



POLITECNICO
MILANO 1863 | DIPARTIMENTO
DI ENERGIA

QUANTO CI COSTA UNA TRANSIZIONE ENERGETICA IN RITARDO?



Possibili traiettorie della transizione energetica in Sardegna

Maurizio Delfanti
Politecnico di Milano
Coordinatore CTS Italia Solare

28.10.2025



Centro interdipartimentale di
ricerca
«CENTRO STUDI DI ECONOMIA
E TECNICA DELL'ENERGIA
GIORGIO LEVI CASES»



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



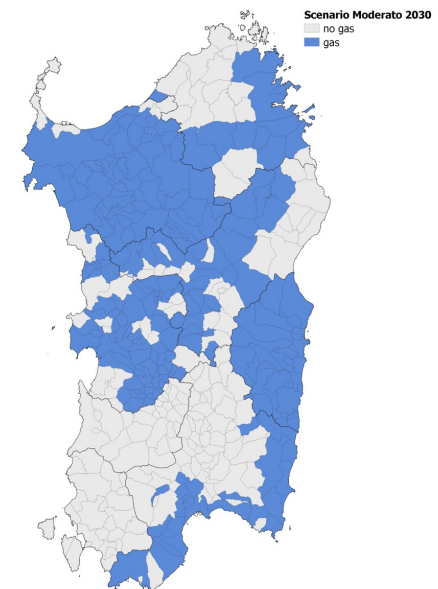
Contesto

- Il Paese va verso la progressiva decarbonizzazione del sistema energetico: il PNIEC rispetta gli obiettivi UE proponendo -55% di emissioni di CO2 rispetto al 2005.
- La pianificazione energetica offre una dettagliata stima degli interventi necessari:
 - PNIEC → un obiettivo di produzione e **capacità FER installata a livello italiano**.
 - Decreto Aree Idonee (giugno 2024) → «**burden sharing**» tra le Regioni italiane.
 - Documento di Descrizione degli Scenari 2024 a cura di TERNA-SNAM → **fabbisogno di accumuli al 2030 per zona** di mercato elettrico.
- Mentre nel resto d'Italia la transizione passa per l'uso del gas metano (per un periodo), in Sardegna il metano non è oggi utilizzato, per assenza storica di infrastrutture.
- Già altri studi si sono chiesti se la decarbonizzazione in Sardegna possa passare per una elettrificazione diretta alimentata da rinnovabili oppure se sono necessari nuovi investimenti in combustibili fossili (UniCa, RSE, WWF).

Questo studio ripropone la stessa domanda, forte delle basi di informazione divenute disponibili nel corso del tempo, che delineano meglio il quadro dei vincoli. Ci si concentra sul 2030, con uno sguardo alla piena decarbonizzazione nel 2050.



Transiti interzonal 2030.
Fonte: Terna-Snam



Bacini «metanizzabili» secondo uno scenario moderato. Fonte: RSE

Obiettivi dello studio: costo sistemico di vari scenari (2030); prospezioni sulle traiettorie evolutive (2050)

- Il modello impiegato (NEMeSI) è in grado di determinare la traiettoria ottima di un sistema energetico, avendo un punto di vista «societal», cioè considerando:
 - CAPEX e OPEX di asset dispiegati in base a dinamiche di mercato;
 - CAPEX e OPEX di asset infrastrutturali (regolati);
 - esternalità ambientali (emissioni);
 - su un orizzonte temporale definito (2030; 2050).
- In questo studio, i vincoli al contorno (riduzione emissioni; potenziali delle FER; asset esistenti; infrastrutture necessarie; ecc) sono stati cristallizzati in alcune **configurazioni pre - impostate** → ciascuna configurazione corrisponde a uno scenario studiato.
- Si è poi ottimizzata la traiettoria del sistema energetico della Sardegna in termini di total annualized cost (TAC) corrispondenti a ciascuno dei **quattro scenari**.
- Si sono ricavate in esito informazioni su **capacità installate** (produzione elettrica), **tecnologie adottate** (usi finali), flussi energetici, capex e opex, prezzi.

Domanda di servizi energetici al 2030

Fabbisogno elettrico

≈ 8,0 TWh

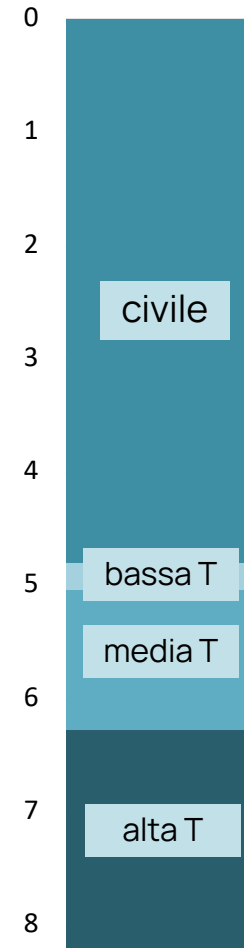
tasso elettrificazione
in Sardegna già alto
(e in aumento)

Fabbisogno termico

≈ 8,2 TWh

di cui:

- 4,8 TWh nel settore civile (-1,9 rispetto a oggi per riqualificazioni)
- 3,4 TWh nel settore industriale
 - 0,3 a bassa T (< 100°C)
 - 1,2 a media T
 - 1,9 ad alta T (> 200°C)



Fabbisogno trasporti

≈ 1300 ktep

di cui:

- 73% diesel
- 23% benzina
- 1% gpl
- 3% elettrico

Bassa penetrazione del vettore elettrico nello scenario PNIEC (12% di penetrazione nel settore auto e veicoli commerciali leggeri).

Vettore elettrico ulteriormente estendibile a: termico civile; calore industriale; mobilità elettrica

Ulteriori apporti rilevanti considerati: raffineria Sarlux; ripresa polo alluminio (+4,3 TWh ele + th)

Configurazioni e traiettorie del sistema elettrico al 2030

- Lo scenario base è il FER100%, uno scenario con **FER elettriche al 100%**: chiusura degli impianti a carbone (Fiume Santo e Sulcis) e dell'IGCC a prodotti di raffinaria.
- Si considera poi uno scenario con **Sarlux a rispondere a requisiti di essenzialità** (7350 ore minime di funzionamento vincolate).
- Si considera la riconversione di **Fiume Santo a gas** in ottica di partecipazione al **mercato**.
- Le FER ostacolano l'industria? Si verifica la compatibilità della **ripresa del polo dell'alluminio** con lo scenario FER100%.

	FER 100%	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas	FER100% con polo alluminio
Centrali termoelettriche	-	 Sarlux	 Sarlux + Fiume Santo riconvertita a gas	
Domanda energetica	Come da scenari	Come da scenari	Come da scenari	Come da scenari + ripresa polo alluminio

Pianificazione energetica: cosa dicono i documenti di rilievo?

TABELLA A- RIPARTIZIONE REGIONALE DI POTENZA MINIMA PER ANNO ESPRESSA IN MW

Regione	Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Abruzzo	4	65	196	454	640	850	1.086	1.350	1.648	2.092
Basilicata	145	204	329	543	748	973	1.218	1.486	1.779	2.105
Calabria	45	95	210	549	857	1.206	1.603	2.055	2.568	3.173
Campania	74	237	569	909	1.297	1.728	2.206	2.736	3.325	3.976
Emilia-Romagna	100	343	860	1.288	1.851	2.504	3.263	4.143	5.164	6.330
Friuli-Venezia Giulia	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
Lazio	82	305	544	933	1.346	1.829	2.396	3.059	3.835	4.757
Liguria	29	80	122	198	281	382	504	653	834	1.059
Lombardia	184	622	1.521	1.963	2.714	3.592	4.616	5.812	7.208	8.766
Marche	32	110	241	457	679	930	1.217	1.544	1.916	2.346
Molise	2	38	59	175	273	383	509	651	812	1.003
Piemonte	78	285	851	1.098	1.541	2.053	2.645	3.330	4.121	4.991
Puglia	163	507	876	1.672	2.405	3.213	4.104	5.084	6.165	7.387
Sardegna	34	175	468	998	1.553	2.207	2.980	3.892	4.969	6.264
Sicilia	144	473	952	1.842	2.764	3.847	5.120	6.616	8.375	10.485
Toscana	42	150	359	667	1.019	1.444	1.958	2.580	3.332	4.250
TrAA - Bolzano	11	41	120	139	186	239	298	364	438	515
TrAA - Trento	11	41	108	140	195	258	333	419	520	631
Umbria	15	60	135	279	429	609	823	1.079	1.384	1.756
Valle d' Aosta	1	4	10	27	47	75	112	162	231	328
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
Totale	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

