Università degli Studi di Padova

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali

Corso di Laurea Triennale in

Ingegneria dell'Innovazione del Prodotto

Tesi di Laurea

Confronto socioeconomico tra scenari di transizione del sistema energetico italiano all'uso di sole fonti rinnovabili

Relatore

Prof. Alarico Macor

Correlatore

Dott. Ing. Piero Danieli

Laureandi

Chioatto Sofia 2057097

Gazzola Davide 2035293

Anno accademico

2023/2024

Indice:

1. Obiettivo e descrizione del progetto

2. Scelta dei parametri di simulazione

2.1 Percentuali di penetrazione delle fonti rinnovabili

2.2 Costi LCOE e di investimento delle varie fonti di energia

2.3 Impianti e fonti di produzione dell'energia

2.4 Rendimenti degli impianti

2.5 Consumi nei vari settori

2.6 Percentuali di penetrazione dei veicoli elettrici

3. Risultati delle simulazioni

3.1 2023

3.2 2030

3.3 2040

3.4 2050

3.5 2060

4. Considerazioni finali

5. Bibliografia

1. Obiettivo e descrizione del progetto

L'obiettivo di questo lavoro è quello di confrontare due scenari di transizione del sistema energetico italiano che prevedono la graduale sostituzione di combustibili fossili a favore di fonti di energia rinnovabile. In particolare, si vuole verificare se una transizione in linea con gli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione sia economicamente sostenibile, con un focus particolare sul settore dei trasporti leggeri.

Per fare ciò, ci si avvale di un software di simulazione che, dati gli input, definisce la strategia ottimale per modellare il sistema energetico del futuro secondo il criterio del minimo costo. Nello specifico, sono state analizzate una prima transizione, basata su dati forniti dal docente, avente un'evoluzione nei confronti della decarbonizzazione più graduale, e una seconda evoluzione molto rapida, in cui si è agito principalmente sulla percentuale di penetrazione delle fonti rinnovabili, sui costi e sui rendimenti delle tecnologie in input, in un'ottica più ottimistica. Infine, nei due scenari è stata imposta una diversa penetrazione dei veicoli elettrici a batteria, per capire quanto questi impattino sui costi totali. Le due transizioni sono state dunque confrontate mediante grafici e considerazioni economiche per comprenderne fattibilità e convenienza.

2. Scelta parametri della simulazione

2.1 Percentuali di penetrazione delle fonti rinnovabili

Prima transizione:

Le previsioni sulla quota di energie rinnovabili dei principali decisori politici europei sono associate a specifici anni futuri. La Commissione Europea nel documento "A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy" indica al 2050 uno share di rinnovabili compreso tra il 35 e il 65%. Viene dunque considerato uno scenario in cui al 2050 si raggiunge uno share del 60%. La transizione avviene in nove step e si completa al 2100. Vengono riportate di seguito le percentuali di penetrazione fino al 2060, anno in cui termina la seconda transizione:

Anno	Share di rinnovabili
2023	20%
2030	30%
2040	40%
2050	60%
2060	70%

Tab 1: Share di rinnovabili nella prima transizione

Seconda transizione:

Le percentuali di penetrazione della seconda transizione seguono le indicazioni dei piani di transizione nazionali, il cui obiettivo è il raggiungimento di uno share di fonti rinnovabili sul consumo interno lordo pari al 40% al 2030, secondo il PNIEC, e dell'80-90% entro il 2050, secondo lo scenario di decarbonizzazione della Long Term Strategy. Sfruttando tali indicazioni, si ipotizza un andamento rapido e lineare:

Anno	Share di rinnovabili
2023	20%
2030	40%
2040	65%
2050	85%
2060	100%

Tab 2: Share d rinnovabili nella seconda transizione

2.2 Costi LCOE e di investimento delle varie fonti di energia

Il modello considera in input i valori attuali netti (LCOE – levelized cost of energy) e i costi di investimento dei vari sistemi di conversione dell'energia, espressi in euro al Kilowattora [€/kWh]. Per favorire la decarbonizzazione è fondamentale implementare politiche che riducano i costi delle energie rinnovabili e, contestualmente, aumentino quelli dei combustibili fossili. In questo modo, si rende più conveniente e accessibile l'adozione di fonti energetiche pulite mentre, incrementando i costi dei combustibili fossili tramite tasse sul carbonio e misure fiscali, se ne disincentiva l'uso.

Nella prima transizione, poiché le proiezioni dei costi sono generalmente disponibili per gli anni dal 2020 al 2050, sono stati assunti andamenti appropriati considerando la media dei dati in questo periodo, mentre gli andamenti dei periodi successivi sono stati estrapolati a partire da quelli degli anni precedenti. L'evoluzione dei costi è riassunta nei seguenti grafici:

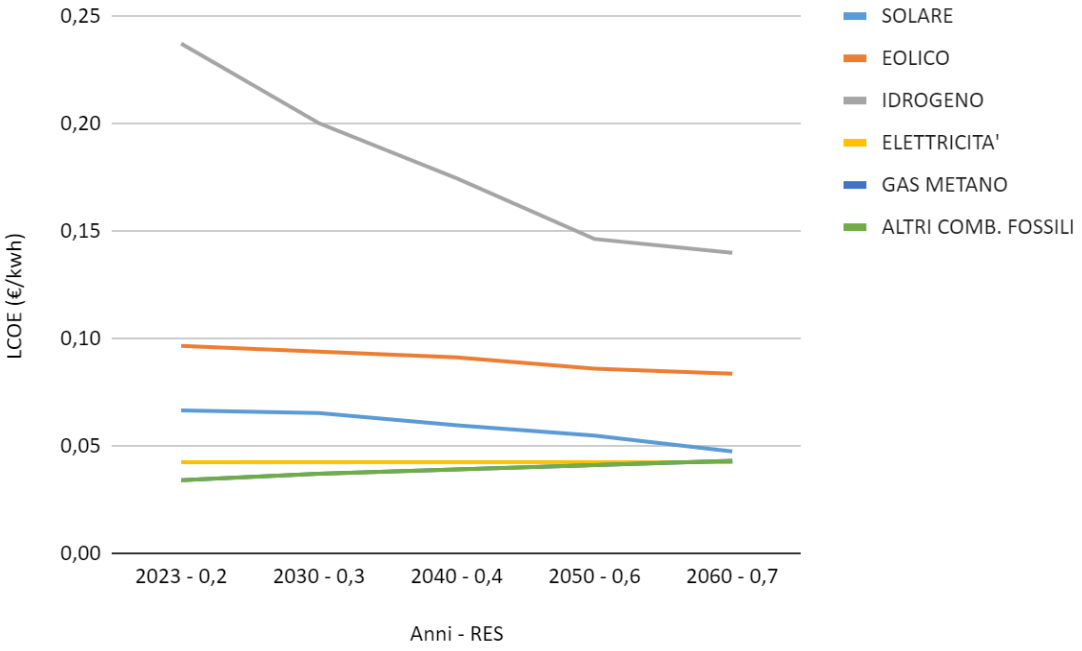

Figura 1: Andamento degli LCOE per la prima transizione [€/kWh]

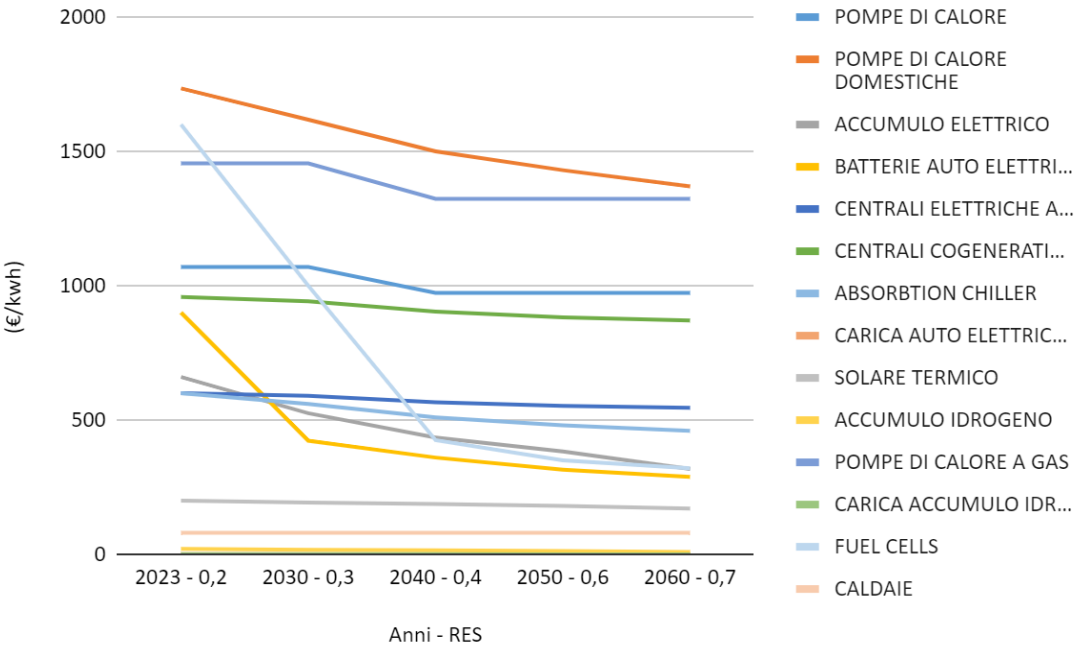

Figura 2: Andamento dei costi di investimento per la prima transizione [€/kWh]

Nella seconda transizione, a partire dai dati al 2023 della prima, sono state considerate in media riduzioni del prezzo delle rinnovabili tra il 5 e il 10% ad ogni salto temporale, oltre che un aumento proporzionale per le fonti fossili. Tale diminuzione è giustificata dall'evoluzione tecnologica e da una maggiore diffusione degli impianti rinnovabili negli anni a venire, in cui si prospetta un aumento degli investimenti, in linea coi trend mondiali già in atto secondo il "Renewable Energy Statistics 2024" di IRENA (International Renewable Energy Agency). Questo può condurre a economie di scala virtuose e quindi a un mercato più favorevole per le tecnologie sostenibili. Per le fonti fossili, invece, si considera un andamento crescente dei prezzi allo scopo di favorire l'utilizzo delle rinnovabili, in virtù di provvedimenti legislativi, come tassazioni e dazi, che disincentivino l'impiego delle prime. Infine, alcune tecnologie, considerate strategiche, hanno subito una diminuzione dei costi maggiore. Nello specifico, si è scelto di puntare su fotovoltaico, eolico, idrogeno, pompe di calore e auto elettriche, per le seguenti motivazioni:

- Il PNIEC prevede un incremento significativo sia della capacità fotovoltaica che della capacità eolica onshore (su terra) e offshore (in mare). Inoltre, secondo il Renewable Energy Report 2023 redatto dall'Energy and Strategy Group del Politecnico di Milano, la crescita delle installazioni di impianti rinnovabili a livello globale ha spinto lo sviluppo tecnologico nell'ambito del fotovoltaico, mettendo sul mercato un set di soluzioni innovative, come le celle fotovoltaiche a più giunzioni e le celle toPCon, destinate ad aumentare l'efficienza riducendo i costi degli impianti. La situazione è simile anche per quanto riguarda l'eolico onshore, con una diffusa presenza di soluzioni a diversi livelli di maturità.
- Per quanto riguarda l'idrogeno, il PNIEC e le strategie europee come il piano RePowerEU, mirano a sviluppare infrastrutture per la sua produzione, stoccaggio e distribuzione, con un particolare focus sull'idrogeno verde. Questo, infatti, può essere una valida soluzione per sostituire le fonti fossili in settori difficili da decarbonizzare, come industria pesante e trasporto marittimo, oltre che per aumentare la disponibilità di alternative al gas. Quindi, considerando anche che i metodi di produzione stanno diventando più efficienti e che la tecnologia avanza, è stata adottata una diminuzione dell'LCOE, dei costi di produzione da elettrolizzatori, degli impianti di stoccaggio e delle pile a combustibile per la conversione in energia elettrica.
- Passando alle pompe di calore, Il PNIEC prevede di aumentare la capacità installata entro il 2030 e sono disponibili incentivi finanziari per promuovere gli investimenti in riqualificazione energetica degli edifici. Questo è in linea con la Energy Performance of Buildings Directive (direttiva "Case Green") adottata recentemente dal Parlamento Europeo. Per le caldaie a combustibili fossili lo stop è stato fissato al 2040, ma già dal 2025 questi impianti non potranno più godere di incentivi. Per tali motivi, nel primo decennio della transizione si considera una diminuzione più spinta del prezzo delle pompe di calore domestiche, così da favorire questa tecnologia, e una diminuzione più graduale negli anni successivi.
- Per le auto elettriche si fa riferimento al "Fit for 55", un pacchetto di riforme emanato dall'Unione europea per ridurre le emissioni nette di gas serra del 55% entro il 2030. Le misure proposte includono il divieto della vendita di auto con motori a combustione interna entro il 2035, promuovendo invece l'adozione di veicoli elettrici attraverso incentivi finanziari,

riducendo così le barriere economiche per i consumatori. Anche gli investimenti nella ricerca e sviluppo vengono contemplati dal piano con lo scopo di migliorare la tecnologia legata alle batterie, l'autonomia e l'efficienza dei veicoli elettrici. Si punta in particolare sull'autoproduzione delle batterie per ridurre i costi associati all'importazione, rendendole così più accessibili. Infine, dal punto di vista dello sviluppo tecnologico, le batterie agli ioni di sodio, sebbene ancora agli inizi, stanno iniziando a espandersi e potrebbero ridurre i costi già nei prossimi anni.

