



Sole-Acqua-Vento e Suolo

Perché parchi solari ed eolici a terra possono essere più ecologici e socialmente equi del solare su coperture esistenti

Luigi Moccia ¹

¹Consiglio Nazionale delle Ricerche—ICAR

luigi.moccia@icar.cnr.it

11 novembre 2025

Sommario

Proposte

- *Parco solare* come categoria distinta da agrivoltaico, per evidenziare tipologie di impianti solari a terra che non compromettono la loro produttività energetica e forniscono vantaggi eco-sistemici.
- Distretti *sole-acqua-vento* per conseguire obiettivi molteplici, energetici, ambientali e sociali in maniera ancora maggiore di quanto possono fare impianti solari su coperture.
- *Territori periferici*, il Mezzogiorno e le aree interne del Centro-Nord Italia, come *centrali* per la decarbonizzazione.

Metodo

- Ottimizzazione di servizi energetici della taglia equivalente a quella di un reattore nucleare per permettere ai cittadini di un territorio di decidere consapevolmente se preferiscono ospitare un reattore nucleare oppure realizzare gli impianti e gli ausiliari di accumulo basati sulle loro risorse rinnovabili.

Vantaggi energetico-ambientali dei distretti *sole-acqua-vento*

- Riduzione di almeno la metà degli impatti ambientali sul ciclo di vita delle tecnologie di generazione e accumulo a parità di servizi energetici forniti all'utenza per via della diminuzione dei sovra-dimensionamenti.
- Aumento delle oasi per insetti impollinatori e per altri obiettivi di biodiversità.
- Una più veloce decarbonizzazione dell'intero sistema energetico per la riduzione del costo sia del servizio elettrico che dell'idrogeno per gli elettro-combustibili.

Vantaggi socio-economici dei distretti *sole-acqua-vento*

- Attivazione di investimenti nelle aree interne del Paese, in quanto lì sono maggiormente disponibili i potenziali sia lato generazione di solare ed eolico a terra, che di accumulo in impianti idroelettrici a ciclo chiuso esterni ai bacini fluviali e quindi senza consumo di acqua e con potenziali sinergie con infrastrutture idrauliche per mitigare i rischi idrogeologici del cambiamento climatico.
- Granularità e basso rischio degli investimenti, condizioni che facilitano la partecipazione democratica attraverso l'azionariato diffuso e quindi la democrazia economica, come da dettato dell'art. 47 della Costituzione Repubblicana.
- Sinergie con il settore agroforestale per un utilizzo razionale dei residui di biomasse.

Obiettivi socio-economici quantificati

- Mobilitare 240 miliardi di euro di investimenti nelle aree interne per soddisfare i due terzi del fabbisogno energetico previsto al 2050 per l'Italia.
- Abbassare il costo del sistema energetico per il carico base contribuendo così a risparmi annui fino a 32 miliardi di euro rispetto al prevalere di scenari con veti agli impianti a terra che, per assicurare la decarbonizzazione, richiederebbero sia costi maggiori che la reintroduzione del nucleare, almeno in scenari ad alto costo di finanziamento.

Luoghi comuni confutati

- Che il fotovoltaico su coperture esistenti abbia un impatto ambientale minore rispetto a quello a terra—È vero il contrario per via delle migliori produttività degli impianti a terra.
- Che con più fotovoltaico si possa fare a meno dell'eolico—In teoria sì, ma con un tale aggravio dei costi di sistema per via degli sfasamenti stagionali tra offerta solare e domanda che tale scelta richiederebbe o la reintroduzione del nucleare o l'accettazione di un notevole dispendio impiantistico per generazione e accumuli sovra-dimensionati, ipotesi tutt'altro che ecologiche.

- Che con il nucleare si possano abbassare i costi di sistema—Questa possibilità esiste nel caso di alti oneri di finanziamento delle rinnovabili e di veto all'eolico a terra, ma non eviterebbe comunque alti costi dei servizi energetici, in particolare dell'idrogeno, e questo ultimo aspetto implica la de-industrializzazione nei settori dell'acciaio e della chimica, oltre che la dipendenza dall'estero per gli elettro-combustibili, o, peggio, la continuazione della dipendenza dal fossile.
- Che non esistano le tecnologie per l'accumulo elettrico massivo—Una tecnologia già esistente e per la quale non si prevedono riduzioni di costo, l'idroelettrico a pompaggio, può assistere a basso costo solare-eolico fino a una copertura della domanda del 97%, e per i restanti tre punti percentuali esiste già la capacità in accumuli geologici per gas di sintesi, tra le varie opzioni candidate a coprire questa piccola quota residua dello sfasamento domanda-offerta.

Indice

Elenco delle figure	7
1. Introduzione	12
1.1. Struttura del rapporto	13
2. Solare e suolo	17
2.1. Dissesto idrogeologico	18
2.2. Conflitto cibo-energia	18
2.3. Parco solare come categoria distinta dall'agrivoltaico	19
2.4. Parco solare come opportunità per la biodiversità e altri criteri eco-sistemici	20
2.5. Parco solare come opportunità sociale in territori periferici	22
3. Impatti ambientali sul ciclo di vita degli impianti fotovoltaici	25
4. Effetti sul sistema energetico dei fattori di capacità solari	28
4.1. Motivazioni del modello di singolo distretto per carichi base	28
4.2. Modello di ottimizzazione, parametri e scenario	29
4.3. Limiti e scopo del modello	34
4.4. Metodo di confronto e scenari con veto al solare a terra	35
4.5. Struttura delle illustrazioni dei risultati	36
4.6. Risultati degli scenari con e senza solare a terra	38
5. Gli extra-costi dei veti agli impianti solari ed eolici a terra e il ruolo del nucleare	48
5.1. Scenari con veti all'eolico a terra e al nucleare	48
5.2. Confronto tra scenari A—H	49

6. Sensitività dei risultati al tasso di sconto e variante di scenario con sinergie agroforestali	53
6.1. Tassi di sconto differenziati per rischio tecnologico e opportunità di democrazia economica	53
6.2. Scenari con tassi di sconto differenziati	54
6.3. Distretto SAV con partecipazione democratica agli investimenti e sinergie agroforestali	55
7. Potenziali sole-acqua-vento in Italia: Mezzogiorno e aree interne	60
7.1. Potenziale eolico in Italia e aree interne	61
7.2. Stima degli investimenti nei distretti sole-acqua-vento	62
7.3. Stima delle aree dedicate per un distretto sole-acqua-vento	63
8. Conclusioni	69
A. Parametri tecno-economici	71
A.1. Fonti	71
A.2. Annualità dell'investimento	72
A.3. Derivazione dei parametri relativi al nucleare	72
B. Scenari con domanda fluttuante e generalizzabilità degli scenari a domanda costante	75
C. Competitività degli investimenti in un distretto sole-acqua-vento	78
C.1. Competitività degli investimenti in rinnovabili e accumuli	78
C.2. Competitività degli investimenti in altre tecnologie programmabili come il nucleare	80
D. Ottimizzazione degli accumuli e stima di massima dell'accumulo stagionale	82
E. Dettagli di alcuni scenari	84
F. Abbreviazioni	132
G. Bibliografia	134

Elenco delle figure

1.1. Il fattore di capacità nella generazione elettrica	14
1.2. Stime dei fattori di capacità solari ed eolici	15
1.3. Figure di merito della produttività energetica dei parchi solari <i>vs.</i> fotovoltaico su coperture	16
2.1. Fattori di occupazione del suolo di impianti solari	17
2.2. Attuale classificazione dell'agrivoltaico	20
2.3. Parchi solari come nodi di reti di habitat di impollinatori	23
2.4. Parchi solari come aree umide	24
3.1. Risultati LCA di Danelli and Brivio [2021]	27
4.1. Disponibilità orarie delle tecnologie rinnovabili considerate in questo rapporto; anno di riferimento 2010, indicato in [TERNA-SNAM, 2022] come rappresenta- tivo delle condizioni medie multi-anno per le rinnovabili in Italia	31
4.2. Modello del fattore di capacità del nucleare	32
4.3. Grafo dei componenti del modello di ottimizzazione	40
4.4. Idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso e <i>off-river</i>	41
4.5. Motivi della scelta dell'idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso <i>off-river</i> come tecnologia di accumulo	42
4.6. Idroelettrico a pompaggio e principio di utilizzo	43
4.7. Idroelettrico a pompaggio, potenze e localizzazioni in Italia	44
4.8. Infrastruttura di collegamento di invasi lungo la dorsale appenninica per miti- gare i rischi del cambiamento climatico sul ciclo delle acque	45
4.9. Potenziali italiani di PHS e A-CAES, e altre prospettive	46
4.10. Correlazioni della disponibilità eolica e solare alle diverse scale temporali	47

5.1. Sintesi dei veti, delle quote di generazione per tecnologia, e del costo unitario del sistema energetico negli scenari A—H	52
6.1. Sintesi dei veti, delle quote di generazione per tecnologia, e del costo unitario del sistema energetico negli scenari \hat{A} — \hat{H} con tassi di sconto differenziati	58
6.2. Idrogeno verde <i>vs.</i> rosa <i>vs.</i> rosso/viola	59
7.1. Potenziale italiano di eolico a terra di Ryberg et al. [2019], fattore di capacità medio e marginale per dimensione del potenziale	62
7.2. Potenziale italiano di eolico a terra di Ryberg et al. [2019], 100 GW a costo minore, ogni punto è una turbina e il colore deriva dalla classificazione dei fattori di capacità in cinque fasce	65
7.3. Aree interne come da classificazione ISTAT [2022]	66
7.4. Incrocio tra i dataset di Ryberg et al. [2019], classificazione livelli territoriali NUTS, e aree interne ISTAT [2022]	67
7.5. Potenziale italiano di eolico a terra di Ryberg et al. [2019], 100 GW a costo minore, potenza, energia e fattori di capacità medi per livello territoriale NUTS 3, ovvero livello provinciale	68
A.1. Influenza del tasso di sconto e del tempo di costruzione nel calcolo dell'investimento per il nucleare	74
B.1. Sintesi dei veti, delle quote di generazione per tecnologia, e del costo unitario del sistema energetico negli scenari \tilde{A} — \tilde{H} con domanda elettrica fluttuante	77
C.1. Scenario A, curva di durata dei livelli di prezzo, vettore elettricità	79
E.1. Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, indicatori principali	85
E.2. Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, dimensionamenti	86
E.3. Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, stati di carica degli accumuli	87
E.4. Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	88
E.5. Scenario A, fattori di utilizzo dell'impianto di metanizzazione	89
E.6. Scenario B, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC massimo, indicatori principali	90

E.7. Scenario B, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC massimo, dimensionamenti	91
E.8. Scenario B, veto agli impianti solari a terra, stati di carica degli accumuli	92
E.9. Scenario B, veto agli impianti solari a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	93
E.10. Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, indicatori principali	94
E.11. Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, dimensionamenti	95
E.12. Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, stati di carica degli accumuli	96
E.13. Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	97
E.14. Scenario D, veto all'eolico a terra, indicatori principali	98
E.15. Scenario D, veto all'eolico a terra, dimensionamenti	99
E.16. Scenario D, veto all'eolico a terra, stati di carica degli accumuli	100
E.17. Scenario D, veto all'eolico a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	101
E.18. Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, indicatori principali	102
E.19. Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, dimensionamenti	103
E.20. Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, stati di carica degli accumuli	104
E.21. Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	105
E.22. Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, indicatori principali	106
E.23. Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, dimensionamenti	107

E.24. Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, stati di carica degli accumuli	108
E.25. Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	109
E.26. Scenario G, solo nucleare, indicatori principali	110
E.27. Scenario G, solo nucleare, dimensionamenti	111
E.28. Scenario G, solo nucleare, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	112
E.29. Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, indicatori principali	113
E.30. Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, dimensionamenti	114
E.31. Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, stati di carica degli accumuli	115
E.32. Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	116
E.33. Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, indicatori principali	117
E.34. Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, dimensionamenti	118
E.35. Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, stati di carica degli accumuli	119
E.36. Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	120
E.37. Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello Scenario C, indicatori principali	121
E.38. Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello Scenario C, dimensionamenti	122

E.39. Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, stati di carica degli accumuli	123
E.40. Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	124
E.41. Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, indicatori principali	125
E.42. Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, dimensionamenti	126
E.43. Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, stati di carica degli accumuli	127
E.44. Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema	128
E.45. Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, bilancio annuo dei costi e dei ricavi per sotto-sistema	129
E.46. Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, indicatori e profilo di utilizzo orario dell'impianto di metanizzazione	130
E.47. Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, ripartizione dell'investimento per tecnologia	131

1. Introduzione

Il solare su coperture esistenti è più ecologico di quello a terra? Si può evitare il ricorso all'eolico a terra realizzando più solare su coperture? Il nucleare è utile per affiancare le fonti rinnovabili? Dobbiamo rimandare il passaggio alle rinnovabili per attendere nuove tecnologie di accumulo?

Queste sono alcune delle domande alle quali questo rapporto vuole contribuire a rispondere attraverso due linee di approfondimento:

1. Chiarificazione degli impatti ambientali, e in particolare dell'uso di suolo, delle diverse tipologie impiantistiche del solare e dell'eolico.
2. Quantificazione delle relazioni sistemiche tra tecnologie di generazione, accumulo, e domanda finale di servizi energetici.

Entrambe queste linee convergono su un punto focale: sia per gli aspetti ambientali che di sistema energetico non può essere trascurata la maggiore produttività degli impianti solari a terra e la sinergia di questa fonte con quella eolica. Inoltre, viene confutato che esista un conflitto insanabile tra uso del suolo per generazione fotovoltaica e obiettivi extra-energetici come la biodiversità e il cibo. È possibile definire una distinta categoria di impianto solare a terra, il *parco solare*, che coniuga la massima efficienza nella generazione fotovoltaica e co-benefici eco-sistemiche, rendendo non solo i suddetti conflitti immateriali, ma per alcuni di essi cambiando di segno la relazione. Il vantaggio energetico-ambientale dei parchi solari deriva dalla loro maggiore produttività energetica per area di pannelli installati. Il *fattore di capacità*, nel seguito abbreviato come *FdC*, è l'indicatore che esprime la produttività energetica per unità di potenza installata, si veda per una definizione la scheda in Fig. 1.1, per degli esempi di stime la scheda in Fig. 1.2, e per una sintesi dei valori rilevanti la scheda di Fig. 1.3. Questo cambio di prospettiva sul solare a terra è propedeutico per il riconoscimento della sostanziale leggerezza territoriale della fonte eolica, spesso ingiustamente sminuita in base a valutazioni innumerate. La tesi argomentata in questo documento è che parchi solari ed eolici possono offrire un

migliore bilancio socio-ambientale del solo fotovoltaico su coperture esistenti. Gli sfasamenti temporali tra l'offerta eolico-solare e la domanda di servizi energetici sono in gran parte gestibili con una tecnologia a basso costo come l'idroelettrico a pompaggio. Una variante di questa tecnologia, quella a ciclo chiuso e che non dipende da dighe di sbarramento di bacini fluviali, è largamente applicabile in Italia. Anche per questa tecnologia sono possibili sinergie territoriali, e co-benefici sul ciclo delle acque. Queste tre tecnologie, i parchi solari, l'idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso e i parchi eolici, definiscono le componenti principali di distretti *sole-acqua-vento* (SAV), dove "acqua" ha un duplice riferimento: l'accumulo gravitazionale dell'idroelettrico a pompaggio, e la sintesi per elettrolisi del vettore idrogeno. Infatti, i distretti SAV hanno il potenziale di velocizzare la decarbonizzazione non solo del settore elettrico ma dell'intero sistema energetico per via dei minori costi sia del servizio elettrico che degli altri servizi da questo derivato come gli elettro-combustibili sintetizzati da idrogeno verde. I potenziali per i distretti SAV sono per la gran parte presenti nel Mezzogiorno e nelle aree interne del Centro-Nord, sugli archi appenninici e alpini. La loro realizzazione costituirebbe un contrasto alle attuali tendenze all'abbandono di quei territori, e i vantaggi sociali aumenterebbero se tali interventi venissero realizzati con partecipazione diffusa agli investimenti e sinergie con il settore agroforestale per un uso razionale dei suoi residui. Questa proposta rende centrali per la decarbonizzazione territori oggi considerati periferici.

1.1. Struttura del rapporto

L'uso del suolo degli impianti solari a terra e la necessità di dare risalto a una nuova categoria di impianti, il *parco solare*, sono discussi nella Sezione 2. La Sezione 3 riporta risultati di letteratura sull'analisi del ciclo di vita degli impianti fotovoltaici. La Sezione 4 introduce un modello di ottimizzazione dei sistemi energetici per quantificare gli effetti dei diversi fattori di capacità solari sui dimensionamenti degli accumuli, e i costi dei servizi energetici. La metodologia per la valutazione dei veti sul solare a terra è estesa nella Sezione 5 a veti simili, quelli che bloccano l'eolico a terra. Questa sezione sintetizza e quantifica l'impatto economico dei veti considerati in questo rapporto e ne evidenzia la rilevanza rispetto a esiti plausibili come il fallimento climatico, la povertà energetica e la reintroduzione del nucleare. Un'analisi di sensitività a un parametro cruciale, il tasso di sconto, è fornita nella Sezione 6 per valutare sia la robustezza del risultato principale, l'estrema dissipazione energetica dell'esclusivo ricorso al fotovoltaico

su coperture esistenti, che per introdurre il tema della democrazia economica. Questa sezione esplora anche delle sinergie di un distretto SAV con il settore agroforestale. La Sezione 7 valuta gli investimenti per i distretti sole-acqua-vento, i potenziali dell'eolico a terra, e la distribuzione socio-territoriale degli investimenti. Delle conclusioni sono offerte nella Sezione 8, seguite da appendici tecniche e riferimenti bibliografici.

Figura 1.1.: Il fattore di capacità nella generazione elettrica

Il fattore di capacità (FdC) di un impianto di generazione elettrica definisce una produttività media su un intervallo temporale T . Il FdC viene calcolato come il rapporto tra l'energia E prodotta nel periodo T rispetto all'energia che la stessa potenza nominale d'impianto P produrrebbe se fosse costante nello stesso periodo. Il FdC è a-dimensionale e si riporta come una percentuale. Quando non specificato diversamente il FdC si intende come produttività media nell'anno solare. In questo caso, con E e P espressi a parità di multipli del Wh e del W, rispettivamente, e con T espresso in ore per anno, ovvero pari a 8760 per l'anno tipo non bisestile, il FdC è:

$$\frac{E}{P \times 8760} \times 100 (\%)$$

In modo equivalente, il FdC si calcola con al numeratore le ore di funzionamento annuo a pieno carico equivalente e al denominatore le ore nell'anno. Notare che le "ore piene equivalenti" *non* sono le ore di funzionamento d'impianto. Le ore di funzionamento d'impianto sono generalmente maggiori delle ore di pieno carico equivalente, si veda nel seguito la Fig. 4.1. Una differenza questa che genera confusione ed è spesso utilizzata da alcuni commentatori in modo fuorviante.

Figura 1.2.: Stime dei fattori di capacità solari ed eolici

Fattori di capacità di diverse localizzazioni e tipologie di impianti fotovoltaici ed eolici possono essere stimati con il servizio disponibile sul sito <https://www.renewables.ninja/>. Come esempi sono riportate due schermate relative a impianti solari nella stessa località del Sud Italia. Il primo, in alto, è un impianto con angolazione fissa dei pannelli e raggiunge un FdC del 17,7%, e il secondo, in basso, è un impianto a inseguimento mono-assiale che offre un FdC del 22,2%. Le curve di disponibilità orarie di questi due impianti solari e quella di un impianto eolico nella stessa località sono riportate nel seguito, Sezione 4.2, Fig. 4.1, e verranno utilizzate come input per un modello di ottimizzazione di un distretto energetico.

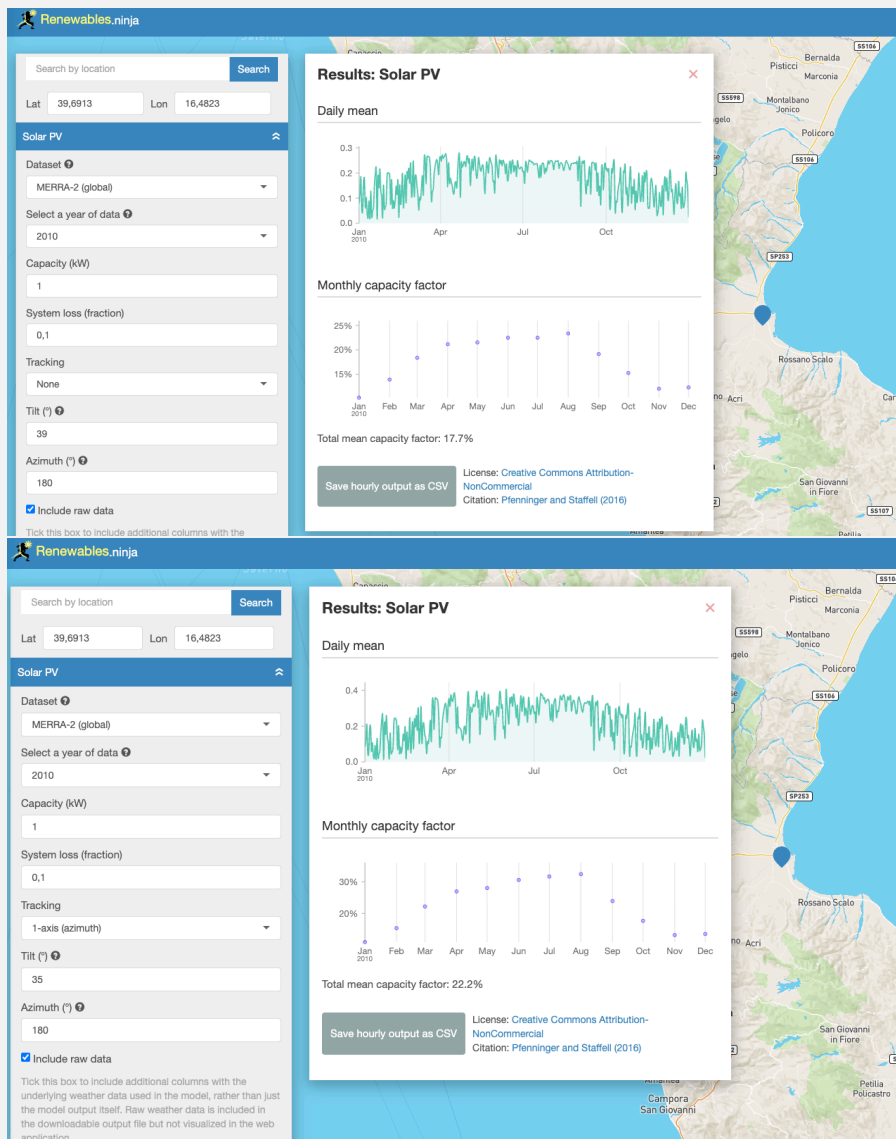


Figura 1.3.: Figure di merito della produttività energetica dei parchi solari *vs.* fotovoltaico su coperture

Un parco solare può facilmente essere configurato a inseguimento, e con pannelli bi-facciali, in modo da massimizzare l'energia captata per unità di superficie dei pannelli.

Nel Mezzogiorno d'Italia un parco solare a inseguimento mono-assiale può ottenere un fattore di capacità del 22% e fino al 24% in Sicilia. A parità di localizzazione, e quindi di irraggiamento solare, un impianto su copertura con orientamento ottimale avrà un FdC tra il 17 e il 19%. Inoltre, se si rinuncia agli impianti a terra e si vincola il fotovoltaico sulle coperture esistenti, entrano in gioco ulteriori fattori limitanti il FdC:

- L'orientamento delle coperture esistenti non è sempre ottimale, e quindi a parità di localizzazione si possono registrare dei FdC minori.
- Ombreggiamenti e limitazioni dell'orizzonte nelle prime e ultime ore del giorno, vincoli più pressanti in ambito urbano su edifici esistenti rispetto al campo libero.
- Dimensione piccola dell'impianto che non permette le varie ottimizzazioni, per esempio degli inverter, come per gli impianti a terra, solitamente di taglia maggiore rispetto a quelli su coperture.
- Minori prestazioni per la maggiore temperatura dei pannelli sui tetti. Questo è un effetto causato sia dall'isola di calore delle aree urbane, che dalla minore ventilazione rispetto all'installazione in campo libero.
- Le localizzazioni deviano da quelle ottimali nel Mezzogiorno d'Italia. Le potenze si ripartiscono in base al costruito, quindi con maggiore prevalenza del Nord Italia, e da ciò deriva una diminuzione del FdC per la minore insolazione di tale distribuzione geografica proporzionale al costruito.

Per i primi quattro punti precedenti si vedano le stime di Keiner et al. [2024]. Si nota come il fotovoltaico italiano, in gran parte su coperture, e con prevalenza nelle regioni del Nord Italia, ha registrato nel 2021 un FdC pari al 13% [GSE, 2022]. Anche ipotizzando un miglioramento delle installazioni future, un veto, o anche solo un forte vincolo sulle installazioni a terra, ridurrebbe il FdC medio nazionale nell'intervallo 14–18%, con maggiore plausibilità verso l'estremo inferiore di questo intervallo.

2. Solare e suolo

Gli impatti dell'uso di suolo degli impianti solari a terra possono essere principalmente di tre tipi:

1. rischio idrogeologico causato da impermeabilizzazione per cemento o asfalto;
2. riduzione della superficie agricola;
3. riduzione della biodiversità.

Una indispensabile premessa sulle aree necessarie al solare a terra è la seguente: molte stime sui fattori di occupazione, potenza installata per unità di area, sono obsolete. L'inattualità di stime risalenti a uno o due decenni fa deriva dai miglioramenti nel frattempo realizzatisi nell'efficienza dei pannelli, si vedano i riferimenti discussi nella scheda di Fig. 2.1. Nel seguito

Figura 2.1.: Fattori di occupazione del suolo di impianti solari

Bolinger and Bolinger [2022] aggiornano le precedenti stime di occupazione di suolo di impianti solari a terra negli USA di Ong et al. [2013], un rapporto tecnico del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) che è ancora ampiamente citato. Bolinger and Bolinger esaminano impianti entrati in funzione tra il 2007 e il 2019 e mostrano come l'aumento di efficienza dei pannelli abbia notevolmente migliorato i fattori di occupazione. Il fattore di occupazione per impianti a inseguimento mono-assiale per l'anno 2019 è stimato da questi autori pari a 0,59 MW per ettaro. In termini prospettici bisogna considerare che la tecnologia fotovoltaica è ancora lontana dal raggiungere il suo limite di conversione, e che si può cautelativamente assumere un incremento di efficienza dei pannelli pari a 0,5 punti percentuali per anno. Ne segue che per il cumulo installato nell'anno 2050 si può conservativamente assumere una efficienza media dei pannelli pari al 24%, come ipotizzato in Jacobson [2020]. Quest'ultimo autore calcola per gli impianti solari a terra un fattore di occupazione corrispondente a questa efficienza pari a 0,82 MW/ha (1,22 ha/MW).

di questo rapporto sarà utilizzato un coefficiente di occupazione del suolo per il solare a terra

pari a 0,82 MW/ha. Si osserva che il coefficiente di occupazione espresso in MW/ha non esprime la potenza unitaria per l'area dei pannelli. Infatti, rispetto all'efficienza considerata, un ettaro di superficie di pannelli avrebbe una potenza di 2,4 MW. Il complemento a uno del rapporto tra il coefficiente di occupazione della potenza unitaria, 0,82, e questo valore, 2,4, esprime il grado di porosità del parco solare. Rispetto ai valori considerati, il grado di porosità è pari a 0,66. Ovvero, l'area dei pannelli è solo un terzo dell'intera area d'impianto. Come sarà argomentato nel seguito, un maggiore grado di porosità, ovvero una minore densità di potenza per area, può essere associata a co-benefici extra-energetici. In particolare, per la configurazione proposta detta *parco solare*, un maggiore grado di porosità avvantaggia la biodiversità.

2.1. Dissesto idrogeologico

Il rischio idrogeologico per il solare a terra è evitabile con semplici norme di buona progettazione che minimizzino il ricorso all'impermeabilizzazione delle aree interessate. Si fa notare come l'impermeabilizzazione delle aree rappresenti uno svantaggio per la produttività energetica dello stesso impianto in quanto questa è funzione decrescente delle temperature circostanti i pannelli (aria e superfici). L'impermeabilizzazione dei suoli con cemento o asfalto induce l'effetto detto *isola di calore*, che è quindi una retroazione svantaggiosa per un impianto solare. Pertanto, non solo l'impermeabilizzazione delle aree degli impianti solari a terra è minimizzabile, ma questa minimizzazione è allineata con l'obiettivo della produttività energetica. Obiettivi allineabili non dovrebbero richiedere sovra-regolamentazioni al di là di norme di buona pratica tecnica. Come argomentato nella Sezione 2.4, la sinergia tra l'obiettivo della mitigazione dell'effetto isola di calore e la produttività energetica può creare co-benefici con la configurazione proposta di *parco solare*.

2.2. Conflitto cibo-energia

Il conflitto tra cibo ed energia solare non è significativo dato che le aree necessarie per impianti a terra risultano essere di molto inferiori alle superfici agricole *già oggi non utilizzate*. Nell'ipotesi di installare parchi solari pari a 184 GW sarebbero necessari 224 mila ettari. Attualmente in Italia la superficie agricola non utilizzata dalle aziende agricole è pari a circa 1 milione di ettari e a questo valore andrebbero aggiunti i tanti terreni demaniali in stato di abbandono nelle aree interne del Paese. Quindi 184 GW di parchi solari rappresenterebbero il 22% della

superficie **non** utilizzata dalle aziende agricole e meno dell'1%, ovvero il sette per mille, dell'intera superficie del Paese¹. Il rischio di un conflitto energia-cibo è quindi infondato ed è una trasposizione errata di stime obsolete che riguardavano altre fonti di energia rinnovabile. Per esempio, un uso massivo della biomassa a fini energetici incorrerebbe in evidenti conflitti negli usi del suolo a fini agricoli. Infatti, la biomassa come fonte elettrica è, in termini di superficie richiesta a parità di energia prodotta, due ordini di grandezza meno efficiente del fotovoltaico. Queste argomentazioni critiche su scenari energetici con un ruolo importante delle biomasse hanno ancora oggi un'eco, ma non sono più attuali perché grazie ai progressi della fonte solare e di quella eolica il ruolo delle biomasse negli scenari energetici è contenuto alla frazione molto meno problematica dei residui. Inoltre, come argomentato nella Sezione 2.4, un'accurata progettazione dei parchi solari può fornire benefici alle stesse rese agricole nelle aree circostanti gli impianti. Per quanto riguarda l'eolico, che non è il focus di questa sezione ma che è una fonte energetica cruciale negli scenari discussi in questo rapporto, si fa notare che l'eolico a terra richiede un quantitativo di aree dedicate, sottratte agli usi agricoli, praticamente insignificante (le basi delle torri e ausiliari). Le stime allarmistiche sul "consumo di suolo" per l'eolico derivano da stime obsolete sulle densità per spazi tra turbine, e, soprattutto, dalla confusione concettuale tra aree per spazi tra turbine e aree dedicate alle turbine e non disponibili per altri usi. Un ennesimo allarme infondato, come tanti altri sul tema.

2.3. Parco solare come categoria distinta dall'agrivoltaico

L'attuale definizione di agrivoltaico considera una casistica molto eterogenea di impianti solari a terra. La Fig. 2.2 riporta lo schema del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) di classificazione dell'agrivoltaico in tre categorie in base al maggiore servizio oltre a quello energetico:

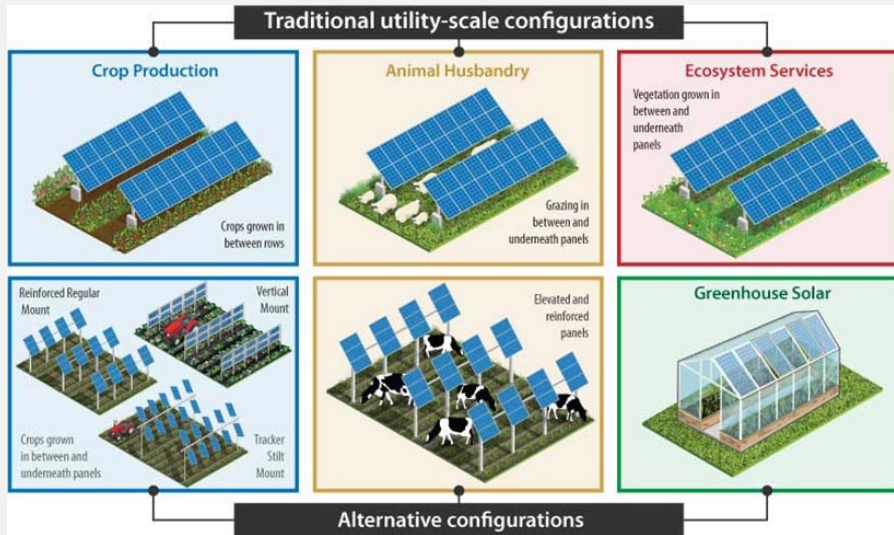
- agricoltura;
- pascolo;
- biodiversità.

¹Lo scenario TERNA-SNAM [2022] individua come compatibile con impianti solari a terra una superficie pari al 27% del totale nazionale. Questa superficie è più di 38 volte maggiore di quella discussa in questo documento e permetterebbe la realizzazione di 6940 GW di fotovoltaico.

Figura 2.2.: Attuale classificazione dell'agrivoltaico

Fonte NREL^a

^a<https://www.nrel.gov/news/program/2022/growing-plants-power-and-partnerships.html>



Il prefisso "agri" in agrivoltaico orienta verso il particolare insieme di impianti dove si cerca di coniugare produzione energetica e agricola. Tale tipologia di impianti ha costi e prestazioni assimilabili al fotovoltaico su copertura, e pertanto andrebbe considerata come una sua variante. Gli impianti descritti in questo documento come parchi solari non compromettono la loro produttività energetica per vincoli sulla produttività di cibo. Sono impianti intensivi nell'uso della componente tecnologica, il pannello è utilizzato al meglio delle sue possibilità, ed estensivi nell'uso delle superfici perché un maggiore grado di porosità risulta vantaggioso anche per la produttività energetica. Questo maggiore grado di porosità può, in presenza di eco-progettazione dell'habitat, migliorare la biodiversità dei territori come da riferimenti descritti nel seguito.

2.4. Parco solare come opportunità per la biodiversità e altri criteri eco-sistemici

Gli impatti sulla biodiversità richiederebbero maggiori attenzioni perché non sono predeterminati e con accurata progettazione possono non solo essere evitati ma anche cambiati di segno, diventare benefici [Macknick et al., 2013], e soddisfare altri criteri non-energetici. Semeraro et al. [2020] introducono per il solare a terra il quadro concettuale delle infrastrutture verdi,

ovvero un approccio a criteri multipli richiamato nel documento dell'Unione Europea sulla strategia comunitaria per la biodiversità al 2030 [Commissione Europea, 2020] dove i "parchi solari con una copertura del suolo rispettosa della biodiversità" sono riportati come una delle soluzioni a somma positiva per la produzione di energia. L'analisi a criteri multipli degli usi di suolo di un impianto solare considera le multi-funzionalità non solo delle aree d'impronta al suolo delle strutture di supporto dei pannelli e degli ausiliari tecnici, ma anche gli spazi tra questi, e le connessioni dell'area d'impianto rispetto alla rete costituita da aree coltivate, altri parchi solari, aree naturali, e aree urbane. L'eco-progettazione dei parchi solari trasforma quella che altrimenti è una voce di costo, il diserbo per evitare vegetazione invasiva sui pannelli e rischi incendi, in un investimento per servizi socio-ecologici. Le aree libere al suolo dei parchi solari in una bio-regione possono essere convertite ai seguenti usi plurimi:

1. Rifugio per impollinatori e altre specie secondo la prospettiva del *conservoltaico* [Nordberg and Schwarzkopf, 2023]. Queste aree fungono da nodi in una rete di conservazione di habitat, e inducono quantificabili servizi eco-sistemici per le aree coltivate nei raggi di pertinenza dei nodi solari [Walston et al., 2018, Semeraro et al., 2022b]. Si veda la Fig. 2.3. Una stima per l'Inghilterra dei benefici economici dei parchi solari come rifugio di api per il settore frutticolo è presentata in Armstrong et al. [2021].
2. Aree umide. Semeraro et al. [2020] discutono 15 categorie di servizi eco-sistemici rispetto ai quali questo tipo di interventi possono fornire co-benefici. Queste aree possono svolgere ruoli di regolazione idrogeologica, habitat, e trattamento di acque reflue secondarie a costi minori di altre modalità di purificazione, e al tempo stesso mitigare l'effetto isola di calore e così incrementare la produttività dell'impianto solare. La scheda di Fig. 2.4 riporta due schemi di parco solare per ri-naturalizzazione di area umida, e simulazione dei possibili miglioramenti micro-climatici.
3. Giardini eco-didattici peri-urbani. Semeraro et al. [2018] valutano per una regione italiana, la Puglia, l'estensione degli eco-servizi dei parchi solari, e il loro uso didattico per quelli localizzati in prossimità di aree urbane.

Alla luce di ciò, appare oltremodo errata la convinzione che occorre ridurre le aree dedicate ai parchi solari. Al contrario, se ben progettati, un loro elevato grado di porosità, quindi una maggiore area per unità di potenza installata, potrebbe essere preferibile per motivazio-

ni extra-energetiche, e in particolare per il miglioramento della biodiversità. Argomentazioni aggiuntive sono discusse in Moccia [2025b].

2.5. Parco solare come opportunità sociale in territori periferici

Le aree interne d'Italia non necessitano di una ricerca di compromessi agricoltura-energia, in quanto le aree agricole già lì non utilizzate sono notevoli. L'abbandono delle aree interne per mancanza di opportunità economiche e le tendenze alla desertificazione per il cambiamento climatico pongono pressanti criticità sociali oltre che ambientali. Distretti energetici sole-acqua-vento potrebbero contribuire a ridurre queste criticità ma occorre evitare la riproposizione di schemi fallimentari di sovra-incentivazioni/sussidi che generano bolle speculative dalla inevitabile breve durata. Distretti energetici non basati su tipologie impiantistiche competitive risulterebbero velleitari. Il concetto di parco solare, economicamente ed ecologicamente vantaggioso, può essere invece una delle componenti abilitanti per distretti sole-acqua-vento nel Mezzogiorno e nelle aree interne d'Italia.

Figura 2.3.: Parchi solari come nodi di reti di habitat di impollinatori

Semeraro et al. [2022b] propongono schemi di piantumazione per aree tra pannelli (*Thymus serpyllum* L., *Lavandula spp.*, etc) e perimetri (*Rubus ulmifolius*) di parchi solari nella regione Puglia al fine di costituire una rete connettiva di habitat per impollinatori, schema B. Le relative aree di estensione dei benefici per altre colture sono indicate come *Bee home-range buffer* nella mappa A.

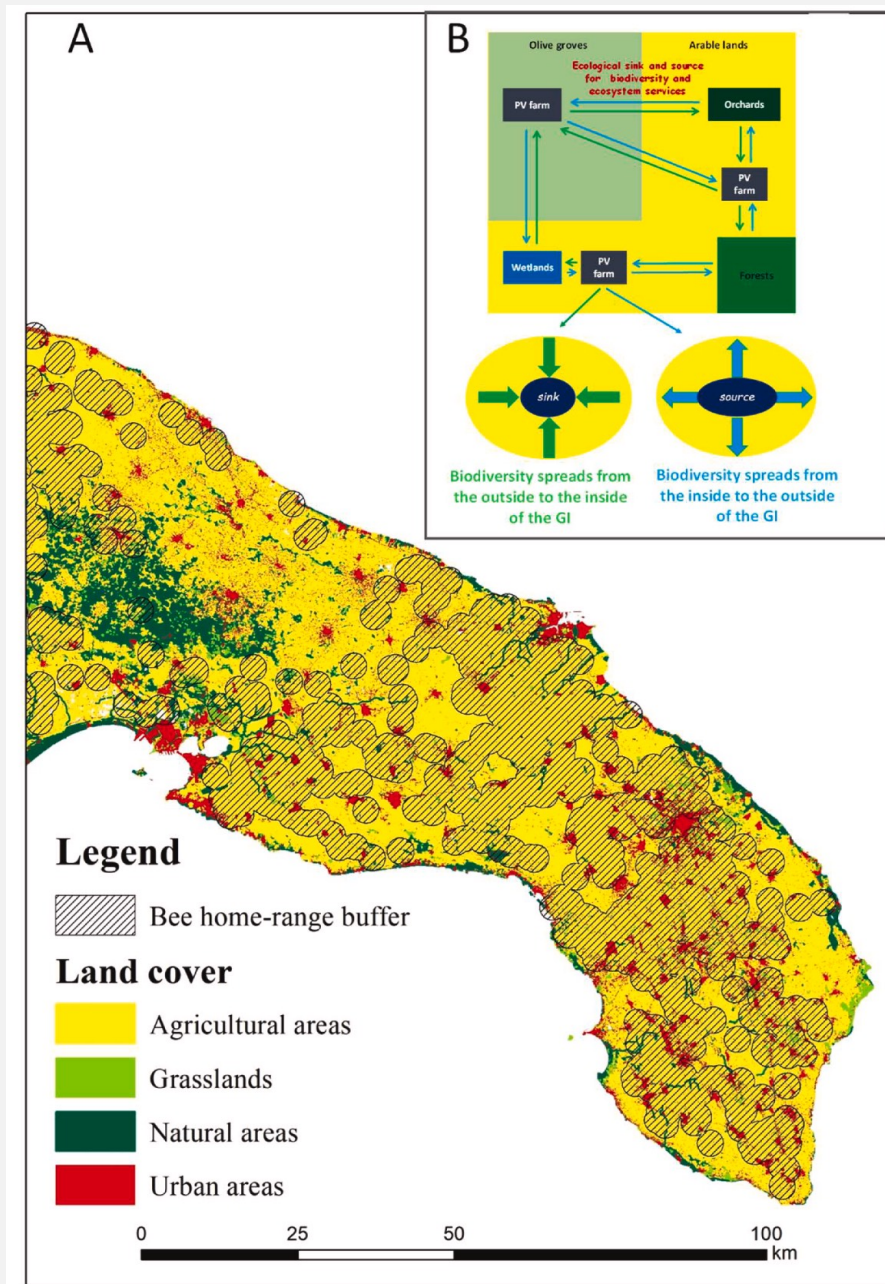
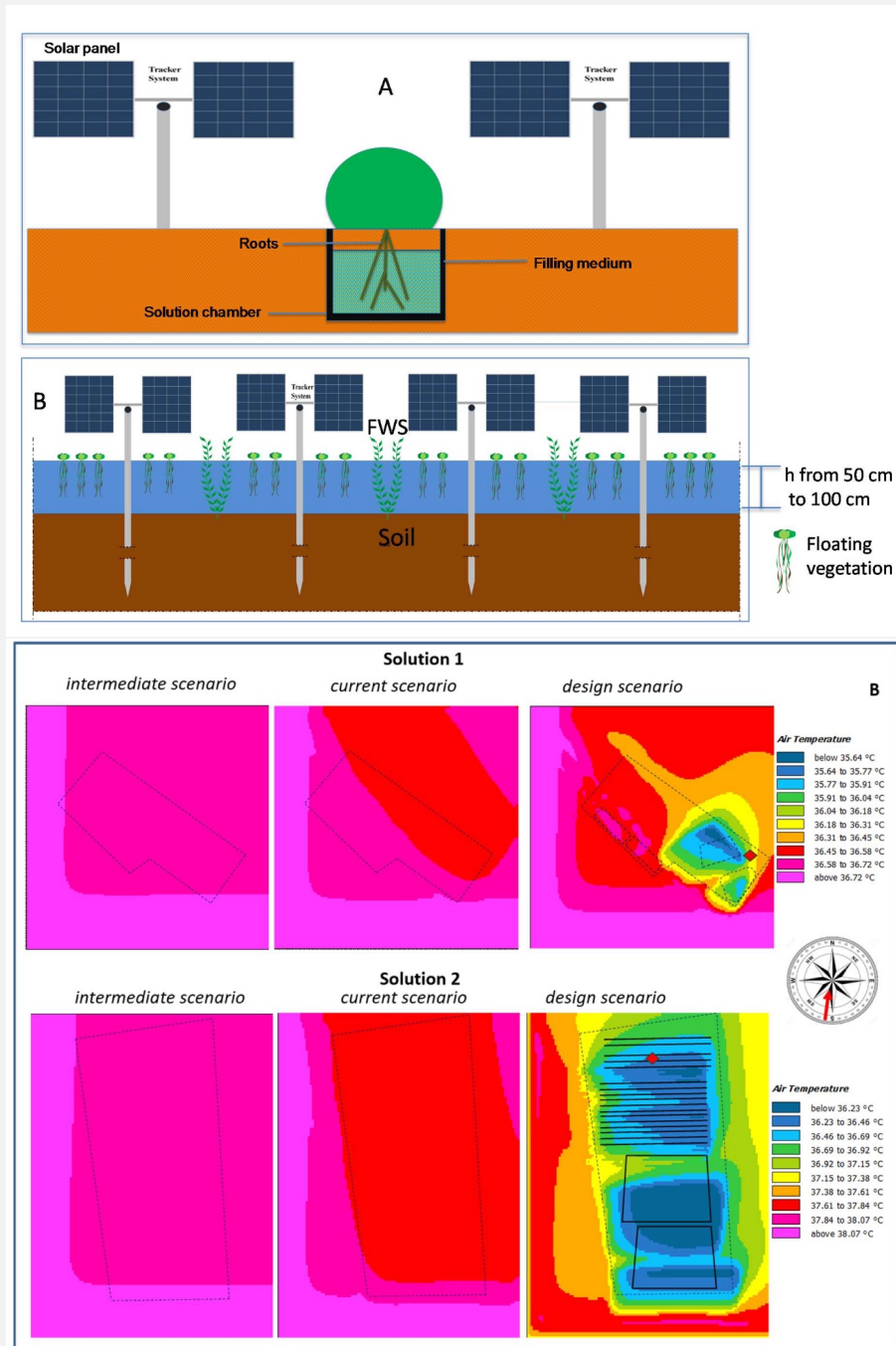


Figura 2.4.: Parchi solari come aree umide

Semeraro et al. [2020] propongono due schemi di area umida tra le file di pannelli solari come da illustrazione seguente, e ne simulano gli effetti micro-climatici con un software di fluidodinamica computazionale, figura in basso. Una stima dei costi di investimento per questi schemi è presentata in Semeraro et al. [2022a].



