

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

Definizione e confronto produttivo-economico di possibili transizioni del sistema energetico italiano verso l’utilizzo di sole fonti rinnovabili

Relatore

Prof. Alarico Macor

Correlatore

Dott. Ing. Piero Danieli

Laureandi

Raffaele Vanzo 2005450

Nicola Morbin 2002726

Anno accademico

2022/2023

Indice:

- 1. Obiettivo e descrizione del progetto**
- 2. Scelta dei parametri di simulazione**
 - 2.1. Costi LCOE e di investimento delle fonti energetiche**
 - 2.2. Impianti e fonti di produzione energetica**
 - 2.3. Rendimenti ed efficienze degli impianti**
 - 2.4. Stime sul consumo di energia dei vari settori**
- 3. Risultati**
 - 3.1. 2023**
 - 3.2. 2030**
 - 3.3. 2040**
 - 3.4. 2050**
 - 3.5. 2060**
 - 3.6. 2070**
- 4. Conclusioni**
- 5. Bibliografia**

1. Obiettivo e descrizione del progetto

L'obiettivo del progetto è definire e analizzare attraverso un apposito software di simulazione, che sfrutta il criterio del minimo costo, due possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano, considerando la necessità della continua sostituzione dei combustibili fossili, a favore delle fonti di energia rinnovabile.

In particolare, si mettono in evidenza i vantaggi e gli svantaggi delle due transizioni sotto l'aspetto produttivo, ecologico ed economico, tramite un'analisi grafica e numerica dei risultati ottenuti dalle simulazioni.

In questa analisi vengono confrontate, considerando lo stesso arco temporale (2023-2070), una prima evoluzione ottimistica e marcata nei confronti della decarbonizzazione, con una seconda transizione pessimistica e moderata, che mira a contenere maggiormente i costi.

La prima punta quindi alla completa decarbonizzazione, seguendo la linea proposta da vari piani nazionali e/o europei elencati in seguito, raggiungendo la totalità di produzione energetica da fonti rinnovabili.

La seconda prevede invece una crescita più lineare della penetrazione rinnovabile, senza il vincolo della completa decarbonizzazione.

Nella prima transizione proposta, l'andamento della penetrazione di rinnovabili (vedi *Tab. 1*) è scelto in base alla necessità di una immediata riduzione delle emissioni inquinanti, considerando come direttiva vincolante, il piano “*REPowerEU*” [1] stilato dalla commissione europea, il quale incentiva il raggiungimento del 45% di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto all'energia totale, entro il 2030.

Quindi, assumendo le direttive del piano “*REPowerEU*” per la transizione a breve termine, si considera un andamento futuro della penetrazione in linea con il piano stesso e con le seguenti caratteristiche:

- Pronunciata crescita iniziale, dovuta alla necessità di raggiungere gli obiettivi europei e ai fini di ridurre significativamente l'impatto ambientale e la dipendenza dai combustibili fossili.
- Successiva crescita sempre più moderata, fino alla totale conversione energetica, ai fini di ottenere una transizione economicamente più sostenibile.

<i>Anno</i>	<i>Penetrazione %</i>
2023	20
2030	45
2040	65
2050	80
2060	95
2070	100

Tabella 1 - andamento della penetrazione di fonti rinnovabili nella transizione ottimistica

La seconda transizione, ipotizzata in base all'andamento attuale della penetrazione di rinnovabili in Italia [2] e alle considerazioni fatte in precedenza, prevede una minor penetrazione massima di rinnovabili, pari all'80% dell'energia totale prodotta. Inoltre, in questo caso, l'andamento della penetrazione (vedi *Tab. 2*) risulta più lineare, anche se si presuppone comunque una decarbonizzazione accentuata inizialmente.

<i>Anno</i>	<i>Penetrazione %</i>
2023	20
2030	35
2040	50
2050	60
2060	70
2070	80

Tabella 2 - andamento della penetrazione di fonti rinnovabili nella transizione pessimistica

2. Scelta dei parametri di simulazione

2.1. Costi LCOE e di investimento delle fonti energetiche

Innanzitutto, è stato ricercato sul web il costo attuale LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) e di investimento delle varie fonti energetiche prese in considerazione dal modello [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22] riportando sul pannello di controllo tutti questi costi, espressi ognuno in euro al Kilowattora [€/kWh].

Poi si è ipotizzato un andamento per ogni singolo costo, durante la transizione, ovvero una riduzione o un aumento dello stesso ad ogni salto temporale.

In entrambe le transizioni ipotizzate viene ridotto il costo LCOE di tutte le fonti rinnovabili ed aumentato invece quello delle fonti fossili, tenendo in considerazione che l'energia acquistata dall'estero viene considerata completamente fossile in questo modello (*Fig. 1*).

Invece, per i costi di investimento degli impianti si assume sempre un calo (*Fig. 2*).

Il costo decrescente viene giustificato principalmente dal progresso tecnologico e dalla diffusione delle varie fonti energetiche, a causa di un mercato concorrenziale dove sempre più imprese investono nelle singole tecnologie, determinandone un aumento della qualità e dell'offerta, con un conseguente abbassamento dei prezzi.

Il costo crescente delle fonti fossili è invece giustificato per lo più da una politica di incentivazione all'utilizzo di sole fonti rinnovabili, attuata a livello nazionale, anche per garantire una certa indipendenza energetica dall'estero.

In particolare, i costi della transizione pessimistica seguono un andamento abbastanza lineare, con riduzioni del 5-10% ad ogni salto temporale per le rinnovabili e incrementi proporzionali per il fossile.

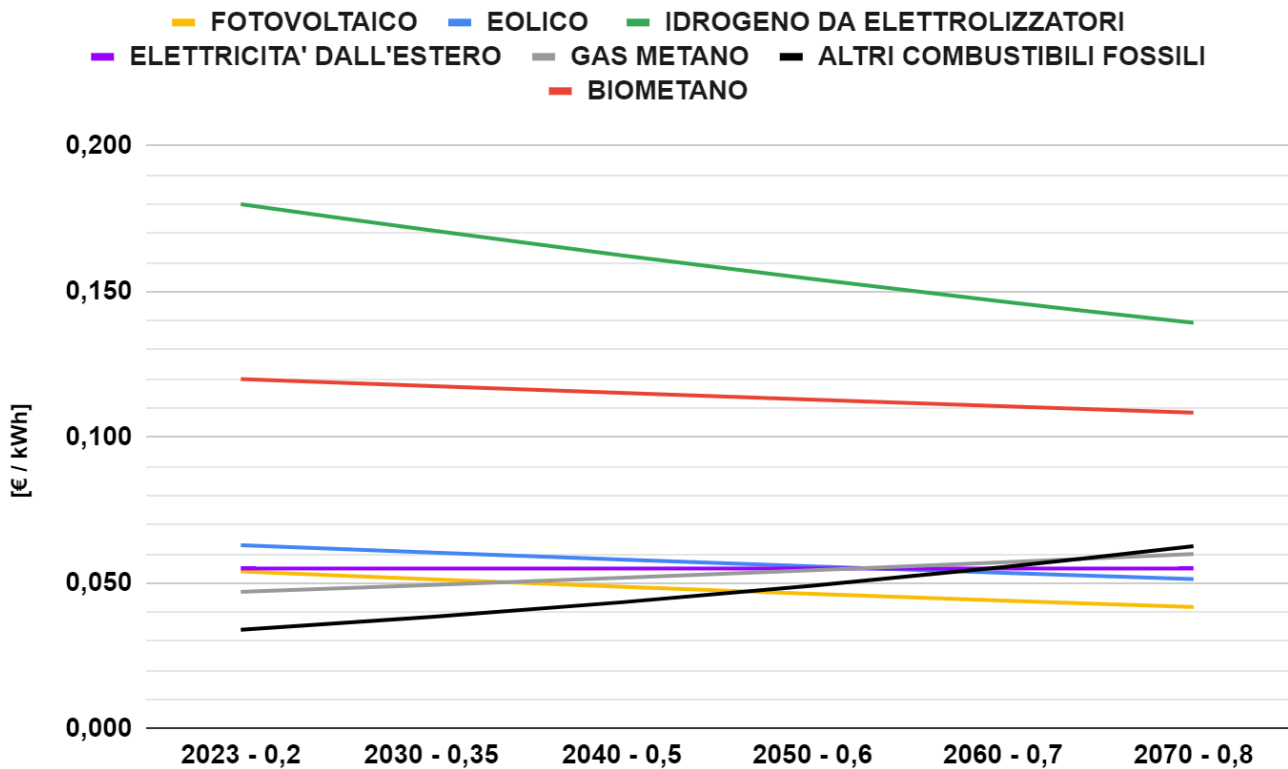


Figura 1 - andamento dei costi LCOE [€/kWh] delle fonti energetiche considerate nel modello per la transizione pessimistica

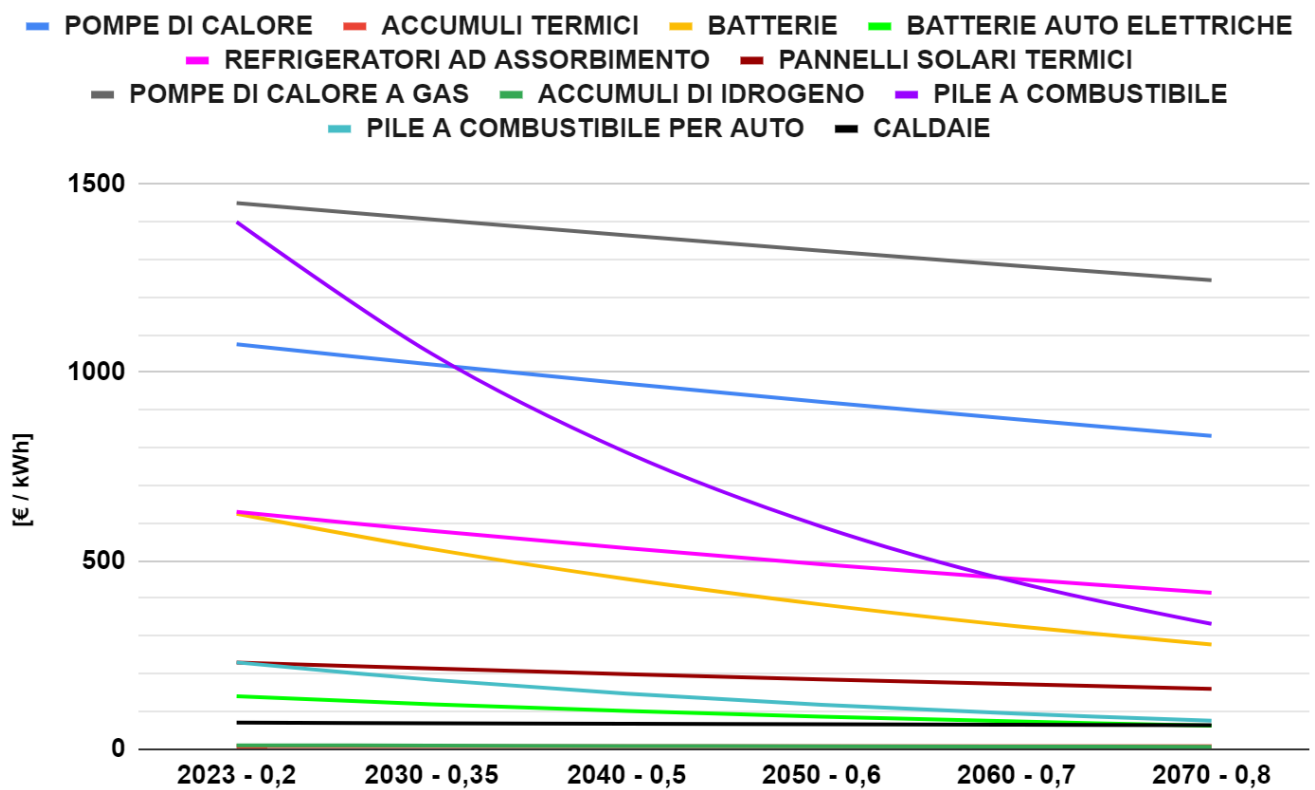


Figura 2 - andamento dei costi di investimento [€/kWh] delle tecnologie considerate nel modello per la transizione pessimistica

Nella transizione ottimistica invece, oltre ad un incremento più marcato del costo LCOE per il fossile, si propone (stima) una drastica riduzione dei costi per le fonti non fossili (15-20% in media ad ogni salto), con percentuali che arrivano anche al 40-50% di decremento tra un decennio e il successivo (*Fig. 3 e Fig. 4*), in particolare per i seguenti settori:

- acquisto e ricarica delle auto elettriche
- produzione, utilizzo e stoccaggio dell'idrogeno
- produzione e utilizzo di biometano

La maggior riduzione ipotizzata in questo caso dipende, oltre che da un progresso tecnologico maggiore a causa di investimenti più sostanziali da parte delle imprese, per raggiungere la decarbonizzazione nei tempi prestabiliti, anche dall'assunzione di particolari piani o riforme che favoriscano determinate forme di produzione ed utilizzo di energia rinnovabile.

Per quanto riguarda il settore automotive elettrico, viene infatti considerato il piano “*Fit for 55*” [23]. Cioè, un pacchetto di riforme e regolamenti economici e sociali promulgato dall'Unione europea, che prevede lo stop alla vendita delle auto con motori a combustione interna entro il 2035, per ridurre le emissioni di gas serra. Questo piano si tramuta in investimenti aziendali nel settore auto elettriche, con le seguenti conseguenze:

- riduzione del costo delle batterie delle auto e quindi delle auto elettriche stesse
- riduzione del costo della ricarica elettrica alla colonnina

Invece, riguardo all'idrogeno e al biometano, viene considerato nuovamente il piano “*REPowerEU*” [1], che prevede anche un quadro normativo per l'utilizzo dell'idrogeno come fonte di produzione e stoccaggio dell'energia, assieme ad un sostegno per la produzione di biometano, con le seguenti dirette conseguenze dal punto di vista economico:

- diminuzione del costo di produzione dell'idrogeno da elettrolizzatori ed anche di quello comprato dall'estero
- diminuzione del costo degli impianti per lo stoccaggio dell'idrogeno
- diminuzione del costo delle pile a combustibile per l'utilizzo dell'idrogeno ed in particolare nel settore del trasporto pesante
- diminuzione del costo di produzione del biometano, favorendone l'utilizzo e la miscelazione in percentuali sempre maggiori con il gas metano

Inoltre, in questa transizione, si ipotizza che entro il 2060 venga raggiunta la completa autosufficienza energetica nazionale, permettendo così di cessare l'acquisto di elettricità da altri paesi. Questa indipendenza energetica è raggiunta grazie ad una percentuale elevata di potenza rinnovabile già installata, ad accumuli di energia diffusi in tutto il territorio italiano e ad un efficace scambio di elettricità tra le regioni per mezzo di una rete elettrica ampliata ed ottimizzata.

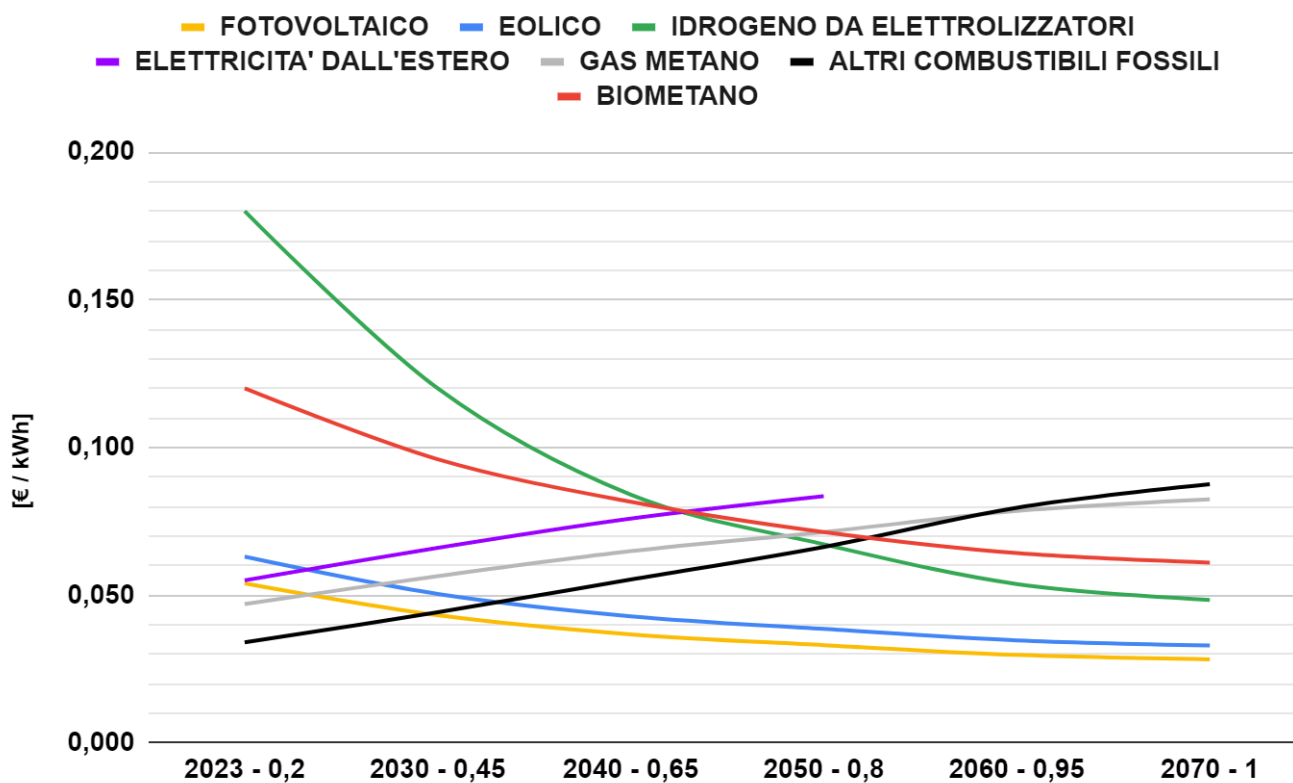


Figura 3 - andamento dei costi LCOE [€/kWh] delle fonti energetiche considerate nel modello per la transizione ottimistica (da notare l'indipendenza elettrica dall'estero dal 2060)

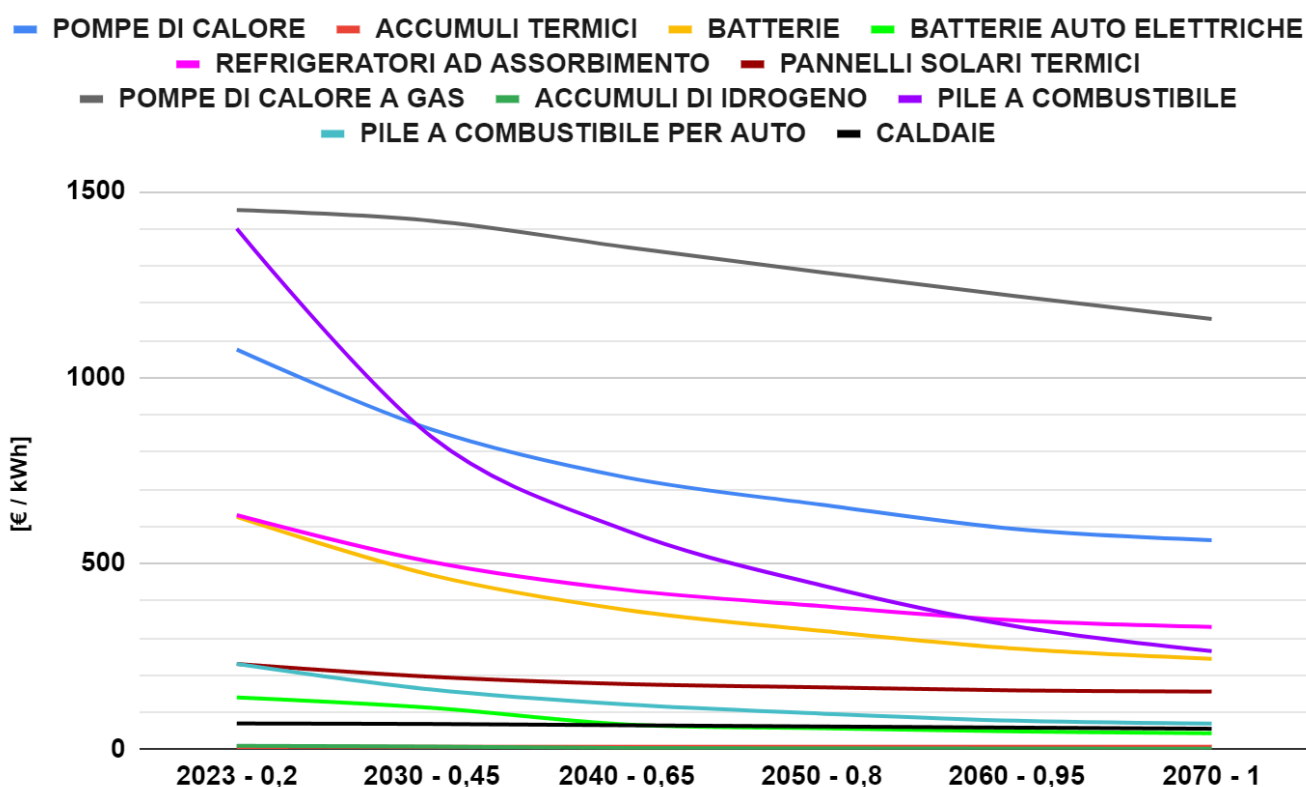


Figura 4 - andamento dei costi di investimento [€/kWh] delle tecnologie considerate nel modello per la transizione ottimistica

2.2. Impianti e fonti di produzione energetica

Nella transizione pessimistica si è scelto di mantenere tutti gli impianti considerati dal modello durante la transizione, garantendo la libertà di utilizzare, installare o rimuovere tutte le tipologie di impianti di produzione energetica, a prescindere dalle emissioni degli stessi.

Invece, nella transizione ottimistica si prevede un vincolo per quanto riguarda le emissioni e di conseguenza si ipotizza la rimozione di alcune tipologie di impianto entro un certo periodo.

In particolare, si propone di seguire le direttive del piano “*PNIEC*” (Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima) [24], che prevede la rimozione delle centrali a carbone entro il 2025.

Inoltre, è previsto di seguire le orme di Francia, Olanda ed Austria, riguardo alla rimozione delle caldaie a carbone e petrolio entro il 2035 [25].

Infine, si rimuovono le pompe di calore a gas metano entro il 2050, in quanto si presuppone che vengano sostituite da pompe di calore elettriche, preferibilmente ad energia rinnovabile.

Tutti i restanti impianti vengono mantenuti per l’intera transizione.

Ci sono però alcune considerazioni valide per entrambe le transizioni, ovvero:

- I refrigeratori ad assorbimento non vengono considerati ad oggi (2023)
- Viene esclusa la possibilità di immettere idrogeno in rete gas durante tutta la transizione
- Viene esclusa la possibilità di utilizzare idrogeno per il settore HDV (Heavy Duty Vehicles) ad oggi (2023)

Per quanto riguarda i refrigeratori ad assorbimento e l’idrogeno per l’HDV, la scelta di non considerarli nella simulazione, al 2023, è conseguenza del fatto che attualmente queste tecnologie non sono diffuse in Italia e quindi considerarle ad oggi non sarebbe realistico.

Invece, gli elettrolizzatori che producono idrogeno per immetterlo nella rete gas in miscela con il metano, vengono esclusi durante l’intera transizione, poiché si è appurato che essi non vengono mai inseriti nella simulazione, anche imponendo un costo nullo per la produzione di idrogeno. La causa di questa esclusione da parte del modello è da attribuire all’elevato costo di aggiornamento della rete gas, necessario a permettere un trasporto efficiente e sicuro di idrogeno in miscela con il metano, in quantità tale da renderlo conveniente da un punto di vista energetico ed economico.

Infatti, bisogna considerare che l’idrogeno indebolisce l’acciaio (i gasdotti attuali sono costruiti con tubazioni in acciaio al semplice carbonio) e necessita, oltre ad una certa percentuale in miscela con il metano (circa il 10%), di tubature in acciaio inossidabile altoresistenziale molto costose. Quindi,

sostituire o aggiornare la rete gas, per renderla adeguata al trasporto di idrogeno in quantità significativa, risulta troppo dispendioso per il modello, a prescindere dal costo di produzione dell'idrogeno. È preferibile allora prevedere una eventuale nuova rete di trasporto per l'idrogeno, qualora questo risulti conveniente.

2.3. Rendimenti ed efficienze degli impianti

Per quanto riguarda i rendimenti e le efficienze degli impianti, possiamo ipotizzare che in entrambe le transizioni si verifichi un incremento delle prestazioni delle tecnologie considerate, con incrementi di 1-2% in media ad ogni decennio ed un aumento più accentuato (stima di 5% circa ad ogni periodo) per gli elettrolizzatori e le celle a combustibile, viste le considerazioni fatte in precedenza (*Fig. 5 e Fig. 6*).

Questo incremento è dovuto al solo sviluppo tecnologico e all'impiego di materiali e metodi di progettazione più sofisticati.

