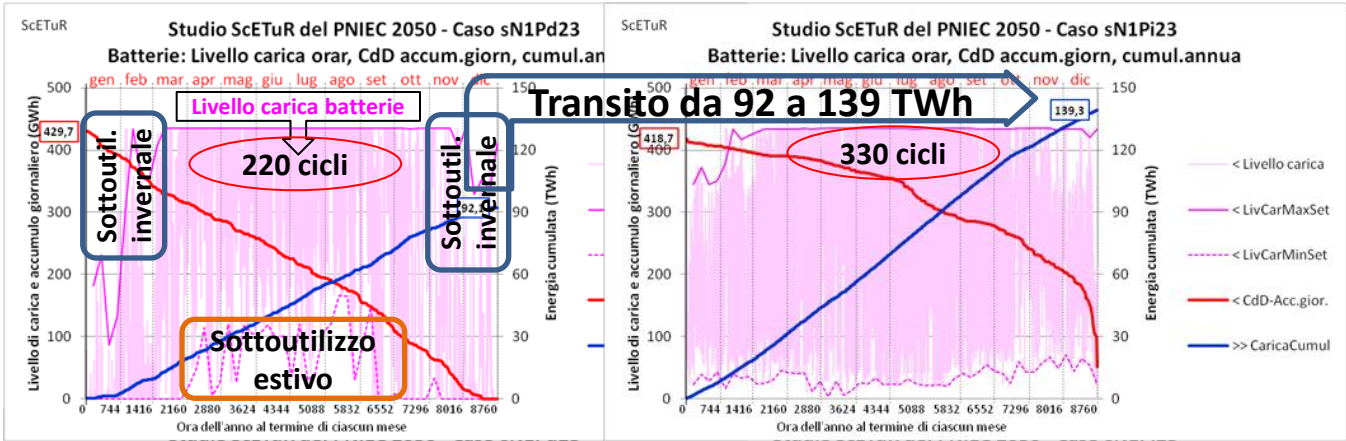
Estate: la rete alimenta gli elettrolizzatori anche indirettamente, attraverso le batterie