3. Impatti ambientali sul ciclo di vita degli impianti fotovoltaici

Un recente rapporto tecnico della società di Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) quantifica gli impatti ambientali sul ciclo di vita del fotovoltaico rispetto a casi di installazione in Italia con diverse localizzazioni e tipologie di impianto [Danelli and Brivio, 2021]. La metodologia impiegata è quella del *Life-Cycle Assessment* (LCA) secondo norme ISO [ISO, 2006a,b] e linee guida IEA-PVPS [Raugei et al., 2021]. I risultati di Danelli and Brivio sugli indicatori d'impatto per il cambiamento climatico e l'energia primaria sono in linea con recenti articoli referenziati sull'argomento come Fthenakis and Lecisci [2021], Müller et al. [2021] e reportistica istituzionale come IEA [2022]. L'analisi di Danelli and Brivio non è limitata alla sola stima delle emissioni di gas serra ma considera anche altre tredici categorie di impatto. Gli impatti ambientali vengono riferiti a una unità di elettricità immessa in rete, al netto delle perdite e autoconsumi interni all'impianto. Sono considerate tre tipologie d'impianto: a terra a inseguimento mono-assiale; ad angolazione fissa su supporti dedicati; e ad angolazione fissa ma con aumento dell'altezza dei supporti e diminuzione delle densità di pannelli per consentire un uso congiunto con attività agricole (agrivoltaico). Le localizzazioni studiate sono due, una nel Nord Italia, a Piacenza, e l'altra nel Mezzogiorno, a Catania. La disaggregazione degli impatti ambientali per componenti d'impianto evidenzia il ruolo preponderante del pannello, seguito dall'inverter, e dalle perdite di elettricità prima dell'immissione in rete. Nel caso della tipologia d'impianto ad angolazione fissa su supporti dedicati, il contributo dei supporti è molto basso. Questo fatto permette di considerare in prima approssimazione gli impatti ambientali, escluso l'uso del suolo, della tipologia di impianto ad angolazione fissa su supporto dedicato come equivalenti a quelli che si avrebbero con un impianto su coperture. Vanno infatti considerate due differenze tra impianti ad angolazione fissa a terra e su copertura che comportano variazioni di segno opposto negli impatti ambientali:

- Nel caso di impianto su copertura le strutture di supporto possono essere più leggere per via dell'utilizzo delle falde di copertura come portante. Questo fattore può diminuire la componente degli impatti ambientali derivante dalle strutture di supporto a terra, ma come si è già osservato il contributo dei supporti agli impatti ambientali sul ciclo di vita è molto contenuto.
- Nel caso di impianto su supporti dedicati gli angoli di orientazione del pannello possono essere determinati in modo da massimizzare la produzione annua. Raramente su falde di strutture esistenti, e non progettate espressamente per tale scopo, si hanno le orientazioni, e l'assenza di ombreggiamenti, oltre che la facilità di manutenzione, che permettono analoga produttività come per le strutture di supporto dedicate.

Dati questi due fattori è quindi conservativo assumere che i risultati LCA della tipologia ad angolazione fissa su supporto dedicato siano simili a quelli degli impianti su coperture. La piccola incidenza nei risultati LCA delle strutture di supporto e la rilevanza della produttività energetica per unità di potenza installata giustificano tale estrapolazione. Ovviamente nel caso in cui l'impianto sia con supporti dedicati su tetto piano la similarità dei due casi è evidente.

I risultati della LCA di Danelli and Brivio [2021] sono riportati in Fig. 3.1. Se si esclude la categoria relativa all'uso di suolo, sulla quale si è già commentato nella Sezione 2, in tutte le altre tredici categorie d'impatto, gli impianti fotovoltaici a inseguimento (nella tabella le colonne "tracker") presentano valori migliori delle altre tipologie d'impianto a parità di localizzazione.

Bisogna sottolineare che anche un impianto fotovoltaico con le maggiori emissioni climalteranti, che in questo studio risulta essere l'agrivoltaico a Piacenza, presenta un fattore emissivo minore del 95% di quello che si avrebbe con il gas fossile. Inoltre, lo studio considera l'attuale struttura di mercato con la prevalenza della produzione di silicio e wafer in Cina dove l'input energetico primario per questi processi è ancora in gran parte basato sulla fonte fossile più inquinante, ovvero il carbone. Nonostante questo fattore penalizzante, la convenienza climatica dell'attuale fotovoltaico in qualsiasi configurazione d'impianto risulta netta. Questo confronto sugli impatti ambientali vuole solo smentire un luogo comune, che vede gli impianti solari a terra come "impattanti", quando invece sull'intero ciclo di vita dell'elettricità prodotta presentano le migliori prestazioni su tutte le categorie ambientalmente rilevanti al di là di quella dell'uso del suolo che, come già discusso, nella configurazione detta *parco solare* porta a co-benefici eco-sistemici.

Figura 3.1.: Risultati LCA di Danelli and Brivio [2021]

La tabella, estratta da pag. 35 di Danelli and Brivio [2021], riporta le stime centrali degli indicatori di impatto per la produzione netta di 1 kWh di elettricità da impianti fotovoltaici con moduli di tipo *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC) per tipologia d'impianto e localizzazione.

Categoria d'impatto	Unità	Catania			Piacenza		
		tracker	sup. fisso	agriFV	tracker	sup. fisso	agriFV
Climate change	g CO ₂ eq	12,13	14,71	16,75	16,48	18,58	21,16
Ozone depletion	g CFC11 eq	7,20E-07	8,63E-07	1,03E-06	9,79E-07	1,09E-06	1,30E-06
Photochemical ozone formation, HH	g NMVOC eq	4,20E-02	5,04E-02	6,00E-02	5,70E-02	6,37E-02	7,58E-02
Respiratory inorganics	disease inc.	8,13E-10	9,82E-10	1,14E-09	1,10E-09	1,24E-09	1,45E-09
Acidification terrestrial and freshwater	mol H ⁺ eq	8,31E-05	9,90E-05	1,17E-04	1,13E-04	1,25E-04	1,48E-04
Eutrophication freshwater	g P eq	7,26E-03	8,38E-03	1,02E-02	9,87E-03	1,06E-02	1,28E-02
Eutrophication marine	g N eq	1,76E-02	2,14E-02	2,37E-02	2,40E-02	2,70E-02	2,99E-02
Eutrophication terrestrial	mol N eq	1,40E-04	1,69E-04	1,93E-04	1,91E-04	2,14E-04	2,44E-04
Land use	Pt	8,75E-01	1,08E+00	1,24E-01	1,19E+00	1,37E+00	1,57E-01
Resource use, energy carriers	MJ	1,33E-01	1,60E-01	1,84E-01	1,80E-01	2,03E-01	2,33E-01
Resource use, mineral and metals	g Sb eq	4,11E-04	4,89E-04	5,15E-04	5,59E-04	6,18E-04	6,50E-04
CED	MJ	1,54E-01	1,87E-01	2,15E-01	2,10E-01	2,36E-01	2,71E-01
EPBT	anni	0,76	0,92	1,05	1,03	1,16	1,33
NREPBT	anni	0,61	0,74	0,84	0,83	0,93	1,07

4. Effetti sul sistema energetico dei fattori di capacità solari

Nella sezione precedente il confronto sul ciclo di vita tra tipologie di impianti fotovoltaici era relativo a una unità di elettricità prodotta. Questo confronto non considera gli effetti sul servizio elettrico di impianti con diversi fattori di capacità e quindi diversi requisiti di accumulo. Inoltre, la decarbonizzazione dell'intero sistema energetico richiede non solo una elettrificazione spinta degli usi finali come i trasporti, il riscaldamento, etc. (tra i molti studi in materia si vedano per esempio Mathiesen et al. [2015], Connolly et al. [2016], Victoria et al. [2019]), ma anche elettro-combustibili per i settori non direttamente elettrificabili, e quindi la produzione di idrogeno. Va pertanto valutato l'impatto dei diversi fattori di capacità sia sull'offerta elettrica che su quella dell'idrogeno.

Lo stato dell'arte della LCA dell'intero settore elettrico, e ancor più dell'intero sistema energetico, è in fase embrionale, e pertanto non possiamo riferirci in modo conclusivo a studi già pubblicati. Per colmare questa mancanza si propone nella Sezione 4.1 lo studio di un singolo distretto energetico che serve delle domande di base di elettricità e idrogeno. Per le stime di configurazione ottimale di tale distretto verrà utilizzato un modello di ottimizzazione brevemente descritto nella Sezione 4.2 e alcuni limiti di questo modello sono discussi nella Sezione 4.3. Questo modello è utilizzato per un primo confronto di tre scenari che evidenziano le differenze tra fattori di capacità del solare. Questi scenari sono introdotti nella Sezione 4.4. La Sezione 4.5 descrive la struttura delle illustrazioni utilizzate per la presentazione dei risultati degli scenari, e la Sezione 4.6 discute i risultati dei tre scenari.

4.1. Motivazioni del modello di singolo distretto per carichi base

Per delle stime di massima degli effetti dei diversi fattori di capacità e insiemi di tecnologie disponibili verrà utilizzato un esempio ricorrente in letteratura, quello di un ipotetico servi-

zio elettrico per un carico di base, ovvero il soddisfacimento di una domanda costante per ogni ora dell'anno [Fasihi and Breyer, 2020], e di una domanda aggiuntiva pari al 25% della domanda elettrica soddisfatta dal vettore idrogeno. Anche questa domanda di idrogeno è modellata come costante nell'anno, in quanto è orientata a servire impianti poco o non modulabili come le acciaierie e gli impianti chimici per produzione di ammoniaca o altri elettrocombustibili in sostituzione degli equivalenti fossili. I vantaggi esemplificativi di tale approccio sono i seguenti:

- In prima approssimazione questo tipo di modello per servizi di base fornisce valori di costo del servizio elettrico, somma dei costi di produzione e accumulo, simile a quello che risulta da modelli con domanda fluttuante nel tempo (questa affermazione è quantificata nell'Appendice B).
- Un modello di singolo distretto fornisce direttamente risultati per visualizzare gli effetti territoriali delle diverse ipotesi di configurazione.
- Un modello di singolo distretto per carichi base pone le fonti rinnovabili rispetto a condizioni limite mentre rappresenta il caso migliore per altre tecnologie come quella nucleare, spesso menzionata come preferibile per la sua programmabilità e alto fattore di capacità.

4.2. Modello di ottimizzazione, parametri e scenario

Il modello di ottimizzazione del sistema energetico (presentato in dettaglio in Moccia [2025a]) è basato sull'ambiente *Python for Power System Analysis* (PyPSA) [Hörsch et al., 2018]. I dati di costo e prestazione delle tecnologie sono quelli previsti per l'anno 2050 in base a valori di letteratura e sono discussi nell'Appendice A. Sebbene il modello sia parametrico nelle emissioni climalteranti si assume per l'anno 2050 il vincolo di zero emissioni. Per facilità di confronto con tecnologie non rinnovabili come il nucleare, e per facilità di estrapolazione dei risultati a scenari nazionali, verrà considerata una domanda elettrica costante di 1 GW, e una domanda di idrogeno costante pari a $0,25 \text{ GW}_{th}$ ¹. Come verrà mostrato nel seguito, la somma della domanda elettrica e quella dell'input del processo di elettrolisi è tale da richiedere nel caso di un distretto basato sulla fonte nucleare un reattore di una taglia nell'intervallo delle potenze offerte dai reattori di nuova costruzione, detti di generazione III/III+. Questa domanda dovrà

¹Potenza calcolata rispetto al potere calorifico inferiore di questo vettore

essere soddisfatta ogni ora dell'anno, quindi con una affidabilità del servizio del 100%. Si nota che tale affidabilità del servizio è superiore a quella che può garantire un singolo reattore nucleare, date le esigenze di backup in caso di manutenzione ordinaria e straordinaria, e ricarica di materiale fissile. Questa domanda di servizi energetici è pertanto da intendersi come un sotto-insieme, un "modulo", di scenari nazionali dove sono richiesti decine di questi moduli per servire i carichi base di elettricità e idrogeno.

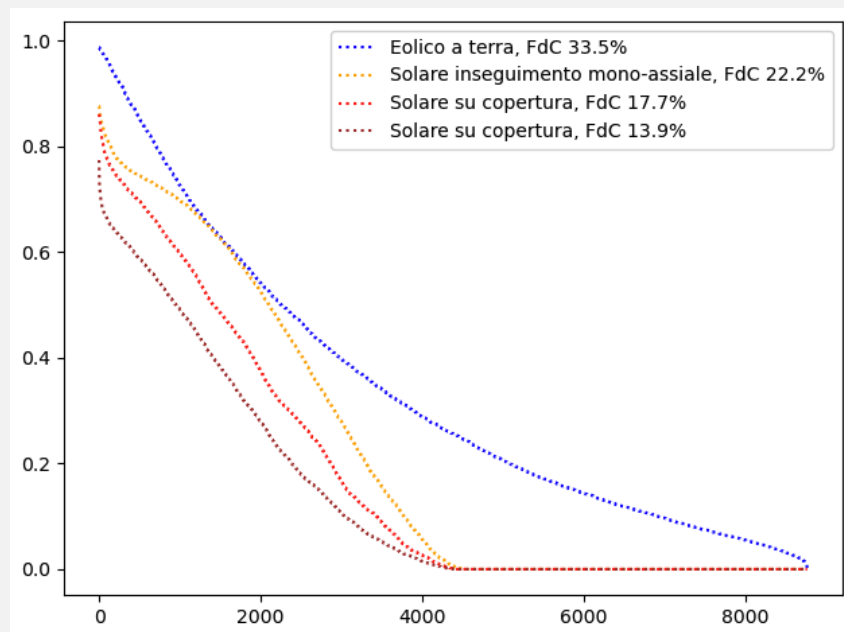
Si considera un primo scenario A, dove il carico base può essere soddisfatto con le seguenti tecnologie di generazione primaria:

- Eolico a terra.
- Fotovoltaico a terra a inseguimento mono-assiale.
- Fotovoltaico su copertura, ovvero a orientamento fisso, con due sotto-tipologie alternative tra loro:
 - orientamento ottimale e pari insolazione come il solare a inseguimento;
 - localizzazione tale da ottenere un FdC minore del caso precedente.
- Nucleare a fissione.

Le prestazioni delle tecnologie rinnovabili considerate dipendono dalla loro localizzazione. Per tre delle quattro tecnologie rinnovabili considerate è stata scelta come localizzazione un'area nella provincia di Cosenza in Calabria, una località del Sud Italia con prestazioni minori rispetto alle migliori ottenibili in Italia come la Sicilia per il solare o il Trentino-Alto Adige per l'eolico. Le curve orarie delle disponibilità del solare e dell'eolico per questa località sono state ottenute dal servizio indicato in Fig. 1.2, che presenta anche le schermate di estrazione di due tecnologie solari, quella a inseguimento mono-assiale con FdC del 22,2% e quella a orientamento ottimale fisso con FdC del 17,7%. Per l'eolico è stata scelta per questa località una turbina, la Vestas 4000—150, che permette un FdC pari al 33% con altezza del rotore di 80 metri. Questo è un valore rappresentativo del potenziale italiano al 2050 per più di 100 GW di potenziale, come descritto nella Sezione 7.1. La quarta tecnologia è il solare su copertura a orientamento fisso e tale da offrire un FdC inferiore a quelli precedenti e rappresentativo di un caso medio nazionale di prevalenza di veti alle installazioni a terra, e quindi con un FdC solo leggermente migliorativo rispetto a quello attuale degli impianti solari in Italia. È stata pertanto scelta attraverso lo stesso servizio succitato una curva di producibilità per un impianto solare localizzato

in provincia di Mantova e con un FdC del 13,9%. Le curve orarie delle disponibilità di queste quattro tecnologie sono presentate nella Fig. 4.1. L'anno di riferimento di queste quattro curve di disponibilità è il 2010, l'anno considerato nei recenti scenari TERNA come rappresentativo delle condizioni medie multi-anno per le rinnovabili in Italia [TERNA-SNAM, 2022]. Il fattore di capacità massimo del nucleare è assunto pari al 90% e modellato con le ipotesi descritte nella scheda di Fig. 4.2.

Figura 4.1.: Disponibilità orarie delle tecnologie rinnovabili considerate in questo rapporto; anno di riferimento 2010, indicato in [TERNA-SNAM, 2022] come rappresentativo delle condizioni medie multi-anno per le rinnovabili in Italia



Per l'accumulo diretto di elettricità il modello prevede la possibilità di attivare le seguenti tecnologie:

- Batterie agli ioni di litio, nel seguito *Li-ion*.
- Idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso e *off-river*, nel seguito PHS, *Pumped Hydro Storage*, descritto e motivato nelle schede di Fig. 4.4 —4.9.

I rapporti tra le potenze e le capacità di queste tecnologie di accumulo sono delle variabili del modello, ovvero non si utilizza un loro valore pre-determinato ma si lascia decidere questo dimensionamento alla minimizzazione dei costi di sistema.

Per l'accumulo indiretto attraverso gas di sintesi come idrogeno e metano si considerano le seguenti tecnologie:

Figura 4.2.: Modello del fattore di capacità del nucleare

Per il nucleare il limite sul FdC del 90% è modellato come valore medio sull'anno. Questa ipotesi è più favorevole rispetto all'ipotesi di singolo distretto utilizzata per le rinnovabili. Infatti, un tale vincolo sul FdC medio del nucleare per una potenza di circa 1,5 GW presuppone, con l'impiantistica corrente, la trasmissione elettrica nazionale, ovvero delle prestazioni medie di un'intera flotta di reattori, non di un singolo reattore. Se si volesse invece modellare un singolo reattore per singolo distretto occorrerebbe ipotizzare un periodo di fermo impianto continuo nel tempo per le esigenze di ricarica del materiale fissile e di manutenzione che viene usualmente concentrata in tale periodo. Questo modello dell'indisponibilità del nucleare per un periodo continuo causerebbe un onere di potenza e, soprattutto, di energia di backup ben maggiore del caso modellato di FdC medio annuo. Questo schema di utilizzo è disponibile nel codice (liberamente disponibile in Moccia [2024]) ma i suoi risultati non sono presentati in questo rapporto perché peggiorativi dell'opzione nucleare.

- Elettrolizzatori.
- Metanizzatori.
- Cattura della CO₂ dall'atmosfera (*Direct Air Capture, DAC*).

Sia l'idrogeno che il metano di sintesi possono svolgere il ruolo di accumulo di lungo periodo. Il metano di sintesi è usualmente riferito come elettro-metano, e nel seguito verrà indicato con l'abbreviazione e-CH₄. La metanizzazione ha lo svantaggio di richiedere fasi aggiuntive e relative perdite perché avviene a valle della produzione dell'idrogeno richiesto in questo processo, e necessità inoltre di CO₂ che in questo modello è generata dalla tecnologia DAC. Il processo di metanizzazione è modellato come non-interrompibile ed è solo parzialmente modulabile. Il fattore di capacità massimo dell'elettrolisi è assunto pari al 90%. La tecnologia DAC richiede come ausiliari delle pompe di calore (*heat pump*) per il requisito termico e serbatoi di accumulo della CO₂ per disaccoppiare la generazione della CO₂ dal processo di metanizzazione. Il vantaggio della metanizzazione è costituito dalla possibilità di utilizzo dell'infrastruttura esistente per il gas fossile, in particolare degli accumuli geologici. La capacità di stoccaggio geologico del metano in Italia è già oggi abbondante per un utilizzo di questo gas come riserva stagionale e strategica in uno scenario di completa decarbonizzazione con fonti rinnovabili, si veda

l'Appendice D. Al contrario, mancando in Italia le formazioni geologiche migliori per un accumulo geologico dell'idrogeno, ovvero le formazioni saline (si veda la rassegna del potenziale europeo di Caglayan et al. [2020]), lo stoccaggio di questo gas è stato modellato con serbatoi di superficie i cui parametri di costo sono derivati da IEA [2019]. Lo sfasamento tra generazione di idrogeno e sua domanda industriale è gestito tramite i suddetti accumuli di superficie. Si segnala che pur in assenza delle condizioni ideali per lo stoccaggio geologico dell'idrogeno, l'Italia potrebbe utilizzare altre forme di accumulo geologico, si veda Barison et al. [2023], oppure beneficiare della condivisione a livello continentale degli accumuli geologici altrove possibili, si veda Neumann et al. [2023]. Entrambe queste opzioni possono concorrere a diminuire i costi, ma per semplicità non vengono considerate in questo rapporto che, anche per queste limitazioni, definisce stime di costo dell'intervallo superiore.

Il modello prevede la possibilità di attivare della biomassa per biogas che può diminuire la richiesta di elettro-metano e sostituire il DAC per la produzione della CO₂ che sarebbe così di origine biogenica invece che atmosferica. Lo scenario A e le sue varianti introdotte nel seguito fanno a meno di questa opzione che è brevemente trattata nella Sezione 6.3. È analogamente possibile nel modello attivare un flusso di gas fossile, ma dato il vincolo di zero emissioni climalteranti questo flusso risulta nullo.

La minimizzazione del costo del servizio determina i dimensionamenti ottimali delle capacità di stoccaggio della CO₂, dell'idrogeno, e del metano di sintesi. La scelta tra utilizzare per l'accumulo stagionale l'idrogeno oppure il metano, oppure una combinazione tra questi due combustibili è delegata alla minimizzazione del costo di sistema.

Metano e idrogeno possono essere utilizzati per produrre elettricità con le seguenti tecnologie:

- Pile a combustibile (*fuel cell*, FC) per l'idrogeno;
- turbine a gas (*Open Cycle Gas Turbine*, OCGT) per il metano.

Come si mostrerà in seguito, il vettore ottimale per l'accumulo stagionale risulta essere il metano, a causa del costo eccessivo dell'accumulo dell'idrogeno in serbatoi di superficie *vs.* l'accumulo geologico del metano.

La Fig. 4.3 illustra le relazioni tra sotto-sistemi e componenti del modello. I nodi delle domande di elettricità e idrogeno sono rappresentati come trapezi, e i loro input derivano da nodi "bus", rappresentati come rettangoli. A questi nodi bus si impone il vincolo di equilibrio

tra input e output a ogni passo temporale del periodo studiato, ovvero l'equilibrio a ogni ora dell'anno tipo. I nodi di stoccaggio sono rappresentati come cilindri, e a questi nodi l'equilibrio orario tiene conto del loro stato di carica, ovvero il bilancio a un dato passo temporale include i passi temporali precedenti. Le trasformazioni di input in output secondo le efficienze del componente avvengono ai nodi rappresentati come quadrati. I nodi rappresentati come cerchi generano elettricità secondo dipendenze specifiche del componente. Per esempio, il nodo nucleare genera elettricità assicurando il vincolo sul FdC medio annuo. Il nodo dell'eolico genera in base alle curve assegnate di disponibilità orarie. Il nodo di scarica del PHS genera in base allo stato di carica dello stoccaggio di questa tecnologia. Etc.

4.3. Limiti e scopo del modello

Un modello di singolo distretto basato su fonti rinnovabili non programmabili come il solare e l'eolico ha il limite principale di non considerare, per ipotesi, la trasmissione di area vasta, nazionale e internazionale. La trasmissione diversifica geograficamente le disponibilità delle fonti eolica e solare, e quindi aumenta la loro anti-correlazione. Questo aspetto è discusso nella scheda di Fig. 4.10 che mostra come anche a livello di singolo distretto questa anti-correlazione sia significativa e contribuisca a ridurre i costi di sistema, ma è ben noto come la diversificazione geografica di area vasta sia ulteriormente migliorativa.

A fini di semplicità espositiva il modello presentato in questo rapporto non considera alcune tecnologie e fonti che possono svolgere ruoli analoghi o migliorativi rispetto a quelle prima elencate. L'accumulo di aria compressa in formazioni geologiche (*Adiabatic Compressed Air Energy Storage*, A-CAES) può svolgere un ruolo a minor costo rispetto all'idroelettrico a pompaggio, soprattutto negli scenari con alto onere di finanziamento perché in questi non viene valorizzata adeguatamente la maggiore vita utile del PHS *vs.* A-CAES. Come riportato nella scheda di Figura 4.9, sia PHS che A-CAES sono tecnologie per le quali in Italia esiste un potenziale sovrabbondante rispetto a ogni loro ragionevole impiego [Stocks et al., 2021, Aghahosseini and Breyer, 2018]. Escludere dal modello la tecnologia A-CAES serve a evidenziare come anche con tecnologie di accumulo già diffuse e mature come il PHS, per le quali non ci si attende una significativa riduzione dei costi, si possano azzerare le emissioni climalteranti con rinnovabili variabili e con un basso costo di sistema, purché il dimensionamento, sia della generazione che degli accumuli, segui dei principi di ottimizzazione tecnico-economica. Questo

aspetto è ulteriormente dettagliato nell'Appendice D

Altre possibili estensioni che possono ridurre i costi di sistema rimanendo nell'ambito di un modello di singolo distretto a domanda esogena dei soli vettori elettricità e idrogeno sono:

- Cicli combinati gas-vapore da affiancare ai cicli semplici (solo questi ultimi sono considerati negli scenari presentati in questo rapporto).
- Turbine multi-gas che al 2050 potrebbero utilizzare anche idrogeno oltre al metano.
- Sotto-reti in corrente continua che possono migliorare le interazioni tra alcune tecnologie di generazione e accumulo.
- Sotto-reti di calore che possono utilizzare le sinergie tra processi endo- ed eso-termici.

Questi ultimi affinamenti modellistici avrebbero comunque un impatto minore e sono omessi per semplicità espositiva.

4.4. Metodo di confronto e scenari con veto al solare a terra

Come verrà dettagliato nel seguito, nello scenario A la minimizzazione del costo di sistema porta a escludere alcune tecnologie che non risultano competitive. Le tecnologie che non vengono selezionate per mancanza di competitività rispetto alle altre tecnologie sono le seguenti:

- fotovoltaico su copertura;
- nucleare;
- pile a combustibile.

Pertanto, se vogliamo valutare le differenze tra configurazioni con il fotovoltaico su coperture dobbiamo forzare la selezione di questa tecnologia, per esempio escludendo il fotovoltaico a terra. Definiamo così due scenari B e C che si distinguono da quello A perché escludono a priori il fotovoltaico a terra. Lo scenario B rappresenta il caso migliore per il solare su copertura con un fattore di capacità del 17,7% che è possibile se si realizzano impianti nel Mezzogiorno e su coperture ottimamente orientate, cioè esposizione sud e inclinazione pari a circa la latitudine del sito. Come scenario conservativo, e più plausibile nell'eventualità di veti generalizzati al solare a terra, si considera nello scenario C un profilo orario solare che esprime un FdC del 13,9%, ovvero di poco migliorativo della prestazione media del parco solare italiano che è di

circa il 13%. Con il diminuire del FdC è presumibile che si abbia anche una riduzione della taglia media di impianto e quindi un aumento del costo unitario dell'installazione. Questa correzione non è stata adottata per lo scenario C che utilizza lo stesso parametro di costo del solare dello scenario B. Questa scelta vuole evidenziare il fattore strutturale, quello del FdC, rispetto ad altri fattori economici, ma si segnala che uno scenario di tipo C potrebbe avere costi maggiori di quelli qui conservativamente stimati.

Le differenze tra i sistemi di generazione e accumulo tra lo scenario A e quelli B e C indicano il contributo relativo della tecnologia del fotovoltaico a terra.

4.5. Struttura delle illustrazioni dei risultati

Alcuni dettagli degli scenari sono presentati come figure nell'Appendice E che raggruppa tutte le figure di questo stesso tipo discusse nel rapporto. Nel seguito si descrive la struttura di queste figure per lo scenario A. Nella Fig. E.1 sono riportati i principali indicatori di prestazione della configurazione a costo minimo. Le tre barre riportano la suddivisione percentuale dei contributi delle tecnologie che entrano nella configurazione ottima rispetto ai seguenti indicatori (dall'alto verso il basso): quantità di elettricità primaria prodotta; quantità di elettricità consegnata all'utenza, ovvero il dispacciamento; e il costo unitario del sistema energetico come media ponderata del servizio elettrico e quello idrogeno (*Levelized Cost of System, LCOS*). Per leggibilità si è evitato di riportare nelle barre le percentuali inferiori all'1,5%, e lo schema dei colori utilizzato per distinguere le tecnologie segue una mappa colori visivamente lineare come da indicazioni di Cramer et al. [2020]. Il titolo in inglese di questa figura riporta altri indicatori quali le emissioni climalteranti per unità di servizio energetico (che sono pari a zero per questo e per tutti gli scenari presentati in questo rapporto ma che è un parametro del modello), la sovra-generazione (*curtailment*)², il prezzo ombra della CO₂, quantità e costi unitari dei servizi energetici, dove per l'idrogeno il costo unitario è espresso sia per unità di energia al potere calorifico inferiore, che per unità di massa.

Nella Fig. E.2 sono riportati i valori dei dimensionamenti degli impianti di generazione e accumulo. Le potenze installate sono riportate in giallo per l'input e in blu per l'output e la loro scala è quella superiore con unità il MW. Nel caso di flusso di massa come output, per la

²Questa percentuale è calcolata rispetto alla generazione da fonti non fossili. Negli scenari presentati in questo rapporto non sono considerate le fonti fossili, quindi la percentuale di sovra-generazione è riferita al totale della generazione primaria.

tecnologia DAC, l'unità della scala è da intendersi in tonnellate di CO₂ per ora. Le capacità degli accumuli, siano essi di energia o massa, sono riportate in barre rosse e la loro scala è quella inferiore espressa in MWh oppure tonnellate di CO₂ e questa scala è logaritmica. Le barre rosse delle capacità degli accumuli riportano come etichetta il dimensionamento della durata di scarica, definita come il rapporto tra energia e potenza ed espressa in ore. Questo indicatore permette di distinguere il dimensionamento ottimale delle diverse tecnologie di accumulo. Altri dettagli sull'utilizzo degli accumuli sono illustrati nella Fig. E.3 che riporta i profili orari degli stati di carica in scala logaritmica, e, nella legenda per tecnologia, il tasso di rotazione annuo della capacità. Come può essere osservato da queste due ultime figure, il dimensionamento ottimale delle tecnologie di accumulo è tale che si determina una relazione inversa tra tasso di rotazione e durata di scarica, maggiore l'uno e minore l'altro, e viceversa. Questi aspetti di dimensionamento ottimale degli accumuli sono approfonditi nell'Appendice D.

La Fig. E.4 illustra la struttura del costo unitario per ogni sotto-sistema tecnologico, lo confronta con il prezzo unitario e riporta il fattore di capacità netto ottimale. Il prezzo dell'output del sotto-sistema è indicato nella figura con il simbolo del diamante di colore nero. In questo scenario, dato che l'ottimizzazione è libera da vincoli esogeni, tutti i sotto-sistemi realizzano l'equilibrio tra costo unitario e prezzo unitario (questo aspetto è approfondito con dei riferimenti di letteratura nell'Appendice C). Il costo unitario è suddiviso nelle seguenti tre componenti:

- CAPEX + FO&M, derivante dall'annualità dell'investimento e dagli oneri fissi di manutenzione e gestione.
- VO&M, dipende dai costi variabili con l'output di un sotto-sistema tecnologico.
- input, determinata dai costi di approvvigionamento degli input del sotto-sistema. Per esempio, per l'elettrolisi il costo dell'input deriva dal prezzo dell'elettricità, per la metanizzazione il costo degli input dipende dal prezzo dell'idrogeno e della CO₂ etc.

Inoltre, ogni barra riporta come etichetta il fattore di capacità effettivo espresso come percentuale. Si nota come questo FdC possa essere inferiore rispetto a quello massimo ammesso per una tecnologia, in quanto deriva da una ottimizzazione che può scegliere dei sovra-dimensionamenti, e quindi delle sovra-generazioni (in inglese *curtailment*).

4.6. Risultati degli scenari con e senza solare a terra

Le Figure E.6—E.9 e E.10—E.13 riportano rispettivamente per lo scenario B e C gli analoghi indicatori di quelli precedentemente presentati per lo scenario A. Il confronto tra i risultati degli scenari A—C permette di concludere che rinunciare al fotovoltaico a terra induce un aumento del costo del servizio energetico, media pesata del servizio elettrico e di quello idrogeno, nell'intervallo 15—25%, e un aumento medio delle potenze di tutti gli impianti di accumulo nell'intervallo 16—20%. Di particolare rilevanza è l'analisi della sovra-generazione. Nello scenario A vengono utilmente generati 13,2 TWh/anno rispetto a una generazione potenziale 1,12 volte maggiore, ovvero 1,6 TWh/anno risultano non utilizzati e questa quantità può essere considerata fisiologica, particolarmente per le ipotesi di caso peggiore per le rinnovabili del modello. Lo scenario C, invece, richiede una generazione utile di 13 TWh/anno, leggermente minore di quella dello scenario A, ma presenta un fattore di sovra-generazione molto maggiore e pari a 1,26 e risultano ben 3,4 TWh/anno non utilizzati, pari a circa il doppio di quelli dello scenario A. Pertanto, anche soltanto da un punto di vista ambientale per gli impatti sul ciclo di vita, i sovra-dimensionamenti indotti dagli scenari B e C sono significativi, e non possono essere trascurati. Si fa infatti notare che i fattori di penalità dei bilanci LCA del fotovoltaico su coperture rispetto a quelli a terra, evidenziati nella sezione precedente, sono *moltiplicativi* rispetto a quelli qui quantificati sulla sovra-generazione. Un altro esempio è relativo al dimensionamento degli accumuli. Lo scenario A riesce a garantire il bilanciamento domanda-offerta con un contenuto ricorso alle batterie. Nella Fig. E.1 la barra intermedia riporta la composizione percentuale del dispacciamento. Per il 77% delle ore nell'anno il solare e l'eolico forniscono direttamente il servizio elettrico. L'idroelettrico a pompaggio interviene per il 20% del tempo e i rimanenti pochi punti percentuali sono assicurati dai turbogas alimentati da gas di sintesi rinnovabile, e da una quantità trascurabile di batterie. Se si confronta il dispacciamento nello scenario B, Fig. E.6, solare ed eolico continuano ad assicurare in via diretta una quota rilevante, pari al 76%, ma viene attivata una significativa quantità di batterie che coprono l'11% della domanda. Lo scenario B richiede batterie per 0,8 GW di potenza con un rapporto energia-potenza di 5 ore, mentre nello scenario A il ricorso a questa tecnologia è contenuto. Il dispacciamento dello scenario C, Fig. E.10, nostra come l'accumulo sia sì minimizzato, ma attraverso una maggiore quota di eolico che nei precedenti scenari. Le minori prestazioni del solare su copertura di questo scenario sono compensate attraverso il ricorso all'altra fonte performante di

questi scenari, ovvero l'eolico a terra. Qualora il no al solare a terra dovesse estendersi anche alla tecnologia eolica le prestazioni di sistema degraderebbero ulteriormente, e questa analisi è riportata nella Sezione 5. Questi effetti del secondo ordine, che si aggiungono a quelli già discussi nella sezione precedente, rafforzano la convenienza ambientale del fotovoltaico a terra se configurato al meglio del suo fattore di capacità.

Si fa notare come la produzione di idrogeno a costo minimo non utilizza la sovra-generazione solare oppure eolica, in quanto vengono ottimizzati anche i fattori di utilizzo degli elettrolizzatori. L'idrogeno prodotto negli scenari senza impianti solari a terra ha un extra-costi nell'intervallo 14—21% rispetto a quello dello scenario A. Se consideriamo il costo dell'intero servizio energetico, media ponderata tra il servizio del vettore elettrico e quello del vettore idrogeno, gli scenari senza solare a terra portano a un extra-costi unitario nell'intervallo 8—14 €/MWh. Assumendo una domanda finale dei servizi energetici in Italia al 2050 pari a 750 TWh/anno—un obiettivo che richiederà un significativo aumento di efficienza e sobrietà sia rispetto all'attuale che al tendenziale—di cui 500 TWh/anno di carico base, una differenza di soli 10 €/MWh sul carico base traslerebbe in una differenza assoluta di 5 mld €/anno—un valore non trascurabile ai fini del soddisfacimento di bisogni come salute e istruzione ampiamente sotto-finanziati nel nostro Paese.

La sezione successiva esemplifica l'utilità della metodologia presentata per valutare l'effetto sui costi di sistema di altri vettori energetici, e amplia le stime precedenti sugli extra-costi dei vettori agli impianti a terra.

Figura 4.3.: Grafo dei componenti del modello di ottimizzazione

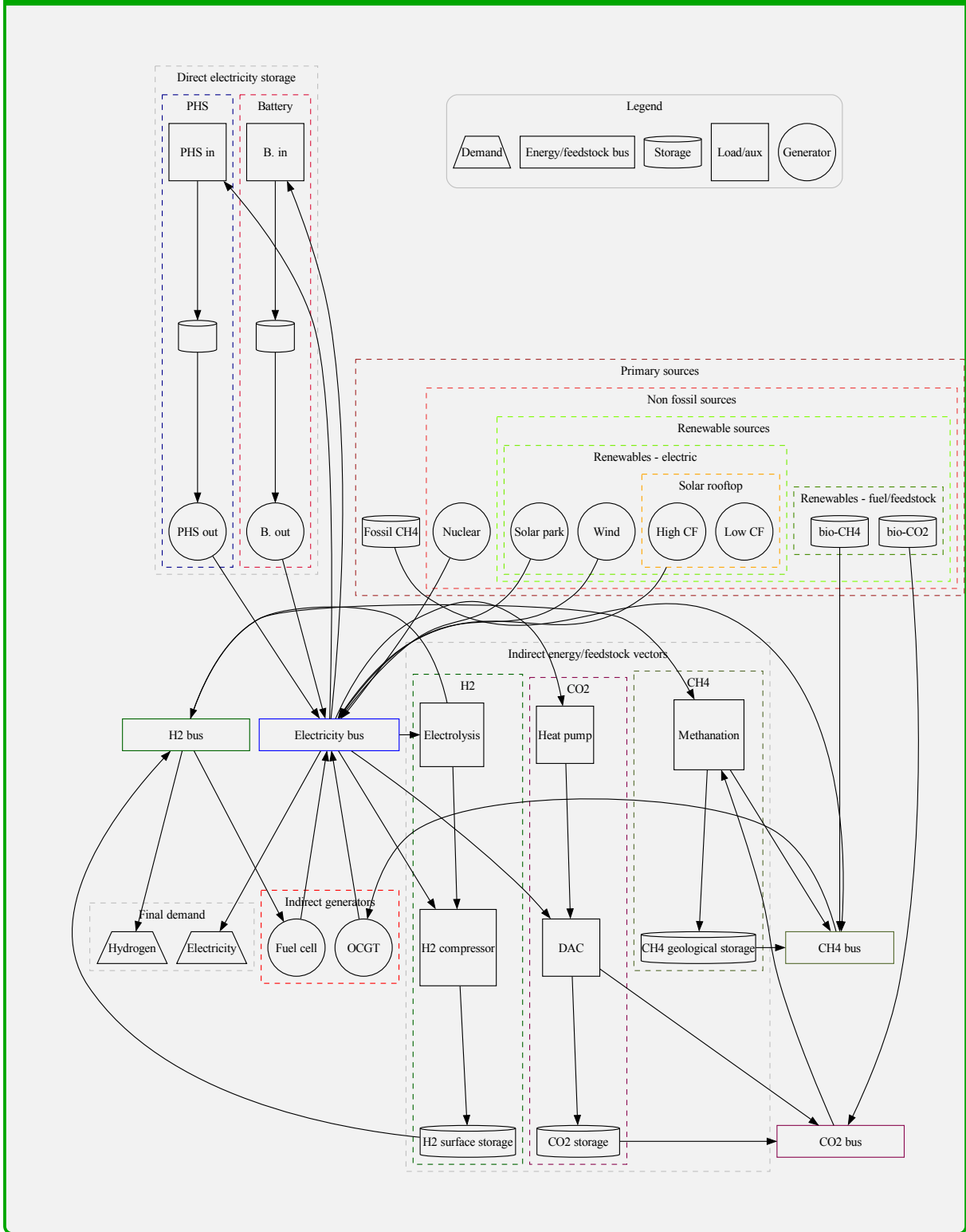


Figura 4.4.: Idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso e *off-river*

L'idroelettrico a pompaggio (PHS) considerato in questo rapporto è la variante di questa tecnologia detta a ciclo chiuso e *off-river* che ha le seguenti caratteristiche:

1. Non dipende da invasi ottenuti per sbarramenti di bacini fluviali.
2. L'acqua negli invasi di monte e valle è utilizzata a ciclo chiuso con trascurabile consumo annuo in base al bilancio tra evaporazione e precipitazioni.
3. Gli invasi di monte e valle sono a cielo aperto, come nello schema seguente tratto da Simon et al. [2023].

