

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI TECNICA E GESTIONE DEI SISTEMI INDUSTRIALI

INGEGNERIA DELL'INNOVAZIONE DEL PRODOTTO

TESI DI LAUREA TRIENNALE

A.A. 2023/2024

ANALISI DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE NELLA TRANSIZIONE VERSO FONTI RINNOVABILI

Relatore:

Prof. Alarico Macor

Correlatori:

Dott. Ing. Piero Danieli

Prof. Massimo Masi

Laureandi:

Marco Dal Lago 2003435

Alberto Tressi 2004611

Indice

1. Descrizione progetto

1.1 Scenari della transizione

2. Parametri delle simulazioni (input)

2.1 Share di rinnovabili

2.2 Impianti di produzione e rendimenti

2.3 Costi energetici

2.4 Consumi

3. Risultati delle simulazioni (output)

3.1 Scenario S85

3.2 Scenario S100

4. Conclusioni

5. Bibliografia

1. Descrizione del progetto

L'obiettivo del presente elaborato è quello di fornire una stima dei costi di due possibili scenari che riguardano la transizione verso fonti rinnovabili del sistema energetico nazionale, in un periodo che va dal 2025 al 2080.

Nella fattispecie, i risultati ottenuti scaturiscono dalla simulazione in vari step temporali (di decennio in decennio) di un modello di ottimizzazione che opera secondo il criterio del minimo costo.

I principali parametri in input inseriti nel modello riguardano: percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili, costi (LCOE e costi di investimento) e rendimenti dei vari sistemi di produzione, conversione, stoccaggio e trasporto coinvolti nel sistema energetico italiano. Gran parte dei parametri imposti per la transizione si basano su dati odierni reperibili in rete e il loro trend nei decenni a venire viene ipotizzato a partire da considerazioni di vario genere.

Alla fine di ogni simulazione il modello fornisce in output il minimo costo giornaliero medio sostenuto per la transizione secondo i valori imposti e dei grafici che riportano, oltre alla richiesta da parte delle utenze, i valori di energia o potenza che le fonti (rinnovabili e non) riescono a soddisfare nell'arco di una giornata, distinguendo tra le tre macroregioni italiane, Nord, Centro e Sud.

Nelle pagine a seguire l'elaborato si sviluppa attraverso l'analisi dei valori che il modello fornisce in output, confrontando i risultati ottenuti tra uno step di transizione e l'altro. Inoltre, dati alla mano, è possibile determinare come la corsa alla decarbonizzazione influisce sul sistema energetico italiano a livello economico e strutturale.

1.1 Scenari della transizione

Il primo scenario, indicato con S85 per il resto della relazione, è volto a rappresentare la situazione odierna del sistema energetico nazionale: ad oggi l'Italia è un Paese fortemente dipendente dall'estero in termini energetici: si stima che nel 2022 l'import netto di energia abbia coperto circa l'83% del fabbisogno energetico [1]. A partire da questo dato, è possibile fissare la percentuale iniziale di share di rinnovabili per questo scenario, ovvero 25% sul totale nel 2025. Inoltre, la transizione in S85 si sviluppa secondo le direttive europee (REPowerEU [2]), per le

quali si dovrebbe raggiungere uno share di rinnovabili del 45% nel decennio 2030-2040. Si ipotizza per questo scenario che il trend di crescita della percentuale di penetrazione delle rinnovabili sia contenuto e che nel 2080 si abbia uno share che non supera l'85%. Grazie alle simulazioni che riguardano lo scenario S85, quindi, sarà possibile stimare i costi che l'Italia dovrebbe affrontare per una transizione dettata dalle normative europee.

Il secondo scenario, indicato con S100 per il resto della relazione, ha come base di partenza una situazione di minor dipendenza energetica dall'estero già a partire dal 2025. Non disponendo di ricchi giacimenti fossili sul suolo italiano, le rinnovabili rappresentano una soluzione alla dipendenza energetica [3]. Quindi, per ricreare la situazione appena descritta, si fissa uno share di rinnovabili più alto già dal primo step rispetto allo scenario S85, ovvero 35%. In questo scenario si ipotizza che siano stati fatti degli investimenti per la transizione in passato e questo comporta benefici a livello di costi e rendimenti, che in linea teorica dovrebbero permettere di raggiungere la completa decarbonizzazione (100% di share di rinnovabili) entro il 2080.

Al termine delle simulazioni, verranno confrontati i costi giornalieri medi da sostenere per concretizzare le due diverse transizioni. In particolare, si mira a stabilire se a seguito di ipotetici sforzi economici e tecnologici (riferiti allo scenario S100) sostenuti in passato, la completa decarbonizzazione sia a tutti gli effetti economicamente conveniente.

2. Parametri delle simulazioni (input)

In questo paragrafo sono riportati i parametri inseriti in input al modello di simulazione. I valori in ingresso generalmente cambiano tra uno step temporale e l'altro, ed in particolare tra uno scenario e l'altro. Nella fattispecie, i parametri in input sono:

- percentuali di penetrazione delle fonti rinnovabili;
- impianti utilizzati nel sistema energetico nazionale e i relativi rendimenti;
- costi delle varie fonti di energia;
- consumi energetici rapportati ai valori odierni.

2.1 Share di rinnovabili

La seguente tabella riassume i vari step temporali considerati nelle due transizioni e le relative percentuali di penetrazione di fonti rinnovabili nel sistema energetico nazionale, ipotizzate alla fine di ogni decennio.

	SCENARIO S85 da 25%	SCENARIO S100 da 35%
2025 - 2030	30%	45%
2030 - 2040	45%	55%
2040 - 2050	55%	70%
2050 - 2060	65%	85%
2060 - 2070	75%	95%
2070 - 2080	85%	100%

Tab. 1 Evoluzione share di rinnovabili nei due scenari.

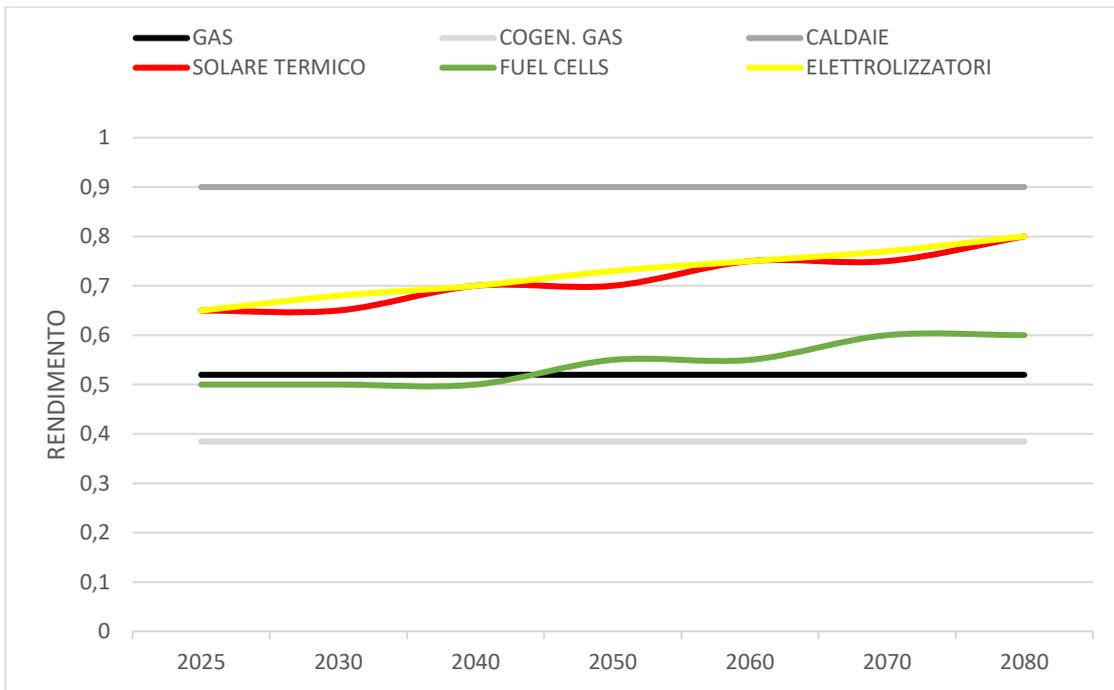
2.2 Impianti di produzione e rendimenti

Si riportano ora le tipologie di impianti che sono coinvolti nella produzione di energia in Italia e che sono stati considerati nelle varie simulazioni da parte del modello. L'energia nucleare viene esclusa a seguito del referendum del 2011 [4].

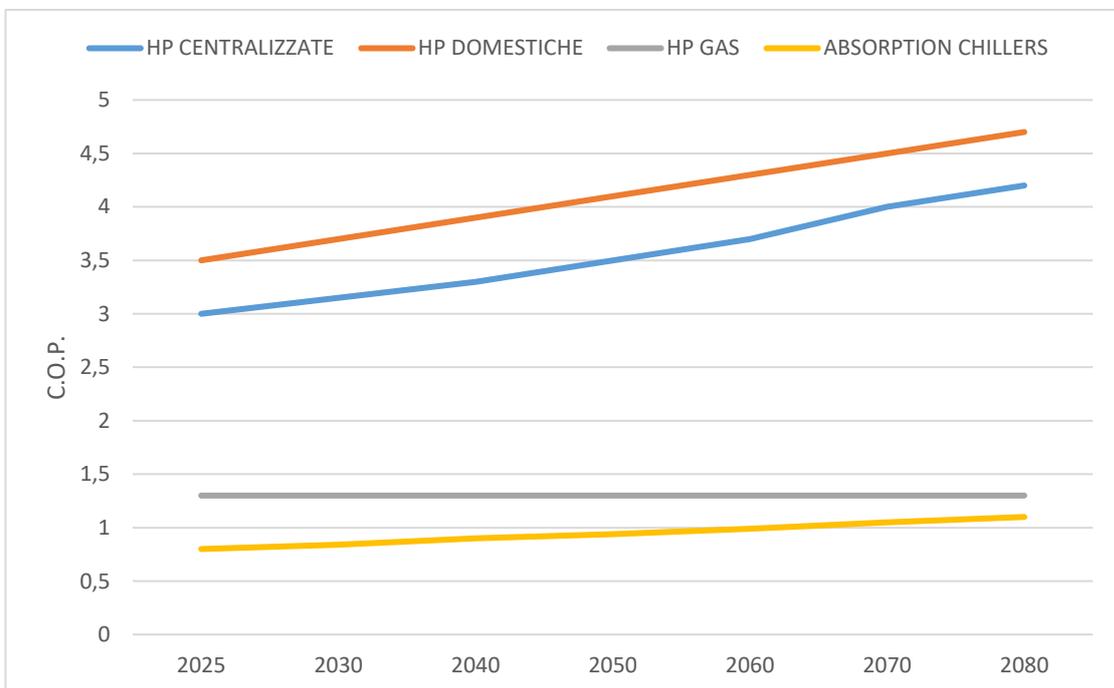
Tra gli impianti che impiegano fonti fossili, metano e altri combustibili, il modello considera: centrali termoelettriche (cogenerative e non), caldaie e pompe di calore. Durante i vari step di transizione, dalla lettura dei grafici in output è possibile quantificare l'apporto di potenza ed energia che gli impianti considerati forniscono al sistema energetico. Il progressivo aumento dello share di rinnovabili limita l'utilizzo degli impianti a fonti fossili e quindi il loro contributo tende a calare. Se l'apporto energetico di un impianto viene ritenuto trascurabile ad un certo punto della transizione, questo viene rimosso manualmente in input per gli step di transizione successivi.

Contemporaneamente, tra gli impianti che producono energia (termica ed elettrica) da fonti rinnovabili, sono considerati: fotovoltaico, eolico, idroelettrico, geotermico, biogas, impianti a idrogeno e fuel cells.

I seguenti grafici riportano gli andamenti delle efficienze (rendimenti e COP) di alcuni impianti considerati nelle simulazioni.



Graf. 1: trend dei rendimenti negli step di transizione.



Graf. 2: trend dei COP negli step di transizione.

Dall'analisi dei due grafici, si può determinare l'andamento imposto ai rendimenti e COP di alcuni impianti. In linea generale, gli impianti a fonti rinnovabili mantengono un trend di crescita durante i vari step di transizione. Si precisa che gli impianti eolici hanno un limite di efficienza dettato dal teorema di Betz [5].

Per quanto riguarda gli impianti a fonti fossili, i loro rendimenti rimangono costanti sia per limitazioni tecnologiche che per una bassa predisposizione agli investimenti in un mercato poco attrattivo.

2.3 Costi energetici

I costi indicativi di alcuni impianti considerati sono espressi in €/kWh nel caso di LCOE (Levelized Cost of Electricity) [6]. Si tratta di un parametro che tiene conto di molteplici fattori di costo che coesistono durante la vita utile dell'impianto stesso (energia prodotta, installazione, manutenzione, ...).

Per altri impianti, invece, i dati riportati riguardano i costi di investimento da sostenere per la messa in opera e sono espressi in €/kW. Gli impianti interessati da questa tipologia di costo sono prevalentemente impianti di accumulo, stoccaggio e trasmissione dell'energia.

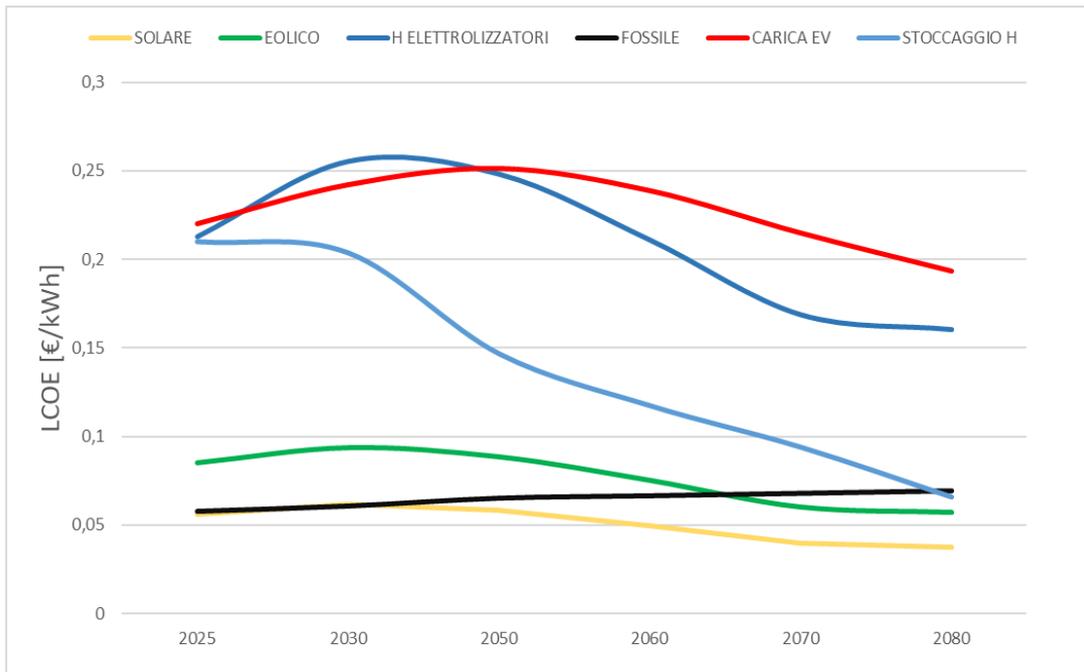
Per entrambe le tipologie di costo, i valori riportati sono stimati a partire dai dati odierni reperibili in rete (rif. bibliografia, da [7] a [24] compresi).

Per le rinnovabili, l'evoluzione di questi parametri di costo nei vari step temporali considerati, è stata ipotizzata come in lieve crescita nei primi decenni (fino al 2050 circa) dello scenario S85. Data la necessità del raggiungimento degli obiettivi comunitari il trend ipotizzato è giustificato dal conseguente aumento dei costi di investimento per l'innovazione e la ricerca e per motivi di speculazione sul mercato delle rinnovabili. Come dichiarato nel primo paragrafo, una completa transizione nel 2080 risulterebbe inverosimile ed economicamente insostenibile anche a causa dei costi crescenti fino al 2040.

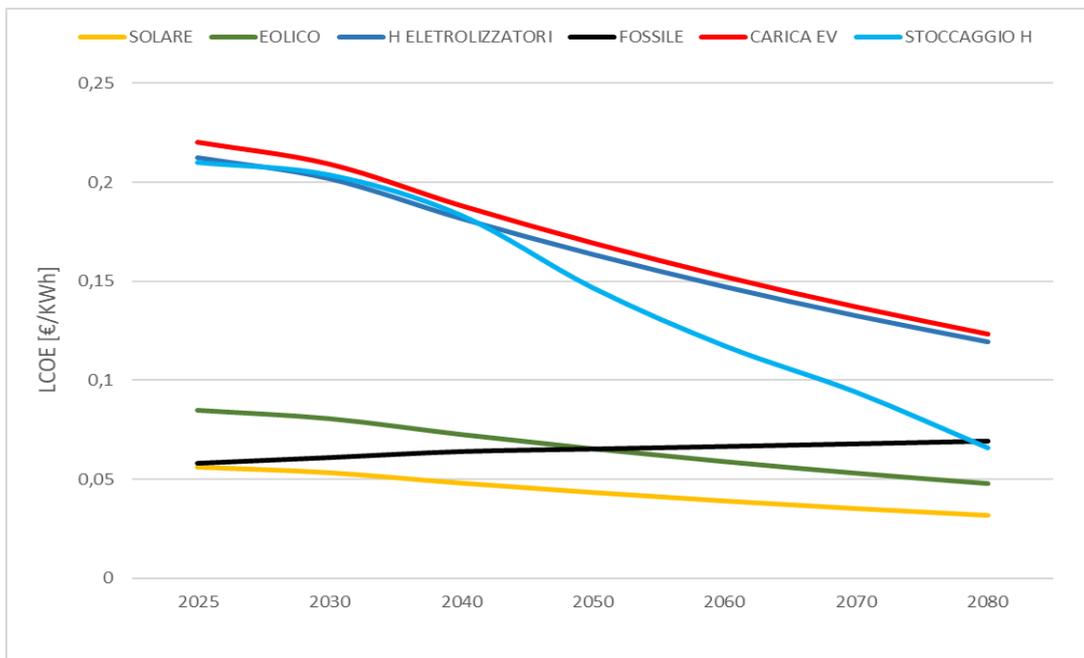
Nel caso dello scenario S100, invece, si suppone che i costi per le fonti rinnovabili (sia LCOE che costi di investimento) siano decrescenti già da subito, considerando gli sforzi economici ipotetici sostenuti negli anni precedenti al 2025. Questo trend renderebbe attuabile una transizione più veloce che porta alla completa decarbonizzazione nel 2080.