Cd Decreto Aree Idonee, art. 2

Sardegna

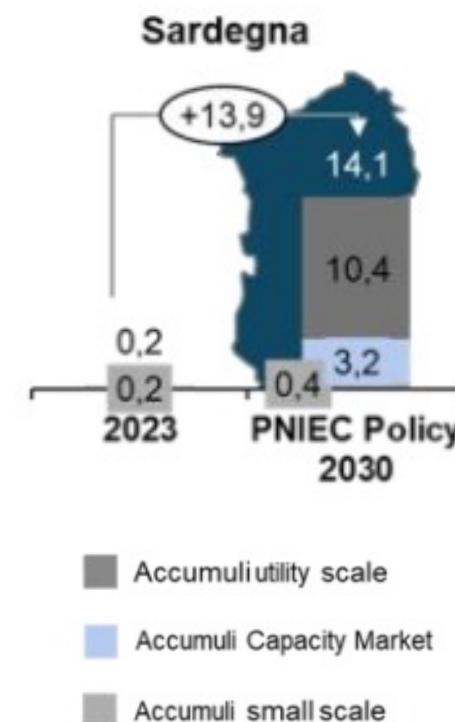
- Requisito minimo di nuovo installato al 2030 di 6264 MW rispetto al 2021.
- Quindi un totale installato di:

Fotovoltaico: ≥ 5650 MW
(+3959 MW rispetto a oggi)

Eolico: ≥ 3050 MW
(+1840 MW rispetto a oggi)

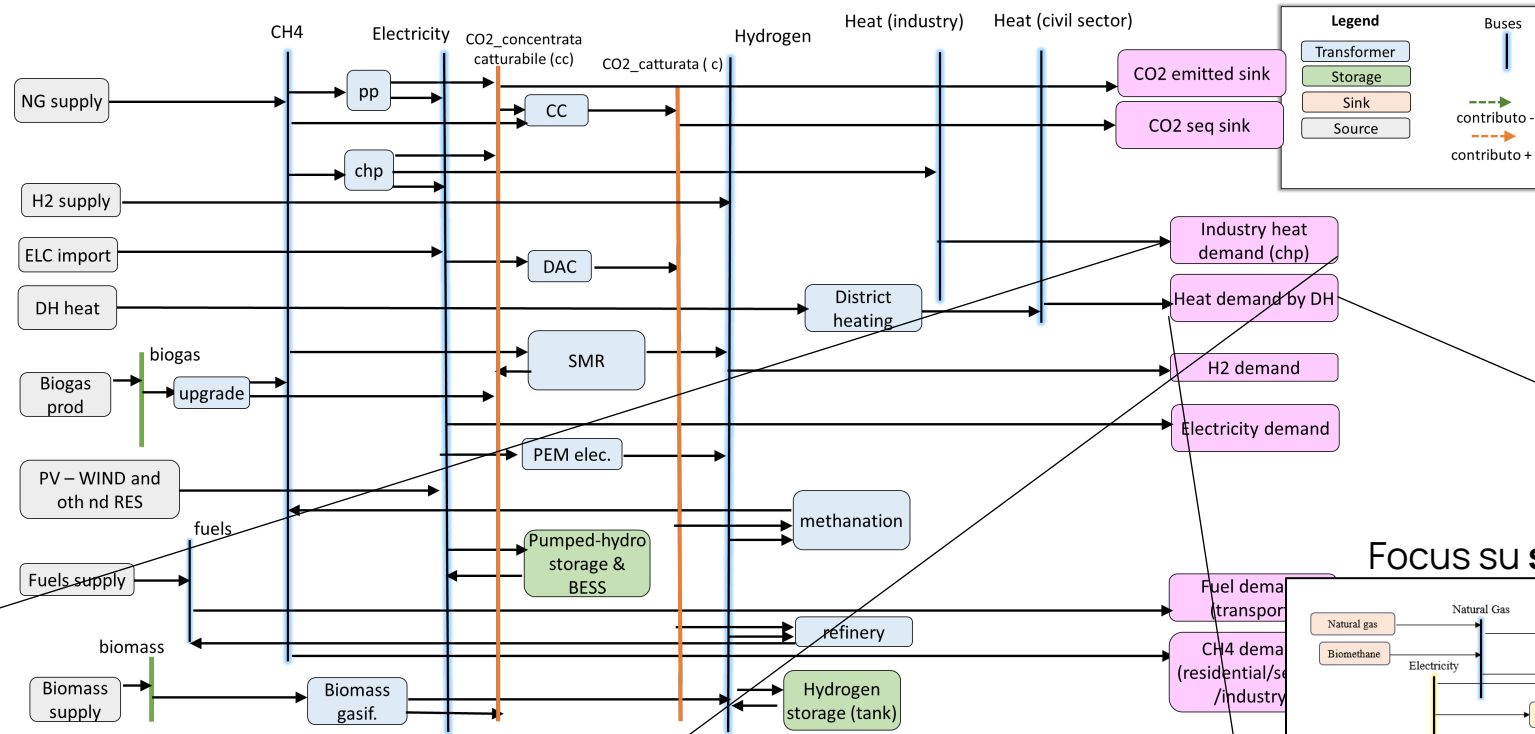
DDS TERNA - SNAM

Circa **14'000 MWh** di accumuli,
 (prevale utility scale).

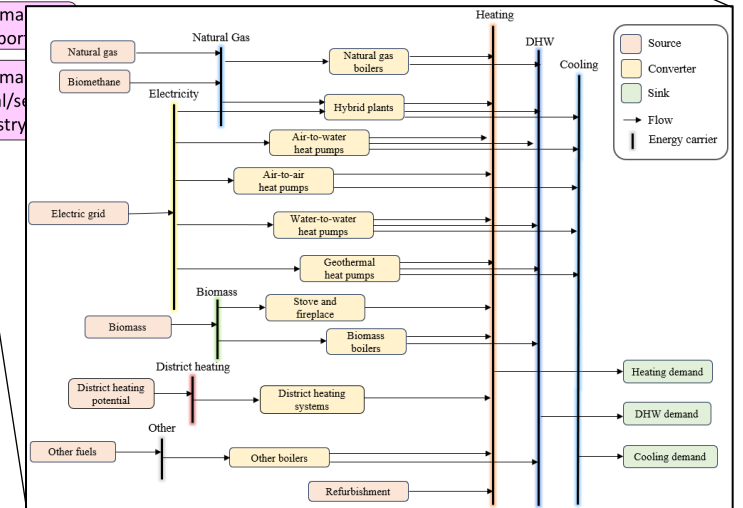


NEMeSI: modello orario del sistema energetico nazionale

- Ottimizza il Total Annualized Cost (TAC) del sistema energetico.
- Restituisce dettaglio orario, adatto alle dinamiche del sistema elettrico.
- Restituisce informazioni su capacità installate, flussi energetici, capex e opex.



Focus su settore termico civile



Modello multiperiodo: evoluzione oggi → 2050

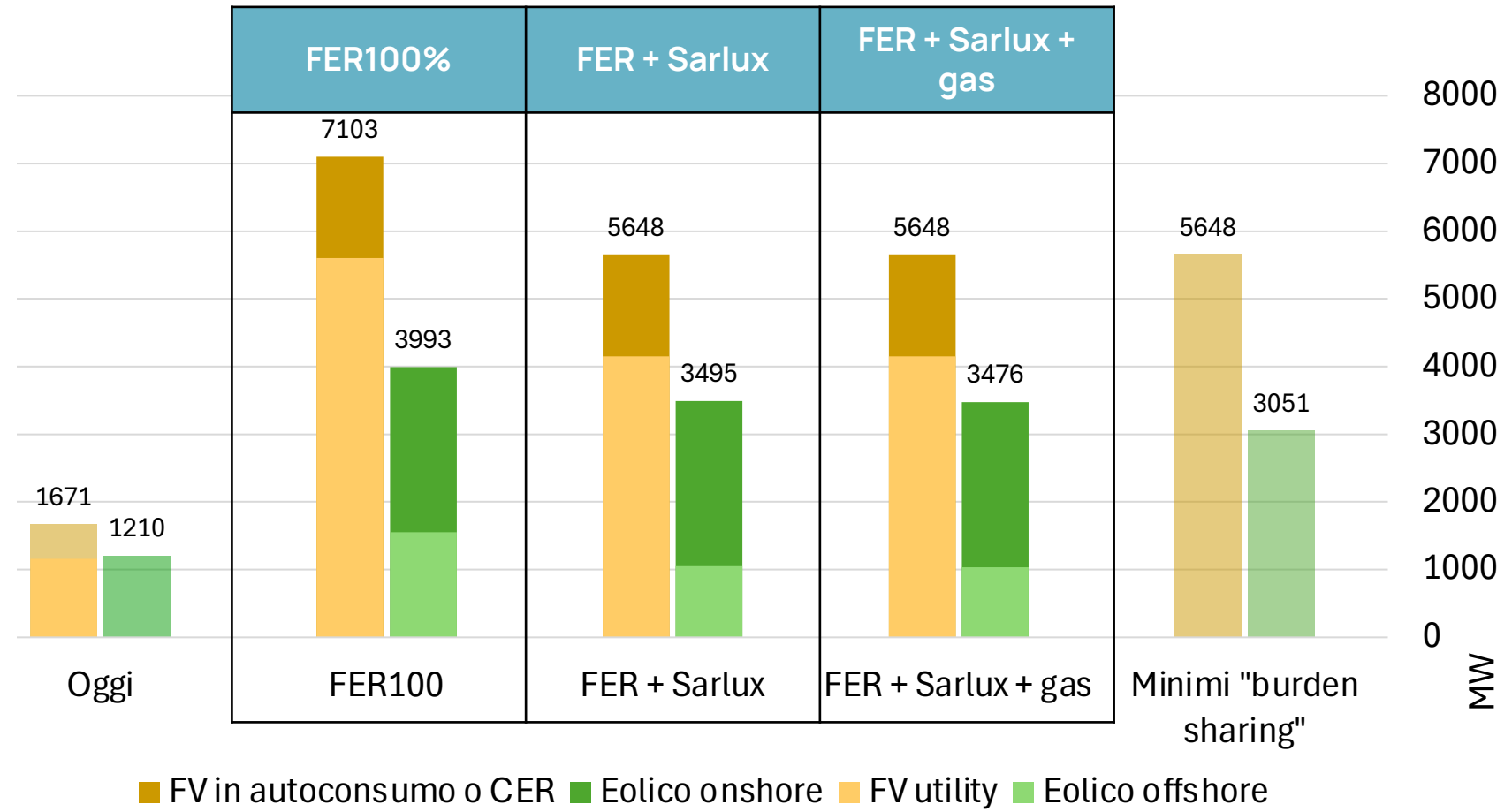
Focus su industria:

- Segmentazione della domanda di calore in diversi intervalli di temperatura.
- Analisi di casi peculiari: Sarlux e il polo dell'alluminio.

Risultati dello studio al 2030: capacità di generazione installata

NEMESI dà diversi installati FRNP, con vincolo minimo del «burden sharing».

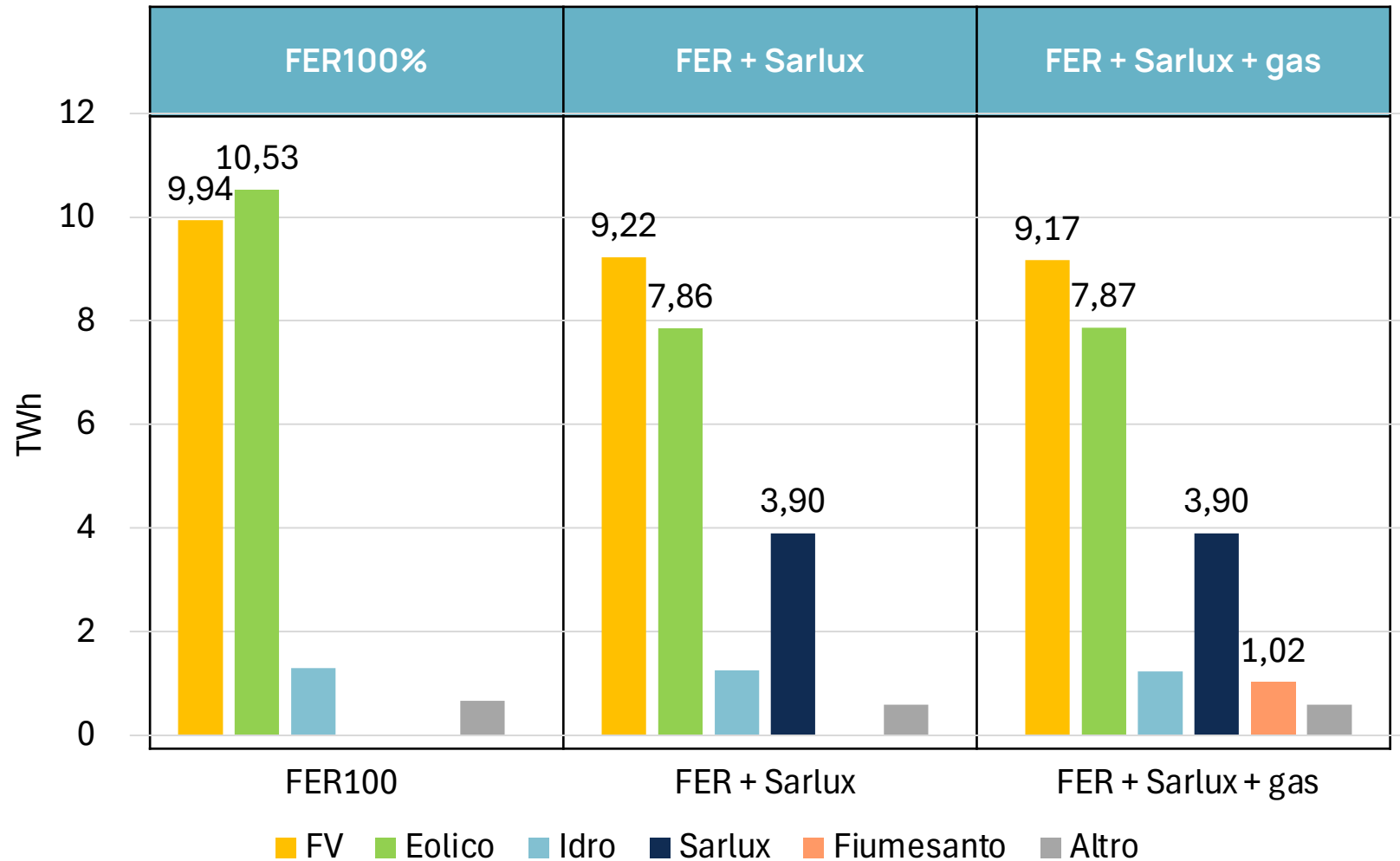
- Lo scenario FER100% installa maggiormente FV ed eolico, superando il minimo.
- Gli scenari con Sarlux e/o Fiume Santo **riducono capacità FER installata (-18%)**.
- Accumuli: il modello non investe oltre i **14 GWh** (Terna-Snam).
- **Installazione annua** FER100%: 900 MW (FV) e 460 MW (eolico).



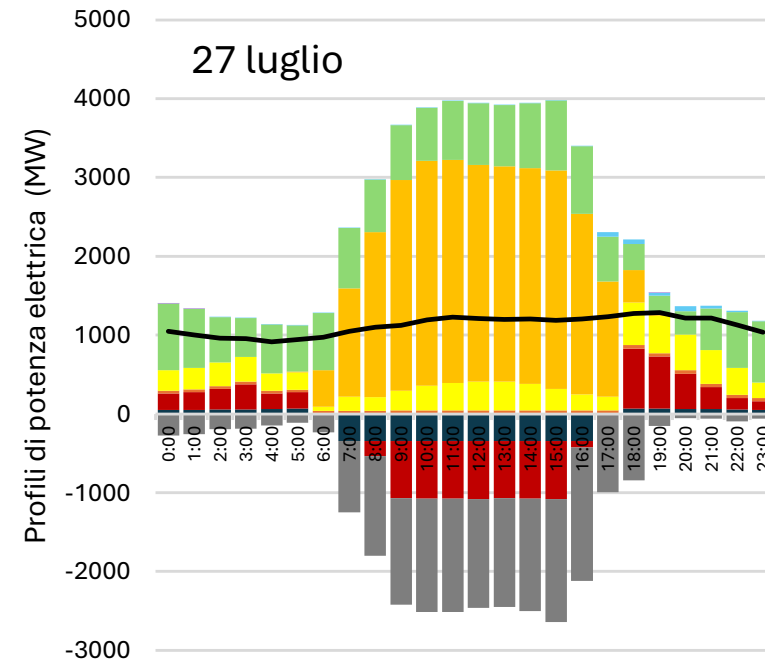
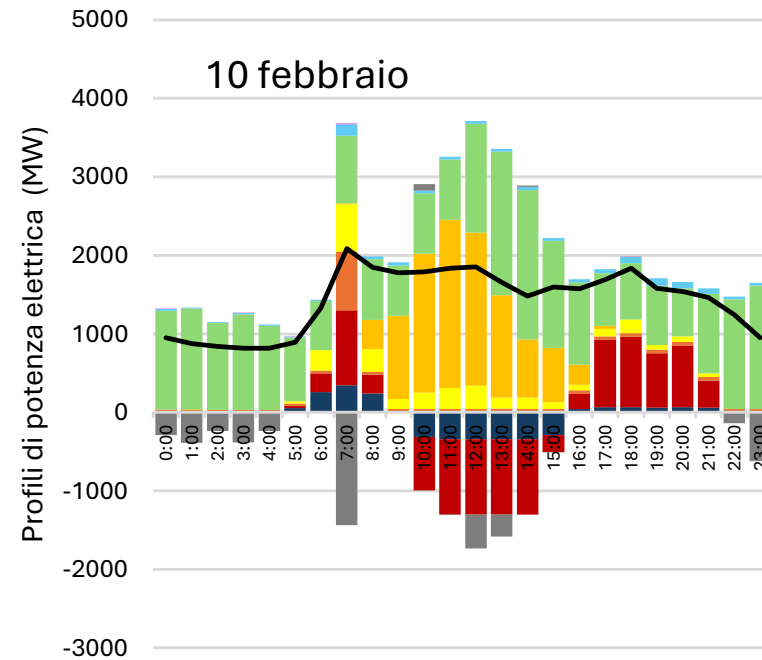
**Quanti impianti servono da qui al 2030? 50.000 impianti in copertura e 900 impianti utility-scale.
Quanto suolo consumiamo? Servono 4.500 ettari da qui al 2030 → 0,4% della SAT**

Risultati dello studio al 2030: flussi elettrici, import/export

- Lo scenario FER100% è a grandissima prevalenza di FER, con minimi contributi di CHP esistenti e import.
- Sarlux produce molto (7350 Heq) → si deve al vincolo di **essenzialità**.
- Nel 2030, il **Tyrrhenian Link** ridurrà il requisito di essenzialità.
- Fiume Santo produce poco (1700 Heq) → **spiazzato da FER nel mercato**.
- Fiume Santo di fatto aumenta l'export (+1 TWh sul caso FER + Sarlux).