Altre varianti della tecnologia PHS possono prevedere l'utilizzo di invasi esistenti, oppure di cicli aperti con invaso di monte alimentato da acqua di mare a valle, oppure con invasi creati in caverne. Queste altre varianti di PHS, il cui potenziale in Italia non è nullo, richiedono valutazioni più particolareggiate di quanto possibile nel presente rapporto divulgativo, e pertanto non sono considerate. Si fa notare come il PHS a ciclo chiuso e senza invasi derivanti da sbarramenti di bacini fluviali presenti rischi e consumi d'acqua trascurabili, ed è quindi adatto a un dispiegamento massivo.

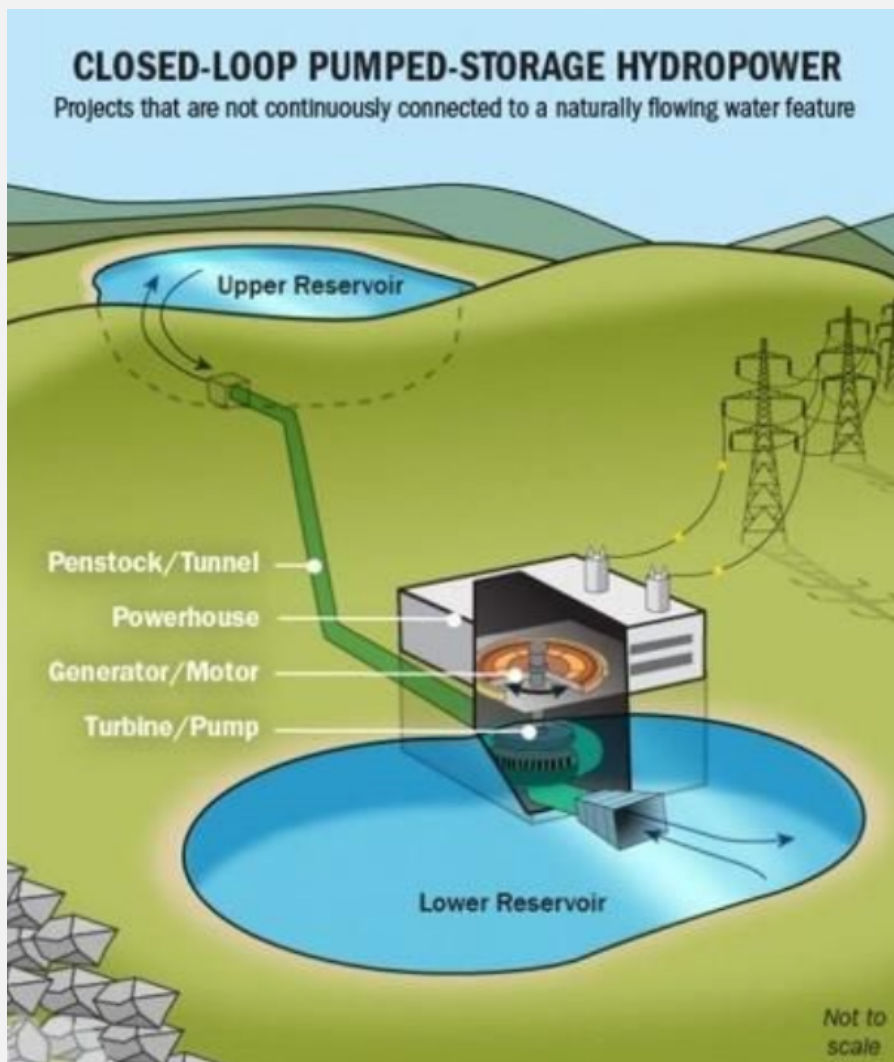


Figura 4.5.: Motivi della scelta dell'idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso *off-river* come tecnologia di accumulo

Come tecnologia rappresentativa dell'accumulo di media durata è stato scelto l'idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso *off-river* per i seguenti motivi:

- È una tecnologia matura per la quale non si prevedono sostanziali riduzione di costo, e questa scelta previene la critica infondata agli scenari 100% rinnovabili che secondo alcuni richiederebbero tecnologie di accumulo non ancora mature.
- È una tecnologia già sufficientemente diffusa in Italia, si veda la tabella in Fig. 4.7, e pertanto è possibile attraverso visite a impianti esistenti farla conoscere alle comunità locali che potrebbero deciderne l'adozione sul loro territorio.
- Gli invasi per l'idroelettrico a pompaggio hanno sinergie, spiegate nella scheda di Fig. 4.8, con altri interventi sul ciclo dell'acqua in scenari di estremizzazione delle precipitazioni e della siccità.
- Le emissioni climalteranti sul ciclo di vita di questa tecnologia sono minori di altre tecnologie di accumulo per via della relativamente alta efficienza e della lunga vita tecnica che può essere pari a un secolo. Per una recente analisi LCA sul PHS a ciclo chiuso negli USA si veda [Simon et al., 2023].

Un esempio di PHS a ciclo chiuso è l'impianto di Presenzano (Caserta) con una potenza di 1 GW, una capacità di accumulo di ~6 GWh, un dislivello di 495 m, due invasi da 6 mln di mc su un'area complessiva di 100 ha^a. Il progetto conclusosi nel 1990 ha avuto un costo di mille miliardi di lire che a valori correnti corrispondono a circa un miliardo di euro. Si fa notare che con i parametri utilizzati in questo rapporto, elencati nell'Appendice A, una tale configurazione d'impianto ha una stima di investimento pari a 1,3 mld di euro. Quindi, i costi di questa tecnologia di accumulo di media durata sono stati considerati in modo conservativo.

^aFoto e dati da Link wikipedia



Presenzano (Caserta), vista da monte dell'invaso di valle

Figura 4.6.: Idroelettrico a pompaggio e principio di utilizzo

Lo schema seguente, tratto da Frigerio et al. [2012], riporta il principio di funzionamento dell'idroelettrico a pompaggio nei decenni passati, quando la carica dell'invaso superiore veniva effettuata di notte, durante le ore di prezzo più basso dell'elettricità, e rilasciata nelle ore del giorno o della sera con prezzi maggiori. Queste erano le condizioni di mercato prevalenti quando l'offerta era dominata da centrali termo-elettriche fossili o da nucleare importato. In presenza di solare ed eolico abbondanti, il diagramma temporale d'uso cambia ma il principio di base rimane lo stesso: caricare durante periodi di prezzo basso e scaricare durante quelli di prezzo alto.

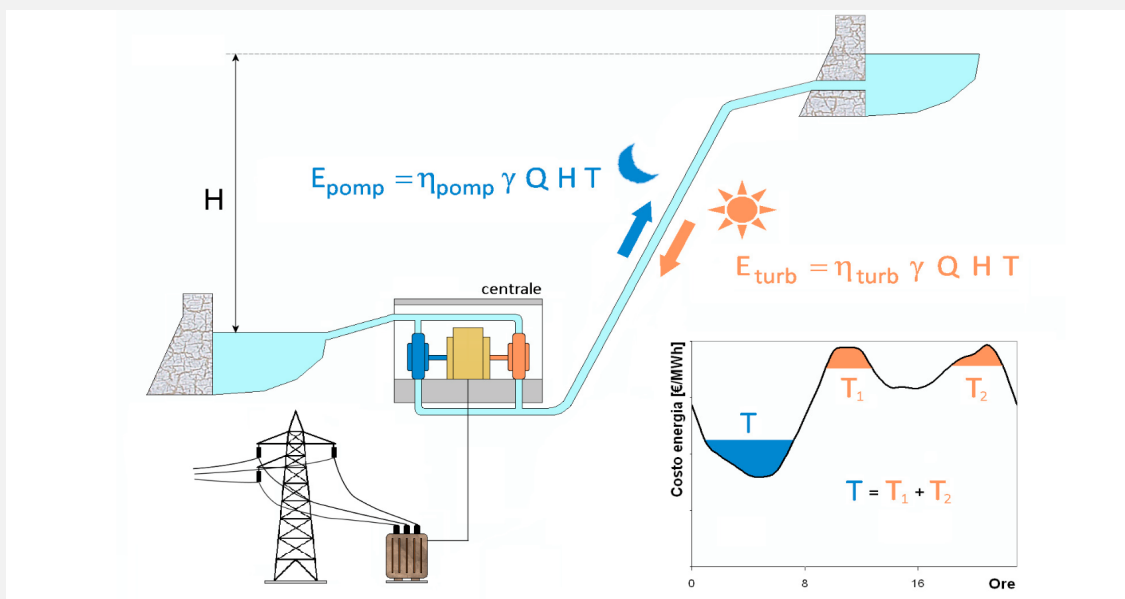


Figura 4.7.: Idroelettrico a pompaggio, potenze e localizzazioni in Italia

La tabella seguente, tratta da Frigerio et al. [2012], elenca le localizzazioni e le potenze utili degli impianti idroelettrici a pompaggio in Italia. Si può osservare una prevalenza delle localizzazioni nell'arco alpino, e poche localizzazioni nel Mezzogiorno, sebbene due di esse sono di taglia rilevante (Presezano in provincia di Caserta e Anapo in provincia di Siracusa).

Nome Impianto di pompaggio - Comune (Provincia) - Società	Potenza effettiva impianto [MW]
Anapo - Priolo Gargallo (SR) - ENELP	500.00
Bargi - Camugnano (BO) - ENELP	330.00
Campo Moro - Lanzada (SO) - ENELP	36.50
Capriati - Capriati al Volturno (CE) - ENELP	113.00
Costabrunella I - Pieve Tesino (TN) - ENELP	4.60
Costabrunella II - Pieve Tesino (TN) - ENELP	0.31
Dietro La Torre - Usseglio (TO) - ENELP	4.50
Edolo (BS) - ENELP	977.55
Entracque (Luigi Einaudi) (CN) - ENELP	1190.00
Fadalto - Vittorio Veneto (TV) - ENELP	210.00
Fontana Bianca - Ultimo (BZ) - ENELP	10.20
Gargnano (BS) - ENELP	137.20
Guadalami - Piana degli Albanesi (PA) - ENLP	80.00
Telessio - Locana (TO) - IREN	34.00
Pont Ventoux - Susa (TO) - IREN	78.50
Pracomune - Ultimo (BZ) - ENELP	42.00
Presezano (Domenico Cimarosa) (CE) - ENELP	1000.00
Provvidenza - L'Aquila (AQ) - ENELP	141.00
Riva del Garda (TN) - ENELP	115.00
Roncovalgrande - Maccagno (VA) - ENELP	1000.00
S. Giacomo - Fano Adriano (TE) - ENELP	448.00
S.Fiorano - Sellero (BS) - ENELP	568.00
S.Massenza - Vezzano (TN) - ENELP	377.50
Sellero (BS) - ENELP	2.85
Taloro - Ovodda (NU) - ENELP	240.00
Trona - Gerola Alta (SO) - ENELP	0.93
Totale	7641.64

Figura 4.8.: Infrastruttura di collegamento di invasi lungo la dorsale appenninica per mitigare i rischi del cambiamento climatico sul ciclo delle acque

Fanelli et al. [2018] presentano studi di pre-fattibilità svolti nell'ambito RSE su una infrastruttura di collegamento di invasi lungo la dorsale appenninica. Gli obiettivi sono plurimi, ma principalmente legati alla mitigazione dei rischi indotti dal cambiamento climatico che plausibilmente estremizzerà le precipitazioni e i periodi di siccità. Il volume degli invasi richiesti è di 2 miliardi di metri cubi. L'idroelettrico a pompaggio è riconosciuto come co-beneficio di una tale infrastruttura. Si fa notare che

- i volumi degli invasi da dedicare all'accumulo idroelettrico sarebbero solo una frazione di questa infrastruttura;
- il costo per unità di volume della creazione di nuovi invasi è una funzione decrescente nella taglia dell'invaso, sono cioè presenti economie di scala, e quindi l'aggiunta di volumi da dedicare ad altri usi riduce il costo medio unitario di questi progetti.

La figura seguente, tratta da Fanelli et al. [2018], illustra i circa 1000 km di condotte da realizzare.

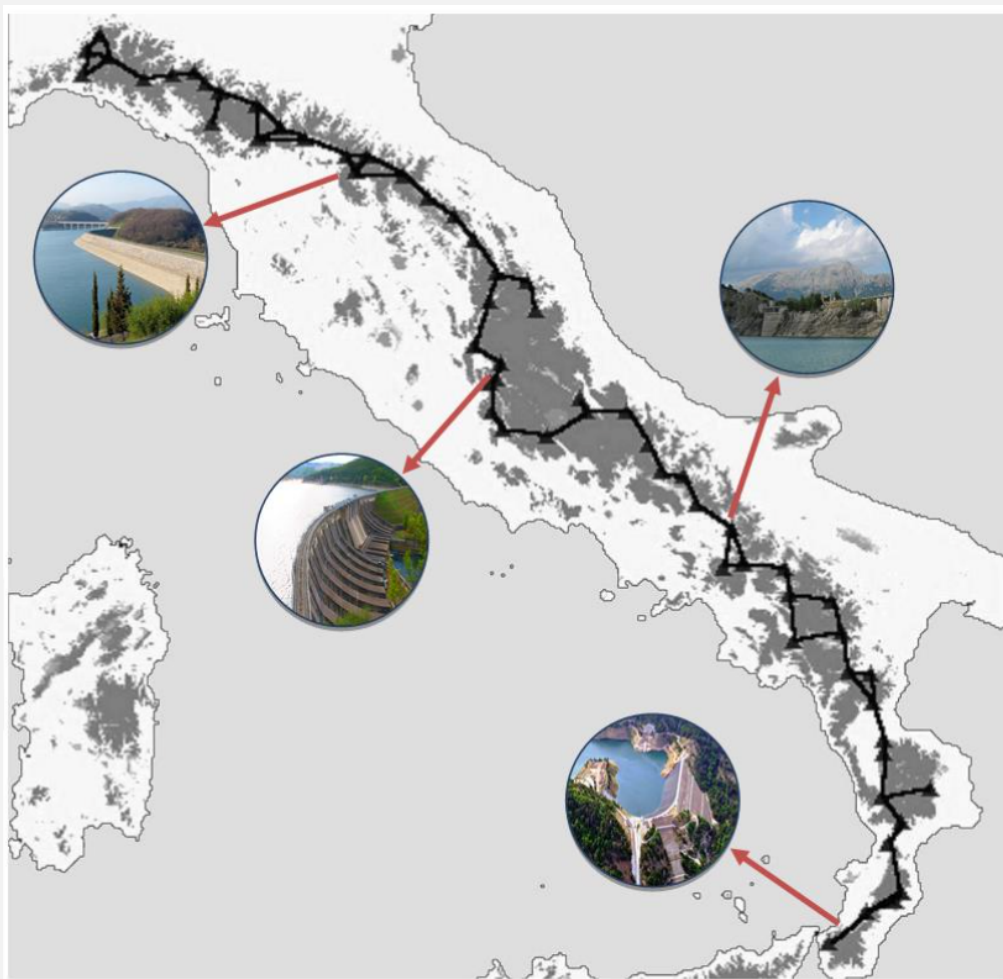


Figura 4.9.: Potenziali italiani di PHS e A-CAES, e altre prospettive

PHS a ciclo chiuso *off-river* è una tecnologia limitata da caratteristiche orografiche, ovvero l'esistenza di aree idonee a ospitare invasi artificiali tra dislivelli collegabili con condotte forzate. A-CAES è una tecnologia limitata da caratteristiche geologiche per la fattibilità nel sottosuolo di caverne in pressione.

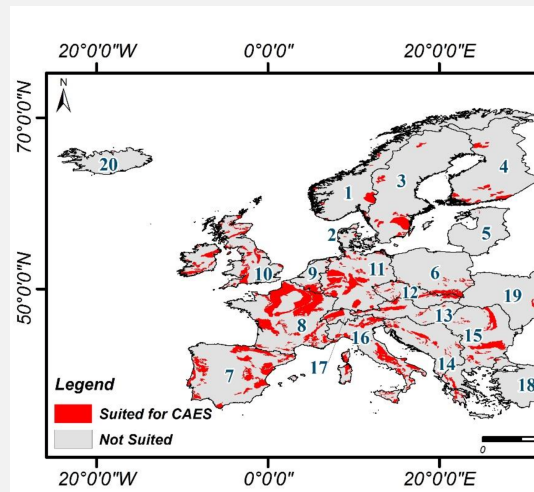
Stocks et al. [2021] impiegano la metodologia di Lu et al. [2018] per definire un atlante mondiale dei potenziali sistemi PHS. Per l'Italia geo-localizzano 2347 sistemi, per una capacità pari a 64 TWh. Questo potenziale è più di cento volte maggiore di ciò che è ragionevolmente necessario. Nella figura (a) un estratto dell'atlante di Stocks et al. [2021].

Aghahosseini and Breyer [2018], sotto l'ipotesi più restrittiva che solo l'1% delle aree geologicamente valide siano utilizzate, individuano un potenziale A-CAES per l'Italia di 22 TWh. Nella figura (b) un estratto della mappa delle aree geologicamente possibili in Europa per A-CAES, da Aghahosseini and Breyer [2018]. Anche questo potenziale è molto maggiore di quanto ragionevolmente necessario, particolarmente se entrambe le tecnologie PHS e A-CAES verranno utilizzate.

Si nota che con un brevetto italiano è stata proposta una variante della tecnologia A-CAES con accumulo di CO₂ compressa invece che con aria compressa, e con accumulo di superficie invece che geologico. Se questa tecnologia dovesse essere competitiva con PHS e A-CAES costituirebbe un'altra opzione utile in quanto non sarebbe vincolata dalle caratteristiche geologiche.



(a)



(b)

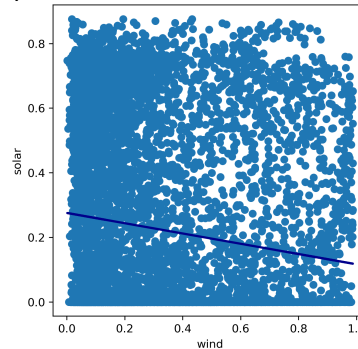
Figura 4.10.: Correlazioni della disponibilità eolica e solare alle diverse scale temporali

L'anti-correlazione temporale tra la disponibilità dell'eolico e del solare spiega perché queste due fonti sono sinergiche nella riduzione del costo di sistema. Alcuni commentatori superficialmente analizzano questo aspetto limitandosi a mostrare un grafico come quello di figura (a) che riporta per punti le disponibilità orarie delle due fonti nell'anno tipo. Questo grafico mostra le disponibilità orarie dell'eolico e del solare a inseguimento mono-assiale utilizzate in questo rapporto. La sinergia eolico-solare è già evidente se il grafico è accompagnato, com'è in figura (a), dal coefficiente di correlazione che risulta essere negativo e pari a $-0,15$. Va però evidenziato che solare ed eolico assistiti da accumuli economicamente ben ottimizzati possono facilmente superare gli sfasamenti temporali di breve periodo. La figura (b) riporta l'aggregazione giornaliera delle disponibilità. La somma dei FdC orari per ogni giorno determina il numero di ore a pieno carico equivalente (*Full Load Hours*, FLH). La correlazione sui FLH giornalieri è ancora più negativa dei valori orari, $-0,40$ vs. $-0,15$. Anche l'aggregazione dei FLH su base settimanale è rilevante, figura (c), perché con una tecnologia di accumulo come l'idroelettrico a pompaggio gli sfasamenti settimanali possono essere superati se l'anti-correlazione è maggiore. Questa condizione si realizza con le disponibilità delle tecnologie scelte, in quanto il coefficiente di correlazione delle disponibilità su base settimanale diventa pari a $-0,66$. Sfasamenti temporali su intervalli maggiori, come quelli mensili, figura (d), comportano costi unitari degli accumuli molto maggiori di quelli delle scale temporali più brevi. È pertanto importante per la minimizzazione del costo di sistema che l'anti-correlazione delle disponibilità su base mensile sia massima per le tecnologie attivate. Condizione anche questa verificata in quanto la correlazione sull'aggregazione mensile è pari a $-0,91$.

Si aggiunge che esistono altre due leve per aumentare la sinergia eolico-solare:

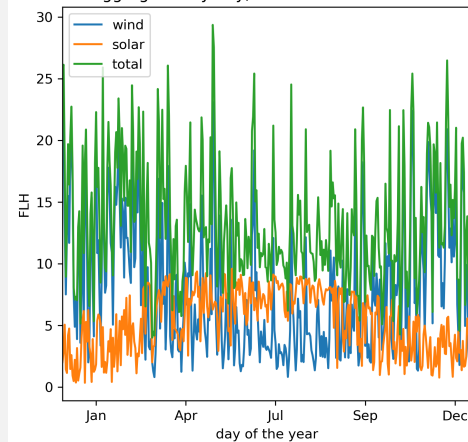
1. Ottimizzare il rapporto tra le potenze delle due tecnologie, e ciò è considerato nel metodo presentato in questo rapporto;
2. Diversificare su area geografica vasta le due fonti. Ciò richiede di andare oltre il modello di singolo distretto qui studiato ed è un aspetto lasciato ad approfondimenti futuri.

Hourly CFs and correlation coefficient between wind and solar: -0.15



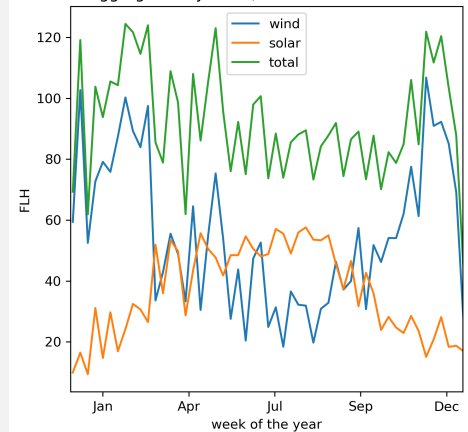
(a)

FLH aggregated by day, wind-solar correlation -0.40



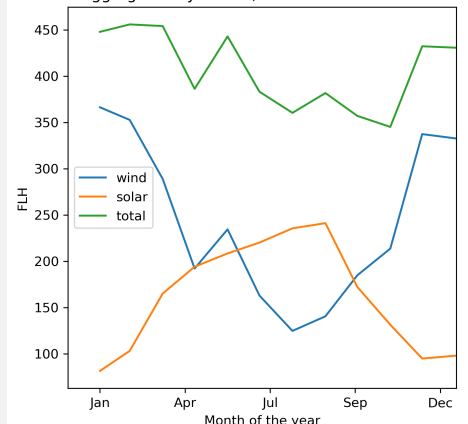
(b)

FLH aggregated by week, wind-solar correlation -0.66



(c)

FLH aggregated by month, wind-solar correlation -0.91



(d)

5. Gli extra-costi dei veti agli impianti solari ed eolici a terra e il ruolo del nucleare

Il confronto tra lo scenario A e quelli B e C ha permesso di quantificare l'intervallo dell'extra-costi del veto al solare a terra. Questo metodo è esteso nella Sezione 5.1 per valutare gli extra-costi dei veti all'eolico a terra e al nucleare attraverso cinque nuovi scenari. La sezione 5.2 discute alcuni dettagli del confronto tra tutti gli otto scenari fin qui presentati.

5.1. Scenari con veti all'eolico a terra e al nucleare

Sono stati elaborati cinque nuovi scenari con i seguenti veti e conseguenze:

- Scenario D, no eolico a terra: sia il solare a terra che su copertura sono attivabili, ma viene selezionato solo il solare a terra come nello scenario A. Nella configurazione a costo minimo entra una quota di nucleare pari al 29%.
- Scenario E, no a entrambi eolico e solare a terra ed è attivabile il solare su copertura con maggiore FdC come nello scenario B. La quota ottima del nucleare è del 52%.
- Scenario F, no a entrambi eolico e solare a terra ed è attivabile il solare su copertura con minore FdC come nello scenario C. In questo scenario nella configurazione a costo minimo entra una quota di nucleare pari a 58%.
- Scenario G, no a tutte le rinnovabili: in questo scenario la sola fonte a zero emissioni di gas serra in fase operativa è il nucleare e quindi, dato il vincolo di zero emissioni climalteranti e l'assenza di altre fonti decarbonizzate meno costose, questa fonte copre il 100% della domanda.
- Scenario H, no sia a eolico e solare a terra che al nucleare, è attivabile il solare su copertura con minore FdC come nello scenario C.

5.2. Confronto tra scenari A—H

Una sintesi dei veti e dei risultati degli otto scenari A—H è illustrata in Fig. 5.1, e le Fig. E.14—E.32 riportano i risultati principali degli scenari D—H con lo stesso formato già presentato per gli scenari A—C¹. Lo scenario G, tutto nucleare, permette di visualizzare il requisito di potenza programmabile che può fare a meno di tecnologie di accumulo. In questo scenario viene installata una potenza nucleare di 1486 MW_e, nell'intervallo delle potenze disponibili con reattori di nuova costruzione². Solo in questo scenario il nucleare ottiene come FdC il suo valore massimo del 90%. Negli altri scenari D—F, dove il nucleare è parte del mix, il suo FdC è nell'intervallo 65—77%. Questi risultati sono commentati nell'Appendice C.

Nel seguito si evidenzieranno in particolare i risultati dello scenario H, quello più plausibile in presenza di veti generalizzati agli impianti solari ed eolici a terra, con un solare che segue la distribuzione geografica del costruito con gli inevitabili limiti al fattore di capacità, e con un veto sul nucleare perché se non si ha il consenso sociale per torri eoliche è difficile pensare che il consenso esista per centrali nucleari.

Le figure degli indicatori principali (Fig. E.14, E.18, E.22, E.29) permettono di apprezzare come l'aumento dei sovra-dimensionamenti che si hanno all'aumentare dei veti alle installazioni a terra, e al diminuire del FdC del solare, siano dovuti alle maggiori esigenze di accumuli, in quanto rinunciare all'eolico porta a maggiori sbilanciamenti stagionali, ed è noto che l'accumulo di lunga durata sia la componente non solo di costo unitario maggiore ma anche di efficienza minore³. Questa caratteristica sistemica ha effetti sugli aspetti energetico-ambientali e su quelli socio-economici.

Per l'aspetto energetico-ambientale si fa notare come lo scenario H richieda non solo una generazione primaria molto maggiore di quella dello scenario A, 16,6 *vs.* 13,2 TWh/anno, ma presenta anche un maggiore fattore di sovra-generazione, 1,54 *vs.* 1,12. Quando si considera il totale dei dimensionamenti sulla generazione, lo scenario H dimensiona per $16,6 \times 1,54 = 25,6$ TWh/anno, mentre lo scenario A per $13,2 \times 1,12 = 14,8$ TWh/anno. Ovvero, lo scenario H richiede il 73% in più di dimensionamenti sulla generazione, e come già osservato nel confronto tra gli scenari B—C e A, questo aspetto va moltiplicato rispetto ai maggiori impatti sul ciclo di vita per unità di elettricità prodotta degli impianti fotovoltaici su coperture

¹Con l'eccezione della figura degli stati di carica per lo scenario G—tutto nucleare—che non utilizza accumuli.

²Esempi: il reattore AP1000 di Westinghouse Electric Company ha una potenza di 1117 MW_e; il reattore EPR di Électricité de France ha una potenza di 1600 MW_e.

³Ovviamente i due aspetti sono in relazione causale.

rispetto a quelli a terra⁴, e a questi impatti della sovra-generazione vanno sommati quelli dei sovra-dimensionamenti degli accumuli discussi nel seguito.

Le figure dei dimensionamenti (Fig. E.15, E.19, E.23, E.30) mostrano l'effetto dei veti sulle potenze di generazione e di accumulo. Nello scenario H si ha una potenza di generazione solare di più di 16 GW, circa quattro volte maggiore di quella dello scenario A. Analoghi sovra-dimensionamenti si osservano sugli accumuli. Mentre lo scenario A richiede circa 0,8 GW di idroelettrico a pompaggio e un trascurabile quantitativo di batterie, lo scenario H deve far affidamento solo alle batterie e per una potenza di circa 3,2 GW, ovvero quattro volte di più. Come si può osservare dalle figure sugli stati di carica (Fig. E.16, E.20, E.24, E.31) i peggioramenti prestazionali sono evidenti, per esempio si osserva una diminuzione del tasso di rotazione dell'accumulo di metano, oltre che l'aumento in valore assoluto di tale capacità per ben un intero ordine di grandezza: 2,2 nello scenario H *vs.* 0,25 TWh_{th} nello scenario A. Le Fig. E.17, E.21, E.25, E.32 mostrano l'effetto sui prezzi unitari dei sotto-sistemi e sui fattori di capacità. In particolare, gli elettrolizzatori nello scenario H hanno un FdC di circa la metà di quello dello scenario A. In sintesi, veti generalizzati agli impianti solari ed eolici a terra inducono peggioramenti sistemici in termini di impiantistica richiesta a parità di servizi. Conservativamente tali peggioramenti possono essere stimati come un raddoppio degli impianti di generazione e accumulo, e si ha quindi un raddoppio degli impatti ambientali sul loro ciclo di vita.

Per gli aspetti socio-economici si nota che nello scenario H, Fig. E.29, il solo costo di generazione dell'elettricità per il carico base sarebbe pari a 121 €/MWh, a cui andrebbero aggiunte le componenti di costo della trasmissione e della distribuzione. L'idrogeno costerebbe 3,4 €/kg, anch'esso prima della distribuzione. Nelle ipotesi della sezione precedente, un carico base di elettricità e idrogeno di ~500 TWh/anno, un extra-costi di 64 €/MWh rispetto allo scenario A indurrebbe oneri aggiuntivi pari a 32 mld €/anno. Tali valori di costo dei vettori energetici risulterebbero dannosi per la povertà energetica sia direttamente per l'impatto sulle bollette dei cittadini, che indirettamente per la perdita di competitività dei settori produttivi. Un tale scenario implicherebbe la de-industrializzazione del Paese. L'alternativa, ovvero la continuazione della prevalenza del fossile, oltre a contribuire al fallimento climatico, indurrebbe comunque una perdita di competitività sui nuovi settori dell'economia decarbonizzata. Si fa notare che tutti gli scenari senza eolico, scenari D—H, sono afflitti da problemi simili e il nucleare, che

⁴Per semplicità espositiva non sono stati menzionati gli studi di LCA sull'eolico che evidenziano impatti ambientali sul ciclo di vita di questa tecnologia ancora minori di quelli del fotovoltaico. Pertanto eliminare dall'insieme delle tecnologie l'eolico e sostituirlo con il fotovoltaico induce ulteriori aumenti degli impatti ambientali.

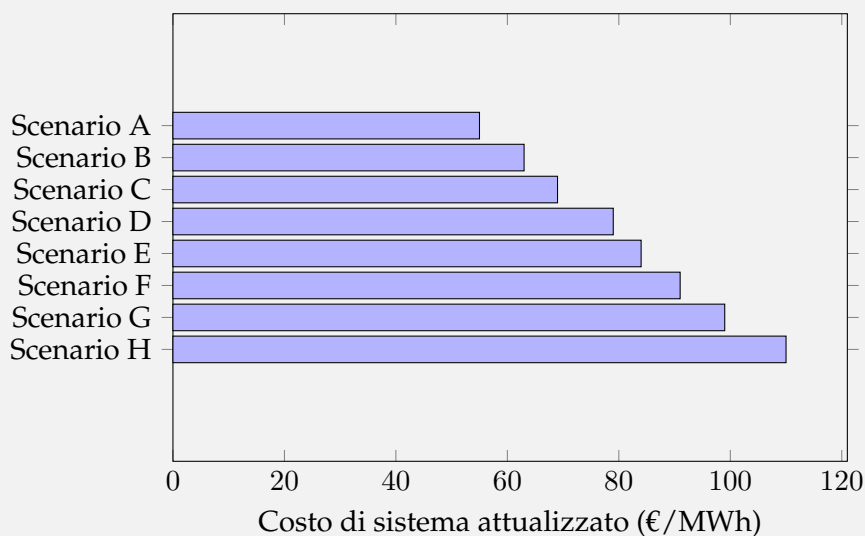
in questi scenari pur avrebbe un ruolo competitivo e non marginale, non sarebbe comunque determinante per evitare i suddetti fallimenti socio-economici.

Figura 5.1.: Sintesi dei veti, delle quote di generazione per tecnologia, e del costo unitario del sistema energetico negli scenari A—H

Nella tabella seguente l'esplicita esclusione in uno scenario di una tecnologia è indicata dal simbolo **X**. Se una tecnologia è disponibile in uno scenario ma non viene attivata per mancanza di competitività economica è indicata con il simbolo **O**, mentre la sua attivazione è illustrata dal simbolo **✓** seguito dalla percentuale che questa tecnologia fornisce alla generazione del carico base di elettricità e idrogeno (valore arrotondato all'intero).

Il sottostante grafico a barre riporta il costo di sistema unitario degli otto scenari.

(%)	Solare a terra	Solare su copertura FdC massimo	Solare su copertura FdC minimo	Eolico a terra	Nucleare
Scenario A	✓59	O	O	✓41	O
Scenario B	X	✓56	O	✓44	O
Scenario C	X	X	✓50	✓50	O
Scenario D	✓71	O	O	X	✓29
Scenario E	X	✓48	O	X	✓52
Scenario F	X	X	✓42	X	✓58
Scenario G	X	X	X	X	✓100
Scenario H	X	X	✓100	X	X



6. Sensitività dei risultati al tasso di sconto e variante di scenario con sinergie agroforestali

Tutte le tecnologie utilizzate negli scenari presentati in questo rapporto sono ad alta intensità di capitale, e quindi i risultati sono fortemente dipendenti dall'ipotesi fatta sul tasso di sconto, in quanto, come mostrato nell'Appendice A, l'annualità di un investimento è una formula non-lineare rispetto a questo parametro. La Sezione 6.1 discute delle plausibili differenze dei tassi di sconto in base ai rischi delle tecnologie e degli aspetti di democrazia economica, e la Sezione 6.2 presenta dei risultati di nuovi scenari dove queste considerazioni vengono applicate. Per lo scenario a costo minimo, nella Sezione 6.3 viene presentata l'inclusione della disponibilità di bioenergia per biometano e CO₂ biogenica. Questa variante di scenario valuta le sinergie di un distretto SAV con il settore agroforestale.

6.1. Tassi di sconto differenziati per rischio tecnologico e opportunità di democrazia economica

Negli scenari A—H si è volutamente utilizzata un'ipotesi favorevole al nucleare, ovvero tassi di sconto uguali per tutte le tecnologie. Nel rapporto IEA Bouckaert et al. [2021] le tecnologie rinnovabili come il fotovoltaico e l'eolico a terra sono valutate con un tasso di sconto del 3,2% mentre per il nucleare è utilizzato un tasso di sconto dell'8%. La differenza di 4,8 punti percentuali tra queste tecnologie rinnovabili e il nucleare riflette i diversi rischi. Un tasso di sconto dell'8% per il nucleare include già un sussidio pubblico per il tetto al risarcimento massimo a carico dell'operatore in caso di incidente grave. Senza tale tetto ai risarcimenti per incidenti non esisterebbero le condizioni per il finanziamento privato dei progetti nucleari. Questo vale anche nel caso di danni limitati al perimetro della centrale, in quanto questi incidenti compor-

tano la terminazione anticipata dell'operatività e l'onerosa messa in sicurezza del sito. Questi rischi sono rilevanti per gli investitori, stante l'elevato costo capitale giustificato da un lungo tempo della produzione attesa. Pertanto, è ragionevole che esista una significativa differenza nei tassi di sconto per il finanziamento di progetti nucleari *vs.* rinnovabili. Inoltre, altre due caratteristiche delle rinnovabili e delle tecnologie di accumulo come l'idroelettrico a pompaggio, sono la relativa granularità e la territorialità. Al riguardo è esemplare il caso della Danimarca che ha visto un ruolo importante delle cooperative di produttori-utenti sulla raccolta del credito per investimenti nell'eolico. Banche di credito cooperativo e di finanza etica possono contribuire a schemi di investimenti come quelli dei distretti SAV abbassando il costo del finanziamento. Per un'ampia discussione sulla necessaria democratizzazione della finanza la per la decarbonizzazione si veda il saggio di Giraud [2015]. La Costituzione della Repubblica Italiana presenta già all'art. 47 il richiamo alla democrazia economica, ovvero la partecipazione diffusa dei cittadini agli investimenti produttivi. Gli scenari presentati nel seguito di questa sezione esplorano queste condizioni.

6.2. Scenari con tassi di sconto differenziati

Sono stati definiti otto nuovi scenari come variante dei precedenti scenari A—H con l'unica differenza che i tassi di sconto sono differenziati rispetto al rischio delle tecnologie come da discussione precedente, ovvero il tasso di sconto per il nucleare è assunto pari all'8% e pari al 3,2% per le altre tecnologie. Indichiamo questi scenari con tassi di sconto differenziati come scenari \hat{A} — \hat{H} . La scheda in Fig. 6.1 riporta la sintesi del costo di sistema e delle quote delle tecnologie nella generazione primaria in questi scenari con lo stesso formato di quanto già presentato per gli scenari A—H in Fig. 5.1. Confrontando questi due insiemi di risultati emergono le seguenti differenze principali:

- Negli scenari con tassi di sconto differenziati il nucleare non svolge un ruolo significativo nella minimizzazione del costo di sistema. Soltanto nello scenario \hat{F} compare una quota di nucleare ma è minore dell'1%. Di fatto lo scenario \hat{F} ha un costo di sistema simile a quello dello scenario \hat{H} che esplicitamente pone un veto al nucleare, e pertanto questo ultimo veto non è da considerarsi come oneroso quando sono possibili favorevoli condizioni di finanziamento delle rinnovabili. Nella Scheda di Fig. 6.2 si presenta una sintesi

sul poco plausibile ruolo del nucleare per produzione di idrogeno in questa prima metà del secolo.

- Il riparto nella generazione primaria tra solare ed eolico rimane comparabile tra i due insiemi di scenari.
- Lo scenario \hat{H} , pur avendo un costo di sistema non oneroso come quello dello scenario H , presenta comunque un costo 2,3 volte maggiore dello scenario \hat{A} . Questo stesso confronto tra gli scenari A e H portava a un fattore di penalizzazione pari a 2,2. Quindi, le condizioni di finanziamento più favorevoli non alterano i confronti relativi.

Più in dettaglio, le Fig. E.33—E.40 riportano per i due scenari estremi, \hat{A} e \hat{H} , l'intero insieme di indicatori già presentati per gli scenari A e H. Il confronto tra questi due scenari con tassi di sconto differenziati e i precedenti risultati permette di osservare quanto segue:

- La sovra-generazione dello scenario \hat{A} ha valore simile¹ a quello dello scenario A, mentre il confronto tra la sovra-generazione dello scenario \hat{H} con quella dello scenario H mostra un ulteriore peggioramento. La sovra-generazione dello scenario \hat{H} è maggiore di circa l'80% di quella dello scenario \hat{A} .
- I sovra-dimensionamenti dello scenario \hat{H} possono essere apprezzati analizzando le potenze di generazione e di accumulo, i tassi di rotazione degli accumuli, e i fattori di capacità dei sotto-sistemi, oltre che le loro strutture di costo.

Quindi, anche in condizioni di basso onere finanziario, uno scenario che esclude solare ed eolico a terra risulta essere estremamente dissipativo, e questa condizione è strutturale perché dipende dai fattori di capacità delle tecnologie. Riduzioni di costo delle tecnologie attraverso migliori condizioni di finanziamento non riducono questo effetto già osservato per gli scenari A—H, anzi lo aumentano ulteriormente.

6.3. Distretto SAV con partecipazione democratica agli investimenti e sinergie agroforestali

Data la rilevanza ecologica e sociale dello scenario \hat{A} , che coniuga territorialità, basso impatto ambientale sul ciclo di vita per diminuita sovra-generazione rispetto all'esclusivo fotovoltaico

¹È leggermente minore per la diminuzione della generazione primaria per via del maggiore ricorso all'idroelettrico a pompaggio che anche beneficia delle migliori condizioni di finanziamento.

su coperture, partecipazione democratica agli investimenti, e basso costo dei vettori energetici, ci si chiede se non esistano ulteriori sinergie per aumentare i co-benefici di un tale distretto. Come evidenziato nella discussione dei risultati dello scenario A e di quello \hat{A} , la sinergia tra solare ed eolico a terra e la convenienza dell'idroelettrico a pompaggio riducono a pochi punti percentuali, circa tre, il ricorso ai turbogas alimentati da metano di sintesi. Altri scenari meno virtuosi richiedono invece percentuali maggiori di questo supporto termoelettrico e questa è una delle ragioni dei loro maggiori costi di sistema. Data la differenza tra scenari su questo aspetto fondamentale, il ventaglio degli scenari A—H e loro varianti ha esplicitamente evitato il ricorso alle bioenergie, perché, se inserite nel modello di ottimizzazione, avrebbero svolto un ruolo preponderante negli scenari più dipendenti dal termoelettrico. Questo risultato sarebbe stato critico per la sostenibilità ambientale di quegli scenari, in quanto un ricorso massivo alle bioenergie può innescare una serie di conseguenze negative sull'inquinamento dell'aria, il consumo di suolo, la biodiversità, e il conflitto cibo-energia. Invece, con le ipotesi degli scenari A e \hat{A} tali rischi non sussistono per le contenute quantità di bioenergia che si andrebbero a utilizzare e che pertanto possono essere assunte come derivate da residui e non da colture dedicate. Nel caso di utilizzo di residui agroforestali per biometano e CO₂ biogenica per elettro-metanizzazione, si configura un sotto-sistema che viene riferito con il termine *Power-And-Biomass-to-Gas* (P&B2G). Si vedano al riguardo gli scenari per la Francia di ADEME [2018], Shirizadeh and Quirion [2022], Shirizadeh et al. [2022], Shirizadeh and Quirion [2021] e per l'Italia Carbone et al. [2021], Pierro et al. [2021].

Per quantificare queste opportunità si è definito un nuovo scenario, indicato come scenario \hat{A}_b dove sono disponibili i seguenti gas:

- biometano a un prezzo pari a 40 €/MWh_{th}.
- CO₂ biogenica a un prezzo pari a 70 €/ton.

Per questo nuovo scenario, le Fig. E.41—E.44 riportano le quattro figure con i risultati strutturati come già discusso per gli altri scenari, e, data la rilevanza di questo scenario per le quantificazioni di cui alla sezione successiva, si riportano nelle Fig. E.45—E.47 risultati aggiuntivi commentati nel seguito. Innanzitutto si osserva che il costo di sistema dello scenario \hat{A}_b è simile a quello dello scenario \hat{A} nell'approssimazione scelta ad 1 €/MWh. Il miglioramento che pur inducono i gas biogenici ai livelli di prezzo considerati sono quindi da considerarsi marginali. L'introduzione o l'esclusione nella configurazione ottima di questi gas a questi prezzi è da

considerarsi come una variazione nell'intorno dell'ottimo. Ma gli effetti sui dimensionamenti di questa opportunità non sono trascurabili. Infatti si osserva che:

- La tecnologia DAC non risulta più necessaria e viene sostituita dalla fornitura diretta di CO₂ biogenica.
- Il ruolo dell'elettro-metano viene ulteriormente ridotto, sebbene non eliminato.
- Vengono ridotte le potenze installate sia del solare che dell'eolico a terra.