Le fonti fossili, invece, assumono un trend di costo lineare crescente durante tutte e due le transizioni analizzate in questo elaborato (circa 5% ogni decennio). Questo andamento è dovuto prevalentemente al fatto che in futuro il loro uso potrebbe essere limitato da provvedimenti legislativi come dazi e tassazioni, in modo da agevolare la crescita delle rinnovabili.

Gli andamenti dei costi delle principali fonti di energia che il modello considera sono riportati nei seguenti grafici:



Graf. 1 Andamento costi di alcune fonti energetiche per lo scenario S85



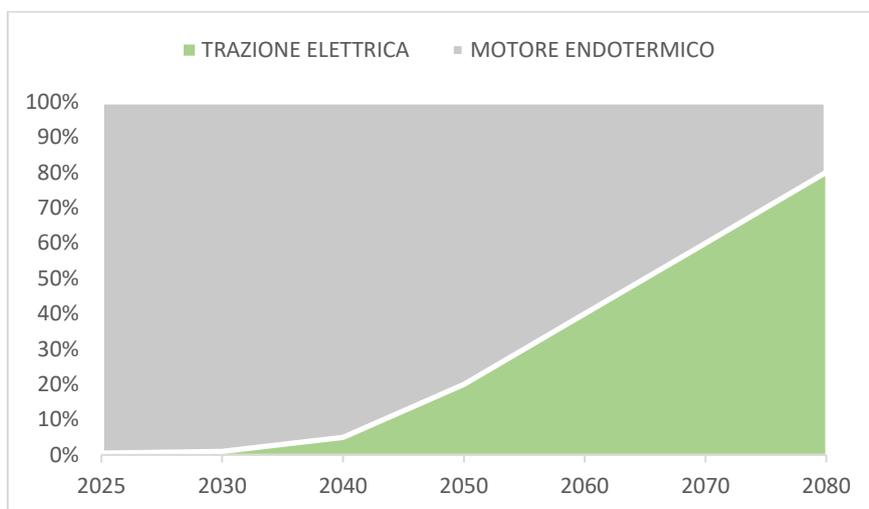
Graf. 2 Andamento costi di alcune fonti energetiche per lo scenario S100

2.4 Veicoli Elettrici

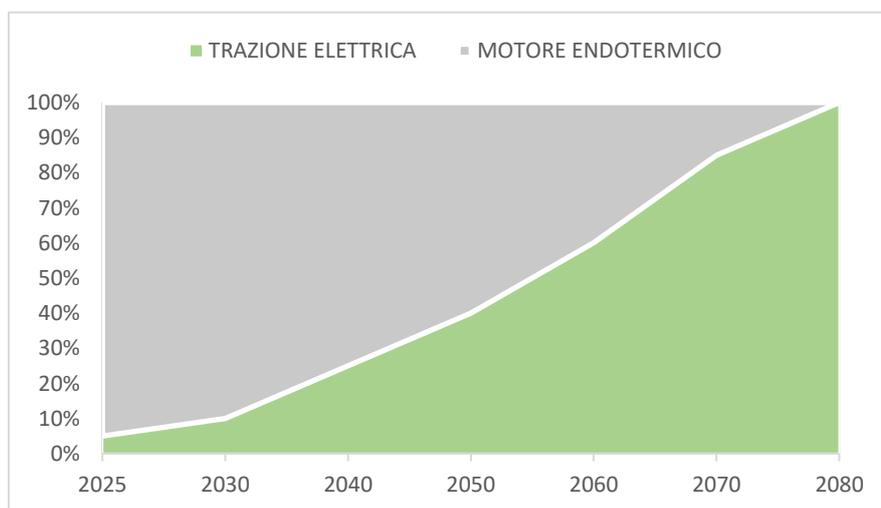
Dai seguenti grafici si possono dedurre gli andamenti imposti al modello della percentuale di elettrificazione delle automobili nei decenni considerati per la transizione, rispettivamente per S85 e S100.

Il valore iniziale per S85 si basa sul dato odierno di veicoli full electric presenti in Italia (circa 200.000), quindi una percentuale di 0,5% considerando 40 milioni di automobili presenti in Italia nel 2025. Chiaramente, in tale scenario il settore automotive non raggiunge la completa decarbonizzazione.

Per quanto concerne lo scenario S100, lo share iniziale di EV sul totale è più elevato (5% sul totale, considerando lo stesso numero globale di automobili di S85) perché si ipotizza una loro maggiore espansione già dal 2025, che è agevolata dalla più alta percentuale di fonti rinnovabili nel sistema energetico nazionale.



Graf. 5: percentuale automobili nei decenni, S85.



Graf. 6: percentuale automobili nei decenni, S100.

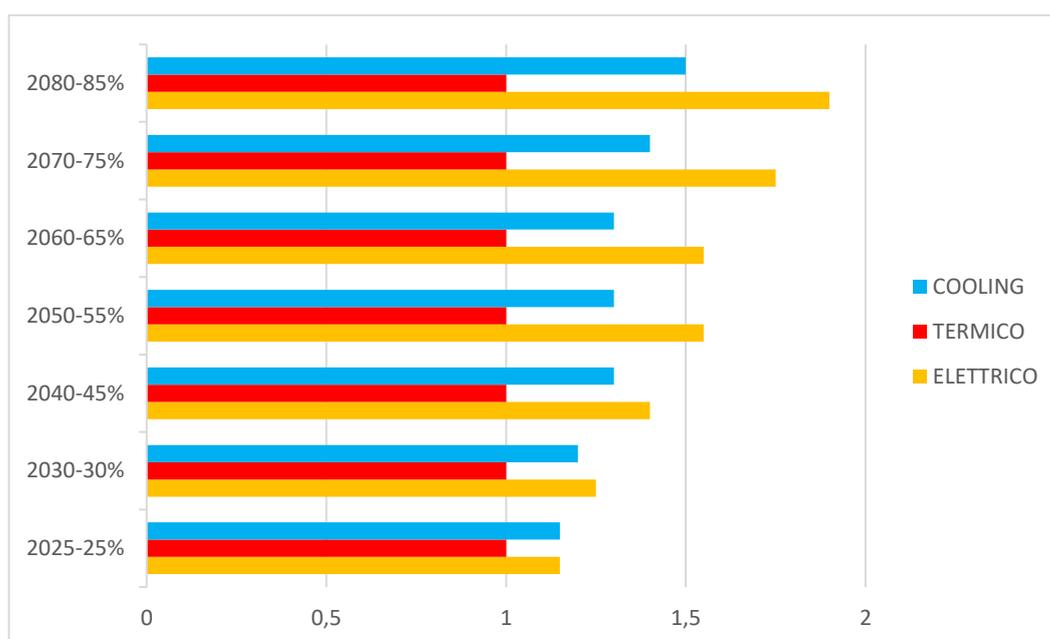
2.5 Consumi e domanda di energia

In tema di consumi energetici, si prospetta un andamento crescente di consumo di energia elettrica ed energia per il raffreddamento degli ambienti rispetto al 2020, che è l'anno di riferimento per i valori che considera il modello. Invece, i consumi di energia termica vengono ipotizzati invariati rispetto ai valori del 2020 per tutti gli step di transizione.

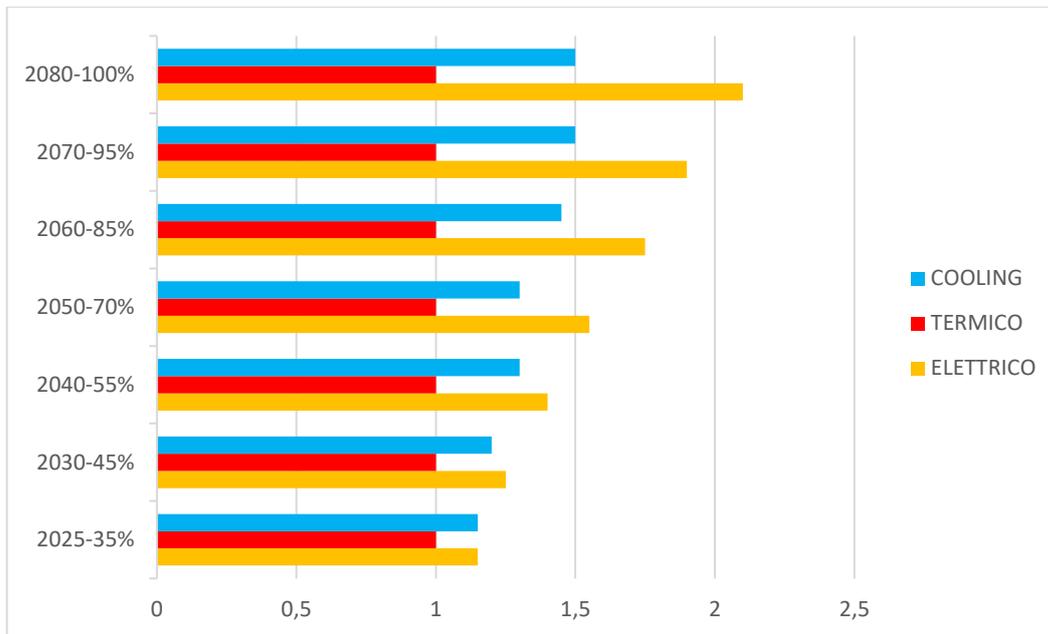
Per giustificare l'aumento dei consumi di energia elettrica, si ipotizza che nei decenni degli scenari S85 e S100 vi sia una notevole elettrificazione, spinta dalla crescita delle rinnovabili, che riguarda settori come l'automotive, i trasporti, l'industria e la domotica. Di conseguenza, le utenze avranno una domanda di energia elettrica crescente nei decenni e si ipotizza che questa raddoppi entro il 2080. Il trend di consumi nei decenni è stimato a partire dai dati forniti da TERNA SpA [25].

Si precisa che in ambito di riscaldamento degli ambienti, il modello considera autonomamente i consumi di energia elettrica derivanti dalla conversione di caldaie a gas in pompe di calore, quindi non è necessario imporre un ulteriore aumento dei consumi.

Inoltre, data la sempre più crescente temperatura media terrestre e le estati sempre più torride, si assume crescente il trend che riguarda l'energia impiegata per il raffreddamento, soprattutto al Sud.



Graf. 7: Andamento consumi, S85.



Graf. 8: Andamento consumi, S100.

Graf. 7 e Graf. 8 riportano, rispettivamente per S85 e S100, l'andamento dei consumi nei decenni della transizione in termini elettrici, termici e di climatizzazione ("cooling"). Il consumo di energia per il raffreddamento riportato nei grafici riguarda solamente il Sud, che è la regione nella quale si rilevano aumenti più significativi.

I valori di riferimento, rispetto ai quali vengono rapportati i consumi per ciascun decennio, sono riferiti all'anno 2020, che è il riferimento per il modello di simulazione.

Per quanto riguarda la domanda energetica da parte delle utenze, si impostano le simulazioni a parità di popolazione e di abitudini quotidiane odierne, che al più si differenziano tra una stagione e l'altra.

3. Risultati delle simulazioni (output)

Nella seguente parte di elaborato vengono presentati ed analizzati i risultati ottenuti come output delle simulazioni, distinguendo tra i due scenari descritti in precedenza. In particolare, si riportano graficamente gli andamenti in termini di potenza o energia di varie forme e fonti di energia presenti nel sistema energetico nazionale. Inoltre, per ogni step temporale della transizione si riporta il minimo costo giornaliero da sostenere per attuare la transizione nelle condizioni previste dai dati in input.

Al fine di evitare ridondanza nell'analisi dei risultati, si riportano esclusivamente i punti salienti e gli eventi rilevanti durante ogni step di transizione.

3.1 Scenario S85

2025 (25%)

Si stima che nel 2025 lo share di rinnovabili tocchi il 25% e di conseguenza il sistema energetico italiano è strutturato come segue:

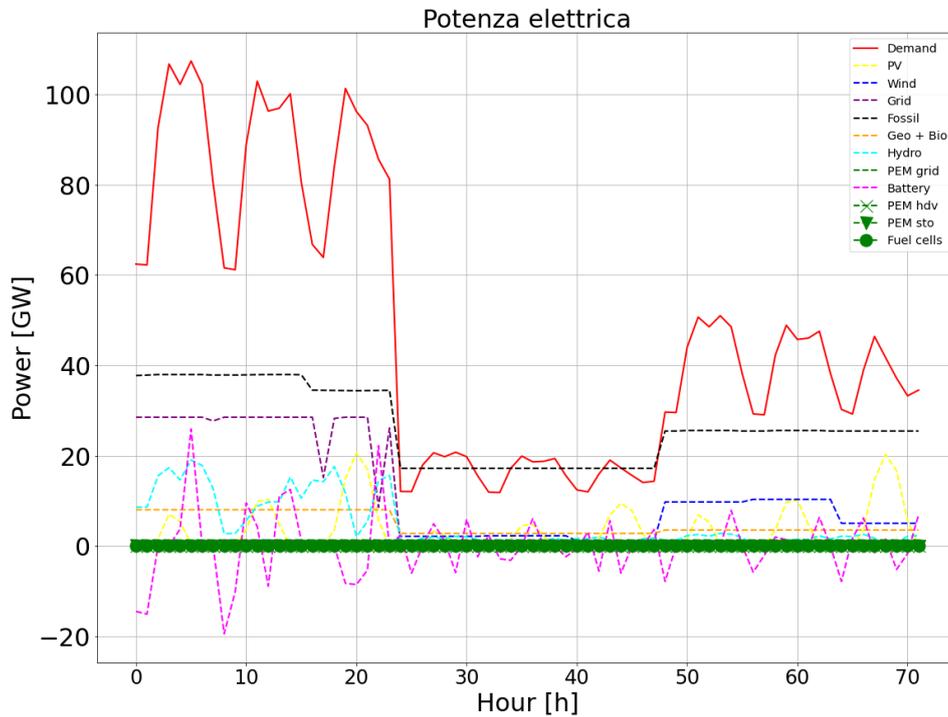


Fig. 1: potenza elettrica 2025, S85.

Il grafico in Fig. 1 riporta in ascissa un'unità di tempo in [h] e in ordinata la potenza elettrica in [GW]. Si possono facilmente distinguere tre diversi intervalli di 24 h, i quali, da sinistra verso destra, rappresentano le tre zone considerate: Nord, Centro e Sud Italia. A loro volta sono suddivisi in ulteriori tre intervalli di 8 h, i quali indicano tre giornate tipo, da sinistra a destra, delle stagioni inverno, mezza stagione ed estate.

Ad oggi, la domanda di potenza elettrica è soddisfatta prevalentemente dalle fonti fossili, da Nord a Sud; si può infatti notare come gli andamenti di “grid” (energia importata, prodotta da fonti fossili) e “fossil” prevalgono sulle altre, specialmente al Nord, dove la domanda di potenza è mediamente intorno ad 85 GW, con picchi che raggiungono anche 100-105 GW.

Le uniche fonti di energia rinnovabile che assumono una discreta rilevanza sono idroelettrico, solare e geotermico (specie al Nord), fotovoltaico ed eolico (al Sud). L'idroelettrico raggiunge

al massimo 20 GW di potenza elettrica fornita al Nord e si può notare come il suo impiego può essere finalizzato a colmare i picchi della domanda durante la giornata.

Nel grafico in Fig. 1 è evidente come le fonti fossili rappresentino la fonte di energia più conveniente e diffusa rispetto alle rinnovabili, che al 2025 devono ancora espandersi all'interno del sistema energetico nazionale.