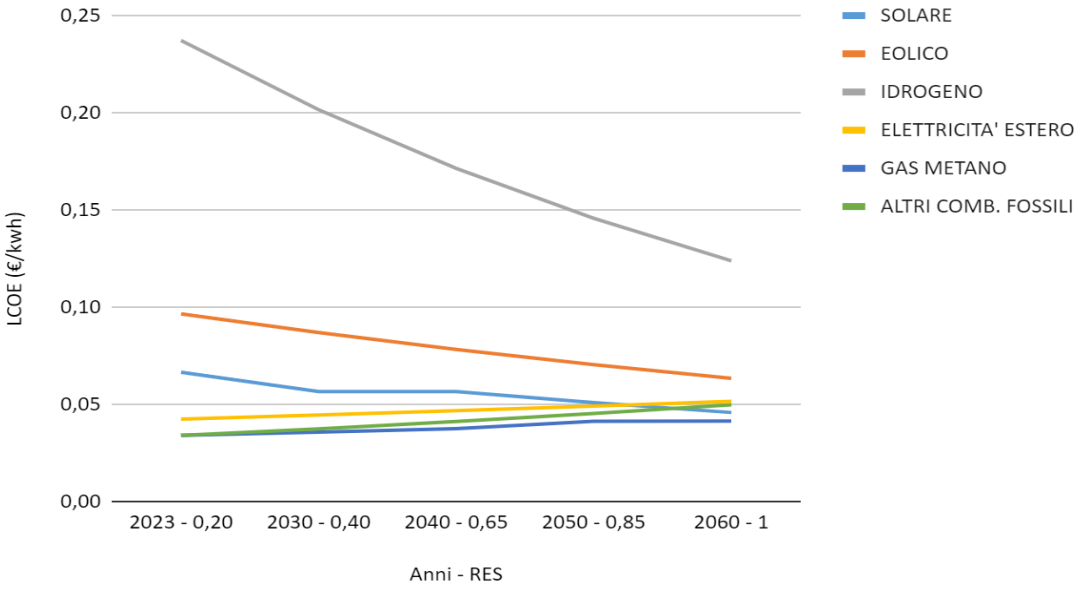

Figura 3: Andamento degli LCOE per la seconda transizione [€/kWh]

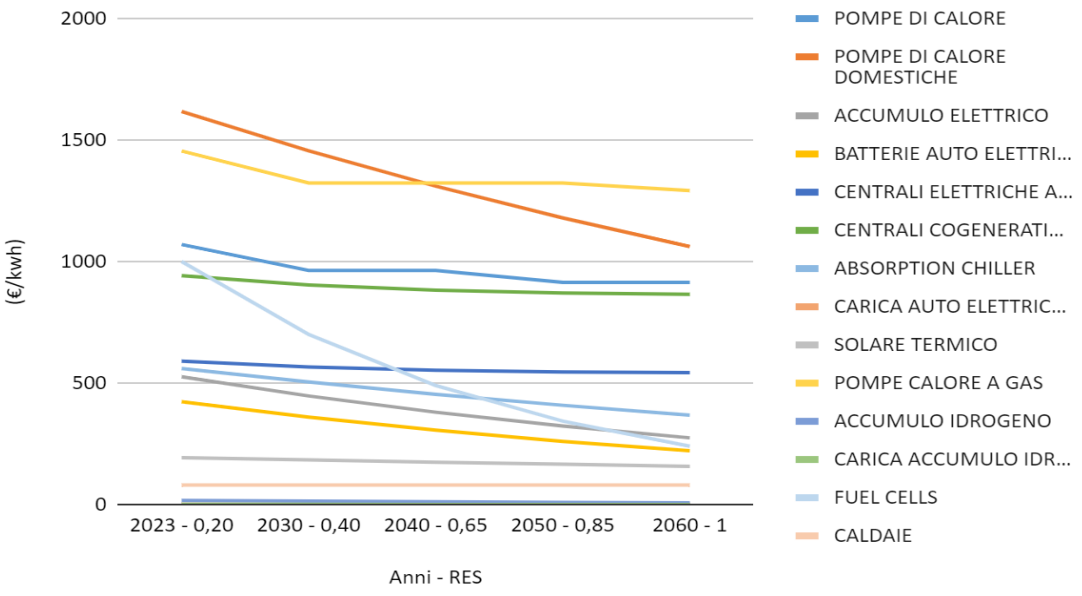

Figura 4: Andamento dei costi di investimento per la seconda transizione [€/kWh]

2.3 Impianti e fonti di produzione dell'energia

Il modello di simulazione permette di imporre quali impianti includere per la produzione di energia nei vari step temporali. Nelle due transizioni si è scelto di non intervenire in questo senso, lasciando al software la libertà di implementare e adoperare le tecnologie ritenute più convenienti, senza tener conto dei vincoli imposti dalla normativa.

In particolare, si vuole verificare se la soluzione proposta dalle simulazioni risulta in linea con la normativa che impone lo stop delle caldaie a gas entro il 2040, secondo la già citata direttiva "Case Green".

2.4 Rendimenti degli impianti

Per la prima transizione si considerano valori medi per i rendimenti degli impianti, costanti nel tempo e valutati sulla base del comportamento in ogni condizione di carico.

Per la seconda transizione, invece, si considera un aumento delle prestazioni del 2% a ogni decennio per le pompe di calore centralizzate e domestiche e un incremento dell'1% per i chiller ad assorbimento. Per le pompe di calore, tale scelta è in linea con le considerazioni al punto 2.2 sulla strategicità di questa tecnologia nel percorso di decarbonizzazione, e giustificato dalle normative sull'efficienza energetica che mirano a favorirne lo sviluppo. Anche i chiller ad assorbimento possono avere un ruolo nell'efficientamento energetico, soprattutto se sfruttano fonti di calore rinnovabile o scarti termici dall'industria o da centrali cogenerative, sebbene si consideri un aumento dei rendimenti più contenuto rispetto alle pompe di calore, ad oggi più diffuse e incentivate.

Infine, per gli elettrolizzatori, secondo gli obiettivi del programma europeo Horizon 2020, si stima un'efficienza del 75% al 2050; l'andamento nei vari step è stato dunque interpolato linearmente a partire dal rendimento attuale. Si considera la stessa evoluzione anche per le pile a combustibile, imputabile all'utilizzo di materiali simili, come le membrane a scambio protonico PEM, e a sinergie nella ricerca, in virtù dell'esistenza di aree comuni che influenzano entrambe le tecnologie

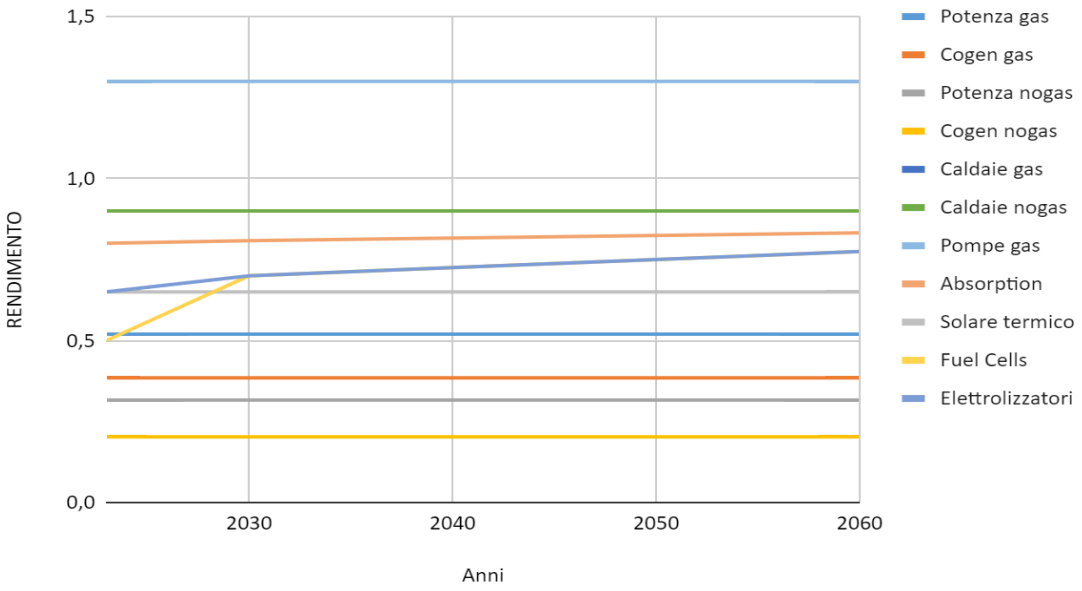

Figura 5: Andamento dei rendimenti delle varie tecnologie nella seconda transizione

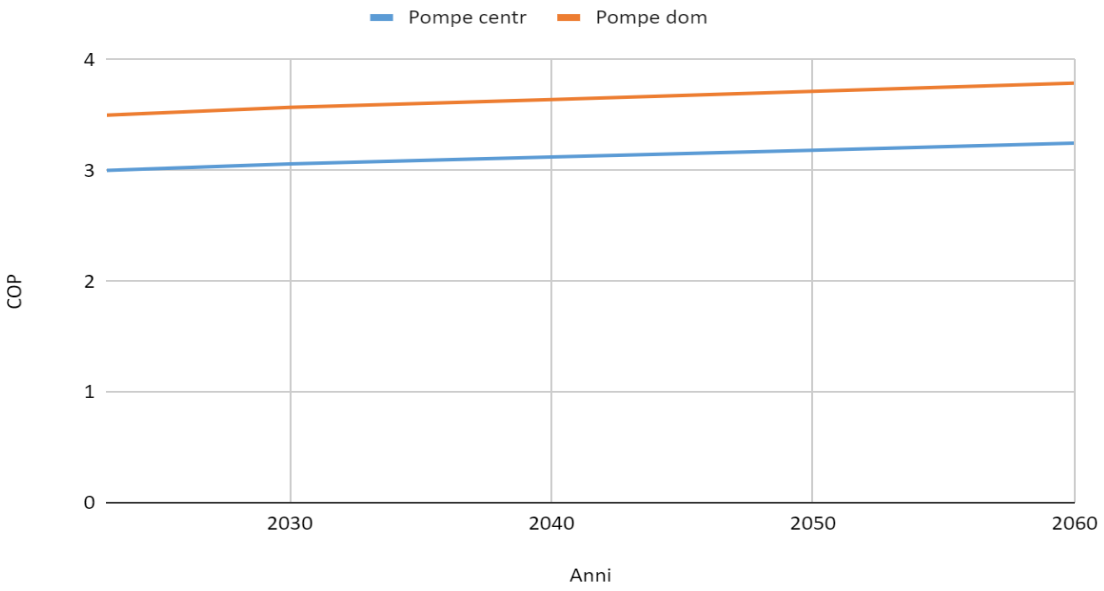

Figura 6: Andamento dei COP delle pompe di calore nella seconda transizione

2.5 Consumi nei vari settori

Per quanto riguarda i consumi, si prevede un andamento del consumo di energia elettrica e termica costante durante gli anni in entrambe le transizioni. Questo poiché l'andamento demografico non consente di fare previsioni solide e precise: è stabile da alcuni decenni e non sono previste modifiche future. Il possibile aumento della domanda di energia dovuto all'immigrazione può essere compensato dal futuro aumento dell'efficienza dei dispositivi.

2.6 Percentuali di penetrazione dei veicoli elettrici

Nelle seguenti tabelle sono riassunti gli andamenti di penetrazione delle auto elettriche nei due scenari. In entrambi i casi, il dato al 2023 è la percentuale attuale di veicoli elettrici sul totale circolante. Nella prima transizione, senza imposizioni di vincoli legislativi, la completa decarbonizzazione dei trasporti non viene considerata conveniente fino al raggiungimento del 90% di share di rinnovabili. E' stato interpolato dunque l'andamento lineare descritto in tabella 3. Nella seconda transizione, (tabella 4) si è deciso di imporre una percentuale di penetrazione simile alla prima transizione al 2030, per poi aumentarla decisamente negli step successivi, in cui lo share di rinnovabili supera il 50%, anche in virtù dello stop alla vendita di auto a combustibili fossili prevista per il 2035. Il dato al 2050 è stato ricavato dallo scenario di decarbonizzazione della Long Term Strategy dividendo il totale di auto elettriche per il totale dei veicoli previsti. Infine, è stata imposta la completa decarbonizzazione dei trasporti leggeri al termine della transizione, coerentemente a una vita media di circa 25 anni per le ultime auto a combustibili fossili acquistate nel 2035.