Bilanciamento diretto

indiretto

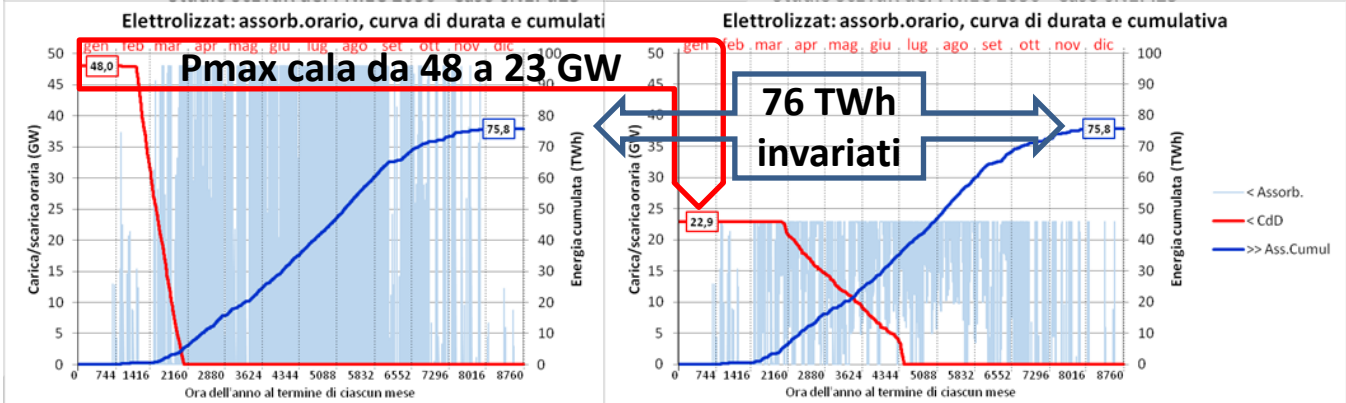
effetti su P installate

Batterie



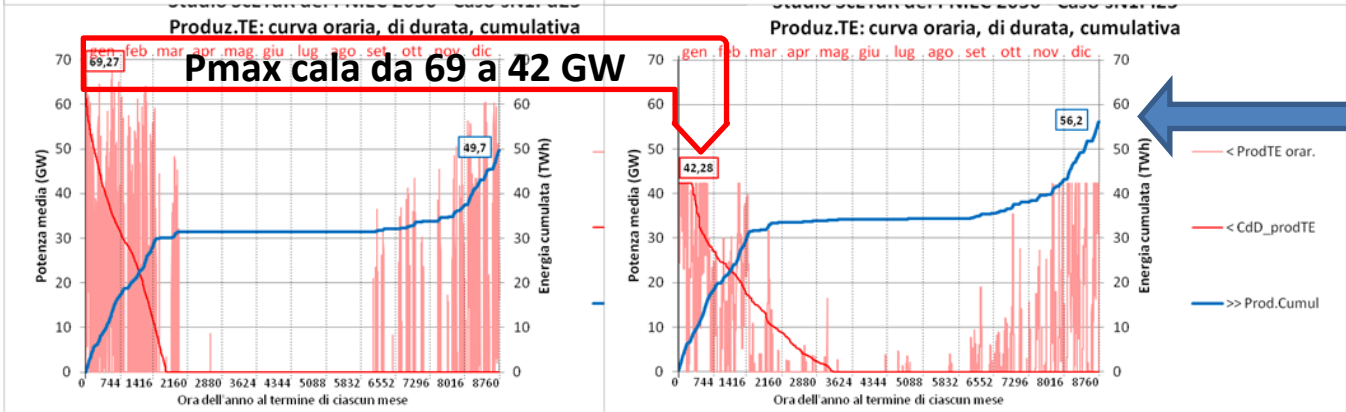
Maggior utilizzo delle batterie e degli altri sistemi di accumulo giornaliero

Elettrolizzatori



Il fattore di utilizzo si incrementa dal 18% al 38%

Turbogas



Aumento (7 TWh) del fabbisogno di gas dovuto ad aumento transito nelle batterie

TG: fattore utilizzo da 8% a 15%

Principali risultati dello studio Scetur-PNIEC24



Per entrambi gli scenari PNIEC al 2050 occorre aumentare la produzione da turbogas di 40-50 TWh/anno

Nucleare non adeguatamente flessibile, non riduce apprezzabilmente la necessaria integrazione a gas

Il bilanciamento indiretto consente di ridurre la potenza turbogas di un terzo e quella degli elettrolizzatori di oltre la metà

Ottobre 2025 – TERNA pubblica le “Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico al 2050 – Copertura della domanda elettrica”

In adempimento alla Delibera 392/2024 di ARERA. Sostituisce di fatto la “Strategia Italiana di Lungo Termine” che secondo il PNIEC doveva essere aggiornata entro il 2025?



Tabella 5 - Bilancio elettrico annuale 2050

BILANCIO ELETTRICO (TWh_el)	SCENARIO CON NUCLEARE	SCENARIO SENZA NUCLEARE
Fabbisogno elettrico totale		583
Totale produzione nazionale	546	540
Solare, eolico e idrico ⁶¹	435	474
Nucleare	(64,2 11%) 69 12%	-
Altra produzione programmabile	(6,1 1%) 42 7%	(13,2 2%) 66 11%
Saldo estero (import netto)	48	57
Perdite accumuli	-11	-14
Copertura zero-emissioni (rinnovabile e nucleare) (%)	89%	84%
Overgeneration (% su fabbisogno)	4,8%	4,4%

- Aumento consistente della quota Gas (Altra produzione programmabile) in accordo a quanto previsto in Scetur-PNIEC24;
- I 69 TWh aggiuntivi di nucleare riducono di appena 1/3 il fabbisogno di Gas;

TERNA boccia lo scenario al 2050 “con nucleare” previsto dal PNIEC

Dalla Nota 12 a Pag.32:

“Ad oggi mancano ancora esempi concreti che dimostrino la capacità degli impianti nucleari (in particolare gli SMR) di fornire un livello di flessibilità pari a quello dei cicli combinati a gas (CCGT). ...”