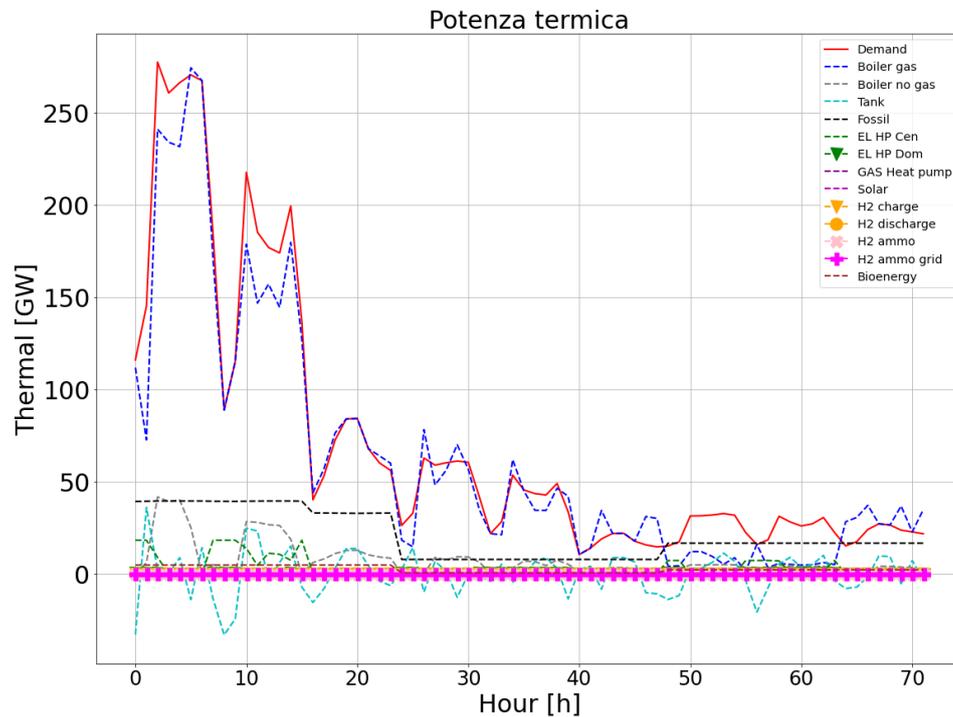


Fig. 2: potenza termica 2025, S85.

Il grafico in Fig. 2 riporta l'entità della domanda e le modalità con cui questa viene soddisfatta, in termini di potenza termica. La curva blu ("boiler gas", caldaie a gas metano) prevale su tutte le altre e riesce a coprire la quasi totalità della domanda, superandola in alcuni casi e permettendo quindi di creare delle riserve energetiche (si veda curva "tank"). Altri contributi di potenza termica sono dati, in misura molto minore, da impianti fossili diversi da quelli a metano (curve "no gas" e "fossil") e dalla bioenergia (circa 5 GW) prodotta a partire dalla combustione di biomasse nei termovalorizzatori, maggiormente presenti al Nord [26].

Anche a livello di energia termica il Nord Italia rappresenta la regione più energivora, specialmente durante il periodo invernale, con picchi di domanda che raggiungono 270 GW. Al Centro e al Sud, date le più elevate temperature medie, il clima più mite e la minor popolazione rispetto al Nord, si può notare come la domanda di energia termica sia molto più ridotta e non superi i 40 GW.

Nel 2025, è evidente dalla Fig. 3 che in quasi tutti gli edifici italiani siano installati sistemi di riscaldamento (potenza termica) che sfruttano energia fossile e di conseguenza in questo settore l'energia rinnovabile non è in grado di avere la sua quota parte rilevante. Un'alternativa a questi sistemi che impiegano fonti fossili sono le pompe di calore (HP, Heat Pumps), che sono macchine termiche in grado di trasferire energia termica, alimentate da energia elettrica. Dalla Fig. 3 si può constatare che le pompe di calore, seppur efficienti e convenienti, sono presenti in percentuale molto ridotta nel 2025. Il loro impiego prevale in estate, quando il loro utilizzo è mirato a raffreddare gli ambienti e sono predilette le HP centralizzate al Nord e al Sud (curva "HP Cen"). In ogni caso la domanda di potenza elettrica delle pompe di calore è non di molto superiore a 5 GW.

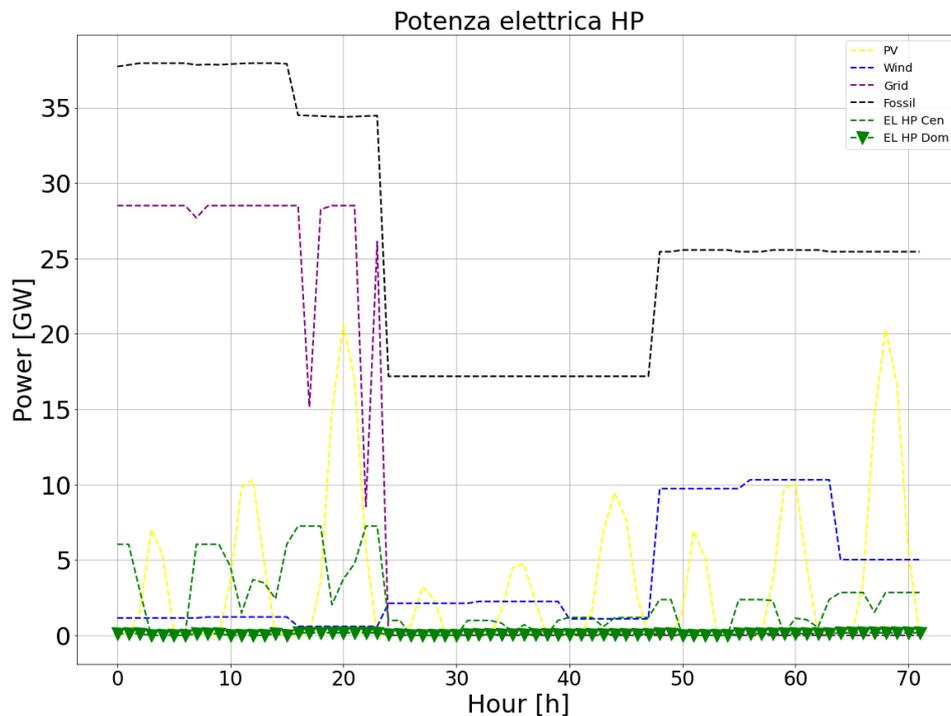


Fig. 3 potenza elettrica HP 2025, S85.

Un altro dato interessante è lo scambio di potenza elettrica che avviene tra le regioni, che si può analizzare a partire dalla Fig. 4. I valori di potenza scambiati tra le regioni si possono rilevare seguendo l'andamento della curva "Scambio el NC". Si mette subito in risalto che tale curva al Centro Italia assume prevalentemente valori di potenza negativi. Ciò significa che per tutto l'arco della giornata (in tutte e tre le stagioni), la domanda di potenza elettrica è pienamente soddisfatta e addirittura superata. Questa potenza in eccesso viene recuperata e sfruttata dalle utenze presenti nel Nord e nel Sud Italia ed è per questo che tale curva assume valori prevalentemente positivi.

Inoltre, la Fig. 5 descrive graficamente la domanda di potenza frigorifera (*cooling*) e gli impianti usati per soddisfarla. Nel 2025 la domanda di “freddo”, che si aggira ai picchi attorno a 35 GW, viene coperta prevalentemente da pompe di calore centralizzate e da unità di refrigerazione (absorption chillers). Un fatto interessante che si può rilevare dal grafico è l’implementazione di sistemi di accumulo di potenza termica frigorifera fino a 10 GW (curva “*bacino freddo*”), dai quali si attinge quando la domanda raggiunge i valori massimi. Un altro dato rilevante è la domanda al Sud, che pareggia quella del Nord Italia, sebbene al Sud Italia vi siano molte meno utenze. Ovviamente, ciò è dovuto alle temperature medie più alte rispetto al resto del Paese. Si ipotizza per i prossimi step che il dato sui consumi di energia frigorifera al Sud sia in costante crescita, come descritto dal Graf. 7.

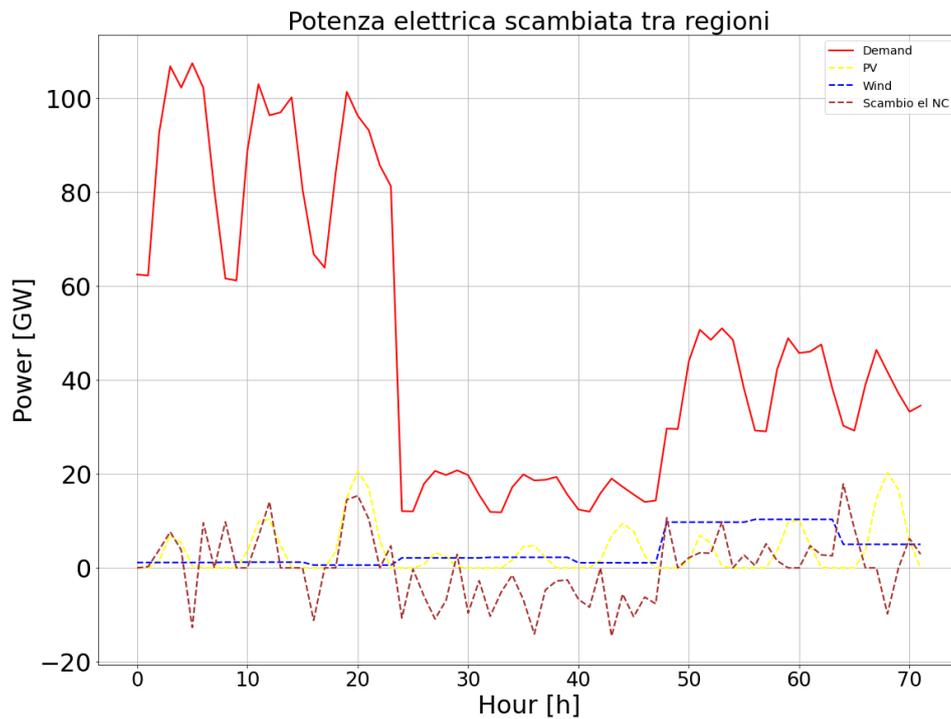


Fig. 4: potenza elettrica scambiata tra regioni 2025, S85.

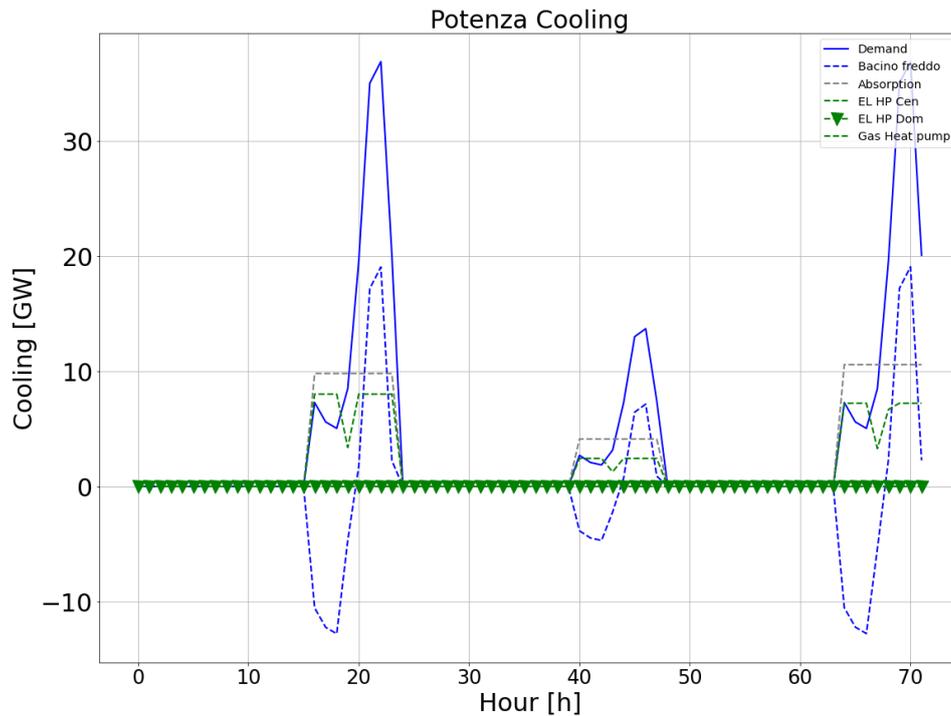


Fig. 5: potenza cooling 2025, S85.

2030 (30%)

Al 2030, con uno share di rinnovabili del 30%, il costo medio giornaliero della transizione durante il lustro 2025-2030 si aggira intorno ai 691000 €/gg.

Per la simulazione della transizione energetica al 2030 si ipotizza un aumento dei consumi elettrici del 10% rispetto ai valori del 2025. Questo trend viene impostato come crescente per i prossimi step (Graf. 5) di transizione.

Non si rilevano particolari differenze con la situazione analizzata al 2025, visto il periodo trascorso relativamente breve e la percentuale di penetrazione dell'energia da fonti rinnovabili di poco più alta.

2040 (45%)

Il costo della transizione nel decennio 2030-2040 si aggira intorno ai 718600 €/gg. Il costo maggiore rispetto al valore visto in precedenza è dovuto ad un aumento dei costi (LCOE ed investimenti) che riguardano le fonti rinnovabili. Come annunciato (Graf. 7), anche per questo step di transizione si ha un aumento dei consumi elettrici, di circa il 30% rispetto ai valori del 2025.

Dalla Fig. 6 si può asserire che al Nord, rispetto al 2025, il dato sull'import di energia ("Grid") rimane pressoché invariato e il consumo di energia da fonti fossili è quasi triplicato, fino a 60 GW. Solamente nella stagione estiva, secondo il modello risulta preponderante l'uso di energia solare. Al Sud, il consumo di energia fossile cala leggermente e risulta largamente impiegata l'energia eolica in inverno e durante la mezza stagione, nelle quali si hanno valori pressoché costanti di 30 GW. D'estate, come al Nord prevale l'energia solare, con un picco di 60 GW.

Dall'analisi del grafico, nella situazione descritta per il 2040, l'energia da fonti fossili è ancora largamente impiegata vista la percentuale di fonti rinnovabili ancora limitata. Si può inoltre notare dall'andamento delle curve che rappresentano le rinnovabili come eolico e solare, la loro discontinuità e irregolarità durante i vari periodi di un anno solare. Infatti, la potenza fornita dalle rinnovabili è strettamente legata alle condizioni meteorologiche, variabili da una stagione all'altra.

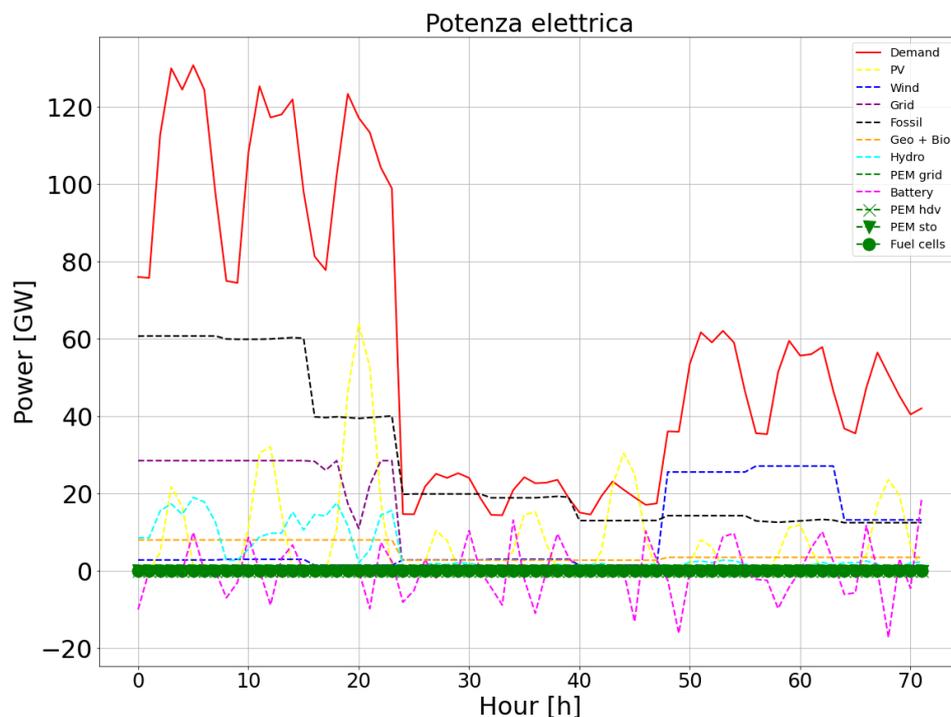


Fig. 6: potenza elettrica 2040, S85.

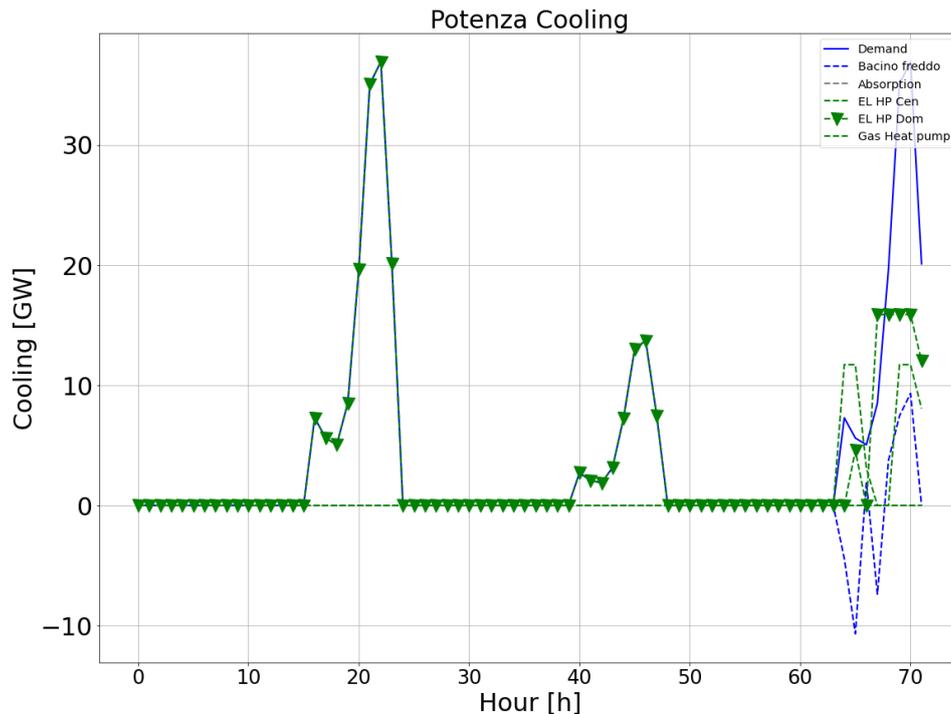


Fig. 7: potenza cooling 2040, S85.