Anno	Share di auto elettriche
2023	0,6%
2030	10%
2040	25%
2050	40%
2060	55%

Tab 3: Share di auto elettriche nella prima transizione

Anno	Share di auto elettriche
2023	0,6%
2030	12%
2040	45%
2050	79%
2060	100%

Tab 4: Share di auto elettriche nella seconda transizione

3. Risultati delle simulazioni

Nel seguente paragrafo si analizzano i risultati delle simulazioni, evidenziando le differenze tra la prima e la seconda transizione. I grafici fanno riferimento a tre regioni: Nord (sinistra), Centro (in mezzo) e Sud Italia (destra). Per ogni zona sono graficate tre giornate tipo da otto ore, rappresentanti da sinistra a destra rispettivamente inverno, mezza stagione ed estate. La situazione di partenza (2023) è la stessa per i due scenari. Per distinguere le due transizioni, d'ora in poi saranno chiamate T1 e T2.

3.1 2023

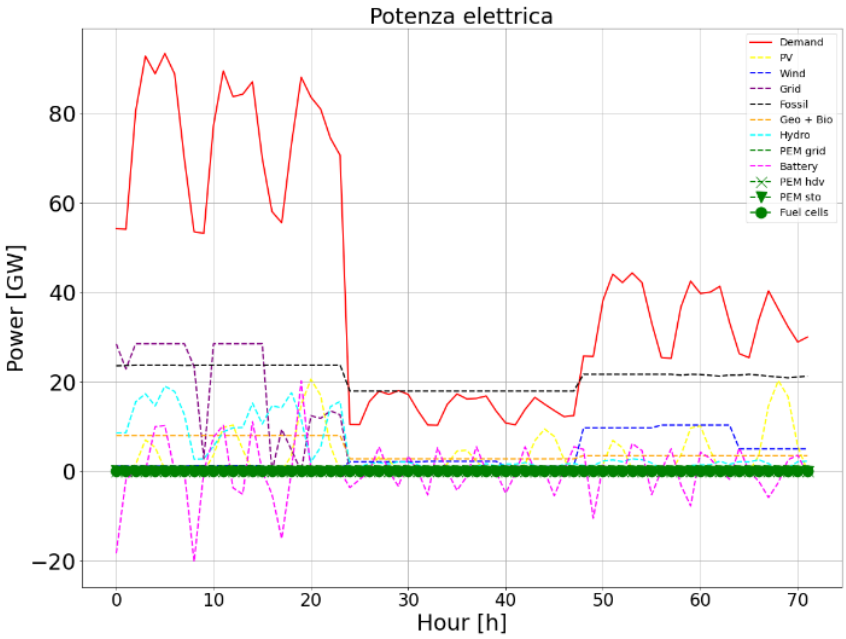

Figura 7: Potenza elettrica al 2023 per entrambe le transizioni

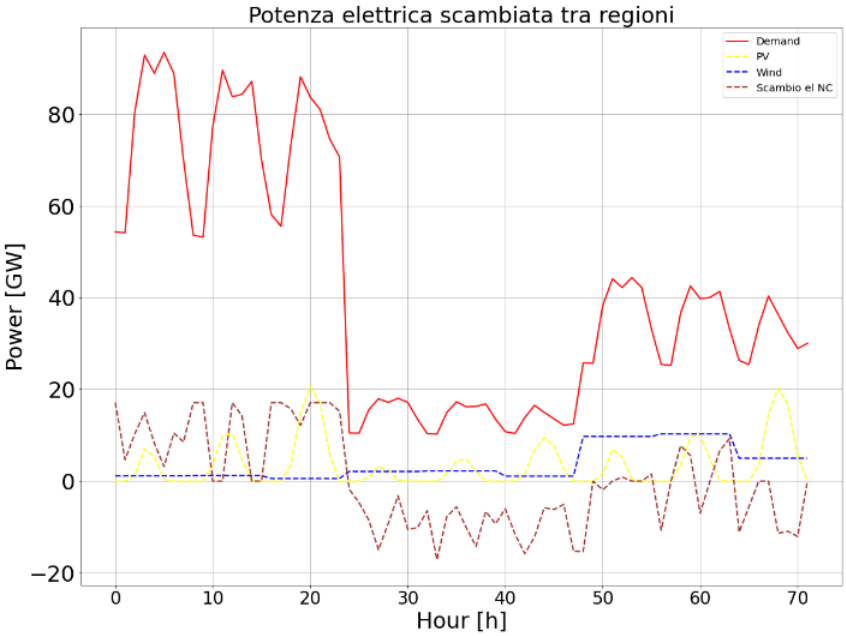

Figura 8: Potenza elettrica scambiata tra regioni al 2023 per entrambe le transizioni

Al 2023, la maggior parte della domanda di elettricità è coperta da fonti fossili. La produzione ha un andamento costante durante l'anno nelle tre regioni. La richiesta varia tra 55 e 90 GW al Nord, 10 e 18 GW al Centro e 25 e 45 GW al Sud.

Al Centro e al Sud, l'energia prodotta supera la domanda, l'eccesso viene dunque distribuito al Nord, specialmente dal Centro, trovandosi in posizione strategica e avendo una domanda per l'autosostentamento minore.

Al Nord, l'energia importata dall'estero contribuisce in buona parte al soddisfacimento della domanda, in quota minore in estate data la maggiore disponibilità di rinnovabili. Qui, si può notare l'importante contributo delle centrali idroelettriche delle Alpi e la presenza di energia geotermica e biomasse con andamento costante pari a 10 GW, che troviamo in percentuale minore anche al Centro (2 GW) e al Sud (3 GW). Il contributo di idroelettrico e geotermico resterà tuttavia invariato durante le due transizioni, essendo fonti ad oggi già sfruttate al massimo.

Al Sud, tra le rinnovabili, spicca invece l'eolico, che raggiunge 10 GW di produzione nelle stagioni invernale e intermedia grazie alla presenza di venti più forti. Anche al Centro troviamo una piccola quota di eolico pari a 1 GW.

Il fotovoltaico dà il suo contributo in tutta Italia con andamento intermittente, maggiore in estate, quando l'irraggiamento è più alto, e identico tra Nord e Sud. Notiamo inoltre la presenza di accumuli elettrici, con andamento opposto alla domanda, specialmente al Nord, dove raggiungono picchi di 20 GW immagazzinati.

Ad oggi, le tecnologie che sfruttano l'idrogeno non risultano convenienti, né per i trasporti, né per altre applicazioni, principalmente a causa dei costi elevati e delle infrastrutture insufficienti, non essendo tecnologie ancora del tutto mature.

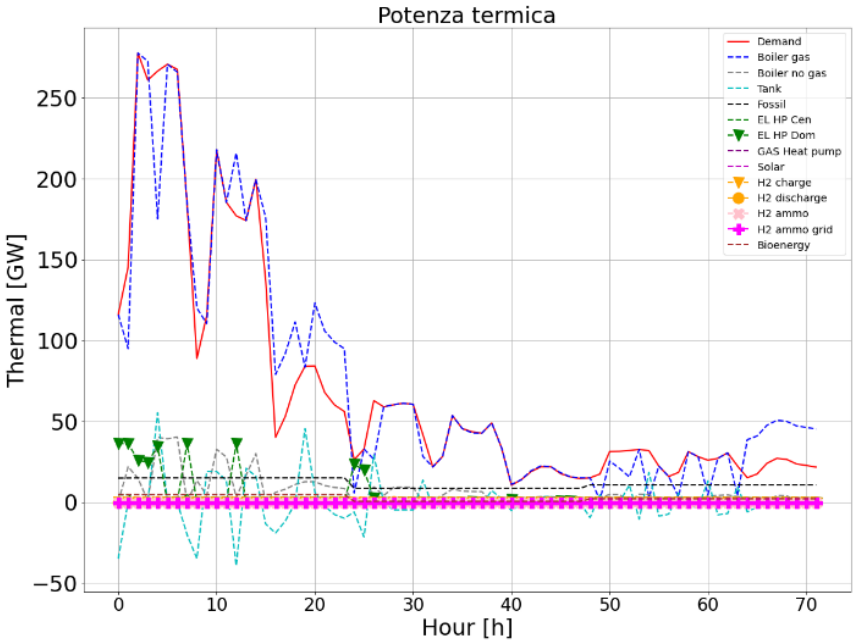

Figura 9: Potenza termica al 2023 per entrambe le transizioni

La domanda termica raggiunge un massimo in inverno pari a 280 GW al Nord, di cui 60 di potenza termica industriale. La richiesta viene soddisfatta quasi totalmente dalle caldaie a gas, a causa della loro elevata efficienza e convenienza economica. In percentuale molto minore, la quota restante viene colmata da altre fonti fossili e, al Nord, da pompe di calore domestiche, accoppiate ad accumuli termici. Anche le caldaie che non impiegano il gas giocano un certo ruolo nel far fronte ai picchi di richiesta. Come per la domanda elettrica, la produzione di calore da idrogeno non figura nel mix energetico, così come il solare termico. Anche il contributo delle biomasse al Nord e al Sud è praticamente irrilevante e si manterrà costante per tutta la transizione.

Nella stagione estiva, la potenza frigorifera è soddisfatta da chiller ad assorbimento e pompe di calore domestiche e centralizzate. La potenza fossile è prodotta principalmente da centrali cogenerative e tradizionali a gas.

I veicoli elettrici attualmente rappresentano una minima parte del mercato, in parte per il costo ancora elevato delle batterie al litio, in parte per la mancanza di una rete di ricarica capillare e facilmente accessibile e la limitata autonomia.

Nel settore del trasporto pesante, comprensivo di trasporto su strada e marittimo, la penetrazione di carburanti alternativi rimane ad oggi marginale, così come nel trasporto aereo.

Il biogas rappresenta il 14% del gas in rete, miscelato al metano tradizionale, e arriva a soddisfare fino a 400 GWh della domanda di calore ad alta temperatura in una giornata tipo.

3.2 2030

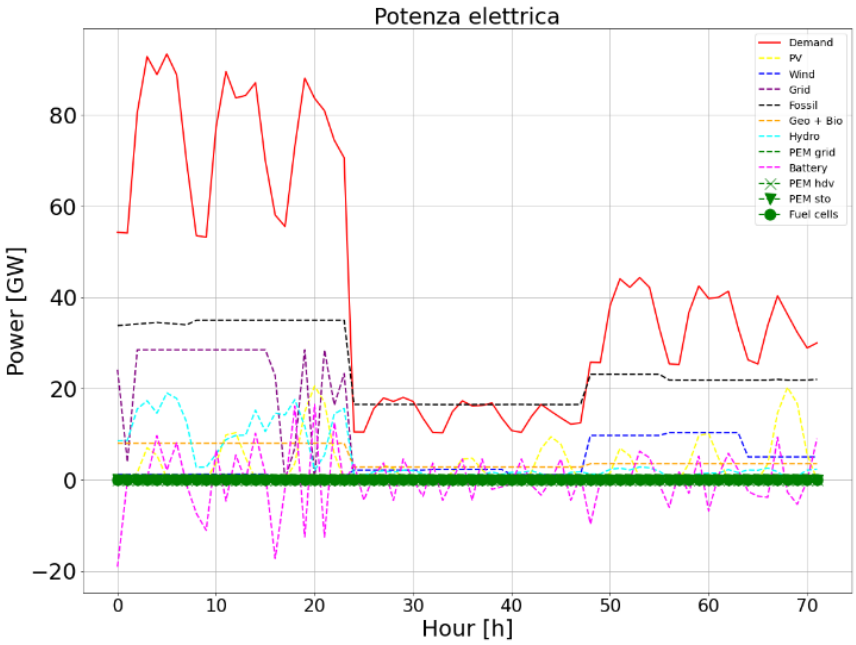

Figura 10: Potenza elettrica al 2030 nella T1

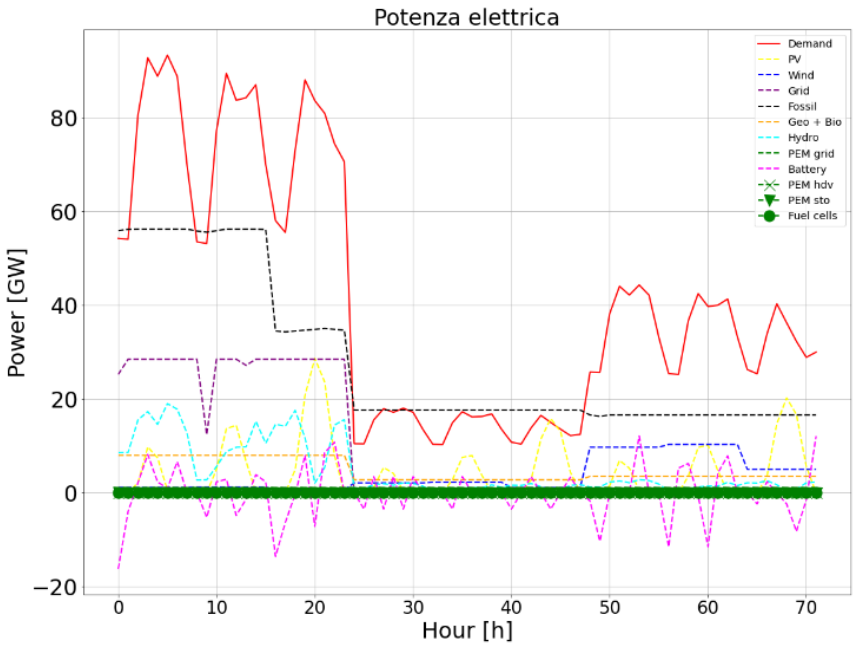

Figura 11: Potenza elettrica al 2030 nella T2

Al 2030 si nota un incremento della produzione da fonti fossili in entrambe le transizioni, specialmente nella T2 al Nord e al Centro, dove passa da 22 a circa 58 GW, mentre al Sud i valori sono allineati a quelli della T1, se non minori. Inoltre, nella stagione estiva, in entrambe le transizioni, si osserva una maggiore quota di energia estera rispetto al 2023. Questi aumenti sono riconducibili all'aver imposto, in due contesti in cui la penetrazione delle rinnovabili è ancora bassa, gli share di auto elettriche discussi al paragrafo 2.6, con la conseguente necessità di energia per la ricarica delle batterie. L'incremento maggiore nella T2 è associato a un elevato aumento della potenza prodotta da centrali cogenerative a gas (fino a 47 GW), favorite rispetto a quelle tradizionali. Le cogenerative a gas possono essere più adatte in contesti a maggiore penetrazione di veicoli elettrici, infatti, al crescere della domanda energetica, la produzione combinata diventa conveniente nonostante i costi maggiori.