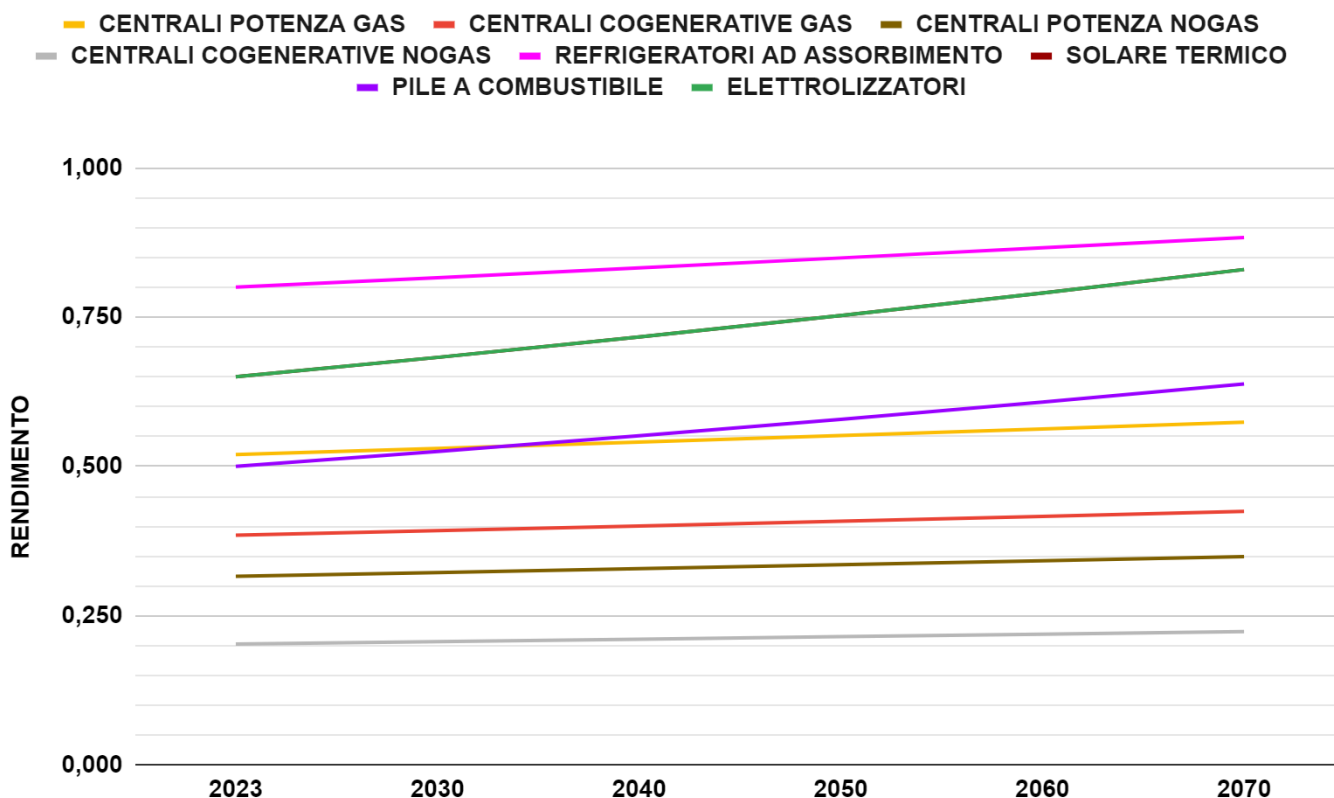


Figura 5 - andamento dei rendimenti delle varie tecnologie durante le due transizioni

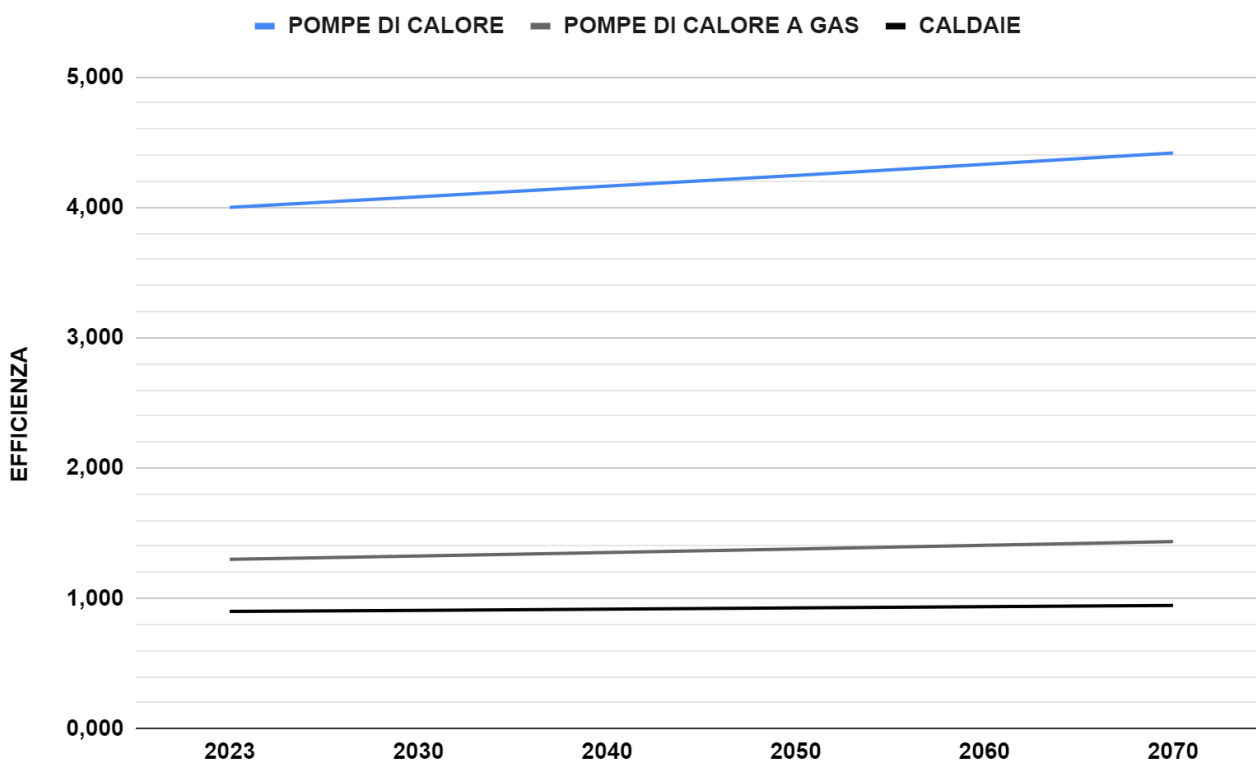


Figura 6 - andamento dell'efficienza delle pompe di calore e delle caldaie durante le due transizioni

2.4. Stime sul consumo di energia dei vari settori

Si prevede un aumento considerevole del consumo di energia elettrica (*Fig. 7 e Fig. 8*), in particolare per la transizione ottimistica, vista l'elettrificazione della maggior parte dei settori, in conseguenza alla decarbonizzazione. Questo incremento è maggiore al Nord Italia, vista la superiore industrializzazione rispetto alle regioni meridionali e centrali, anche se viene ipotizzata una riduzione di questo divario di sviluppo durante la transizione.

Si ipotizza inoltre, considerando anche l'andamento degli ultimi anni, un ulteriore innalzamento della temperatura terrestre, che conduce ad un maggior consumo di energia per il raffreddamento e ad un consumo energetico decrescente per il riscaldamento. In questo caso la variazione, visto lo sviluppo della penisola italiana, è leggermente superiore nelle regioni meridionali, dove la temperatura è naturalmente più elevata.

Si considera che il settore dei trasporti di persone subisca un incremento durante la transizione, in particolare l'aviazione e il settore auto.

Riguardo al trasporto di merci, per non sovraccaricare la rete stradale italiana già attualmente satura,

si prevede di non incrementare il trasporto pesante su gomma, preferendo invece il trasporto via nave e considerando in futuro la possibilità di elettrificare questo settore tramite l'idrogeno.

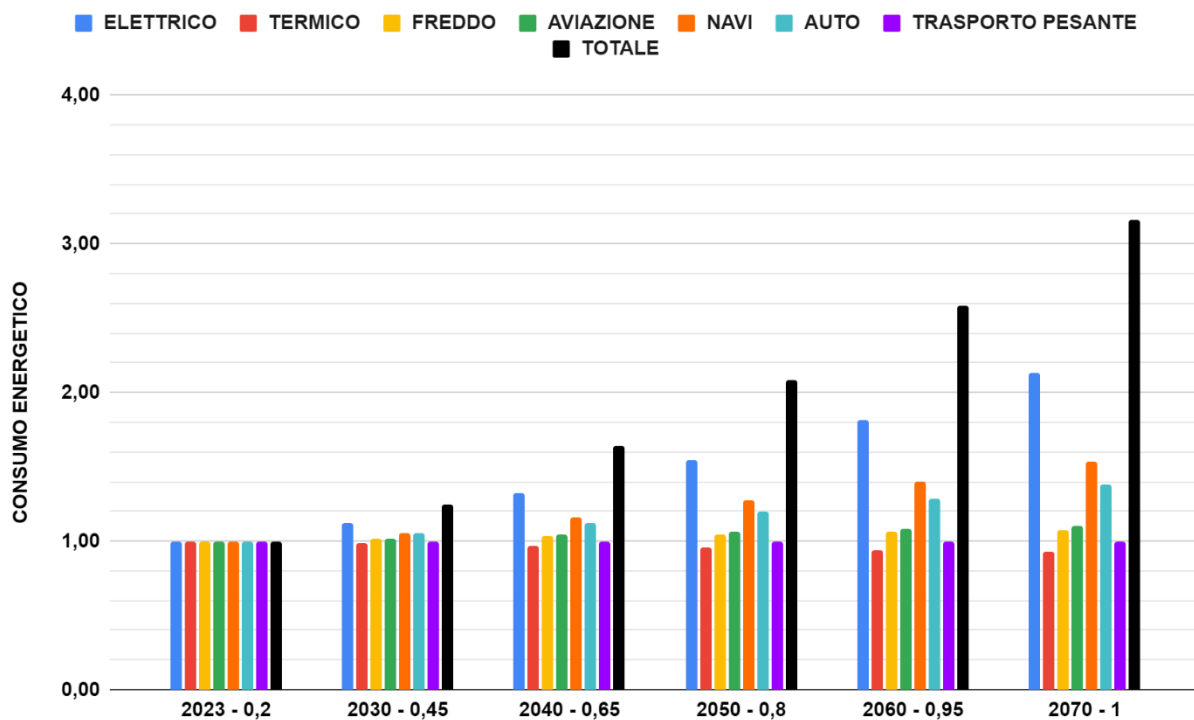


Figura 7 - andamento dei consumi energetici dei vari settori nella transizione ottimistica (scostamento dal valore unitario del 2023)

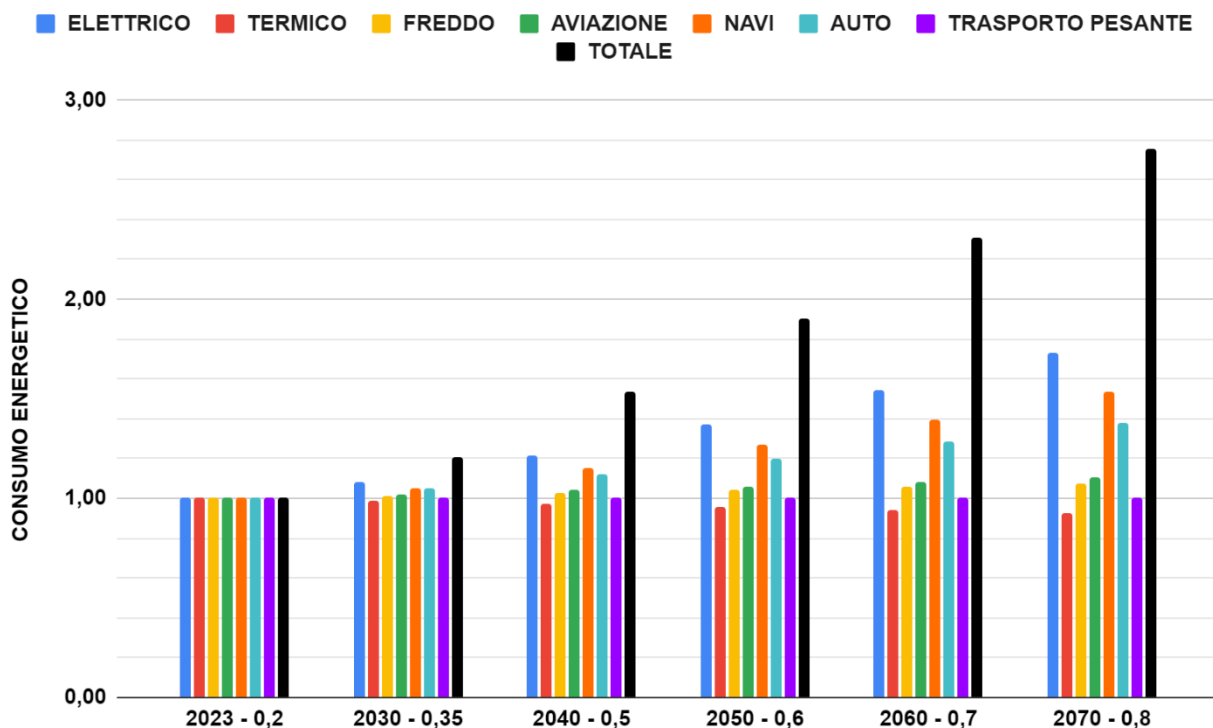


Figura 8 - andamento dei consumi energetici dei vari settori nella transizione pessimistica (scostamento dal valore unitario del 2023)

3. Risultati

In questo paragrafo verranno analizzati i risultati delle simulazioni, evidenziando le differenze principali tra la transizione ottimistica e pessimistica, dal punto di vista energetico, ecologico ed economico.

Per semplicità descrittiva, le due transizioni vengono di seguito richiamate attraverso un codice identificativo:

- TO (transizione ottimistica)
- TP (transizione pessimistica)

Si specifica che i seguenti risultati grafici fanno riferimento, per semplicità rappresentativa, ad una giornata tipo da otto ore. Viene quindi rappresentata questa giornata tipo per le regioni del Nord Italia (a sinistra), poi per quelle del Centro (in mezzo) ed infine per quelle del Sud (a destra).

Inoltre, per ogni zona geografica vengono graficate tre giornate tipo, rappresentanti da sinistra a destra rispettivamente: inverno, mezze stagioni ed estate.

3.1. 2023

Al 2023 la situazione è ovviamente analoga per le due transizioni, poiché rappresenta l'attuale situazione energetica italiana. Quindi non è previsto alcun confronto, ma una sola descrizione generale del sistema energetico.

- **Potenza elettrica** (Fig. 9)

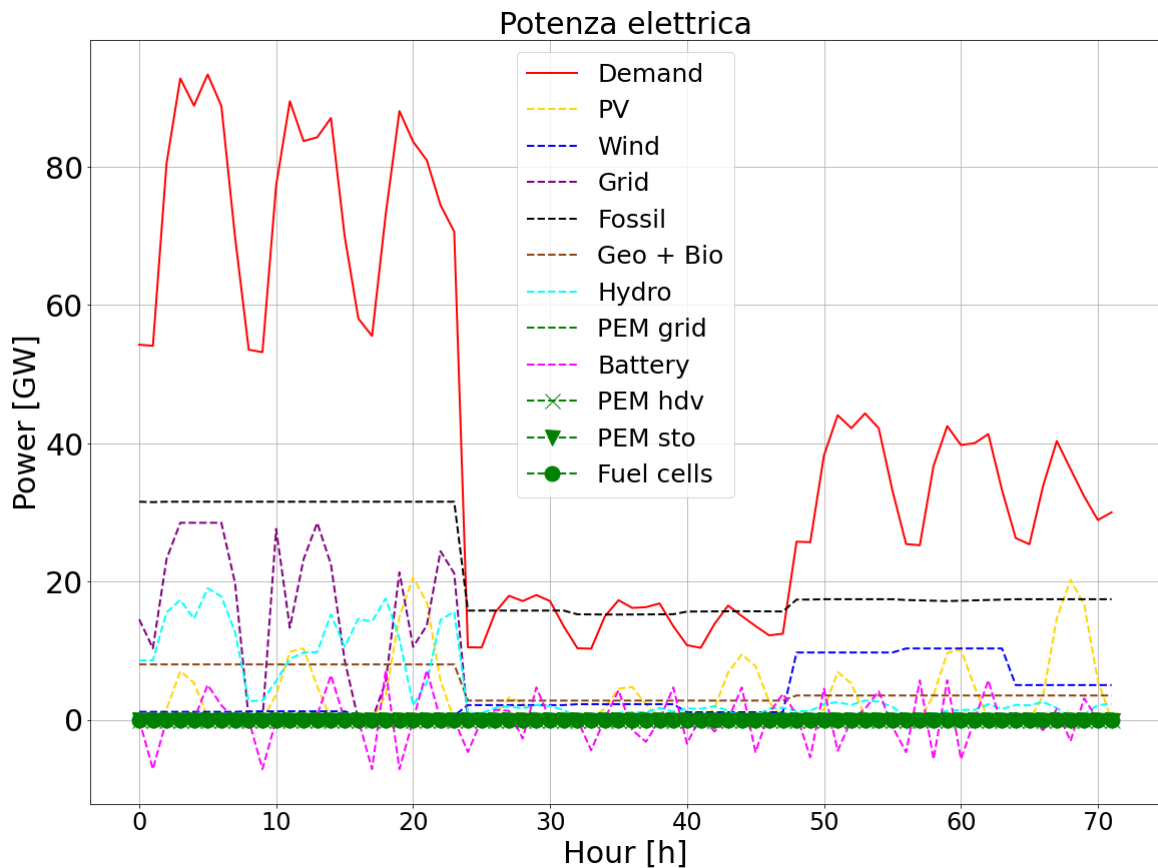


Figura 9 – potenza elettrica nella TO e nella TP al 2023

La richiesta di potenza elettrica varia da Nord a Sud con andamento differente per le varie stagioni, durante le otto ore della giornata tipo, con un intervallo 55-95 GW al Nord, 12-18 GW al Centro e 25-45 al Sud.

Si nota come essa sia soddisfatta da una vasta varietà di fonti energetiche, tra le quali spiccano però le fonti fossili (*Fossil*), che risultano attualmente le più convenienti, ovvero le centrali elettriche a gas e carbone. L'energia elettrica da fossile prodotta risulta pari a circa 32 GW al Nord e circa 16 GW e 18 GW al Centro ed al Sud rispettivamente. La produzione in questo caso risulta costante in quanto le centrali sono sempre in funzione e forniscono costantemente energia elettrica. Da notare che al Centro, la produzione da fossile risulta quasi sempre superiore alla domanda e questo indica che parte dell'energia prodotta dalle regioni centrali, verrà distribuita al resto d'Italia per mezzo

della rete elettrica.

Al Nord (esclusivamente) svolge un ruolo da protagonista anche l'energia elettrica fossile importata dall'estero (*Grid*), specialmente per la stagione invernale, la quale viene acquistata ed immessa nella rete elettrica italiana ad intermittenza, con un andamento che segue quello della domanda, colmando in parte i picchi di richiesta durante la giornata, attraverso la fornitura di un massimo di 28 GW elettrici.

Per quanto riguarda l'energia rinnovabile, al Nord, grazie alla presenza delle Alpi, svolgono un ruolo fondamentale le centrali idroelettriche (*Hydro*), pari a circa 3000, costruite a partire dall'inizio del Novecento. Anche l'andamento della produzione idroelettrica segue la domanda, cercando di colmare parzialmente i picchi giornalieri, arrivando ad un massimo di circa 18-19 GW prodotti durante l'inverno. Questa produzione, come sarà visibile in seguito, resterà costante durante tutta la transizione, in quanto si è raggiunto il massimo sfruttamento del potenziale idroelettrico a livello nazionale e quindi non verranno installati nuovi impianti significativi in Italia.

La geotermia e le biomasse forniscono il loro contributo costante durante l'anno, che corrisponde ad un valore massimo di circa 8 GW al Nord (2-3 GW al Centro e al Sud), grazie soprattutto alla grande risorsa geotermica della Toscana e ad una produzione di elettricità da biomasse, concentrata soprattutto nel Nord Italia per la presenza degli inceneritori. Anche questa fonte energetica risulta essere quasi completamente satura e quindi il suo contributo sarà costante per l'intera transizione.

Durante la stagione estiva, vista la presenza di raggi solari più intensi e costanti, assume grande rilevanza la produzione elettrica da fotovoltaico (*PV*), che attualmente raggiunge un picco di 20 GW, durante le ore centrali, sia al Nord che al Sud ed un massimo di circa 10 GW al Centro.

Al Sud si ha uno scarso contributo del settore idroelettrico e geotermico, compensato in parte da una rilevante ma limitata produzione di energia elettrica da turbine eoliche (*Wind*), vista la presenza di correnti più intense rispetto al Nord, specialmente durante la stagione invernale. La produzione eolica attuale si attesta attorno ai 10 GW costanti durante la maggior parte dell'anno, mentre d'estate la produzione si dimezza a causa di un calo dell'intensità dei venti.

Anche al Centro c'è la presenza di circa 3 GW di potenza elettrica eolica.

Al Nord invece l'eolico dà un contributo insignificante a causa della scarsa installazione di turbine e per la sua sconvenienza rispetto alle altre fonti energetiche.

Gli accumuli elettrici in batterie (*Battery*) sono presenti in tutta Italia ed hanno un andamento di carica e scarica alternato, durante le giornate di tutte le stagioni, anche se la capacità di accumulo risulta ancora molto limitata (visti i costi elevati delle batterie) e confinata alle sole residenze, in accoppiamento con il fotovoltaico, con picchi di accumulo di circa 7 GW durante la giornata.

Per quanto riguarda l'accumulo di idrogeno, la produzione di idrogeno per il trasporto pesante (*PEM sto* e *PEM hdv*) e le pile a combustibile (*Fuel Cells*), non risulta esserci ad oggi la convenienza economica per il loro sfruttamento.

Invece, gli elettrolizzatori che producono idrogeno, per immetterlo nella rete a gas (*PEM grid*), sono stati esclusi per le considerazioni precedenti (paragrafo 2.2).

- **Potenza termica** (*Fig. 10*)

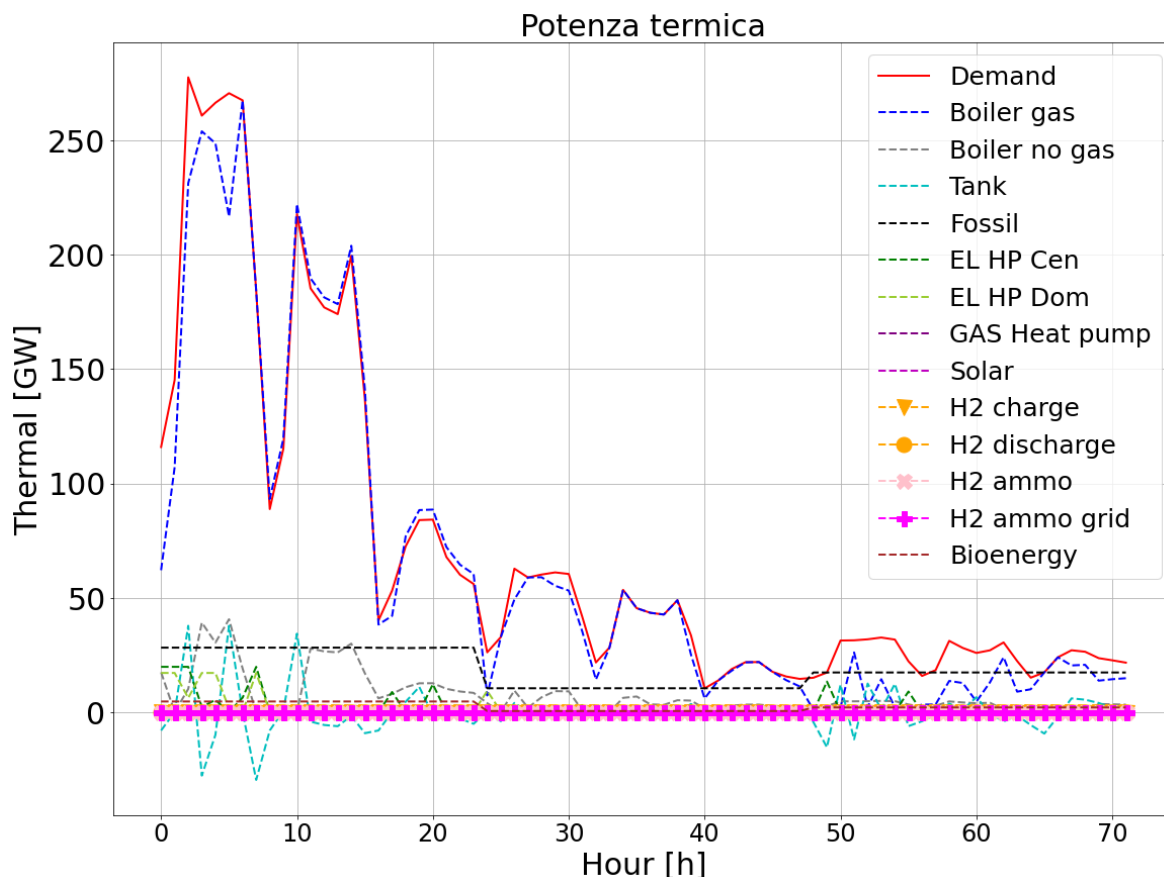


Figura 10 – potenza termica nella TO e nella TP al 2023

La richiesta di potenza termica è ovviamente preponderante durante la stagione invernale, dove raggiunge picchi di circa 275 GW al Nord, 80 GW al Centro e 30 GW al Sud.

La quasi totalità della domanda di potenza termica risulta essere attualmente soddisfatta dalle caldaie a gas (*Boiler Gas*), in tutta Italia ed in ogni periodo dell'anno.

Questo perché, ad oggi, le caldaie a gas metano risultano molto più convenienti ed efficienti, nonostante il minor prezzo degli altri combustibili fossili. Il contributo termico delle caldaie a gas coincide con l'andamento della curva di domanda.

Anche le caldaie a carbone e gasolio (*Boiler no gas*) danno un contributo, principalmente al Nord, fornendo circa 40 GW di picco nella stagione invernale, con andamento coerente alla curva di

domanda.

Un contributo costante, visto che sono sempre in funzione, è fornito dalle centrali cogenerative (*Fossil*), che forniscono calore per una potenza di circa 30 GW al Nord, 10 GW al Centro e 18 GW al Sud.

Per quanto riguarda le pompe di calore elettriche domestiche e centralizzate (*EL HP Cen* ed *EL HP Dom*), si nota una convenienza economica nell'utilizzare esclusivamente quelle centralizzate al Sud (potenza massima 12 GW) ed una combinazione tra le due a Nord, visti i prezzi simili (potenza massima 20 GW). Al centro si ha un modesto contributo delle pompe di calore domestiche. Ovviamente queste tecnologie sono utilizzate per lo più nella stagione invernale.

Un contributo per colmare i picchi di richiesta termica invernali è fornito dai serbatoi di acqua calda (*Tank*), che consentono un accumulo di circa 30 GW di calore al Nord e 10 GW al Sud, con uno o più cicli di carica e scarica durante la giornata. Invece, al Centro non vengono utilizzati attualmente. Le biomasse (*Bioenergy*) riescono a generare costantemente circa 5 GW di calore al Nord e 2-3 GW al Sud.

È notevole il fatto che il solare termico (*Solar*) non sia minimamente utilizzato attualmente, nonostante il suo prezzo concorrenziale, poiché le altre tecnologie risultano più convenienti da un punto di vista energetico.

Infine, le pompe di calore a gas (*GAS Heat pump*) e tutte le tecnologie che sfruttano l'idrogeno come fonte energetica (*H2 charge*, *H2 discharge*, *H2 ammo* e *H2 ammo grid*), non risultano economicamente convenienti e quindi non sono utilizzate.

- **Potenza frigorifera (Fig. 11)**

La richiesta di potenza frigorifera è ovviamente presente nella sola stagione estiva, con picchi di richiesta durante le ore centrali, pari a circa 37 GW a Nord e Sud e circa 13 GW al Centro.

Per produrre questo tipo di energia vengono utilizzate esclusivamente le pompe di calore elettriche domestiche e centralizzate (*EL HP Cen* ed *EL HP Dom*), dove le prime coprono gran parte della richiesta, mentre le seconde vengono utilizzate per coprire i picchi di domanda. Queste pompe sfruttano il fotovoltaico e infatti il loro andamento è coerente con la produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici. Al Centro però si utilizzano le sole pompe domestiche. Per quanto concerne le altre tecnologie, attualmente non trovano applicazione significativa, vista la netta convenienza delle pompe di calore.