Confrontando i dati sulla potenza impiegata per il raffreddamento di ambienti tra il 2040 (Fig. 7) e il 2025 (Fig. 5), si deduce che al Nord e al Centro la totalità della domanda di “freddo” viene soddisfatta da pompe di calore domestiche. Invece, al Sud si fa ancora affidamento ai cosiddetti bacini freddi [27] per colmare i picchi che con le pompe di calore non si riescono a soddisfare.

2050 (55%)

Il costo medio giornaliero della transizione tra il 2040 e il 2050 è pari a circa 801300 €/gg. I consumi ipotizzati in questo step di transizione risultano subire una variazione del +10% rispetto al decennio precedente.

Dalla Fig. 8 si nota una sostanziale crescita delle installazioni di impianti fotovoltaici nel Nord Italia, che vengono sfruttati appieno nella stagione estiva. Infatti, anche a seguito di un notevole aumento dei consumi, si riesce a sopperire alla quasi totalità della domanda estiva, riuscendo anche a creare degli accumuli nelle ore più luminose, dai quali si può attingere anche quando l’irradianza solare cala.

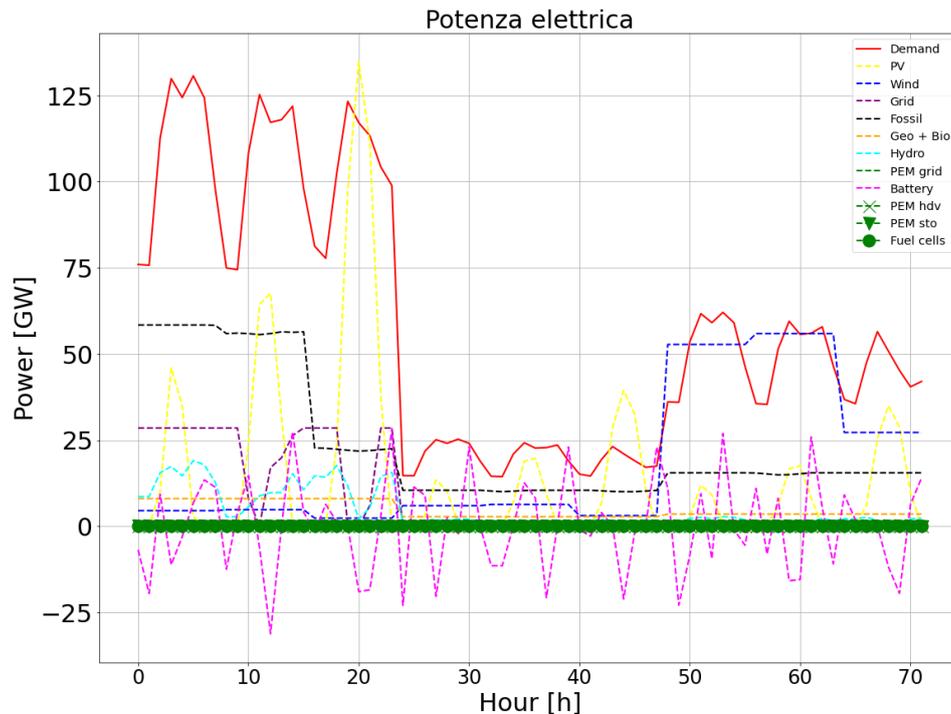


Fig. 8: potenza elettrica 2050, S85.

Soffermandosi sulla parte di grafico che descrive la situazione al Sud Italia, si nota che, nonostante vi sia grande disponibilità di energia eolica, persiste comunque l'impiego di impianti a gas naturale. Questo è dovuto al fatto che il gas ha come pregi la flessibilità e l'immediata fruibilità di energia a basso costo rispetto ad altre fonti rinnovabili. Perciò il modello di simulazione ritiene più economicamente vantaggiosa una configurazione energetica come quella riportata in figura.

Da questo step in poi, il modello inizia a prediligere maggiormente l'impiego di fonti rinnovabili, dato che il loro costo inizia a decrescere a partire da questo decennio (Graf. 1).

Inoltre, come si evince dalla Fig. 9 gli impianti a fonti fossili che non impiegano gas naturale/gas metano (curva "no gas"), non contribuiscono alla produzione di potenza elettrica. Per la produzione di energia termica e per l'industria, questi impianti contribuiscono in minima parte. Vengono quindi dismessi e non considerati più dal modello a partire da questo step di transizione in poi.

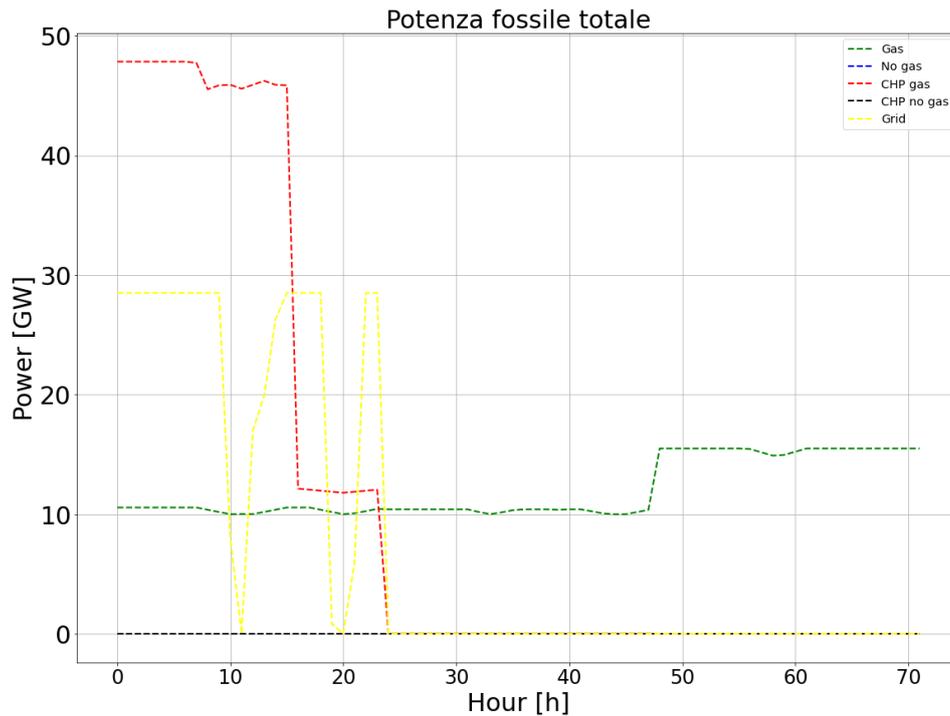


Fig. 9: potenza fossile 2050, S85

2060 (65%)

Lo step di transizione 2050-2060 comporta un costo medio giornaliero di circa 945100 €/gg. Si riconferma il trend visto nel precedente paragrafo, in termini di potenza elettrica richiesta dalle utenze ed immessa nella rete del sistema energetico nazionale. La disponibilità crescente di energia da fonti rinnovabili permette di generare ampi accumuli energetici e nella fattispecie, dalla Fig. 10 il Sud Italia risulta essere la regione che contribuisce maggiormente allo scambio di potenza in uscita nelle stagioni invernali e primaverili. Invece, per la prima volta dal 2025, si ha che una regione energivora come il Nord Italia ha una tanto grande eccedenza di energia in estate, da poterla trasferire alle altre zone del Paese.

Nella Fig. 11 viene presa in considerazione la produzione di energia usata negli impianti ad alta temperatura da parte di biogas, che rappresenta circa il 35% del gas totale presente nella rete nazionale. In questo grafico non vi è distinzione tra le tre stagioni, ma vengono analizzate solamente le 8 ore lavorative nelle tre regioni italiane complessivamente. Essendo una zona più industrializzata, la domanda risulta più elevata al Nord Italia e con il Biogas si riescono a soddisfare fino a 350 GWh di energia richiesta. Questa quota di energia risulta piuttosto bassa (0,1%) se rapportata al fabbisogno energetico industriale complessivo odierno, che secondo il MASE [28] oggi corrisponde a circa il 25% del totale. Infatti, si attesta che ad oggi il consumo finale annuo complessivo di energia si aggiri attorno a 110.000 ktep, che sono circa 1300 TWh.

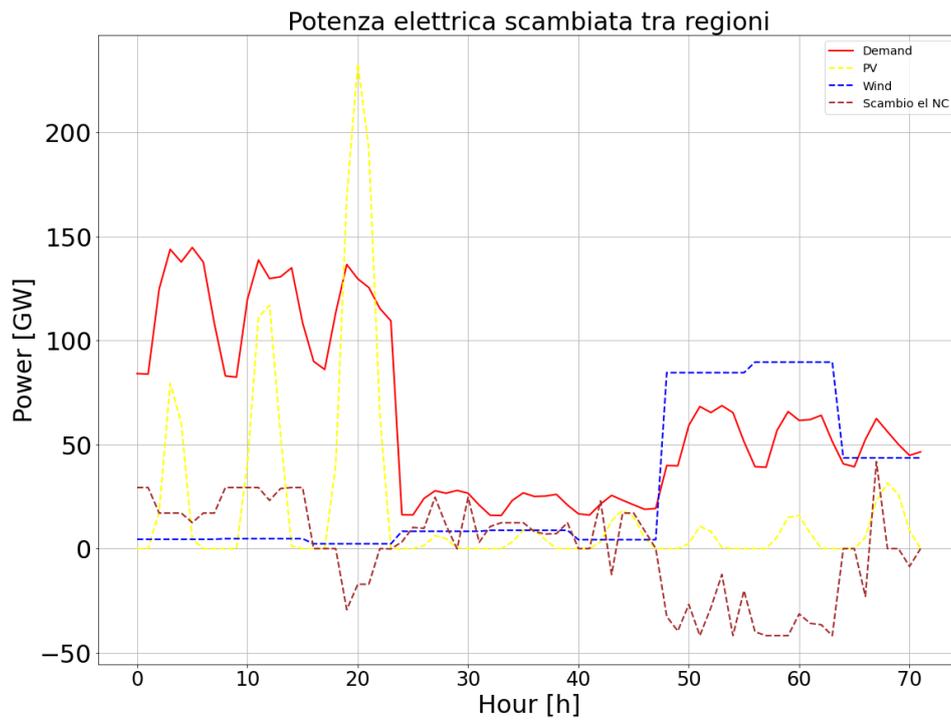


Fig. 10: potenza elettrica scambiata tra regioni 2060, S85.

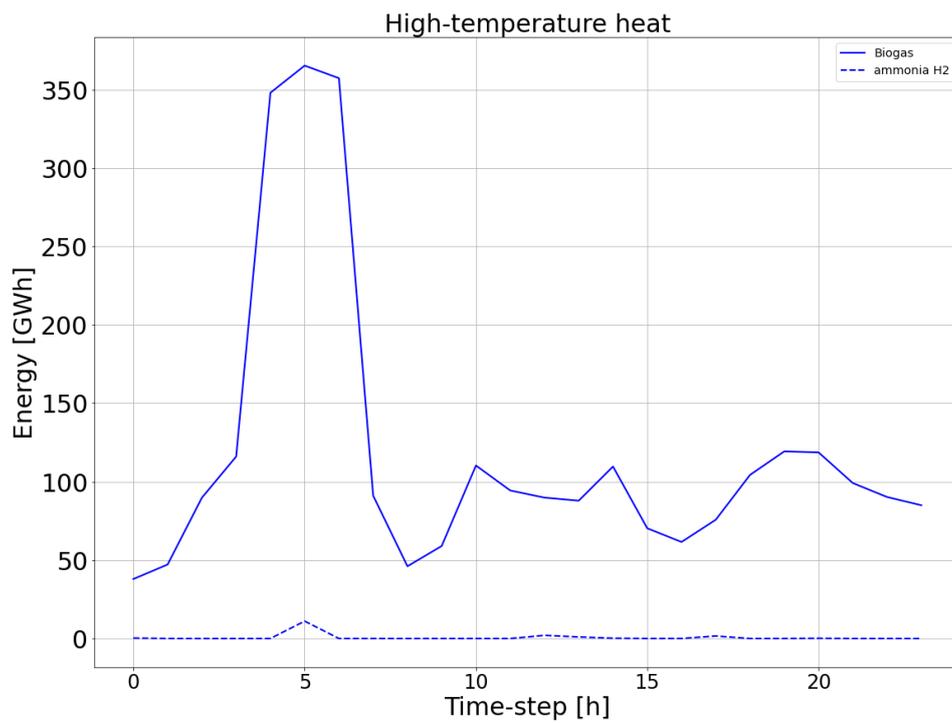


Fig. 11: energia prodotta per calore ad alta temperatura 2060, S85.

2070 (75%)

Nel 2070 lo share di rinnovabili presente all'interno del sistema energetico nazionale tocca il 75%, con un aumento dei consumi di circa il 12% rispetto al 2060. Alla luce di ciò, il costo giornaliero medio per attuare la transizione è di circa 975400€/gg.

Nella Fig. 12 spicca il dato relativo alla grande disponibilità di energia da fonte eolica prodotta nel Sud Italia, che permette di coprire ampiamente la domanda elettrica risultante in questa regione. Dal grafico, che descrive la potenza elettrica scambiata nelle regioni, si comprende che l'eccedenza di energia riscontrata al Sud consente di approvvigionare una buona fetta della domanda di potenza elettrica al Nord; basti vedere che le curve "Scambio el NC" nelle stagioni inverno e mezza stagione sono in buona misura speculari.

Inoltre, è interessante osservare che, nonostante la drastica differenza di energia elettrica prodotta da fonte eolica tra estate e il resto dell'anno al Sud, questa non crei problemi di carenza energetica nel Paese in quanto viene compensata ampiamente dalla solida presenza di energia solare al Nord Italia.

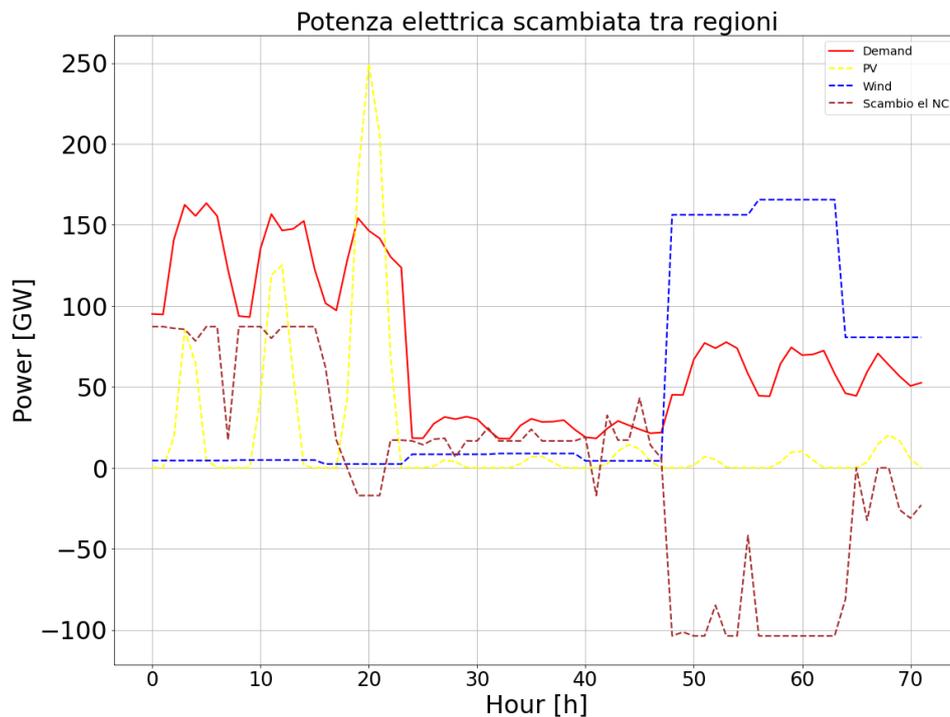


Fig. 12: potenza elettrica scambiata tra regioni 2070, S85.

Per la prima volta dall'inizio dell'elaborato, i dati relativi alle auto elettriche (full electric, non ibride), indicate con BEV (Battery Electric Vehicles), offrono degli spunti per delle interessanti valutazioni. Nel 2070 è stata imposta una percentuale di auto elettriche del 60% rispetto al totale

(Graf. 5); quindi, si contano circa 25 milioni di veicoli elettrici, se si suppone che il numero di automobili in Italia rimanga invariato rispetto al 2025 [29].

In Fig. 13 è descritto l'andamento della domanda di potenza da parte delle automobili, che si differenzia solamente tra le regioni e non nella stagionalità (l'uso dell'auto e i periodi di ricarica non variano tra una stagione e l'altra). Nel grafico si possono distinguere tre curve differenti: la curva blu piena rappresenta la domanda che si avrebbe se le auto fossero tutte elettriche, la curva blu tratteggiata la domanda effettiva da parte dei BEV e infine la curva grigia la domanda di carburante fossile per le automobili a motori endotermici.

Analizzando il grafico, si evidenzia che nel 2070 vi è una buona percentuale di auto elettriche, ma queste sono tutte concentrate nelle regioni Centro e Sud, e al Nord prevale ancora l'uso di veicoli inquinanti. Il modello, che effettua le iterazioni con il criterio del minimo costo, ha rilevato che è più conveniente avere un parco auto totalmente elettrico nelle regioni più meridionali; ciò è legato molto probabilmente al fatto che al Centro-Sud si ha una grande disponibilità di energia eolica che permette di ottenere energia elettrica per caricare i BEV per tutte le stagioni. Al Nord, invece, si fa affidamento quasi esclusivamente all'energia solare, che pecca per la propria stagionalità e quindi preclude la possibilità di una più rapida diffusione dei BEV.