Complessivamente si osserva nello scenario \hat{A}_b una semplificazione della configurazione ottimale come può essere apprezzato dai bilanci costi-ricavi annuali dei sotto-sistemi, Fig. E.45. La Fig. E.46 riporta il profilo orario dell'operatività dell'impianto di metanizzazione e alcuni indicatori tecnici sul bilancio annuo. La Fig. E.47 illustra la scomposizione dell'investimento di questo distretto tipo che sarà utilizzato nel seguito.

Figura 6.1.: Sintesi dei veti, delle quote di generazione per tecnologia, e del costo unitario del sistema energetico negli scenari \hat{A} – \hat{H} con tassi di sconto differenziati

Nella tabella seguente l'esplicita esclusione in uno scenario di una tecnologia è indicata dal simbolo \times . Se una tecnologia è disponibile in uno scenario ma non viene attivata per mancanza di competitività economica è indicata con il simbolo \circ , mentre la sua attivazione è illustrata dal simbolo \checkmark seguito dalla percentuale che questa tecnologia fornisce alla generazione del carico base di elettricità e idrogeno (valore arrotondato all'intero).

Il sottostante grafico a barre riporta il costo di sistema unitario degli otto scenari.

(%)	Solare a terra	Solare su copertura FdC massimo	Solare su copertura FdC minimo	Eolico a terra	Nucleare
Scenario \hat{A}	\checkmark 60	\circ	\circ	\checkmark 40	\circ
Scenario \hat{B}	\times	\checkmark 59	\circ	\checkmark 41	\circ
Scenario \hat{C}	\times	\times	\checkmark 53	\checkmark 47	\circ
Scenario \hat{D}	\checkmark 100	\circ	\circ	\times	\circ
Scenario \hat{E}	\times	\checkmark 100	\circ	\times	\circ
Scenario \hat{F}	\times	\times	\checkmark 99	\times	\checkmark 1
Scenario \hat{G}	\times	\times	\times	\times	\checkmark 100
Scenario \hat{H}	\times	\times	\checkmark 100	\times	\times

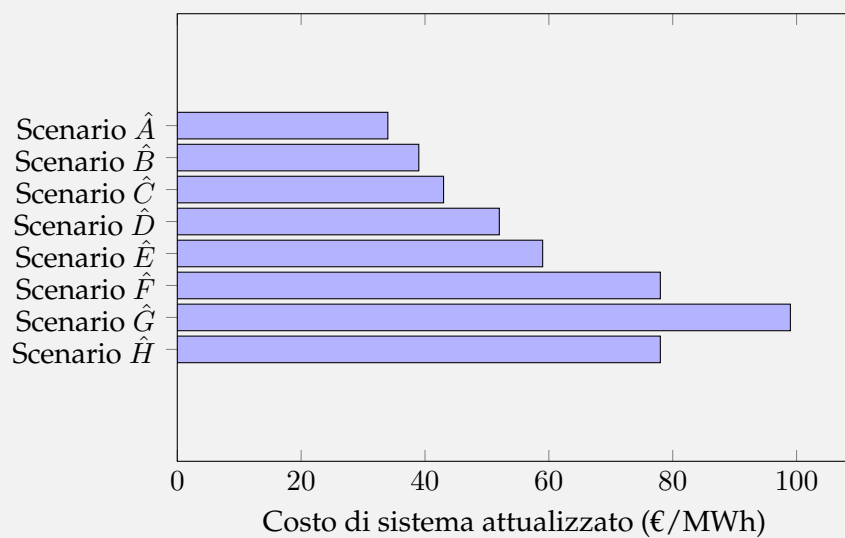


Figura 6.2.: Idrogeno verde vs. rosa vs. rosso/viola

Gli scenari \hat{A} e A, solare ed eolico a terra in un singolo distretto, presentano un costo attualizzato dell'idrogeno (nel seguito *Levelized Cost of Hydrogen*, LCOH) rispettivamente di ~ 1 e $1,4$ €/kg. Lo scenario G, tutto nucleare, ha un LCOH pari a ~ 4 €/kg, simile a quello dello scenario \hat{G} perché la sola riduzione del tasso di sconto per gli idrolizzatori in quest'ultimo scenario ha un'influenza modesta. Usualmente si indica l'idrogeno ottenuto attraverso elettrolisi con input elettrico da fonti rinnovabili come idrogeno "verde", e quello da fonte nucleare come "rosa". Nel seguito si precisa perché lo svantaggio di costo dell'idrogeno rosa vs. verde è plausibilmente maggiore rispetto a questi valori. Sono state infatti utilizzate le seguenti ipotesi che sono vantaggiose per l'idrogeno rosa e svantaggiose per il verde:

- Come riportato nell'Appendice A, la vita utile degli idrolizzatori è stata assunta pari a 20 anni quando il FdC di questi impianti è pari al 57%. Il nucleare utilizza questi impianti con un FdC maggiore, pari al 90%, ma non è stata effettuata la ricerca della convergenza su questo parametro^a. Ciò induce una sottostima della componente CAPEX dell'LCOH rosa.
- L'ipotesi di singolo distretto è limitante per l'idrogeno verde, perché attraverso la trasmissione di area vasta, nazionale e internazionale, il FdC degli idrolizzatori, che negli scenari \hat{A} e A è rispettivamente pari a 49 e 46%, può essere maggiore. Pertanto la componente CAPEX nell'LCOH dell'idrogeno verde è plausibilmente sovrastimata, sia per l'implicita riduzione della vita utile quando il FdC è minore rispetto a quello ipotizzato per la determinazione di questo parametro, che per le possibilità di un suo aumento.

In sintesi, affinché l'idrogeno rosa arrivi a essere competitivo rispetto a quello verde occorrerebbe una riduzione dell'LCOE del nucleare di almeno un fattore tre rispetto a quanto già ottimisticamente previsto per il 2050. Infatti, come si può apprezzare in Fig. E.28, il fattore determinante per l'LCOH è il costo dell'input elettrico per l'elettrolisi. Miglioramenti sull'LCOE del nucleare per la riduzione del costo d'investimento nelle sue componenti *overnight* e di finanziamento della costruzione potrebbero quindi non essere sufficienti. Potrebbero essere necessari anche miglioramenti di efficienza del processo di idrolisi, per esempio attraverso termolisi (e in questo caso se da fonte nucleare si avrebbe l'idrogeno detto "rosso") o cicli ibridi (idrogeno viola). Ipotesi teoricamente plausibili, ma non per una diffusione nella prima metà di questo secolo, quella decisiva per decarbonizzare il sistema energetico.

^aPer un esempio di metodo iterativo di calcolo che considera diversi FdC dell'elettrolisi si veda Shirizadeh and Quirion [2023].

7. Potenziali sole-acqua-vento in Italia: Mezzogiorno e aree interne

Aprire alle possibilità del solare a terra permette di progettare distretti sole-acqua-vento competitivi nelle aree interne d'Italia, in quanto i migliori potenziali sono lì localizzati. Come si è mostrato nelle sezioni precedenti, un'offerta energetica ottimale sui vettori elettricità e idrogeno combina sia solare che eolico a terra con l'acqua a ciclo chiuso come accumulo predominante. La sinergia tra le due fonti deriva dall'anti-correlazione della loro disponibilità temporale sia sul ciclo giorno-notte che su quello estate-inverno. Un fatto ben noto nella letteratura sui sistemi energetici basati su rinnovabili (si vedano ad esempio Grams et al. [2017], Blanco and Faaij [2018], Wohland et al. [2021], Breyer et al. [2022]) ma che è poco conosciuto dall'opinione pubblica. La co-locazione nella stessa eco-regione di solare, eolico e accumulo idroelettrico minimizza anche le necessità di trasmissione perché aumenta il fattore di utilizzo delle infrastrutture di trasporto dei vettori energetici. A titolo di esempio, lo scenario \hat{A}_b installa circa 6 GW complessivi di solare ed eolico, ma richiede solo 1 GW di trasmissione elettrica (e 0,25 GW di trasmissione dell'idrogeno, oppure un utilizzo regionale per gli usi industriali di questo vettore). L'ibridizzazione distrettuale di solare, eolico e idroelettrico a pompaggio, nonché la diversificazione tra il vettore elettrico e quello idrogeno, permette quindi una riduzione di un fattore sei della trasmissione elettrica rispetto al valore nominale delle potenze installate di generazione. Questa quantificazione spiega quanto siano infondati gli allarmi sull'eccessiva trasmissione tra il Sud e il Nord dell'Italia.

I vantaggi socio-ambientali di questi distretti sole-acqua-vento nelle aree interne sono principalmente due, e sono aggiuntivi a quelli precedentemente argomentati:

- ulteriore miglioramento sul ciclo di vita degli impatti ambientali degli impianti di generazione e accumulo;

- investimenti produttivi in aree altrimenti in corso di abbandono e per le quali le attuali proposte sono inconsistenti o assistenzialistiche.

Per quantificare gli investimenti possibili in distretti sole-acqua-vento nelle aree interne italiane si utilizzeranno i risultati di alcuni studi recenti sul potenziale eolico in Italia. Questi studi sono sintetizzati nella Sezione 7.1 e una elaborazione dei loro risultati è utilizzata nella Sezione 7.2 per una stima degli investimenti complessivi, inclusivi sia delle tecnologie di generazione che di accumulo. La Sezione 7.3 fornisce le stime delle aree dedicate per i distretti SAV.

7.1. Potenziale eolico in Italia e aree interne

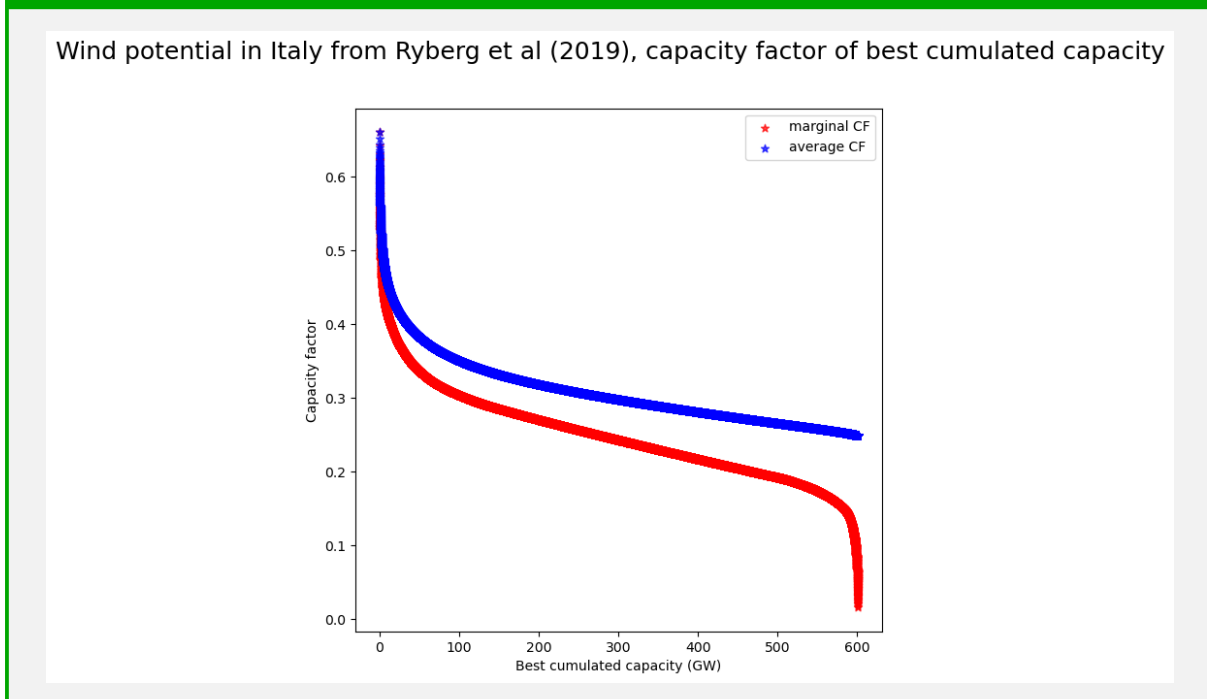
Ryberg et al. [2018, 2020] individuano in Europa le aree candidabili a installazioni eoliche su terraferma in base a molteplici criteri di esclusione. Ryberg et al. [2019] definiscono una metodologia di localizzazione di singola turbina nelle aree candidabili e una metodologia di ottimizzazione tecno-economica per singola turbina e per sito. I risultati del potenziale eolico per l'Italia al 2050 di Ryberg et al. [2019] sono i seguenti. Il potenziale totale è pari a ~600 GW con un FdC medio del 25%, ovvero una producibilità di ~1300 TWh/anno. Di questi ~600 GW un sottoinsieme di ben 153 GW presenta un FdC medio del 33%¹. Un ulteriore sottoinsieme di maggiore convenienza è pari a 100 GW con FdC nell'intervallo 31—51% e valor medio pari a 35%. Nella Fig 7.1 sono riportati i valori del FdC medio e marginale di questo potenziale eolico italiano ordinato per costo di generazione crescente, e quindi per FdC medi e marginali decrescenti. La Fig.7.2 visualizza la distribuzione geografica delle localizzazioni del lotto di 100 GW meno costoso, ovvero con soglia massima del costo di generazione (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) pari a 56 €/MWh². Appare chiaro come i migliori siti ricadono in gran parte in aree classificate come aree interne. Per confronto, la Fig. 7.3 riporta la mappa ISTAT delle aree interne [ISTAT, 2022]. La classificazione dei comuni italiani è in sei categorie indicate con le lettere dalla A alla F. I comuni di tipo A sono detti centrali, e il grado di perifericità aumenta con l'ordine alfabetico delle lettere. Le aree dei comuni di tipo D, E, ed F, sono definite aree interne. La Fig. 7.4 riporta degli incroci tra il dataset delle localizzazioni eoliche di Ryberg et al. [2019] limitato al lotto più economico pari a 100 GW, le classificazioni dei livelli territoriali (*Nomenclature of territorial units for statistics*, NUTS), e il dataset ISTAT della classificazione dei comuni

¹Questa analisi giustifica per il distretto SAV studiato nelle sezioni precedenti l'utilizzo di una curva di producibilità dell'eolico con un FdC del 33%

²Ryberg et al. [2019] utilizzano un tasso di sconto pari all'8%.

italiani per grado di perifericità. La ripartizione delle potenze per tipo di area indica che circa quattro quinti del migliore eolico italiano è localizzabile in aree interne con un investimento di 89 miliardi di euro. Analoga ripartizione 80:20 si ha sulla ripartizione tra Mezzogiorno e resto d'Italia. Se si associano i due criteri, aree interne del Centro-Nord e Mezzogiorno, ben il 93% del migliore eolico italiano ricade in questo insieme di territori caratterizzati da criticità socio-economica e fenomeni di decrescita demografica. Va precisato che, sebbene quantitativamente minore, il potenziale eolico a terra a basso costo del Centro-Nord Italia è di elevata qualità per il maggiore fattore di capacità, si vedano le Fig. 7.2 e 7.5. Tale aspetto rende strategica questa quota pur minore di eolico anche per la vicinanza ai centri di consumo, e per la diversificazione su area vasta rispetto all'eolico del Mezzogiorno. Inoltre, come mostrato nella tabella degli impianti italiani di idroelettrico a pompaggio, Fig. 4.7, nel Centro-Nord esistono già accumuli di questo tipo più che sufficienti per buona parte di questi futuri distretti SAV sull'arco alpino e appenninico centro-settentrionale.

Figura 7.1.: Potenziale italiano di eolico a terra di Ryberg et al. [2019], fattore di capacità medio e marginale per dimensione del potenziale



7.2. Stima degli investimenti nei distretti sole-acqua-vento

L'ottimizzazione degli scenari descritti nelle sezioni precedenti evidenziano come l'investimento nell'eolico possa essere un moltiplicatore nello stesso distretto per gli investimenti in solare,

idroelettrico a pompaggio, elettrolizzatori, metanizzatori e sistemi ausiliari. A puro titolo esemplificativo la Fig. E.47 riporta la scomposizione per tecnologia dell'investimento complessivo per la realizzazione di un distretto come da scenario \hat{A}_b , con l'esclusione della trasmissione di elettricità e idrogeno. L'investimento totale in generazione e accumuli è pari a 2,6 volte quello del solo eolico, sebbene si nota come questo fattore possa variare in base alle specificità geografiche e tale valore è solo esemplificativo.

Se si realizzassero 46 di questi distretti nelle aree interne, tra la scala sub- e inter-provinciale, si avrebbe una potenza di base finale pari a 46 GW_e di elettricità e 11,5 GW_{th} di idrogeno, con una generazione netta di $\sim 400 \text{ TWh}_e/\text{anno}$, e $\sim 100 \text{ TWh}_{th}/\text{anno}$ di idrogeno, ovvero $\sim 3 \text{ mln ton}/\text{anno}$, con un totale dei due vettori energetici di $\sim 500 \text{ TWh}/\text{anno}$. Questa offerta energetica corrisponde ai due terzi del totale per l'Italia al 2050 nell'ipotesi di un aumento dell'efficienza e della sobrietà energetica (ipotesi fabbisogno finale di 750 TWh/anno , in linea con indicazioni quali quelle di Peschi et al. [2021] per la Strategia Nazionale di Decarbonizzazione al 2050). Il solare distribuito sulle coperture residenziali, commerciali, industriali e agricole (agrivoltaico) assistito da batterie distribuite quali quelle dei veicoli elettrici, l'eolico in mare, l'idroelettrico fluente e a bacino esistente, il geotermico, il biogas, e il solare termico possono coprire la restante parte, ovvero un terzo della domanda. L'investimento complessivo di questa offerta rinnovabile di base sarebbe pari a circa 240 miliardi di euro. Investimenti competitivi, si veda l'Appendice C, non assistenzialistici, e in gran parte localizzabili nelle aree interne.

7.3. Stima delle aree dedicate per un distretto sole-acqua-vento

I tre sotto-sistemi principali dello scenario \hat{A}_b comportano i seguenti dimensionamenti:

- $\sim 4 \text{ GW}$ di parchi solari;
- $\sim 2 \text{ GW}$ di parchi eolici;
- $\sim 0,9 \text{ GW}$ di idroelettrico a pompaggio con capacità di $\sim 12,6 \text{ GWh}$.

In termini di impianti i suddetti dimensionamenti corrispondono a:

- ~ 200 parchi solari da 20 MW l'uno;
- ~ 450 torri eoliche da 4,5 MW l'una;
- un impianto idroelettrico a pompaggio con due invasi.

Dato che gli spazi tra le torri eoliche non sono aree esclusive e possono essere utilizzate per altri usi come quelli agricoli, le aree dedicate per i suddetti impianti sono:

- ~4880 ettari per i parchi solari (con l'area dei pannelli pari a un terzo, quindi con elevato grado di porosità);
- meno di un ettaro per le basi delle torri;
- ~200 ettari per i due invasi dell'idroelettrico a pompaggio³.

Pertanto, ~5080 ettari sono le aree richieste da un distretto SAV secondo la configurazione dello scenario \hat{A}_b . Si ricorda che le curve di disponibilità delle rinnovabili di questo scenario sono state derivate per una località nella provincia di Cosenza che ha un'estensione di 671mila ettari. Un distretto SAV in provincia di Cosenza richiederebbe meno dell'otto per mille della superficie totale. La superficie non utilizzata dalle aziende agricole in questa provincia è pari a 82mila ettari e questo valore non considera i terreni in stato di abbandono nel demanio pubblico e di proprietà privata. Assumendo che il 16%, valore medio regionale, di questa superficie non utilizzata a fini agricoli sia libera da altri usi, si avrebbero a disposizione 13 mila ettari. Anche localizzando in quella provincia due distretti SAV le aree richieste sarebbero inferiori a questo valore.

Estendendo queste stime al livello nazionale, ovvero ai 46 distretti SAV per il Mezzogiorno e le aree interne del Centro-Nord, le aree richieste sarebbero pari ~234mila ettari (di cui ~224mila ettari per i parchi solari). Questa superficie è meno dell'otto per mille dell'intera superficie nazionale e costituisce il ~23% del milione di ettari di superficie *non* utilizzata dalle aziende agricole. Va ricordato che lo scenario TERNA-SNAM [2022] individua come compatibile con impianti solari a terra una superficie pari al 27% del totale nazionale. Questa superficie è più di 38 volte maggiore di quella discussa in questo documento e permetterebbe la realizzazione di 6940 GW di fotovoltaico.

³Con le ipotesi che i due invasi abbiano una profondità media di 12 m e il dislivello tra di loro sia di 500 m.

Figura 7.2.: Potenziale italiano di eolico a terra di Ryberg et al. [2019], 100 GW a costo minore, ogni punto è una turbina e il colore deriva dalla classificazione dei fattori di capacità in cinque fasce

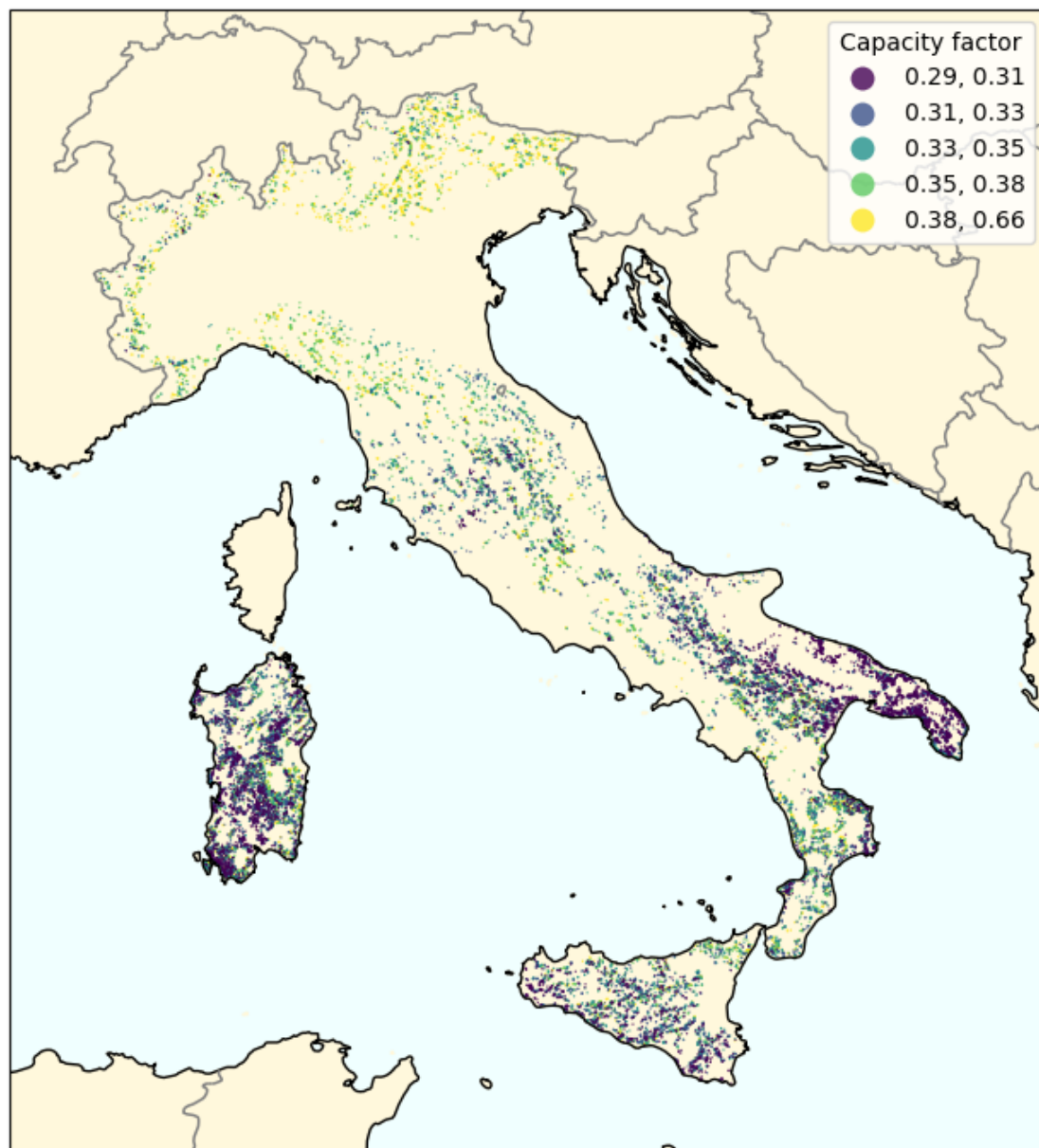


Figura 7.3.: Aree interne come da classificazione ISTAT [2022]

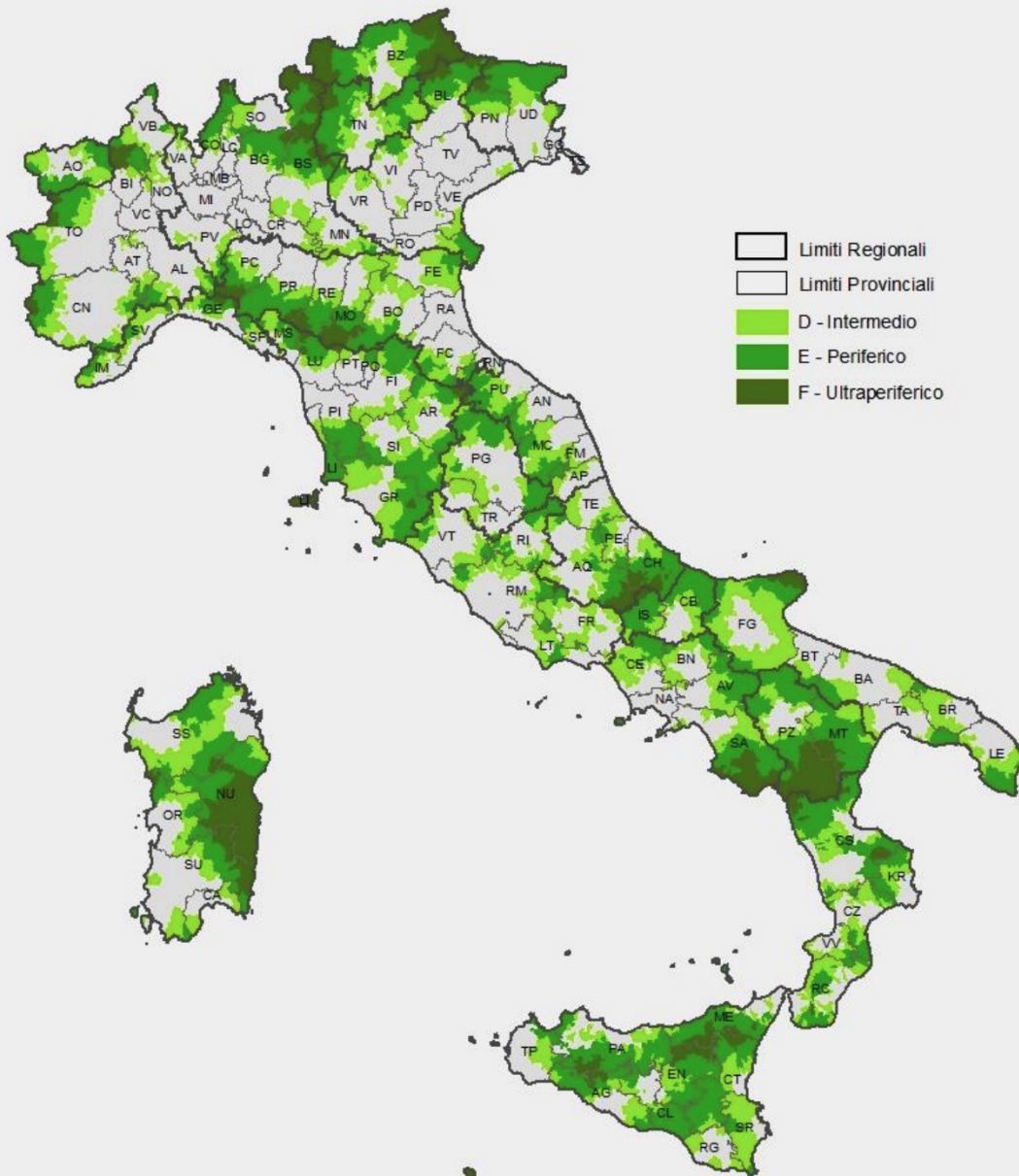


Figura 7.4.: Incrocio tra i dataset di Ryberg et al. [2019], classificazione livelli territoriali NUTS, e aree interne ISTAT [2022]

Potenziale eolico di Ryberg et al (2019), LCOE \leq 56 €/MWh

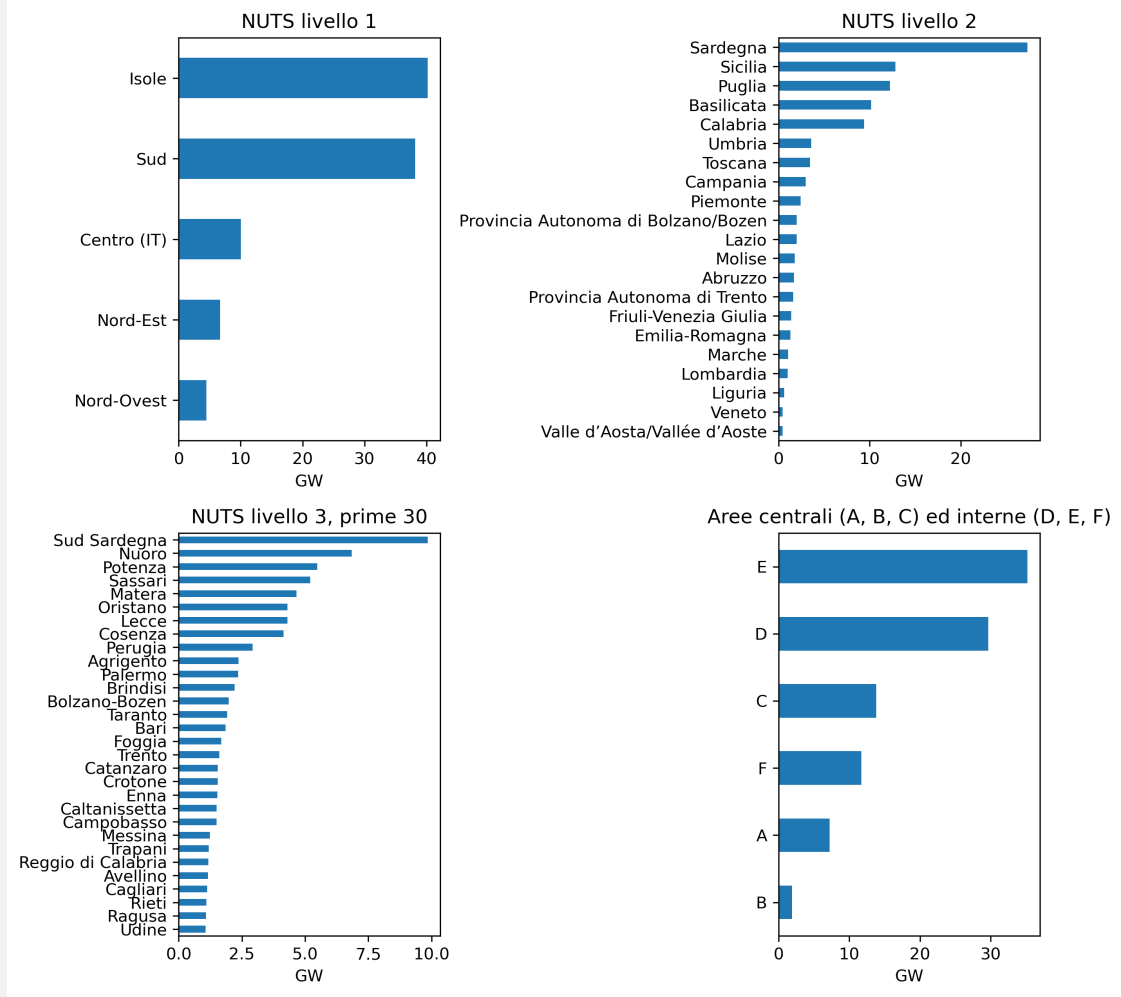
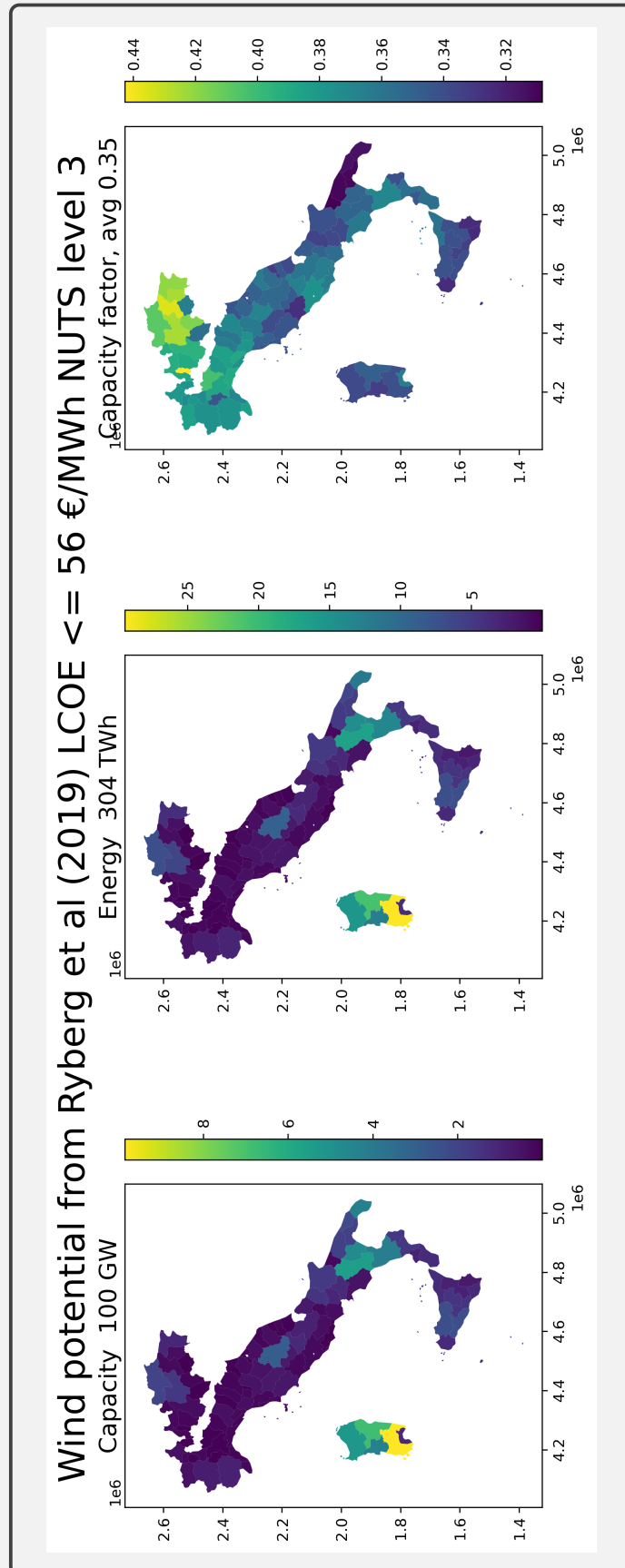


Figura 7.5.: Potenziale italiano di eolico a terra di Ryberg et al. [2019], 100 GW a costo minore, potenza, energia e fattori di capacita medi per livello territoriale NUTS 3, ovvero livello provinciale



8. Conclusioni

Le aree necessarie per il solare a terra in Italia sono contenute, pari al più a 224 mila ettari, e pertanto non esiste un conflitto cibo-solare. Il fotovoltaico è tecnologia sufficientemente efficiente in termine di aree, a differenza delle biomasse da colture dedicate che invece potrebbero causare conflitti cibo-energia. Una progettazione degli impianti solari che massimizza la potenza installata per unità di area al suolo, nel tentativo di diminuire un presunto eccessivo "consumo di suolo", fallisce nel riconoscere le reali criticità e opportunità. Come quantificato in questo rapporto, esistono criticità che amplificano le pur non trascurabili differenze nel bilancio ambientale per unità di elettricità prodotta dalle diverse configurazioni di impianti fotovoltaici. È il bilancio energetico, e quindi ambientale, per unità di energia servita all'utenza che è drasticamente sfavorevole all'ipotesi di un esclusivo ricorso al fotovoltaico su coperture e di veti generalizzati al solare e all'eolico a terra. Questo bilancio sfavorevole deriva dall'inclusione nell'analisi dei fattori di sovra-generazione e degli ausiliari di bilanciamento come gli accumuli. Da ciò discende che l'obiettivo guida per la sostenibilità energetico-ambientale dovrebbe essere la massimizzazione del fattore di capacità della generazione eolico-solare vista come fonte ibrida e sinergica. Questa ottimizzazione non è necessariamente in contrasto con altri criteri specifici dell'uso di suolo, quali la riduzione dell'effetto isola di calore, il rischio idrogeologico, e la biodiversità. Una accurata eco-progettazione di parchi solari in distretti *sole-acqua-vento* può conseguire obiettivi molteplici, energetici, ambientali e sociali in maniera ancora maggiore di quanto possono fare impianti solari su coperture. Per evidenziare il ruolo specifico di quella che è attualmente considerata soltanto una sotto-categoria dell'agrivoltaico si è proposto il termine *parco solare*, che a differenza di altre tipologie d'impianto non compromette la produttività energetica. Quantificare i benefici multipli del solare a terra è propedeutico al riconoscimento dei benefici dei parchi eolici, in quanto la loro occupazione di suolo è negligibile, le aree interessate permettono per esempio usi agricoli, e l'analisi sistemica generazione-accumuli evidenzia la forte sinergia tra solare ed eolico. Gli sfasamenti temporali tra l'offerta eolico-solare

e la domanda di servizi energetici è quasi completamente gestibile con una tecnologia matura, l'idroelettrico a pompaggio, che presenta sinergie sul ciclo delle acque. Questa analisi porta a ritenere come risolutivi per la crisi energetico-climatica i distretti sole-acqua-vento. Per quantificare costi e prestazioni di tali distretti, e dei veti che li comprometterebbero, è stata introdotta una metodologia di ottimizzazione di servizi energetici della taglia equivalente a quella di un reattore nucleare. Questa quantificazione può permettere ai cittadini di un territorio di decidere consapevolmente se preferiscono ospitare un reattore nucleare oppure realizzare gli impianti e gli ausiliari di accumulo risultanti dall'ottimizzazione rispetto alle loro risorse di vento e sole.

La ghettizzazione del solare sul già costruito non ha validi motivi socio-ambientali e costituirebbe al contrario una perdita netta di molteplici opportunità e co-benefici. Assicurare la decarbonizzazione solo con impianti solari su coperture avrebbe ripercussioni notevoli sui costi di sistema, e quindi sulla povertà energetica. La reintroduzione del nucleare non riuscirebbe a evitare alti costi di sistema. È più plausibile che scenari con alti costi di sistema vedano, piuttosto che la reintroduzione del nucleare, la persistenza delle fonti fossili e quindi il fallimento climatico, la de-industrializzazione, e la riduzione di sovranità per le dipendenze geo-politiche causate da queste fonti prevalentemente disponibili in paesi oppressi da dittature.

Ringraziamenti

Si ringrazia il *Center for Pollinators in Energy*¹ per la foto di copertina, il dott. Semeraro per le figure nelle schede 2.3 e 2.4, l'ing. Brivio per la tabella nella scheda 3.1, e l'ing. Frigerio per la tabella e le figure nelle schede 4.6,4.7 e 4.8.

¹<https://fresh-energy.org/beeslovesolar>

A. Parametri tecno-economici

I parametri tecno-economici delle tecnologie energetiche utilizzate negli scenari per l'anno 2050 presentati in questo rapporto sono elencati nella Tab. A.1 assieme alle fonti da cui derivano e la cui selezione è discussa nella Sezione A.1. La Sezione A.2 presenta la formula di calcolo dell'annualità degli investimenti, e la Sezione A.3 fornisce dettagli aggiuntivi sulle stime per la tecnologia nucleare. Si evidenzia come il parametro che ha i maggiori effetti sui risultati dell'ottimizzazione è il tasso di sconto che è stato scelto pari all'8% per gli scenari analizzati nelle Sezioni 4 e 5. Un'analisi di sensitività a questo parametro e una discussione su altri valori plausibili sono state presentate nella Sezione 6.

A.1. Fonti

L'ambiente di modellazione PyPSA fa un estensivo ricorso a parametri derivati dai rapporti dell'Agenzia Danese per l'Energia [DEA, 2022b,c,a], che ha storicamente svolto un ruolo pionieristico nella valutazione tecnico-economica del passaggio dalle fossili alle rinnovabili. Si è pertanto deciso di continuare a utilizzare questo dataset di parametri con alcune integrazioni per le tecnologie di accumulo di breve e media durata, per il nucleare, e per l'idrogeno. Come tecnologia rappresentativa dell'accumulo di media durata è stata scelta quella dell'idroelettrico a pompaggio a ciclo chiuso *off-river* per i motivi esposti nella scheda di Fig. 4.5. Ma la tecnologia PHS è tra quelle non sufficientemente esplorata nel dataset dell'Agenzia Danese per l'Energia—comprensibilmente, dato che per quel Paese le condizioni orografiche, mancanza di dislivelli, sono ostative a un suo ruolo rilevante. Si è pertanto deciso di utilizzare per il PHS come tecnologia di media durata i parametri di uno studio recente che ha il pregio di definire un raffinato modello di ottimizzazione per le diverse tecnologie di accumulo [Guerra et al., 2021]. Una verifica di coerenza di tali parametri con le condizioni italiane è stata riportata nella scheda di Fig. 4.5. Per mantenere una coerenza con le fonti di dati, si è preferito utilizzare i parametri di Guerra et al. [2021] anche per le batterie agli ioni di litio (in quell'articolo rappresentative

della tecnologia di accumulo di breve durata, *short duration*), e della tecnologia A-CAES (per semplicità espositiva poi rimossa da questo rapporto divulgativo). Un'altra tecnologia non ben rappresentata nel dataset dell'Agenzia Danese per l'Energia è il nucleare. Per questa tecnologia sono stati utilizzati il recente rapporto della IEA Bouckaert et al. [2021] e i rapporti della banca di investimento Lazard [2019] con la metodologia descritta nella Sezione A.3. Il rapporto IEA [2019] è stato anche utilizzato per le tecnologie dell'elettrolisi e dell'accumulo di superficie dell'idrogeno.