Dal confronto col 2023, notiamo anche che in entrambi i casi le centrali cogenerative a olio combustibile o carbone vengono eliminate, avendo rendimenti inferiori.

Altra differenza tra le due transizioni è l'aumento del fotovoltaico nella T2, specialmente in estate, dove permette al Nord di mantenere valori di energia fossile costanti rispetto al 2023. Questo è dovuto al prezzo più conveniente e alla maggiore penetrazione delle rinnovabili in confronto alla T1.

Nella T1, in questa fase, non vi è installazione di nuovi impianti rinnovabili, l'aumento dello share avviene soddisfacendo una percentuale maggiore di domanda termica a bassa temperatura tramite pompe di calore, che implicano un consumo di combustibili fossili inferiore.

La potenza termica, tuttavia, continua ad essere fornita principalmente da caldaie a gas, anche se in misura minore rispetto al 2023.

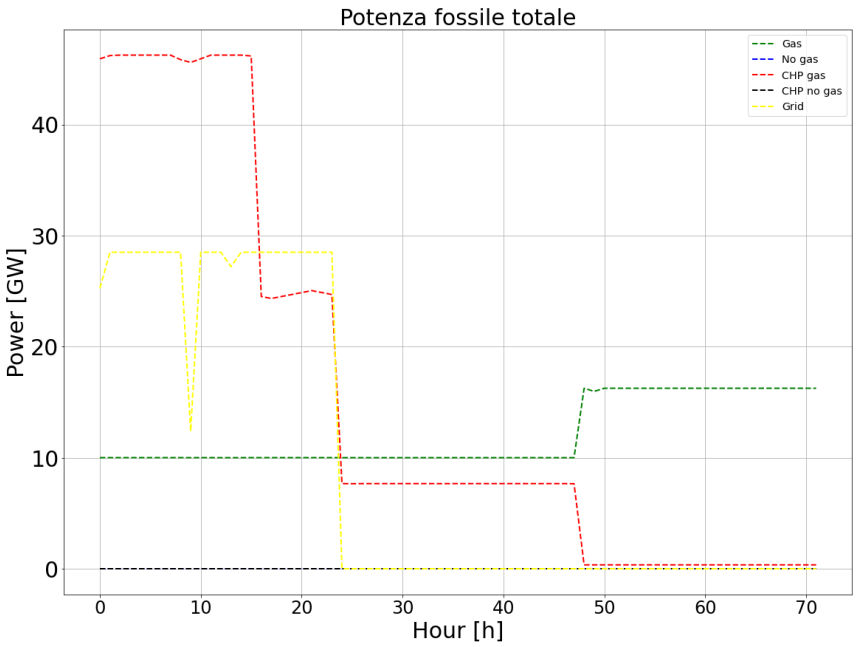

Figura 12: Potenza fossile totale al 2030 nella T2

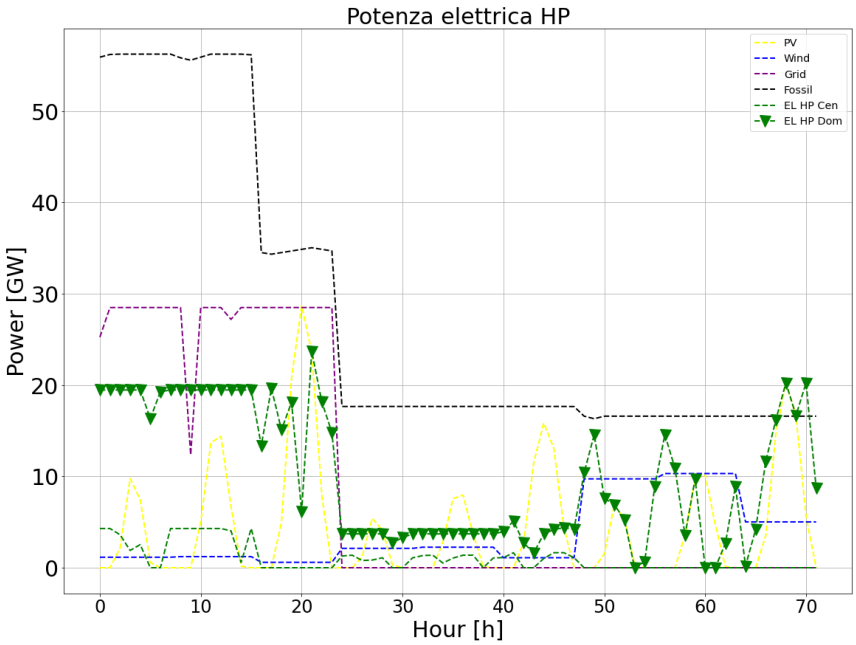

Figura 13: Potenza elettrica pompe di calore al 2030 nella T2

Anche per quanto riguarda la potenza frigorifera le pompe di calore sostituiscono completamente i chiller ad assorbimento, sia nella T2 che nella T1 al Nord, favorite dall'abbinamento al fotovoltaico. Nella T1 al Sud, si osserva un aumento anche delle pompe centralizzate, che nella T2 vengono invece sfruttate principalmente al Nord per la produzione di calore.

Passando infine alla potenza scambiata tra regioni, è interessante notare che mentre nella T1 il centro resta il principale esportatore, nella T2 prevalgono invece gli scambi dal Nord, che, insieme al Centro, esporta il surplus di energia fossile prodotta verso il Sud.
Parallelamente, l'aumento dei veicoli elettrici riguarda prevalentemente il Centro nella T1 e il Nord nella T2. Tale distribuzione è da ricondursi all'eccesso di disponibilità energetica in queste aree ed è infatti coerente con le direzioni in cui avvengono gli scambi di potenza tra regioni.

3.3 2040

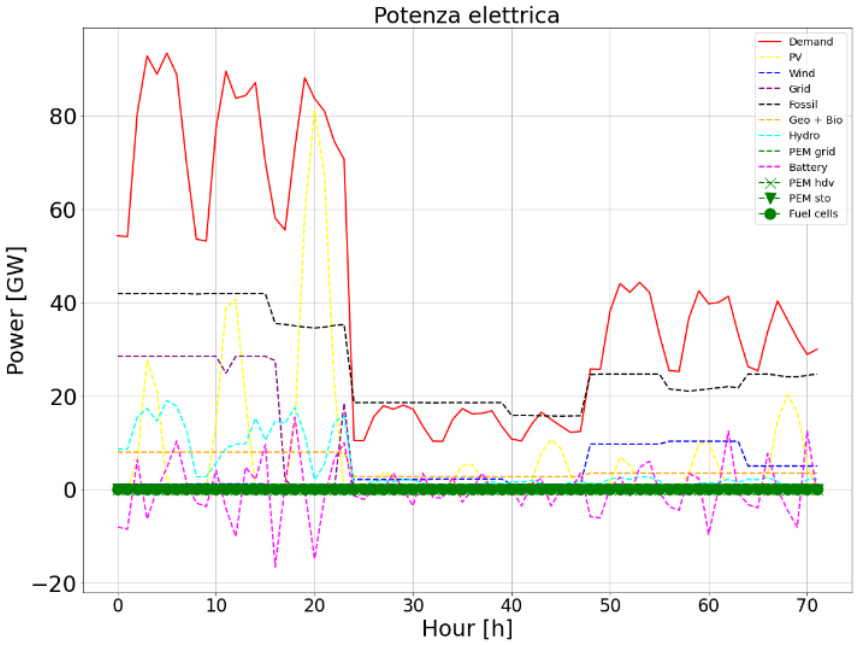

Figura 14: Potenza elettrica al 2040 nella T1

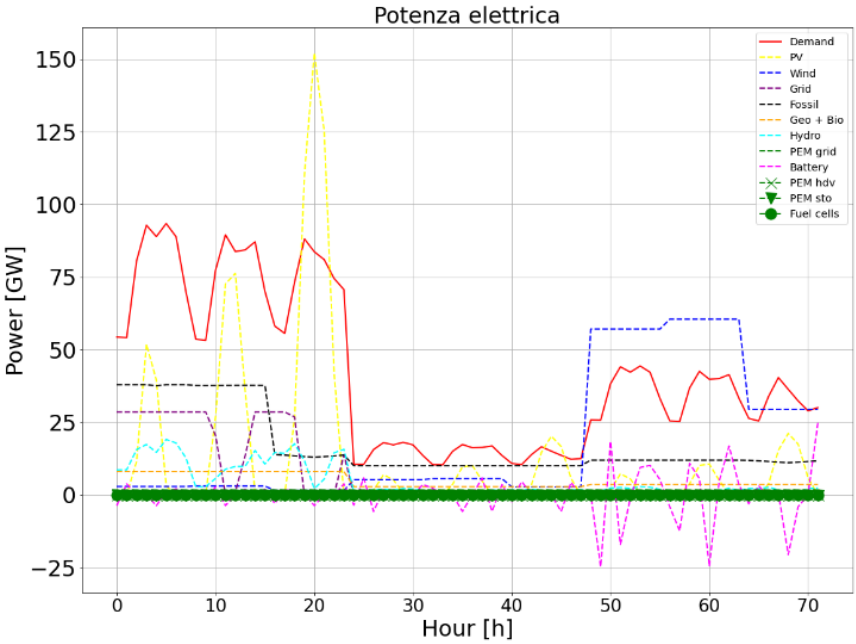

Figura 15: Potenza elettrica al 2040 nella T2

Al 2040, nella T2, le fonti fossili diminuiscono notevolmente, in linea con l'aumento delle rinnovabili. Queste, infatti, superano ora la metà dello share (65%) e possono dunque rispondere meglio alla domanda di energia da parte dei veicoli elettrici, la cui quota raggiunge il 45%. Al contrario, nella T1 si osserva, ad eccezione della stagione estiva, un lieve aumento delle fonti fossili, poiché la penetrazione delle rinnovabili (40%) è ancora troppo bassa per lo share di auto elettriche imposto (25%).

Il fotovoltaico subisce un'accelerazione al Nord in entrambe le transizioni. In particolare, nella T2 arriva a soddisfare abbondantemente la domanda estiva, rendendo superflua l'energia estera, che viene utilizzata per coprire le fasce notturne quando l'irraggiamento cala.

Al Sud, invece, è l'eolico a subire un'accelerazione nella T2 fino a superare la domanda. L'eccesso invernale viene dunque esportato a Nord, mentre durante la stagione estiva il Nord esporta a sua volta l'eccesso di fotovoltaico verso il Sud. Nella T1 notiamo in generale un'esportazione più contenuta, ma l'andamento è simile alla T2.

Si osserva inoltre un cambio nel mix fossile al Nord, con una netta prevalenza delle centrali a gas tradizionali, rispetto a quelle cogenerative. Questo può essere ricondotto al loro costo inferiore, ma anche al fatto che l'alta penetrazione del fotovoltaico rende conveniente utilizzare l'elettricità in eccesso per alimentare le pompe di calore, riducendo la domanda di cogenerazione. Va sottolineato, inoltre, che a questo punto della T2 il gas utilizzato è in buona parte rinnovabile, poiché il biometano rappresenta oltre la metà del gas in rete (65%).

Nella T1, la situazione è invece simile al 2030. La produzione delle cogenerative a gas prevale al Nord e supera i 30 GW, mentre al Sud diventa conveniente il gas tradizionale, il che può essere spiegato considerando l'incremento delle pompe di calore.