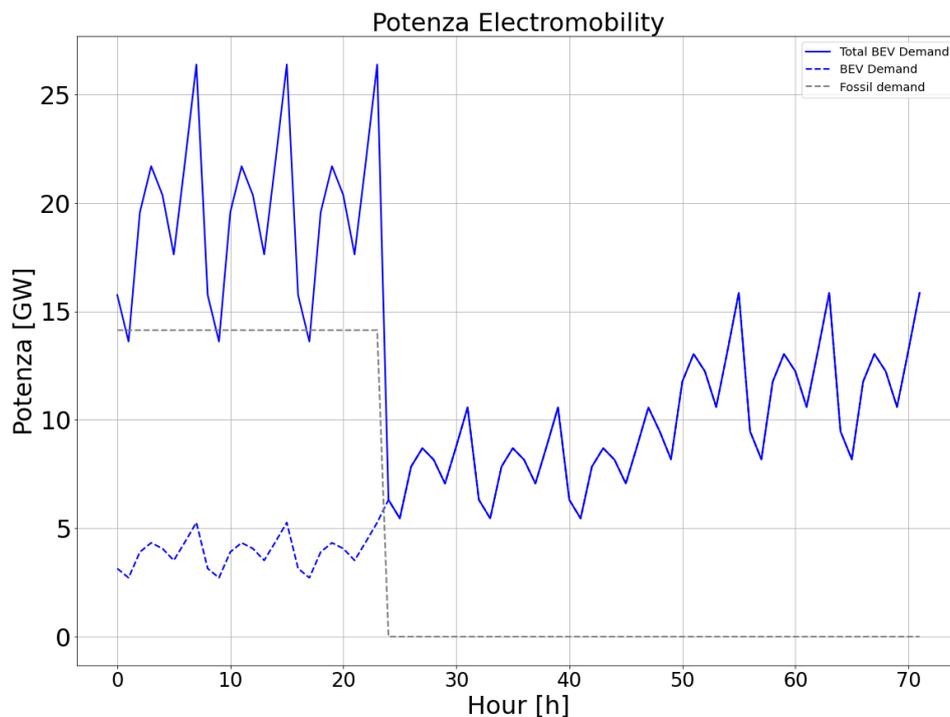


Fig. 13: potenza per veicoli elettrici 2070, S85.

2080 (85%)

Il costo medio giornaliero risultante dall'ultimo step di transizione dello scenario S85 è di 1.100.000 €/gg. Il costo deriva da una percentuale di rinnovabili di 85%, con consumi elettrici quasi raddoppiati rispetto al 2025.

La Fig. 14, che riporta la situazione in termini di potenza elettrica, rimarca quanto detto per lo step precedente. Infatti, si può notare come siano energia solare ed eolica a prevalere su tutte le altre. Inoltre, è interessante notare che al Centro Italia la domanda non viene soddisfatta pienamente da energia prodotta sul proprio territorio, ma viene sfruttata l'eccedenza di energia prodotta nelle altre regioni.

Dato l'elevato share di rinnovabili impostato, si può inoltre rilevare l'ormai bassissimo impiego di fonti fossili, specialmente dell'energia elettrica importata dall'estero (curva "Grid"). A questo punto della transizione, sarebbe quindi verosimile raggiungere l'indipendenza energetica con costi relativamente contenuti.

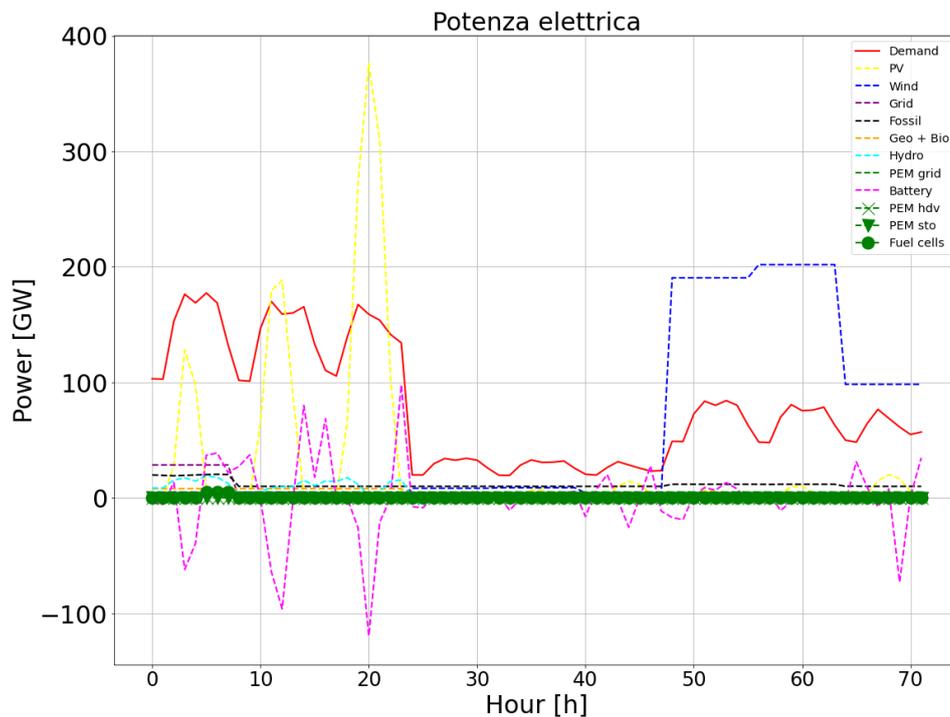


Fig. 14: potenza elettrica 2080, S85.

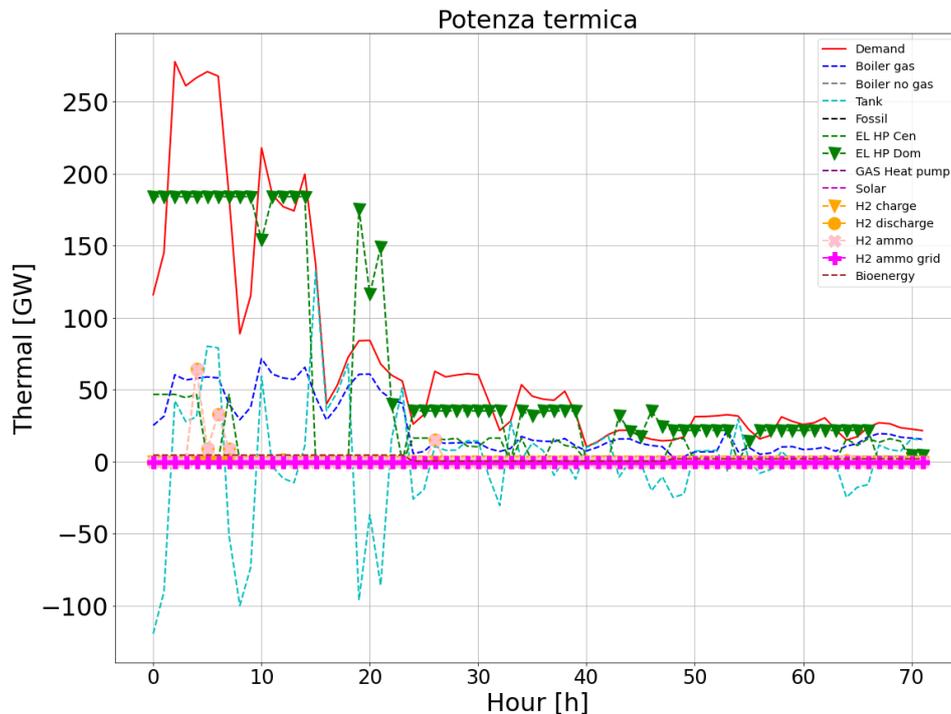


Fig. 15: potenza termica 2080, S85.

In termini di potenza termica, con riferimento alla Fig. 15, nel 2080 si rileva un sistema che predilige l'uso di pompe di calore, oramai diffuse su tutto il territorio nazionale e che riescono a fornire fino a circa 180 GW di potenza. La loro espansione è dovuta ai vantaggi che offrono in termini economici, in quanto hanno alti COP e possono essere usate sia per riscaldare che per raffreddare gli ambienti domestici. Inoltre, osservando la forma della curva "EL HP Dom", si evince che le pompe di calore domestiche prediligono un funzionamento continuativo durante le stagioni invernale e primaverile. Le caldaie a gas, come si può vedere dalla curva "Boiler Gas", sono destinate a colmare i picchi della domanda e a fornire acqua calda sanitaria (anche in estate). Da sottolineare che le caldaie non sono totalmente alimentate a metano, ma vi è un'importante quota di biogas immesso nella rete che arriva alle utenze, che a questo punto della transizione corrisponde al 60% nel mix della rete gas (con potenze fino a 35 GW, 16 GW e 32 GW rispettivamente da Nord a Sud).

Il modello, da questo step temporale di transizione ritiene conveniente anche l'implementazione di sistemi catalizzatori per la scissione delle molecole di idrogeno da ammoniaca NH_3 (curva "H2 ammo"). L'uso di questa tecnologia risulta essere conveniente solamente nella stagione invernale al Nord per coprire la domanda ai picchi massimi.

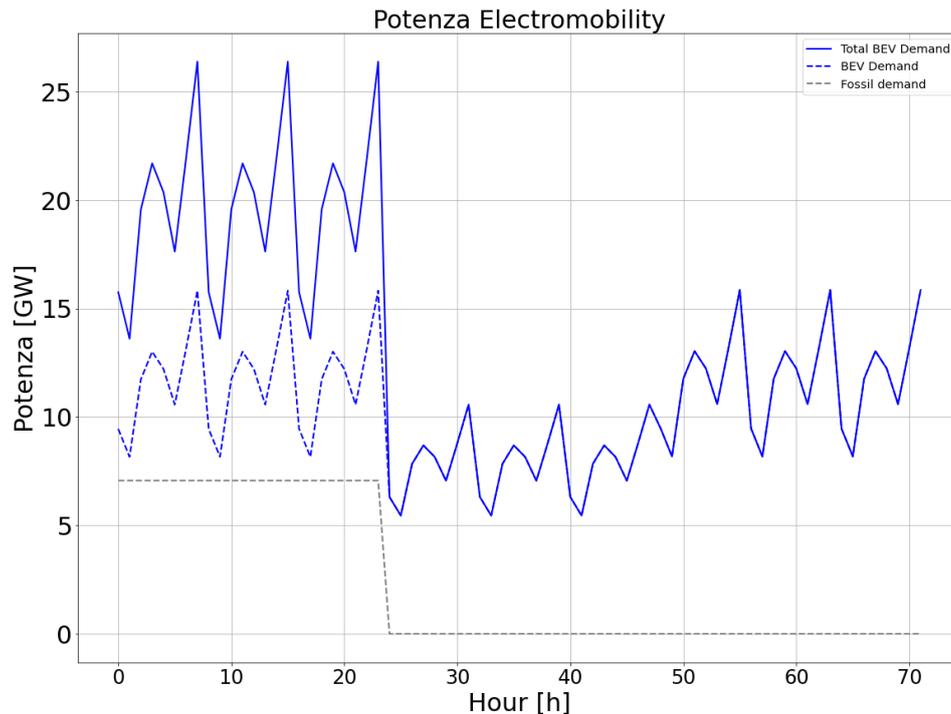


Fig. 16: potenza per veicoli elettrici 2080, S85.

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, il quadro globale di insieme viene di seguito riassunto. Dalla Fig. 16, i veicoli elettrici nel 2080 superano di gran lunga i veicoli a motore endotermico, ma non si raggiunge la totale decarbonizzazione del settore; infatti, nel Nord Italia c'è ancora una consistente fetta di auto circolanti (circa il 30%) occupata ancora dai veicoli a fonte fossile. In contemporanea, nel campo dei trasporti pesanti (HDV, Heavy Duty Vehicles) si rileva l'introduzione delle prime celle ad H, ma per valori che non superano i 5 GWh.

Nel settore dell'aviazione soprattutto a partire dal 2080, da come si può notare nella Fig. 17, c'è un uso consistente di carburanti green, in modo da coprire parte della richiesta di combustibile in un settore particolarmente inquinante come quello aeronautico. Il bio kerosene viene quindi prodotto a picchi alterni durante le stagioni, in modo particolare nel Nord e Centro Italia così da livellare la richiesta durante l'anno. La bassa produzione di combustibile nel Sud viene compensata dai livelli molto alti delle altre due regioni.

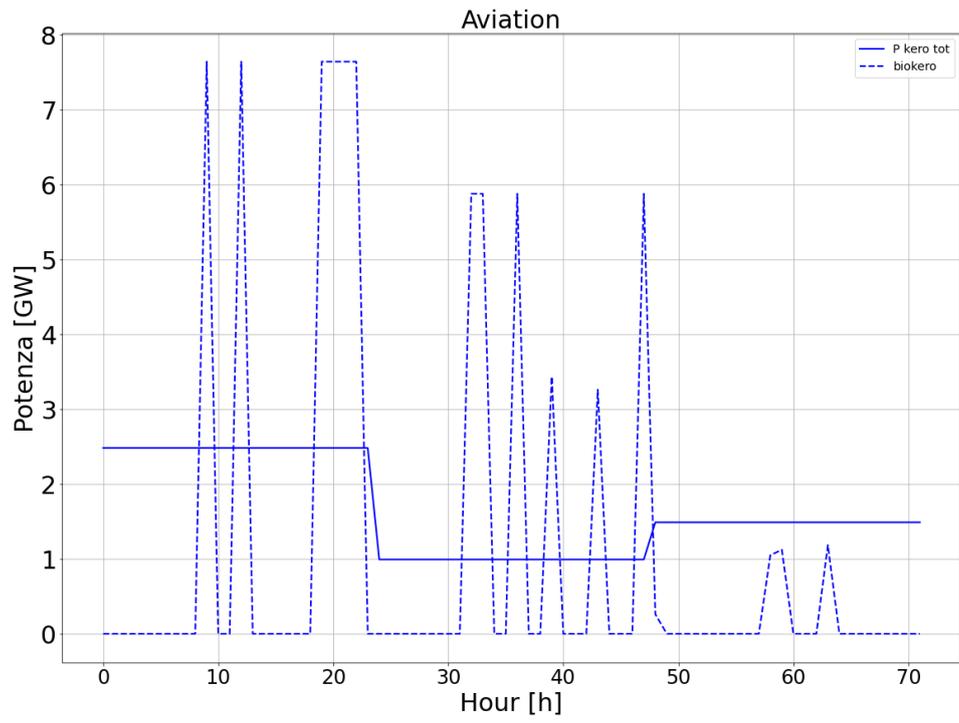


Fig. 17: produzione biokerosene 2080, S85.

3.2 Scenario S100

2025 (35%)

Come scritto in precedenza, nello scenario S100 si ha una percentuale di fabbisogno energetico coperto dalle rinnovabili che corrisponde al 35% e con ciò si mira a ricreare uno scenario in cui l'Italia è meno energeticamente dipendente dall'estero.

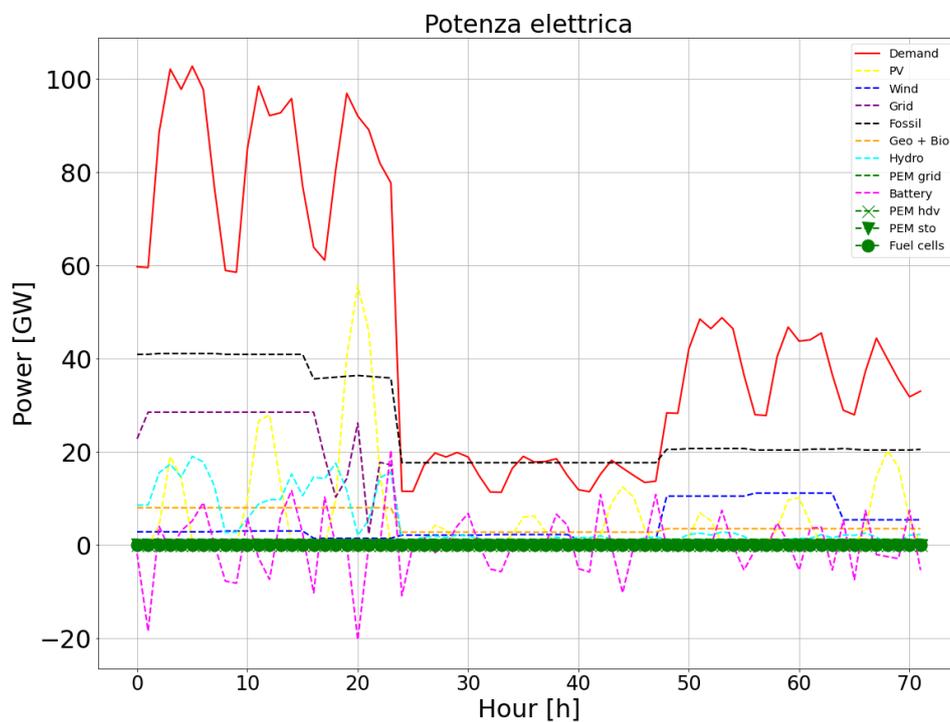


Fig. 18: potenza elettrica 2025, S100.