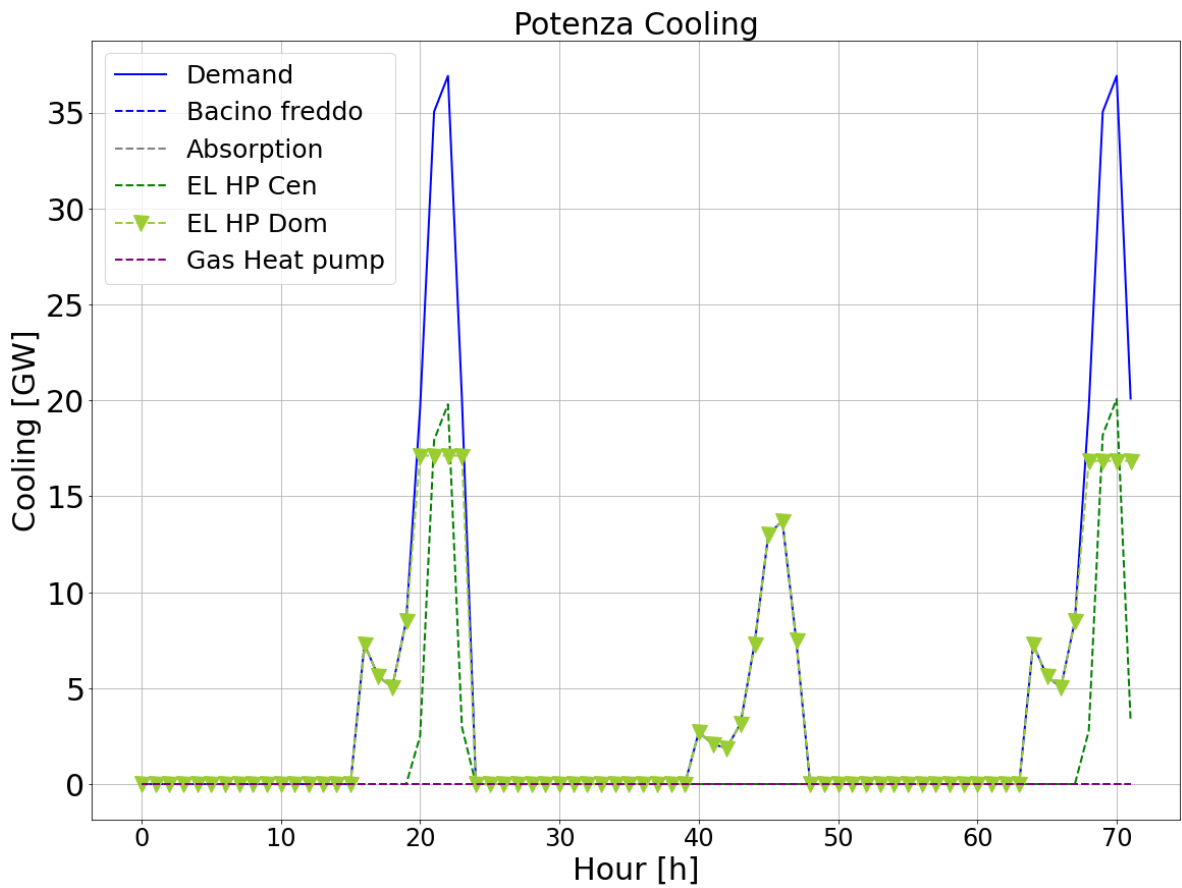


Figura 11 – potenza frigorifera nella TO e nella TP al 2023

- **Potenza elettrica rinnovabile scambiata tra regioni (Fig. 12)**

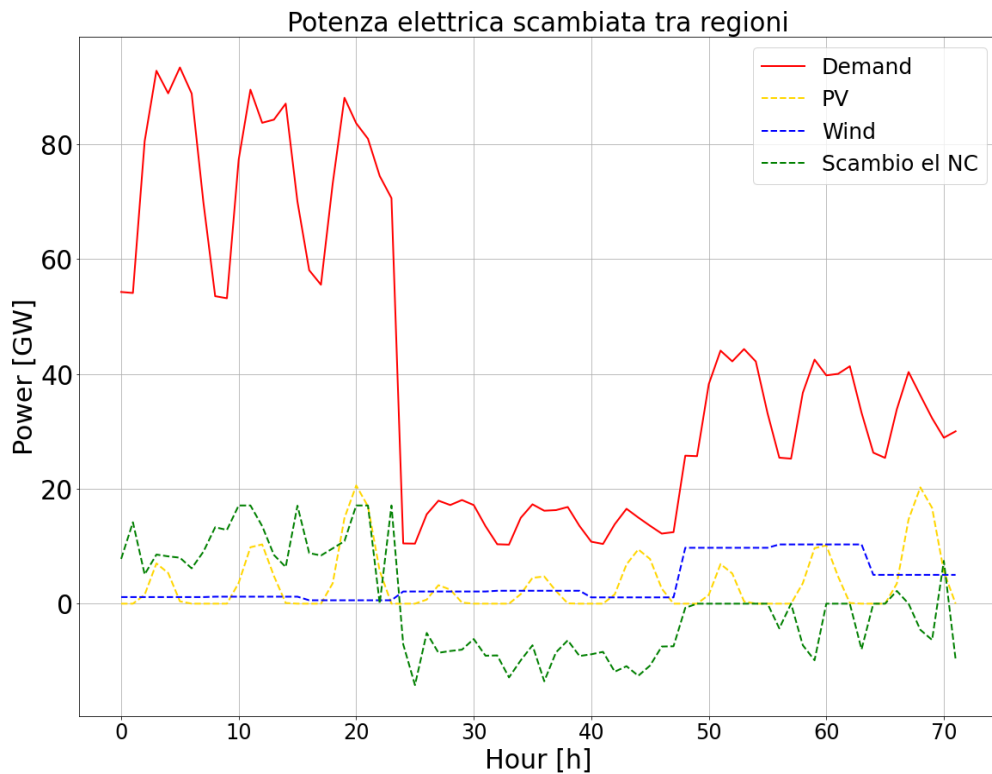


Figura 12 – potenza elettrica rinnovabile scambiata nella TO e nella TP al 2023

Visto che la produzione di energia elettrica, specialmente al Centro ma anche al Sud, supera la domanda energetica totale, è possibile immettere in rete l'elettricità rinnovabile in eccesso, per sfruttarla al Nord (*Scambio el NC*) ove la domanda è molto più elevata. Si riesce a scambiare elettricità rinnovabile durante tutto l'anno e per tutta la giornata, arrivando a fornire un apporto di circa 18 GW di picco al Nord, durante la mezza stagione e d'estate.

Ovviamente, lo scambio è maggiore quando le fonti rinnovabili producono in abbondanza.

- **Potenza fossile totale** (*Fig. 13*)

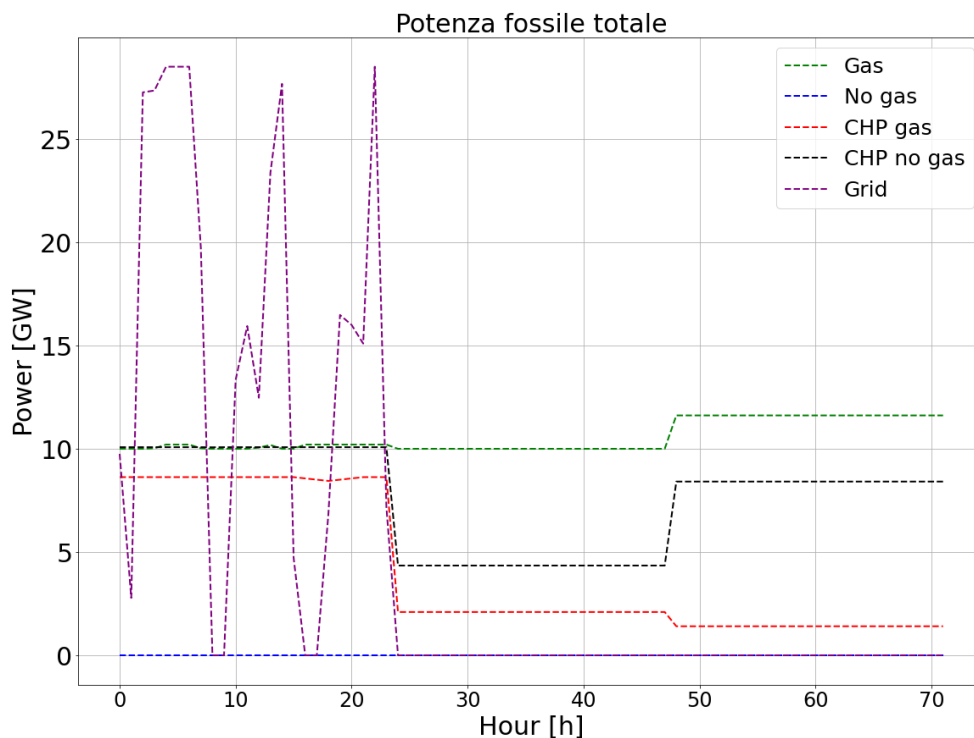


Figura 13 – potenza fossile totale nella TO e nella TP al 2023

Per quanto riguarda la potenza fornita da fonti fossili, al 2023, si può osservare che l'energia elettrica acquistata dall'estero (*Grid*) rappresenta, come già descritto precedentemente, un discreto contributo di potenza esclusivamente per il Nord Italia (circa 28 GW).

Le centrali elettriche a gas metano (*Gas*) forniscono il contributo maggiore, pari a circa 10-12 GW costanti per tutta l'Italia.

Non risultano invece essere abbastanza efficienti e convenienti, per giustificare il loro utilizzo, le centrali elettriche a carbone (*No gas*), soprattutto per il loro basso rendimento rispetto a quelle a gas.

Per quanto riguarda le centrali elettriche cogenerative a gas e carbone (*CHP gas* e *CHP no gas*), il loro contributo, costante durante l'anno, varia da Nord (10 GW dal carbone e circa 8 GW dal gas) a Sud (8 GW dal carbone e circa 2 GW dal gas), con una potenza minore al Centro. Il fatto che le centrali cogenerative a carbone siano preferite rispetto a quelle a gas, nonostante un rendimento

minore, è riconducibile al prezzo attualmente inferiore del carbone.

- **Auto elettriche**

Ad oggi, le auto elettriche rappresentano una infinitesima percentuale delle auto in circolazione, poiché i costi delle auto stesse (in particolare delle batterie) e delle infrastrutture per la ricarica sono ancora poco convenienti, data la loro scarsa diffusione.

- **Trasporto pesante**

Al 2023, il trasporto pesante è completamente fossile, perché l'impiego di idrogeno o di altri sistemi di decarbonizzazione non risulta conveniente.

- **Biometano**

La quantità di biometano immessa nella rete gas al Nord, rispetto al 2020, risulta incrementata di circa 12 GWh, mentre al Sud aumenta di 32 GWh. Al Centro, invece, non risulta significativo l'incremento di biometano in questo primo periodo.

L'incremento della quantità di biometano risulta essere lo stesso per entrambe le casistiche durante tutta la transizione, a prescindere dal costo del biometano, poiché la quantità producibile è legata al territorio (coltivazioni e allevamenti). La differenza è data dalla percentuale di biometano immesso nella rete gas (per sostituire una quota di metano fossile mescolandosi con esso e rendendo la miscela in parte rinnovabile), rispetto alla quantità di metano fossile presente nei gasdotti.

- **Costo della transizione**

Il costo minimo della transizione (installazione nuovi impianti e produzione energetica) calcolato per una giornata tipo, con questa configurazione energetica, risulta essere pari a circa € 607 000. Questo valore corrisponde ad un costo giornaliero medio di transizione, stimato per il periodo che va dal 2020 (11% di penetrazione) al 2023 (20% di penetrazione), per entrambe le transizioni.

3.2. 2030

- **Potenza elettrica** (Fig. 14 e Fig. 15)

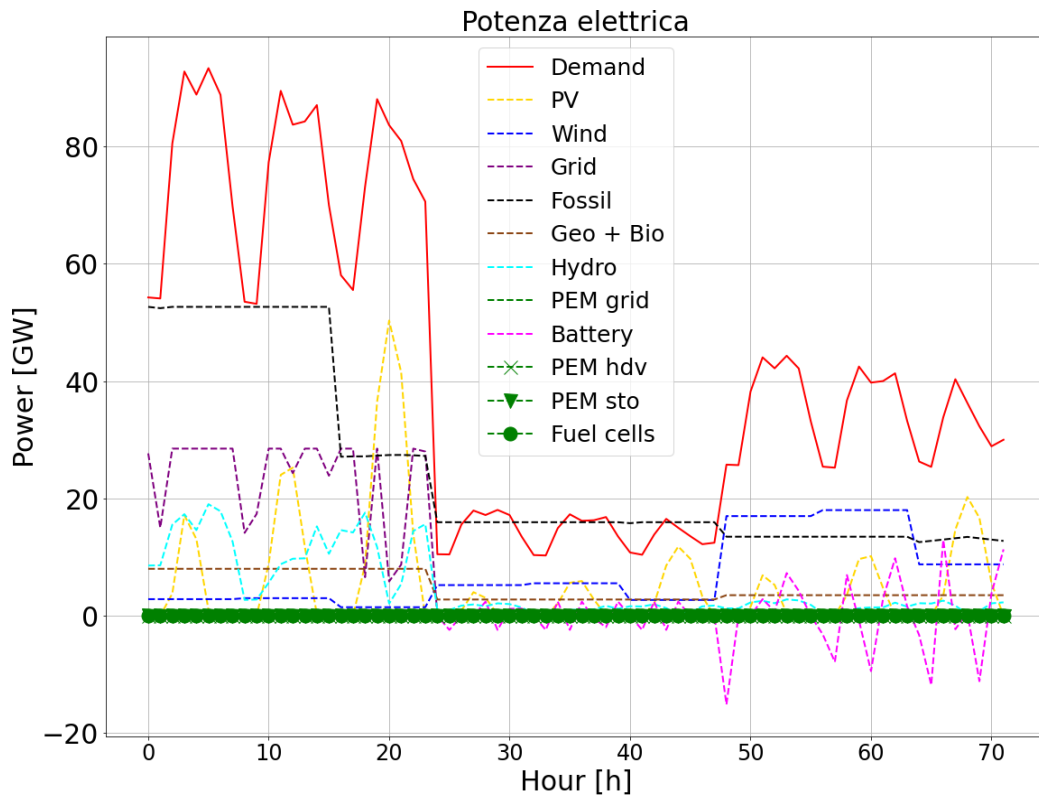


Figura 14 – potenza elettrica nella TO al 2030

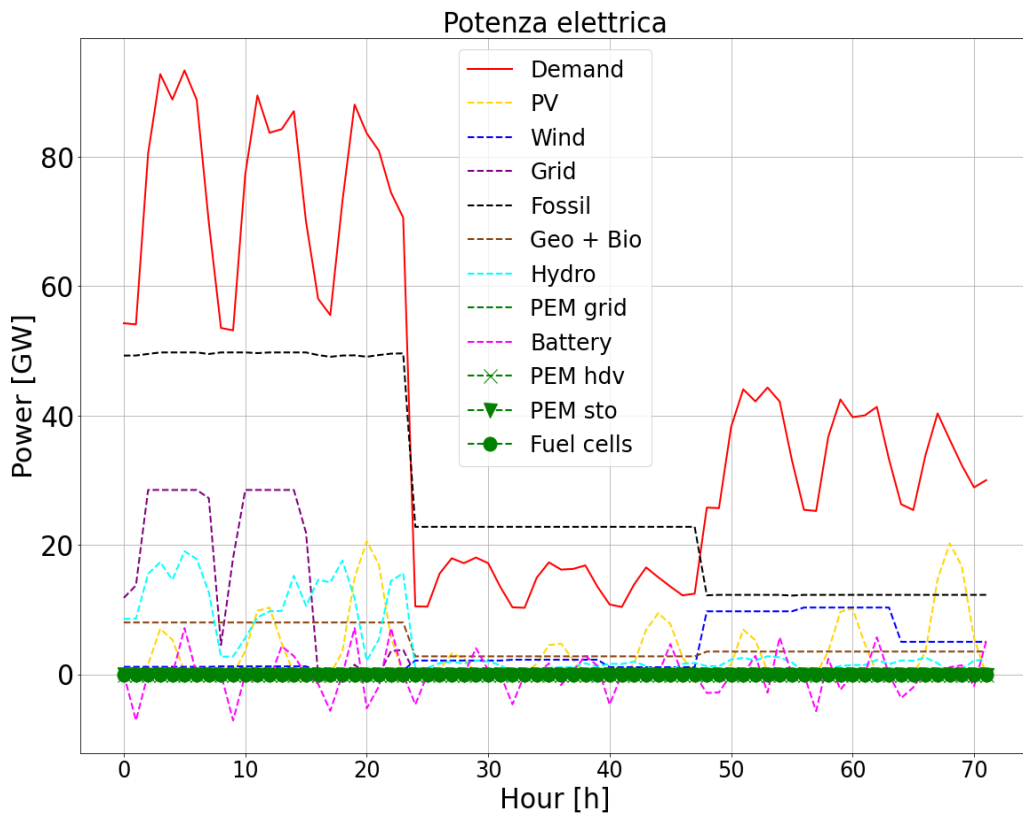


Figura 15 – potenza elettrica nella TP al 2030

Nel 2030 si notano già notevoli differenze tra le due transizioni.

Le più rilevanti sono dovute all'incremento significativo di produzione elettrica da fotovoltaico al Nord e da eolico al Sud, nella TO, a differenza della TP, dove la potenza elettrica rinnovabile non subisce notevoli incrementi, a causa dei costi LCOE ancora elevati di queste tecnologie e alla penetrazione di rinnovabili inferiore.

Riguardo al solare, nella TO si ha più che un raddoppio della potenza fotovoltaica installata e prodotta, la quale fornisce ora un picco di circa 50 GW, nelle ore estive centrali al Nord.

Al Sud invece, si preferisce incrementare il parco eolico nella TO, rispetto al solare, con l'installazione di molte turbine, in grado di generare una potenza totale doppia rispetto al 2023 (circa 20 GW durante l'inverno e le mezze stagioni).

Anche a Nord e al Centro l'eolico subisce un raddoppio di potenza generata, nella TO.

Nella TO si nota anche la concentrazione degli accumuli elettrici al Sud, vista la grande produzione costante dell'eolico, in modo da non sprecare potenza nelle ore con minor richiesta energetica e sfruttarla invece durante i picchi di domanda.

Per quanto concerne al fossile, si hanno incrementi di potenza in entrambe le transizioni, a causa dei prezzi ancora convenienti dei combustibili fossili, specialmente al Nord, dove si producono circa 50 GW costanti nella TP e poco più nella TO. Nella TO però, la potenza elettrica da fossile, durante la stagione estiva, rimane pari a quella del 2023, data la grande produzione fotovoltaica. Anche al Centro si nota un incremento di circa 5 GW, ma solo nella TP. A Sud invece, la potenza elettrica da fossile decresce in entrambe le transizioni di qualche GW.

Infine, tutte le tecnologie riguardanti l'idrogeno sono ancora economicamente sconvenienti.

- **Potenza termica** (Fig. 16 e Fig. 17)

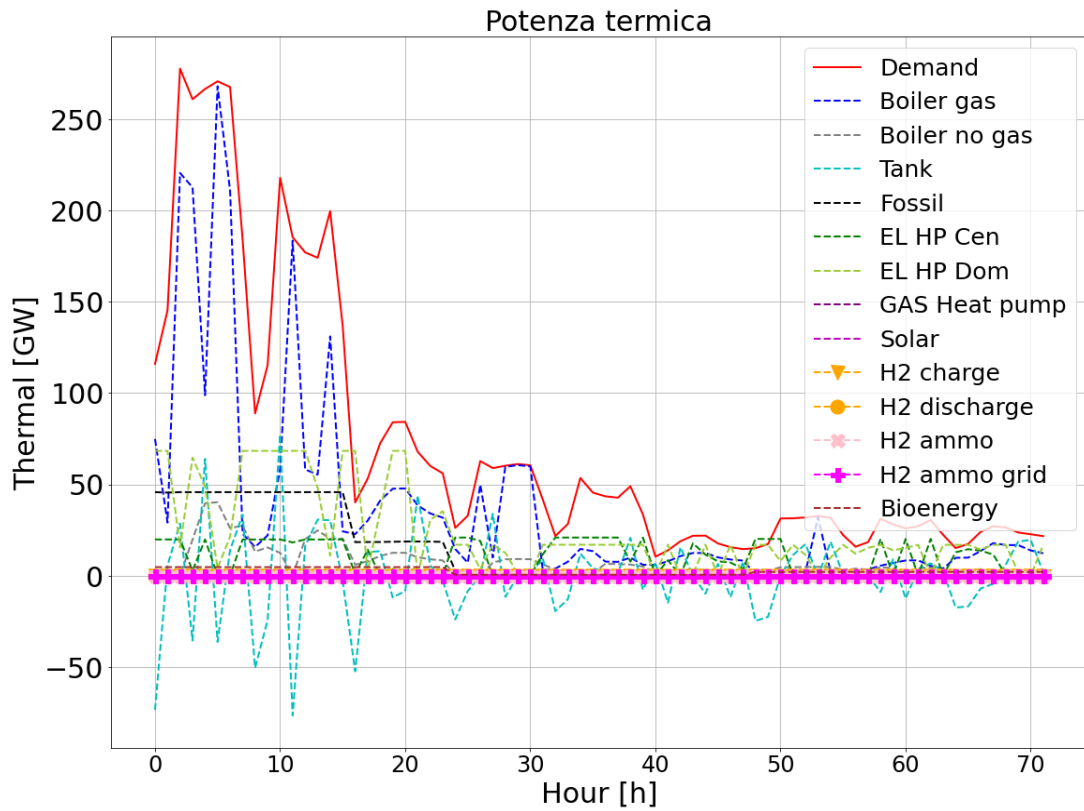


Figura 16 – potenza termica nella TO al 2030

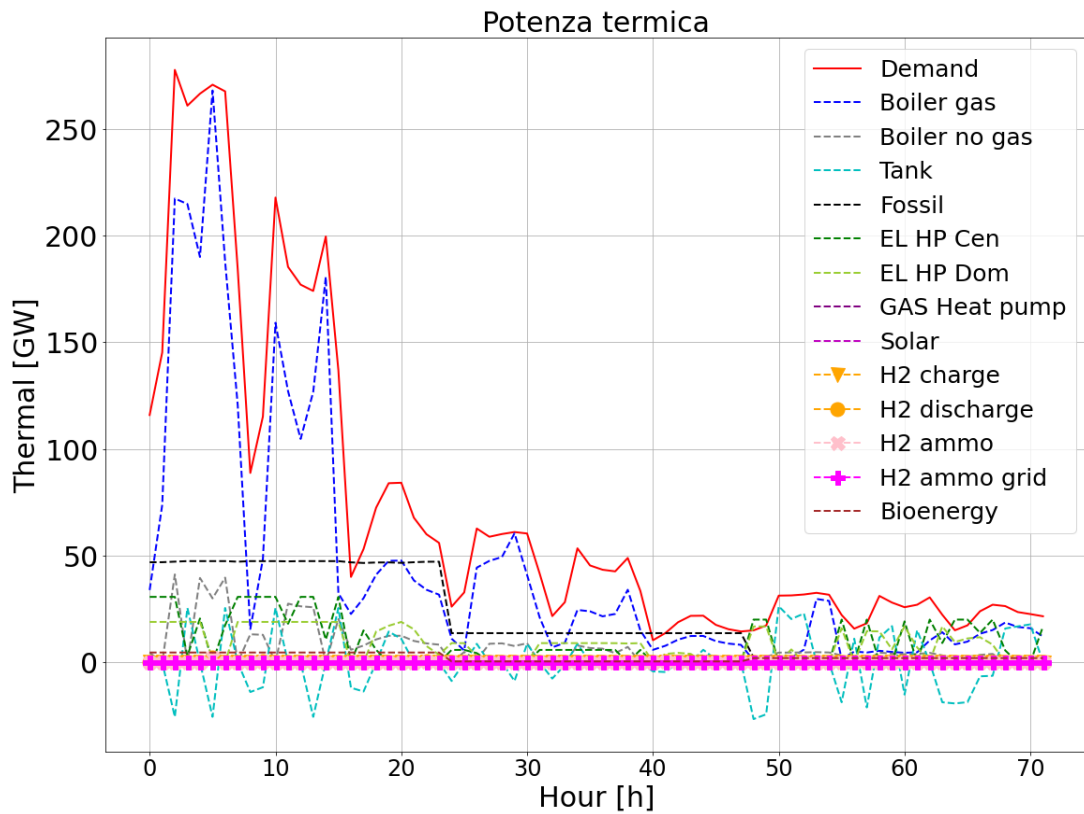


Figura 17 – potenza termica nella TP al 2030

Per la potenza termica, si nota in generale una discreta diminuzione nell'utilizzo delle caldaie a gas, a favore delle fonti rinnovabili, attraverso l'installazione e l'utilizzo di pompe di calore domestiche e centralizzate, assieme ad accumuli di acqua calda.

La differenza principale tra le due transizioni è data dal grande incremento nell'utilizzo di accumuli termici (prezzo costante) e pompe di calore domestiche, nella TO, in particolare al Nord, come si può notare graficamente.

Infatti, il prezzo conveniente delle pompe domestiche nella TO (860 €/kWh rispetto a 1075 €/kWh del 2023) e l'elevata penetrazione di rinnovabili (45 %), favoriscono l'installazione di questa tecnologia (circa 70 GW di picco), in accoppiata con gli accumuli (circa 75 GW al massimo). Questi ultimi permettono di accumulare calore durante le giornate di tutto l'anno, permettendo di installare pompe dalla potenza inferiore.

La produzione termica fossile, da centrali cogenerative, viene azzerata al Sud (in entrambi i casi) e al Centro (solo nella TO), mentre al Nord subisce un modesto aumento fino a circa 50 GW, in linea con quanto visto per la potenza elettrica, ad indicare che, la produzione energetica da fossile viene generata per lo più da centrali cogenerative (principalmente a gas, come vedremo in seguito).

Inoltre, l'idrogeno è ancora economicamente sconveniente.