Passando alla potenza termica, infatti, osserviamo il duplicarsi della quota delle pompe di calore domestiche in entrambe le transizioni. Nella T2, in particolare, le caldaie a gas, prevalenti fino al 2030, passano in secondo piano durante le stagioni intermedia ed estiva e servono principalmente a rispondere alla domanda industriale. In secondo luogo, si azzera la potenza termica generata da fonti fossili. Nella T1, le caldaie a gas svolgono ancora il ruolo principale nel soddisfare la richiesta termica, seppure in misura minore, mentre le non rinnovabili mantengono il loro contributo costante rispetto al 2030. Nella T1 osserviamo anche la presenza delle caldaie a combustibili diversi dal gas che forniscono calore all'industria. Queste ultime scompaiono invece completamente nella T2.

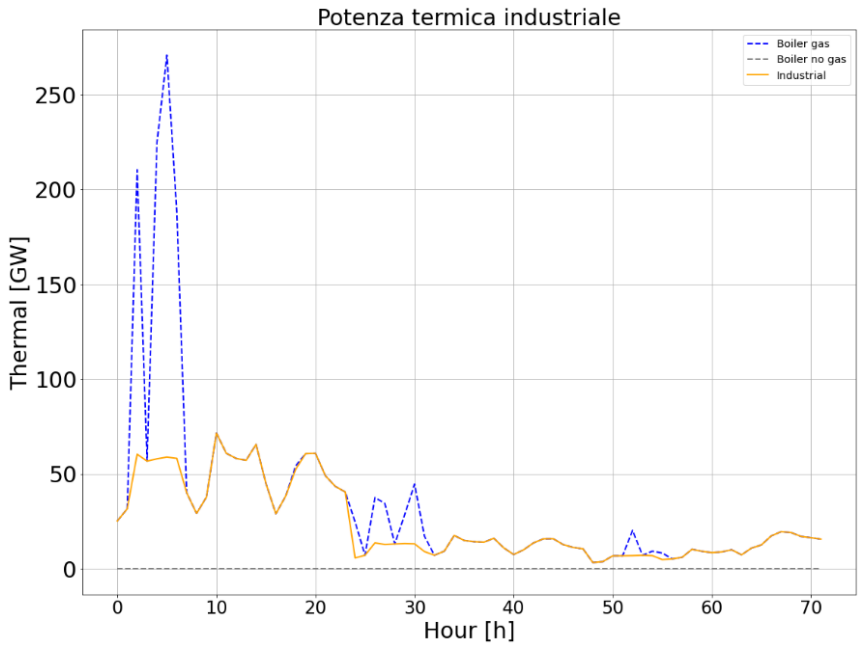

Figura 16: Potenza termica industriale al 2040 nella T2

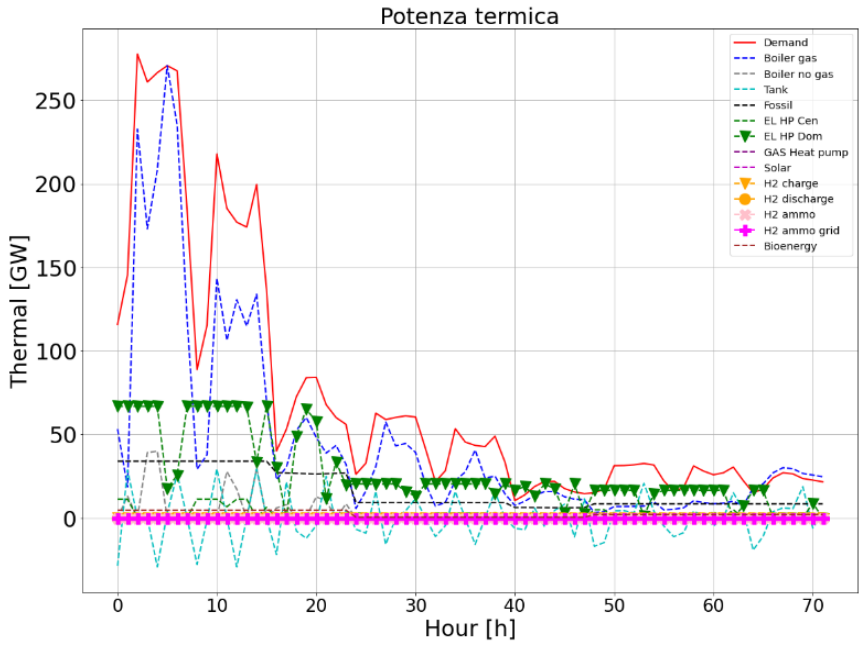

Figura 17: Potenza termica al 2040 nella T1

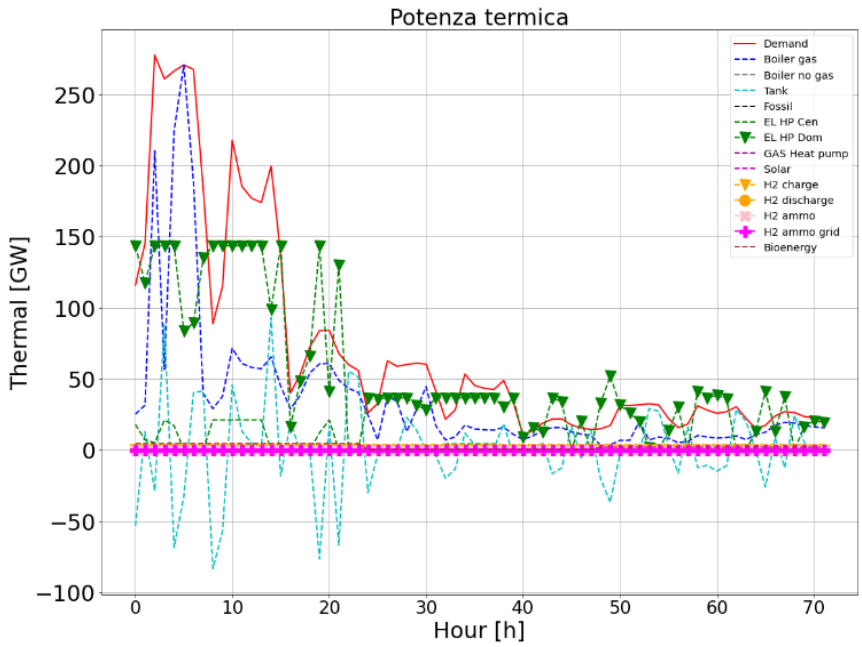

Figura 18: Potenza termica al 2040 nella T2

Infine, le auto elettriche nella T2 arrivano quasi a coprire metà del parco auto italiano (45%). Al Sud il settore viene completamente decarbonizzato grazie all'eccesso di produzione da eolico rispetto alla domanda elettrica, e anche il Centro ci si avvicina molto. Pure nella T1, in cui la penetrazione è del 25%, il Centro Italia è quasi decarbonizzato, mentre al Sud i veicoli a batteria non sono ancora convenienti.

3.4 2050

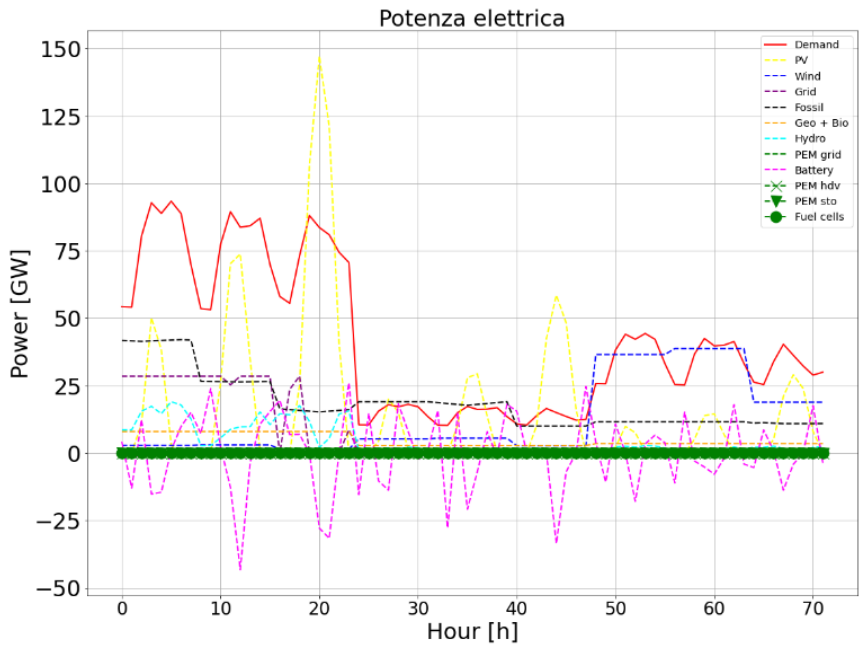

Figura 19: Potenza elettrica al 2050 nella T1

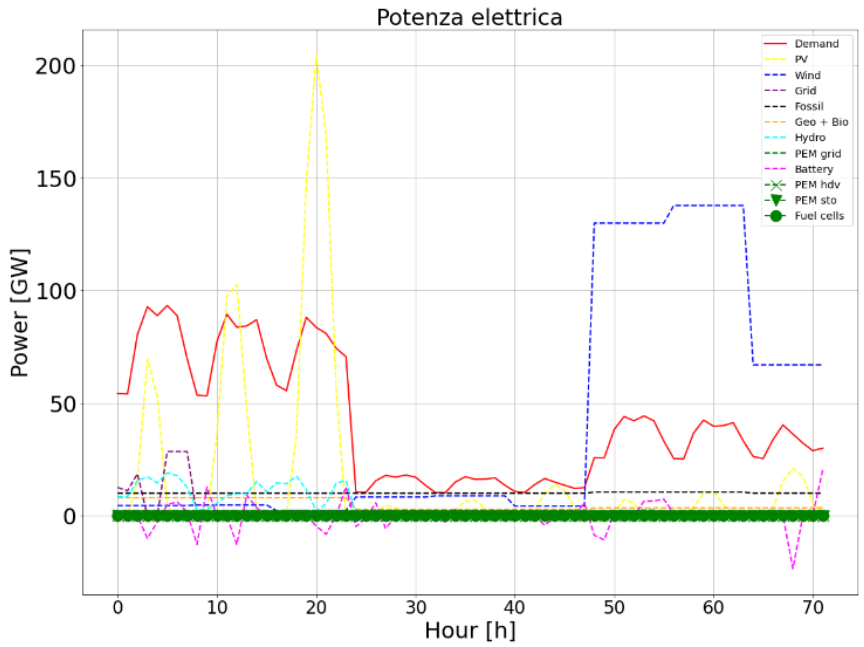

Figura 20: Potenza elettrica al 2050 nella T2

Al 2050, osserviamo una riduzione delle fonti fossili in entrambe le transizioni. Nella T2, similmente al 2040, queste subiscono un ulteriore drastico calo da 37 a 10 GW, costante in tutte le regioni. La potenza fossile rimanente è generata da centrali a gas e, in parte trascurabile, da cogenerative a gas al Sud. Si osserva inoltre una sempre minore dipendenza dall'energia estera al Nord, dove il fotovoltaico continua a crescere, superando ora persino la domanda della stagione intermedia. Parallelamente, il Centro riduce la sua produzione fotovoltaica, essendo più conveniente importare l'eccesso da Nord e Sud. Il meridione, infatti, vede nuovamente un ampliamento del parco eolico, che passa da 60 a 135 GW nella stagione intermedia.

Nella T1 le fonti fossili dimezzano al Sud, dove, anche in questo scenario, l'eolico cresce rispetto al 2040 e arriva quasi a coprire l'intera domanda, essendo diventato più conveniente grazie a una riduzione del prezzo da 0,091 a 0,086 €/KWh. Al Nord e al Centro il calo delle non rinnovabili nelle stagioni intermedia ed estiva è riconducibile invece alla maggiore produzione da fotovoltaico. Sempre in linea coi trend del 2040, infatti, l'energia solare raddoppia fino ad eccedere la domanda estiva al Nord e pure quella della stagione intermedia al Centro. Altro dato che salta all'occhio nella T1 è l'aumento degli accumuli in batteria in tutte le regioni, cosa che non si osserva invece nella T2, dove l'eccesso di energia viene utilizzato per la ricarica delle auto elettriche.

Nella T1, in virtù della maggiore disponibilità di energia elettrica, anche gli scambi tra regioni si intensificano rispetto al 2040, in particolare dal Centro Italia, coerentemente all'andamento del fotovoltaico. Nella T2, il Sud diventa l'unico esportatore in tutte le stagioni e copre quasi interamente le domande invernali e di mezza stagione delle altre regioni.

In ambito di potenza termica, nella T2, la maggiore differenza rispetto al 2040 è la comparsa al Nord, nella stagione intermedia, di idrogeno ricavato da ammoniaca importata dall'estero. L'andamento è concorde ai picchi della domanda termica. L'introduzione dell'idrogeno nel mix energetico avviene

in corrispondenza di un dimezzamento del suo prezzo rispetto ai valori attuali. Sebbene non sia ancora abbastanza conveniente per essere sfruttato per i trasporti pesanti, al 2050 lo share di rinnovabili è abbastanza alto (85%) perché esso venga utilizzato per la produzione di calore ad alta temperatura, dando così il via alla decarbonizzazione dei settori hard-to-abate come l'industria.