Da Pag.55:

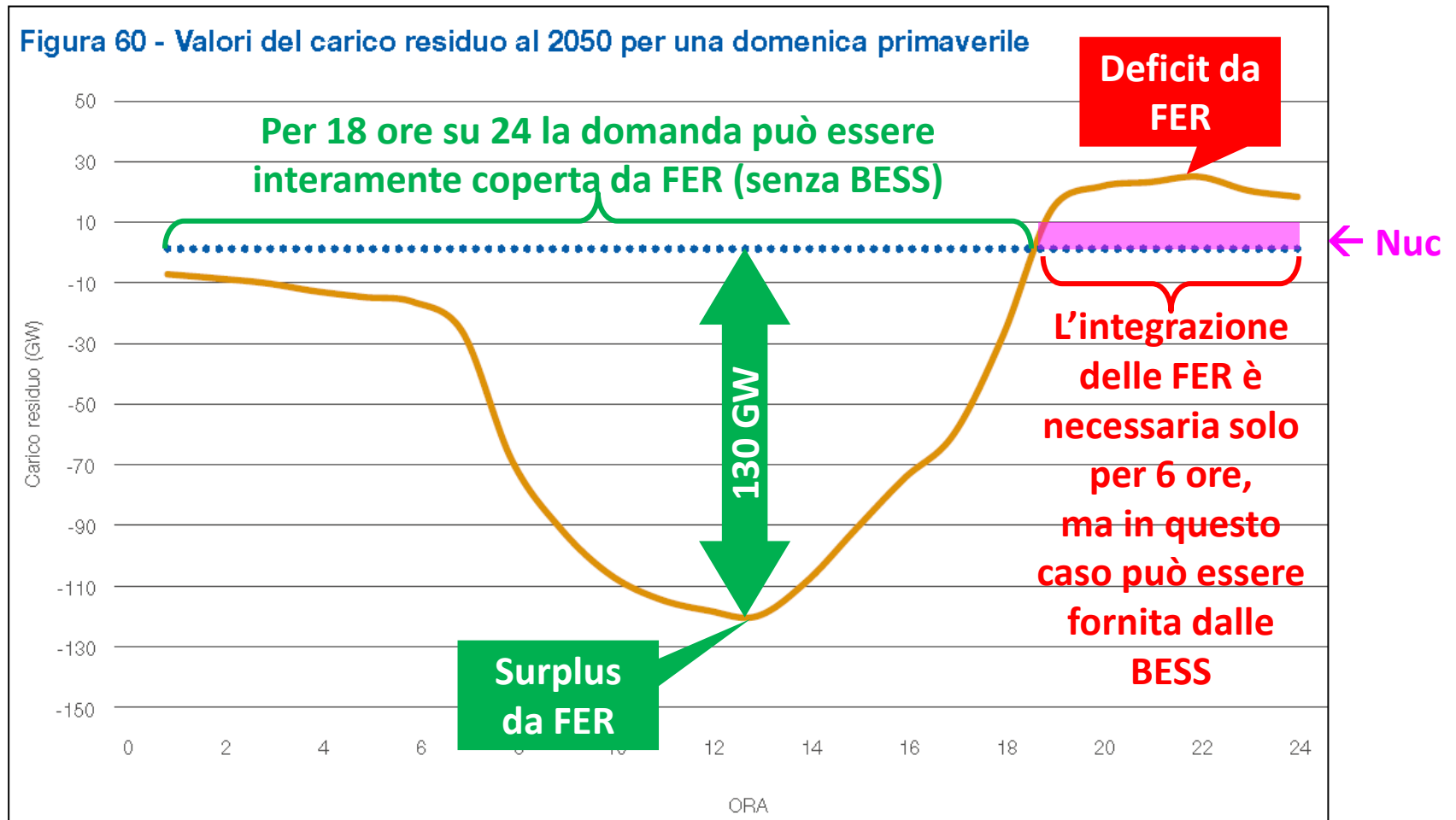
“**Scenario con nucleare** – ... difficilmente compatibile con l’ottimo economico del sistema (ad esempio, sarebbe necessario prevedere sistematicamente il *curtailment* della generazione fotovoltaica per fare spazio alla produzione nucleare). ...”