A.2. Annualità dell'investimento

L'annualità di un investimento I che ha una vita utile di y anni a un tasso di sconto r espresso come frazione è calcolata come

$$I \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^y}} \quad (\text{A.1})$$

A.3. Derivazione dei parametri relativi al nucleare

Per la tecnologia nucleare la IEA in Bouckaert et al. [2021] prevede al 2050 nell'Unione Europea una spesa in conto capitale pari a 4500 \$/kW, una spesa in conto esercizio (OPEX) pari a 35 \$/MWh, un tasso di finanziamento dell'8%, e un risultante costo attualizzato di generazione pari a 115 \$/MWh, quando il fattore di capacità è del 70%. Questa disaggregazione dei fattori di costo della tecnologia nucleare è insufficiente per il modello di ottimizzazione utilizzato in questo rapporto in quanto il fattore di capacità è esso stesso il risultato della minimizzazione del costo di sistema. A tal fine è necessario stimare le componenti fisse, derivanti dall'attualizzazione dell'investimento e dagli oneri di manutenzione e gestione che in prima approssimazione non dipendono dal fattore di capacità, e le componenti variabili con la generazione, che sono quelle relative al materiale fissile e all'usura dipendente dal FdC. Il rapporto Lazard [2019] offre questo dettaglio, ed è pertanto stato utilizzato per le stime del FO&M e VO&M. La componente di costo dell'investimento deriva dalle stime discusse nella scheda Fig. A.1. Per tutte queste stime il tasso di cambio euro-dollaro è stato assunto come unitario. Con queste ipotesi, la componente OPEX del nucleare è 27,7 €/MWh quando il FdC è massimo e pari al 90%, ed è 32,1 €/MWh quando il FdC è pari al 70%. Il risultante LCOE del nucleare con FdC

Tabella A.1.: Parametri tecno-economici, fonti dei dati, e note tecniche⁰

Technology	FO&M %/y	VO&M €/MWh	Efficiency/other	Investment (I) €/MW or MWh	Lifetime y	Source
Onshore wind	1.18	1.22	-	963070	30	DEA [2022a]
Solar utility, with tracker	2.57	0.01 ¹	-	280000	40	DEA [2022a]
Solar rooftop, commercial	1.81	0.01 ¹	-	374880	40	DEA [2022a]
Nuclear	1.95 ²	12.4 ³	-	6195000 ⁴	60	Bouckaert et al. [2021], Lazard [2019]
Combined cycle gas turbine	3.25	4.0 ⁵	0.60	800000	25	DEA [2022a]
Open cycle gas turbine	1.8	4.5 ⁵	0.43	411840	25	DEA [2022a]
Li-ion battery, energy	-	-	-	115700	13	Guerra et al. [2021]
Li-ion battery, power	10.5	3.1	0.86	97800	13	Guerra et al. [2021]
Pumped hydro storage, energy	-	-	-	53100	55	Guerra et al. [2021]
Pumped hydro storage, power	0.77	1.0	0.782	1063320	55	Guerra et al. [2021]
Hydrogen storage, surface tank	4.0	-	-	2700	30	IEA [2019] ⁶
Electrolysis	1.5	-	0.74	450000	20	IEA [2019] ⁷
Hydrogen storage, compressor	4.0	-	0.05 ⁸	5903 ⁹	15	Stöckl et al. [2021]
Fuel cell	5.0	-	0.5	800000	10	DEA [2022a]
Methanation	3.0	-	0.78 ¹⁰	480580 ¹¹	20	Agora Energiewende [2018]
Heat pump ¹²	0.1	3.12	2.85 ¹³	700000	20	DEA [2022c]
CO ₂ storage tank	1.0	-	-	2528 ¹⁴	25	Lauri et al. [2014]
Direct air capture	4.95	-	(heat: 1.5, el.: 0.28) ¹⁵	4000000 ¹⁶	20	DEA [2022b]

⁰ In this table, all energy values of a fuel are referred to as the lower heating value (LHV).

¹ PyPSA assumption: a negligible marginal cost to avoid wasting solar energy in storage cycling.

² Derived from Lazard [2019] with USD-EUR parity, average cost case of 121 \$/kW-y and scaled to the capex of note ⁴.

³ It includes fissile material, low-cost case of Lazard [2019].

⁴ Derived by formula A.2 with overnight capital cost estimate of Bouckaert et al. [2021], 4500 €/kW, interest rate 8%, and 7 years construction time.

⁵ It does not include fuel cost; in this model the gas turbines are multi-fuel and fuel costs are accounted separately either from primary sources such as fossil or bio-methane, or secondary sources such as electro-methane.

⁶ Pag. 7 case "export terminal" and USD-EUR parity.

⁷ Pag. 3 column "Long Term", USD-EUR parity; for the 20y lifetime the underlying assumption is a stack lifetime of 10⁵ hours and 5000/y of full load equivalent hours per year.

⁸ Electricity input for compression in MWh_{el}/MWh_{H₂}.

⁹ Investment per MW_{H₂}, from the example in Table SI.4 of Stöckl et al. [2021], a capex of 40,528 € for a compressed flow of 206 kg_{H₂}/h.

¹⁰ Methanation efficiency relative to hydrogen, MWh_{CH₄}/MWh_{H₂}.

¹¹ €/MW_{CH₄}.

¹² Industrial heat pump, medium temperature up to 125 °C.

¹³ Coefficient of performance (COP), i.e. MWh_{th}/MWh_e.

¹⁴ €/tCO₂.

¹⁵ Heat efficiency 1.5 MWh/tCO₂, electricity efficiency 0.28 MWh/tCO₂.

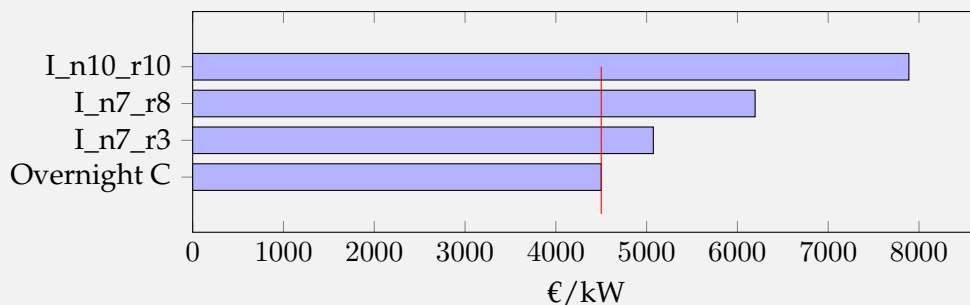
¹⁶ €/(tCO₂/h).

massimo è pari a 91,1 €/MWh, e con FdC al 70% è pari a 113,6 €/MWh. Quindi i parametri scelti collimano con quelli IEA Net-Zero-2050-UE. Inoltre, come discusso nell'Appendice C, i risultati del modello rispetto al FdC del nucleare in presenza di rinnovabili confermano che questa tecnologia può al più realisticamente aspirare al 2050 a un FdC del 70%. Se il costo di generazione con questo FdC sarà economicamente sostenibile rispetto alle alternative e al valore della sua programmabilità rimane una questione aperta.

Figura A.1.: Influenza del tasso di sconto e del tempo di costruzione nel calcolo dell'investimento per il nucleare

Detto C il costo capitale *overnight*, n il numero di anni di costruzione dell'impianto, r il tasso di sconto, e assumendo per semplicità una ripartizione lineare del costo capitale nel periodo di costruzione, il costo dell'investimento I che include il costo del finanziamento durante la costruzione (usualmente riferito come CAPEX) è:

$$I(C, n, r) = C \times \left(1 + \sum_{i=1}^n \frac{(1+r)^{n+1-i} - 1}{n} \right) \quad (\text{A.2})$$



Per esempio, un costo capitale *overnight* C di 4500 €/kW, sotto l'ipotesi conservativa di una ripartizione lineare del costo capitale nel periodo di costruzione di 7 anni, e con un tasso di sconto del 3% induce un investimento di 5074 €/kW. Un periodo di costruzione di 7 anni e un tasso di sconto dell'8% inducono un investimento di 6195 €/kW, e questa è la stima centrale utilizzata in questo rapporto. Dieci anni di costruzione con un tasso di sconto del 10% portano a un investimento di 7889 €/kW. La stima centrale dell'investimento e gli altri parametri di Tab. A.1 determinano un costo di generazione del nucleare ottimistico per il 2050 come nel rapporto Bouckaert et al. [2021].

B. Scenari con domanda fluttuante e generalizzabilità degli scenari a domanda costante

Questa appendice risponde all'interrogativo su quale sia la valenza dei risultati ottenuti per scenari con domanda costante rispetto al caso più generale in cui la domanda elettrica abbia un profilo orario fluttuante. Le fluttuazioni temporali della domanda elettrica sono dovute alle variazioni delle attività per il ciclo giorno-notte, il calendario che varia tra giorni festivi e feriali, le condizioni meteorologiche e stagionali, etc. È pertanto ragionevole dubitare dell'estrapolazione di risultati ottenuti per un sotto-insieme della domanda elettrica, il carico di base costante nel tempo, al caso dell'intera domanda elettrica che è inevitabilmente fluttuante. Per l'idrogeno, invece, come già commentato in precedenza, l'utilizzo prevalentemente industriale in impianti poco modulabili di questo vettore energetico fa sì che la domanda può essere considerata costante senza perdita di generalità. Per rispondere quantitativamente a questo interrogativo definiamo otto nuovi scenari che si differenziano dai precedenti scenari A—H per due caratteristiche spiegate nel seguito. Innanzitutto, definiamo in questi nuovi scenari una domanda elettrica fluttuante con un profilo orario simile a quello registrato sulla rete elettrica italiana nell'anno 2015. Per mantenere il confronto con gli scenari precedenti, e per continuare nell'esempio di un dimensionamento di scala distrettuale, manteniamo una domanda elettrica media di 1 GW, così che su base annua la domanda servita sia pari a 8,76 TWh. Ipotizzando per l'anno 2050 in Italia una domanda elettrica nell'intervallo 600—700 TWh, sarebbero quindi necessari 68—80 di questi distretti per servire l'intera domanda elettrica. Per il vettore idrogeno, che rimane con domanda costante nel tempo, la domanda è scalata al 15% rispetto alla domanda elettrica media. Nei precedenti scenari questa percentuale era maggiore e pari al 25% perché la domanda finale di idrogeno era assunta pari a 100 TWh_{th}/anno, circa 3 milioni di tonnellate per anno, e andava riportata rispetto a un carico base elettrico di 400 TWh/anno, ovvero la

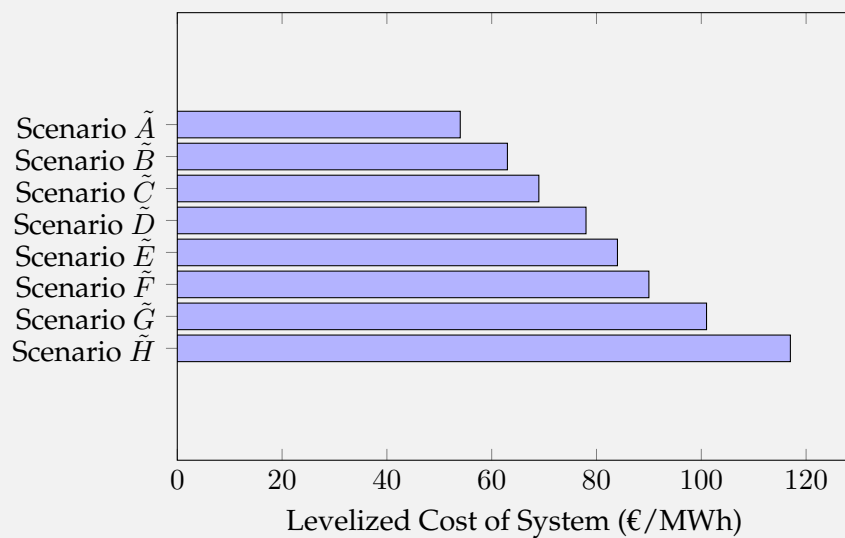
domanda finale di idrogeno era un quarto di quella elettrica di base. Pertanto, nei precedenti scenari si assumeva che il distretto producesse $2,19 \text{ TWh}_{th}$ all'anno di idrogeno, mentre nei nuovi scenari si assume una produzione di $1,31 \text{ TWh}_{th}/\text{anno}$. Questa correzione della percentuale del vettore idrogeno permetterà di considerare, in prima approssimazione, i risultati di questi nuovi scenari come sotto-insieme, e pari a $1/76$, dei risultati nazionali. Indichiamo con i simboli \tilde{A} — \tilde{H} questi nuovi scenari e si intende che lo scenario \tilde{A} eredita tutte le ipotesi dello scenario A tranne quelle sul profilo temporale della domanda elettrica, che in \tilde{A} è fluttuante, e sulla percentuale di domanda di idrogeno rispetto alla domanda elettrica. Per ragioni di sintesi non si riportano i dettagli di tutti i risultati degli scenari \tilde{A} — \tilde{H} , ma si commentano in Fig B.1 degli indicatori principali con lo stesso schema della precedente Fig 5.1. Questo confronto permette di concludere che rispetto all'indicatore principale del costo unitario di sistema e del riparto primario tra le fonti di generazione le differenze tra domanda elettrica costante e fluttuante sono poco significative.

Figura B.1.: Sintesi dei veti, delle quote di generazione per tecnologia, e del costo unitario del sistema energetico negli scenari \tilde{A} – \tilde{H} con domanda elettrica fluttuante

Nella tabella seguente l'esplicita esclusione in uno scenario di una tecnologia è indicata dal simbolo \times . Se una tecnologia è disponibile in uno scenario ma non viene attivata per mancanza di competitività economica è indicata con il simbolo \circ , mentre la sua attivazione è illustrata dal simbolo \checkmark seguito dalla percentuale che questa tecnologia fornisce alla generazione di elettricità e idrogeno (valore arrotondato all'intero).

Il sottostante grafico a barre riporta il costo di sistema unitario degli otto scenari.

(%)	Solare a terra	Solare su copertura FdC massimo	Solare su copertura FdC minimo	Eolico a terra	Nucleare
Scenario \tilde{A}	\checkmark 62	\circ	\circ	\checkmark 38	\circ
Scenario \tilde{B}	\times	\checkmark 61	\circ	\checkmark 39	\circ
Scenario \tilde{C}	\times	\times	\checkmark 51	\checkmark 49	\circ
Scenario \tilde{D}	\checkmark 79	\circ	\circ	\times	\checkmark 21
Scenario \tilde{E}	\times	\checkmark 56	\circ	\times	\checkmark 44
Scenario \tilde{F}	\times	\times	\checkmark 24	\times	\checkmark 76
Scenario \tilde{G}	\times	\times	\times	\times	\checkmark 100
Scenario \tilde{H}	\times	\times	\checkmark 100	\times	\times



C. Competitività degli investimenti in un distretto sole-acqua-vento

Questa appendice risponde a due interrogativi:

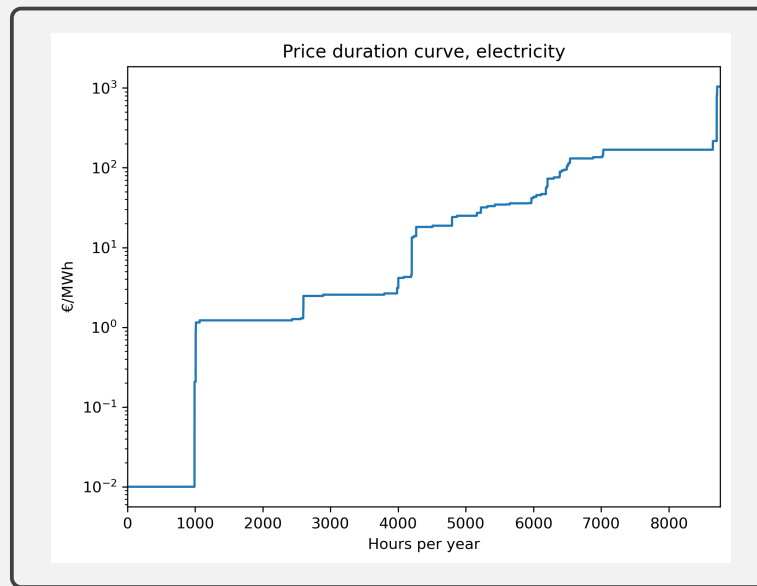
- Come trovare la competitività economica per tutte le tecnologie, sia di generazione che di accumulo, inclusi gli ausiliari, che compongono un sistema energetico basato su fonti dalla disponibilità variabile come il solare e l'eolico.
- Qual è lo spazio di mercato residuo per tecnologie programmabili.

C.1. Competitività degli investimenti in rinnovabili e accumuli

Uno scenario per un distretto eolico-solare che genera vettori energetici con una disponibilità oraria del 100% sull'anno rappresenta un caso limite di un sistema basato su fonti rinnovabili. È pertanto didatticamente utile verificare la competitività economica dei sotto-sistemi di un tale distretto. Il modello di ottimizzazione utilizzato minimizza la somma dei costi di capitale ed esercizio delle tecnologie e soddisfa i vari vincoli, tra cui quelli dell'equilibrio orario tra domanda ed offerta dei vettori energetici. Le caratteristiche matematiche del modello assicurano che per la configurazione ottima trovata il soddisfacimento dei vincoli temporali domanda-offerta determina corrispondenti variabili duali che indicano i prezzi orari ottimi. Questi prezzi sono tali da garantire l'equilibrio del bilancio costi-ricavi per ogni sotto-sistema [Brown and Reichenberg, 2021].

La Fig. C.1 riporta in scala logaritmica la curva di durata dei livelli di prezzo orario del vettore elettricità nello scenario A. Si osserva che per i tre quarti delle ore nell'anno il prezzo dell'elettricità è molto basso rispetto ai valori storici del mercato italiano. Questo periodo corrisponde alle ore in cui solare ed eolico forniscono direttamente la domanda senza l'intervento degli accumuli, si veda anche la Fig. E.1 che riporta la composizione percentuale del dispaccia-

Figura C.1.: Scenario A, curva di durata dei livelli di prezzo, vettore elettricità



mento. Il rimanente quarto del tempo corrisponde a prezzi orari crescenti in base all'intervento delle modalità di bilanciamento più costose. Ovvero, il prezzo medio annuo rimane basso, a livelli minori dei prezzi medi attuali, ma alcune fasce orarie sono penalizzate per permettere la remunerazione dei sotto-sistemi di accumulo. I prezzi medi a cui scambiano i vari sotto-sistemi e le loro strutture di costo unitario sono riportati nella Fig. E.4. I bassi prezzi della generazione primaria, solare ed eolico, possibili grazie ai bassi costi di queste tecnologie, sostengono le altre tecnologie più costose che pertanto richiedono prezzi unitari maggiori.

Questi risultati mostrano come anche in un caso limite come quello di un singolo distretto eolico-solare è possibile un coordinamento decentrato che assicura la competitività dei sotto-sistemi e il basso costo medio per l'utenza finale. I valori riportati sono da intendersi come caso peggiore perché per l'intero sistema energetico, anche per il carico di base, sono possibili ulteriori ottimizzazioni come:

- trasmissione tra distretti, per diversificazione geografica dei fattori di capacità delle rinnovabili;
- trasmissione internazionale, per ampliare la suddetta diversificazione alla scala continentale;
- riserve stagionali e strategiche di elettro-combustibili scambiati su scala mondiale per diminuire la dipendenza locale da tali riserve.

Inoltre, come si è già osservato, il modello presentato è una versione semplificata di un modello che può includere altre fonti rinnovabili e strategie di bilanciamento. Pertanto, la configurazione dei distretti sole-acqua-vento può basarsi in una prima fase sulle tecnologie di generazione e accumulo a costi unitari minori, essendo quelle a costo maggiore più plausibilmente pertinenti alle maggiori scale geografiche summenzionate. Per esempio, potrebbe non avere senso economico localizzare nei distretti delle aree interne la potenza di bilanciamento dei turbogas o dei cicli combinati perché tali impianti potrebbero avere sinergie in distretti industriali o metropolitani per il recupero cogenerativo dei cascami termici, oltre che per avere un maggiore grado di utilizzo possibile nell'aggregazione su scale geografiche maggiori. Per quanto riguarda le tecnologie di elettrolisi e metanizzazione la loro scala geografica ottima rimane da definire per le tendenze opposte delle economie di scala negli impianti e le eventuali sinergie territoriali con i residui delle biomasse che sono notoriamente affetti da diseconomie di scala per la loro logistica onerosa.

C.2. Competitività degli investimenti in altre tecnologie programmabili come il nucleare

Negli scenari D—F, quelli con il veto all'eolico e alto onere finanziario anche per il solare, una quota rilevante di nucleare è competitivo ed entra nel mix ottimo. Si è già segnalato che questi scenari sono poco plausibili perché inducono alti costi dei servizi energetici, e quindi avrebbero una bassa accettabilità socio-economica, al di là dell'accettazione della tecnologia nucleare. La curva di prezzo commentata precedentemente può servire a spiegare perché il nucleare non entra nel mix ottimo dello scenario A (e similmente per gli scenari B—C), e le curve di prezzo analoghe per gli scenari D—F (non riportate per ragioni di spazio) spiegano perché il nucleare in questi scenari presenta un FdC ottimo inferiore al suo valore massimo. Ovvero, in presenza di rinnovabili, per ridurre il costo di sistema, il nucleare deve modulare al ribasso la sua potenza massima. Come osservato nell'Appendice A, questi risultati sono coerenti con quelli di studi come IEA Net Zero [Bouckaert et al., 2021], dove il nucleare nell'Unione Europea al 2050 è stimato con un FdC del 70%. I prezzi che si formano in un mercato dominato da rinnovabili a basso costo come solare ed eolico sono tali da non essere sempre remunerativi per i costi marginali del nucleare, da qui l'esigenza della modulazione che abbassando il FdC aumenta il costo di generazione medio annuo di questa fonte. Nello scenario A le ore quando si richiede una po-

tenza programmabile aggiuntiva agli accumuli sono molto poche. Infatti i turbogas hanno un FdC pari a solo il 7%. Nonostante i turbogas abbiano questo bassissimo FdC e siano alimentati da un combustibile costoso come l'elettro-metano, il servizio che erogano a un prezzo medio di circa 250 €/MWh risulta comunque molto più economico di un ipotetico nucleare di backup che con questo FdC dovrebbe essere remunerato a circa 1000 €/MWh. Queste considerazioni sono ben note, e portano alcuni autori, e.g. Haywood et al. [2023], a ritenere che il nucleare non sia utile per la decarbonizzazione in questa prima metà del secolo.

D. Ottimizzazione degli accumuli e stima di massima dell'accumulo stagionale

Un *refrain* anti-rinnovabili sostiene che l'accumulo di lungo periodo per il settore elettrico, quello necessario per compensare le variazioni stagionali della fonte solare, sarebbe tecnicamente impossibile o comunque anti-economico. Queste stime allarmistiche derivano da metodologie di valutazione fallaci. Un esempio classico di questi errori metodologici è offerto dalla confutazione da parte di Zerrahn et al. [2018] delle stime di Sinn [2017] sull'accumulo per il settore elettrico tedesco. Come già osservato nella Sezione 4.6, il dimensionamento ottimale delle tecnologie di accumulo determina una relazione inversa tra tasso di rotazione e durata di scarica. Molte delle incomprensioni sul dimensionamento degli accumuli per fonti rinnovabili scaturiscono dal violare questa caratteristica fondamentale cercando, per esempio, di utilizzare una tecnologia come le batterie, ottimale alle basse durate di scarica, con bassi tassi di rotazione. Un'altra configurazione similmente non-ottimale è l'idrogeno ad alti tassi di rotazione. Queste configurazioni banalmente errate squalificano chi vi basa le proprie argomentazioni.

In Italia l'opinione pubblica non è al corrente del fatto che in questo Paese esistono già accumuli geologici per gas fossile nella misura di ben 200 TWh_{th}. Questa capacità di stoccaggio per gas come il metano di sintesi da rinnovabili, l'opzione modellata negli scenari presentati in questo documento, è sovrabbondante rispetto a qualsivoglia scenario futuro di sistema energetico basato su rinnovabili. Gli andamenti degli stati di carica negli accumuli dello scenario A sono illustrati nella Fig. E.3. L'accumulo del metano di sintesi è quello quantitativamente maggiore, la scala degli stati di carica è logaritmica, perché questo tipo di accumulo ha un bassissimo tasso di rotazione pari a 2,6 volumi per anno. La selezione attraverso un modello di minimizzazione dei costi totali permette il dimensionamento delle diverse tecnologie di stoccaggio in base alle loro specificità. L'idroelettrico a pompaggio interviene a frequenza maggiore con un tasso di rotazione pari a 154 vol/anno, mentre l'intervento meno frequente è assegnato alla tec-

nologia che è sì meno efficiente, quella dal metano di sintesi, ma è la più economica quando i tassi di rotazione sono molto bassi. Dato che l'idrogeno serve una domanda industriale costante in questo caso sono giustificati gli accumuli di superficie, che sebbene unitariamente costosi, assicurano un buffer adeguato sia alla domanda industriale di questo vettore che al processo non interrompibile della metanizzazione (per i fattori di utilizzo orari e medi annui di questo impianto si veda la Fig. E.5). Il tasso di rotazione degli accumuli di superficie dell'idrogeno è pari a 27 vol/anno. Lo scenario A richiede per singolo distretto una capacità di stoccaggio di metano di sintesi pari a 0,25 TWh_{th}. Quindi, la capacità degli stoccaggi geologici esistenti in Italia abiliterebbe l'operatività di 760 di tali distretti, quando al 2050 ne saranno necessari meno di 50. Si osserva che valgono anche in questo caso le considerazioni svolte nella sezione 4.3. Essendo le ipotesi alla base dello scenario A di caso peggiore questa stima sull'accumulo stagionale va considerata come stima di intervallo superiore¹. La realizzazione di distretti SAV con sinergie sui residui agroforestali, scenario \hat{A}_b , quasi dimezzerebbe il fabbisogno di stoccaggio di metano per singolo distretto a 0,13 TWh_{th}², rendendo ancora più immateriale un vincolo sulla capacità di stoccaggio di lungo periodo per il sistema energetico italiano. Inoltre, estendendo il perimetro del modello di ottimizzazione a un terzo vettore energetico, il calore, per soddisfare un'addizionale domanda negli usi termici si aprirebbero nuove opportunità di stoccaggio a costo minore di quelle considerate negli scenari presentati. Per le opportunità di accumuli energetici massivi nella forma calore (*Thermal Energy Storage*, TES) si veda Lund et al. [2016, 2021], Paardekooper et al. [2022], e per le sinergie tra settore elettrico e domanda termica in scenari basati su rinnovabili si veda Möller et al. [2019], Jacobson et al. [2022]. Si nota come l'industria italiana abbia già mostrato interesse nei TES, e.g. Magaldi Green Thermal Energy Storage (MGTES)³.

¹Stima di intervallo superiore a parità di ipotesi maggiormente caratterizzanti lo scenario. Come già osservato, se prevalgono veti generalizzati al solare e all'eolico a terra si tende verso lo scenario H, estremamente dissipativo in termini impiantistici, incluso lo stoccaggio stagionale. Ai fini della discussione di questa appendice, si fa comunque notare che persino con lo scenario H non si raggiungerebbe il limite sugli accumuli geologici esistenti di gas. Lo scenario H richiede una capacità di stoccaggio di metano pari a 2,2 TWh per distretto SAV, e 46 distretti di questo tipo richiederebbero circa la metà della capacità di stoccaggio geologica esistente.

²Inoltre, l'uso di e-CH₄ si ridurrebbe di due terzi.

³<https://www.magaldi.com/it/applicazioni/mgtes-magaldi-green-thermal-energy-storage>

E. Dettagli di alcuni scenari

In questa Appendice sono riportate delle figure con alcuni dettagli di 11 dei 25 scenari discussi nel rapporto. L'articolo Moccia [2025a] riporta varianti di scenario per valutare incertezze sui costi delle rinnovabili, degli accumuli e del nucleare, oltre che incertezze sui dati metereologici in due decenni. I risultati completi di Moccia [2025a] sono disponibili nell'archivio Moccia [2024] che include 72 scenari.

Figura E.1.: Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 12%, CO₂ shadow price 265 €/t
Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 56.5 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 46.7 €/MWh = 1.40 €/kg**

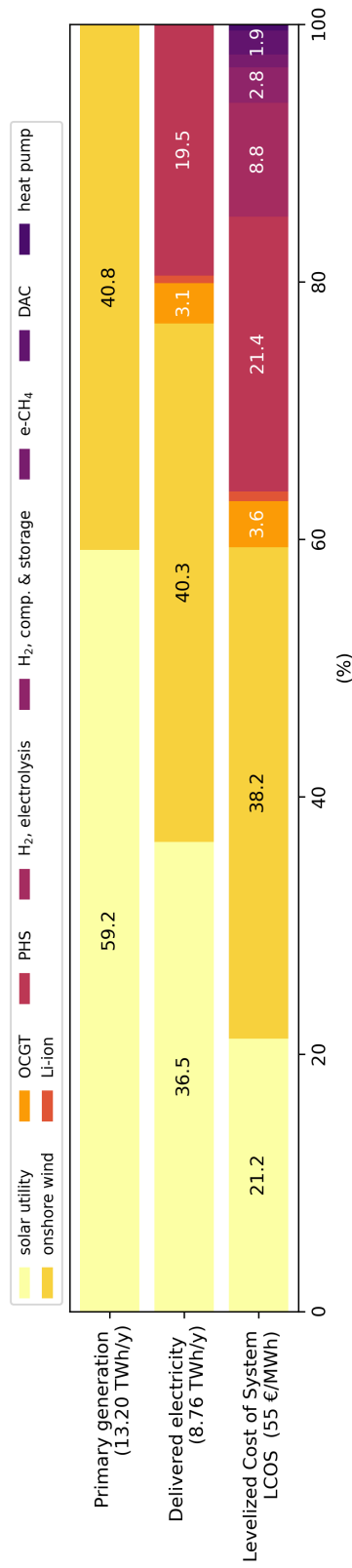


Figura E.2.: Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, dimensionamenti

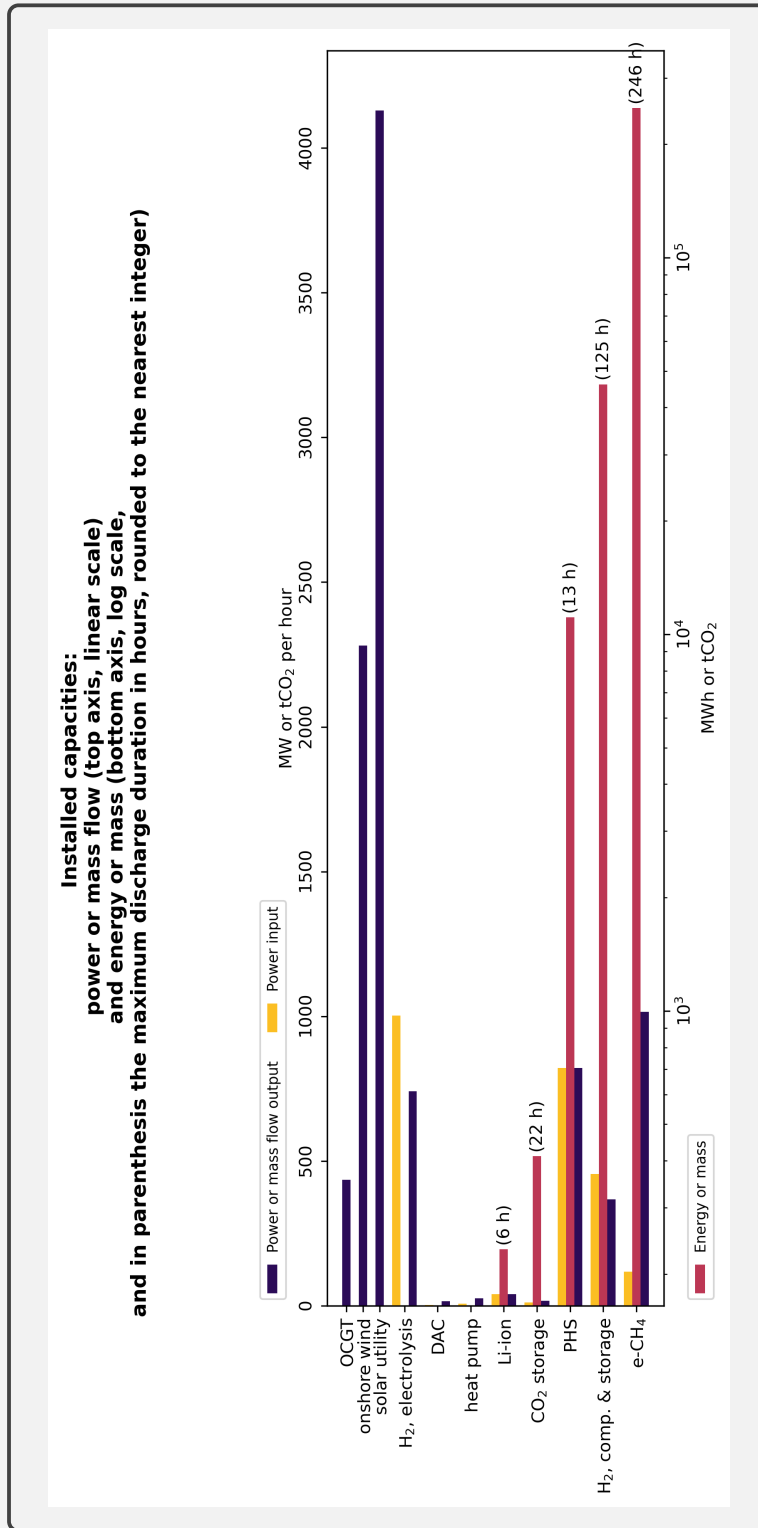


Figura E.3.: Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, stati di carica degli accumuli

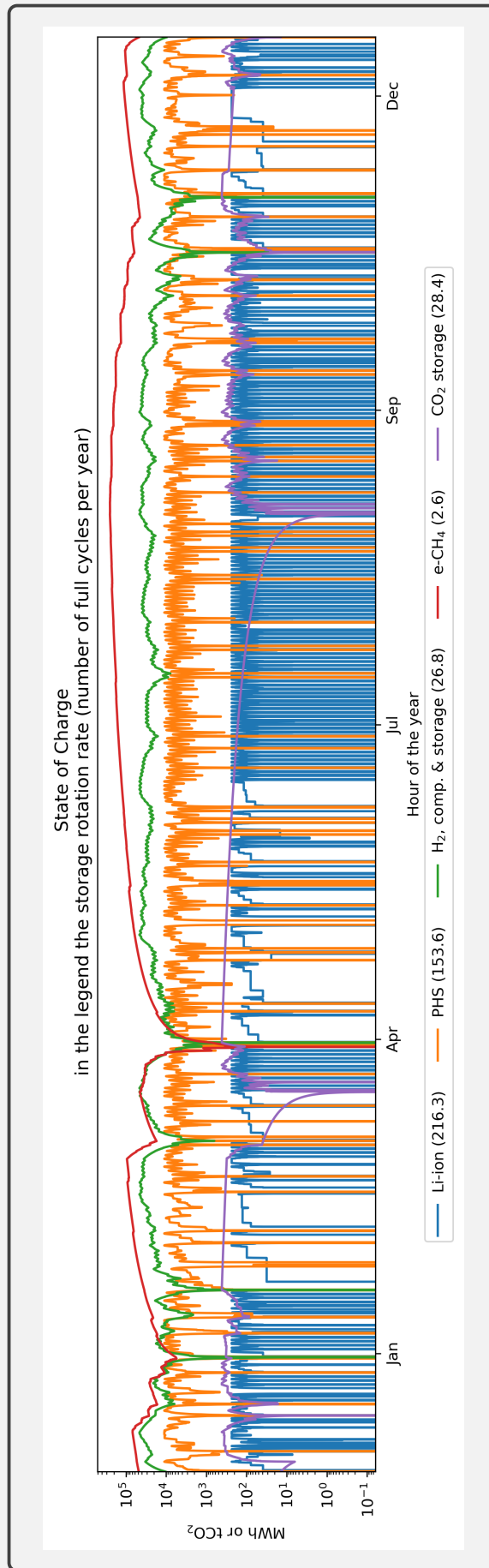


Figura E.4.: Scenario A, nessun veto agli impianti a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

Average price and cost components per unit of service delivered, in parenthesis the net capacity factor rounded to the nearest integer

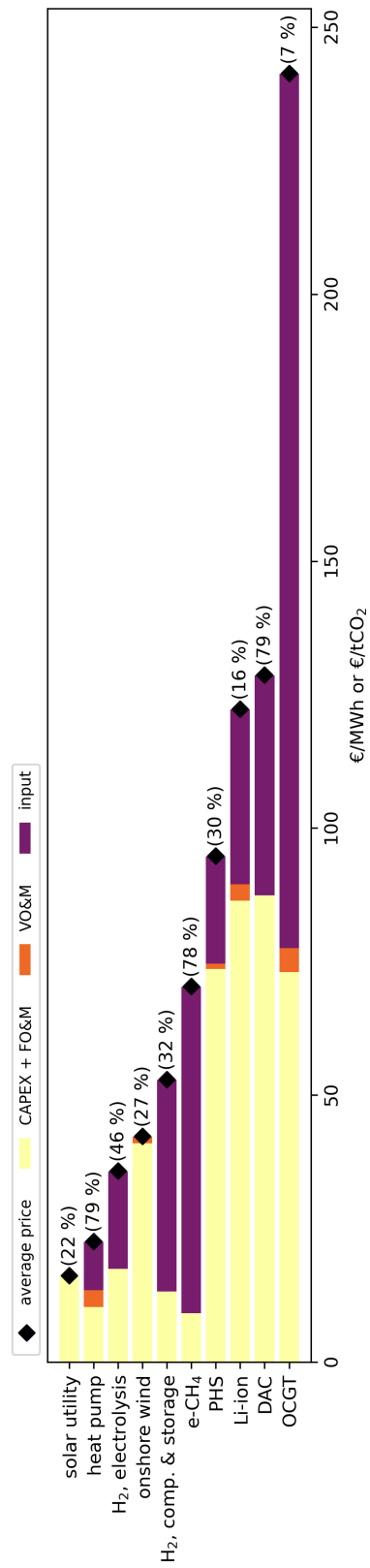


Figura E.5.: Scenario A, fattori di utilizzo dell'impianto di metanizzazione

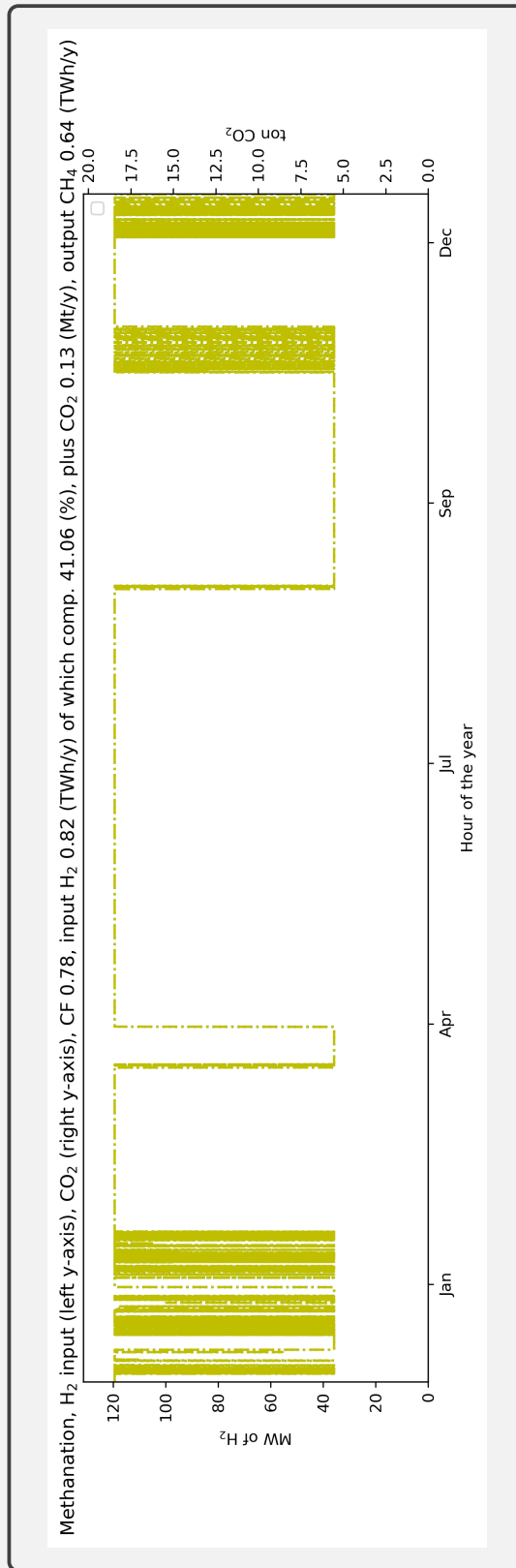


Figura E.6.: Scenario B, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC massimo, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 11%, CO₂ shadow price 291 €/t
 Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 64.9 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 53.1 €/MWh = 1.59 €/kg**

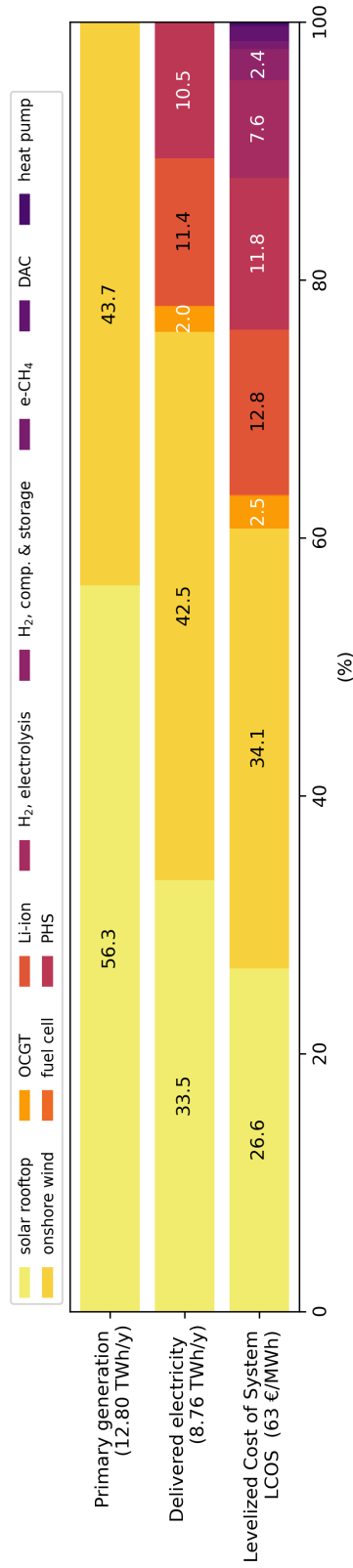


Figura E.7.: Scenario B, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC massimo, dimensionamenti