Copertura oraria del carico di due giornate tipo del 2030



Pompaggio

BESS

Termo

FV con BESS

FV

Eolico

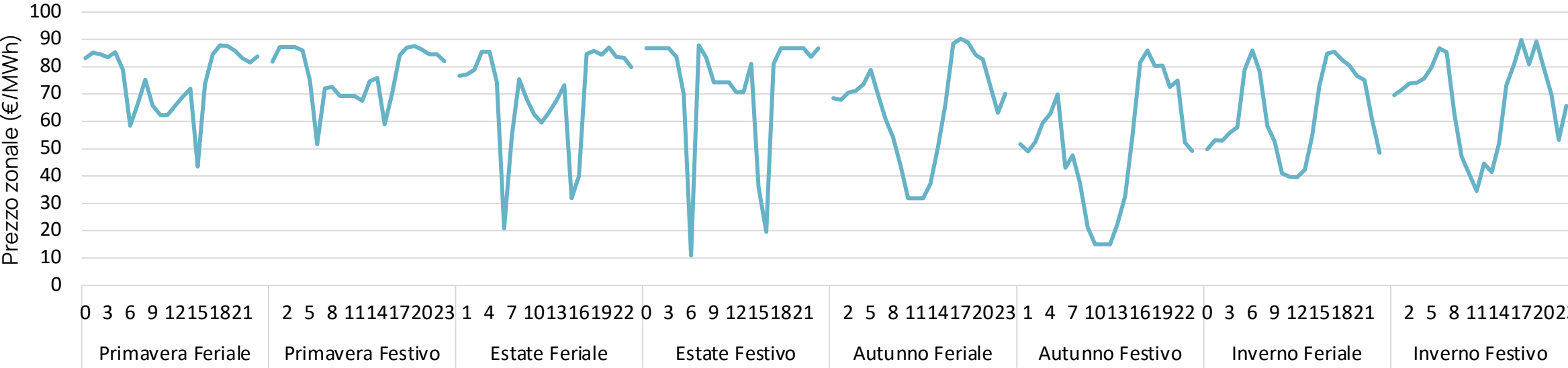
Idro

Bio+waste

Import/export

Consumi

Risultati dello studio: una proiezione sul prezzo zonale

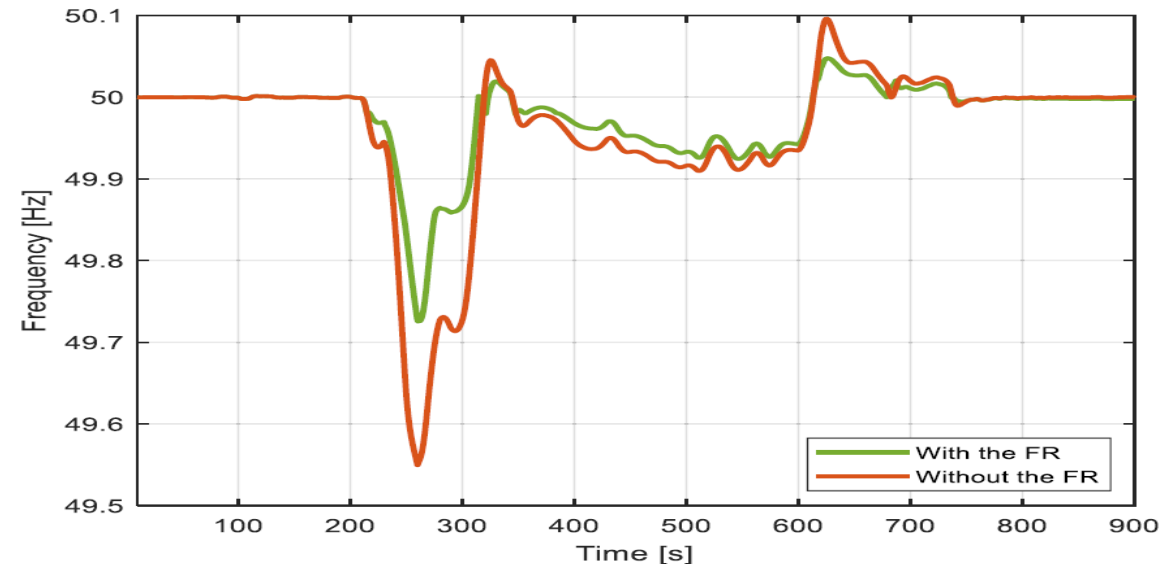


- Poca dipendenza dal gas (import marginale in poche ore all'anno).
- NEMESI considera l'azione degli accumuli (ridotti spread giornalieri).
- Riduzione sensibile dei costi rispetto a oggi: prezzi molto bassi nelle ore centrali della stagione estiva (elevata produzione FV) e autunnale.
- Come in tutto il Paese, una parte del costo energetico è trasferita sulle componenti capacitive (Capacity Market; MACSE).
- Ma anche... parallela riduzione degli OGS.

	2024	2030
Prezzo zonale medio (€/MWh)	108,3	66,4 (-39%)

La sicurezza: un tema importante, anche dopo l'evento iberico

- Lo scenario 100% FER vede una grande prevalenza di rinnovabili inverter-based (PV + eolico) e un ruolo ancora di rilievo per i generatori sincroni idroelettrici (1,3 TWh prodotti).
- Le opere di rete previste, tra cui il Tyrrhenian Link e il rafforzamento degli altri collegamenti, permetteranno «una maggiore stabilità, adeguatezza e sicurezza per il sistema elettrico di Sardegna, Sicilia e Campania»
- Il ruolo degli accumuli (BESS) sarà fondamentale sia per sfruttare le rinnovabili appieno, sia per la sicurezza
- Già nel 2014, i primi esperimenti di BESS «Power intensive» sono stati svolti da Terna in Sardegna
- In Sardegna, è già attiva la regolazione rapida della frequenza servizio utilissimo in sistemi elettrici a bassa inerzia, ad o
- In figura si riporta il profilo di frequenza reale (arancio) in un evento di frequenza effettivamente occorso nel 201 il profilo verde mostra quello che sarebbe accaduto con la presenza di 30 MW di BESS con Fast Reserve.
- Il sistema elettrico in Irlanda funziona già con 87% FER
- Altri esempi in Australia



Risultati dello studio al 2030: bilanci energetici ed emissioni

Rispetto alla domanda iniziale,
l'elettrificazione si estende a:

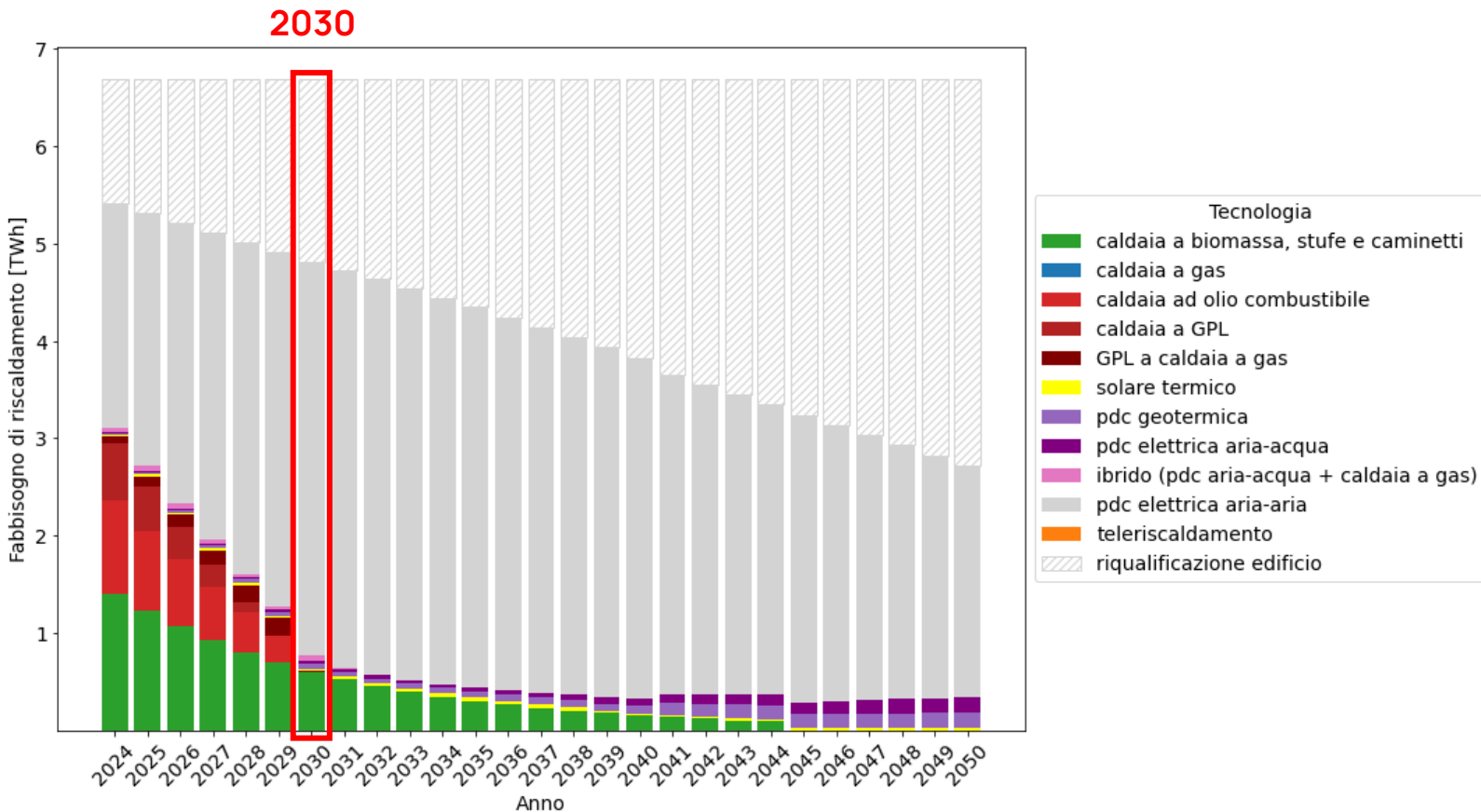
- 2,5 TWh termico civile
- 0,9 TWh calore industriale
- 0,4 TWh di domanda di trasporto

Il **fabbisogno di gas** al 2030 è
concentrato nella generazione di **calore
industriale a media-alta temperatura**
(3,7 TWh).

Nello scenario con la ripresa del polo
dell'alluminio, target emissivi rispettati.
La domanda energetica incrementale
(2 TWh + 200 ktep) si immagina
soddisfatta da una nuova centrale
a gas CHP al servizio dell'intero polo.

	FER100%	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas	FER100% con polo alluminio
Emissioni di CO2 Sardegna (MtCO2eq)	7,19	8,70	9,11	5,67
di cui per consumi netti Saras (MtCO2eq)	2,54	2,54	2,54	2,54
riduzione percentuale rispetto al 2005	-62%	-54%	-52%	-57%

Risultati dello studio: focus sull'evoluzione del settore termico civile (fino al 2050)

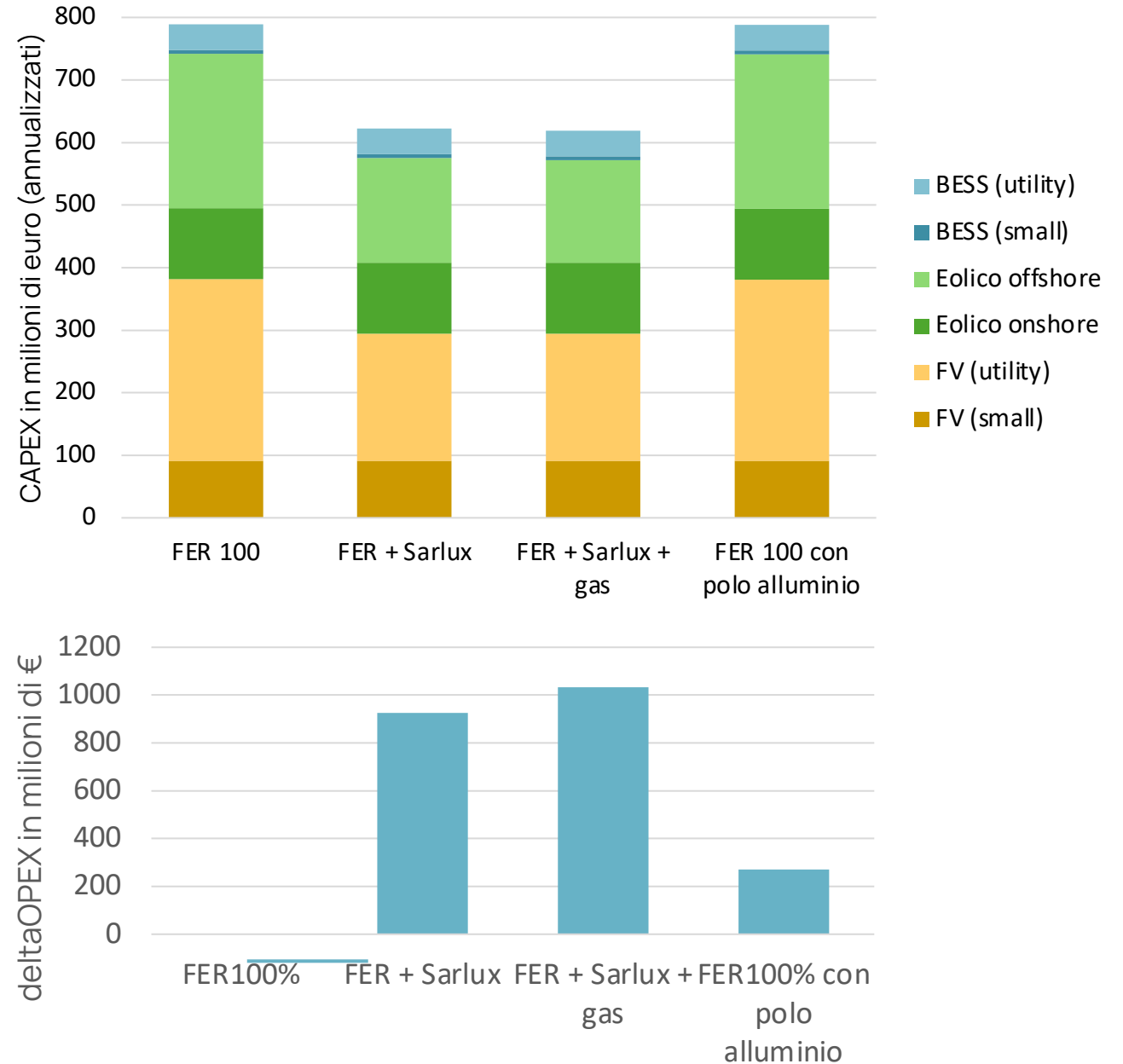


Risultati al 2030

- Riduzione domanda per **riqualificazione** (-28%)
- Uso predominante di PdC **aria-aria** → riscaldamento + raffrescamento (84%)
- **Biomassa** presente in caminetti o stufe (12%)
- **PdC aria-acqua** e **geotermiche** in aumento, soprattutto nel lungo periodo
- Utilizzo limitato del gas: 24,2 GWh/anno

Risultati dello studio: costi di sistema al 2030

- Gli scenari FER100% richiedono maggiori CAPEX: più FV utility e più eolico offshore.
- Sono ampiamente compensati dalla riduzione dei costi di esercizio del sistema, soprattutto connessa all'esercizio dell'IGCC di Sarlux (e centrale a gas).
- I costi di rete elettrica (soprattutto di distribuzione), non variano molto nelle diverse configurazioni: l'elettrificazione del settore termico civile è comune alle quattro configurazioni. Anche in base a stime di studi precedenti (RSE), si hanno circa 7,5 milioni annui di costi di rete aggiuntivi.
- Investimenti ingenti riguardano l'elettrificazione del settore civile, giustificata dalla riduzione dei costi di esercizio (ad es. di pompe di calore aria/aria).