Dalla Fig. 18 per la domanda di potenza elettrica, si rileva che al Nord la maggior parte della quota di rinnovabili è rappresentata dall'energia solare, specialmente in estate dove arriva a coprire circa il 60% della domanda. Si nota come nelle altre due stagioni e, in generale nel resto d'Italia, la domanda sia comunque coperta da fonti fossili, con valori tra 20 GW e 40 GW.

Al Sud vi è una buona presenza di energia rinnovabile proveniente da impianti eolici, ma che comunque riesce a soddisfare il fabbisogno solo in misura ridotta, circa il 30%.

Riguardo alla potenza termica, dalla Fig. 20 si nota una maggior diffusione delle HP domestiche fin da subito (picchi al Nord di 50 GW in inverno e primavera). Questa maggior espansione conferma che l'uso delle pompe di calore è agevolato da una più alta disponibilità di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tuttavia, come visto per lo scenario S85, a dominare sulla fornitura di energia termica sono ancora le caldaie a gas, grazie alle loro caratteristiche di disponibilità immediata a basso costo.

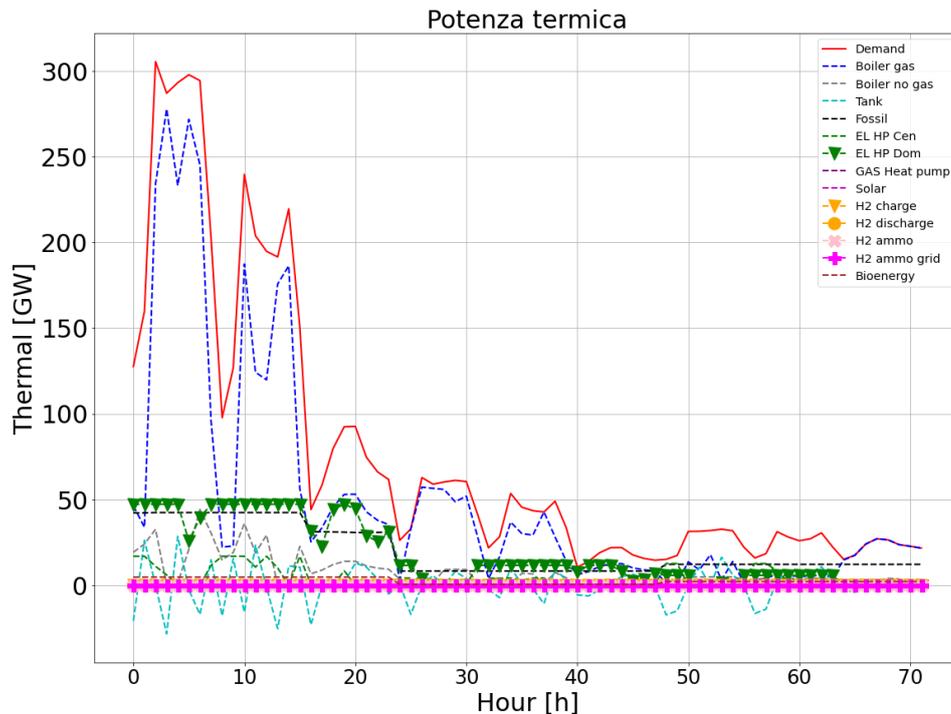


Fig. 19: potenza termica 2025, S100.

2030 (45%)

Giunti al 2030, si considera che il trend di share delle rinnovabili cresca fino a raggiungere la percentuale del 45%. Il consumo di potenza elettrica registra un aumento del +10% rispetto allo step precedente.

Il costo medio giornaliero nel periodo 2025-2030 per lo scenario S100 si aggira attorno a 672000 €/gg, che è di poco inferiore al costo rilevato nello scenario S85 per lo stesso periodo. La motivazione principale è appunto il trend decrescente dei costi energetici fin da subito come rappresentato nel Graf. 2.

Come si nota dalla Fig. 20 della potenza elettrica, nella regione del Nord Italia non si hanno particolari e significativi cambiamenti nei trend di utilizzo delle energie rinnovabili e fossili, tranne che per il Sud Italia. Infatti, come nello step di transizione precedente, tutta la domanda viene colmata da energia fossile importata e prodotta internamente e con dei picchi di fotovoltaico nella stagione estiva. Anche al Centro tutto sommato la situazione rimane la stessa, unica variazione degna di nota è l'implementazione di impianti eolici che raggiungono i 5 GW, circa il 20% della totale domanda. Al Sud invece cresce significativamente l'utilizzo di impianti eolici che nella stagione invernale e primaverile soddisfano la quasi totalità della domanda; in estate vi è invece un buon contributo di energia solare (20 GW circa) grazie all'alta irradianza solare.

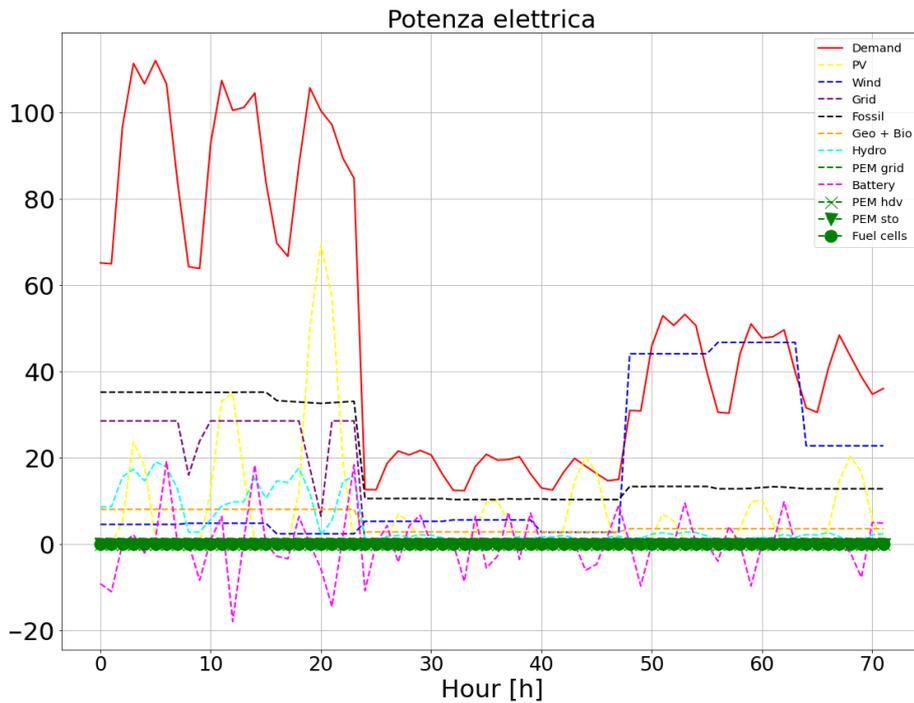


Fig. 20: potenza elettrica 2030, S100.

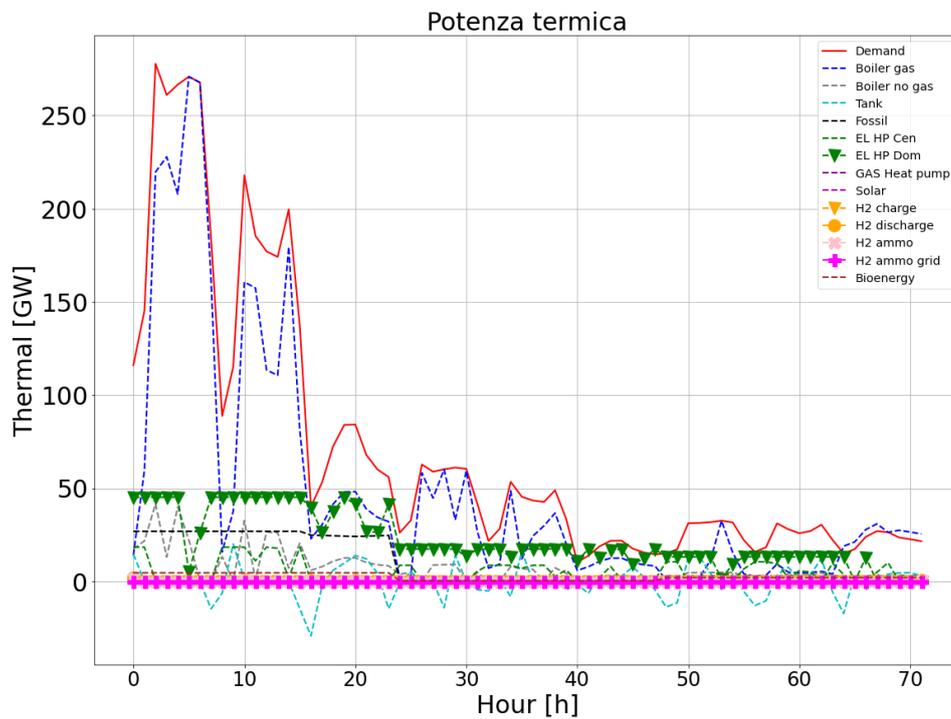


Fig. 21: potenza termica 2030, S100.

Da segnalare un cambiamento nei trend di consumo nella potenza di raffreddamento soprattutto al Nord Italia. Stando all'output del 2025 (che non viene riportato), si rileva che tutta la domanda (fino a 35 GW a Nord e Sud) risulta soddisfatta da pompe di calore domestiche con picchi di

potenza durante le ore serali (post lavorative), dovuti alle accensioni simultanee di tutte le pompe per soddisfare la richiesta una volta che le persone rientrano a casa. Invece, la situazione al 2030, descritta in Fig. 22 descrive un aumento dell'impiego di pompe di calore centralizzate in contemporanea con un utilizzo diverso delle HP domestiche. Infatti, il modello rileva che è più economicamente conveniente tenere accesi i dispositivi per il raffreddamento per un tempo più prolungato e ad un livello di potenza minore, rispetto ad un funzionamento breve alla massima potenza.

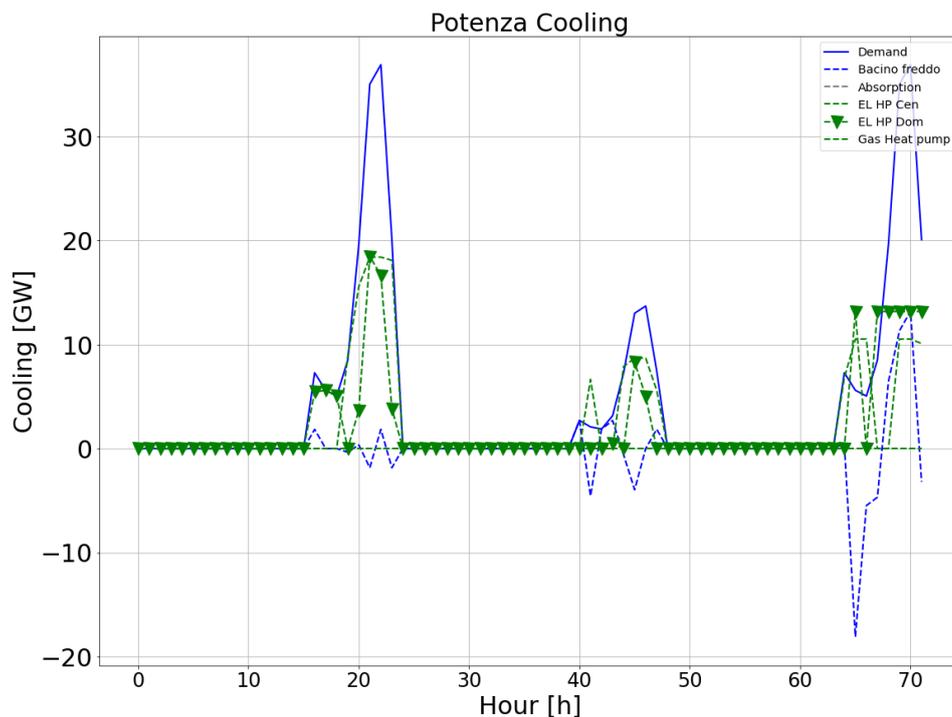


Fig. 22: potenza cooling 2030, S100.

2040 (55%)

Impostando uno share di rinnovabili del 55% e un aumento dei consumi del +15% rispetto al 2030, il costo medio giornaliero della transizione per il decennio 2030-2040 si avvicina a 860000 €/gg.

In questo step l'energia rinnovabile copre più della metà della domanda da parte delle utenze e il quadro generale può essere dedotto consultando la figura Fig. 8, che descrive la situazione nello scenario S85 alla stessa percentuale di penetrazione di energia da rinnovabili. Infatti, non sono state rilevate particolari differenze tra i due output, di S100 ed S85 allo stesso share, se non una leggera diminuzione dell'impiego di fonti fossili (*fossil+grid*) e una maggior capienza degli accumuli di energia elettrica. Si deve tuttavia tenere conto che tutto ciò, nello scenario S100 avviene un decennio prima rispetto allo S85.

2050 (70%)

Lo scenario S100 prevede che nel 2050 il sistema energetico nazionale sia caratterizzato da una percentuale di penetrazione di rinnovabili del 70%, con un aumento significativo di tale percentuale dal 2040. In questo step si possono apprezzare realmente, in termini economici, i vantaggi dati da una maggiore e ipotetica indipendenza energetica a partire dal 2025: il costo medio giornaliero della transizione nel decennio 2040 - 2050 è di circa 827000 €/gg, inferiore rispetto al costo rilevato nello decennio precedente, nonostante vi sia un notevole +15% di share di rinnovabili.

Come si può dedurre dal Graf. 6 lo scenario S100 è caratterizzato da una maggior rapidità di diffusione dei veicoli full electric ed in particolare, per il 2050, è stata impostata una percentuale di BEV sul totale che è del 40%. Come visto nello S85, la decarbonizzazione del settore automotive inizia dal Sud Italia e ciò è dovuto ad una maggior convenienza nel possedere macchine elettriche data la maggior disponibilità, al netto della domanda, di energia rinnovabile al Sud Italia, che si può apprezzare dalla Fig. 24.

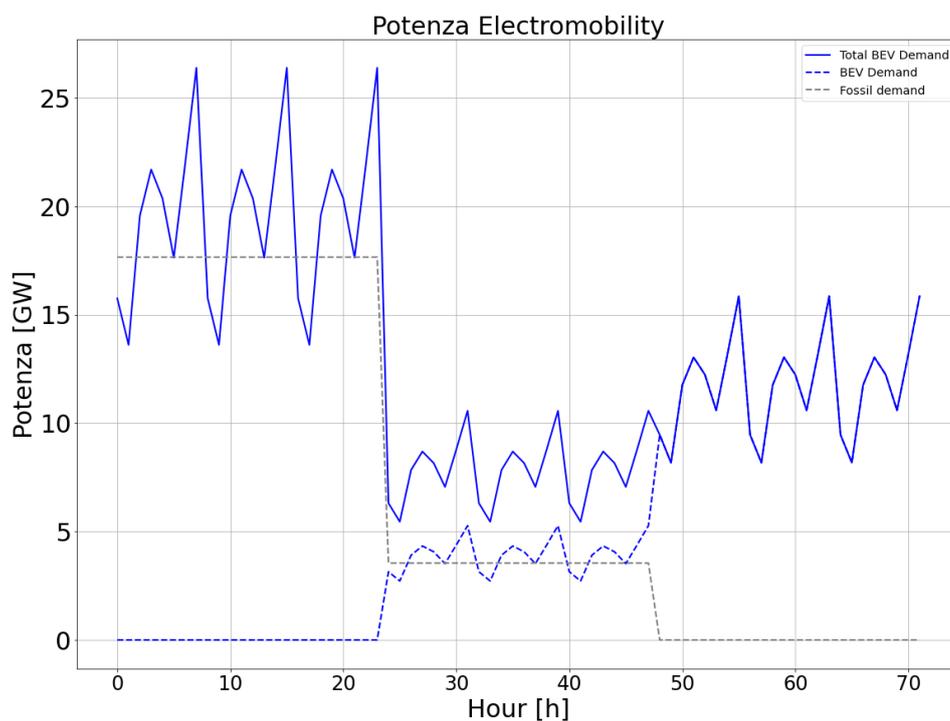


Fig. 23: potenza elettrica per veicoli elettrici 2050, S100.

Più precisamente, non si ha maggior disponibilità di potenza elettrica da rinnovabili al Sud rispetto al Nord, ma nella regione meridionale si ha un andamento della potenza costante durante tutte e tre le stagioni grazie alla presenza di energia eolica, che può garantire fino a 110 GW. Al Nord, invece, la fonte rinnovabile più diffusa è l'energia ricavata da pannelli fotovoltaici, che

hanno massima resa, fino a 230 GW di picco estivo, solo durante le ore centrali (massima irradianza).

Inoltre, sempre dalla Fig. 24, secondo il modello di simulazione risulta che il Sud non solo è il precursore della decarbonizzazione delle automobili, ma anche nello scenario S100 conferma le elevate potenzialità in termini di produzione di potenza elettrica da fonti rinnovabili. Per gran parte dell'anno, specialmente in primavera ed estate, sul suolo meridionale vengono prodotti fino a 50 GW in eccesso rispetto all'effettiva domanda. Questa potenza eccedente viene trasferita alle altre due macroregioni, soprattutto al Nord.