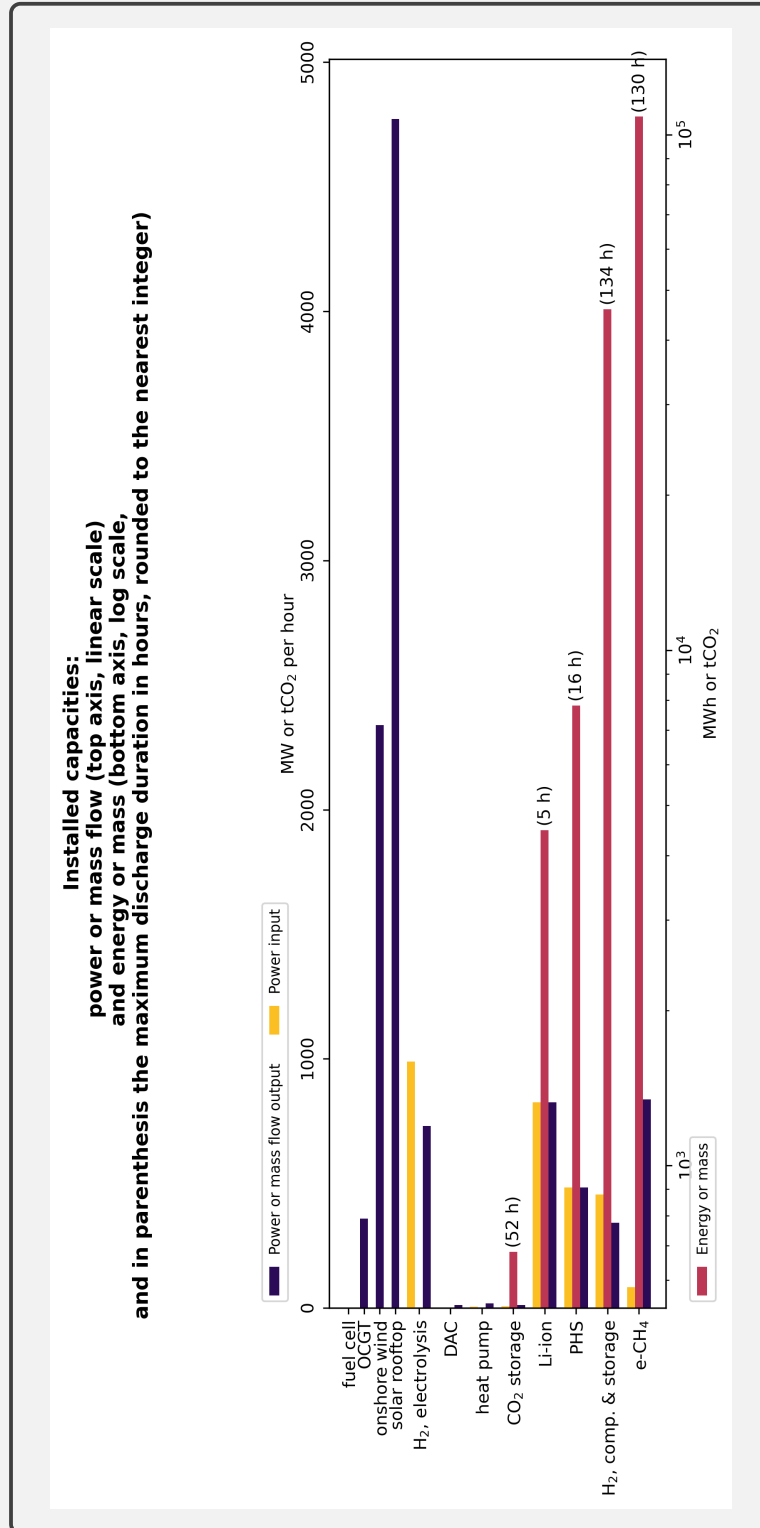


Figura E.8.: Scenario B, veto agli impianti solari a terra, stati di carica degli accumuli

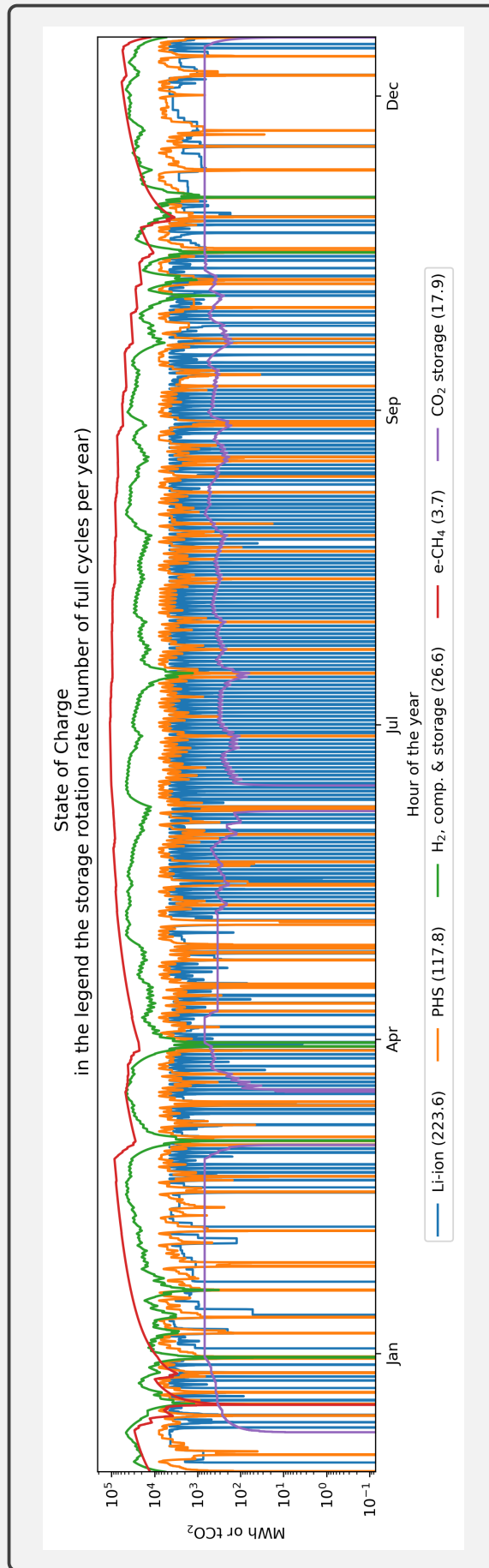


Figura E.9.: Scenario B, veto agli impianti solari a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

Average price and cost components per unit of service delivered, in parenthesis the net capacity factor rounded to the nearest integer

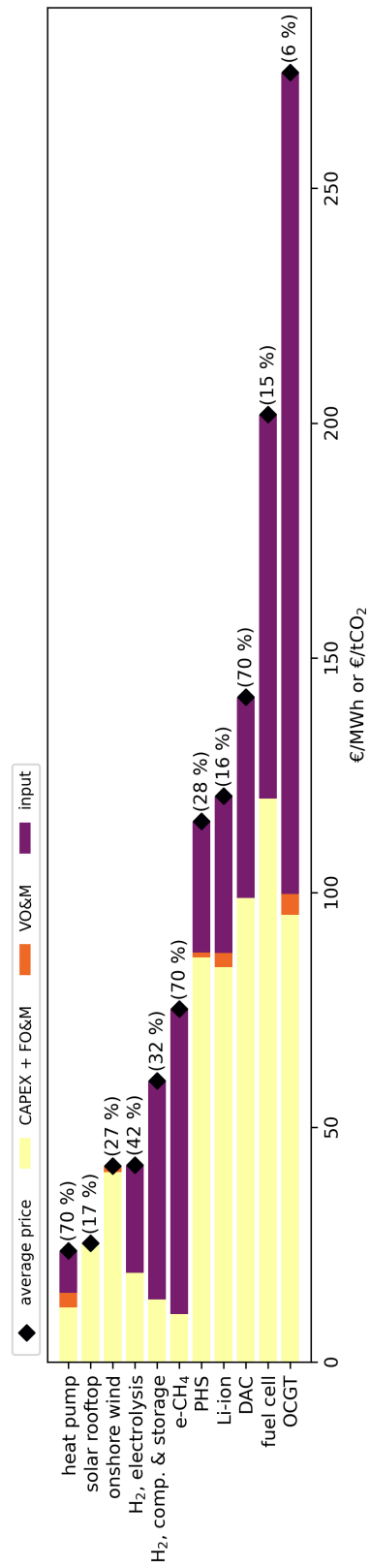


Figura E.10.: Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 26%, CO₂ shadow price 334 €/t
 Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 71.5 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 56.8 €/MWh = 1.70 €/kg**

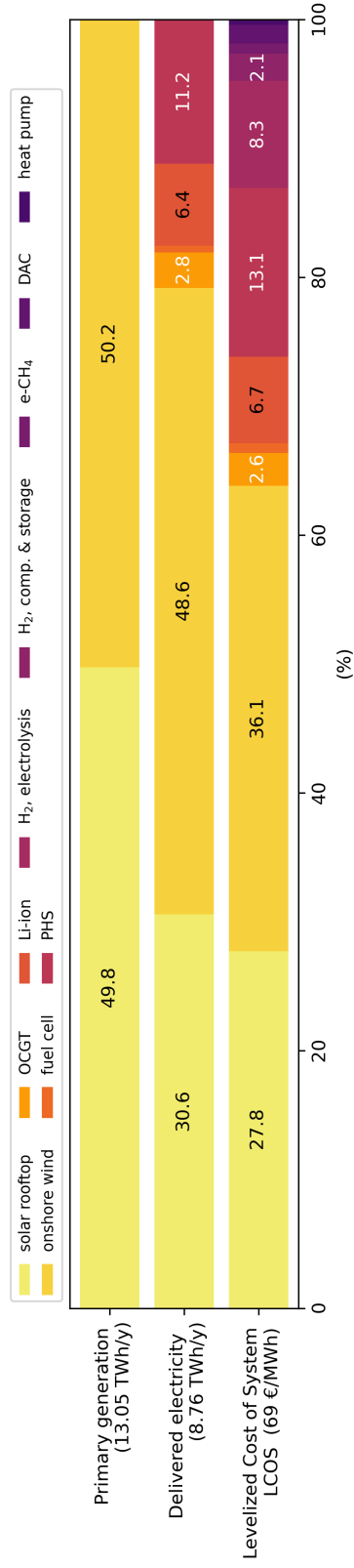


Figura E.11.: Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, dimensionamenti

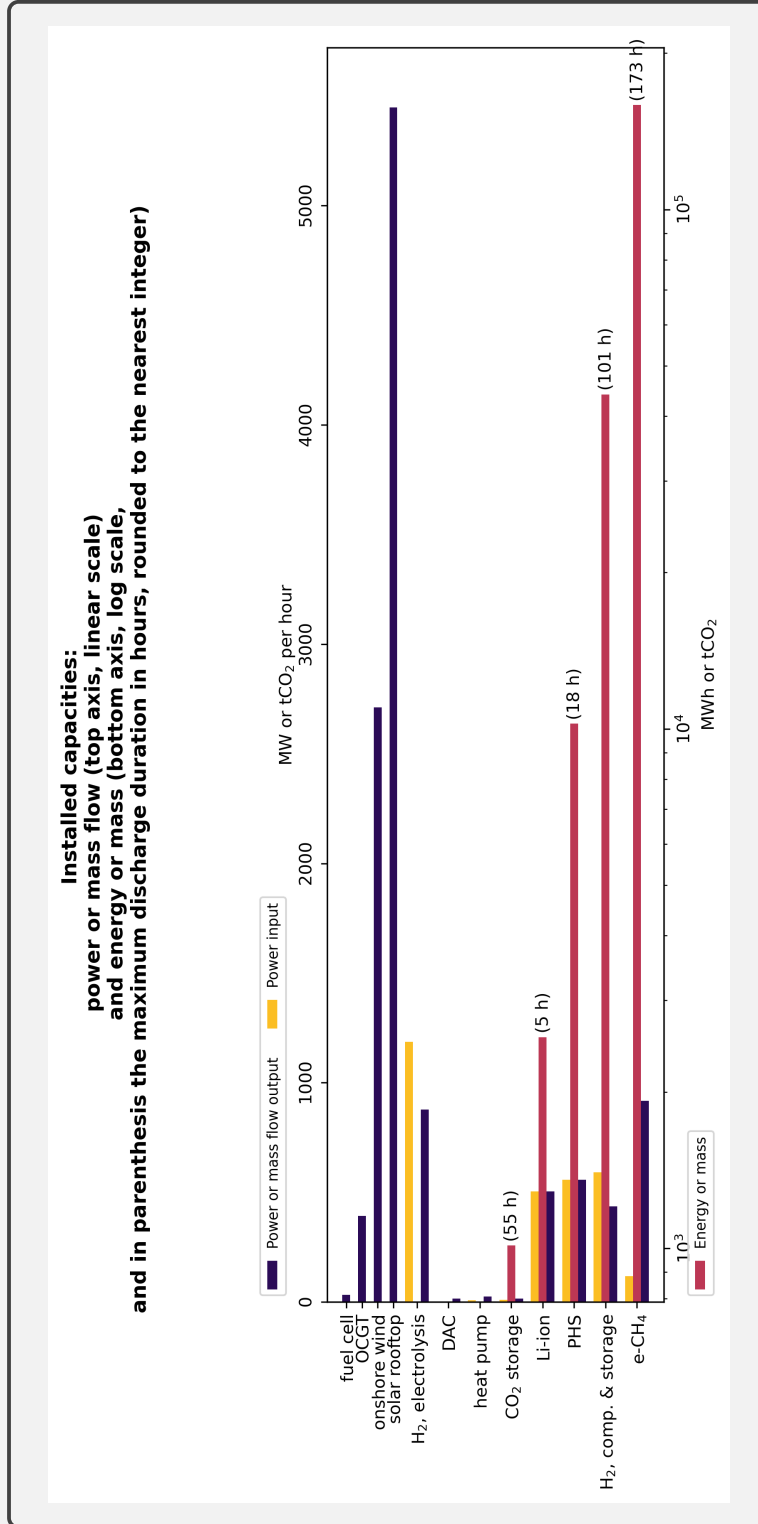


Figura E.12.: Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, stati di carica degli accumuli

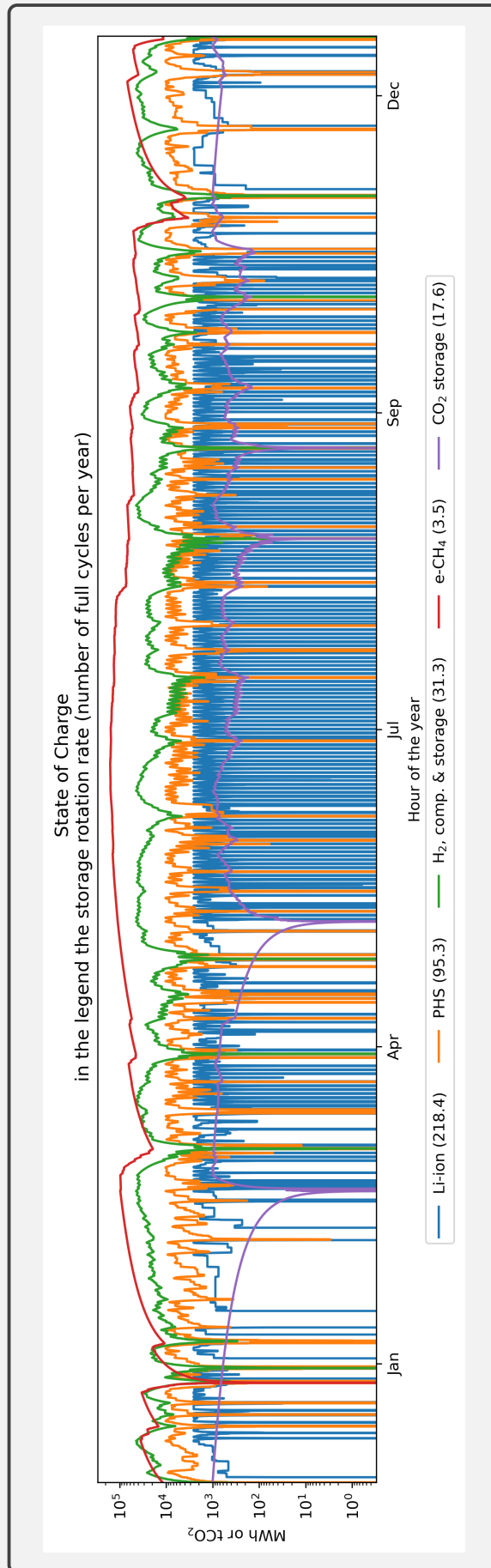


Figura E.13.: Scenario C, veto agli impianti solari a terra, solare su copertura con FdC minimo, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

Average price and cost components per unit of service delivered, in parenthesis the net capacity factor rounded to the nearest integer

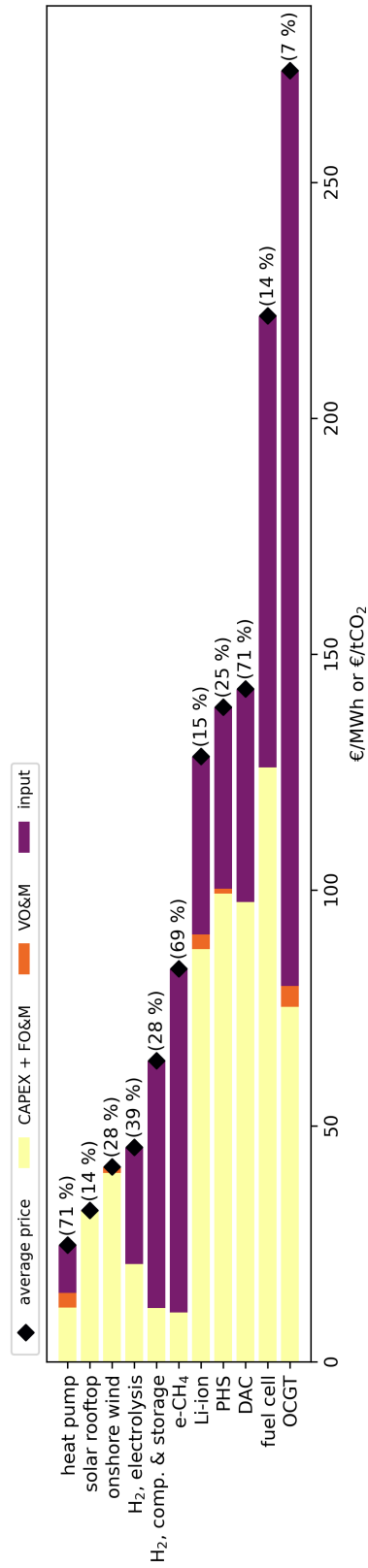


Figura E.14.: Scenario D, veto all'eolico a terra, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 26%, CO₂ shadow price 328 €/t
 Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 79.7 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 78.5 €/MWh = 2.36 €/kg**

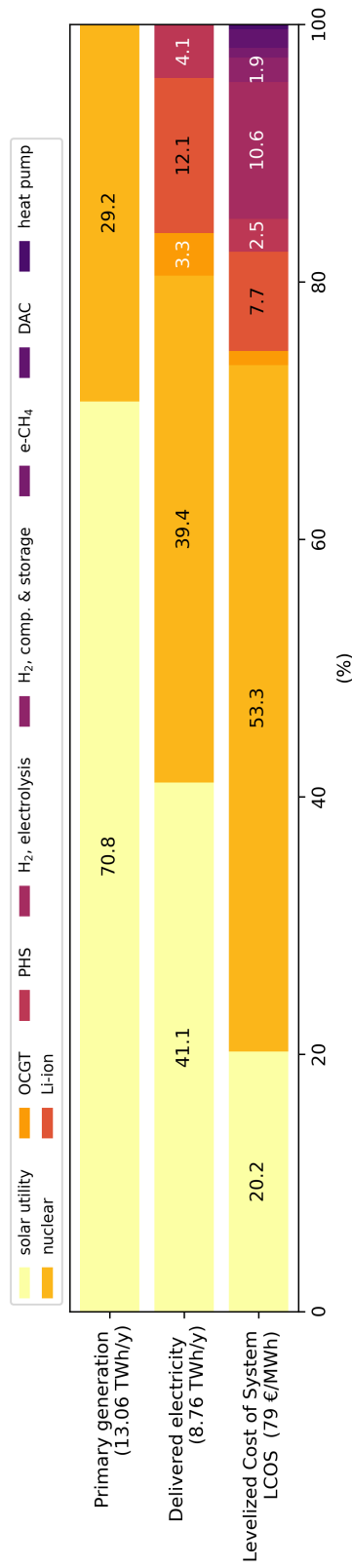


Figura E.15.: Scenario D, veto all'eolico a terra, dimensionamenti

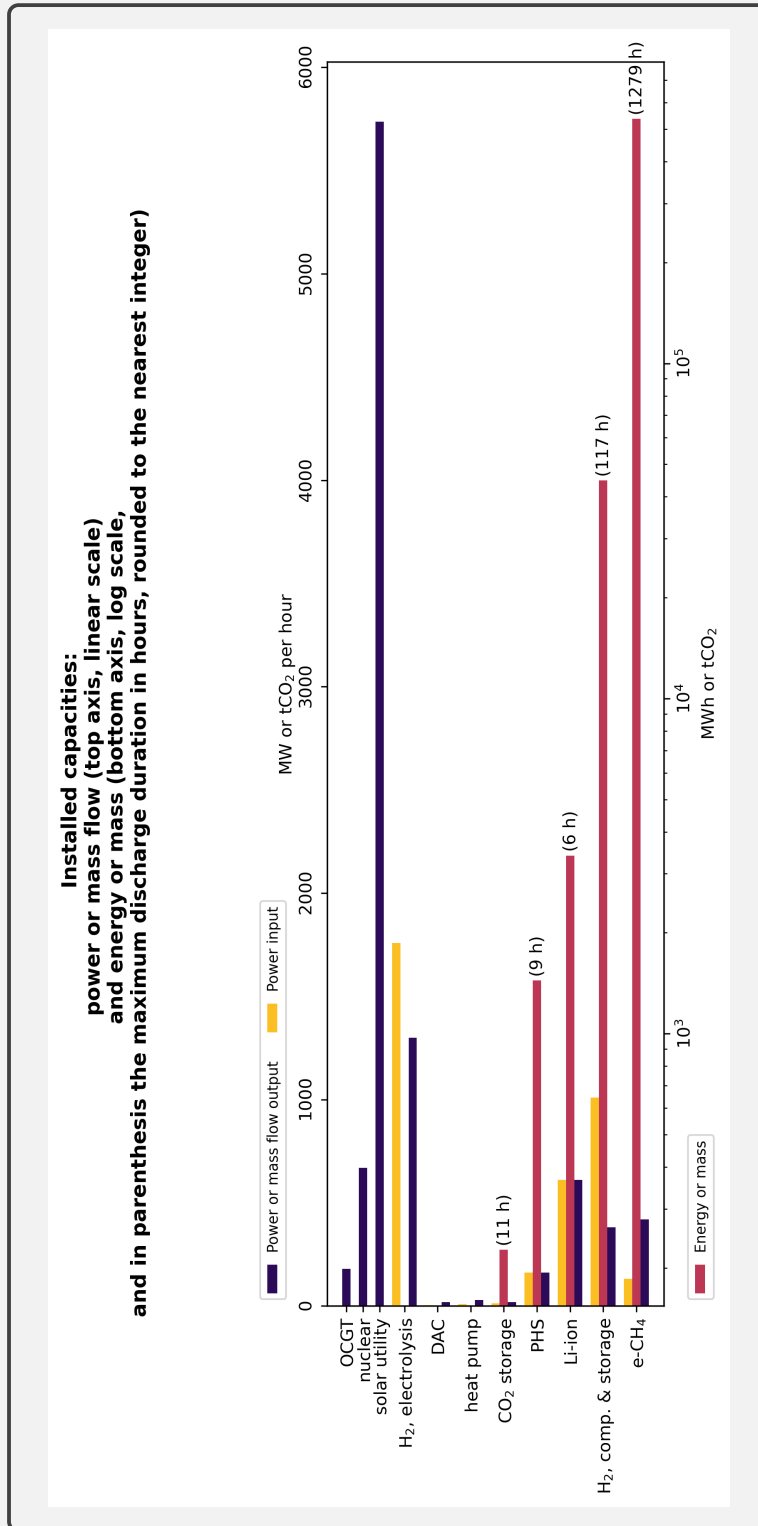


Figura E.16.: Scenario D, veto all'eolico a terra, stati di carica degli accumuli

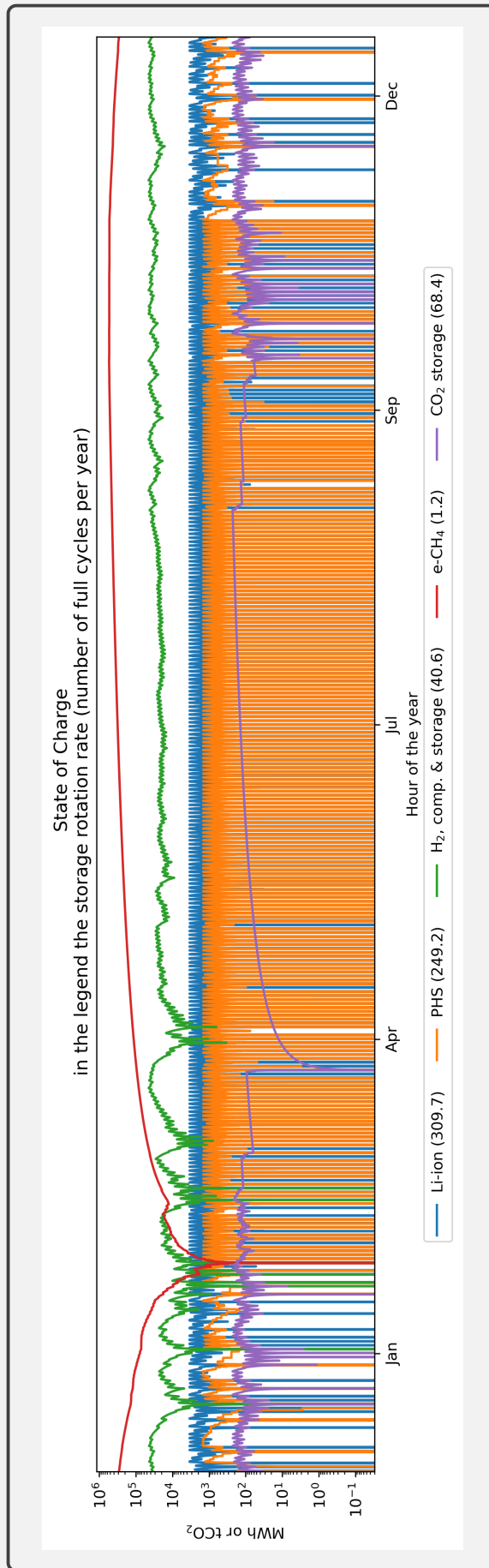


Figura E.17.: Scenario D, veto all'eolico a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

Average price and cost components per unit of service delivered, in parenthesis the net capacity factor rounded to the nearest integer

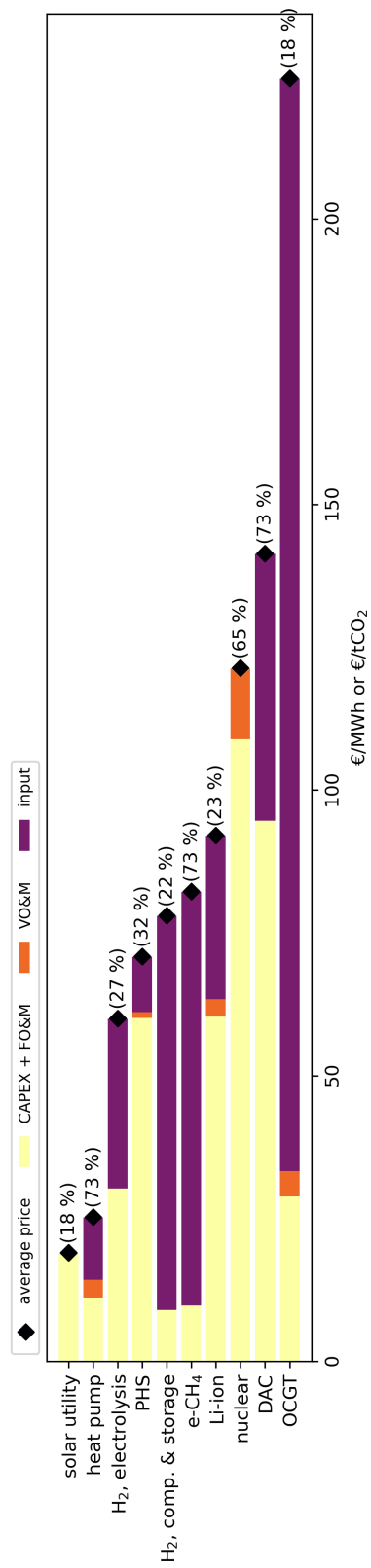


Figura E.18.: Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 11%, CO₂ shadow price 385 €/t
Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 82.7 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 90.5 €/MWh = 2.71 €/kg**

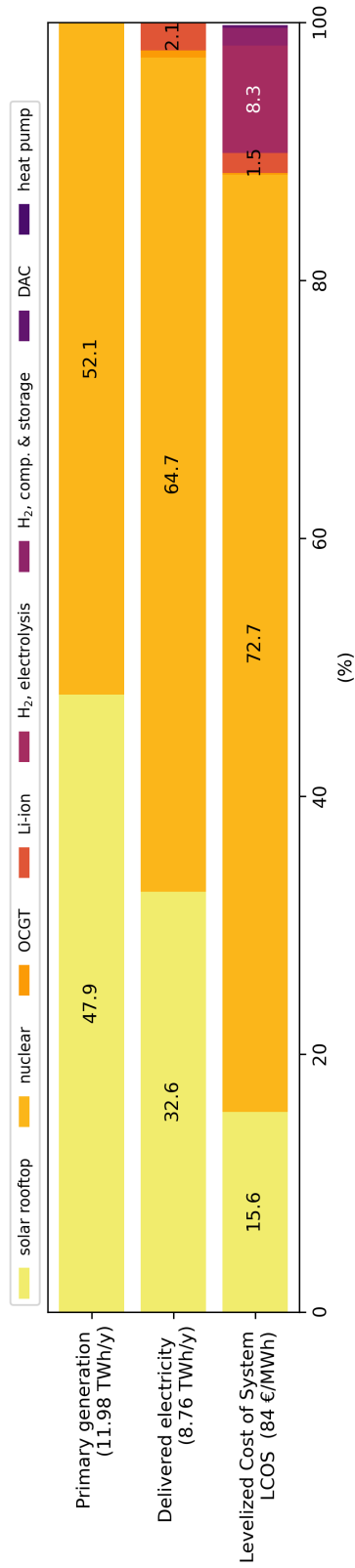


Figura E.19.: Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, dimensionamenti

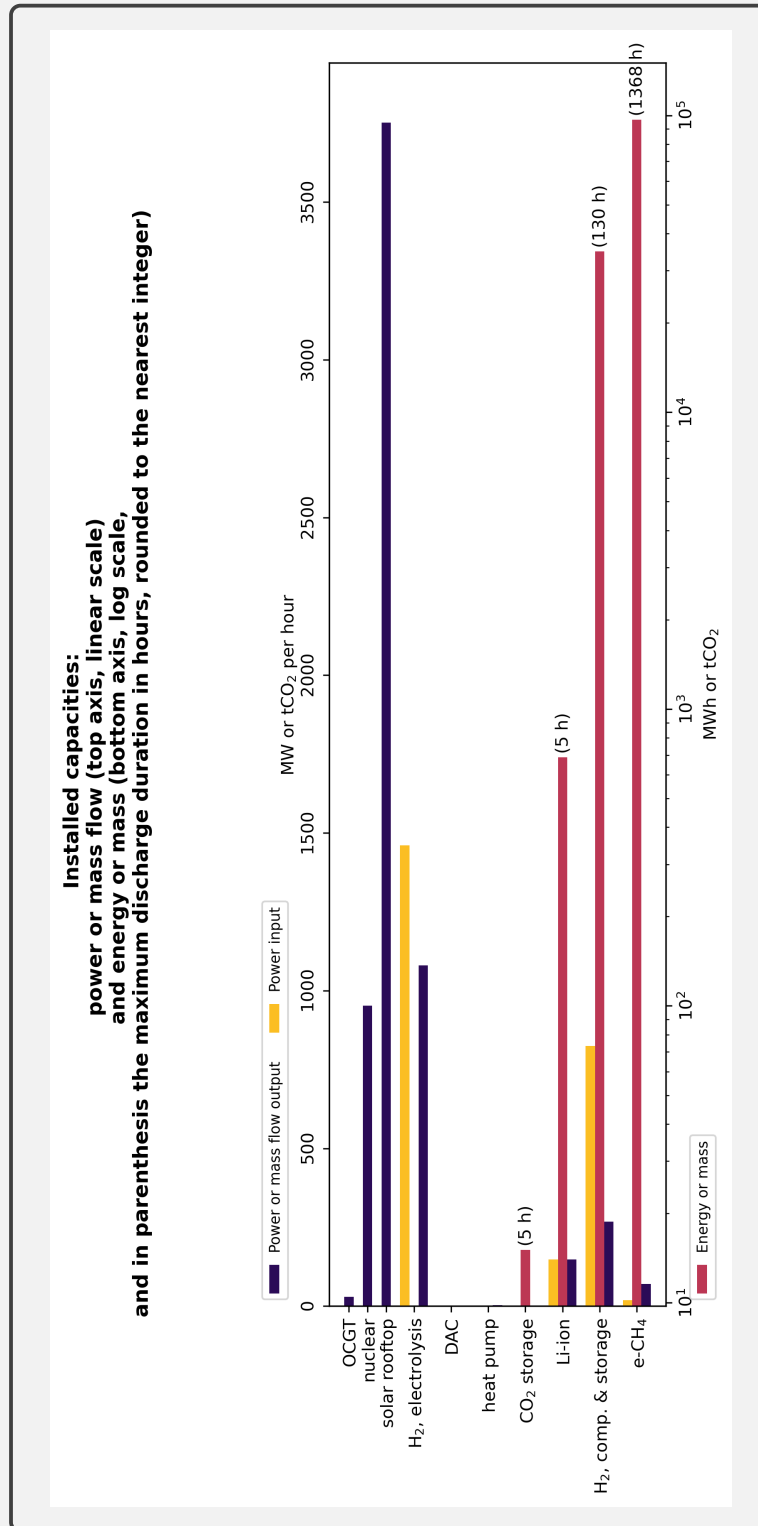


Figura E.20.: Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, stati di carica degli accumuli

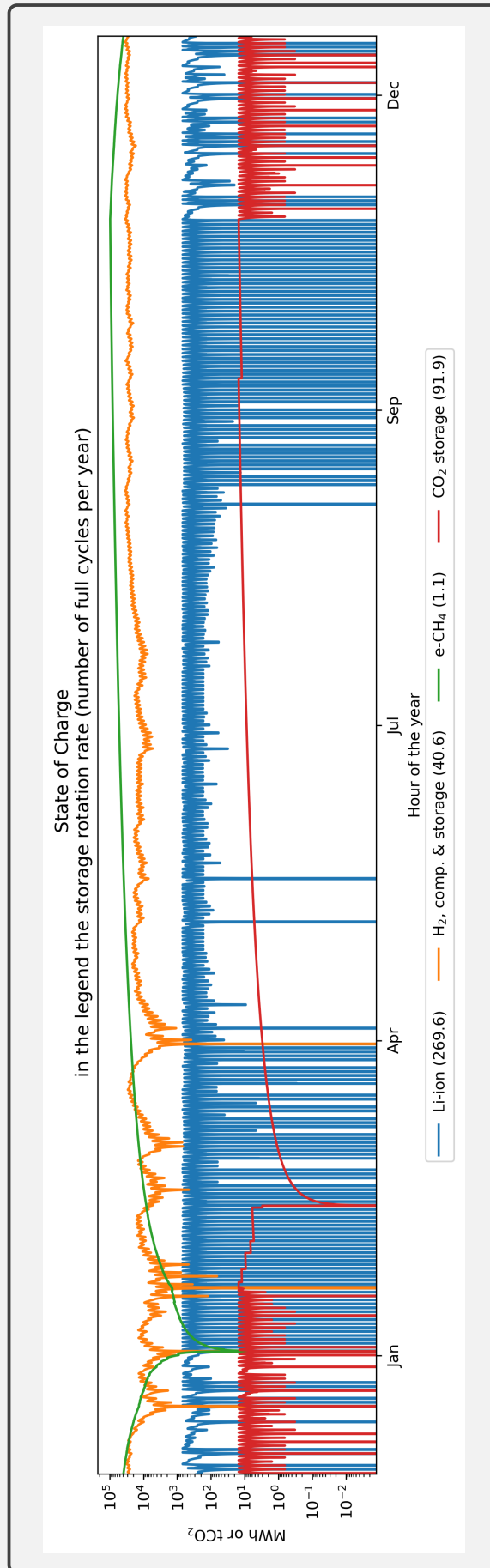


Figura E.21.: Scenario E, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC massimo come nello scenario B, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

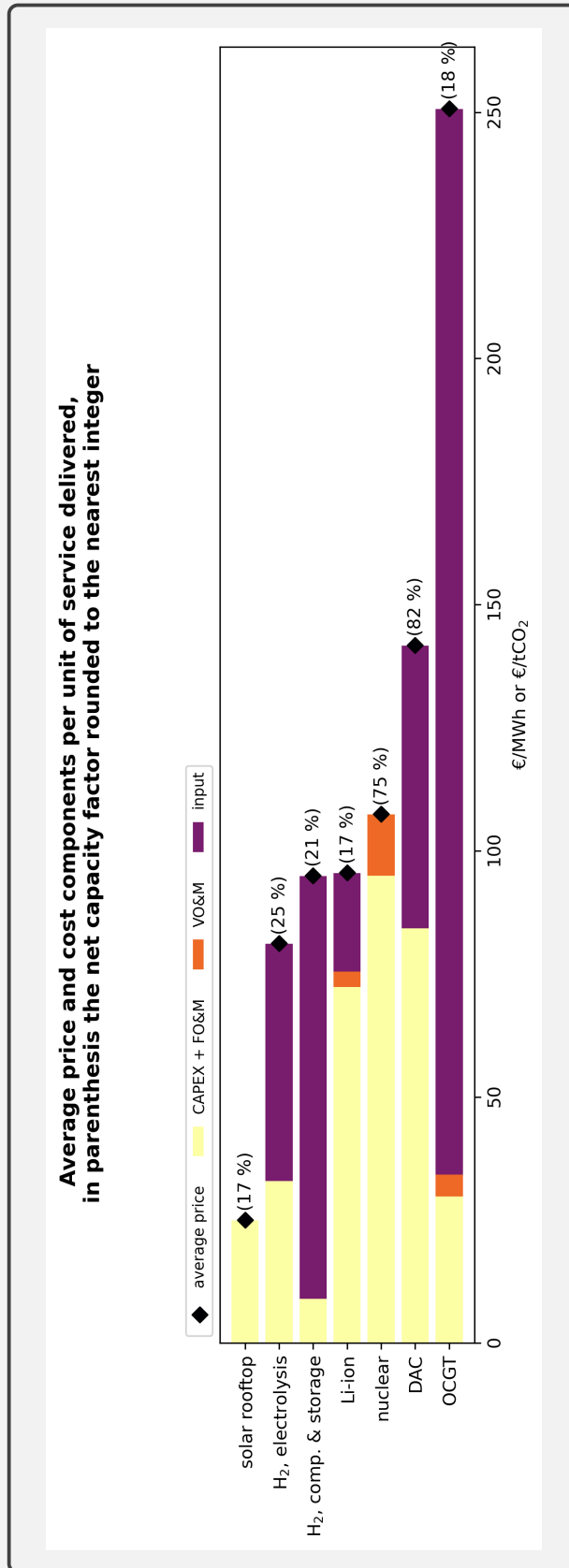


Figura E.22.: Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 22%, CO₂ shadow price 450 €/t
 Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 83.1 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 120.4 €/MWh = 3.61 €/kg**

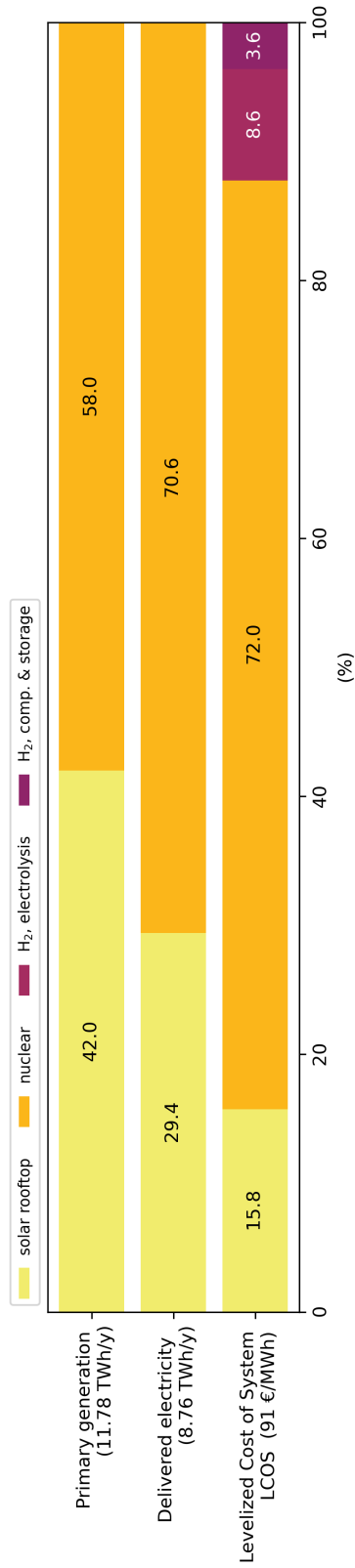


Figura E.23.: Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, dimensionamenti

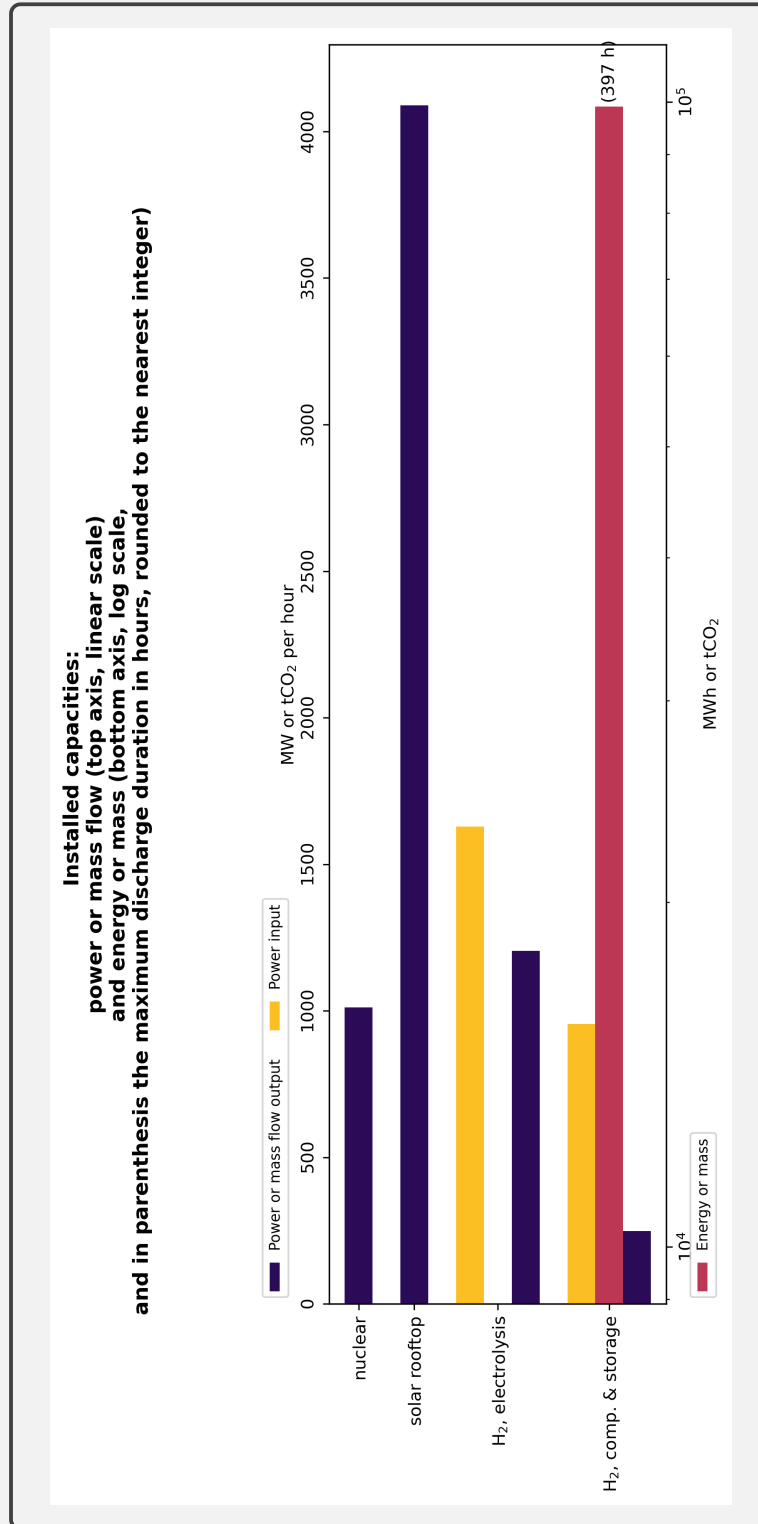


Figura E.24.: Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, stati di carica degli accumuli