In sunto: cosa accade al 2030

- Rispetto dei vincoli emissivi nei vari scenari, che si differenziano per essere più o meno capex-intensive.
- Installato FER, anche nel caso 100%, occupa non più dello 0,4% della superficie agricola totale (SAT).
- L'export è il 35% della totale generazione elettrica, e rimane pressoché costante nei vari scenari.
Riduzione della domanda di energia primaria (-20%): la maggiore efficienza energetica è data dall'elettificazione (-3,7 TWh) e dalla riqualificazione nel settore civile (-1,9 TWh)
- Risparmio nella bolletta elettrica tipo di circa 80 € all'anno (-20%) per un consumatore da 2000 kWh annui; potenzialmente, benefici più ampi al crescere del tasso di elettificazione.
- Considerando i 1500 MW di fotovoltaico di piccola taglia, è possibile ipotizzare che almeno il 15% sia sotteso a una Comunità di Energia Rinnovabile o altra CACER (una CACER per ogni Comune).
- Il potenziale di biogas (40 milioni di m³ o 250-300 GWh annui) potrebbe sostituire circa il 10% della domanda di gas per energia termica nell'industria.
- Lo sviluppo delle infrastrutture elettriche (Tyrrhenian link;...) supera il ricorso alla essenzialità: grazie alle reti, si esportano più FER (primavera/estate) e si importa sicurezza (non servono centrali convenzionali).

Prospezione sulle traiettorie evolutive al 2050...

La Sardegna si configura come un sistema completamente decarbonizzato: il fabbisogno di energia finale è coperto da fonti rinnovabili in grandissima prevalenza, considerando:

- un'elettrificazione spinta degli usi finali in tutti i settori (civile, industriale e trasporti),
- una produzione di vettori energetici alternativi, tra cui
 - idrogeno prevalentemente verde e
 - combustibili sintetici (e-fuel),
- destinati soprattutto agli usi hard-to-abate

Considerando la disponibilità della raffineria SARAS e l'implementazione delle connessioni elettriche, al 2050 varie commodity energetiche prodotte in Sardegna potrebbero essere esportate

Vengono prese in considerazione tre configurazioni:

- Configurazione A → prevalente uso locale
- Configurazione B → mantenimento del ruolo della raffineria;
- Configurazione C → utilizzo ampio del potenziale di generazione rinnovabile.

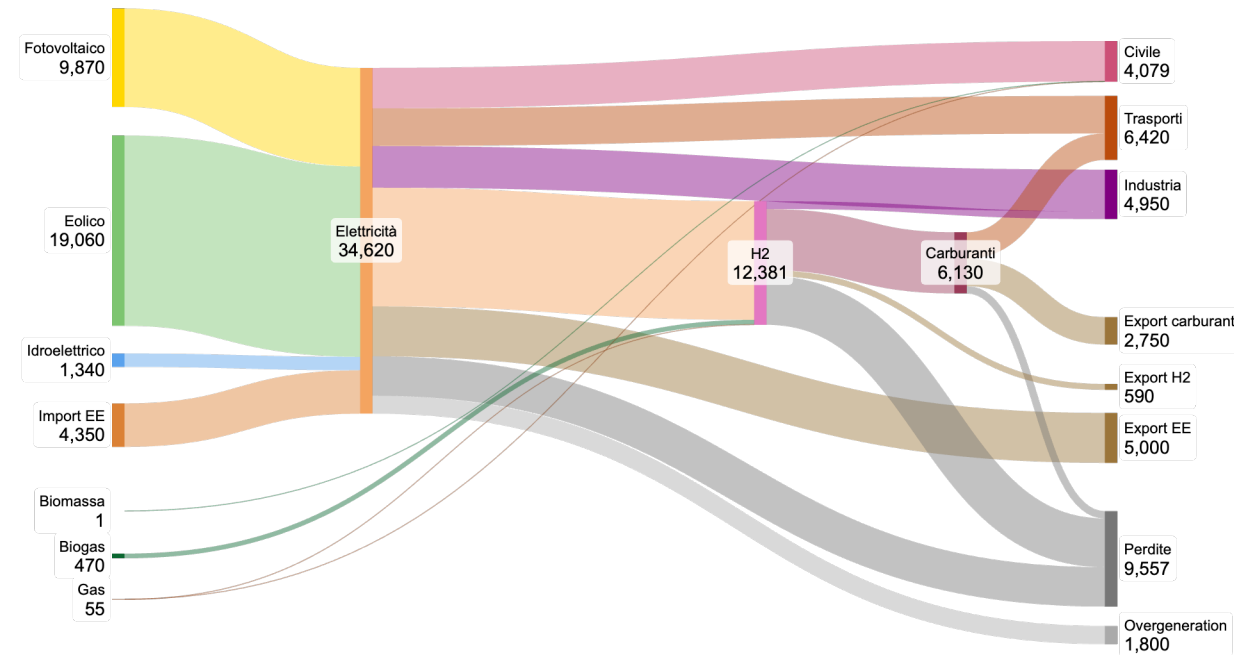
Configurazione A: prevalente uso locale

Non si prevede un aumento significativo della capacità FV fotovoltaica rispetto allo scenario FER 2030; rilevante espansione eolica per un totale di 7,2 GW; ruolo importante degli accumuli, per complessivi 17,5 GWh.

La produzione elettrica soddisfa la domanda interna, esporta in parte e presenta perdite e overgeneration, che viene fortemente limitata dalla presenza di accumuli e elettrolizzatori di idrogeno per circa 1,4 GW installati.

Verrà utilizzato tutto il biogas prodotto sull'isola, soprattutto per l'upgrade a biometano, il cui potenziale è pari a circa 470 GWh, utile a soddisfare sia la domanda di gas ad uso civile (molto limitata...), sia la domanda di calore industriale non elettrificato (circa 480 GW annui):

- tramite combustione in caldaie e forni a gas, oppure
- tramite la produzione di idrogeno blu con steam reforming e cattura del carbonio.



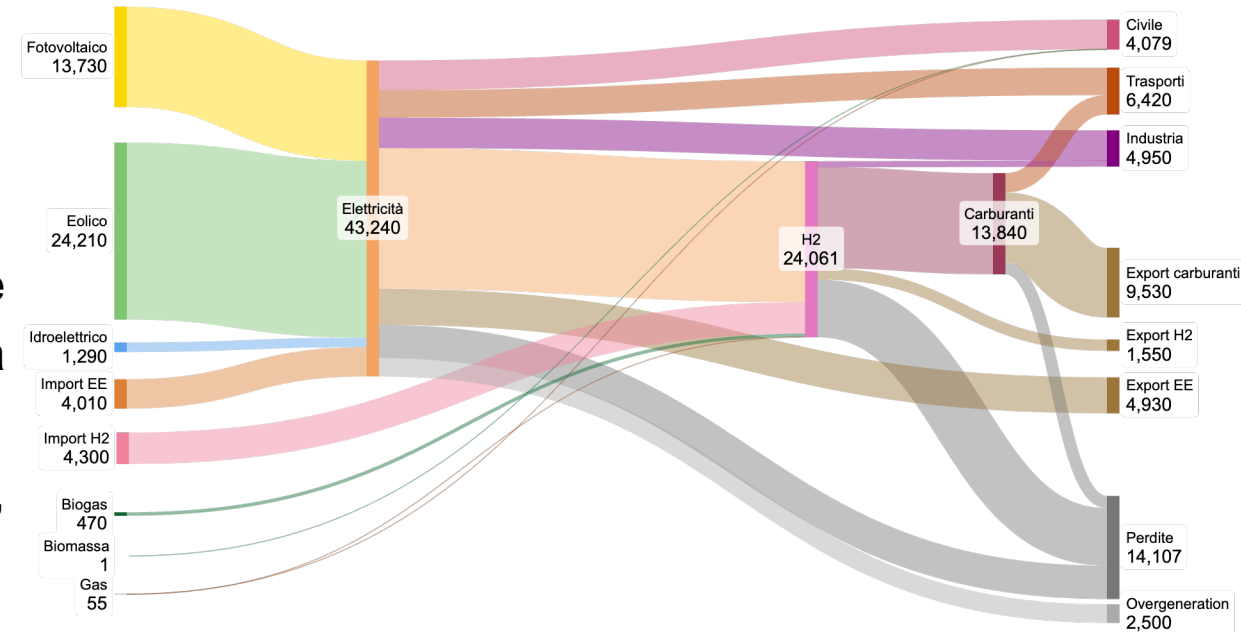
Configurazione B: mantenimento del ruolo della raffineria

Mantenimento del ruolo della raffineria, con un'espansione di fotovoltaico (9,8 GW) ed eolico (9,2 GW). Per garantire la maggior richiesta di idrogeno per la produzione di e-fuel, serve una forte espansione del parco elettrolizzatori (2,4 GW) installati e in maniera limitata per gli accumulatori (18,2 GWh).

Questa configurazione si basa sul presupposto che la raffinazione manterrà un ruolo anche nel futuro «energetico» del paese, nonostante la riduzione del consumo di carburanti (elettrificazione parco circolante).

Il possibile ruolo della raffineria evolve: da polo fossile a hub per la produzione di carburanti sintetici a partire da idrogeno prevalentemente verde.

Si mantiene la centralità del sistema energetico sardo, nell'export di idrogeno e e-fuel.