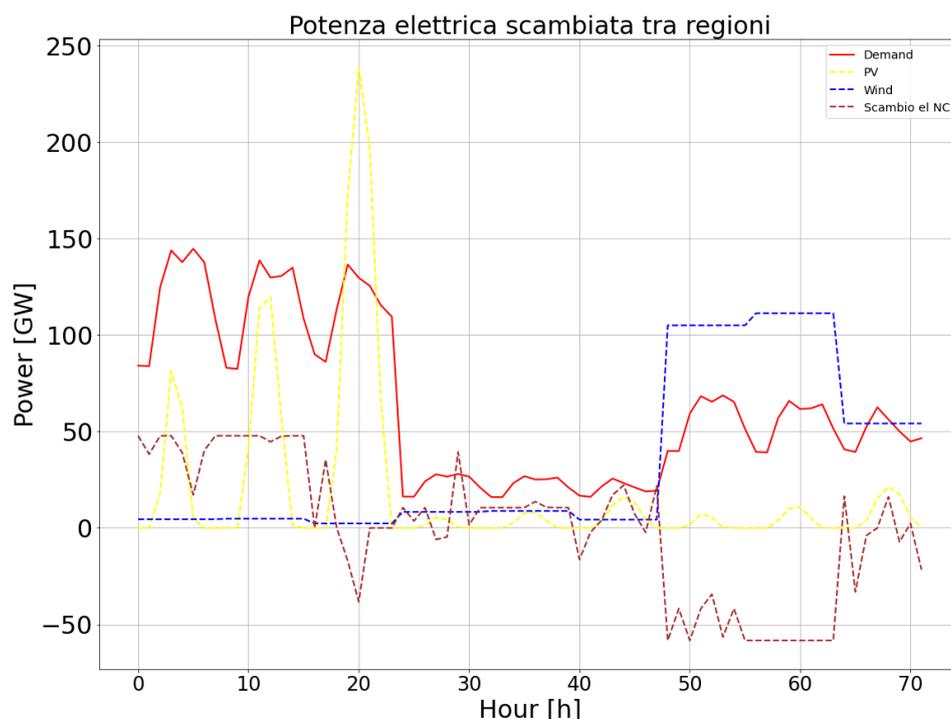


Fig. 24: potenza elettrica scambiata tra regioni 2050, S100.

2060 (85%)

Lo step di transizione 2050-2060 vede nuovamente un aumento del +15% dello share di rinnovabili rispetto al decennio precedente. A questo punto dello scenario S100, lo sviluppo del sistema energetico italiano risulta anticipato di 20 anni rispetto allo scenario S85. Il costo medio giornaliero rilevato per arrivare all' 85% di rinnovabili è di circa 1.050.000 €/gg, che risulta essere del 30% più elevato rispetto al decennio precedente. Inoltre, i consumi elettrici aumentano di circa il +10%.

Dalla Fig. 25 si nota che, in termini di potenza termica, a prevalere sono le pompe di calore domestiche (“curva HP dom”), sia per utilizzo invernale che per quello estivo. Le HP riescono a coprire la quasi totalità della domanda (fino a circa 200 GW al Nord) e unite alla potenza prodotta da caldaie a biogas, vanno a generare potenza in abbondanza, che viene stoccata e utilizzata in ore successive. Inoltre, si nota anche come ci sia un picco di utilizzo delle HP in concomitanza al picco di energia solare durante la stagione estiva al Nord.

Si può anche apprezzare l’introduzione delle prime forme di energia legate all’idrogeno ed in particolare di H contenuto nell’ammoniaca NH_3 importata dall’estero. La ragione dell’uso dell’ammoniaca sta nel fatto che con essa viene agevolato il processo di stoccaggio e trasporto dell’idrogeno, che risulterebbe particolarmente complicato e poco conveniente se fosse sottoforma gassosa o liquefatto [30].

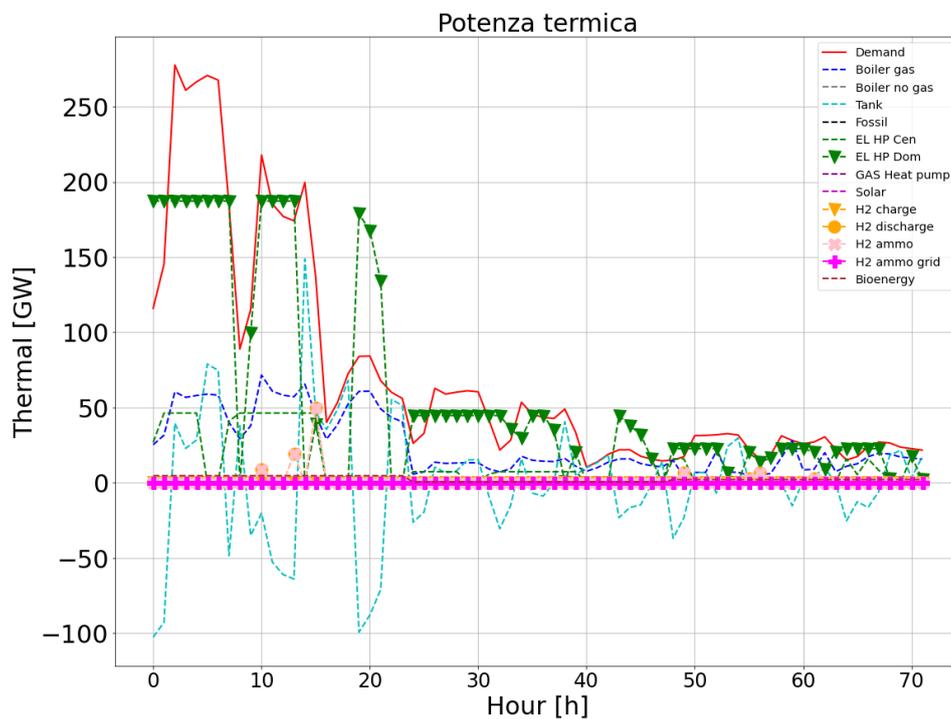


Fig. 25: potenza termica 2060, S100.

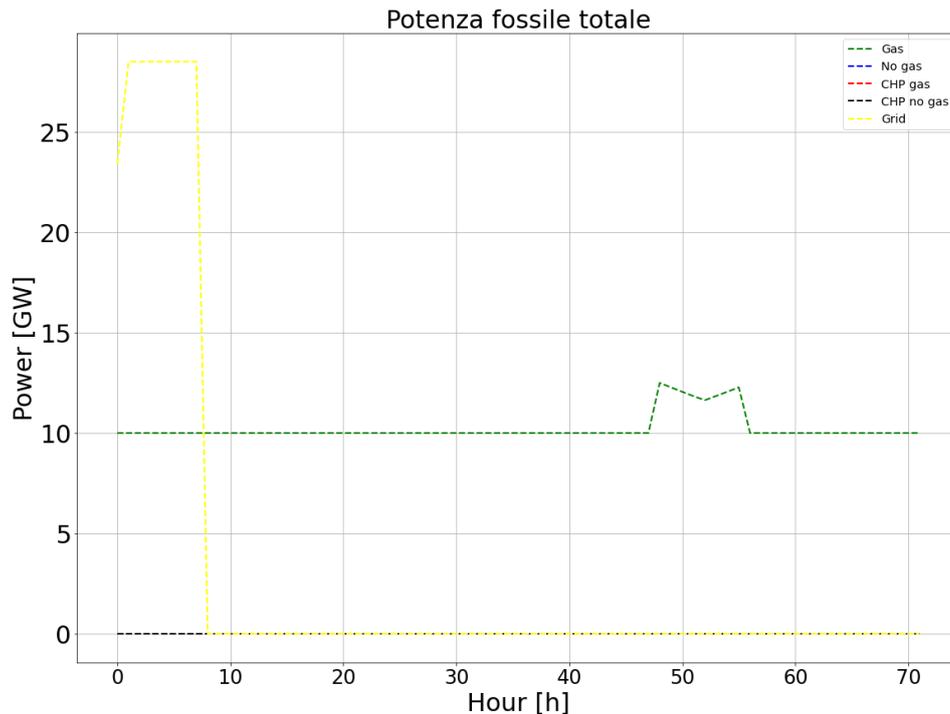


Fig. 26: potenza fossile 2060, S100.

A partire da questo step temporale (2050-2060) si ha un drastico calo del trend di utilizzo delle fonti fossili dovuto all'alto share di rinnovabili imposto. Infatti, come rappresentato nella Fig. 26, si può notare che viene quasi totalmente abbandonato il fossile a favore delle fonti rinnovabili. In particolare, c'è un picco ridotto di energia dall'estero ("grid") al Nord nella stagione invernale, in modo da sopperire alla richiesta elevata e alla bassa resa dei pannelli fotovoltaici. Una parte minima del fabbisogno, è garantita da una quota costante di gas naturale (circa 10 GW), attribuibile a particolari utenze isolate e impossibilitate a raggiungere la rete elettrica, che per esempio fanno affidamento a gruppi elettrogeni, alimentati a GPL o metano, per garantire il proprio funzionamento.

Nel 2060 per lo scenario S100 il parco automobile italiano presenta una percentuale di BEV impostata al 60% (Graf. 6), quindi circa 25 mln di veicoli (sempre ipotizzando che il numero di automobili circolanti rimanga invariato dal 2025). Secondo il modello, il trend di decarbonizzazione del settore automotive parte e si sviluppa "dal basso" anche per lo scenario S100. Infatti, arrivati a questo punto, oltre che nel Meridione, anche nel Centro Italia circolano solamente veicoli elettrici.

2070 (95%)

1.367.000 €/gg è il costo medio giornaliero dato dal calcolatore per la transizione verso fonti rinnovabili nel decennio 2060-2070. Si tratta di un costo piuttosto alto rispetto agli step presentati finora, ed è dovuto principalmente alla diffusione di tecnologie guidate dall'elettrolisi, ossia PEM (Proton Exchange Membrane) e Fuel Cells. Il modello di simulazione ritiene conveniente l'introduzione di tali forme di energia ad idrogeno a partire da questo punto della transizione. Uno dei vantaggi principali che comporta l'uso di PEM e Fuel Cells è la possibilità di disaccoppiare la domanda e la produzione di energia, a differenza delle fonti rinnovabili già affermate nel sistema energetico.

Un altro dato interessante, che si può rilevare dalla Fig. 27 è la totale dismissione dell'energia elettrica importata dall'estero, di origine fossile (curva "*Grid*"). Per sopperire alla mancanza di tale fonte nella stagione invernale, vengono implementate le Fuel Cells in quanto le già presenti fonti di energia rinnovabile non sono sufficientemente prestanti da riuscire a coprire la domanda invernale, con picchi fino a 180 GW (+13% rispetto allo step precedente).

Il settore dei trasporti pesanti su gomma gioca un ruolo imprescindibile nella supply chain industriale nazionale ed è quindi uno dei settori maggiormente inquinanti al giorno d'oggi (circa il 25% delle emissioni di CO₂).

Dalla Fig. 28 si rileva che una parte di energia necessaria al settore HDV, con picchi fino a 32 GWh nel 2070 proviene da celle elettrolitiche ad idrogeno (curva "*PH2 internal*"). Degli studi condotti dall'agenzia Transport & Environment affermano che le celle ad H sono più efficienti rispetto alla trazione puramente elettrica per HDV sulla lunga distanza [31]. Infatti, il modello di simulazione considera come unica soluzione alla decarbonizzazione del settore l'implementazione di tali tecnologie ad H. Inoltre, dalla simulazione risulta che la regione ove si sfruttano maggiormente le celle elettrolitiche ad H per HDV è il Sud.

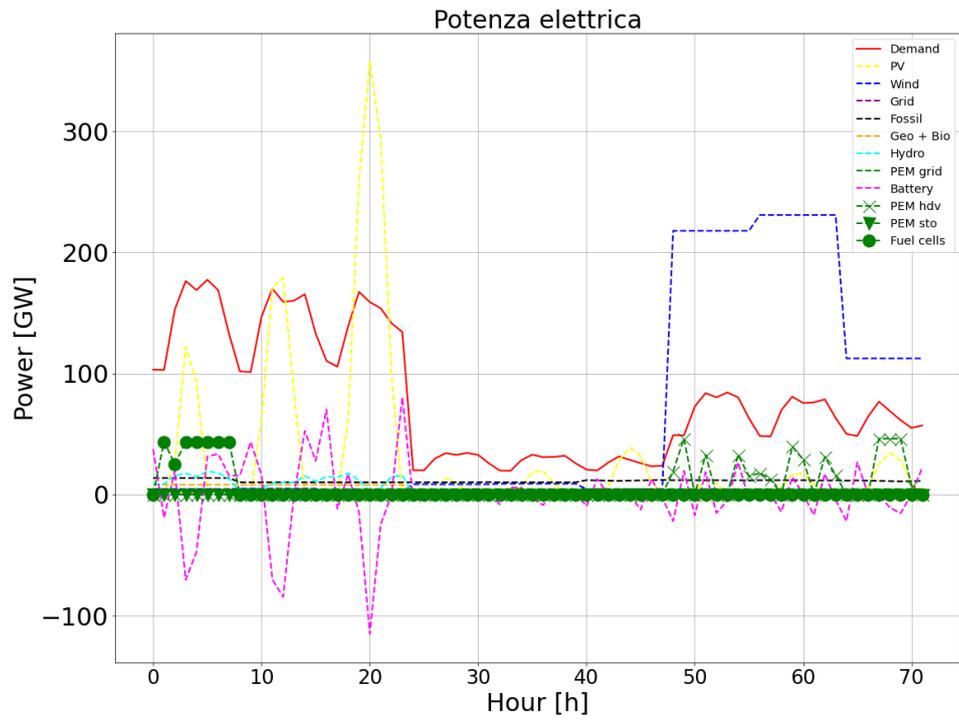


Fig. 27: potenza elettrica 2080, S100.

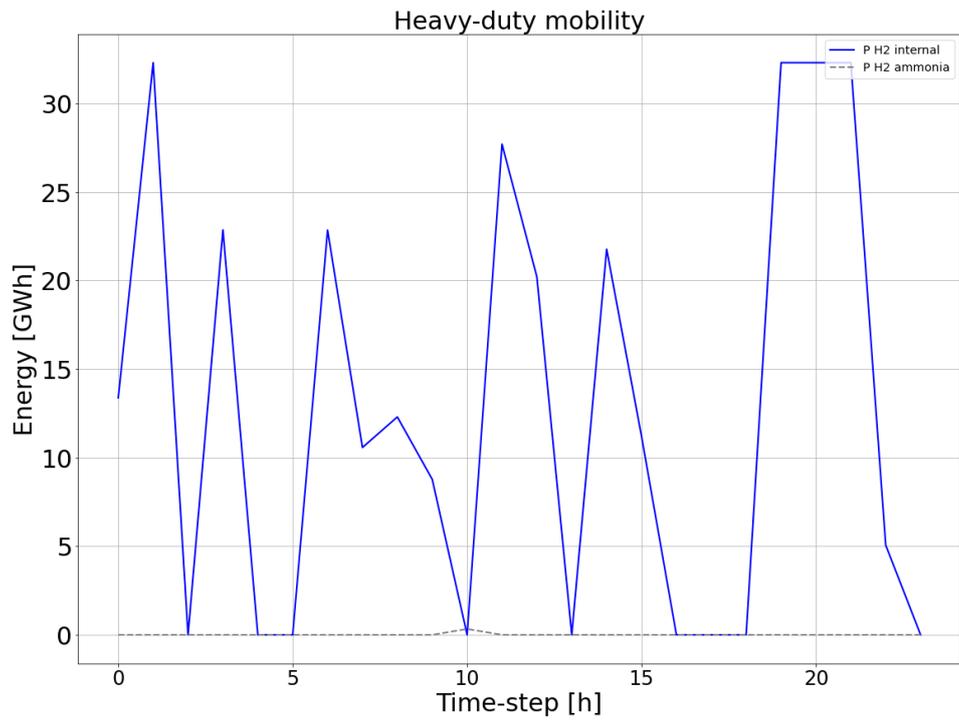


Fig. 28: energia per trasporti pesanti 2080, S100.

2080 (100%)

Lo step dello scenario S100 che completa la transizione del sistema energetico nazionale comporta un costo giornaliero medio di circa 1.900.000 €/gg. Si tratta di un costo superiore del 40% circa rispetto allo step 2060-2070, nonostante sia stato imposto solamente il +5% nello share di rinnovabili.

La completa decarbonizzazione del sistema energetico italiano influenza in modo significativo vari settori. Uno su tutti è il settore industriale, che vede la necessità di implementare nuove tecnologie quali idrogeno e biogas per poter soddisfare il proprio fabbisogno; in particolare, il settore dell'industria pesante, "hard to abate", ovvero difficile da decarbonizzare, causa notevoli sforzi economici e tecnologici per essere meno impattante a livello ecologico. Tali settori comprendono: siderurgico, minerario, petrolchimico, aviazione, navale e edilizio. La loro natura altamente energivora è dovuta ai processi di produzione attuati, che spesso richiedono elevatissime temperature [32]. In Fig. 29 è riportata una panoramica sulla fornitura di calore ad alta temperatura per l'industria. Dalle curve, si nota che le principali fonti rinnovabili sfruttate a tale scopo nel 2080 sono biogas, che sostituisce completamente il metano in rete, e idrogeno da ammoniacale. I due contributi sommati riescono quindi a soddisfare una quota di energia che ai picchi è tra 200 GWh e 300 GWh.