La frase si riferisce al *Load Factor* del 92% (8000 ore equiv. all’anno) previsto nel PNIEC TERNA lo abbassa all’80% (7000 ore equiv.), il minimo per la sostenibilità finanziaria

Ciò è sufficiente a evitare il *curtailment* sistematico del FV?

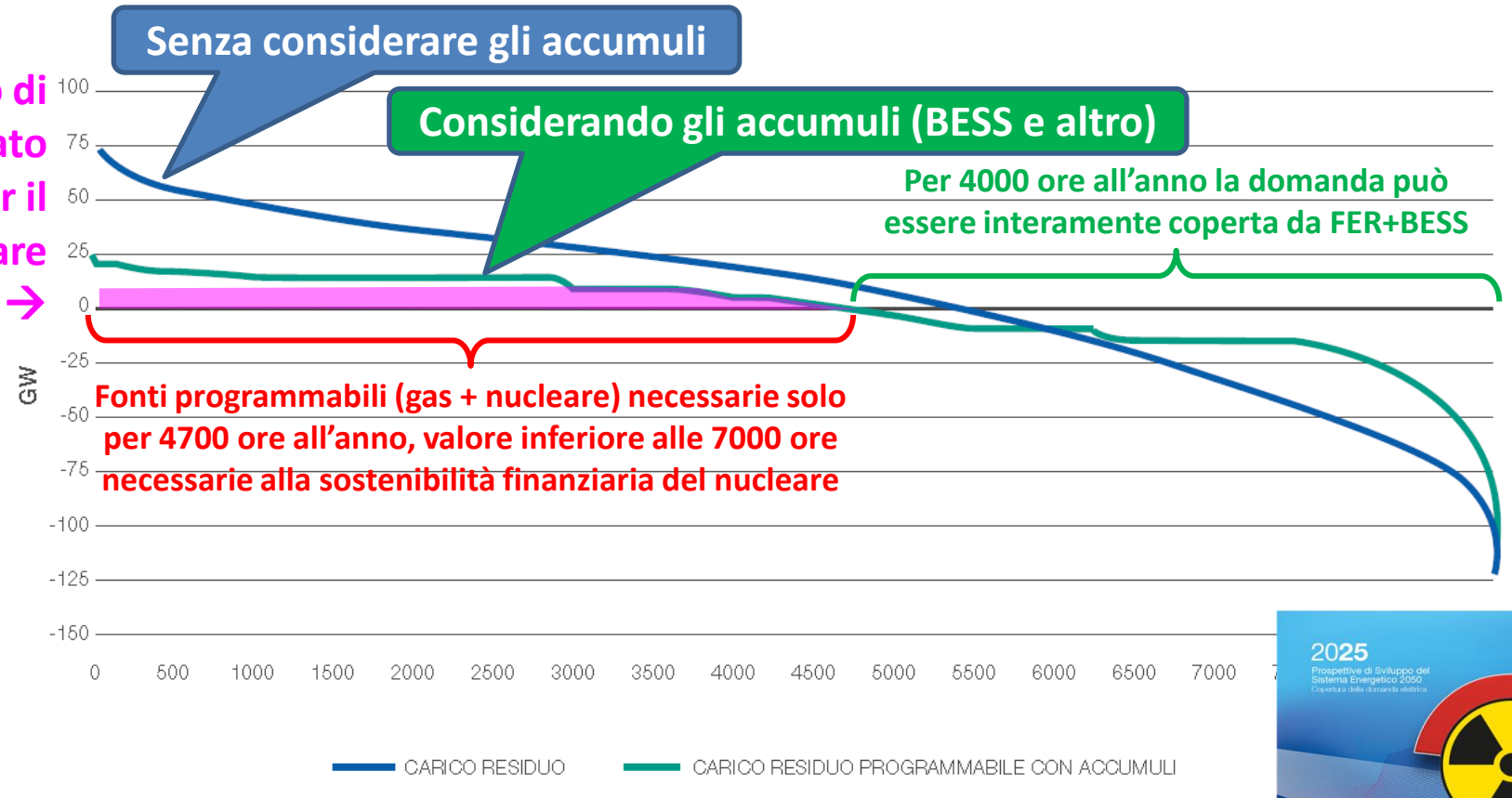
I grafici delle Figure 60 e 56 dimostrano che **NO, non è possibile!**