- **Potenza frigorifera** (Fig. 18 e Fig. 19)

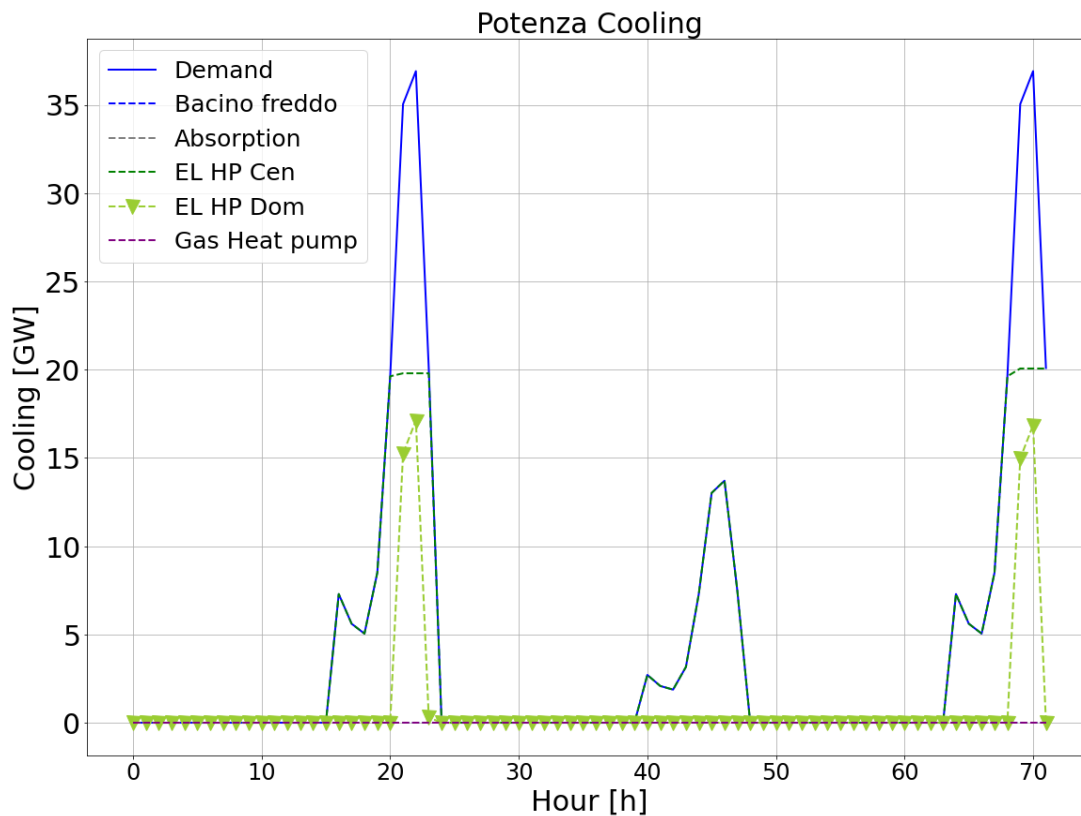


Figura 18 – potenza frigorifera nella TO al 2030

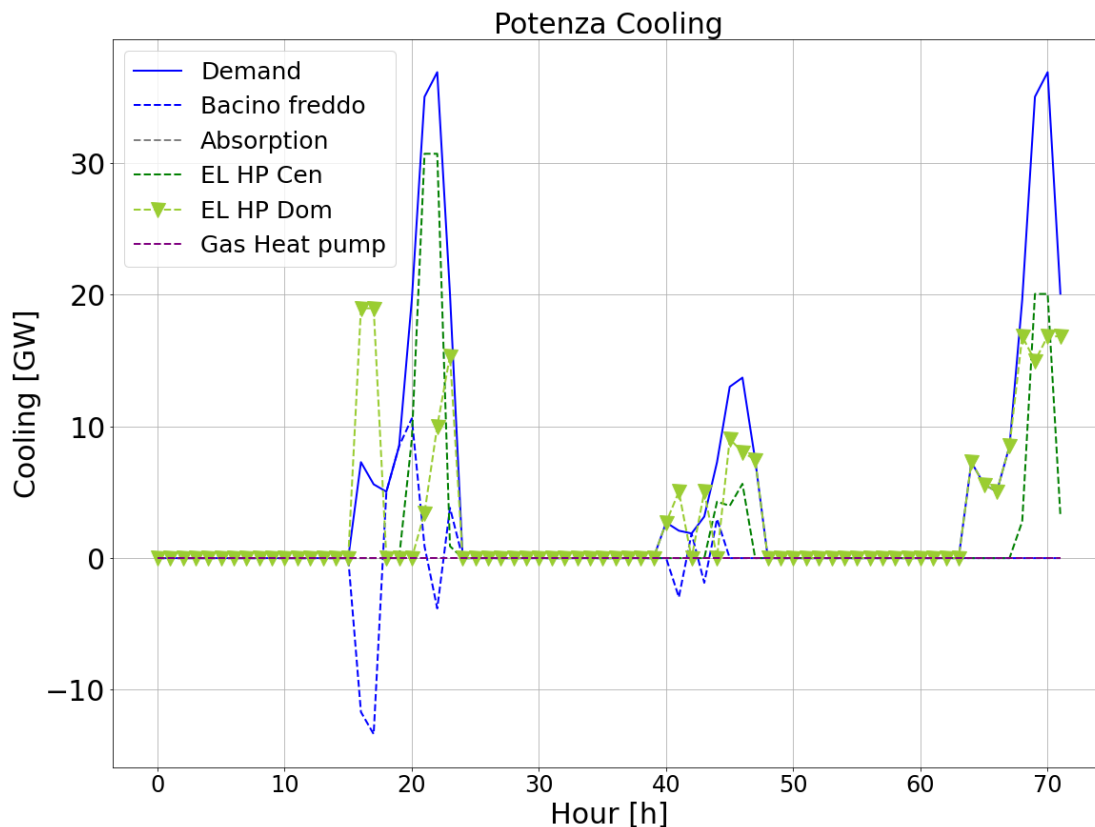


Figura 19 – potenza frigorifera nella TP al 2030

Nella TP si nota ora l'uso di accumuli termici criogenici (*Bacino freddo*), al Nord e al Centro, i quali immagazzinano il freddo prodotto dalle pompe di calore domestiche (picco di circa 13 GW al Nord), nei momenti in cui si ha a disposizione un eccesso di potenza elettrica da rinnovabili, rispetto alla domanda. Questo accumulo permette l'installazione di pompe di calore dalla potenza inferiore, rispetto al caso ottimale.

La causa di questo fatto risiede nella convenienza economica degli accumuli (7.50 €/kWh), dato che il prezzo delle pompe è ancora abbastanza elevato nella TP (1021 €/kWh).

Un'altra differenza è data dall'utilizzo preferenziale di pompe di calore centralizzate, nella TO, al contrario del 2023. Queste ultime garantiscono l'installazione di pompe domestiche più piccole, necessarie solamente per sanare i picchi di richiesta durante la giornata. Si ha quindi un'elevata centralizzazione del freddo rispetto alla TP, dove il settore risulta fortemente decentralizzato.

- **Potenza fossile totale** (Fig. 20 e Fig. 21)

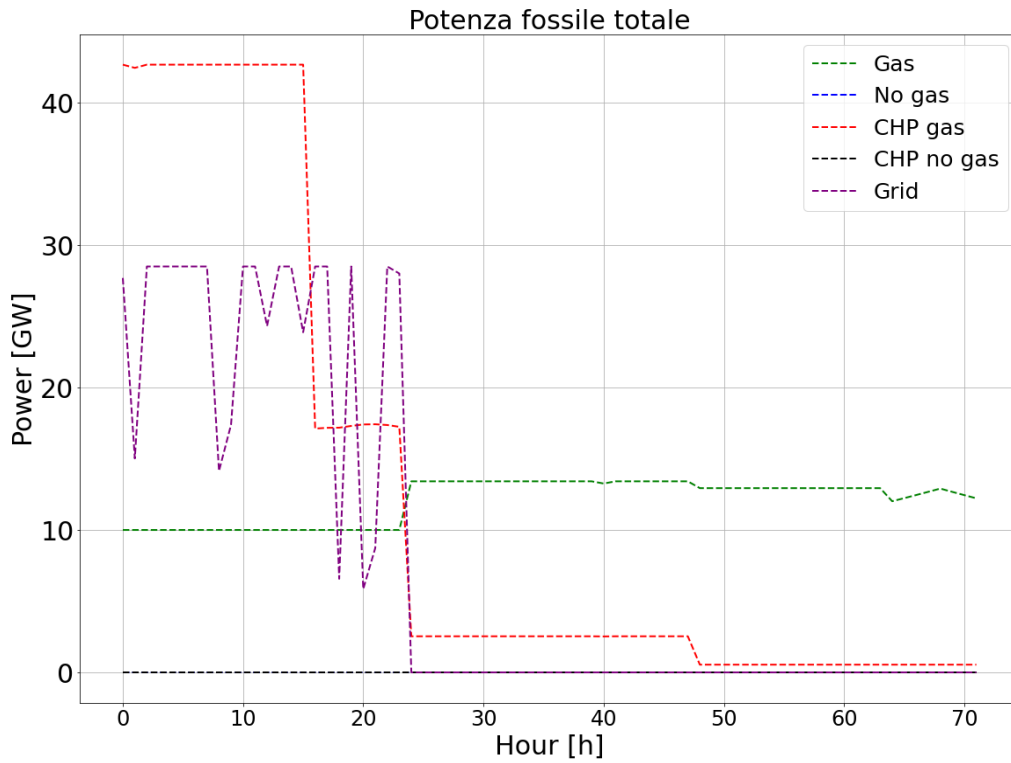


Figura 20 – potenza fossile totale nella TO al 2030

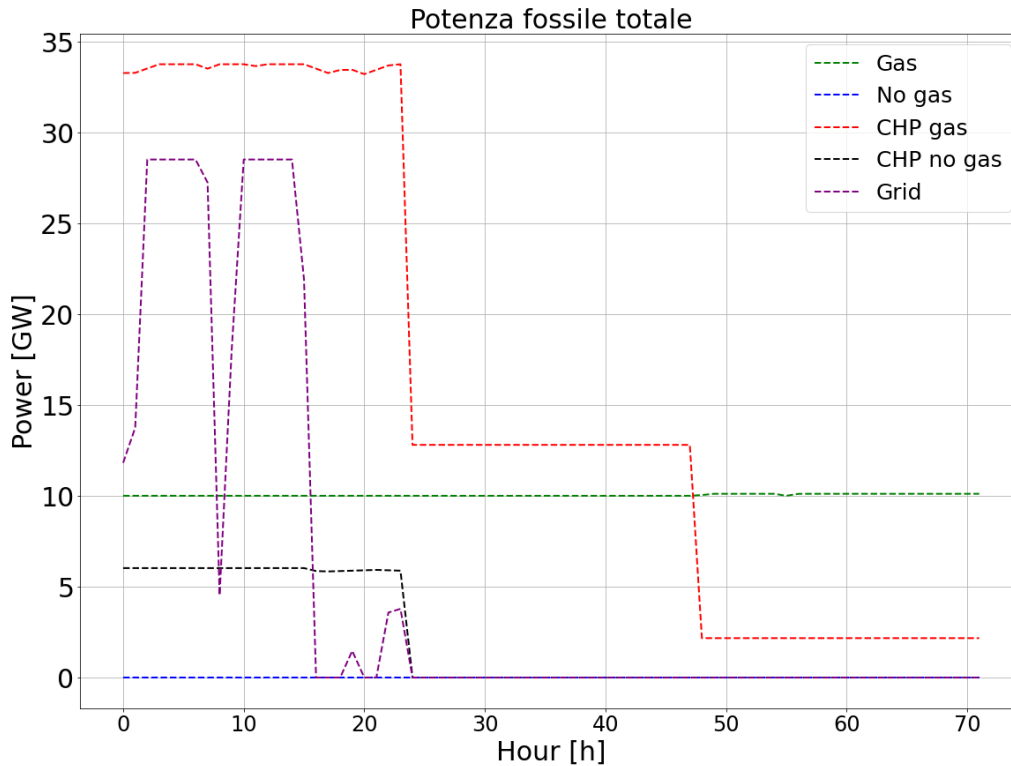


Figura 21 – potenza fossile totale nella TP al 2030

Rispetto al 2023, si nota che l'energia prodotta da impianti cogenerativi a gas viene notevolmente aumentata al Nord (circa quadruplicata), in entrambi i casi, mentre cresce di circa 10 GW al

Centro, nella sola TP. Questo avviene perché, tra le opzioni fossili, le centrali cogenerative a gas sono preferibili a quelle a carbone, a causa di un rendimento maggiore, nonostante un costo LCOE superiore per il gas metano. Nella TO avviene la cessazione di produzione da parte delle centrali a carbone (o conversione delle stesse in centrali a gas), come vincolo imposto inizialmente. Nella TP invece, non avendo nessun vincolo, esse sono ancora utilizzate in piccola parte al Nord, dove la produzione è di circa 6 GW di potenza costante. L'energia fossile acquistata dall'estero è pressoché uguale al 2023, tranne per il fatto che nella TP non viene più acquistata durante la stagione estiva al Nord, vista la convenienza di produzione interna, da centrali cogenerative a gas.

- **Potenza elettrica rinnovabile scambiata tra regioni (Fig. 22)**

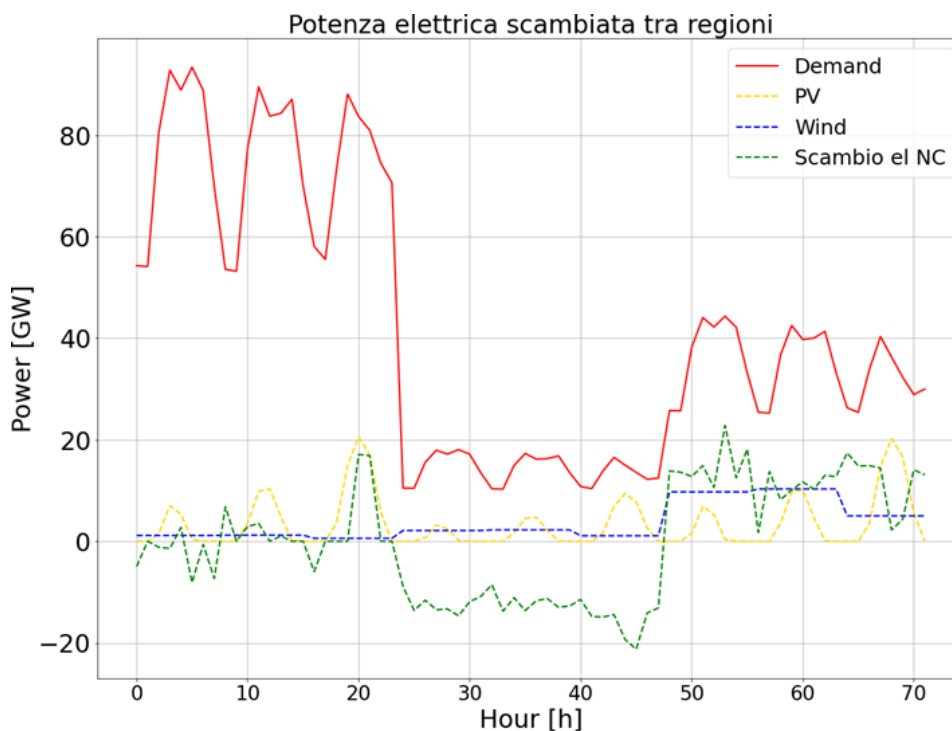


Figura 22 – potenza elettrica rinnovabile scambiata nella TP al 2030

In entrambe le transizioni il Sud, al 2030, importa elettricità rinnovabile dalle altre regioni, durante tutto l'anno, vista la produzione in eccesso, in parte al Nord ma soprattutto al Centro. Questo scambio avviene con intensità maggiore nella TP, dove il Sud assorbe picchi di circa 23 GW di elettricità dal resto d'Italia, durante l'inverno.

Il Nord, quindi, non necessita più di importare molta elettricità, dato l'aumento del fossile e soprattutto del fotovoltaico. Si riporta la sola TP, in quanto l'andamento tra le due transizioni è lo stesso.

- **Auto elettriche**

L'elettrificazione del settore auto non è ancora conveniente al 2030, nonostante un calo significativo del prezzo delle batterie (-20% rispetto 2023) e della ricarica alle colonnine (-30% rispetto 2023), in particolare nella TO. Ancora una volta, questo risultato indica che la costruzione delle infrastrutture necessarie per la ricarica, con annessi ampliamenti della rete elettrica, comporta un costo troppo elevato.

- **Trasporto pesante**

Anche nel 2030 il settore del trasporto pesante su gomma è completamente coperto dal gasolio, data la sua convenienza, nonostante una drastica riduzione del costo dell'idrogeno per i camion, specialmente nella TO (-30%). Infatti, il costo delle infrastrutture necessarie allo stoccaggio e alla ricarica di idrogeno risulta ancora troppo elevato.

- **Biometano**

La quantità di biometano immessa nella rete gas, rispetto al 2023, risulta incrementata di circa 23 GWh al Nord e circa 17 GWh al Centro, mentre al Sud non ci sono aumenti. Poiché il biometano viene iniettato nei gasdotti in miscela con il gas naturale, come già indicato precedentemente, la quantità di metano (fossile) presente nella rete a gas diminuisce di conseguenza (oltre a diminuire per l'incremento della penetrazione di rinnovabili), in entrambe le transizioni. In particolare, decresce da circa 6430 GWh totali (considerando la cumulata nelle 72h dei grafici) del 2023, a 4750 GWh (-23%) per la TO e a 5770 GWh (-14%) nella TP. Il che rende la miscela presente nei metanodotti molto più rinnovabile, specialmente nella TO.

- **Costo della transizione**

Il costo giornaliero della transizione inizia a presentare le prime differenze. Nella TO ammonta a circa € 488 000, mentre nella TP è pari a € 480 000. Sebbene la differenza di costo non sia eccessiva, l'obbligo di installare un quantitativo maggiore di impianti rinnovabili nella TO, per raggiungere la percentuale di decarbonizzazione più elevata, porta ad avere dispendi maggiori, nonostante il costo delle fonti rinnovabili sia significativamente minore in questo caso e le fonti fossili siano più costose nella TP.

3.3. 2040

- **Potenza elettrica** (Fig. 23 e Fig. 24)

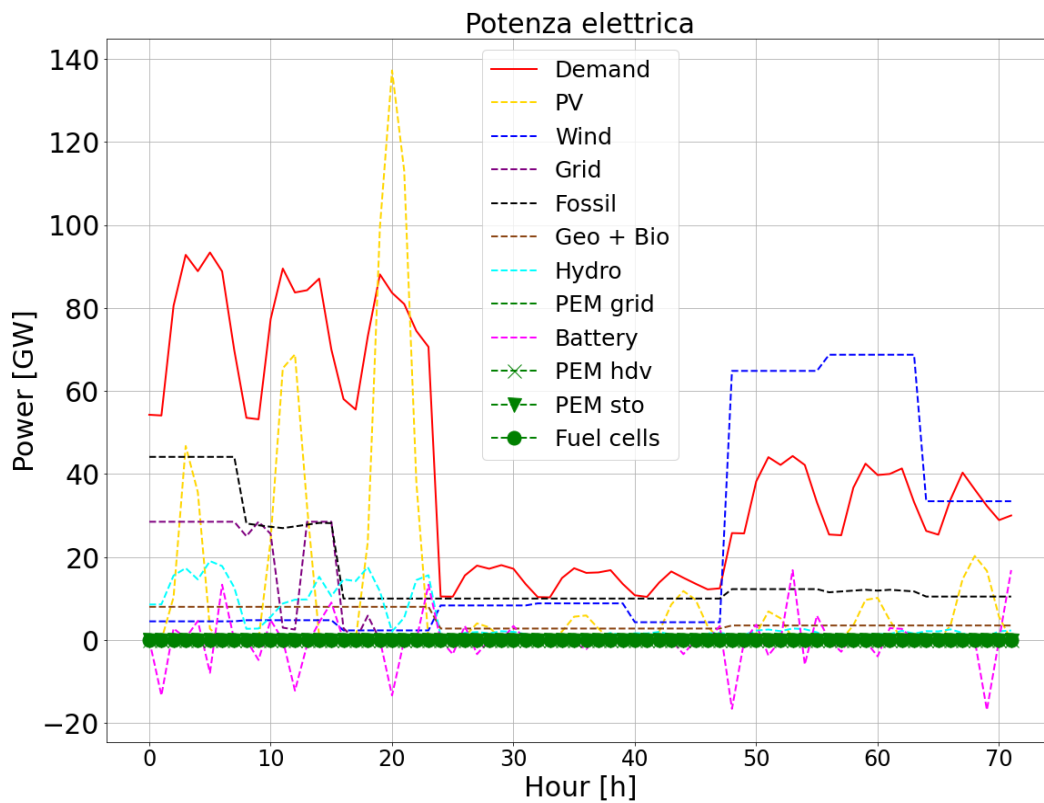


Figura 23 – potenza elettrica nella TO al 2040

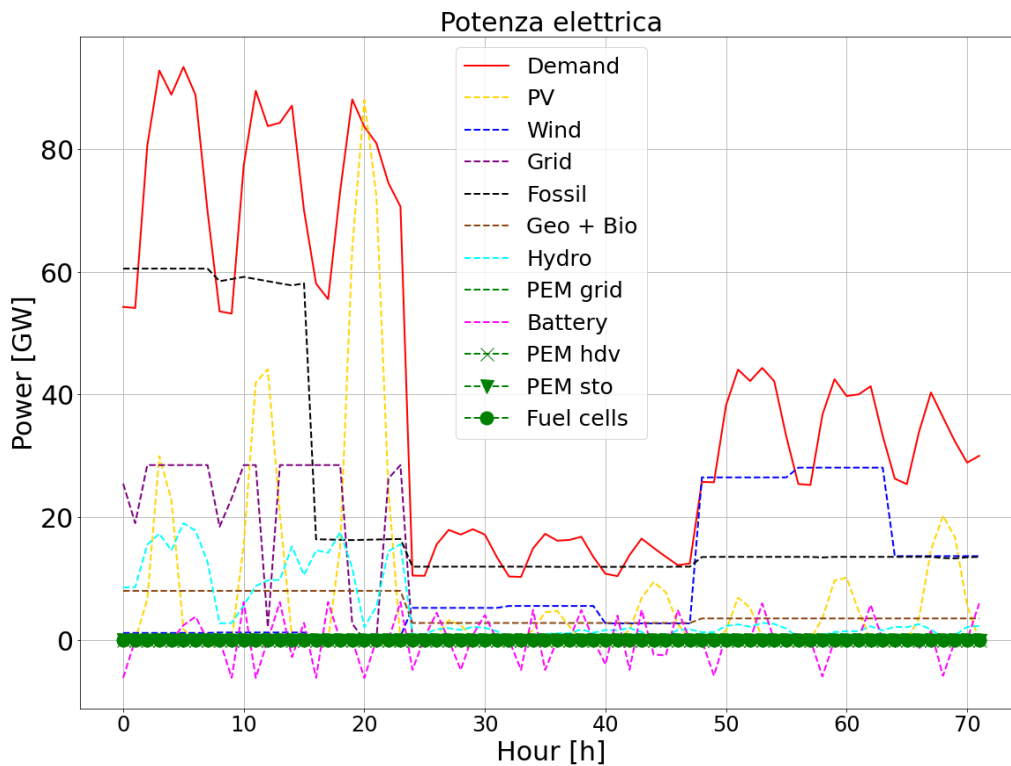


Figura 24 – potenza elettrica nella TP al 2040

Con l'avanzare della transizione, in generale, la potenza elettrica generata dal fossile cala, come previsto, soprattutto nella TO.

Nella TP però, risalta il fatto che questo andamento non venga rispettato durante la stagione invernale al Nord, in quanto la potenza fossile è soggetta ad un aumento di circa 10 GW, tramite impianti cogenerativi a gas. La ragione è la scarsa presenza del solare, compensato quindi dall'incremento del fossile, principalmente per alimentare le pompe di calore.

Visto il costo LCOE concorrenziale (vedi andamento paragrafo 2), risulta notevole l'aumento del solare al Nord e dell'eolico al Sud, in entrambe le transizioni (eolico preferito al Sud per le motivazioni già descritte).

In particolare, nella TO si raggiunge un picco di circa 138 GW di potenza solare al Nord, durante le ore centrali estive, che copre e supera abbondantemente la domanda energetica, permettendo in parte di scambiare questa energia tramite la rete elettrica e in parte di immagazzinarla in batterie. Inoltre, questo garantisce una netta diminuzione dell'elettricità da fossile (interna e dall'estero), durante la bella stagione.

Stesso discorso per l'eolico, sempre nella TO, che supera la domanda durante l'inverno (circa 70 GW), permettendo di scambiare energia con il resto d'Italia e accumulare una piccola parte di essa.

Tutte le tecnologie riguardanti l'idrogeno sono ancora molto sconvenienti economicamente.

- **Potenza elettrica rinnovabile scambiata tra regioni (Fig. 25)**

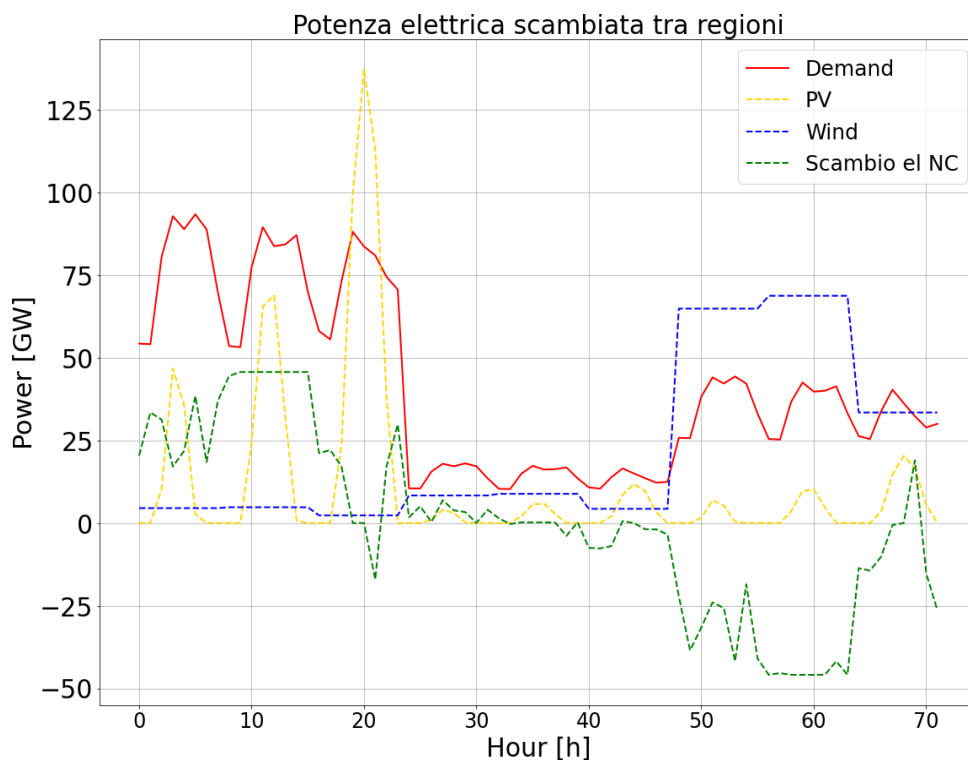


Figura 25 – potenza elettrica rinnovabile scambiata nella TO al 2040

Visto l'andamento concorde tra le transizioni, viene riportata graficamente la sola TO, in modo da far risaltare maggiormente lo scambio di elettricità tra le regioni.

Come anticipato, si può notare che l'eccesso di energia prodotta dalle fonti rinnovabili, rispetto alla domanda, venga in grande parte scambiata tra le regioni.

L'energia solare in eccesso al Nord viene sfruttata al Sud, per sanare i picchi estivi non completamente coperti dall'eolico.

Viceversa, l'energia eolica prodotta in eccesso al Sud, durante l'inverno e le mezze stagioni, viene utilizzata al Nord, data la più contenuta potenza solare durante questo periodo dell'anno.