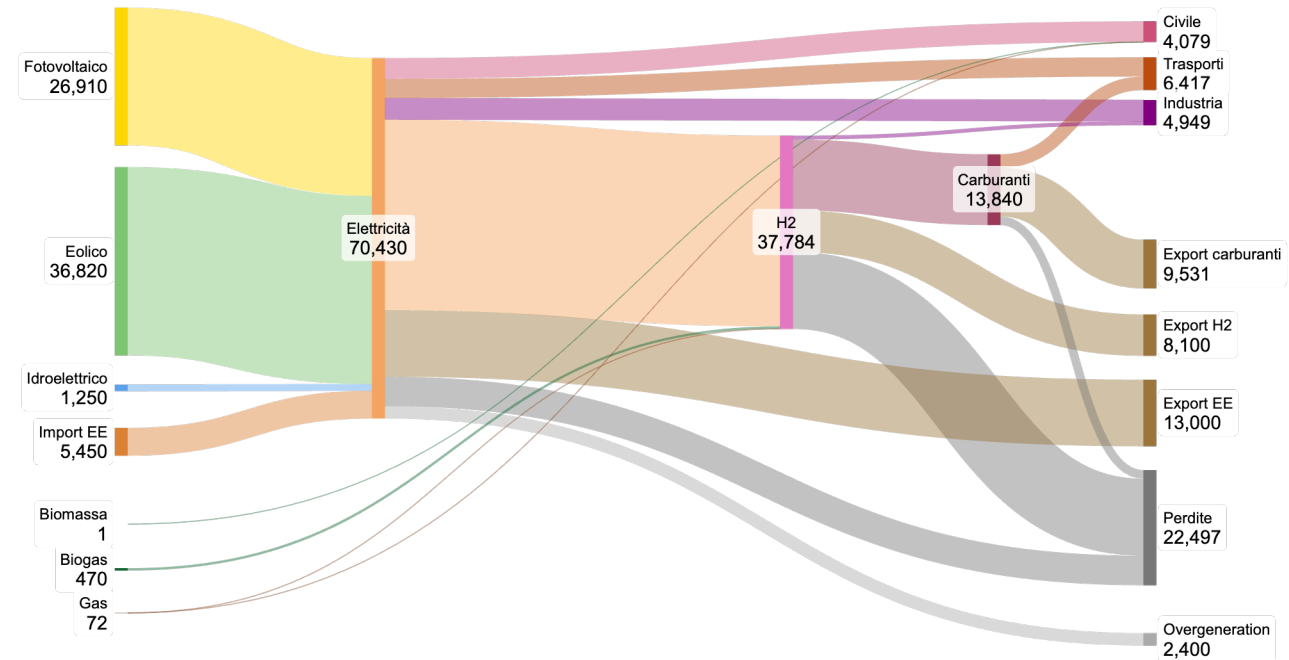


Configurazione C: ampio utilizzo del potenziale di generazione rinnovabile

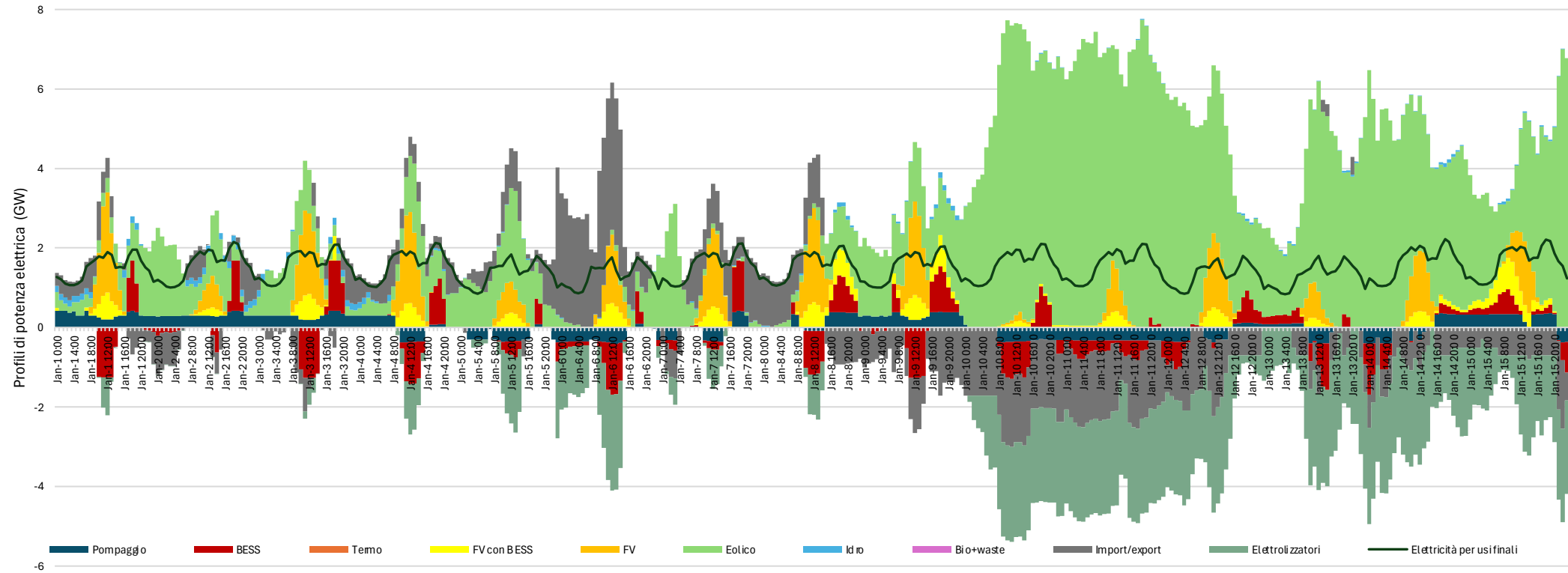
Il potenziale FER sardo è utilizzato in maniera più ampia: più FV (fino a 19,5 GW) ed eolico (fino a 14 GW). Per garantire la maggior richiesta di idrogeno per la produzione di e-fuel, si prevede una forte espansione del parco elettrolizzatori (4,8GW) installati e per gli accumulatori (35,7 GWh).

Si mantiene il ruolo della raffineria, sul presupposto che la raffinazione manterrà un ruolo nel futuro «energetico» del paese, nonostante la riduzione del consumo di carburanti (elettrificazione del parco circolante).

Possibile ruolo della raffineria: da polo fossile a hub per la produzione di carburanti sintetici a partire da idrogeno prevalentemente verde. Si mantiene la centralità del sistema energetico sardo grazie all'export di idrogeno e e-fuel.



Profili orari delle prime settimane di gennaio 2050 nella configurazione A



Le capacità installate al 2050...secondo le configurazioni A, B e C

	2030 Configurazione FER 100%	Configurazione A Uso locale prevalente	Configurazione B Mantenimento ruolo raffineria	Configurazione C Ottimo economico
Fotovoltaico (MW)	7100	7100	9810	19540
Eolico (MW)	4000	7230	9180	13960
BESS (MWh)	14000	17930	18590	36110
Elettrolizzatori (MW output)	-	1460	2420	4780
Upgrade biogas (MW output)	-	54	54	54
Steam methane reforming (MW output)	-	130	40	290
CCS (ton/h)	-	22	64	62
Raffineria – produzione e- fuel (ton/h)	-	50	113	113

Quali sono gli impatti socioeconomici dello sviluppo energetico in Sardegna?



Sono state stimate le ricadute economiche e occupazionali legate

- all'installazione e
- alla gestione

degli impianti per la produzione e lo stoccaggio di energia elettrica da FER (fotovoltaico ed eolico, batterie), per la produzione di idrogeno, biocarburanti e combustibili sintetici, nonché per lo sviluppo della CCS.

Gli impatti economici e occupazionali sono stati valutati per le due principali fasi del ciclo di vita degli impianti:

- **Fase di costruzione:** include la progettazione, realizzazione e installazione delle nuove tecnologie;
- **Fase operativa:** comprende le attività di esercizio e manutenzione (operation & maintenance, O&M), nonché l'approvvigionamento delle risorse energetiche.

Impatti socioeconomici: indicatori per ciascuna fase

Per ciascuna fase, sono stati calcolati:

- **Produzione**: valore complessivo dei beni e servizi prodotti;
- **Valore aggiunto**: ricchezza generata al netto dei consumi intermedi;
- **Occupazione** (espressa in Unità di Lavoro Annue [ULA]), in particolare:
 - occupazione temporanea, associata alla fase di costruzione;
 - occupazione permanente, legata alla fase operativa.