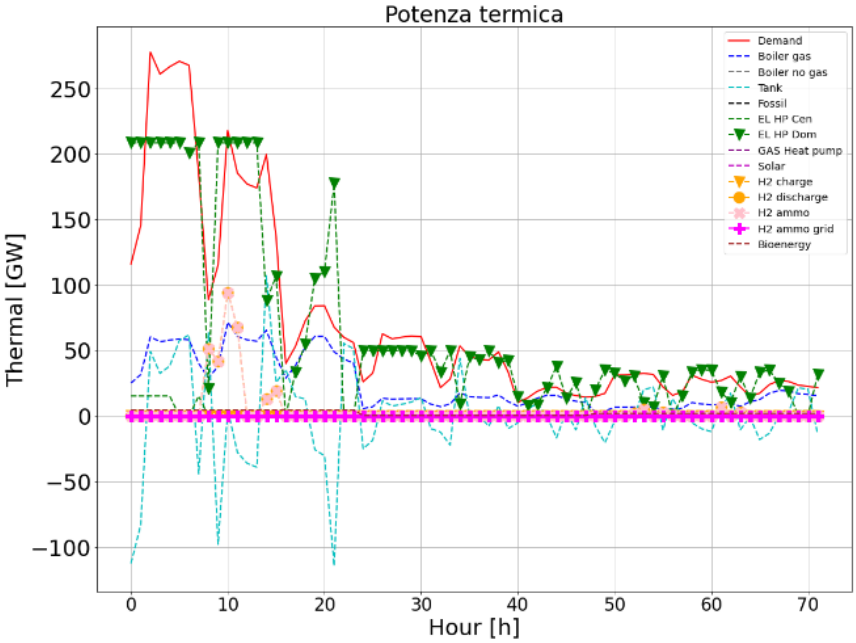

Figura 21: Potenza termica al 2050 nella T2

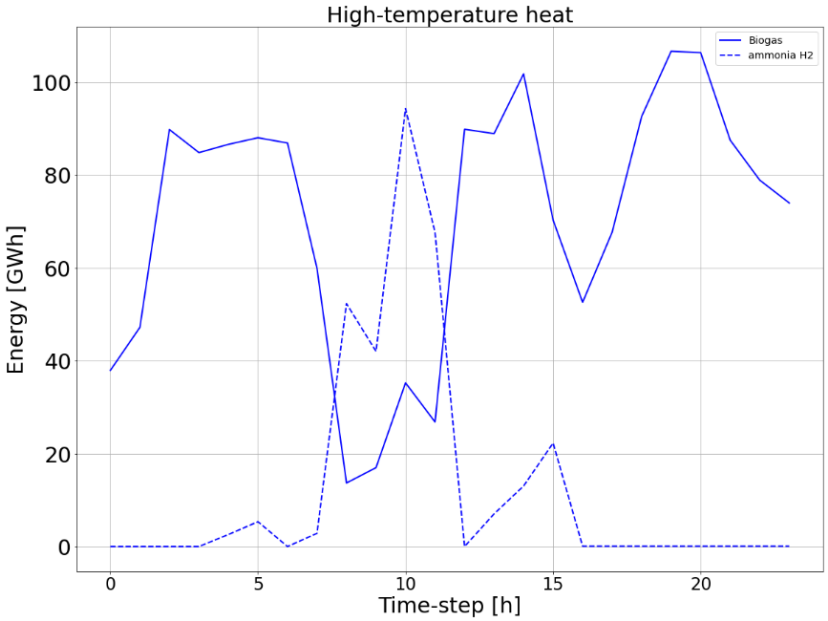

Figura 22: Calore ad alta temperatura al 2050 nella T2

Continua inoltre la crescita della quota generata da pompe di calore domestiche nei due scenari. Nella T2 le caldaie a gas permangono meramente per soddisfare, in modo completo, la richiesta industriale. Queste utilizzano esclusivamente da biometano, che al 2050 monopolizza la rete. Nella T1, invece, la miscela nei gasdotti è solo prevalentemente rinnovabile, con una frazione di biometano che arriva al 54%. Qui si osserva una diminuzione generale della potenza generata dalle caldaie a gas, mentre le pompe domestiche quasi raddoppiano. Da notare, inoltre, l'eliminazione delle caldaie alimentate da altri combustibili.

Le auto elettriche nella T2 decarbonizzano ora anche la domanda per il trasporto leggero al Centro Italia e per metà al Nord. Nella T1, si osserva la stessa situazione della T2 al 2040.

Nel settore del trasporto aereo si osserva ora un cambiamento nella T2, con l'entrata in scena del biocherosene, la cui produzione sfrutta i momenti di eccesso di potenza energetica.

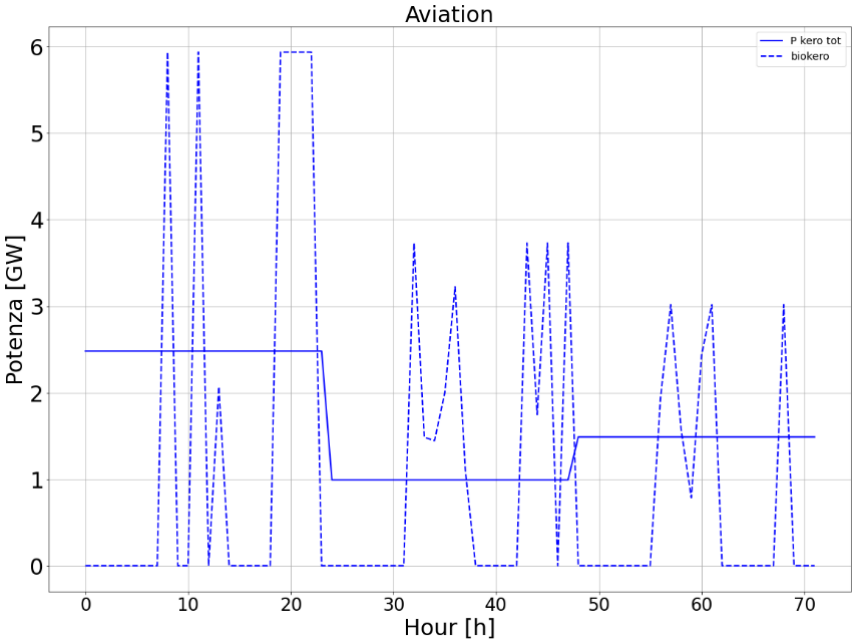

Figura 23: Produzione di biocherosene al 2050 nella T2

3.5 2060

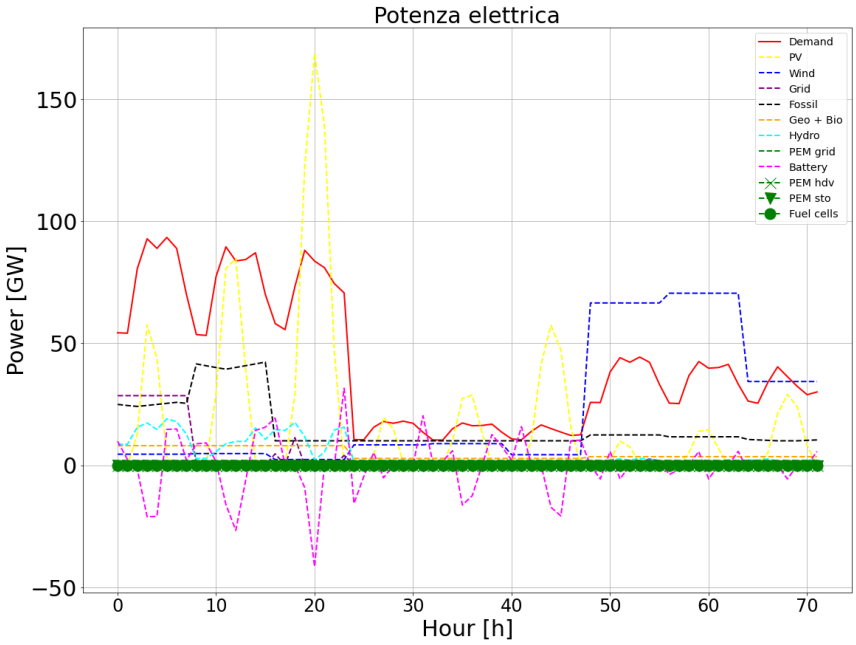

Figura 24: Potenza elettrica al 2060 nella T1

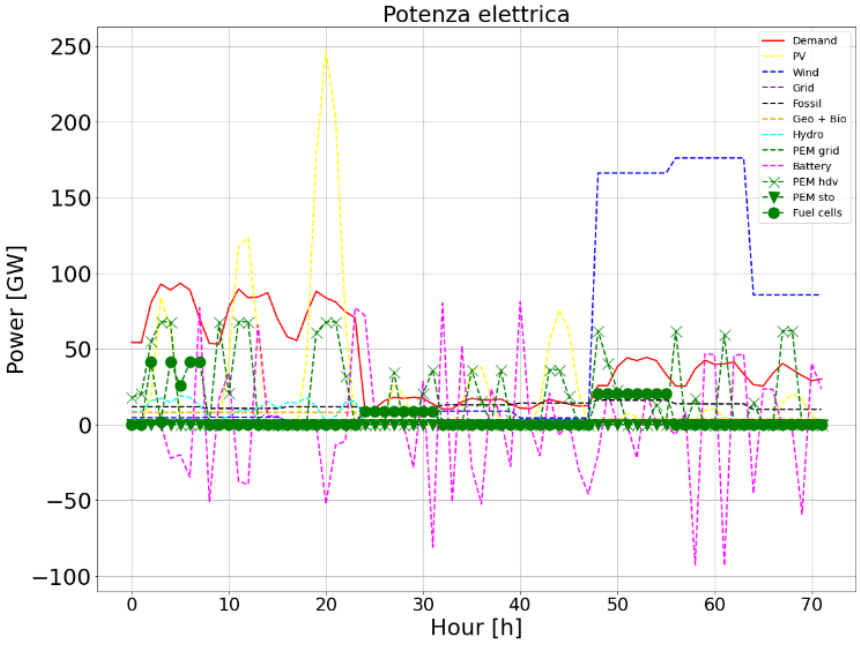

Figura 25: Potenza elettrica al 2060 nella T2

Al 2060 le rinnovabili raggiungono il 100% di share nella T2. La quota "fossil" indica centrali tradizionali e cogenerative alimentate ormai completamente a biogas, quindi da considerare rinnovabili. Si raggiunge inoltre l'indipendenza energetica e le importazioni di energia dall'estero si annullano. Altro dettaglio rilevante è un notevole incremento degli accumuli in tutta Italia. Questo, in concomitanza all'introduzione di idrogeno per i trasporti pesanti, inclusi nel mix solo dopo che il

prezzo al 2023 si è ridotto di un fattore 4. L'eccesso di produzione energetica, infatti, potrebbe giustificare la convenienza al 2060 di queste tecnologie, oltre che un aumento dei rendimenti. Sulla stessa scia, vengono introdotte le pile a combustibile, dopo un dimezzamento del prezzo al 2023, ma vengono utilizzate solo nella stagione invernale, quando la disponibilità delle altre rinnovabili, meno costose, è minore. Infatti, a differenza delle rinnovabili tradizionali, le fuel cells permettono di disaccoppiare produzione e utilizzo di energia, fornendo potenza in modo pressoché costante nella stagione in cui domanda elettrica e termica sono più elevate.

Il fotovoltaico incrementa ulteriormente la sua quota al Nord (circa il 20% in più rispetto al 2050), ma soprattutto al Centro, che al 2050 era dipendente dagli scambi tra regioni, mentre ora produce in eccesso rispetto alla domanda. Anche l'eolico al Sud continua a crescere, da 135 a 175 GW nella stagione intermedia.

Passando alla T1, le fonti rinnovabili superano la quota fossile in tutte le regioni. Non si osserva nuova capacità fossile installata, si rileva invece il quasi abbandono delle centrali cogenerative a gas a favore delle tradizionali, alimentate da una miscela costituita per l'81% da biometano.

Il fotovoltaico rimane sui valori del 2050, mentre il parco eolico al Sud raddoppia, superando la domanda praticamente in tutto l'anno. All'opposto della T2, l'energia destinata agli accumuli diminuisce al Centro e nel meridione. Da notare che in questo scenario le tecnologie legate all'idrogeno non diventano mai convenienti negli anni considerati, sebbene gli LCOE siano simili a quelli della T2, probabilmente a causa dei rendimenti inferiori di pile a combustibile ed elettrolizzatori.

Infine, passando agli scambi energetici tra regioni, il Sud afferma definitivamente il suo ruolo di esportatore in entrambe le transizioni.