- **Potenza termica** (Fig. 26 e Fig. 27)

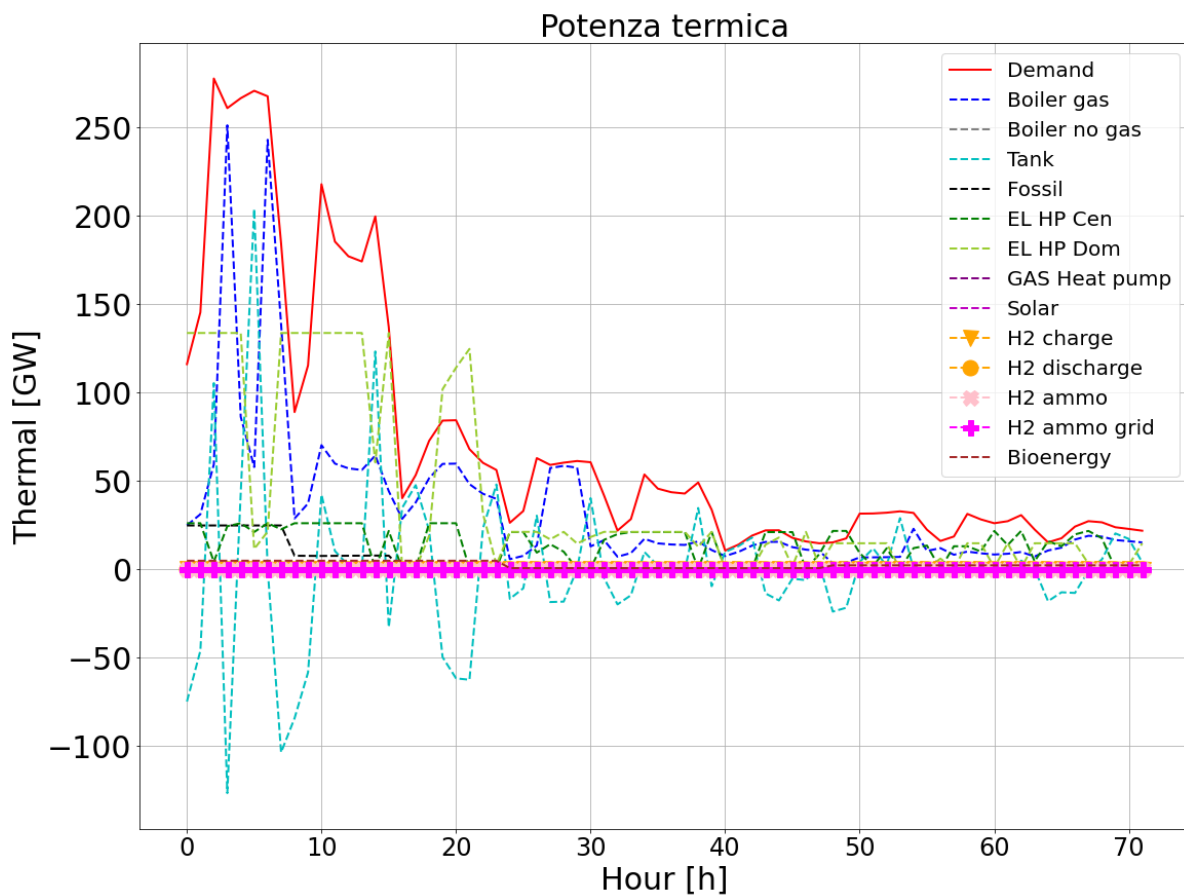


Figura 26 – potenza termica nella TO al 2040

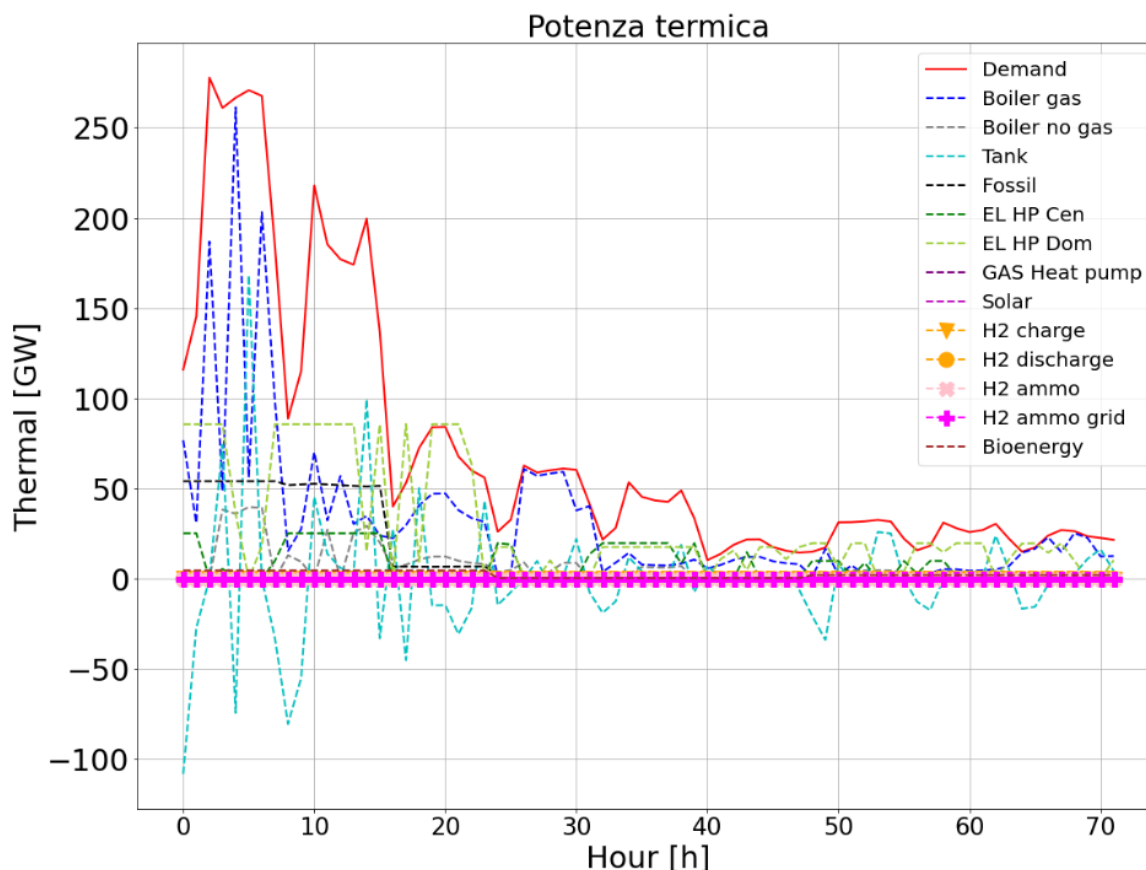


Figura 27 – potenza termica nella TP al 2040

Innanzitutto, come imposto, le caldaie a carbone e petrolio vengono rimosse nella TO.

La principale differenza rispetto al 2030, per quanto riguarda il settore termico, è il notevole aumento in entrambe le transizioni (più del 100% in generale) delle pompe di calore domestiche al Nord, accoppiate con sempre più accumuli di acqua calda (utili per colmare i picchi di richiesta).

Incremento dovuto per le stesse motivazioni descritte precedentemente.

A farne le spese sono in primo luogo le caldaie a gas, che subiscono una notevole riduzione della potenza, specialmente durante le mezze stagioni.

In secondo luogo, viene quasi dimezzata la potenza termica da centrali cogenerative nella TO, la quale fornisce ora solamente una minima parte della potenza termica totale (circa 25 GW durante l'inverno).

Nella TP, questa seconda riduzione è presente solo al Centro (dove viene azzerata la potenza termica fossile dalle centrali) e durante l'estate del Nord (dove fornisce ora solo qualche GW di potenza rispetto al 2030 dove ne forniva circa 50 GW).

Inoltre, nella TP, le caldaie a combustibile fossile (no gas) risultano ancora utilizzate, come al 2030.

L'idrogeno è ancora molto sconveniente economicamente.

- **Potenza frigorifera** (Fig. 28 e Fig. 29)

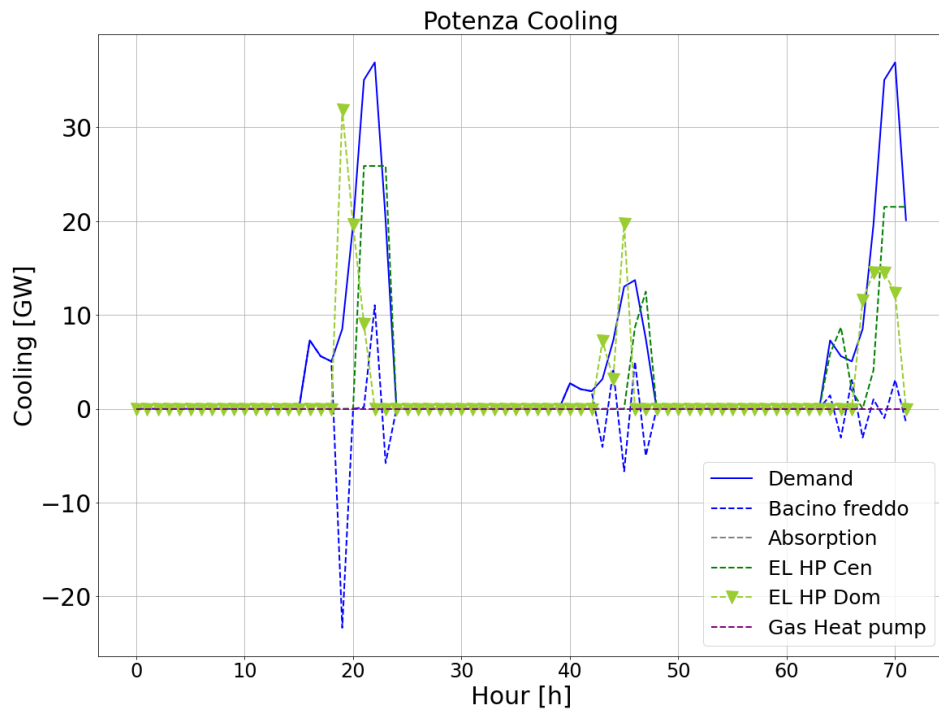


Figura 28 – potenza frigorifera nella TO al 2040

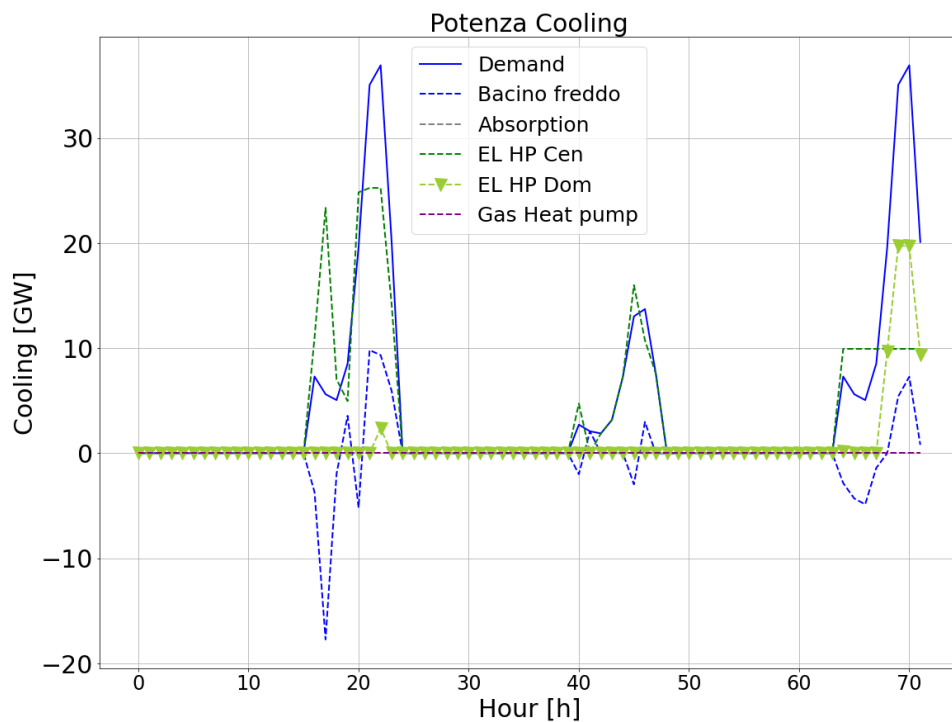


Figura 29 – potenza frigorifera nella TP al 2040

Anche qui, si nota la maggiore centralizzazione della potenza refrigerante nella TP, rispetto alla TO. Quindi, un incremento rilevante (Nord e Centro) nell'utilizzo delle pompe di calore centralizzate nella TP e di quelle domestiche nella TO.

Inoltre, rispetto al 2030, anche nella TO viene ora installata e utilizzata una grande capacità di

accumuli termici criogenici, per permettere di immagazzinare la potenza refrigerante generata dai picchi delle pompe di calore, consentendo ancora di installare pompe dalla potenza inferiore. In particolare, al Nord, risulta molto efficace questo sistema di accumulo, tanto da garantire un picco di circa 25 GW di potenza refrigerante accumulata, nelle ore centrali.

Anche nella TP si nota un lieve incremento di accumuli.

- **Potenza fossile totale** (Fig. 30 e Fig. 31)

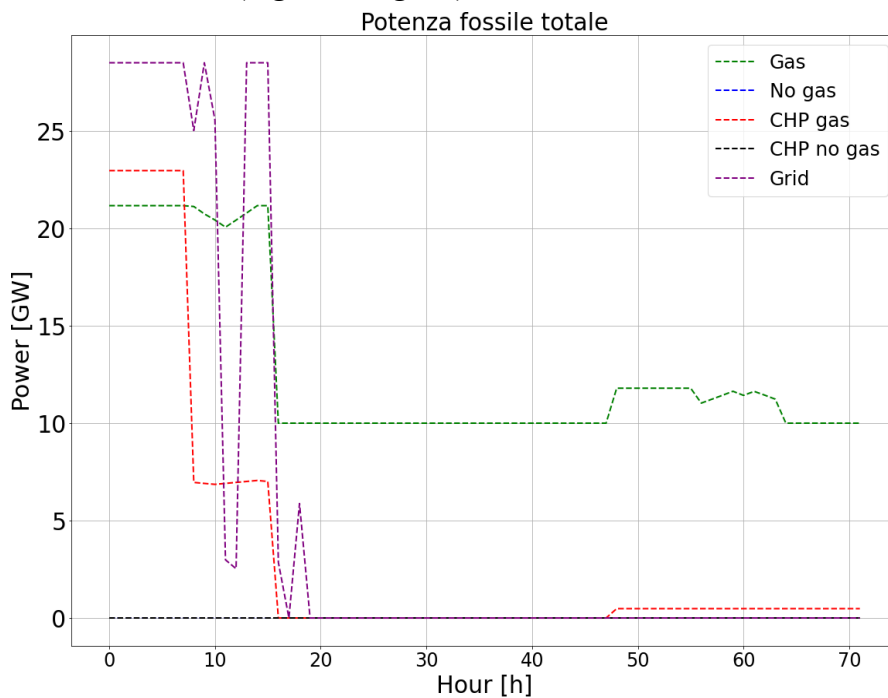


Figura 30 – potenza fossile totale nella TO al 2040

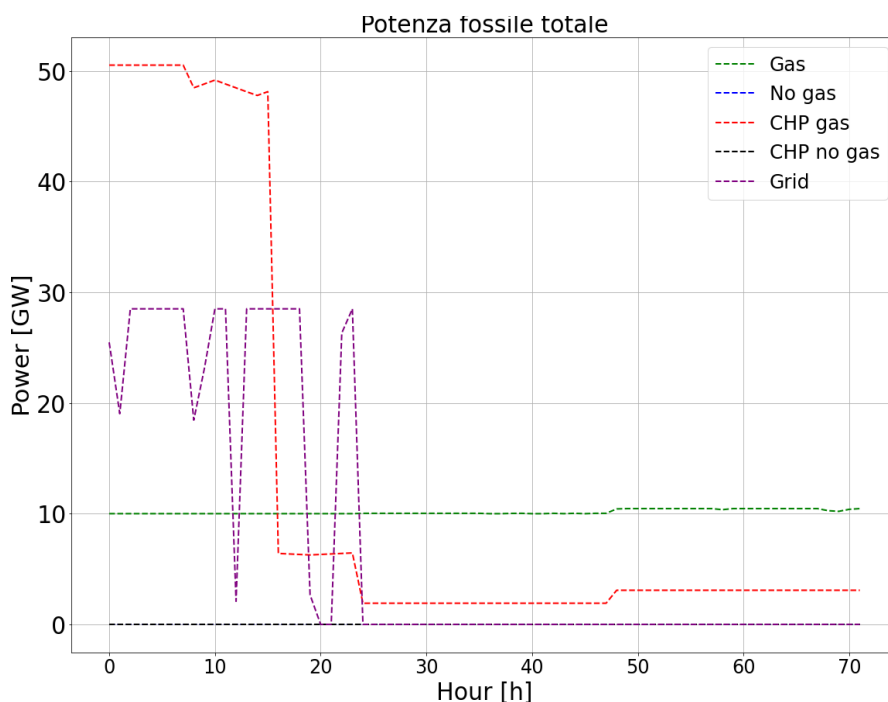


Figura 31 – potenza fossile totale nella TP al 2040

Al Nord, nella TO, si nota una netta riduzione della potenza fossile da centrali cogenerative a gas, a favore però di un raddoppio della potenza da centrali elettriche a gas, durante la stagione invernale, a causa del costo minore di quest'ultimo impianto.

Al contrario, nella TP si riscontra un incremento di quasi 20 GW di potenza cogenerativa a gas, durante l'inverno del Nord (vista la carenza di fotovoltaico), contrastata però da una riduzione di circa 10 GW al Centro Italia.

Quindi, la differenza principale tra le due transizioni risiede proprio nella quantità di potenza cogenerativa a gas fornita.

Inoltre, nella TO, viene cessato l'acquisto di energia elettrica fossile dall'estero, durante la stagione estiva del Nord, vista la grande produzione fotovoltaica.

Un altro fatto notevole è che le centrali a carbone smettono completamente di fornire elettricità, anche nella TP, nonostante la libertà nel loro utilizzo, dato il costo crescente del carbone e il rendimento inferiore degli impianti.

- **Auto elettriche**

L'elettrificazione del settore auto non è ancora conveniente al 2040, in entrambe le transizioni, nonostante un ulteriore calo significativo del prezzo delle batterie (-40% rispetto 2030) e della ricarica alle colonnine (-50% rispetto 2030), in particolare nella TO. Valgono le stesse considerazioni del periodo precedente.

Quindi, il piano *"Fit for 55"* non risulta economicamente conveniente entro il 2035 (senza incentivi).

- **Trasporto pesante**

Anche nel 2040, il settore del trasporto pesante su gomma è ancora completamente coperto dal gasolio, vista la sua convenienza, nonostante un'ulteriore drastica riduzione del costo dell'idrogeno per i camion, specialmente nella TO (-50%).

Valgono le stesse considerazioni del periodo precedente.

- **Biometano**

La quantità di biometano immessa nella rete gas, rispetto al 2030, risulta incrementata di circa 12 GWh al Nord e circa 30 GWh al Sud, mentre al Centro non risulta alcun aumento. La quantità di metano utilizzato diminuisce in entrambe le transizioni, per le considerazioni già viste precedentemente, risultando pari a: 2880 GWh (-39%) nella TO e 4160 GWh (-28%) nella TP. Ciò rende la miscela presente nei metanodotti ancora più rinnovabile, specialmente nella TO.

- **Costo della transizione**

Il costo giornaliero della transizione nella TO ammonta a circa € 456 000, mentre nella TP si aggira su € 472 000.

Il costo leggermente superiore nella TP è attribuibile ai prezzi maggiori degli impianti e soprattutto ad un costo superiore delle fonti rinnovabili, che a questo punto della transizione iniziano a fornire una parte significativa dell'energia, anche nella TP.

Inoltre, i prezzi molto favorevoli nella TO permettono di abbassare il costo, nonostante una penetrazione di rinnovabili superiore.

3.4. 2050

- Potenza elettrica (Fig. 32 e Fig. 33)

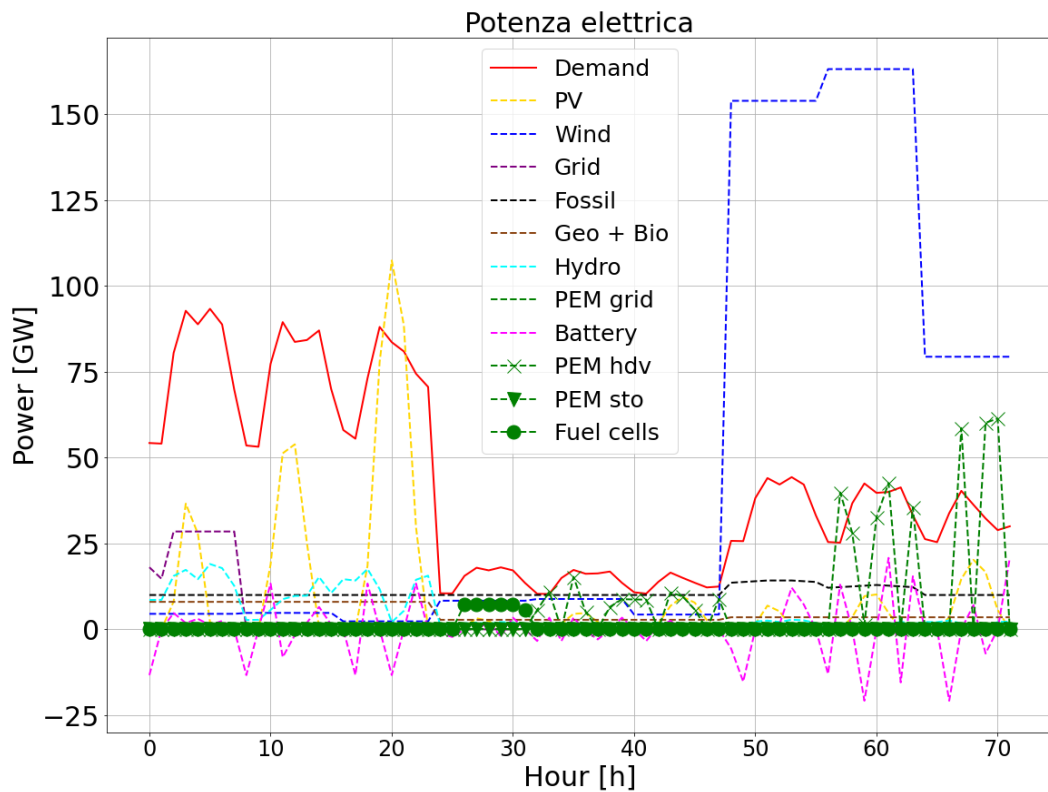


Figura 32 – potenza elettrica nella TO al 2050

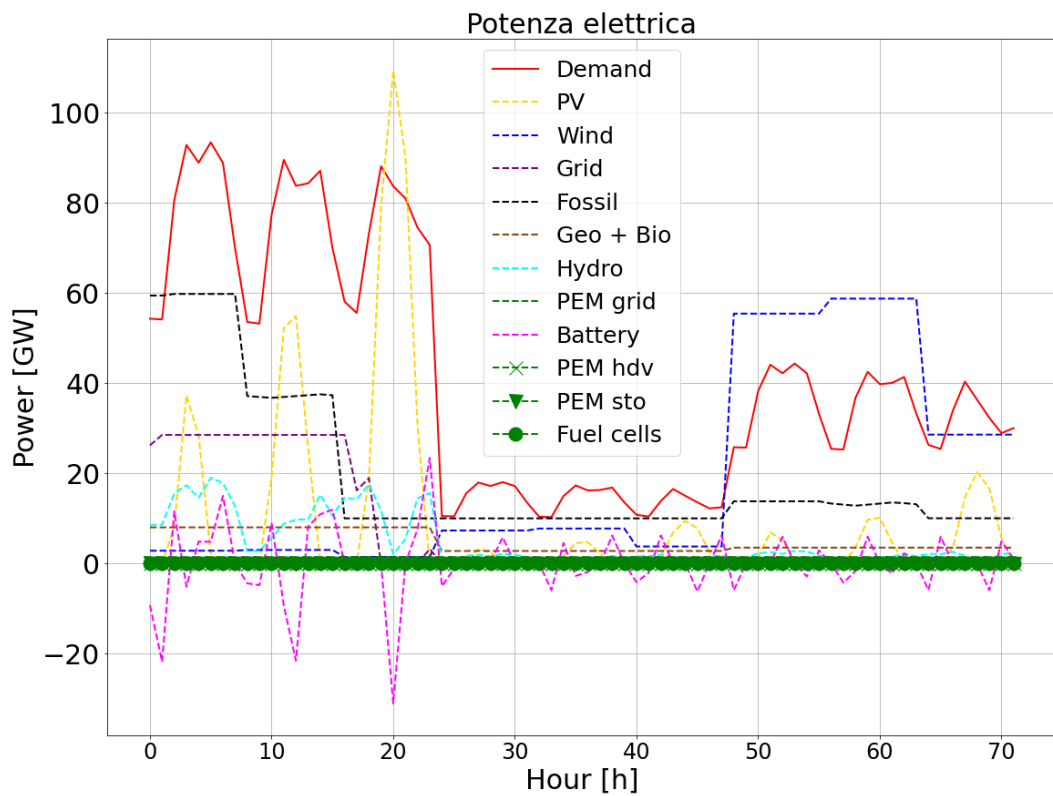


Figura 33 – potenza elettrica nella TP al 2050

Nel 2050, le differenze, in termini di energia elettrica prodotta, iniziano ad essere significative.

In primo luogo, nella TO, si è ridotto ancora notevolmente l'utilizzo dell'elettricità fossile da centrali, durante l'inverno del Nord, dove ora questo contributo rappresenta solamente una piccola parte di potenza costante, pari a circa 10 GW, coerente con il resto d'Italia.

Invece, nella TP, questa fonte energetica fossile è ancora fortemente presente al Nord, non subendo modifiche significative rispetto al 2040, ad eccezione di una lieve riduzione, durante le mezze stagioni.

Anche l'elettricità fossile dall'estero inizia ad essere economicamente sconveniente rispetto ad altre fonti, nella TO, fornendo ora un contributo solamente durante l'inverno del Nord, pari a circa 25 GW di potenza costante.

Questo dato conferma una progressiva e non lontana autosufficienza energetica nella TO.

L'altra differenza principale tra le due transizioni è rappresentata dal grande scostamento in termini di produzione eolica al Sud, durante l'inverno e le mezze stagioni.

Infatti, la potenza fornita dal parco eolico nella TO (160 GW costanti) risulta pari a circa il triplo rispetto alla TP, superando di circa il 400% la domanda energetica del Sud. Viene preferita quindi una sovrapproduzione al Sud e un successivo scambio energetico con il resto d'Italia, permettendo così di non installare ulteriore potenza fotovoltaica al Nord.

L'eolico risulta infatti economicamente concorrenziale al fotovoltaico nel 2050 (0,033 €/kWh del fotovoltaico contro 0,039 €/kWh dell'eolico), risultando conveniente da un punto di vista energetico.

Nella TP si ha un grande incremento di fotovoltaico al Nord e di eolico al Sud, rispetto al 2040.

Infine, è bene notare che l'Idrogeno inizia finalmente ad essere competitivo nella TO, per quanto riguarda le pile a combustibile e il settore del trasporto pesante, grazie ad un costo di produzione e/o importazione ormai sostenibile per questi settori.