L'analisi distingue tra tre livelli di effetti:

- **Effetti diretti**: legati alla domanda di beni e servizi richiesti per la costruzione e gestione degli impianti (es. realizzazione di turbine eoliche, lavori di installazione);
- **Effetti indiretti**: generati lungo la catena di fornitura, nei settori che producono i beni e servizi utilizzati dalle imprese direttamente coinvolte (es. fabbricazione di materiali per le turbine);
- **Effetti indotti**: dovuti all'aumento del reddito dei lavoratori coinvolti, che a loro volta incrementano la domanda di beni e servizi (es. spesa delle famiglie per consumi, ristorazione, trasporti).

Gli impatti legati alla costruzione degli impianti....

Periodo 2025-2030 (FER 100%):

investimenti per circa 11 MLD di € con
un valore aggiunto pari a circa
8 MLD (effetti indiretti ed indotti).

Periodo 2030-2050 (configurazione C):

investimenti per 25 MLD di € con un valore aggiunto pari a circa 18 MLD (impatto complessivo).

E anche l'occupazione aumenta.....

		2025-2030		2030-2050		TOTALE 2025-2050	
		Cumulato	Valore medio annuo	Cumulato	Valore medio annuo	Cumulato	Valore medio annuo
Costi di investimento [M€]		10'743	2'149	25'362	1'268	36'105	1'444
di cui soddisfatti da filiere Italiane:		7'328	1'466	16'825	841	24'153	966
(%)		(68%)	(68%)	(76%)	(76%)	(74%)	(74%)
Valore aggiunto [M€]	Diretto	2'971	594	6'640	332	9'611	384
	Indiretto	2'694	539	6'103	305	8'797	352
	Indotto	2'318	464	5'385	269	7'703	308
	Totale	7'983	1'597	18'127	906	26'111	1'044
Occupazione [ULA]	Diretta	49'702	9'940	104'068	5'203	153'771	6'151
	Indiretto	41'251	8'250	90'969	4'548	132'219	5'289
	Indotto	35'667	7'133	82'852	4'143	118'519	4'741
	Totale	126'620	25'324	277'889	13'894	404'509	16'180

Gli impatti legati alla fase operativa...

Le attività di gestione, manutenzione e approvvigionamento delle risorse energetiche al 2050 sono stimate in ca 780 M€/anno in più rispetto ad oggi

Localizzazione più marcata rispetto alla fase precedente, stimando che il 90% sia soddisfatto da aziende italiane e di queste buona parte localizzate in Sardegna

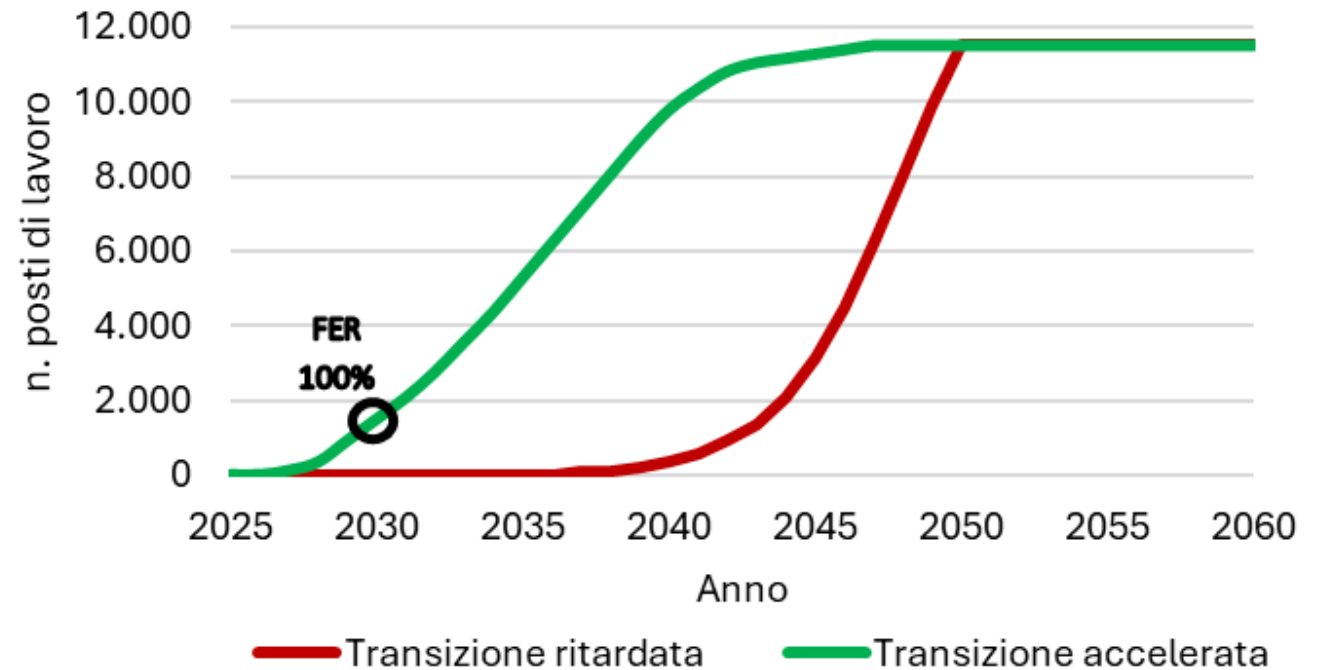
		Al 2030			Dal 2050 in poi		
		O&M	Approvv. risorse	TOTALE	O&M	Approvv. risorse	TOTALE
Costi operativi [M€/anno]		144	-194	-51	784	-165	619
Valore aggiunto [M€/anno]	Diretto	45	-11	34	309	3	312
	Indiretto	46	-28	18	250	-22	228
	Indotto	47	-15	32	243	-8	235
	Totale	138	-54	84	802	-27	776
Occupazione [n. occupati]	Diretta	886	-100	786	4'910	274	5'183
	Indiretto	691	-420	272	3'754	-302	3'452
	Indotto	727	-238	489	3'746	-127	3'620
	Totale	2'304	-757	1'547	12'410	-155	12'255

Lo sviluppo delle traiettorie e la distribuzione degli impatti

Il ritmo della transizione incide sulla distribuzione temporale e sull'intensità degli impatti economici e occupazionali. Man mano che le nuove tecnologie vengono installate per sostituire la generazione termoelettrica tradizionale, gli impatti relativi alla loro gestione crescono, portando a differenti impatti cumulati nello stesso periodo.

Transizione accelerata: raggiunge al 2030 la configurazione FER100% dello studio (circa 1'500 posti di lavoro nelle operazioni O&M e di approvvigionamento delle risorse) e segue poi un trend simile di evoluzione arrivando alla decarbonizzazione già al 2047 con circa 11'500 posti di lavoro;

Transizione ritardata: concentra lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili nell'ultimo periodo, ritardando gli investimenti e quindi riducendo gli impatti operativi cumulati nel tempo.



Occupazione totale permanente in diversi scenari di sviluppo del sistema energetico in Sardegna

Conclusioni e considerazioni....

SCENARI PROPOSTI



Non presentano oneri economici, ma bensì riduzione dei costi complessivi fino al 2050, con sostituzione dei costi operativi relativi all'acquisto di combustibili fossili, con investimenti.

STRATEGIA FER100%



Risulta più vantaggiosa anche se con costi di investimento superiori, ma costi operativi inferiori. Ha importanti ricadute economiche e occupazionali sul territorio. Comporta un maggior uso del suolo ma comunque inferiore al 0,4% della SAT.

BOLLETTE ENERGETICHE



Riduzione del 20% della bolletta su base annua per i consumatori domestici...possibilità di aumentare tale valore con l'aggregazione a CER.

OCCUPAZIONE



Contrasto alla contrazione occupazionale tramite riconversione della raffineria di Sarroch in bioraffineria, con conseguente salvaguardia di parte rilevante dell'occupazione attuale e posizionamento strategico dell'isola nel mercato dei combustibili sostenibili.

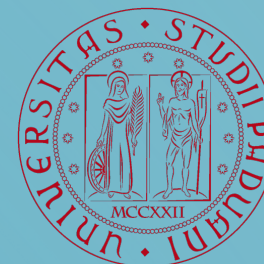
Grazie per l'attenzione!



POLITECNICO
MILANO 1863

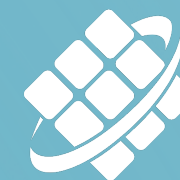


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI **CAGLIARI**



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI **PADOVA**

COORDINAMENTO
FREE



ITALIA
SOLARE [®] 2015-2025
Il fotovoltaico è di tutti

Il gruppo di lavoro



Maurizio Delfanti

Giuliano Rancilio

Giuseppe Muliere

Marianna Pozzi

Fabrizio Fattori

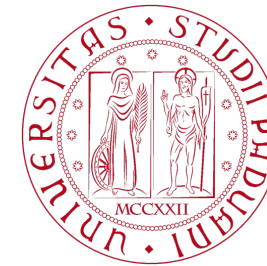
(Università degli studi
dell'Insubria)



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI CAGLIARI**

Fabrizio Pilo

Simona Ruggeri



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

Arturo Lorenzoni

Linda Cerana

Giovanni Cappena