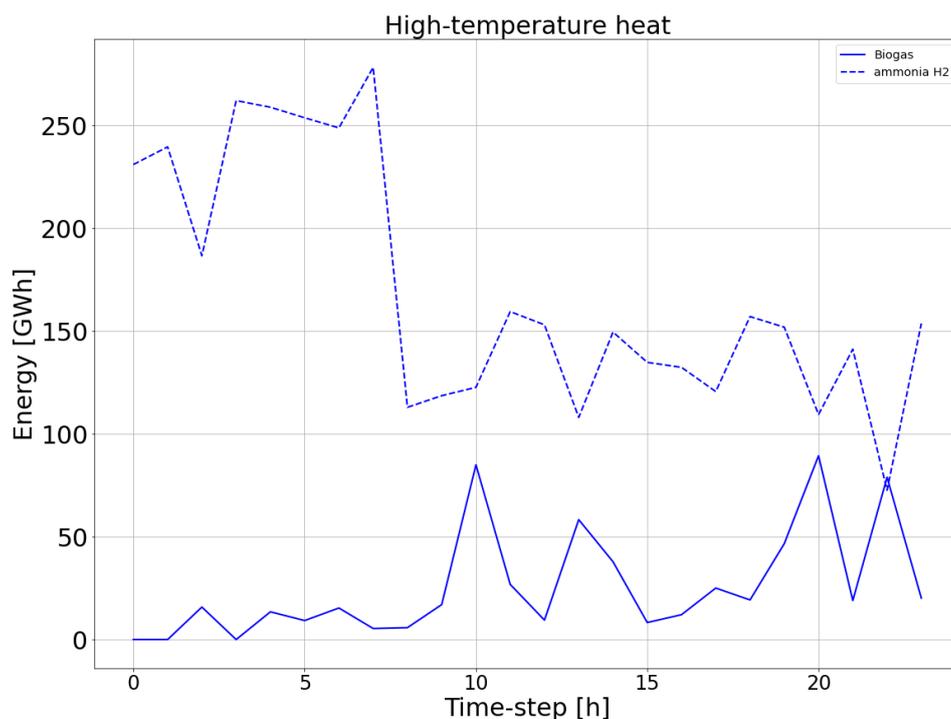


Fig. 29: energia prodotta per calore ad alta temperatura 2080, S100.

Anche il settore automotive e dei trasporti su gomma sono spinti alla decarbonizzazione dall'elevato share di rinnovabili nel sistema energetico nazionale. Dal Graf. 6 si ha che il dato impostato per le auto elettriche è pari al 90% e in ambito HDV si diffonde in modo ulteriore l'alimentazione ad H. Si precisa che con ciò il settore non usa completamente fonti pulite come carburanti, ma persiste una quota di carburanti di natura fossile.

La situazione generale della potenza elettrica in Italia (Fig. 30) resta pressoché invariata dopo l'ultimo step temporale dal 2070 al 2080, anche perché la percentuale di rinnovabili cresce solo del 5% dall'ultima transizione. I consumi di potenza elettrica risultano pressoché raddoppiati rispetto al 2025.

In questo caso viene aumentato l'apporto delle fuel cells, tra 50 GW e 100 GW, che iniziano ad essere economicamente più sostenibili e fondamentali nell'economia del Nord, al fine di sostenere la grande domanda di elettricità durante l'inverno, che non è colmata dalla produzione di energia dai pannelli solari. Oltre a questo tipo di energia a partire dall'idrogeno, nella regione del Nord si sviluppano con picchi di potenza fino circa 120 GW anche gli elettrolizzatori per i trasporti pesanti, che rappresentano un importante fattore produttivo in una regione altamente industrializzata.

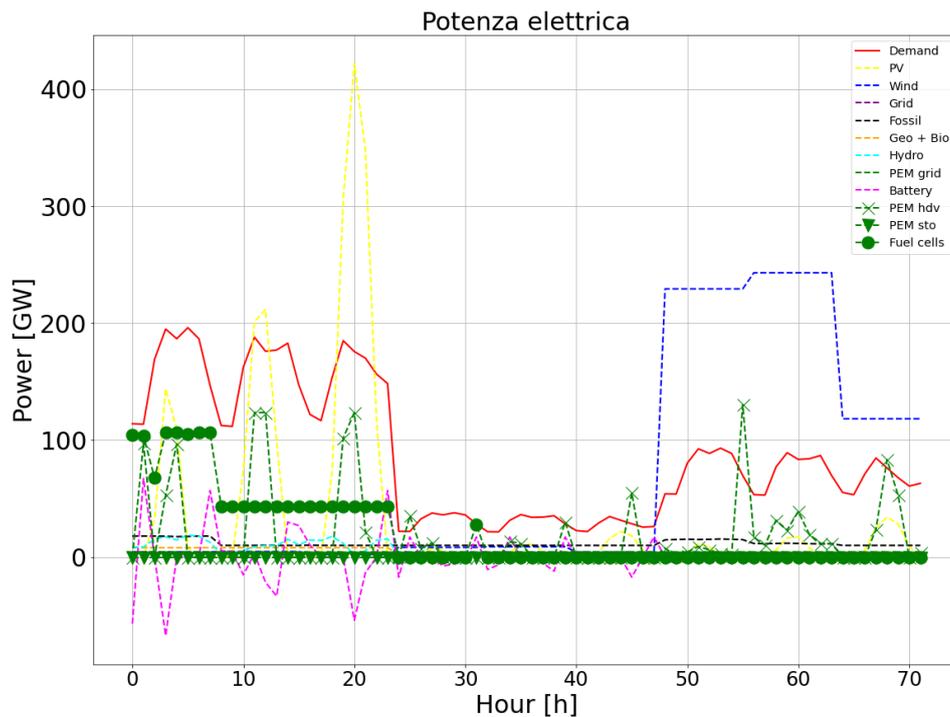


Fig. 30: potenza elettrica 2080, S100.

Per quanto riguarda la potenza per il raffreddamento domestico, come si può notare dalla Fig. 31, al Nord Italia è più conveniente una differente modalità di utilizzo rispetto alle altre due regioni. Infatti, i picchi di utilizzo corrispondono alle ore di massima resa dei pannelli fotovoltaici. In questo caso il costo dell'energia solare risulta basso e si preferisce produrre eccessi di potenza oltre alla domanda effettiva (fino 30 GW in più), in modo da riuscire a stoccare parte dell'energia per le ore successive, che sono caratterizzate da minor irradianza solare. Si vuole anche sottolineare l'utilizzo di accumuli criogenici, che alla fine della transizione il modello ritiene di elevata efficacia e convenienza al Nord Italia e che quindi vengono largamente impiegati. Al Centro e al Sud, come visto in alcuni step precedenti, anche nel 2080 si ha che la domanda "di freddo" viene soddisfatta dalla combinazione tra HP domestiche e centralizzate.

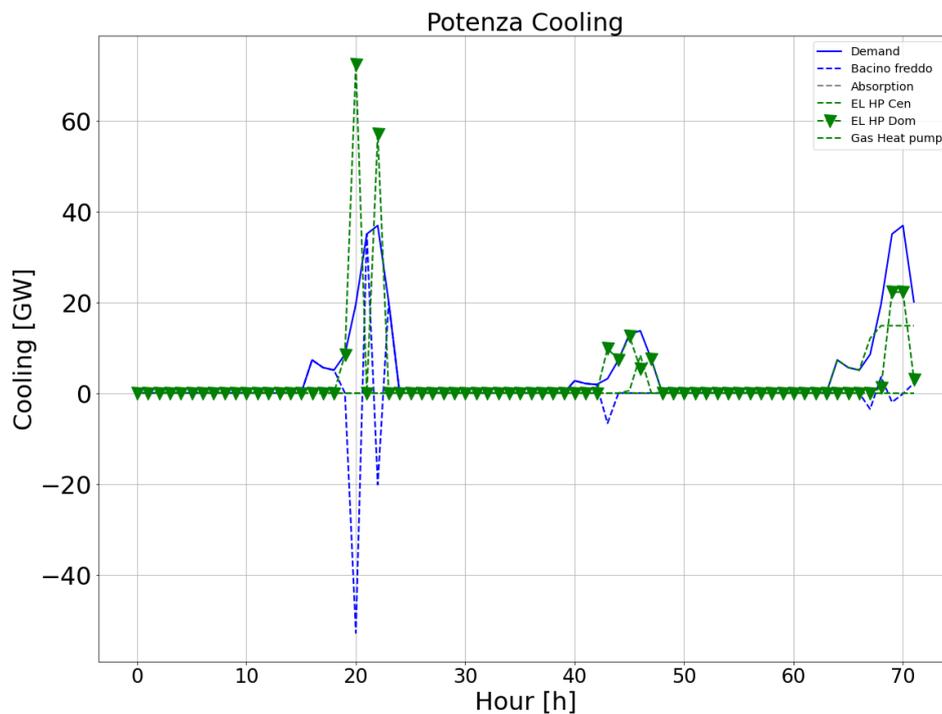


Fig. 31: potenza cooling 2080, S100.

In tema di scambi di potenza elettrica tra regioni, nell'ultimo step di transizione dello scenario S100 si conferma il trend visto nel corso dell'elaborato rispetto a questo dato. Infatti, come si può dedurre dalla Fig. 32 vista la grande disponibilità ed eccedenza di energia da fonte eolica tra inverno e primavera, il Meridione è in grado di trasferire al resto del Paese fino a circa 120 GW di potenza elettrica. Nella stagione estiva, seppur in maniera più ridotta, è il Nord Italia a fornire una buona fetta di potenza alle utenze di Centro e Sud grazie alla vasta disponibilità di energia da fonte solare, con una capacità di picco di 400 GW a fronte di una domanda di 190 GW.

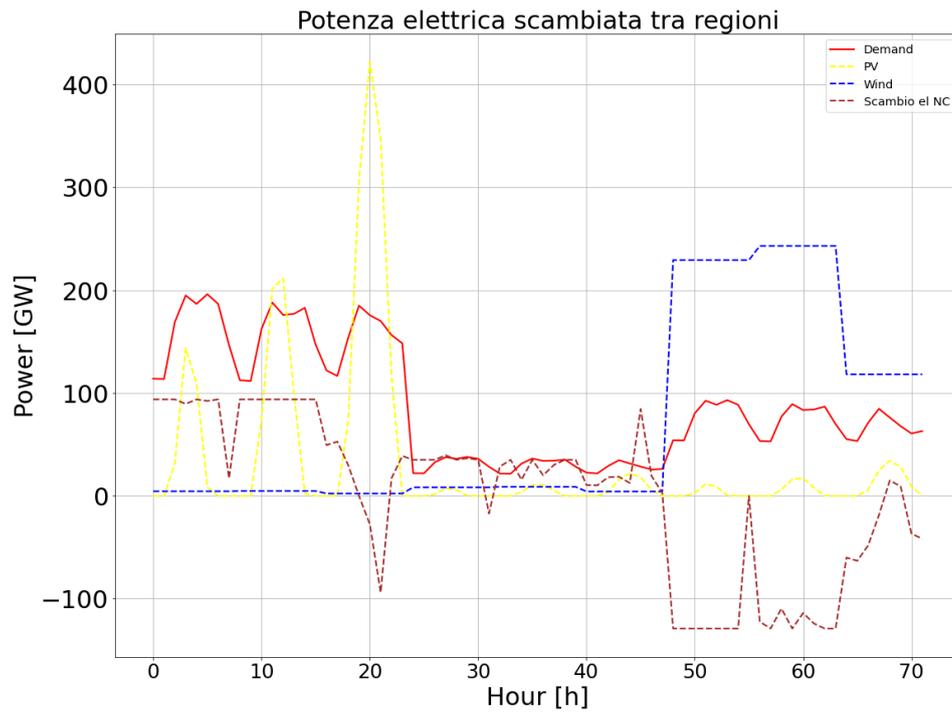


Fig. 32: potenza elettrica scambiata tra regioni 2080, S100.

4. Conclusioni

Il Graf. 9 riporta il confronto tra i costi medi giornalieri in milioni di €/gg nei due scenari, S85 e S100, accoppiando i valori rilevati nei medesimi decenni con le rispettive percentuali di penetrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico italiano.

Si puntualizza che durante le simulazioni la capacità della rete elettrica in termini di energia trasmissibile è stata ipotizzata pressoché illimitata e quindi il modello considera che la capacità di espansione della rete non sia soggetta a vincoli strutturali e tecnologici.



Graf. 9: confronto costi giornalieri medi tra i due scenari.

Nel periodo 2030-2060, i costi sostenuti per attuare lo scenario S100 sono più alti rispetto a S85, nonostante la situazione di partenza e il mercato dell'energia più favorevoli. Questa differenza è dovuta al trend di crescita delle rinnovabili nel sistema energetico nazionale più rapido in S100, che nel 2060 tocca una percentuale di 85%, anticipando di due decenni S85.

Dal 2060 in poi, si ha un notevole divario dei costi giornalieri medi tra i due scenari. Infatti, mentre S85 tocca al massimo 1,1 mln di €, S100 nell'ultimo step arriva ad avere un costo giornaliero di quasi 2 mln di €.

Per quanto riguarda le forme di energia rinnovabile che concorrono nella transizione del sistema energetico italiano, a favorire l'iniziale contenimento dei costi sono le fonti solare ed eolica, che hanno un LCOE relativamente basso e sono comunque in buona misura già affermate all'interno del sistema energetico nazionale. Tuttavia, queste risultano non sempre reperibili e pienamente

sfruttabili vista la loro dipendenza dalle condizioni meteorologiche e territoriali. Sorge quindi, ad un certo punto della transizione, la necessità di introdurre in modo più marcato delle fonti energetiche, come biogas, PEM, Fuel Cells, che siano in grado di colmare i picchi della domanda, in termini di potenza sia elettrica che termica.

Ciò che si può dedurre dal Graf. 9 è che superata una certa soglia di share di rinnovabili, i costi da sostenere subiscono un repentino aumento, attribuibile all'introduzione di tecnologie più complesse. Non solo, ripercorrendo gli step di transizione analizzati, si deduce che l'ultimo settore ad essere decarbonizzato è quello dell'industria pesante, dopo il domestico e l'automotive. Quindi, gli elevati costi visti negli ultimi due decenni di S100 sono da associare anche alla difficoltà di transizione di tali settori particolarmente energivori, noti non a caso come "hard-to-abate".

Concludendo, dal confronto tra i due scenari si può notare come anche a seguito di ipotetici sforzi sostenuti in passato per aumentare la percentuale di rinnovabili, la transizione risulta comunque difficilmente attuabile in modo completo entro la fine del secolo. Soprattutto perché la crescita e l'introduzione di fonti che riusciranno a completare il fabbisogno nazionale, necessitano di ingenti investimenti iniziali che saranno economicamente convenienti solo se distribuiti in un arco temporale più lungo.

5. Bibliografia

- [1]Dati IEA per Italia: <https://www.iea.org/countries/italy/energy-mix>
- [2]Normativa europea RePowerEU: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en
- [3]Indipendenza energetica con rinnovabili:
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2023/753182/EPRS_ATA\(2023\)753182_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2023/753182/EPRS_ATA(2023)753182_EN.pdf)
- [4]Referendum sul nucleare in Italia:
https://it.wikipedia.org/wiki/Referendum_abrogativi_in_Italia_del_2011
- [5]Legge di Betz: https://it.wikipedia.org/wiki/Legge_di_Betz
- [6]Definizione di LCOE: https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized_cost_of_electricity
- [7]Rapporto Lazard 2023 su LCOE di varie forme di energia: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- [8]Import di fossile in Italia: <https://ufficiostudi.confartigianato.it/pubblicazioni/saldo-import-export-di-energia-rientra-verso-i-100-mln-euro-quotidiano-energia/>
- [9]Costo di installazione HP domestica: <https://www.geotherm.it/blog/costo-installazione-pompa-di-calore/>
- [10]Costo accumulo elettrico per impianti PV: https://www.trovaprezzi.it/prezzo_elettronica-elettricit%C3%A0_batteria_di_accumulo_10_kwh.aspx
- [11]Costo batterie al litio: <https://insideevs.it/news/698080/cal%C3%B2-prezzo-medio-batterie-2023/>
- [12]Costo impianti a gas: <https://www.statista.com/statistics/557322/installed-natural-gas-generator-construction-cost-in-the-us-by-type/>
- [13]Costo Absorption Chillers:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2451904923000380#s0040>
- [14]Costo carica EV: <https://www.enelx.com/it/it/faq/come-viene-fissato-il-prezzo-ricarica-auto-elettrica>
- [15]Costo biometano: <https://www.ecomotori.net/news/biometano-100-italiano-la-ricetta-contro-il-car%C3%B2-prezzi/>
- [16]Costo biokerosene: <https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/02/FAQ-e-kerosene-1.pdf>
- [17]Costo bioplastica: <https://www.nature.com/articles/s41598-022-09148-2>
- [18]Costo Fuel Cells:
https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021_AFCTCP_Stationary_Application_Performance.pdf
- [19]Costo Fuel Cells per HDV: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1881019>

[20]Articolo scientifico su HDV:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844022037057>

[21]Idrogeno per HDV:<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319921032833>

[22]Costo pannelli solari: <https://www.solar.com/learn/solar-panel-cost/#vs>

[23]Costo HP centralizzata: https://www.researchgate.net/figure/Investment-costs-I-in-for-heat-pump-HP-and-different-thermal-boilers_tbl3_261983844

[24]Costo bioplastica: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666790822000167#sec3>

[25]Rapporto TERNA su consumi energetici in Italia:

https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf

[26]Termovalorizzatori in Italia: https://it.wikipedia.org/wiki/Inceneritori_in_Italia

[27]Accumulatore termico: https://it.wikipedia.org/wiki/Accumulatore_termico

[28]Consumo energetico complessivo in Italia:

https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Archivio_Energia/LA%20RELAZIONE%20SULLA%20SITUAZIONE%20ENERGETICA%20NAZIONALE%20NEL%202022_MASE%20Luglio%202023.pdf

[29]Automobili circolanti in Italia: <https://unrae.it/dati-statistici/circolante>

[30]Idrogeno da ammoniaca: <https://www.governova.com/gas-power/future-of-energy/ammonia-powered-gas-turbines>

[31]Stoccaggio idrogeno: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/13/5233>

[32]Settori Hard to Abate: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/decarbonizing-hard-to-abate-industries.html>