Quindi, l'energia in eccesso oltre ad essere scambiata e in piccola parte accumulata in batterie, viene utilizzata nella produzione di idrogeno per i camion, al Centro e al Sud, durante le mezze stagioni e l'estate, permettendo una parziale elettrificazione del trasporto pesante nella TO.

Le pile a combustibile vengono invece sfruttate per produrre una parte dell'elettricità durante l'inverno del Centro, nella TO, grazie all'importazione dall'estero di idrogeno ricavato da ammoniaca. La loro capacità installata risulta pari a circa 7 GWh.

In entrambe le transizioni vengono installate nuove batterie di accumulo, in particolare al Sud, nella TO e al Nord, nella TP.

- **Potenza elettrica rinnovabile scambiata tra regioni** (Fig. 34)

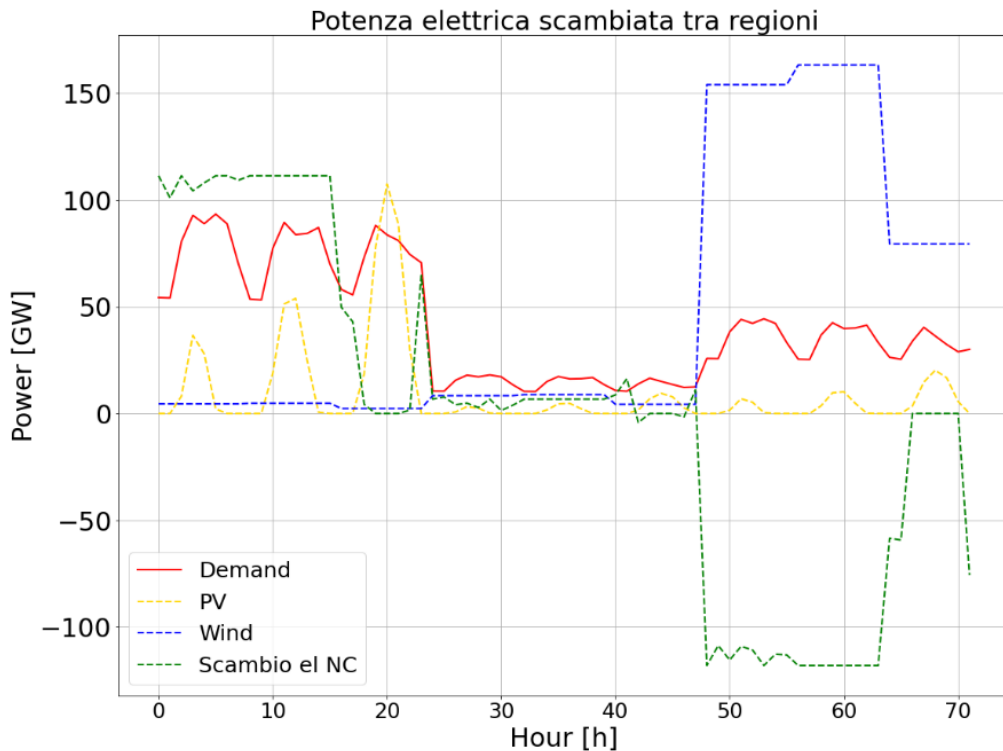


Figura 34 – potenza elettrica rinnovabile scambiata nella TO al 2050

Viene riportata graficamente la sola TO, in quanto l'andamento dell'elettricità scambiata nella TP risulta corrispondere (circa) alla TO del 2040.

Dal grafico viene confermato quanto descritto precedentemente, ovvero che l'energia eolica prodotta in eccesso al Sud viene abbondantemente utilizzata nella parte settentrionale dell'Italia (più di 100 GW), quando gli impianti fotovoltaici non riescono a coprire la domanda (e in piccola parte anche al Centro). Questo permette di non installare ulteriore fotovoltaico al Nord, ma sfruttare invece l'abbondanza di energia eolica del Sud.

- **Potenza termica** (Fig. 35 e Fig. 36)

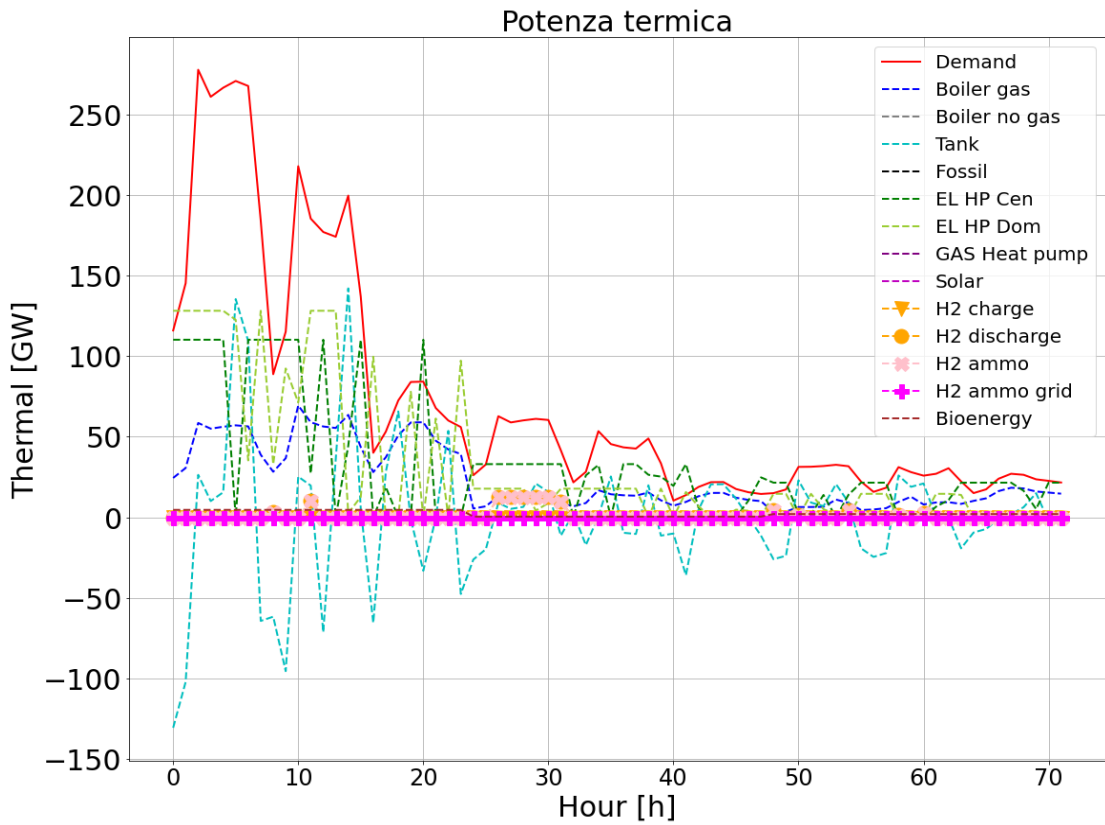


Figura 35 – potenza termica nella TO al 2050

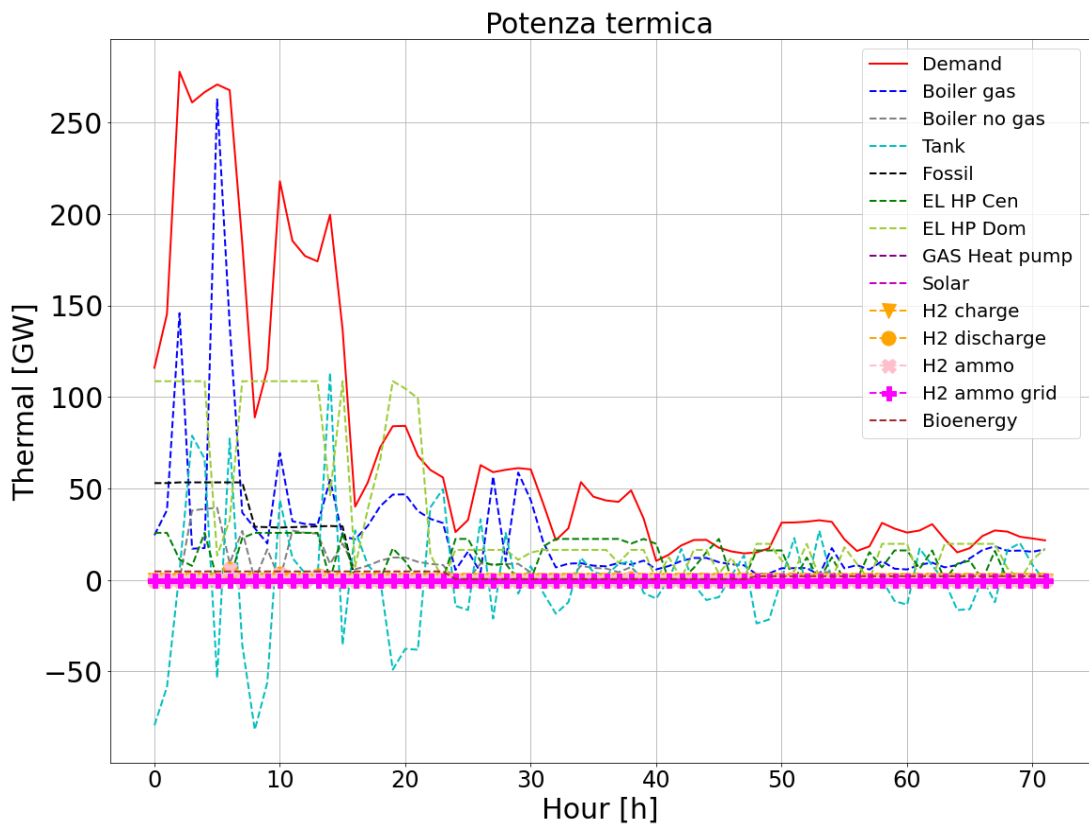


Figura 36 – potenza termica nella TP al 2050

Nel 2050, si nota una grande differenza tra le due transizioni in termini di potenza termica da caldaie a gas, durante l'inverno del Nord. Infatti, nella TO, il loro contributo viene ridotto di molto rispetto al 2040, mentre nella TP si notano ancora picchi elevati di questa fonte energetica, nonostante una significativa riduzione.

Inoltre, come descritto in seguito, il combustibile utilizzato nelle caldaie, per la TO, risulta essere una miscela di gas, in buona parte rinnovabile, in quanto prevale la percentuale di biometano. Viceversa, nella TP prevale ancora la frazione di gas naturale.

Per quanto riguarda la TP, la potenza termica da centrali cogenerative risulta pari a circa 50 GW durante l'inverno e 25 GW durante le mezze stagioni.

Invece, nella TO non si ha più alcun contributo significativo della cogenerazione.

Da notare che la potenza da pompe di calore domestiche, nella TO, rimane quasi pari a quella del 2040, mentre cresce significativamente (di quasi 100 GW) la potenza da pompe centralizzate, specialmente al Nord e al Centro. Inoltre, aumentano anche i serbatoi di acqua calda in tutta Italia. Un'altra differenza tra le due transizioni risulta dalla presenza di una modesta partecipazione dell'idrogeno, nella TO, specialmente durante l'inverno del Centro (*H2 ammo*). In particolare, si tratta di idrogeno proveniente dall'estero, ricavato da ammoniaca. Quest'ultimo si rende utile per sanare i picchi di richiesta energetici, risultando economicamente e tecnologicamente sfruttabile a questo punto della transizione (0.107 €/kWh).

- **Potenza frigorifera**

Per quanto riguarda la refrigerazione, non risultano particolari differenze rispetto al 2040. Le tecnologie utilizzate rimangono sempre le pompe di calore domestiche e centralizzate, con l'ausilio degli accumuli termici criogenici. Si nota ancora una maggiore centralizzazione della potenza nella TP, che rispetto alla TO predilige l'utilizzo di pompe centralizzate. Infatti, nella TO le pompe di calore domestiche, grazie anche ad un incremento significativo di accumuli (specialmente al Sud), contribuiscono a fornire la quasi totalità della potenza refrigerante.

- **Potenza fossile totale** (*Fig. 37 e Fig. 38*)

Riguardo alla restante potenza da fossile, si nota ora una grande differenza tra le due transizioni, a causa dell'elevato scostamento in termini di percentuale di rinnovabili raggiunta (20%).

Inoltre, i costi LCOE dei combustibili fossili sono lievitati notevolmente nella TO, rendendo più sfavorevole il loro utilizzo, rispetto alla TP.

Le uniche fonti fossili che contribuiscono ancora significativamente nella fornitura di potenza, nella TO, sono le centrali a gas (10 GW costanti in tutta Italia durante l'anno) e l'energia fossile acquistata dall'estero (circa 30 GW esclusivamente durante l'inverno del Nord).

Risulta quindi la cessazione del contributo delle centrali cogenerative a gas, rispetto alla TP, dove invece si nota ancora un'elevata fornitura energetica di quest'ultime (al Nord).

Le centrali cogenerative non vengono più utilizzate, nella TO, perché la potenza termica (come osservato prima) non necessita più di questo contributo, risultando già sufficienti le altre tecnologie.

Per questo motivo sono convenienti le centrali a gas di sola potenza elettrica, nella TO.

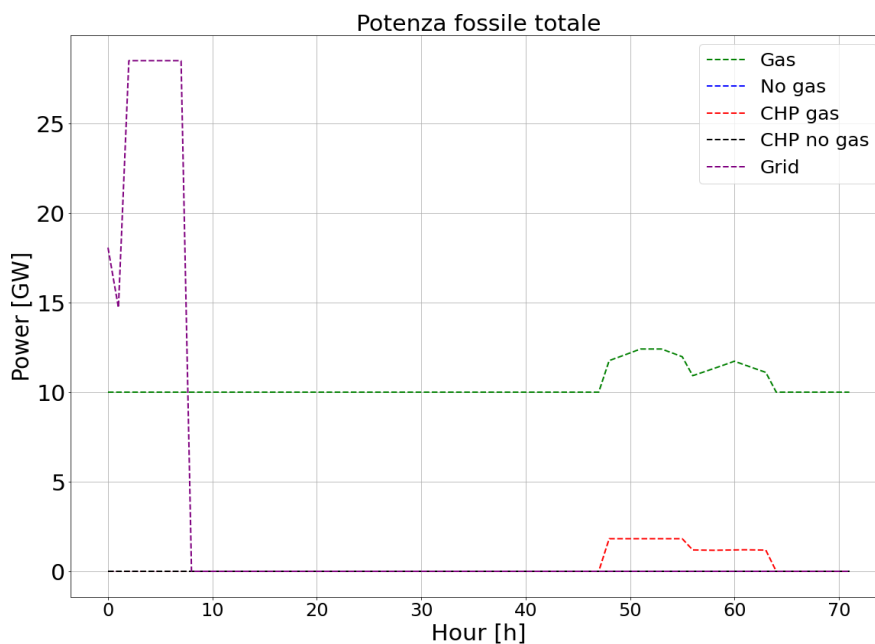


Figura 37 – potenza fossile totale nella TO al 2050

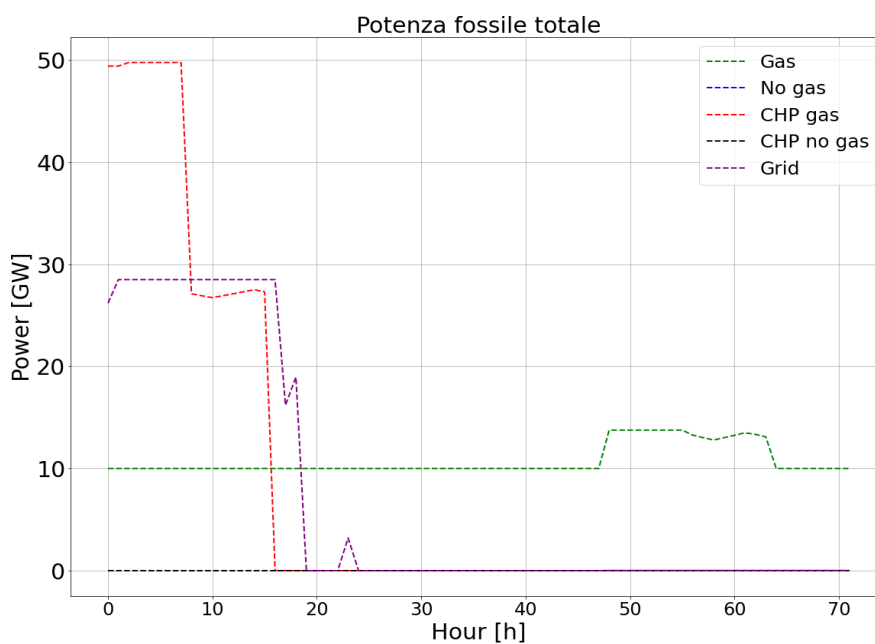


Figura 38 – potenza fossile totale nella TP al 2050

- **Trasporto pesante** (Fig. 39)

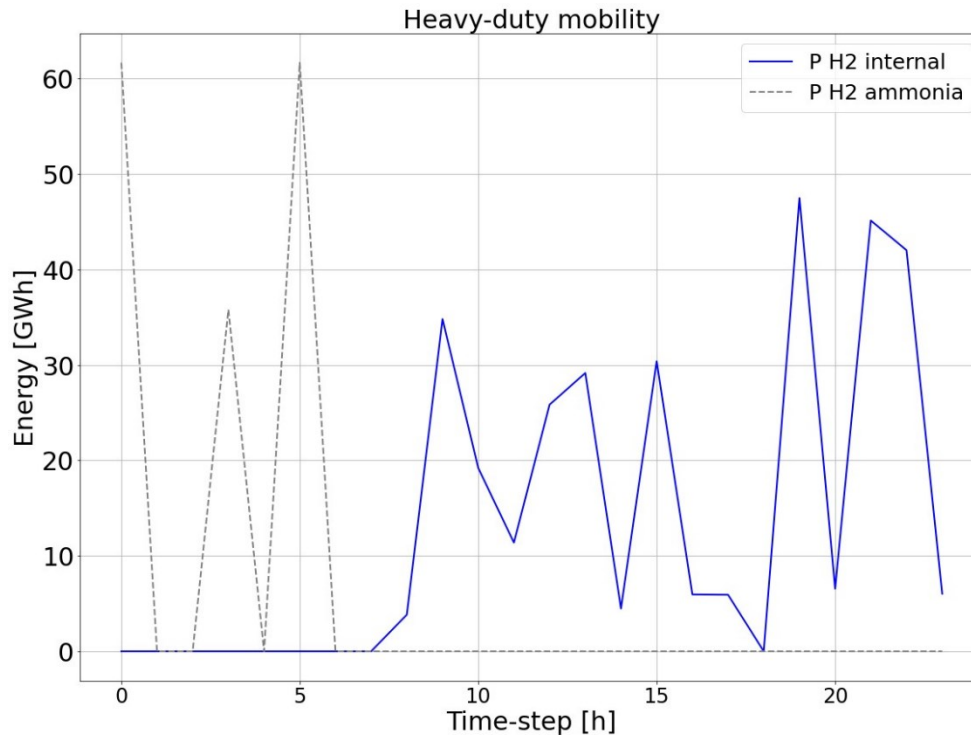


Figura 39 – trasporto pesante nella TO al 2050

Situazione diversa per il trasporto pesante, nella TO, dove ora si nota una parziale elettrificazione del settore, tramite l'uso di pile a combustibile ad idrogeno.

In figura è appunto riportato l'andamento nell'uso dell'idrogeno (in GWh) per questo settore, per la TO. In questo caso, il grafico fa riferimento ad una giornata tipo di otto ore, per: Nord, Centro e Sud Italia.

Si può notare che al Nord, l'idrogeno utilizzato è proveniente dall'estero, come ammoniaca trasformata (*P H2 ammonia*), mentre nel resto d'Italia si sfrutta idrogeno prodotto internamente, tramite elettrolizzatori (*P H2 internal*). Infatti, a questo punto della TO, il costo LCOE dell'idrogeno da elettrolizzatori, per il settore dei trasporti (0.105 €/kWh), risulta ormai sostenibile, specialmente al Centro e al Sud, dove le fonti rinnovabili producono più della domanda energetica, permettendo lo sfruttamento di parte dell'energia elettrica prodotta, ai fini della generazione di idrogeno. A Nord invece, essendo la domanda energetica elevata, non c'è abbastanza potenza rinnovabile in eccesso per la produzione di idrogeno e quindi si preferisce importarlo (0.107 €/kWh).

L'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti pesanti è reso possibile anche grazie ad una riduzione sostanziale del costo delle pile a combustibile, ora economicamente sfruttabili (circa 97 €/kWh in media).

Nella TP, non riportata, il settore dei trasporti pesanti su gomma è ancora completamente

soddisfatto dal gasolio, vista la sua convenienza.

- **Auto elettriche**

L'elettrificazione del settore auto non è ancora conveniente al 2050, in entrambe le transizioni, nonostante un ulteriore calo significativo del prezzo delle batterie (-15% rispetto 2040) e della ricarica alle colonnine (-10% rispetto 2040), specialmente nella transizione ottimistica.

Valgono le stesse considerazioni del periodo precedente.

- **Biometano**

La quantità di biometano immessa nella rete gas, rispetto al 2040, risulta incrementata di circa 23 GWh al Nord e circa 16 GWh al Centro, mentre al Sud non risulta alcun aumento.

È rilevante il fatto che, a questo punto della TO si raggiunga un pareggio dei costi del metano e del biometano, pari a circa 0,071 €/kWh. Questo fatto, assieme alla percentuale di decarbonizzazione raggiunta, comporta una più elevata riduzione del gas naturale (fossile) in miscela, a favore del biometano (rinnovabile), nella TO.

Infatti, la quantità di metano utilizzato, rispetto al 2040, risulta essere pari a: 1160 GWh (-60%) nella TO e 2870 GWh (-31%) nella TP.

Il che rende la miscela presente nei metanodotti quasi completamente rinnovabile, nella TO.

- **Costo della transizione**

Il costo giornaliero della transizione nella TO ammonta a circa € 516 000, mentre nella TP è pari a € 423 000.

Quindi, il costo della TO torna ad essere superiore.

Infatti, da questo punto in avanti (per la TO), i costi da sostenere per elettrificare o rendere rinnovabili tutti i restanti settori, ovvero i più energivori (per esempio il calore ad alta temperatura per l'industria e i restanti trasporti), sono molto elevati e crescono esponenzialmente, nonostante la riduzione significativa dei costi LCOE delle fonti rinnovabili.

3.5. 2060

• **Potenza elettrica** (Fig. 40 e Fig. 41)

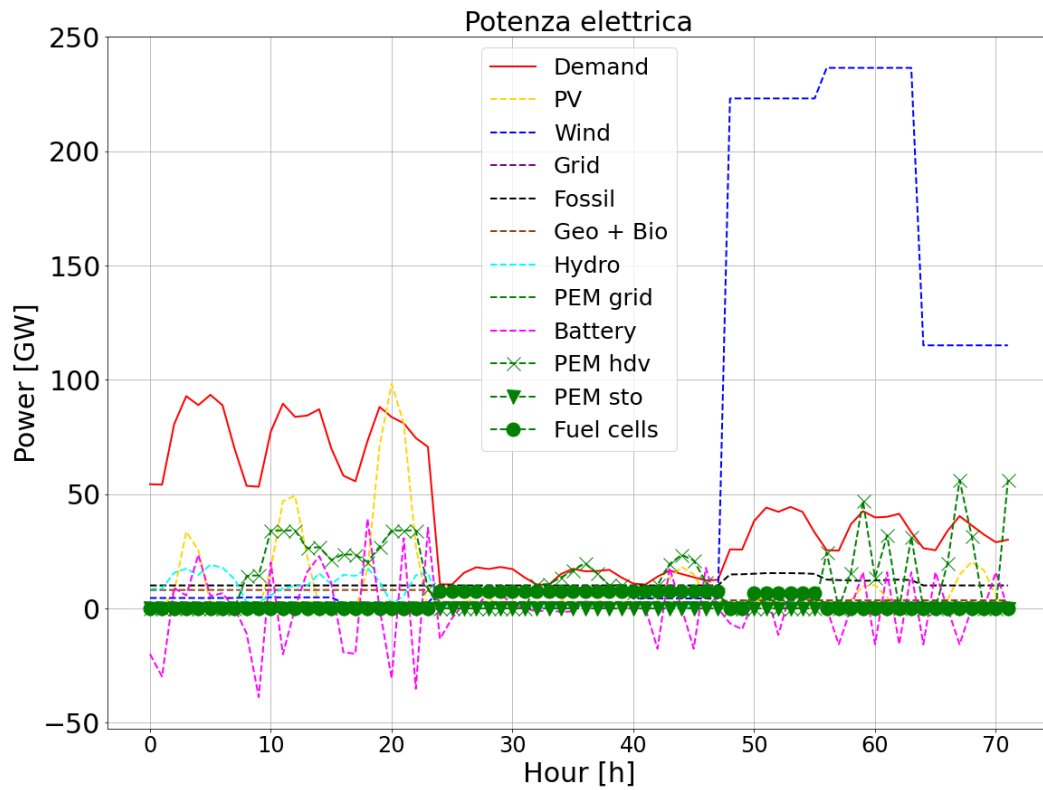


Figura 40 – potenza elettrica nella TO al 2060

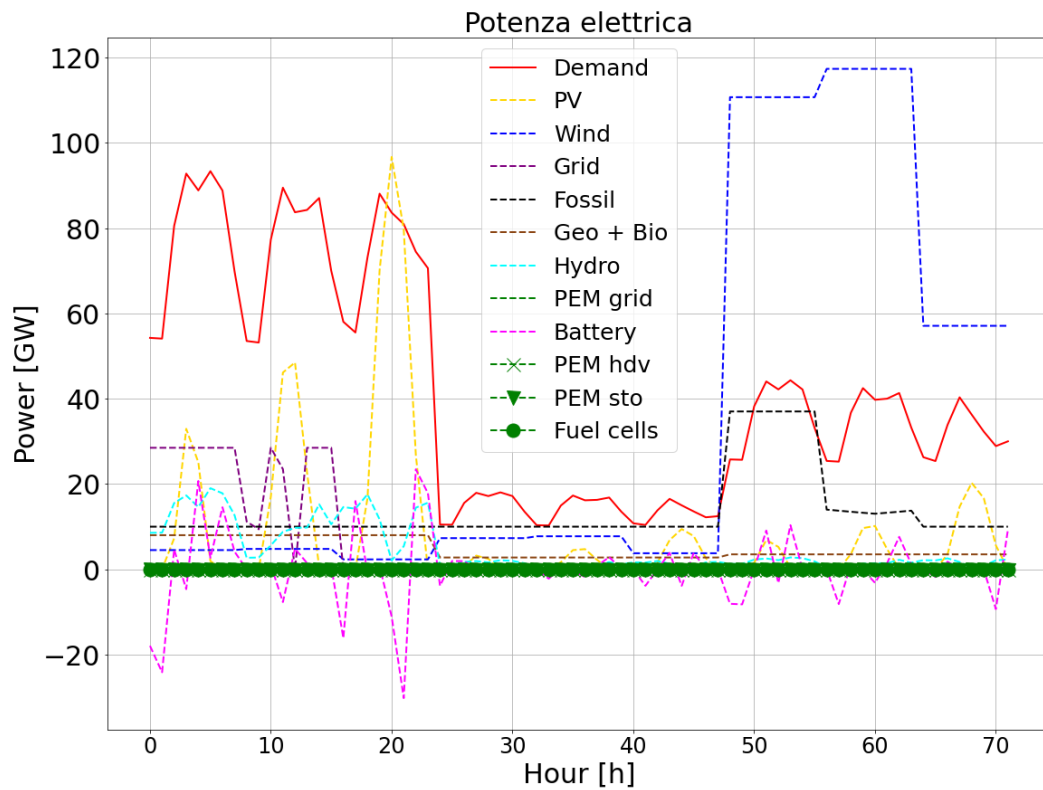


Figura 41 – potenza elettrica nella TP al 2060

Nella TO, si nota ancora un aumento degli impianti eolici, i quali producono ora quasi 240 GW di potenza al Sud (circa il doppio rispetto alla TP).