La riduzione delle ore equivalenti non risolve il problema dell'interferenza tra FER e nucleare



A livello annuale: curve di durata del carico residuo programmabile

Figura 56 - Carico residuo vs carico residuo programmabile con accumuli al 2050



→ I 10 GW di nucleare risultano superflui d'estate e fortemente insufficienti d'inverno

Approfondimenti nell'articolo sul sito ScETuR:

<https://www.scetur.it/le-prospettive-2050-di-terna-e-le-criticita-del-nucleare/>

Conclusione 1/3: cosa occorre per decarbonizzare l'Italia

Infrastrutture indispensabili per garantire la continuità della fornitura elettrica:

1. Nuove FER, con prevalenza FV e con un adeguato sovrainstallato, privilegiando, per ragioni di economia di scala e di equità sociale, i grandi impianti;
2. SAG - Sistema di Accumulo Giornaliero (BESS, idropompaggi, ecc.) per una potenza pari a quella media annuale e una capacità di 1/1000 del fabbisogno annuale (circa 8 ore) → 1 GWh di accumuli per ogni TWh di fabbisogno elettrico netto;
3. SIS - Sistema Integrativo Stagionale per coprire almeno il 10% della domanda annua, basato su turbogas alimentate a metano stoccato nei depositi geologici (nucleare non idoneo, manca spazio di mercato per operare 7000 ore all'anno);
4. Bilanciamento indiretto: integrazione operativa tra SAG e SIS;
5. Adeguamento e potenziamento della rete elettrica;

Infrastrutture per ridurre le emissioni di CO₂:

1. Sistemi di cattura della CO₂ da turbogas e settori industriali non elettrificabili;
2. Rete di trasporto della CO₂ e depositi di ~~sequestro permanente della CO₂~~:

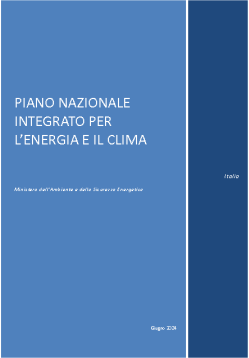
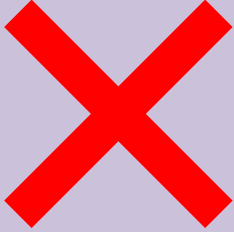
Infrastrutture per l'indipendenza dai fossili:

1. SAS - Sistema di Accumulo Stagionale: Elettrolizzatori per convertire il surplus da FER in idrogeno e metanatori per la successiva conversione in metano di sintesi riutilizzando la CO₂ stoccata.

 stoccaggio temporaneo

Conclusione 2/3: quale mix per decarbonizzare l'Italia

Prendiamo in considerazione quelli ipotizzati in documenti ufficiali

	Scenari 2050	Con nucleare	Senza nucleare
 PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA 2024	PNIEC 2024		
 2025 Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050 Opzione del sistema elettrico TERNA	TERNA <i>Prospettive al 2050</i>		