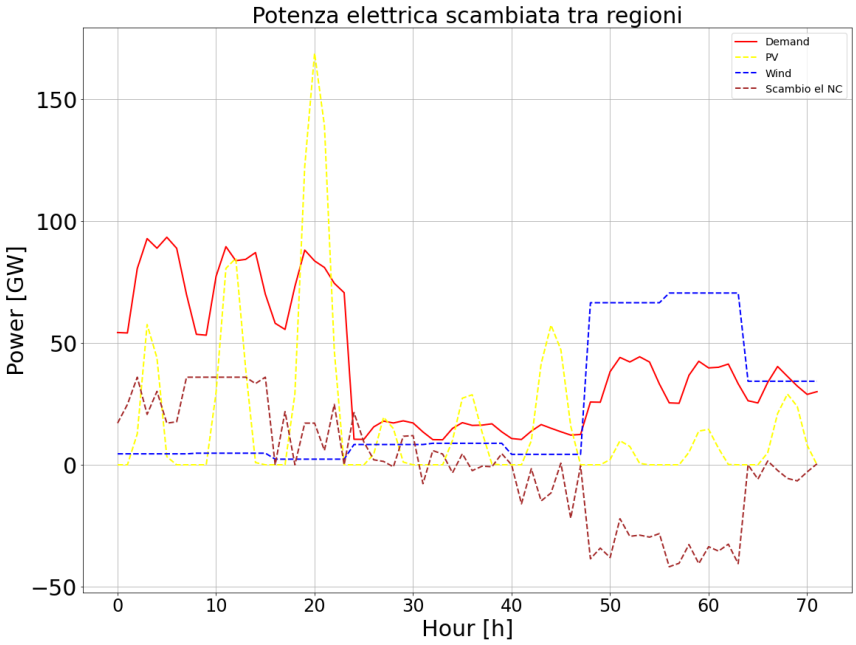

Figura 26: Potenza elettrica scambiata tra regioni al 2060 nella T1

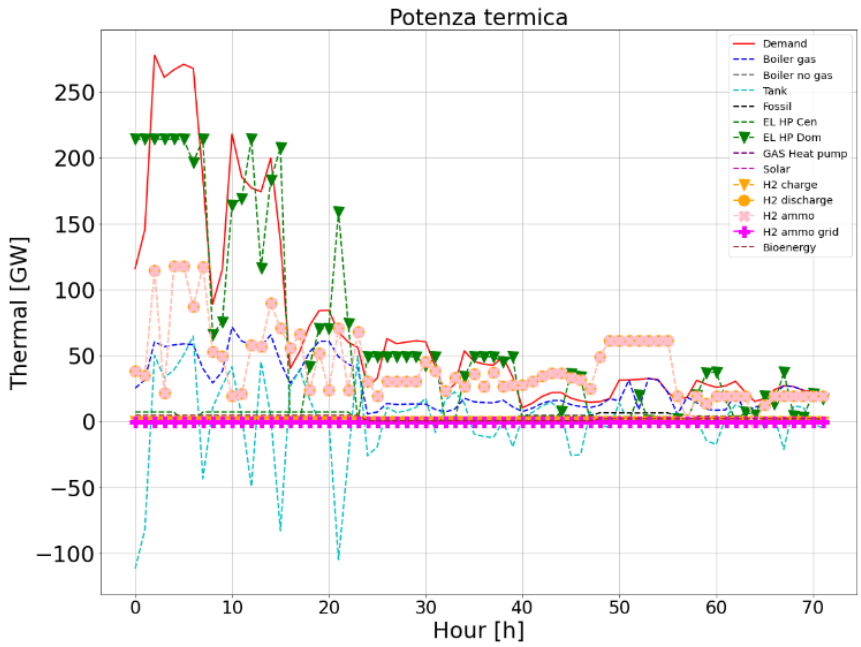

Figura 27: Potenza termica al 2060 nella T2

Considerando ora la potenza termica, anche in questo caso nella T2 il principale cambiamento è collegato alla produzione da idrogeno ricavato da ammoniaca, che viene utilizzato come combustibile e dà ora il suo contributo in tutte le regioni fino a soddisfare la maggior parte della domanda di calore ad alta temperatura. E' interessante notare come le caldaie a gas aumentano il loro contributo rispetto al 2050. Questo può essere ricondotto all'alta disponibilità di idrogeno per la produzione di calore per l'industria, che "libera" maggiori quantità di gas per l'uso residenziale. Infatti, osserviamo che nella T2 il contributo dell'idrogeno supera quello del biogas nella produzione di calore ad alta temperatura.
Nella T1, al Nord, la quota da pompe di calore domestiche passa da 135 a 160 GW, aumentano gli accumuli e si annulla anche qui la potenza termica generata da fonti fossili.

Il trasporto leggero è completamente elettrificato nella T2, mentre nella T1 solo al Centro e al Sud.

Nel trasporto aereo si osserva un leggero incremento del biocherosene nella T2, che fa invece il suo ingresso per la prima volta nella T1, anche se in percentuale molto ridotta.

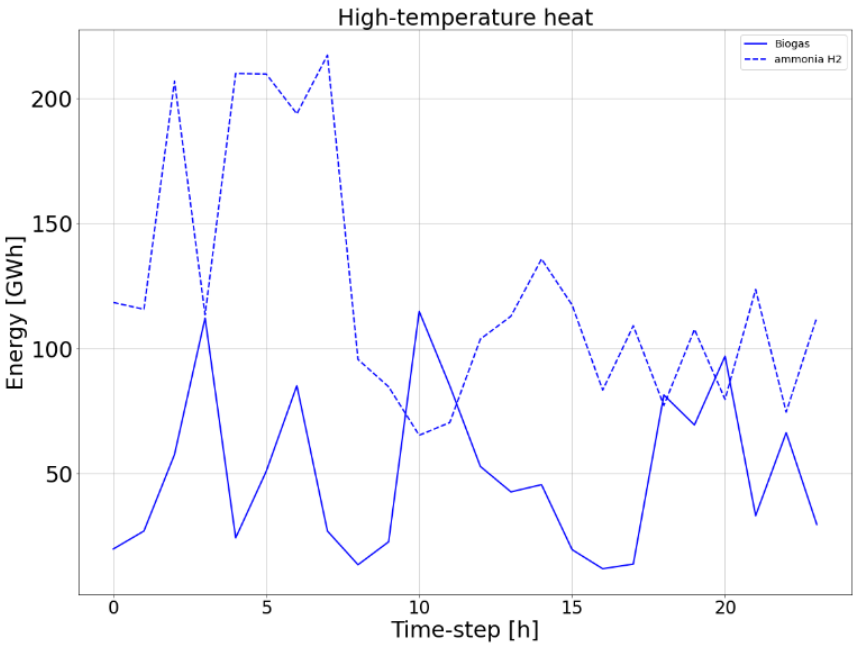

Figura 28: Calore al alta temperatura al 2060 nella T2

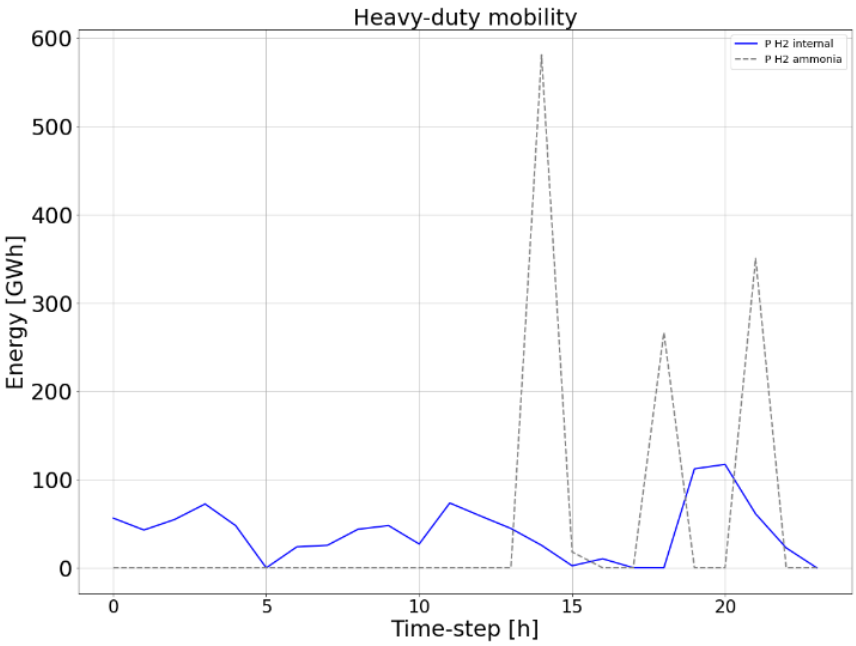

Figura 29: Idrogeno per i trasporti pesanti al 2060 nella T2

4. Considerazioni finali

Nei seguenti grafici e tabelle si confrontano i costi medi giornalieri (€/gg) delle due transizioni.

Si precisa che in entrambi i casi è stato scelto di non imporre vincoli all'espansione della rete elettrica.

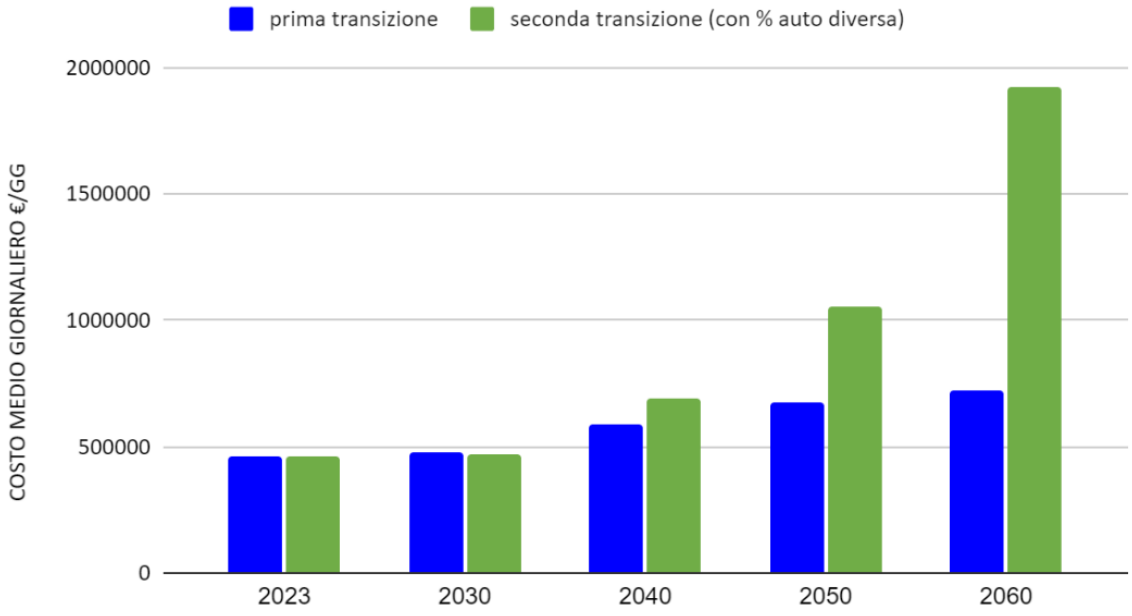

Figura 30: Costi medi giornalieri della prima e della seconda transizione

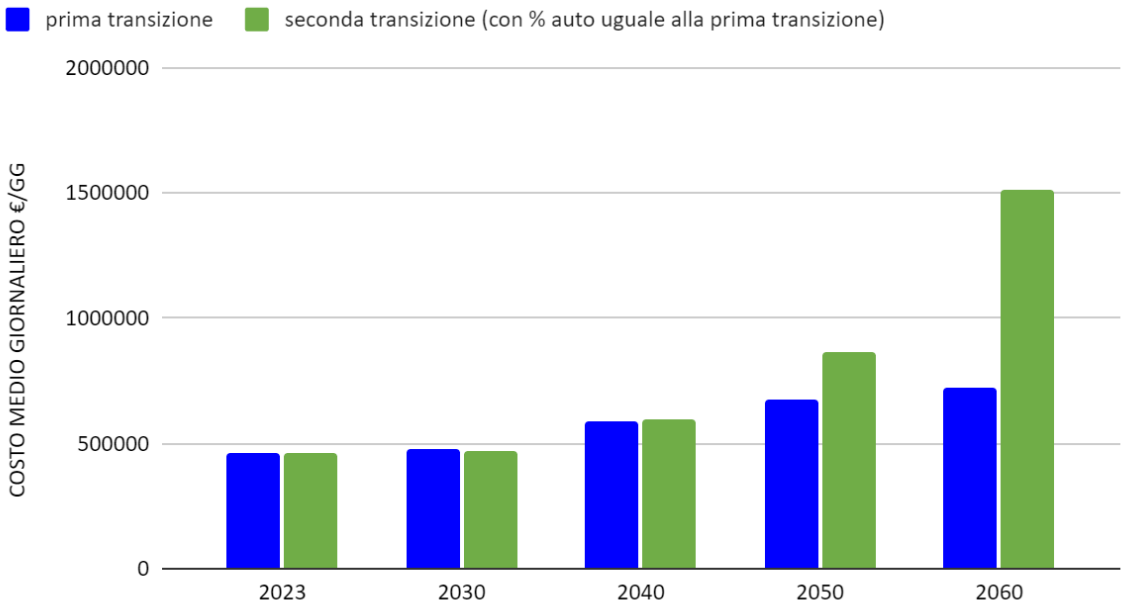

Figura 31: Costi medi giornalieri della prima transizione e della seconda transizione in cui sono stati imposti gli stessi share di auto elettriche della prima

COSTI [€/gg]	T1	T2	Aumento percentuale
2023	461’212,41		//
2030	477’511,91	472’179,96	-1%
2040	587’726,22	689’854,85	17%
2050	674’312,14	1’054’241,66	56%
2060	718’624,61	1’919’364,96	267%

Tab 5: Confronto dei costi medi giornalieri della prima e della seconda transizione

COSTI [€/gg]	T1	T2 (stesso share di auto elettriche della T1)	Aumento percentuale
2023	461’212,41		//
2030	477’511,91	472’975,92	-1%
2040	587’726,22	595’386,11	1%
2050	674’312,14	861’744,77	28%
2060	718’624,61	1’508’934,717[1]	210%

Tab 6: Confronto dei costi medi giornalieri della prima transizione e della seconda transizione in cui sono stati imposti gli stessi share di auto elettriche della prima

A partire dallo stesso costo al 2023, si può notare che al 2030 la seconda transizione ha un costo lievemente inferiore (circa l’1%). In questo step, infatti, le percentuali di penetrazione delle rinnovabili e delle auto elettriche non sono significativamente diverse tra i due scenari e il costo minore è da attribuirsi ai prezzi e rendimenti più favorevoli delle tecnologie nella T2.