L'utilizzo del fossile nella TO è invariato, in termini di potenza, rispetto al 2050 (10 GW costanti). Ciò che varia però è la natura del combustibile utilizzato nelle centrali a gas, che ora risulta completamente rinnovabile, in quanto si tratta di puro biometano. Questo rende la potenza elettrica interamente rinnovabile, al 2060, nella TO.

Inoltre, nella TO si ha una crescita importante del settore idrogeno per il trasporto pesante, che viene ora utilizzato molto anche al Nord. Resta comunque una tecnologia sfruttabile significativamente solo quando è presente un eccesso di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla domanda, ovvero durante l'estate e le mezze stagioni.

Anche le pile a combustibile si diffondono maggiormente nella TO, in particolare al Centro, dove vengono ora sfruttate durante tutto l'anno, per una produzione elettrica di circa 10 GW.

Le batterie aumentano in quantità specialmente al Nord, sempre nella TO, dove subiscono un raddoppio della potenza di accumulo, grazie al continuo calo del loro prezzo, che ora ammonta a circa 270 €/kWh (dai circa 625 €/kWh iniziali del 2023).

Oltre alla produzione di idrogeno, non ancora presente nella TP a causa dei costi ancora elevati e della penetrazione di rinnovabili inferiore, l'altra differenza sostanziale tra le due transizioni risulta essere la mancanza di elettricità fossile acquistata dall'estero nella TO. Infatti, come specificato inizialmente, giunti a questo punto della transizione (95% di penetrazione) si ipotizza che venga raggiunta la completa autosufficienza energetica dell'Italia. Quindi, il contributo di potenza precedentemente fornito dall'estero verrà rimpiazzato da un maggiore scambio di elettricità con il Sud, come osservabile in seguito.

Nella TP si nota principalmente una riduzione della potenza da fossile al Nord, bilanciata però da un incremento della stessa al Sud, durante l'inverno (circa 38 GW).

Il solare non subisce variazioni notevoli nella TP, mentre l'eolico è raddoppiato in potenza.

- **Potenza elettrica rinnovabile scambiata tra regioni** (*Fig. 42*)

Viene riportata graficamente la sola TO, in quanto l'andamento dell'elettricità rinnovabile scambiata nella TP corrisponde (circa) alla TO del 2050.

Si può notare come lo scambio energetico sia coerente con gli anni precedenti, con un incremento di potenza scambiata dal Sud al Nord, che serve anche per far fronte alla privazione del contributo di elettricità estera al Nord. Si arriva a circa 170 GW di potenza elettrica rinnovabile scambiata.

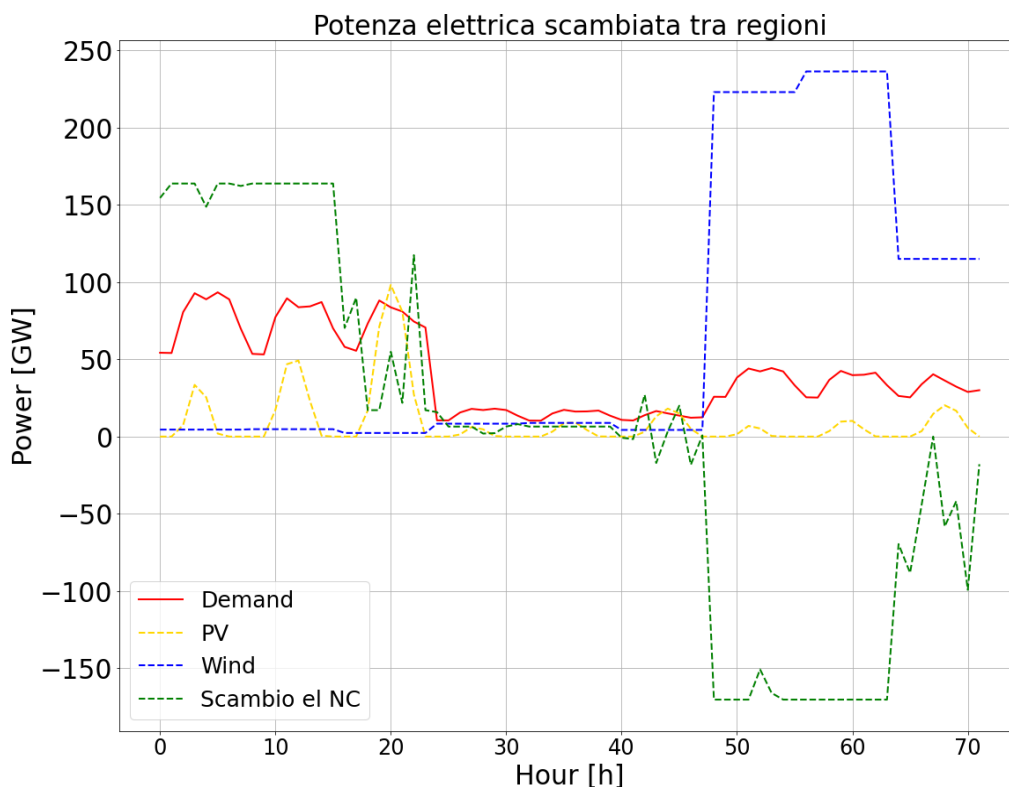


Figura 42 – potenza elettrica rinnovabile scambiata nella TO al 2060

- **Potenza termica** (Fig. 43 e Fig. 44)

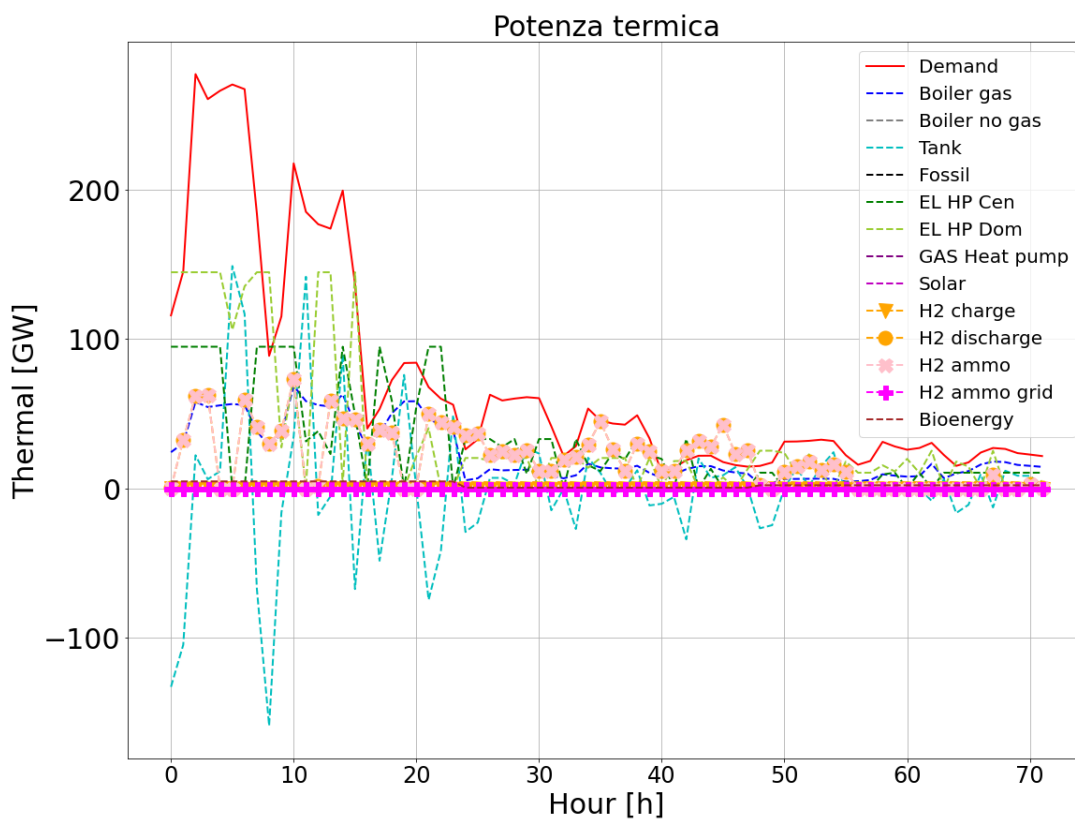


Figura 43 – potenza termica nella TO al 2060

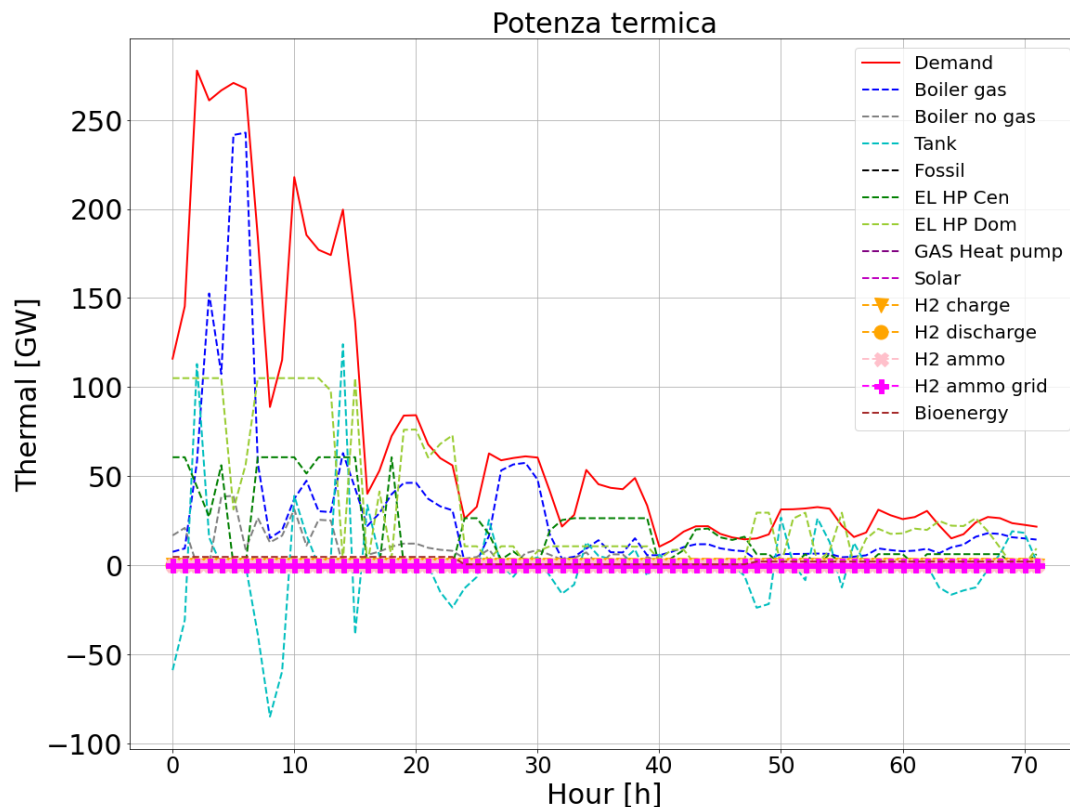


Figura 44 – potenza termica nella TP al 2060

Le differenze principali tra le due transizioni risultano in termini di caldaie a gas e idrogeno proveniente dall'estero ricavato da ammoniaca.

Infatti, l'idrogeno importato prende sempre più piede nella TO, grazie alla crescente diffusione delle infrastrutture necessarie al suo sfruttamento e grazie soprattutto al costo, ora concorrenziale, di questa fonte energetica (circa 0.90 €/kWh). Si raggiungono picchi di potenza termica da idrogeno, pari a circa 80 GW al Nord e 40 GW al Centro, mentre al Sud, vista la scarsa richiesta termica, questi impianti vengono sfruttati solamente in inverno, per una potenza pari a circa 10 GW.

Nella TP invece, non c'è ancora la presenza di impianti ad idrogeno per la potenza termica, in quanto le altre tecnologie risultano economicamente convenienti.

Infatti, nella TP sono ancora molto utilizzate le caldaie a gas, soprattutto al Nord, dove coprono buona parte del fabbisogno di potenza termica durante l'inverno.

Rispetto al 2050 però, nella TP si nota la scomparsa della potenza termica fossile da centrali cogenerative. Infatti, il continuo aumento del prezzo dei combustibili fossili (0.057 €/kWh per il gas e 0.055 €/kWh per il petrolio) e gli elevati costi di mantenimento e produzione di queste centrali, ne comportano una sconvenienza. Questo contributo di potenza termica mancante viene compensato da un incremento significativo di pompe di calore centralizzate e caldaie a gas (in

buona parte biometano).

Nella TO il contributo delle caldaie a gas corrisponde con il 2050, ma risulta ora completamente rinnovabile, in quanto viene bruciato solamente biometano (assieme ad idrogeno da ammoniaca nel caso di calore ad alta temperatura per l'industria).

Questo rende anche la potenza termica, nella TO, un settore interamente rinnovabile al 2060.

- **Potenza frigorifera** (*Fig. 45 e Fig. 46*)

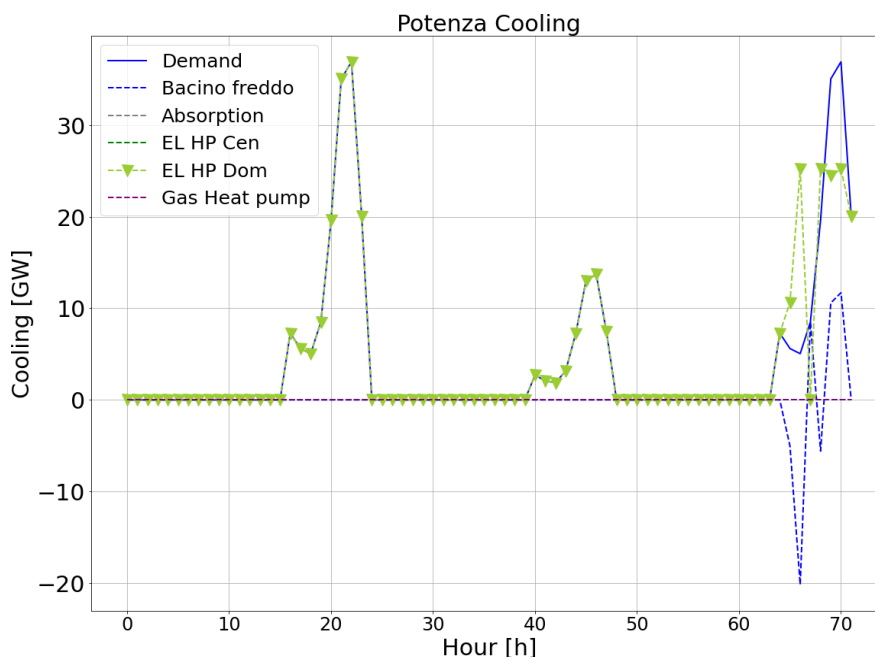


Figura 45 – potenza frigorifera nella TO al 2060

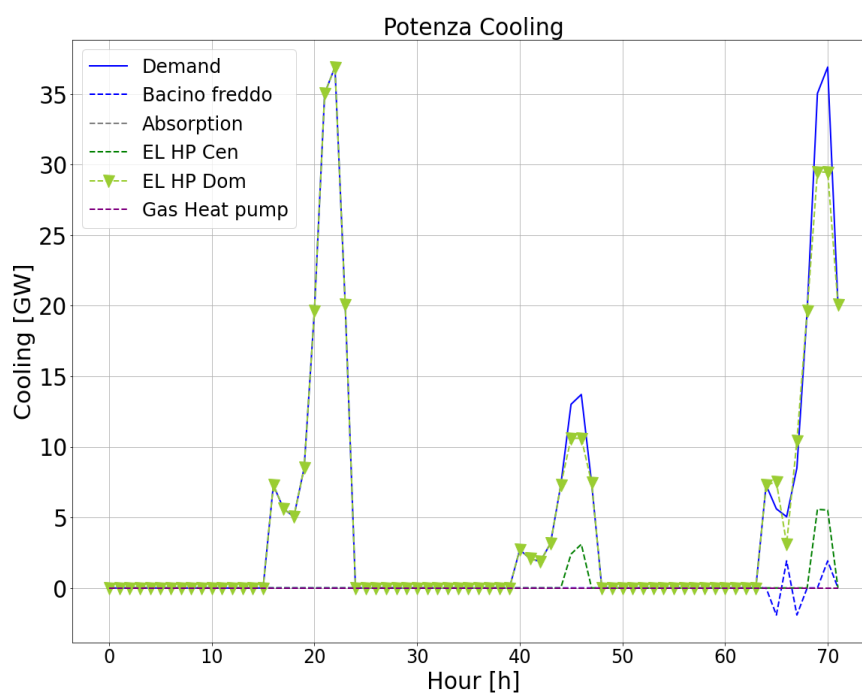


Figura 46 – potenza frigorifera nella TP al 2060

La richiesta di potenza frigorifera estiva è ora soddisfatta quasi interamente da pompe di calore domestiche, in entrambe le transizioni.

Solo nella TP, si nota ancora un modesto contributo di potenza prodotta da pompe centralizzate, pari a circa 3-5 GW, al Centro e al Sud.

Gli accumuli termici criogenici vengono utilizzati, in entrambe le transizioni, nelle sole regioni del Sud Italia e in particolare sono molto sfruttati nella TO, dove accumulano picchi di potenza pari a circa 20 GW.

- **Potenza fossile totale** (Fig. 47 e Fig. 48)

La differenza principale tra le due transizioni, per quanto concerne la potenza da fossile, riguarda il contributo dell'elettricità estera (da fossile) per la TP (simile al 2050), non presente nella TO per la già citata autosufficienza energetica raggiunta.

Un'altra differenza implicita tra le due transizioni è rappresentata dalla natura del gas utilizzato negli impianti, in quanto nella TO si tratta di puro biometano, mentre nella TP è ancora una miscela di gas naturale e biometano, anche se quest'ultimo ora prevale.

Quindi, la potenza da "fossile" nella TO è divenuta in realtà completamente rinnovabile.

Inoltre, sempre nella TO, si nota ancora un minimo contributo di potenza da centrali cogenerative, come al 2050.

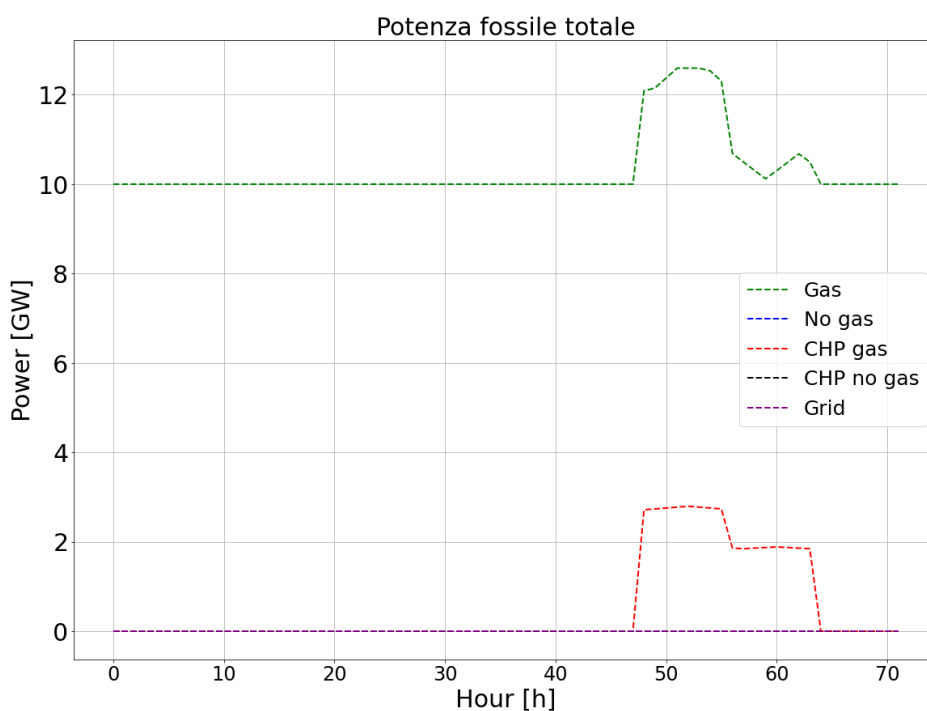


Figura 47 – potenza fossile totale nella TO al 2060

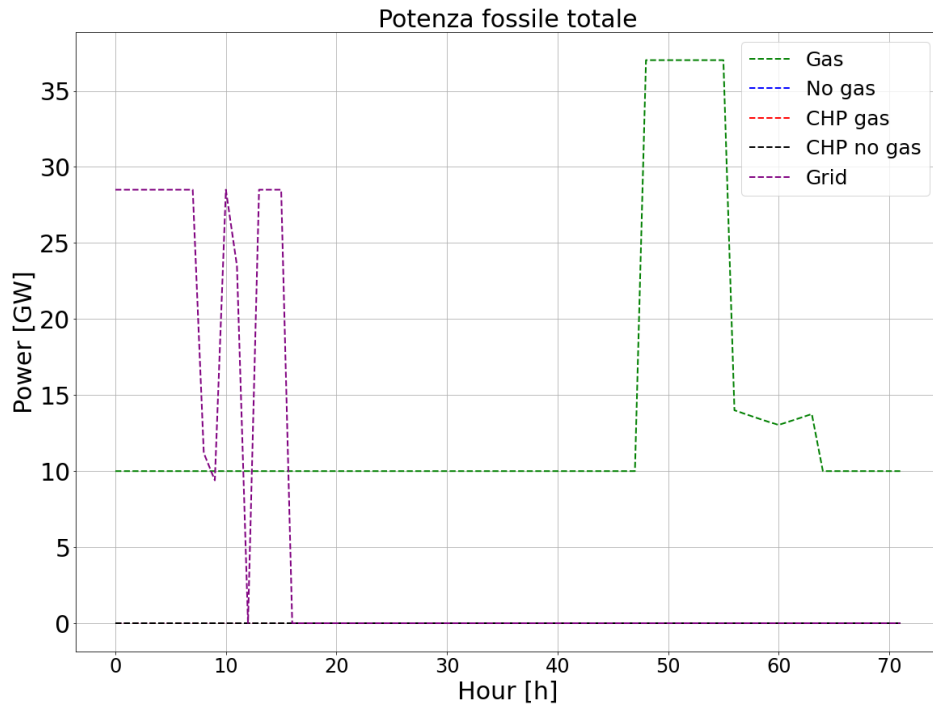


Figura 48 – potenza fossile totale nella TP al 2060

- **Auto elettriche (Fig. 49)**

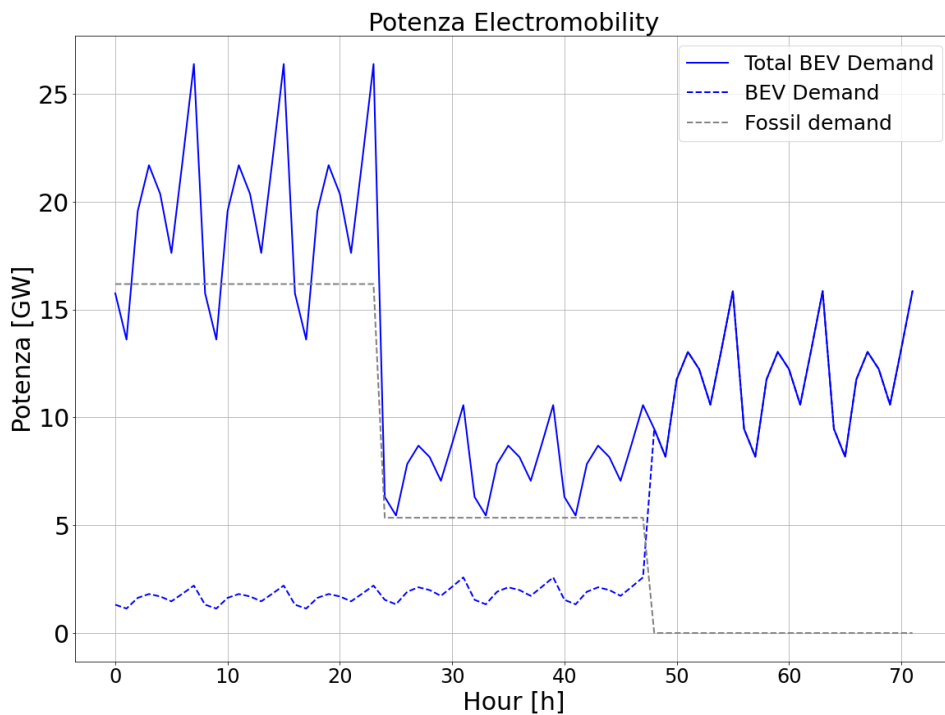


Figura 49 – settore auto nella TO al 2060

Al 2060, nella TO, si riscontra una parziale elettrificazione del settore auto. Infatti, il continuo calo del prezzo delle batterie per auto (- 15% rispetto 2050) e della ricarica alle colonnine (-10% rispetto 2050), assieme ad una maggior diffusione e riduzione del costo delle infrastrutture necessarie, permettono ora di convertire una parte dell'intero parco auto in Italia, in auto elettriche.

Nel grafico è definita la potenza totale (fossile o elettrica) necessaria per il settore auto (*Total BEV Demand*), che può quindi rappresentare una richiesta di potenza fossile (*Fossil Demand*) e/o una richiesta di potenza elettrica (*BEV Demand*).

La potenza fossile (motori a combustione) è descritta da un valore costante, mentre la potenza elettrica ha un andamento concorde con la richiesta di carica delle batterie durante la giornata, con due picchi evidenti.

Nella TO si nota che la potenza da fossile è ancora predominante al Nord e al Centro, dove la conversione in elettrico è rispettivamente pari a circa il 12% e 30% di tutte le auto circolanti (circa 2 GW).

Al Sud invece, si ottiene la completa elettrificazione del settore auto (100%), grazie soprattutto all'elevata produzione elettrica del settore eolico e quindi alla sovrabbondante disponibilità di elettricità nella rete locale.

Nella TP non risulta alcuna elettrificazione del settore auto, nonostante un ulteriore calo significativo del prezzo delle batterie e della ricarica alle colonnine.