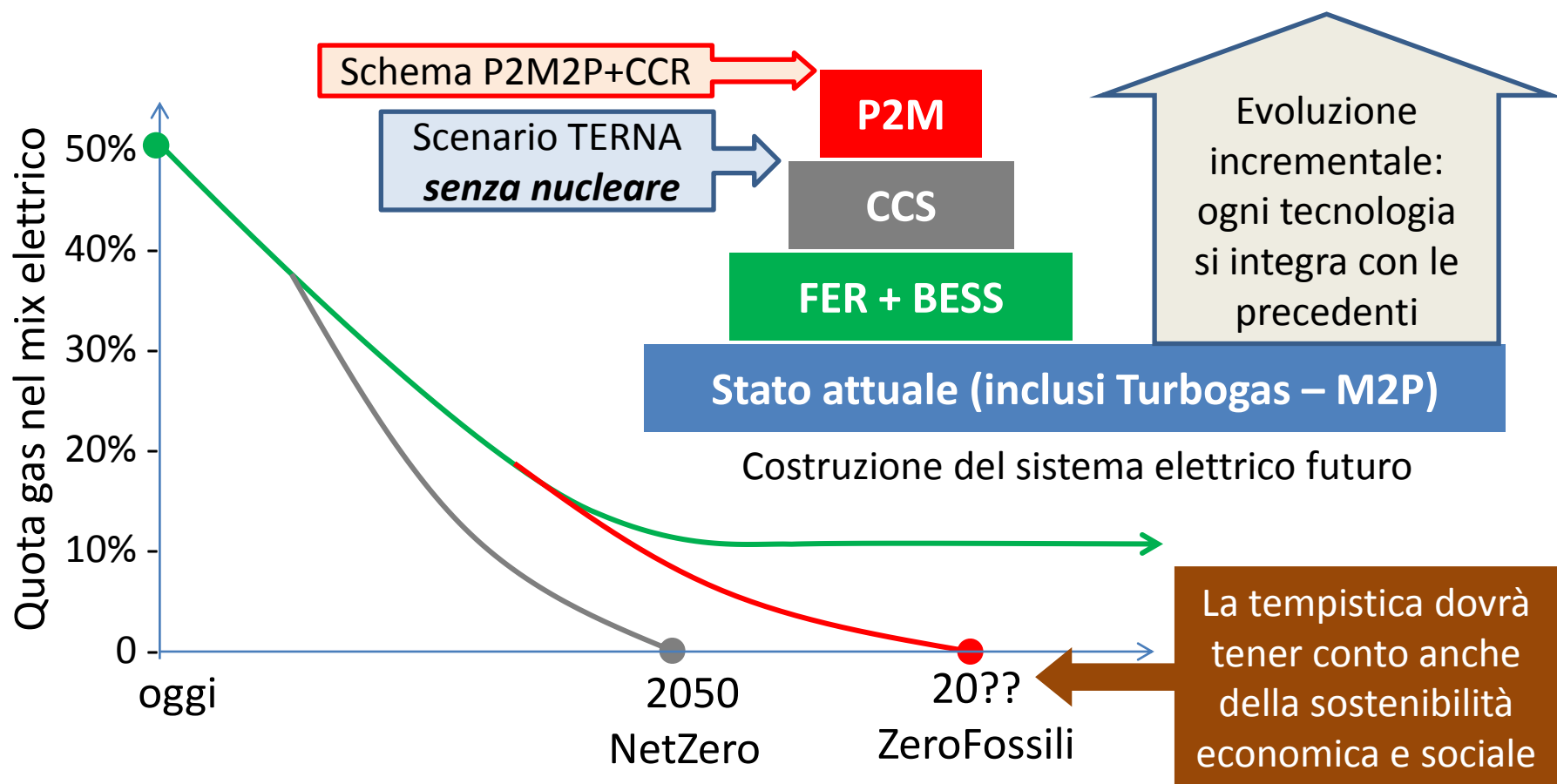
Mix corretti da TERNA, in particolare incrementando la quota GN (con CCS) fino a circa il 10%

Il mix TERNA senza nucleare risulta l'unico realistico e sostenibile tra quelli ufficiali

Mix che comportano il *curtailment* sistematico del FV, come esplicitamente asserito da TERNA per lo scenario PNIEC e come dimostrano le Fig.56 e 60 per lo scenario TERNA

Conclusione 3/3: con quale percorso arrivarci

- Stato attuale: 40% FER, 50% fossili, sistema gas, Turbogas (M2P)
- Riduzione quota gas nel mix fino al 10% ca. con FER + BESS (Sist.Acc.Giornaliero)
- Azzeramento emissioni CO2 con CCS
- Azzeramento uso gas naturale con P2M (Sistema Accumulo Stagionale)



ScETuR

Benvenuto! Rapporti Presentazioni Articoli

Per rivedere la presentazione: www.scetur.it

Grazie
per l'attenzione