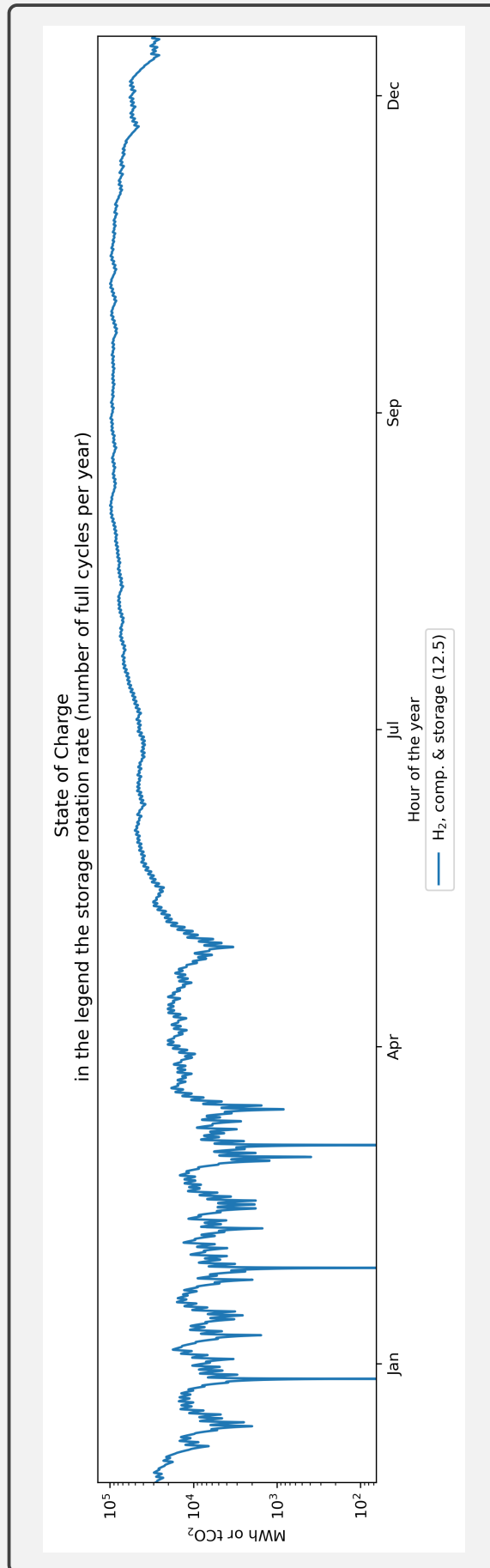


Figura E.25.: Scenario F, veto sia all'eolico che al solare a terra, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

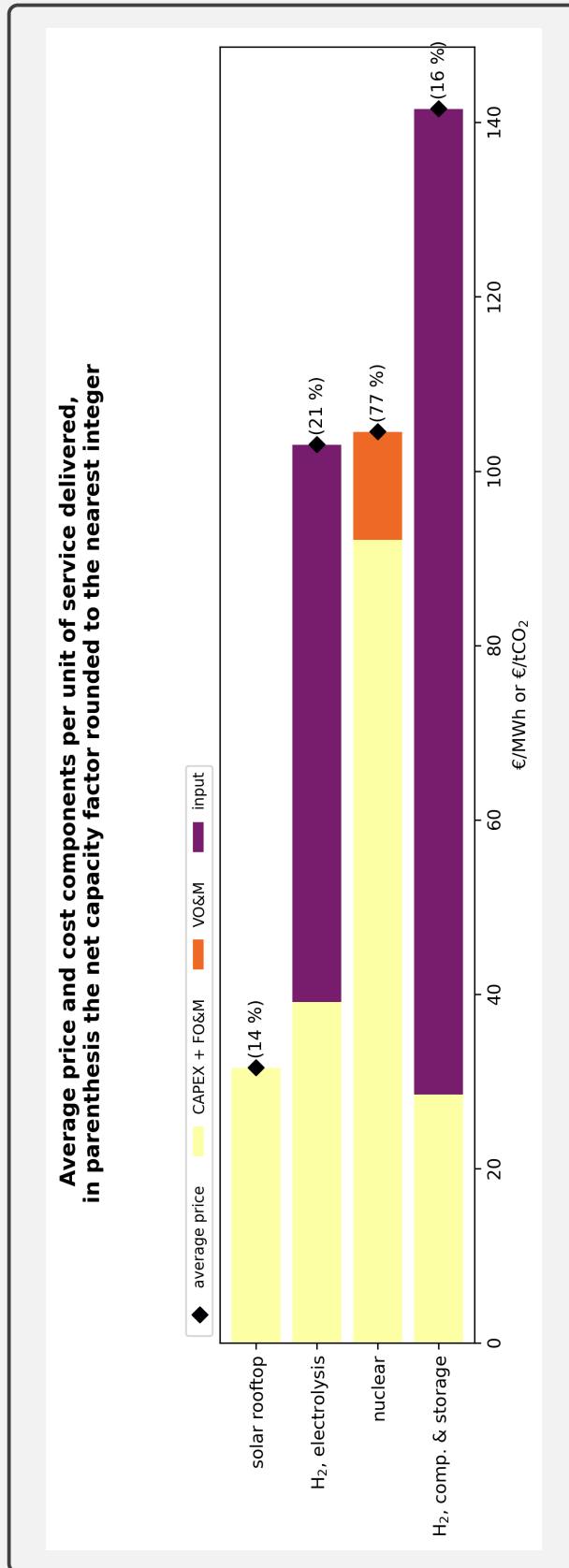


Figura E.26.: Scenario G, solo nucleare, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 0%, CO₂ shadow price 91 €/t
 Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 91.2 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 132.3 €/MWh = 3.97 €/Kg**

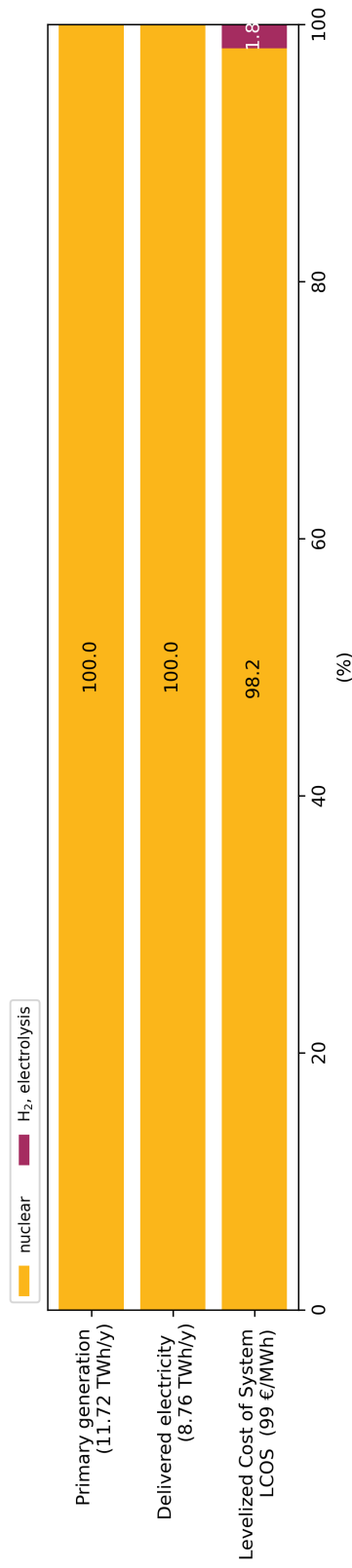


Figura E.27.: Scenario G, solo nucleare, dimensionamenti

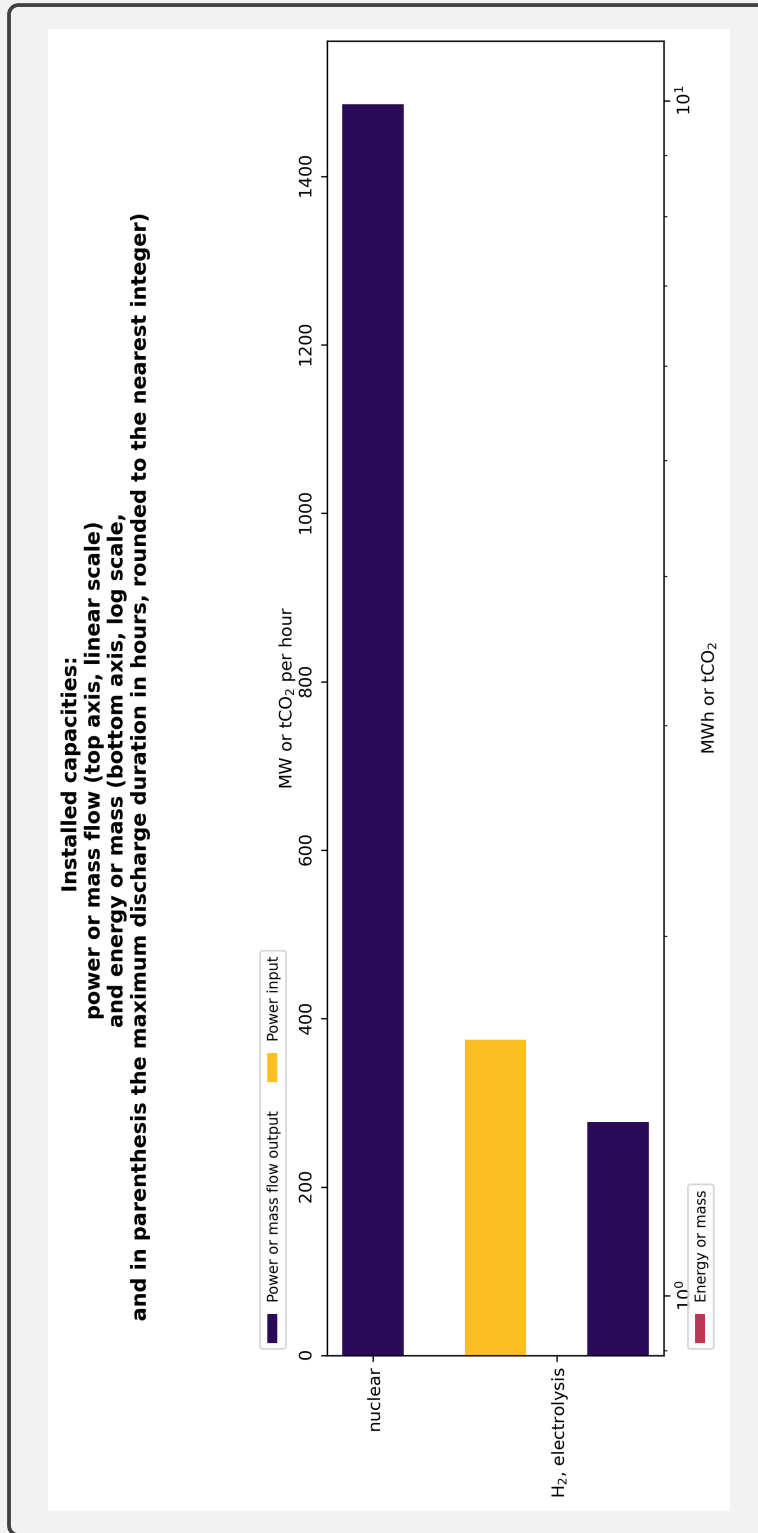


Figura E.28.: Scenario G, solo nucleare, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

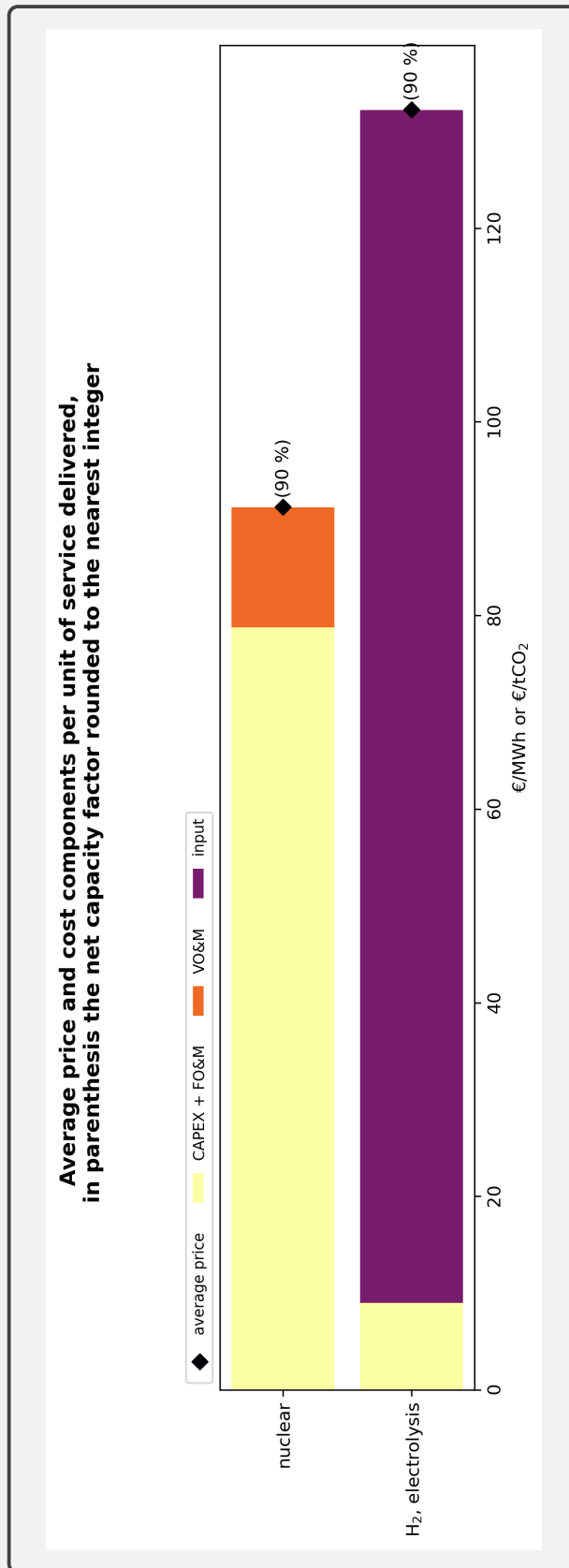


Figura E.29.: Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 54%, CO₂ shadow price 493 €/t
 Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 120.6 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 114.7 €/MWh = 3.44 €/kg**

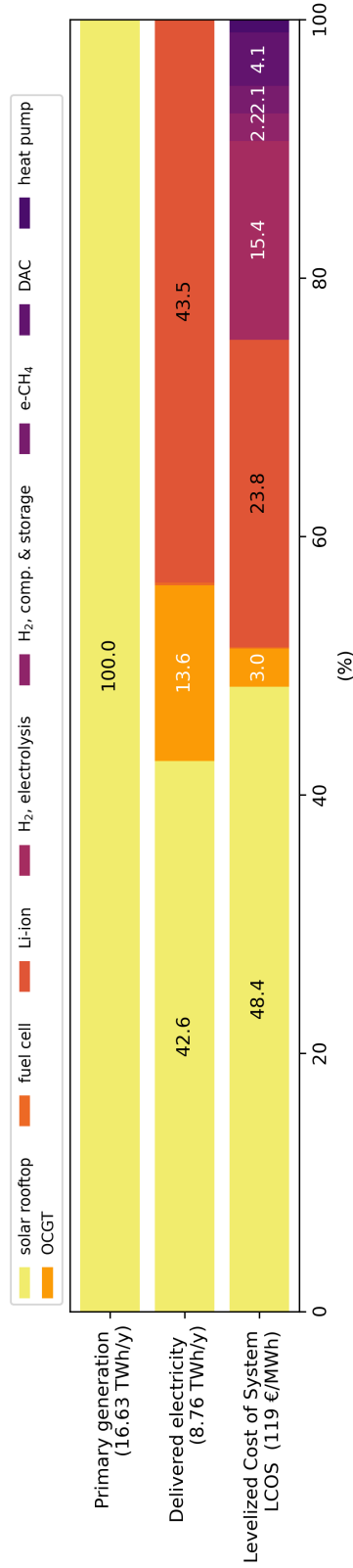


Figura E.30.: Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, dimensionamenti

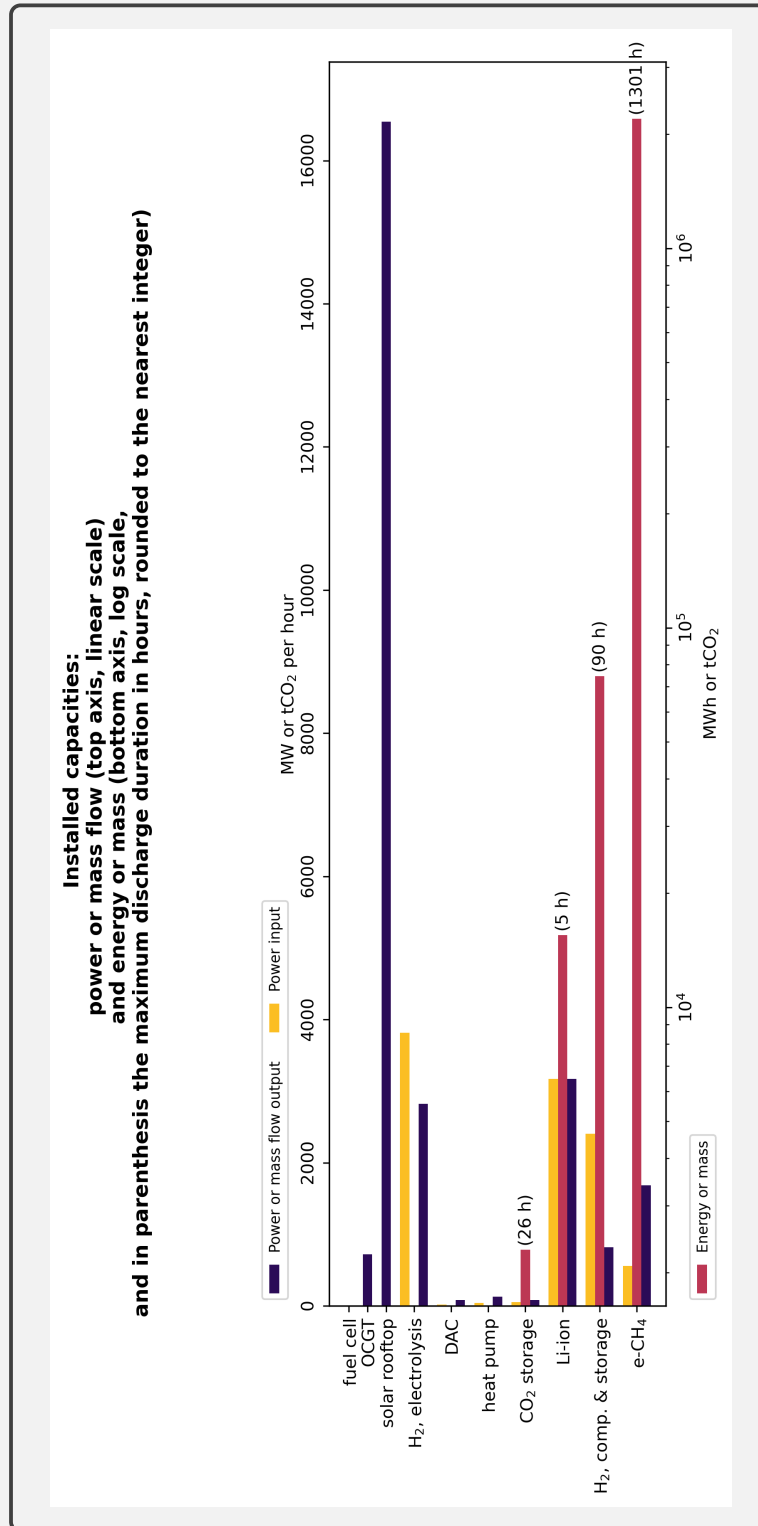


Figura E.31.: Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, stati di carica degli accumuli

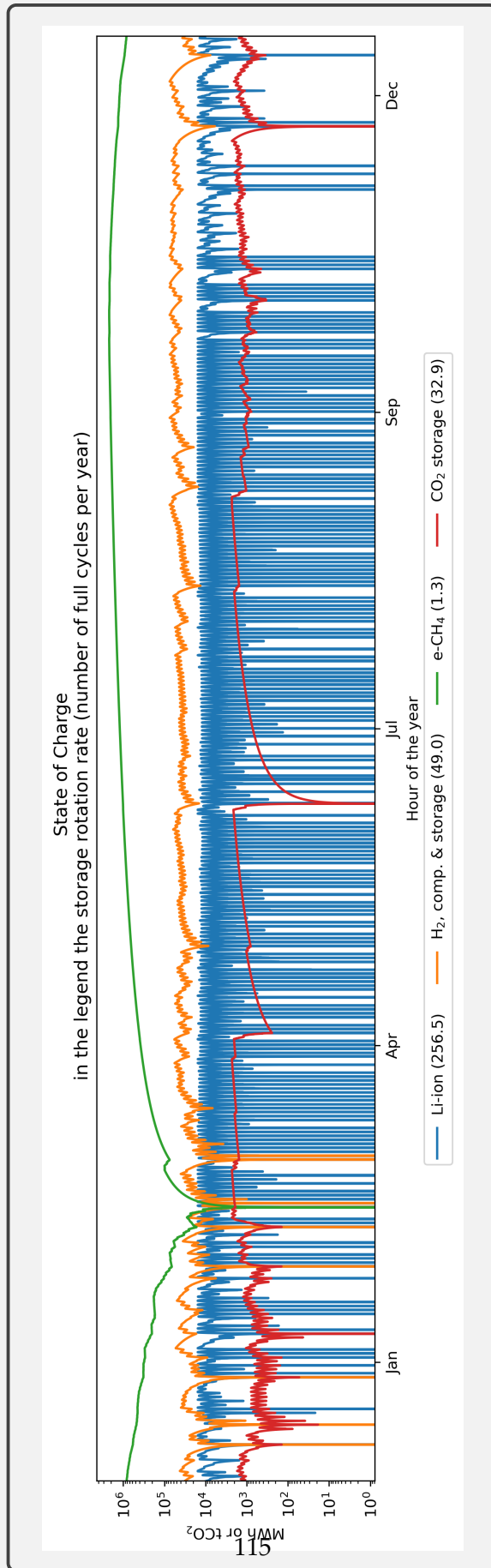


Figura E.32.: Scenario H, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

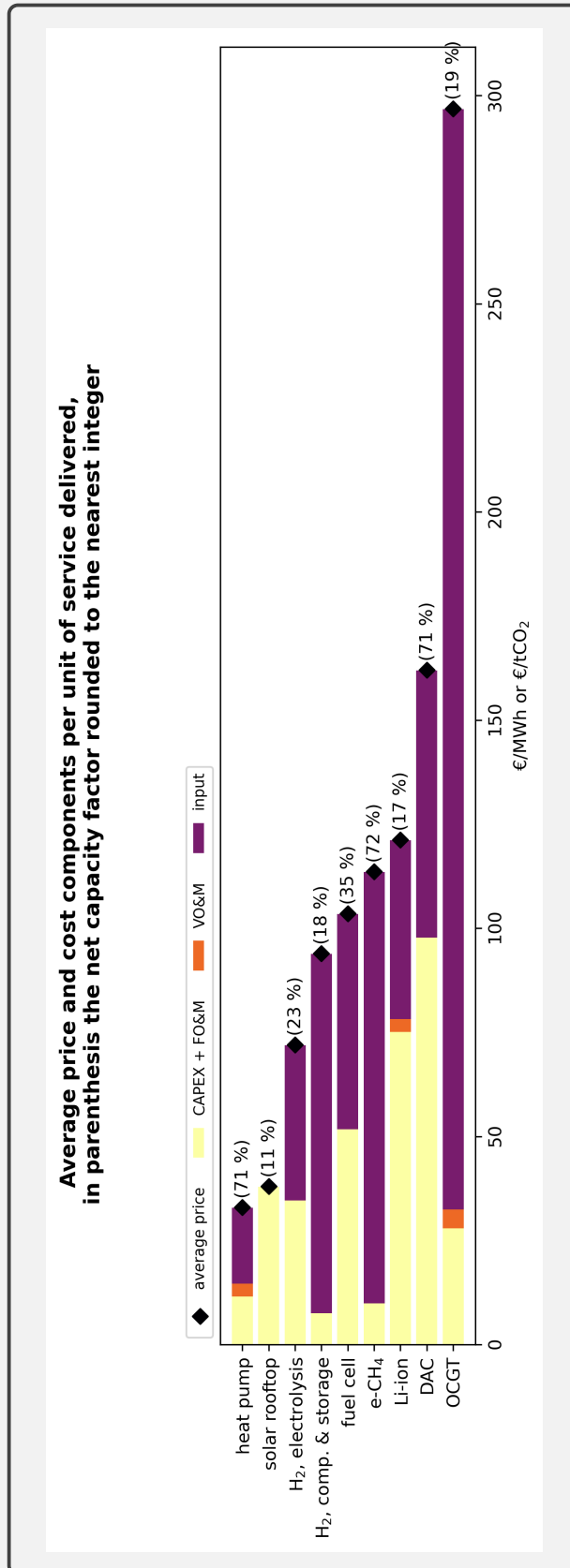


Figura E.33.: Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, indicatori principali

Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 13%, CO₂ shadow price 142 €/t
Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 34.7 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 32.8 €/MWh = 0.99 €/kg

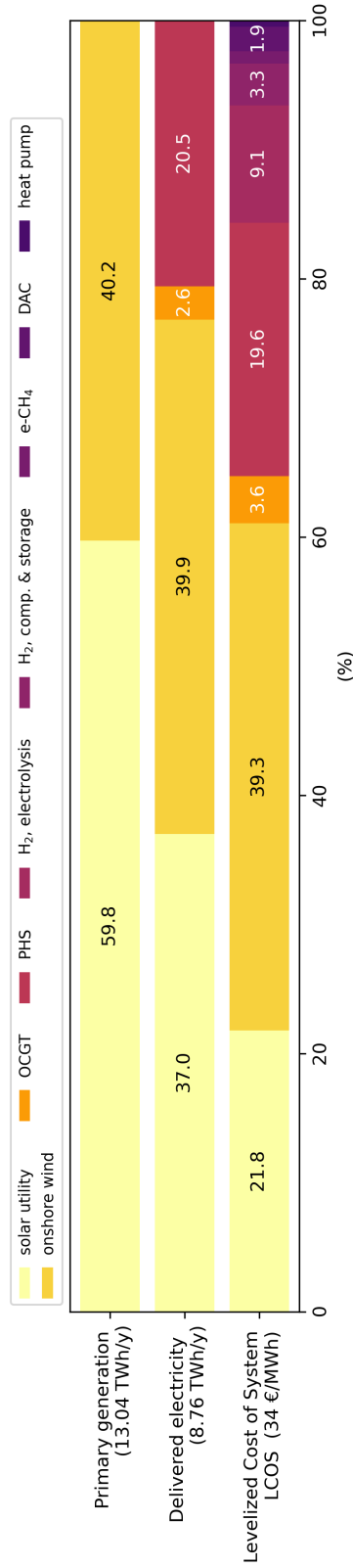


Figura E.34.: Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, dimensionamenti

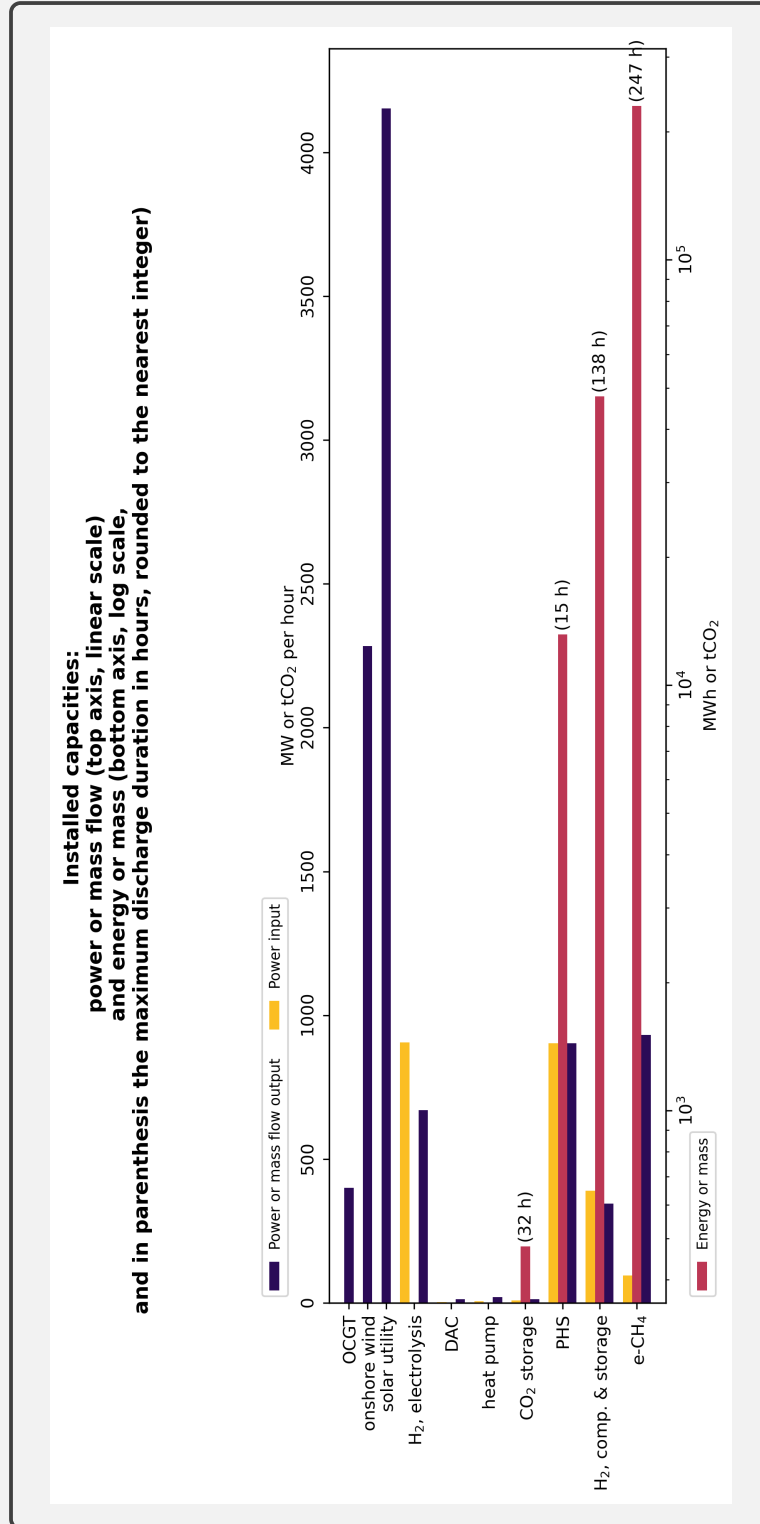


Figura E.35.: Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, stati di carica degli accumuli

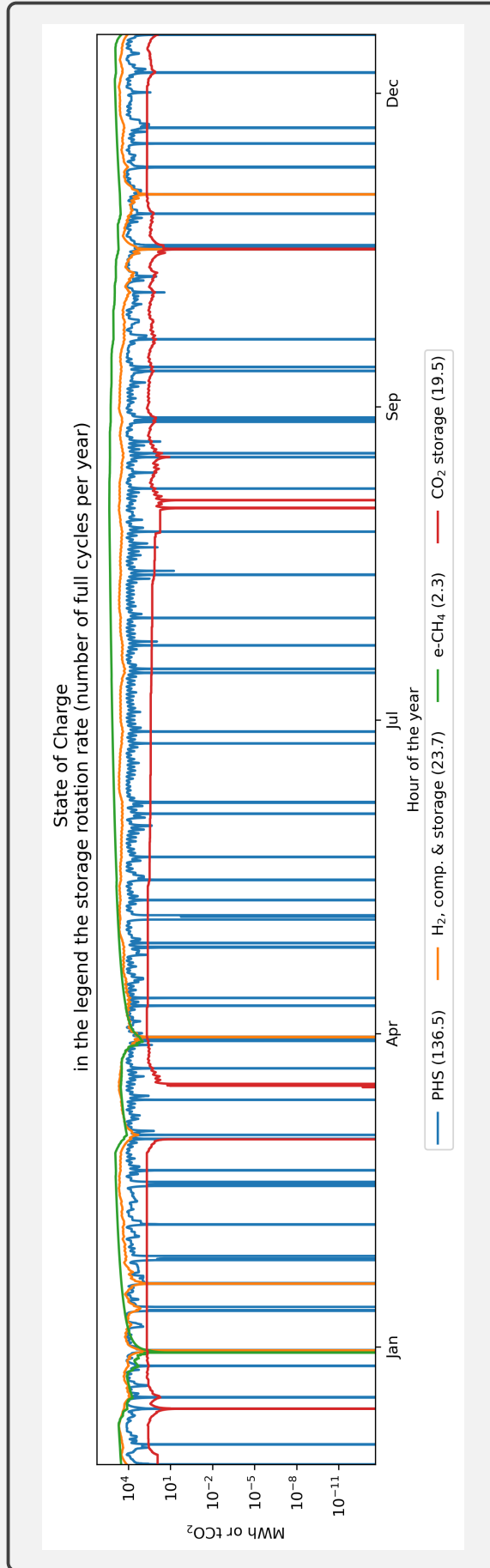


Figura E.36.: Scenario \hat{A} , tassi di sconto differenziati, nessun veto agli impianti a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

Average price and cost components per unit of service delivered, in parenthesis the net capacity factor rounded to the nearest integer

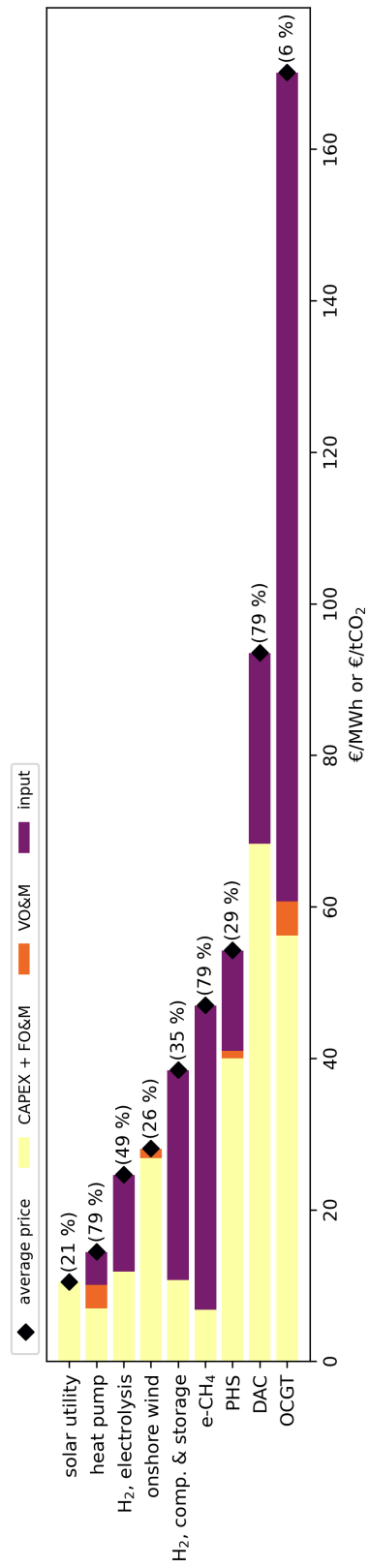


Figura E.37.: Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello Scenario C, indicatori principali

Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 59%, CO₂ shadow price 307 €/t
Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 77.9 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 76.7 €/MWh = 2.30 €/kg

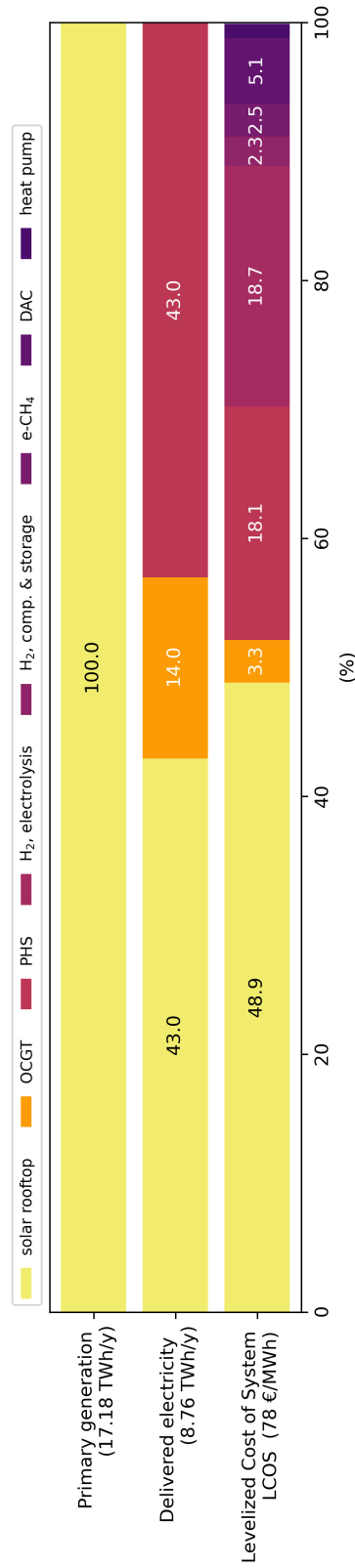


Figura E.38.: Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello Scenario C, dimensionamenti

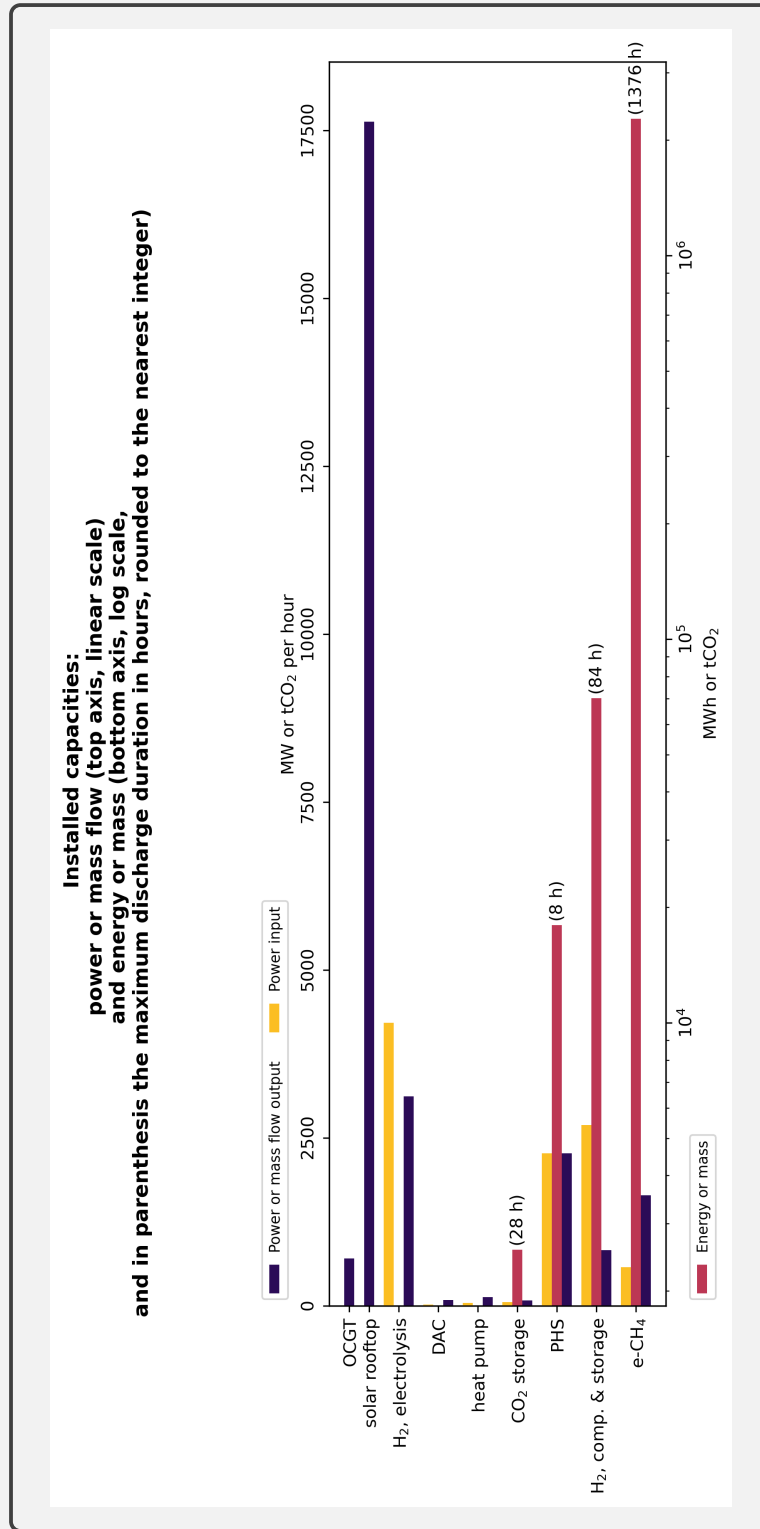


Figura E.39.: Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, stati di carica degli accumuli