La situazione cambia radicalmente nei periodi successivi. Al 2040 vi è in entrambe le transizioni una forte installazione di impianti rinnovabili. Lo share passa a 0.4 nella T1 (+10% rispetto al 2030) e a 0.65 nella T2 (+25%). Parallelamente, il costo risulta essere maggiore del 17% nella T2. Le auto elettriche coprono rispettivamente il 25 e il 45% del parco circolante. Quello che è interessante notare è che imponendo lo stesso share di auto elettriche nelle due transizioni, la differenza di costo risulta invece minima (1% in più nella T2). Il costo maggiore della T2 è dunque principalmente riconducibile al settore dei trasporti leggeri, in particolare agli investimenti associati all’espansione della rete e alla necessità di accumuli.

Dal 2050 in poi il divario si accentua esponenzialmente.

Nel 2050 abbiamo uno share pari a 0.6 nella T1 e 0.85 nella T2. Il costo della T2 è ben del 56% più alto rispetto alla T1. Lo share di auto elettriche è pari al 25% nella T1 e 45% nella T2. Imponendo la stessa percentuale (25%) nella T2, l'incremento di costo è del 28%, la metà rispetto al 56% originale. La restante parte è riconducibile al maggiore share di rinnovabili nella T2, oltre che all’introduzione

[1] Si precisa che, poiché non è stato possibile ricavare tramite simulazione il costo al 2060 della seconda transizione con lo stesso share di auto elettriche della prima, questo è stato ricavato analiticamente a partire dai costi dei periodi precedenti

dell'idrogeno importato e del biogas, che sostituisce completamente il metano. Queste tecnologie, infatti, sono più costose di quelle più consolidate come fotovoltaico ed eolico.

Infine, nel 2060, il costo della T2 è più del doppio rispetto alla T1. La maggiore penetrazione di auto elettriche impatta solo in parte (20% del divario), anche perché, a questo punto della transizione, si stima che lo sforzo iniziale di adeguamento dell'infrastruttura sia già stato in buona parte sostenuto. La maggior parte del divario è dovuto alla decarbonizzazione dei settori hard-to-abate, che richiede l'introduzione di pile a combustibile e idrogeno per i trasporti pesanti, oltre che all'aumento dei sistemi di accumulo.

In entrambi gli scenari, l'eliminazione delle caldaie a gas non risulta conveniente al 2040 come imporrebbe la normativa, e nemmeno nel resto della transizione, poiché queste giocano un ruolo fondamentale nel soddisfare la domanda di calore ad alta temperatura.

In conclusione, una transizione rapida implicherebbe uno sforzo economico collettivo difficilmente sostenibile, anche ipotizzando andamenti più favorevoli per costi e rendimenti delle tecnologie. Questo a causa degli elevati investimenti di adeguamento delle infrastrutture, che andrebbero distribuiti in un periodo di tempo maggiore, per l'introduzione di tecnologie complesse e sistemi di accumulo necessari a decarbonizzare i settori più energivori, ma anche per la rapida penetrazione dei veicoli elettrici secondo i vincoli imposti dalla normativa, soprattutto nelle prime fasi della transizione. L'enfasi sulla decarbonizzazione prioritaria del settore dei trasporti leggeri non sembra dunque giustificata, soprattutto puntando esclusivamente su veicoli full-electric, che al momento sono la soluzione più supportata politicamente. Il problema dei BEV, infatti, risiede nel metodo di fornitura dell'energia che determina costi indiretti molto elevati: la domanda energetica per la ricarica delle batterie è essenzialmente continua durante il giorno e ciò implica elevati costi di ampliamento della rete elettrica ed elevate capacità di accumulo. Sebbene i primi siano investimenti a lungo termine che vengono ripagati nel lungo periodo, i sistemi di accumulo, invece, vanno sostituiti periodicamente, quindi non si traducono mai in un risparmio futuro. Un'alternativa ai veicoli elettrici può essere rappresentata dagli e-fuel, ossia, carburanti sintetici prodotti da elettricità rinnovabile, anidride carbonica e acqua. Questi possono essere utilizzati nei motori senza necessità di adattamenti tecnologici. Nonostante abbiano LCOE e costi di investimento maggiori, hanno il vantaggio di avere costi indiretti inferiori, principalmente dovuti all'espansione della rete elettrica piuttosto che all'accumulo di energia.

5. Bibliografia

1) Prima transizione:
Piero Danieli, Gianluca Carraro, Gabriele Volpato, Enrico Dal Cin, Andrea Lazzaretto, Massimo Masi, *"Guidelines for minimum cost transition planning to a 100% renewable multi-regional energy system"*, 01/03/2024,
https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923018615
2) PNIEC:
Mase Italia, ''Piano Nazionale Integrato Per L'energia E Il Clima'', Giugno 2024,
https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf
3) Long Term Strategy:
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali *"Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra''*, Gennaio 2021,
https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/PTE/NLTS_lts_gennaio_2021.pdf
4) RePowerEU:
Commissione Europea ''Piano REPowerEU '' 18/05/2022,
https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0023.02/DOC_1&format=PDF
5) FitFor55:
Consiglio dell'Unione Europea ''Pronti per il 55%''
https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55/
6) Share di rinnovabili prima transizione:
Commissione Europea, "*A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy"*, 28/11/2018,
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52018DC0773
7) Piero Danieli, Andrea Lazzaretto, Jafar Al-Zaili, Abdulnaser Sayma, Massimo Masi, Gianluca Carraro:*''The potential of the natural gas grid to accommodate hydrogen as an energy vector in transition towards a fully renewable energy system"*, 01/05/2022,
https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922002811
8) Piero Danieli, Massimo Masi, Andrea Lazzaretto, Gianluca Carraro, Enrico Dal Cin, Gabriele Volpato: "*Is Banning Fossil-Fueled Internal Combustion Engines the First Step in a Realistic Transition to a 100% RES Share?"*, 29/07/2023,
https://www.mdpi.com/1996-1073/16/15/5690#sec2dot2dot1-energies-16-05690
9) Politecnico di Milano - Energy and Strategy Group "Renewable energy short report 2023" e "Zero Carbon Policy Agenda 2023",
https://www.energystrategy.it/es-download/
10) Settori strategici per la transizione energetica:
Consiglio dell'Unione Europea, *''Regolamento sull'industria a zero emissioni nette: un parametro di riferimento della capacità di produzione di prodotti strategici per le*

tecnologie a zero emissioni nette'', 28/05/2024, https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/net-zero-industry-act/

11) Daniela Garbillo :*''Fotovoltaico, batterie e pompe di calore nella roadmap per raggiungere la decarbonizzazione'',* 04/09/2023 https://www.innovationpost.it/tecnologie/energia-efficienza/studio-enel-ambrosetti-fotovoltaico-batterie-e-pompe-di-calore-nella-roadmap-per-raggiungere-la-decarbonizzazione/)
12) Stop caldaie a gas e direttiva "Case Green": *"Direttiva Case Green, stop alle caldaie a gas entro il 2040: cosa sapere ''*, 13/03/2024, https://tg24.sky.it/economia/2024/03/13/stop-caldaie-gas-2040#02
13) Riduzione dei costi delle fonti rinnovabili nella seconda transizione: Giulia Favetti, *"Energie rinnovabili: IRENA traccia la rotta per triplicarle entro il 2030",* HDgreen, 15/07/2024, https://www.hdblog.it/green/articoli/n587608/energie-rinnovabili-crescita-obiettivi-2030-cop28/#:~:text=Gli%20investimenti%20nelle%20energie%20rinnovabili,fabbisogno%20energetico%2C%20ma%20anche%20di
14) LCOE fotovoltaico: https://www.solareb2b.it/lcoe-fotovoltaico-taglia-utility-scale-italia/
15) LCOE eolico: https://www.wired.it/article/rinnovabili-record-installazioni-italia/
16) LCOE e considerazioni sull' idrogeno https://www.rivistaenergia.it/2021/04/idrogeno-verde-considerazioni-su-costi-e-regolazione/
17) LCOE e considerazioni sull'elettricità dall'estero https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-electricity-in-the-european-union-2040 https://www.confindustria.it/home/Centro-studi/prodotti/previsioni/rapporto/focus/rapporto-previsione-economia-italiana-primavera-2024/1098bbaa-22d2-40f5-881c-0719b92aab31
18) LCOE gas metano https://www.rinnovabili.it/energia/eolico/costo-livellato-dell-elettricita-rinnovabili-fossili/
19) LCOE altri combustibili fossili https://www.lazard.com/media/nltb551p/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf
20) Costo pompe di calore https://www.ediltecnica.it/2020/08/impianto-idro-termo-sanitario-piu-conveniente-in-condominio/#:~:text=Per%20non%20parlare%20poi%20della,spesa%20complessiva%20di%20104.000%20euro.
21) Considerazioni pompe di calore https://www.daikin.it/it_it/privati/inspiration/articles/perch%C3%A9-l%27investimento-in-una-pompa-di-calore-%C3%A8-una-mossa-intelligente.html
22) Efficienze pompe di calore https://fire-italia.org/wp-content/uploads/2023/03/2-croci.pdf
23) Accumulo di calore

https://www.tgreen.it/quanto-costa-un-accumulatore-di-energia-per-il-fotovoltaico#:~:text=Il%20costo%20dei%20sistemi%20di,IVA%20agevolata%20al%2010%25%3B
24) Centrali elettriche a gas
https://carbontracker.org/investimenti-in-nuove-centrali-a-gas-in-italia-potrebbero-comportare-perdite-per-11-miliardi-di-euro-senza-portare-nessun-vantaggio-in-bolletta/
25) Centrali cogenerative a gas
https://blog.parker.com/site/usa/details-home-page/natural-gas-combined-cycle-power-plants-history-trends-and-outlook-us
26) Chiller ad assorbimento
https://www.tempco.it/blog/5007/freddo-dal-caldo-chiller-ad-assorbimento/
27) Accumulo freddo:
https://fire-italia.org/sistemi-di-accumulo/
28) Costo serbatoio idrogeno
https://escholarship.org/content/qt83p5k54m/qt83p5k54m_noSplash_8bb1326c13cfb9aa3d0d376ec26d3e06.pdf?t=s9oa2u
29) Considerazioni sulle pile a combustibile:
https://www.horizoneducational.com/hydrogen-guide-are-fuel-cell-stacks-really-worth-it/t1429?currency=usd
30) Efficienza pile a combustibile
https://www.horizoneducational.com/the-future-of-fuel-cells/t1426?currency=usd#:~:text=In%20the%20future%2C%20fuel%20cell,designs%20that%20researchers%20are%20developing.
31) Efficienza elettrolizzatori:
https://www.rivistaenergia.it/2021/04/idrogeno-elettrolisi-ed-elettrolizzatori-la-tecnologia-prima-di-tutto/
32) Camion elettrici a idrogeno
https://elettronauti.it/camion-a-idrogeno-nikola-o-batteria-man-numeri-alla-mano/#:~:text=Costo%20di%20acquisto.&text=I%20camion%20diesel%20restano%20i,(fino%20a%20750.000%20%E2%82%AC).
33) Idrogeno verde:
https://hydronews.it/laustralia-national-university-idrogeno-verde-sotto-i-2-euro-al-kg-entro-un-decennio/#:~:textIl%20levelised%20list%20of%20 electricity,per%20MWh%20entro%20 il%202040.
34) Percentuale auto elettriche in Italia:
https://www.sva-group.it/sva-electric-lab/quante-auto-elettriche-ci-sono-in-italia
35) Batterie auto elettriche:
https://www.autoscouto4.it/informare/consigli/tecnologia-e-ambiente/batterie-auto-elettriche-quanto-costano-e-quanto-durano/
https://elettricomagazine.it/attualita-news/10-trend-accumulo-energetico-nel-2023/
36) Accumulo elettrico:

https://ageei.eu/sistemi-di-accumulo-il-motore-della-transizione-green-in-italia/#:~:text=I%20sistemi%20di%20accumulo%20domestici,il%20giorno%20per%20poterla%20utilizzare