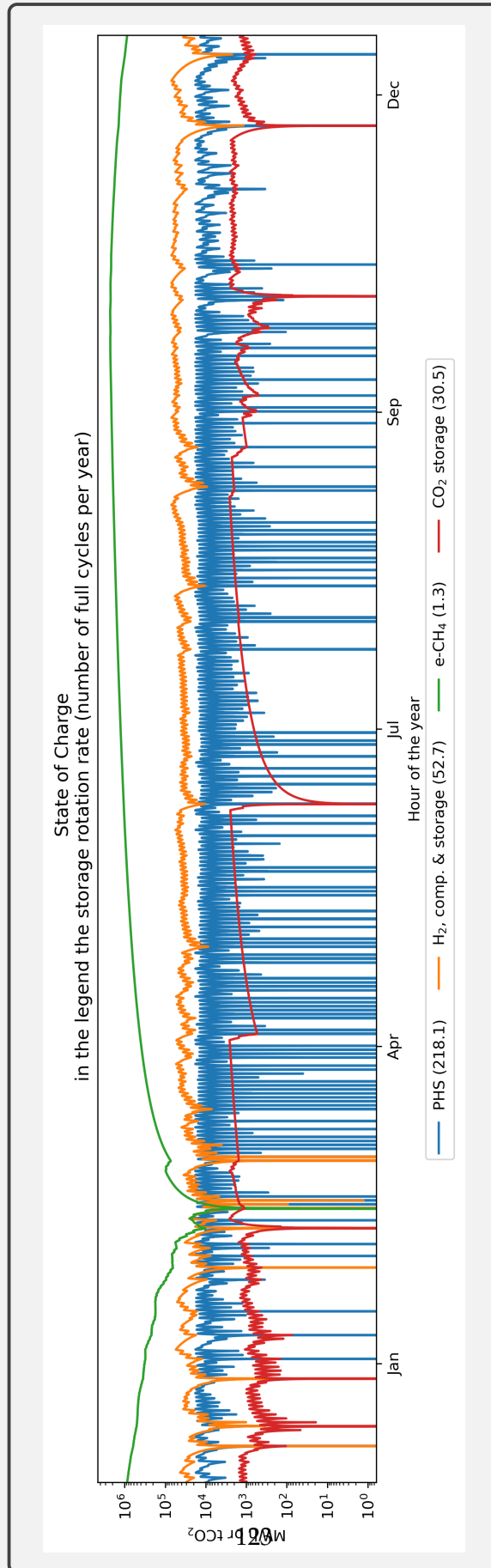


Figura E.40.: Scenario \hat{H} , tassi di sconto differenziati, veto all'eolico e al solare a terra e al nucleare, solare su copertura con FdC minimo come nello scenario C, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

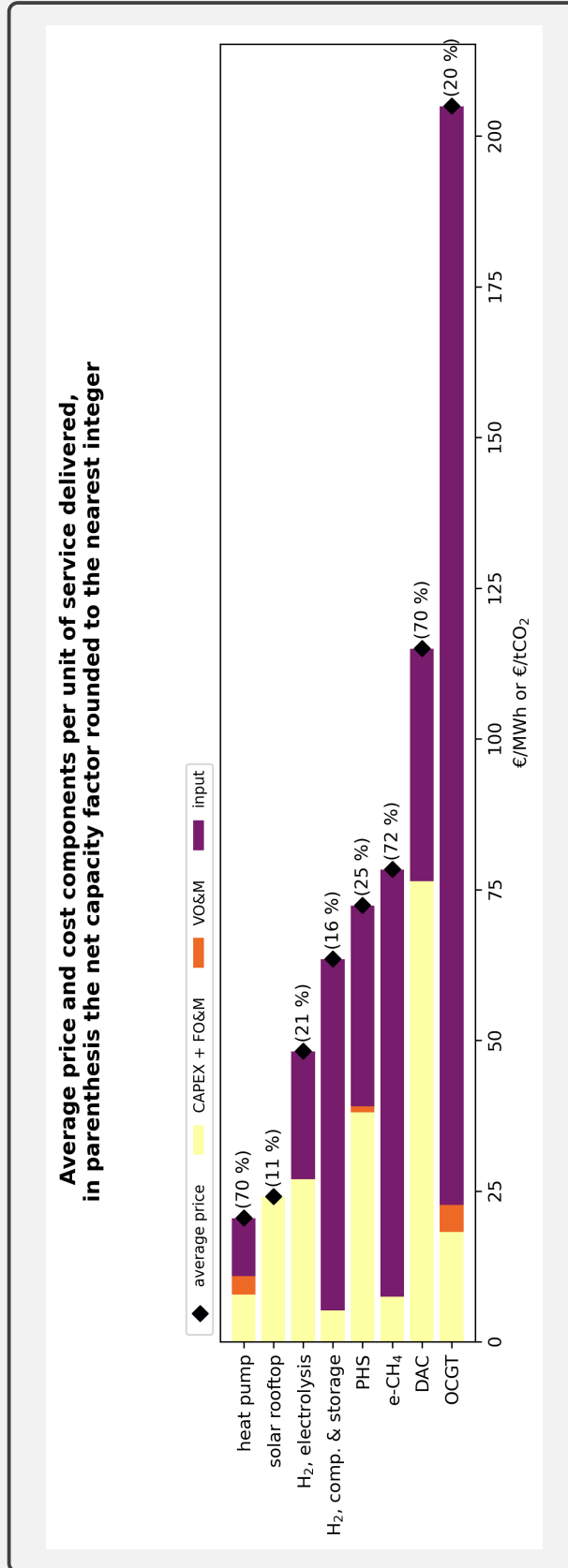


Figura E.41.: Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, indicatori principali

**Primary generation, delivered electricity, and LCOS values and shares at 0 gCO₂/kWh, curtailment 13%, CO₂ shadow price 105 €/t
Delivered 8.76 TWh/y of electricity at 34.2 €/MWh and 2.19 TWh/y of H₂ at 32.8 €/MWh = 0.99 €/kg**

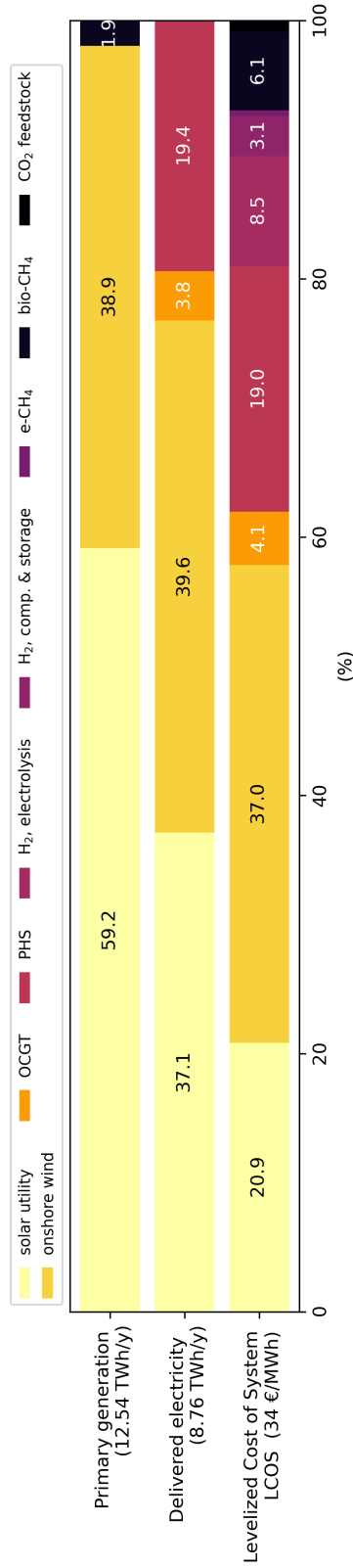


Figura E.42.: Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, dimensionamenti

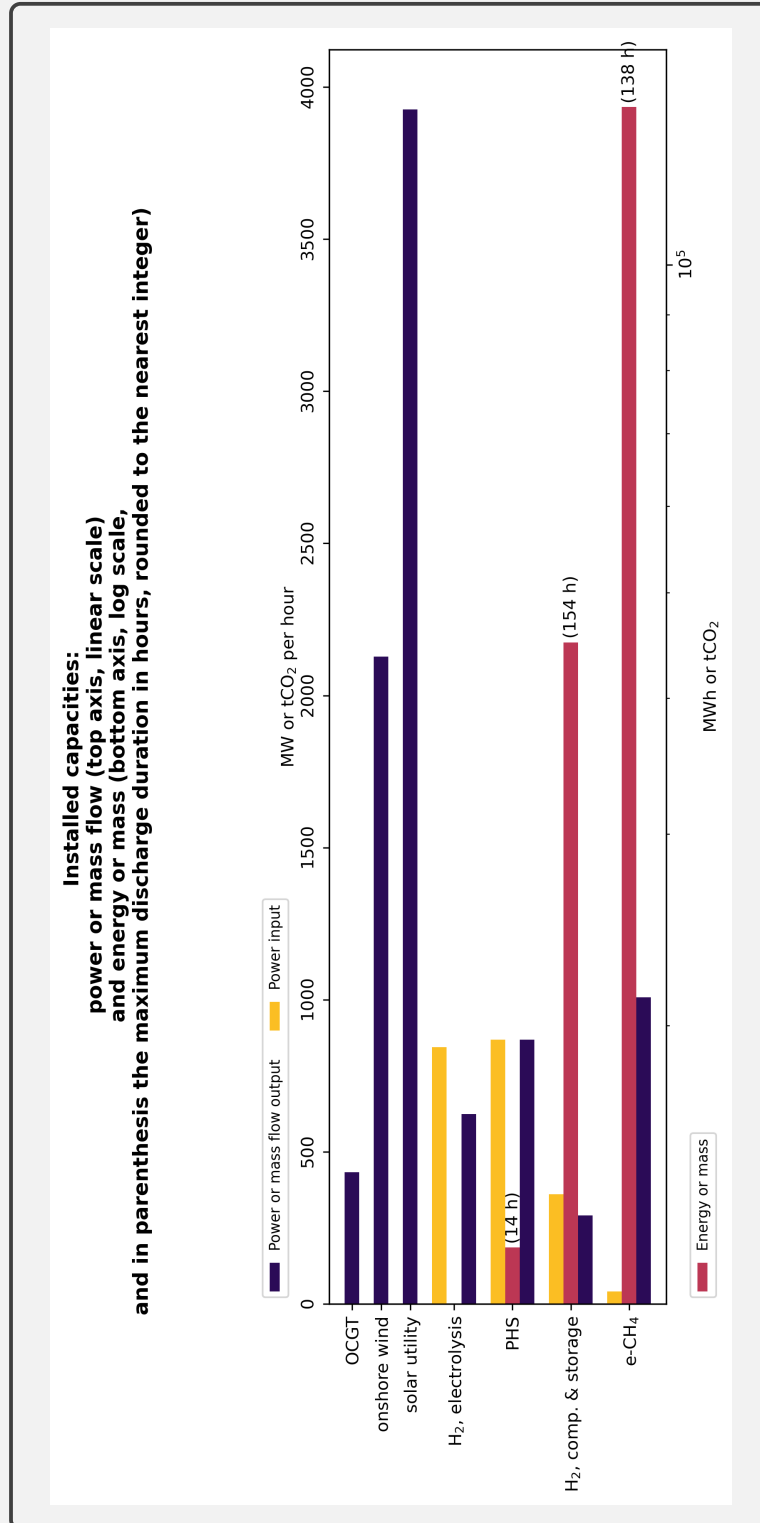


Figura E.43.: Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, stati di carica degli accumuli

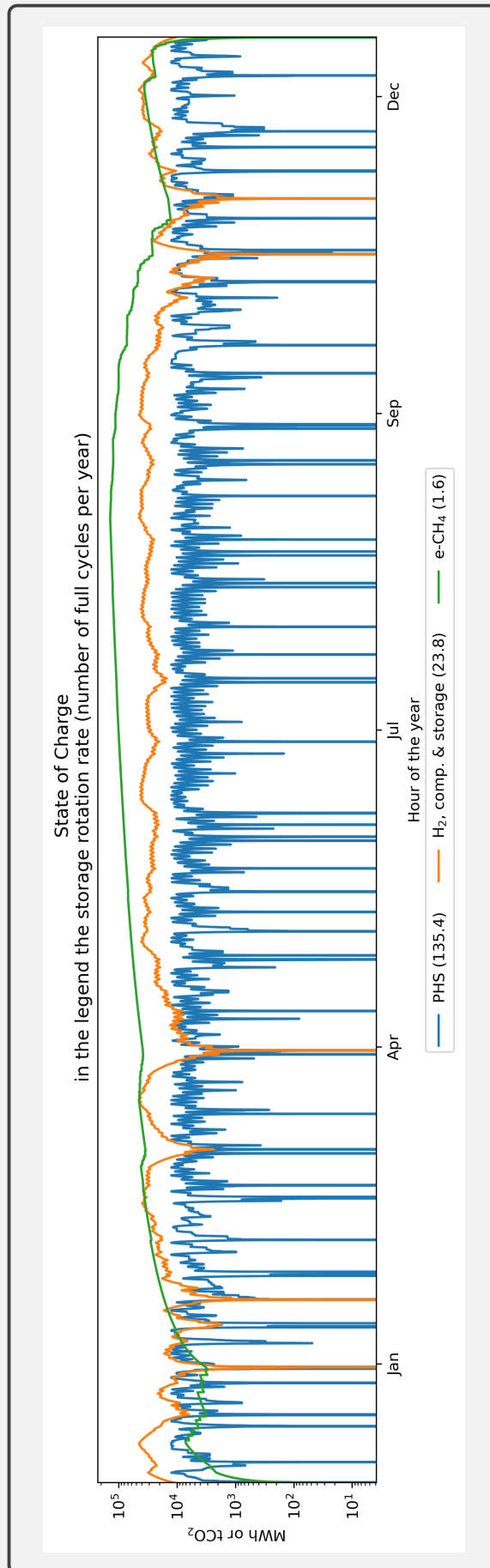


Figura E.44.: Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, prezzo medio e struttura del costo unitario per sotto-sistema

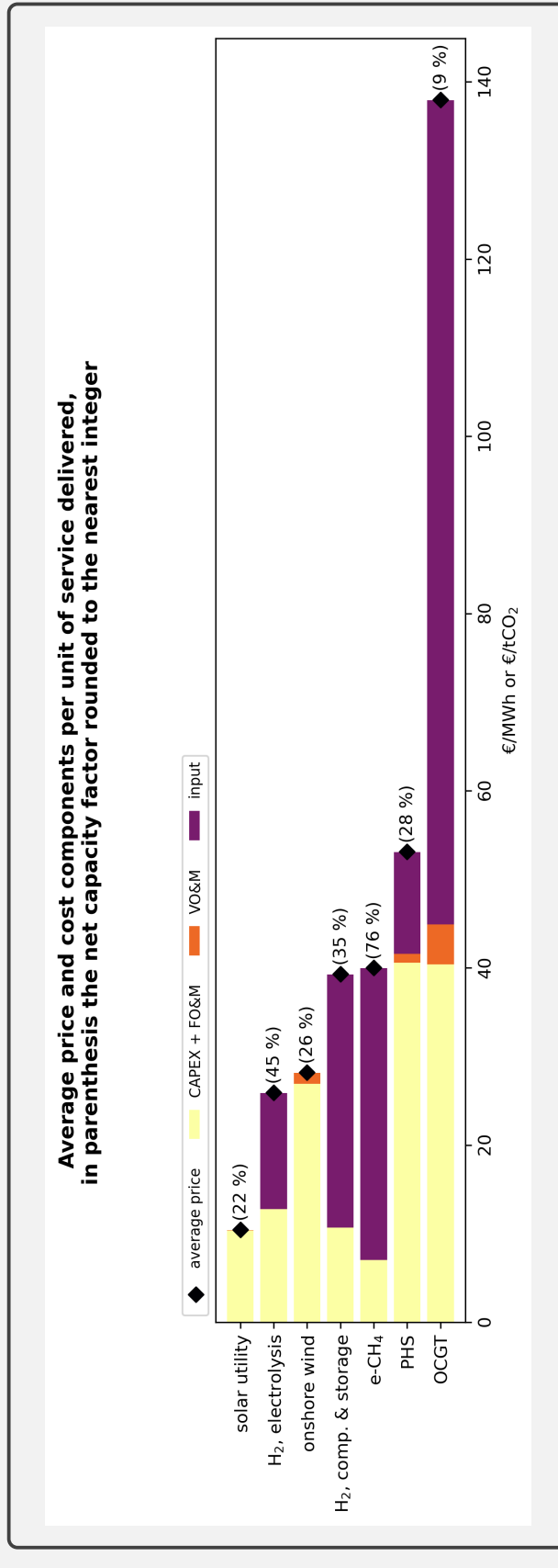


Figura E.45.: Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, bilancio annuo dei costi e dei ricavi per sotto-sistema

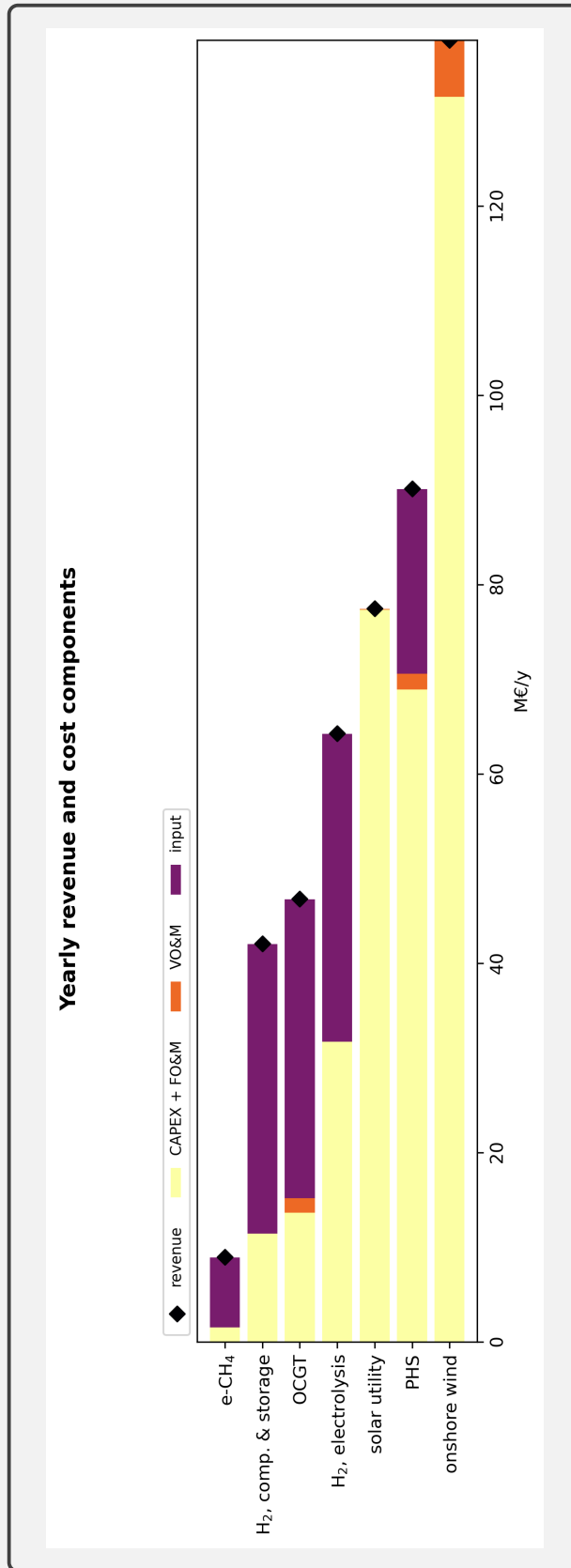


Figura E.46.: Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, indicatori e profilo di utilizzo orario dell'impianto di metanizzazione

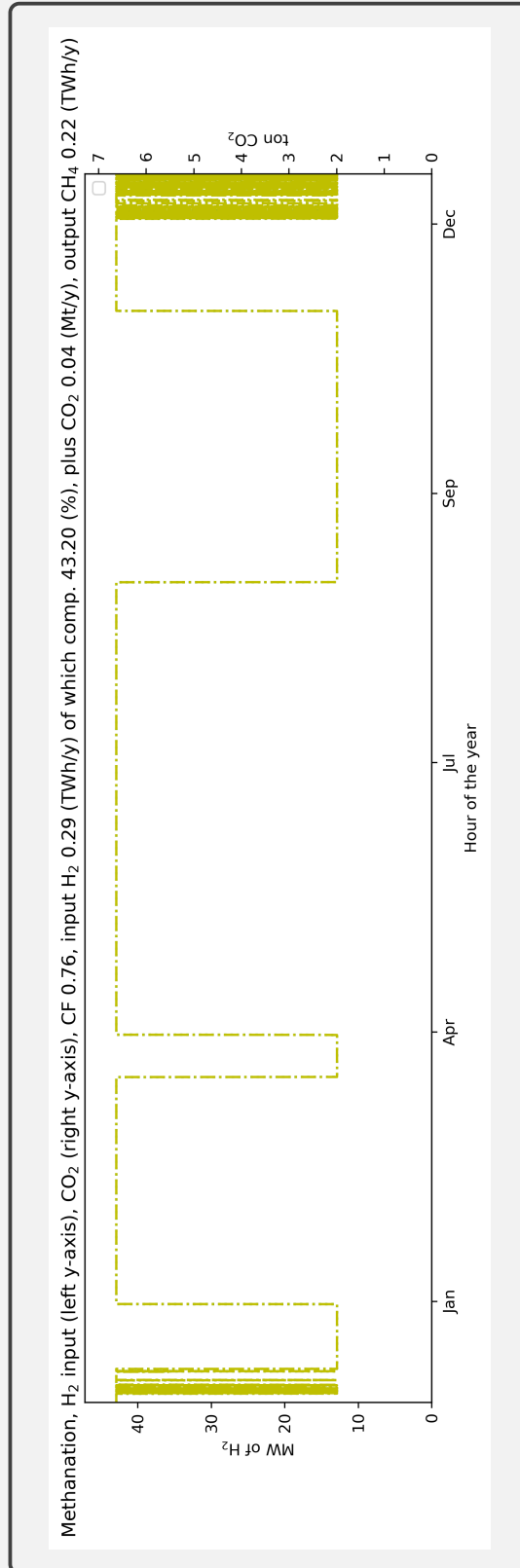
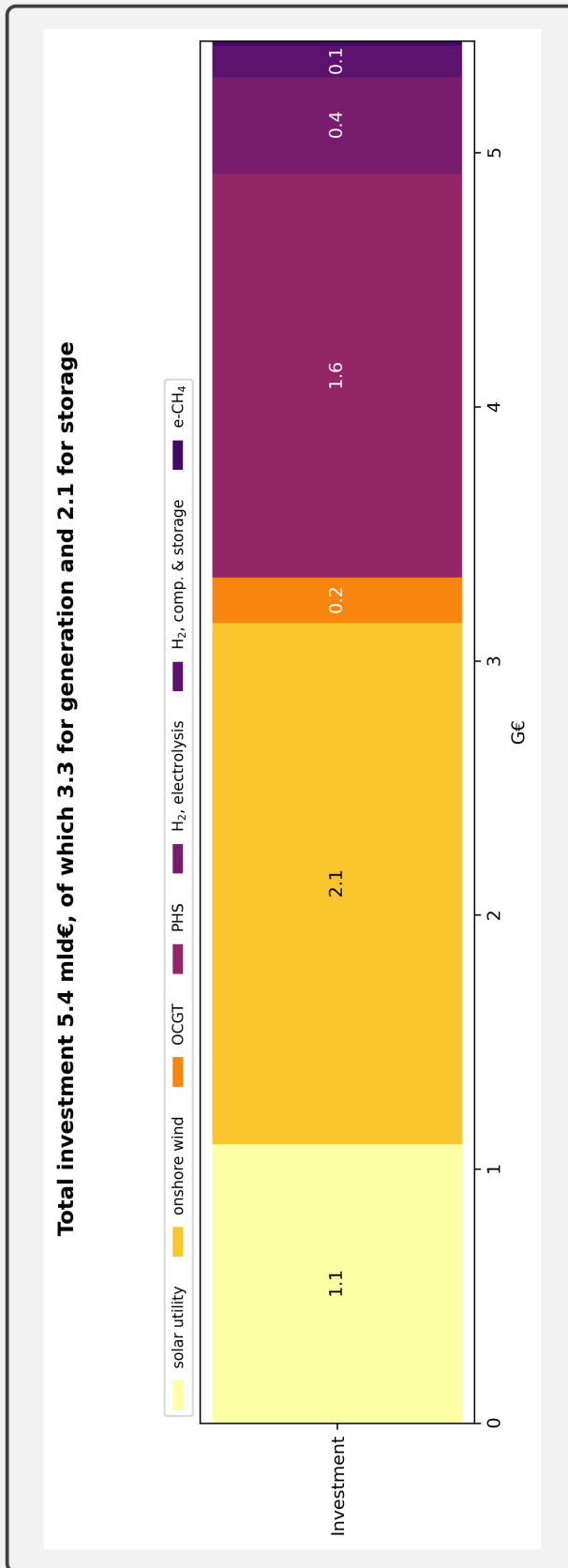


Figura E.47.: Scenario \hat{A}_b , tassi di sconto differenziati, con bioenergia, nessun veto agli impianti a terra, ripartizione dell'investimento per tecnologia



F. Abbreviazioni

- A-CAES, *Adiabatic Compressed Air Energy Storage*
- CAPEX, *Capital Expenditure*
- COP, *Coefficient Of Performance*
- CF, *Capacity Factor*
- DAC, *Direct Air Capture*
- FC, *Fuel Cell*
- FdC, *Fattore di Capacità*
- FLH, *Full Load Hours*
- FO&M, *Fixed Operations and Maintenance*
- GSE, *Gestore dei Servizi Energetici*
- IEA, *International Energy Agency*
- LCA, *Life-Cycle Assessment*
- LCOE, *Levelized Cost of Electricity*
- LCOH, *Levelized Cost of Hydrogen*
- LCOS, *Levelized Cost of System*
- LHV, *Lower Heating Value*
- *Li-ion*, *Batterie agli ioni di Litio*
- NREL, *National Renewable Energy Laboratory*

- NUTS, *Nomenclature of Territorial Units for Statistics*
- OCGT, *Open Cycle Gas Turbine*
- P&B2G, *Power-And-Biomass-to-Gas*
- PERC, *Passivated Emitter and Rear Cell*
- PHS, *Pumped Hydro Storage*
- PyPSA, *Python for Power System Analysis*
- RSE, *Ricerca Sistema Energia*
- TES, *Thermal Energy Storage*
- SAV, *sole-acqua-vento*
- VO&M, *Variable Operations and Maintenance*

G. Bibliografia

ADEME. Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050? Technical report, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, Angers, France, 2018.

Arman Aghahosseini and Christian Breyer. Assessment of geological resource potential for compressed air energy storage in global electricity supply. *Energy Conversion and Management*, 169:161–173, 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.058>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418305351>.

Agora Energiewende. The future cost of electricity-based synthetic fuels. Technical report, Agora Energiewende, Berlin, 2018.

Alona Armstrong, Lauren Brown, Gemma Davies, J. Duncan Whyatt, and Simon G. Potts. Honeybee pollination benefits could inform solar park business cases, planning decisions and environmental sustainability targets. *Biological Conservation*, 263:109332, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2021.109332>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0006320721003840>.

Erika Barison, Federica Donda, Barbara Merson, Yann Le Gallo, and Arnaud Réveillère. An insight into underground hydrogen storage in Italy. *Sustainability*, 15(8), 2023. doi: 10.3390/su15086886.

Herib Blanco and André Faaij. A review at the role of storage in energy systems with a focus on power to gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:1049–1086, 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.062>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117311310>.

M. Bolinger and G. Bolinger. Land requirements for utility-scale pv: An empirical update on power and energy density. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 12(2):589–594, 2022. doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3136805.

- Stéphanie Bouckaert, Araceli Fernandez Pales, Christophe McGlade, Uwe Remme, Brent Warner, Laszlo Varro, Davide D'Ambrosio, and Thomas Spencer. Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector. Technical report, International Energy Agency, Paris, France, 2021.
- C. Breyer, S. Khalili, D. Bogdanov, M. Ram, A. S. Oyewo, A. Aghahosseini, A. Gulagi, A. A. Solomon, D. Keiner, G. Lopez, P. A. Østergaard, H. Lund, B. V. Mathiesen, M. Z. Jacobson, M. Victoria, S. Teske, T. Pregger, V. Fthenakis, M. Rauegi, H. Holttinen, U. Bardi, A. Hoekstra, and B. K. Sovacool. On the history and future of 100% renewable energy systems research. *IEEE Access*, 10:78176–78218, 2022. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3193402. URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/9837910>.
- T. Brown and L. Reichenberg. Decreasing market value of variable renewables can be avoided by policy action. *Energy Economics*, 100:105354, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105354>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988321002607>.
- Dilara Gulcin Caglayan, Nikolaus Weber, Heidi U. Heinrichs, Jochen Linßen, Martin Robinius, Peter A. Kukla, and Detlef Stolten. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11):6793–6805, 2020. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919347299>.
- Claudio Carbone, Francesco Gracceva, Nicola Pierro, Vincenzo Motola, Yi Zong, Shi You, Mar Pérez-Fortes, Ligang Wang, and Alessandro Agostini. Potential deployment of reversible solid-oxide cell systems to valorise organic waste, balance the power grid and produce renewable methane: A case study in the southern italian peninsula. *Frontiers in Energy Research*, 9:1–17, 2021. ISSN 2296-598X. doi: 10.3389/fenrg.2021.618229. URL <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.618229>.
- Commissione Europea. Strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030. Riportare la natura nella nostra vita, 2020. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0380>.
- D. Connolly, H. Lund, and B. V. Mathiesen. Smart energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. *Re-*

- newable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1634–1653, 2016. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.025>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116002331>.
- Fabio Cramerì, Grace E Shephard, and Philip J Heron. The misuse of colour in science communication. *Nature communications*, 11(1):5444–1723, 2020.
- Andrea Danelli and Elisabetta Brivio. Analisi LCA di un impianto fotovoltaico piano con moduli perc e confronto con altre tecnologie innovative. Technical report, Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Milano, Italy, 2021.
- DEA. Technology data for power and heat production plants. Technical report, Danish Energy Agency, Copenhagen, Denmark, 2022a.
- DEA. Technology data for carbon capture, transport and storage. Technical report, Danish Energy Agency, Copenhagen, Denmark, 2022b.
- DEA. Technology data for industrial process heat. Technical report, Danish Energy Agency, Copenhagen, Denmark, 2022c.
- M. Fanelli, P. Faggian, A. Frigerio, and G. Mazzà. Gestione integrata delle crisi idriche — il ruolo delle interconnessioni idriche a lungo raggio. *L'Acqua*, (6):19–28, 2018.
- Mahdi Fasihi and Christian Breyer. Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid pv-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 243:118466, 2020. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118466>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619333360>.
- A. Frigerio, M. Meghella, and G. Bruno. Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema idroelettrico italiano – analisi di fattibilità preliminari. Technical report, RSE - Ricerca Sistema Energetico, Milano, Italy, 2012.
- Vasilis Fthenakis and Enrica Leccisi. Updated sustainability status of crystalline silicon-based photovoltaic systems: Life-cycle energy and environmental impact reduction trends. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(10):1068–1077, 2022/06/16 2021. doi: <https://doi.org/10.1002/pip.3441>. URL <https://doi.org/10.1002/pip.3441>.

- Gael Giraud. *Transizione ecologica – La finanza a servizio della nuova frontiera dell'economia*. EMI, Bologna, 2015.
- C. M. Grams, R. Beerli, S. Pfenninger, I. Staffell, and H. Wernli. Balancing europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes. *Nature Climate Change*, 7(8):557–562, 2017. doi: 10.1038/NCLIMATE3338. URL <https://www.nature.com/articles/nclimate3338>.
- GSE. Rapporto statistico solare fotovoltaico 2021. Technical report, Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., Roma, Italy, 2022.
- Omar J. Guerra, Joshua Eichman, and Paul Denholm. Optimal energy storage portfolio for high and ultrahigh carbon-free and renewable power systems. *Energy & Environmental Science*, 14(10):5132–5146, 2021. doi: 10.1039/D1EE01835C. URL <http://dx.doi.org/10.1039/D1EE01835C>.
- Luke Haywood, Marion Leroutier, and Robert Pietzcker. Why investing in new nuclear plants is bad for the climate. *Joule*, 7(8):1675–1678, 2023. doi: 10.1016/j.joule.2023.07.006. URL <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.07.006>.
- Jonas Hörsch, Fabian Hofmann, David Schlachtberger, and Tom Brown. Pypsa-eur: An open optimisation model of the european transmission system. *Energy strategy reviews*, 22:207–215, 2018.
- IEA. The future of hydrogen — assumptions annex. Technical report, International Energy Agency, Paris, France, 2019.
- IEA. Special report on solar PV global supply chains. Technical report, International Energy Agency, Paris, France, 2022.
- ISO. *ISO 14040 – Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework*. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2006a.
- ISO. *ISO 14044 – Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines*. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 2006b.
- ISTAT. La geografia delle aree interne nel 2020: Vasti territori tra potenzialità e debolezze. Technical report, Istituto nazionale di statistica – ISTAT, 2022. URL <https://www.istat.it/it/files//2022/07/FOCUS-AREE-INTERNE-2021.pdf>.

- Mark Z Jacobson. *100% clean, renewable energy and storage for everything*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2020. ISBN 1108479804.
- Mark Z. Jacobson, Anna-Katharina von Krauland, Stephen J. Coughlin, Emily Dukas, Alexander J. H. Nelson, Frances C. Palmer, and Kylie R. Rasmussen. Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries. *Energy & Environmental Science*, 15(8):3343–3359, 2022. doi: 10.1039/D2EE00722C. URL <http://dx.doi.org/10.1039/D2EE00722C>.
- Dominik Keiner, Dmitrii Bogdanov, Stefan Krauter, and Christian Breyer. Assessing yield disparities: Anticipated versus optimal rooftop photovoltaic systems and implications for prosumer viability. *Solar RRL*, n/a(n/a):2400435, 2024/11/14 2024. doi: <https://doi.org/10.1002/solr.202400435>. URL <https://doi.org/10.1002/solr.202400435>.
- Kujanpää Lauri, Ritola Jouko, Nordbäck Nicklas, and Teir Sebastian. Scenarios and new technologies for a north-european CO2 transport infrastructure in 2050. *Energy Procedia*, 63:2738–2756, 2014. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.297>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214021122>.
- Lazard. Levelized cost of energy analysis, 2019.
- Bin Lu, Matthew Stocks, Andrew Blakers, and Kirsten Anderson. Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. *Applied Energy*, 222:300–312, 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.177>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918305270>.
- Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard, David Connolly, Iva Ridjan, Brian Vad Mathiesen, Frede Hvelplund, Jakob Zinck Thellufsen, and Peter Sorknæs. Energy storage and smart energy systems. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 11(0):3–14, 2022/07/13 2016. doi: 10.5278/ijsepm.2016.11.2. URL <https://journals.aau.dk/index.php/sepm/article/view/1574>.
- Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard, Tore Bach Nielsen, Sven Werner, Jan Eric Thorsen, Oddgeir Gudmundsson, Ahmad Arabkoohsar, and Brian Vad Mathiesen. Perspectives on fourth and fifth generation district heating. *Energy*, 227:120520, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221007696>.

- Jordan Macknick, Brenda Beatty, and Graham Hill. Overview of opportunities for co-location of solar energy technologies and vegetation. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, US, 2013.
- B. V. Mathiesen, H. Lund, D. Connolly, H. Wenzel, P. A. Østergaard, B. Möller, S. Nielsen, I. Ridjan, P. Karnøe, K. Sperling, and F. K. Hvelplund. Smart energy systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. *Applied Energy*, 145:139–154, 2015. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915001117>.
- Luigi Moccia. Nuclear-sized energy district to assess renewable and storage technologies. https://github.com/luigimoccia/single_district, 2024.
- Luigi Moccia. Optimization of baseload electricity and hydrogen services by renewables for a nuclear-sized district in South Italy. *Smart Energy*, 17:100165, 2025a. doi: <https://doi.org/10.1016/j.segy.2024.100165>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955224000352>.
- Luigi Moccia. Parchi solari a terra: Valutazione critica dei vantaggi ecologici ed economici per la decarbonizzazione italiana. *Ingegneria dell’Ambiente*, 12(3), 2025b. URL <https://www.ingegneriadellambiente.net/ojs/index.php/ida/article/view/598>.
- Bernd Möller, Eva Wiechers, Urban Persson, Lars Grundahl, Rasmus Søgaard Lund, and Brian Vad Mathiesen. Heat roadmap europe: Towards eu-wide, local heat supply strategies. *Energy*, 177:554–564, 2019. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.098>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219307315>.
- Amelie Müller, Lorenz Friedrich, Christian Reichel, Sina Herceg, Max Mittag, and Dirk Holger Neuhaus. A comparative life cycle assessment of silicon pv modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 230:111277, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111277>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024821003202>.
- Fabian Neumann, Elisabeth Zeyen, Marta Victoria, and Tom Brown. The potential role of a hydrogen network in europe. *Joule*, 7(8):1793–1817, 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.016>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435123002660>.

- Eric J. Nordberg and Lin Schwarzkopf. Developing conservoltaic systems to support biodiversity on solar farms. *Austral Ecology*, 48(3):643–649, 2024/07/15 2023. doi: <https://doi.org/10.1111/aec.13289>. URL <https://doi.org/10.1111/aec.13289>.
- Sean Ong, Clinton Campbell, Paul Denholm, Robert Margolis, and Garvin Heath. Land-use requirements for solar power plants in the United States. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2013.
- Susana Paardekooper, Henrik Lund, Jakob Zinck Thellufsen, Nis Bertelsen, and Brian Vad Mathiesen. Heat roadmap europe: strategic heating transition typology as a basis for policy recommendations. *Energy Efficiency*, 15(5):32, 2022. doi: 10.1007/s12053-022-10030-3. URL <https://doi.org/10.1007/s12053-022-10030-3>.
- Emanuele Peschi, Antonio Caputo, Eleonora Di Cristofaro, Marina Colaiezzi, Monica Pantaleoni, Marina Vitullo, and Maria Gaeta. La strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas serra: Scenari emissivi e trend storici. *Ingegneria dell’Ambiente*, 8(3), 2021.
- N Pierro, A Giocoli, I De Bari, A Agostini, V Motola, and S Dipinto. Potenziale teorico di biometano avanzato in italia. Technical report, ENEA, Roma, Italy, 2021.
- M Raugei, R Frischknecht, C Olson, P Sinha, and G Heath. Methodological guidelines on net energy analysis of photovoltaic electricity, IEA-PVPS Task 12, report t12-20: 2021. Technical Report T12-20, International Energy Agency - IEA-PVPS Task 12, Paris, France, 2021.
- David Ryberg, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies*, 11(5):1246, may 2018. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en11051246. URL <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/5/1246>.
- David Severin Ryberg, Dilara Gulcin Caglayan, Sabrina Schmitt, Jochen Linßen, Detlef Stolten, and Martin Robinius. The future of european onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs. *Energy*, 182:1222–1238, 2019. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.052>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219311818>.
- David Severin Ryberg, Zena Tulemat, Detlef Stolten, and Martin Robinius. Uniformly constrained land eligibility for onshore european wind power. *Renewable Energy*, 146:921–931, 2020.

doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.127>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119309619>.

Teodoro Semeraro, Alessandro Pomes, Cecilia Del Giudice, Danilo Negro, and Roberta Aretano. Planning ground based utility scale solar energy as green infrastructure to enhance ecosystem services. *Energy Policy*, 117:218–227, 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.050>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518300594>.

Teodoro Semeraro, Roberta Aretano, Amilcare Barca, Alessandro Pomes, Cecilia Del Giudice, Elisa Gatto, Marcello Lenucci, Riccardo Buccolieri, Rohinton Emmanuel, Zhi Gao, and Alessandra Scognamiglio. A conceptual framework to design green infrastructure: Ecosystem services as an opportunity for creating shared value in ground photovoltaic systems. *Land*, 9 (8), 2020. doi: [10.3390/land9080238](https://doi.org/10.3390/land9080238).

Teodoro Semeraro, Roberta Aretano, Amilcare Barca, Alessandro Pomes, Cecilia Del Giudice, Marcello Lenucci, and Alessandra Scognamiglio. Transfer of ecology approach in ground photovoltaic engineering design to support ecosystem services like water supply. In Essam Heggy, Veronica Bermudez, and Marc Vermeersch, editors, *Sustainable Energy-Water-Environment Nexus in Deserts*, pages 509–519, Berlin, Germany, 2022a. Springer. ISBN 978-3-030-76081-6.

Teodoro Semeraro, Aurelia Scarano, Angelo Santino, Rohinton Emmanuel, and Marcello Lenucci. An innovative approach to combine solar photovoltaic gardens with agricultural production and ecosystem services. *Ecosystem Services*, 56:101450, 2022b. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ecoser.2022.101450>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212041622000468>.

Behrang Shirizadeh and Philippe Quirion. Low-carbon options for the french power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage? *Energy Economics*, 95:105004, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105004>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320303443>.

Behrang Shirizadeh and Philippe Quirion. The importance of renewable gas in achieving carbon-neutrality: Insights from an energy system optimization model. *Energy*, 255:

- 124503, 2022. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124503>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222014062>.
- Behrang Shirizadeh and Philippe Quirion. Long-term optimization of the hydrogen-electricity nexus in france: Green, blue, or pink hydrogen? *Energy Policy*, 181:113702, 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113702>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421523002872>.
- Behrang Shirizadeh, Quentin Perrier, and Philippe Quirion. How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty? *The Energy Journal*, 43(1):43–75, 2022.
- Timothy R. Simon, Daniel Inman, Rebecca Hanes, Gregory Avery, Dylan Hettinger, and Garvin Heath. Life cycle assessment of closed-loop pumped storage hydropower in the United States. *Environmental Science & Technology*, 57(33):12251–12258, 08 2023. doi: 10.1021/acs.est.2c09189. URL <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c09189>.
- Hans-Werner Sinn. Buffering volatility: A study on the limits of Germany’s energy revolution. *European Economic Review*, 99:130–150, 2017. doi: <https://doi.org/10.1016/j.euroecorev.2017.05.007>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0014292117300995>.
- Fabian Stöckl, Wolf-Peter Schill, and Alexander Zerrahn. Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. *Scientific Reports*, 11(1):14191, 2021. doi: 10.1038/s41598-021-92511-6. URL <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92511-6>.
- Matthew Stocks, Ryan Stocks, Bin Lu, Cheng Cheng, and Andrew Blakers. Global atlas of closed-loop pumped hydro energy storage. *Joule*, 5(1):270–284, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.015>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435120305596>.
- TERNA-SNAM. Documento di descrizione degli scenari 2022. Technical report, TERNA, SNAM, Roma, Italy, 2022.
- Marta Victoria, Kun Zhu, Tom Brown, Gorm B. Andresen, and Martin Greiner. The role of storage technologies throughout the decarbonisation of the sector-coupled european energy system. *Energy Conversion and Management*, 201:111977, 2019. doi: <https://doi.org/10.1016/>

j.enconman.2019.111977. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890419309835>.

Leroy J. Walston, Shruti K. Mishra, Heidi M. Hartmann, Ihor Hlohowskyj, James McCall, and Jordan Macknick. Examining the potential for agricultural benefits from pollinator habitat at solar facilities in the United States. *Environmental Science & Technology*, 52(13):7566–7576, 07 2018. doi: 10.1021/acs.est.8b00020. URL <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b00020>.

Jan Wohland, David Brayshaw, and Stefan Pfenninger. Mitigating a century of european renewable variability with transmission and informed siting. *Environmental Research Letters*, 16(6):064026 URL <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abff89>.

Alexander Zerrahn, Wolf-Peter Schill, and Claudia Kemfert. On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. *European Economic Review*, 108:259–279, 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.euroecorev.2018.07.004>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0014292118301107>.