- **Trasporto pesante** (*Fig. 50*)

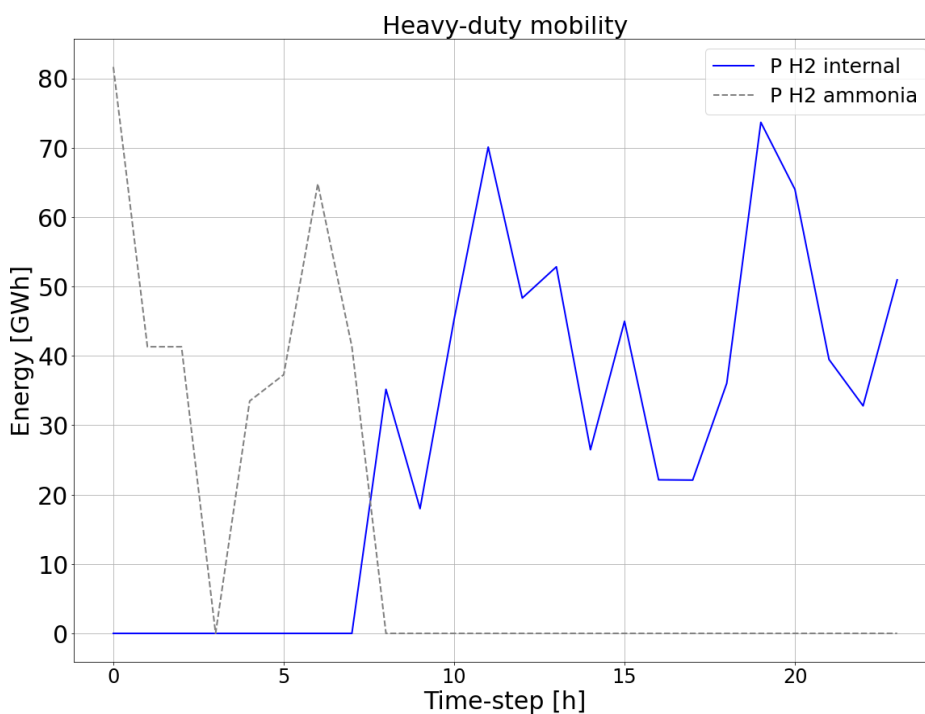


Figura 50 – trasporto pesante nella TO al 2060

Continua a crescere anche l'elettrificazione del settore dei trasporti pesanti su gomma, per mezzo delle pile ad idrogeno, nella TO.

Rispetto al 2050, l'energia ricavata dall'idrogeno per questo settore risulta quasi raddoppiata, grazie

al continuo e già citato calo del costo dell'idrogeno, sia prodotto che importato.

Valgono le stesse considerazioni fatte al 2050, ovvero che a Nord conviene importare l'idrogeno dall'estero (0.091 €/kWh), mentre al Centro-Sud c'è una convenienza di produzione interna dell'idrogeno tramite elettrolizzatori PEM (0.084 €/kWh).

Si ricorda ancora che questa conversione è resa possibile anche grazie alla continua riduzione del costo delle pile a combustibile per i trasporti (circa 77 €/kWh in media).

Nella TP, non riportata, il settore dei trasporti pesanti su gomma è ancora completamente coperto dal gasolio, vista la sua convenienza.

- **Biometano**

La quantità di biometano immessa nella rete gas, rispetto al 2050, risulta incrementata di circa 11.5 GWh al Nord e 32 GWh al Sud, mentre al Centro non risulta alcun aumento.

A questo punto della transizione, nella TO, il biometano (0.064 €/kWh) risulta meno costoso del gas metano fossile (0.078 €/kWh).

Quindi, come già accennato precedentemente, nella TO si ha la completa cessazione dell'utilizzo del gas naturale, che viene sostituito completamente da biometano (metanodotti saturi di biometano).

Nella TP invece, i metanodotti ospitano ancora una miscela di gas naturale e biometano, dove la quantità di metano fossile utilizzato diminuisce a circa 1890 GWh (-34%).

- **Costo della transizione**

Il costo giornaliero della transizione nella TO ammonta a circa € 796 000, mentre nella TP è pari a € 489 000.

Quindi, la differenza di costo tra le due transizioni inizia ad essere molto elevata.

L'elevato costo nella TO è dovuto principalmente a:

- autosufficienza energetica imposta
- maggior utilizzo dell'idrogeno
- parziale elettrificazione del parco auto
- elettrificazione dei settori più energivori

3.6. 2070

- **Potenza elettrica** (Fig. 51 e Fig. 52)

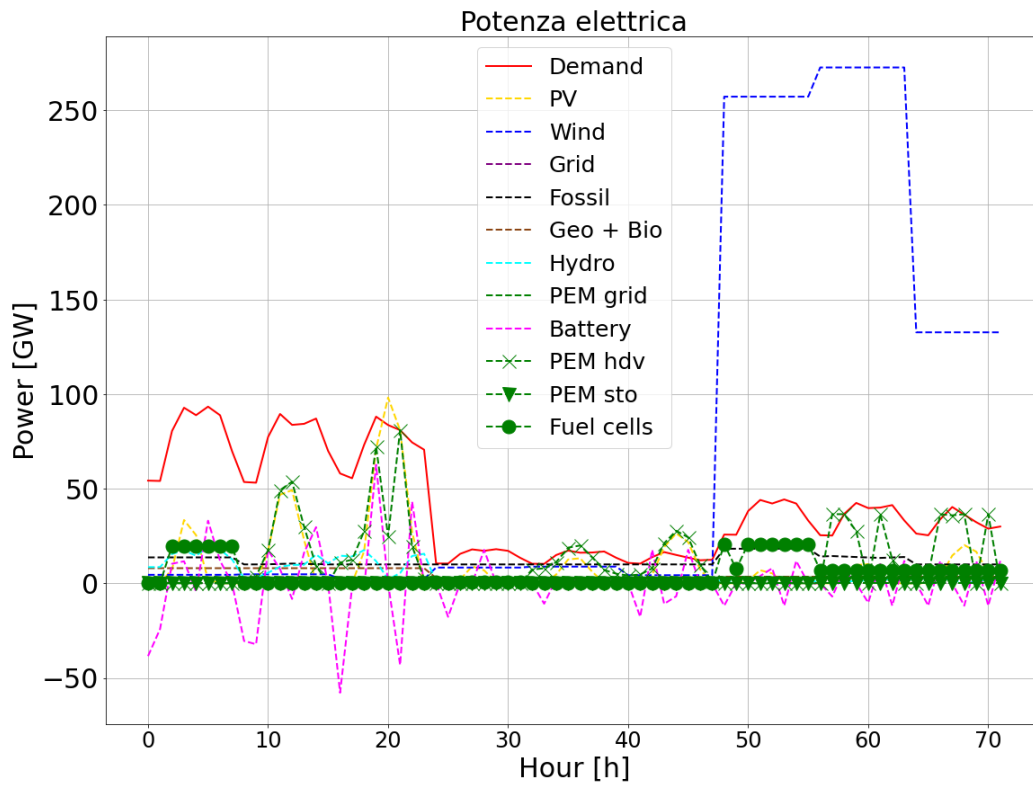


Figura 51 – potenza elettrica nella TO al 2070

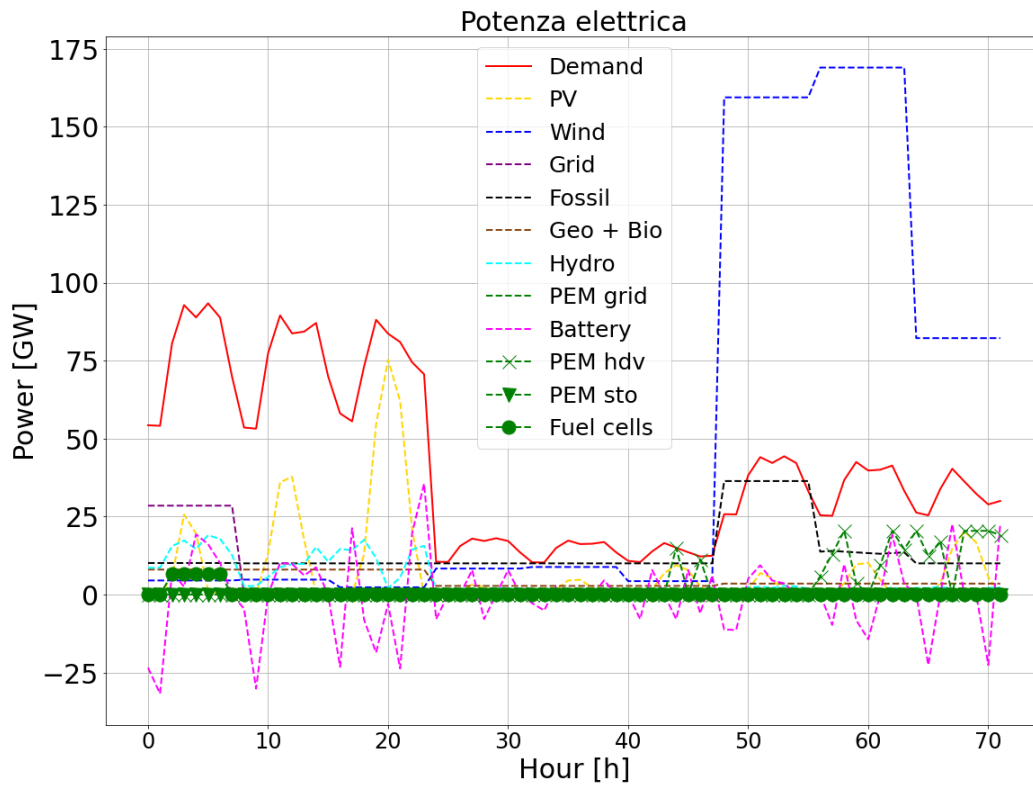


Figura 52 – potenza elettrica nella TP al 2070

A fine transizione, nella TO si è raggiunto quindi il 100% di produzione energetica da fonti rinnovabili, considerando che le poche centrali a gas rimanenti utilizzano ora biometano puro e possono quindi essere considerate rinnovabili.

Nella TP invece, essendo che la penetrazione di rinnovabili è ancora all'80%, sono ancora presenti sia le centrali elettriche a gas parzialmente fossile (come al 2060), sia un contributo di energia elettrica fossile acquistata dall'estero (circa 25 GW durante l'inverno del Nord).

Compare l'idrogeno per il settore dei trasporti anche nella TP, specialmente al Sud, dove c'è elettricità rinnovabile in eccesso. A Nord invece, si nota l'utilizzo delle prime pile a combustibile durante l'inverno.

L'idrogeno per trasporti pesanti su gomma assume un ruolo da protagonista nella TO.

La potenza eolica nella TO, in continua crescita, supera ora i 250 GW (0.033 €/kWh), mentre nella TP raggiunge i 160 GW (0.051 €/kWh).

Gli accumuli elettrici aumentano in entrambe le transizioni.

La potenza elettrica da fotovoltaico aumenta invece nella sola TO, in particolare al Centro (0.028 €/kWh).

- **Potenza elettrica rinnovabile scambiata tra regioni (Fig. 53)**

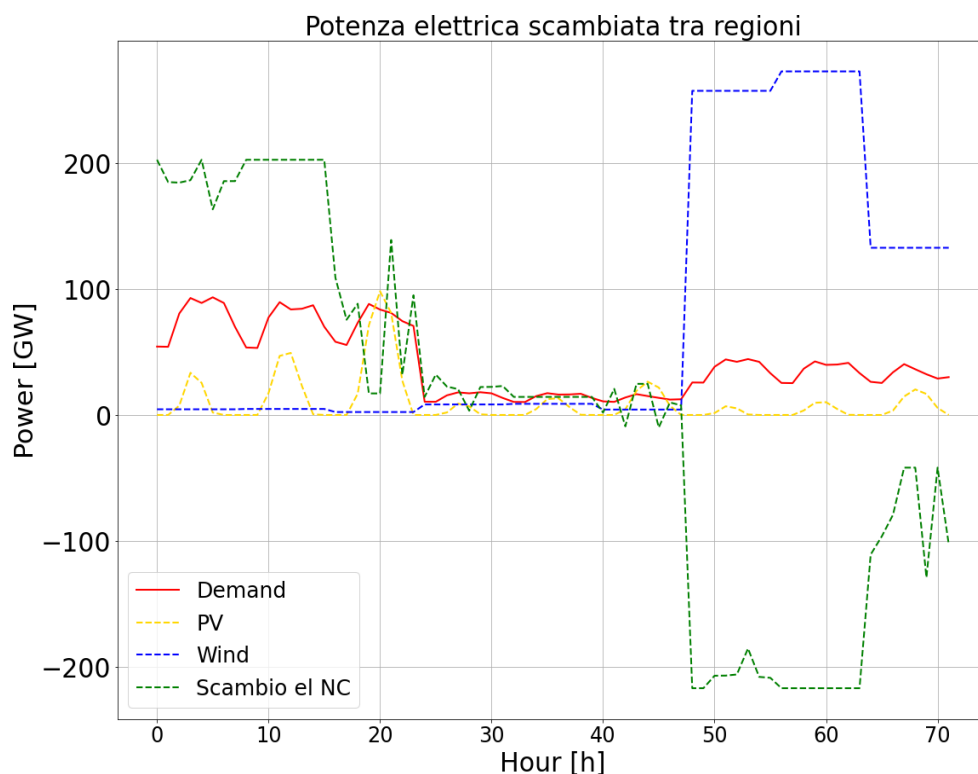


Figura 53 – potenza elettrica rinnovabile scambiata nella TO al 2070

Viene riportata graficamente la sola TO, in quanto l'andamento dell'elettricità rinnovabile scambiata nella TP, risulta corrispondere (circa) alla TO del 2060.

Si può notare che lo scambio energetico è coerente con gli anni precedenti, con un incremento di potenza scambiata dal Sud al Nord. Si arriva a circa 200 GW di potenza elettrica rinnovabile scambiata. Anche il Centro assorbe una piccola percentuale di potenza dal Sud.

- **Potenza termica** (Fig. 54 e Fig. 55)

La differenza principale tra le transizioni è rappresentata dall'utilizzo dell'idrogeno.

Nella TO, infatti, si nota un'importazione di idrogeno presente durante tutto l'anno e principalmente al Nord. Le pompe di calore domestiche prendono il sopravvento, nella TO (563 €/kWh in media), con un incremento elevato rispetto al 2060, specialmente al Nord.

Nella TP aumentano significativamente le pompe di calore centralizzate.

Inoltre, sempre nella TP, una differenza importante è data dalla cessazione dell'utilizzo delle caldaie a combustibili fossili alternativi al gas.

Questo fenomeno è causato dall'eccessivo costo, in continua crescita, dei combustibili fossili, che supera ora il costo del gas (0.060 €/kWh), raggiungendo i 0.063 €/kWh.

Si nota inoltre una netta diminuzione della potenza prodotta dalle caldaie a gas, passando da un picco di circa 250 GW a Nord, durante l'inverno, a circa 50 GW.

I serbatoi d'acqua calda aumentano in entrambe le transizioni, con un prezzo costante pari a circa 7.50 €/kWh.

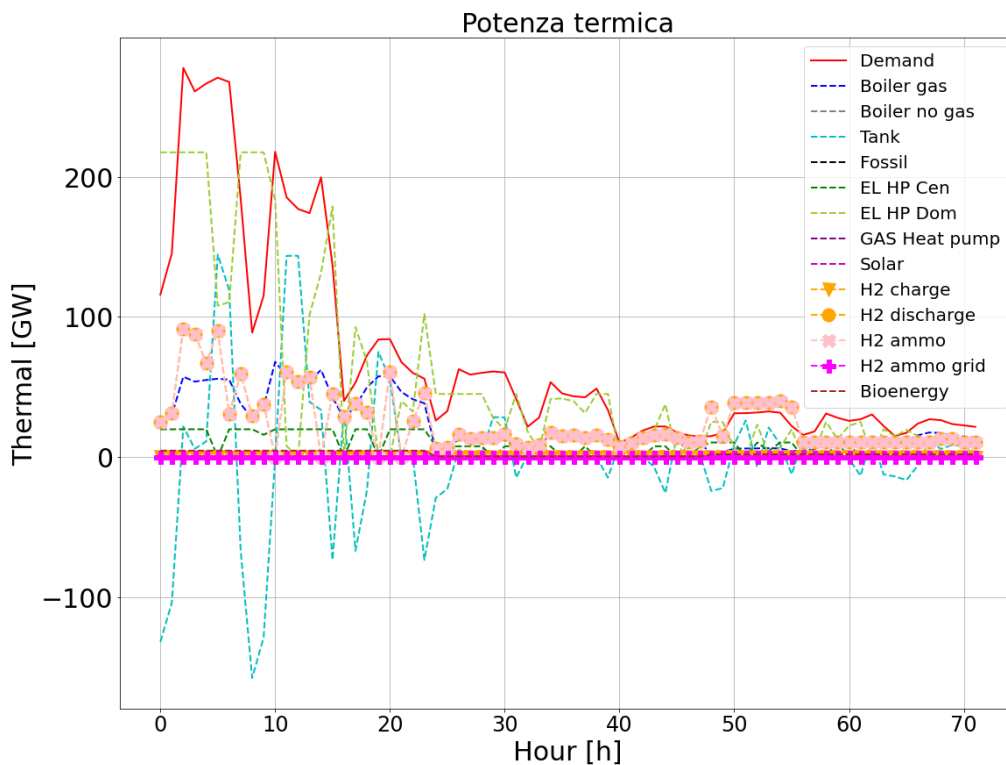


Figura 54 – potenza termica nella TO al 2070

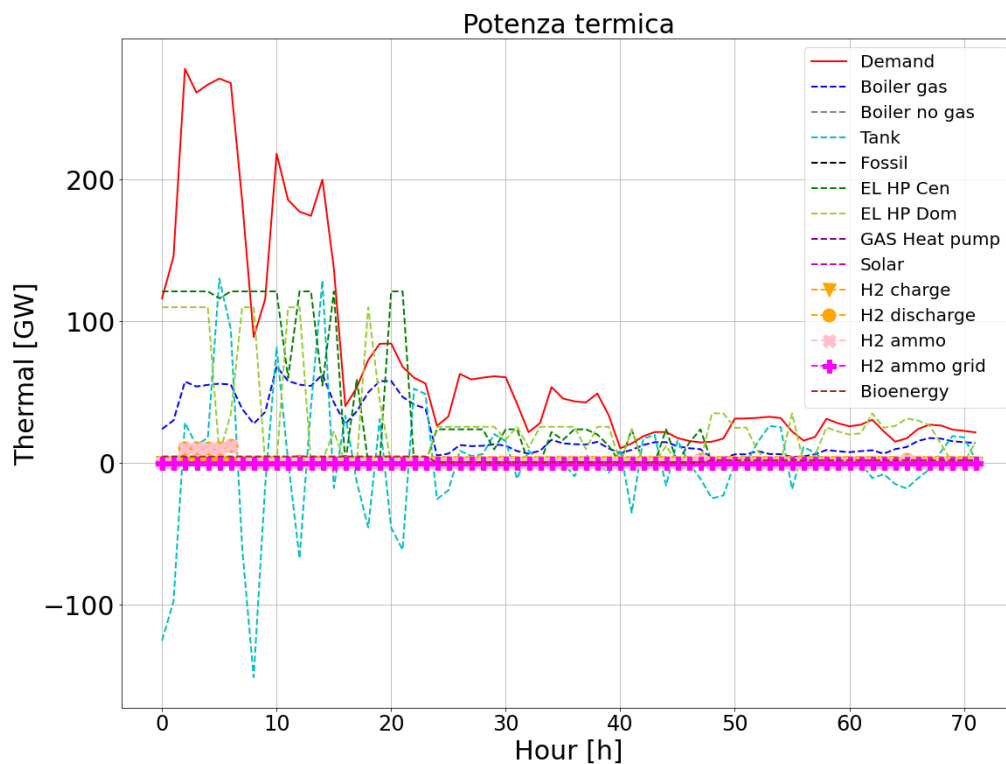


Figura 55 – potenza termica nella TP al 2070

- **Potenza frigorifera (Fig. 56)**

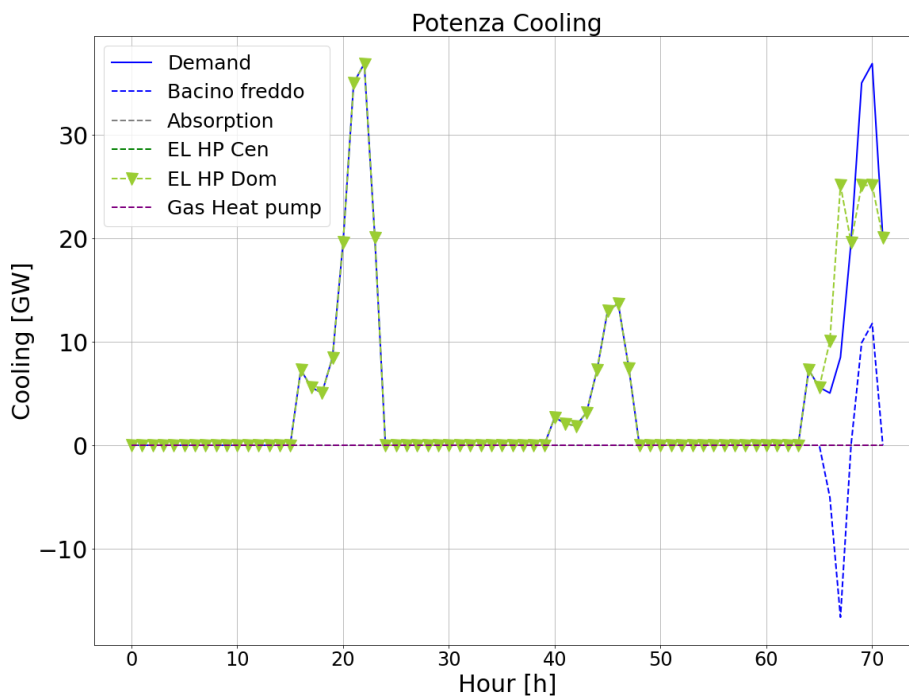


Figura 56 – potenza frigorifera nella TO al 2070

La potenza frigorifera non varia sensibilmente rispetto al 2060, in entrambe le transizioni (per questo viene riportata la sola TO).

Le pompe di calore domestiche rimangono sempre le protagoniste per quanto riguarda la

produzione di freddo, con il supporto degli accumuli termici criogenici, i quali vengono incrementati al Sud in entrambe le transizioni.

- **Potenza fossile totale** (Fig. 57 e Fig. 58)

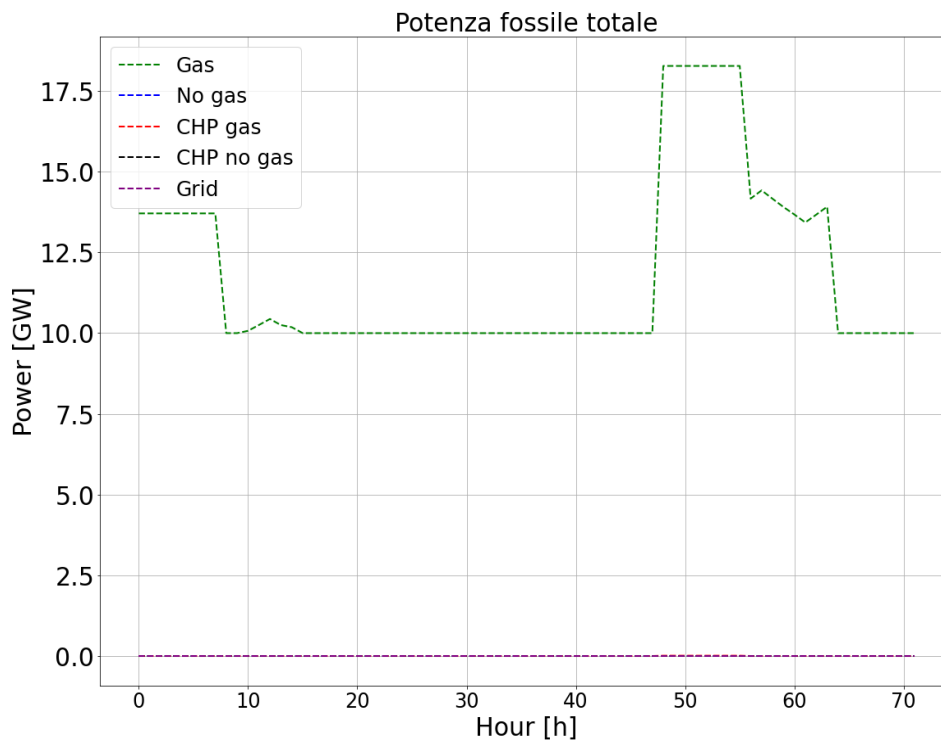


Figura 57 – potenza fossile totale nella TO al 2070

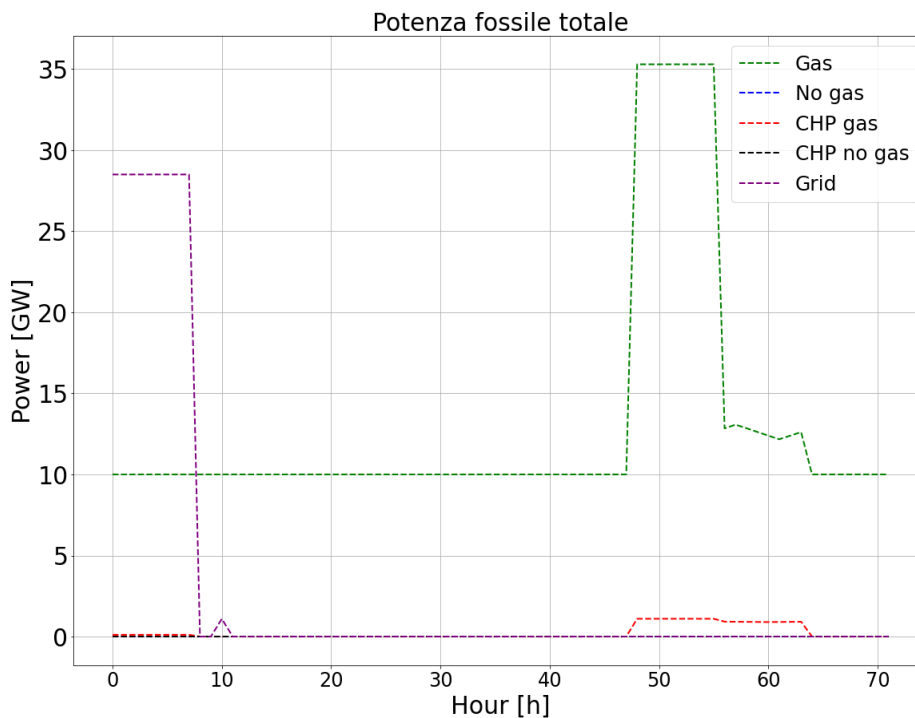


Figura 58 – potenza fossile totale nella TP al 2070

Nella TO cresce la potenza generata dagli impianti di potenza a gas, a discapito di quella prodotta da centrali cogenerative, la quale viene azzerata.

Questo è causato dal minor costo di produzione delle centrali a gas (479 €/kWh), rispetto a quelle cogenerative (559 €/kWh), le quali non sono più necessarie, dato che la potenza termica risulta già soddisfatta.

Si ricorda che il combustibile delle centrali è biometano puro nella TO, quindi, la potenza generata da questi impianti risulta completamente rinnovabile.

Nella TP viene ridotta l'energia acquistata dall'estero, durante l'inverno del Nord, mentre la potenza da centrali a gas rimane costante, rispetto al 2060.

- **Auto elettriche** (Fig. 59)

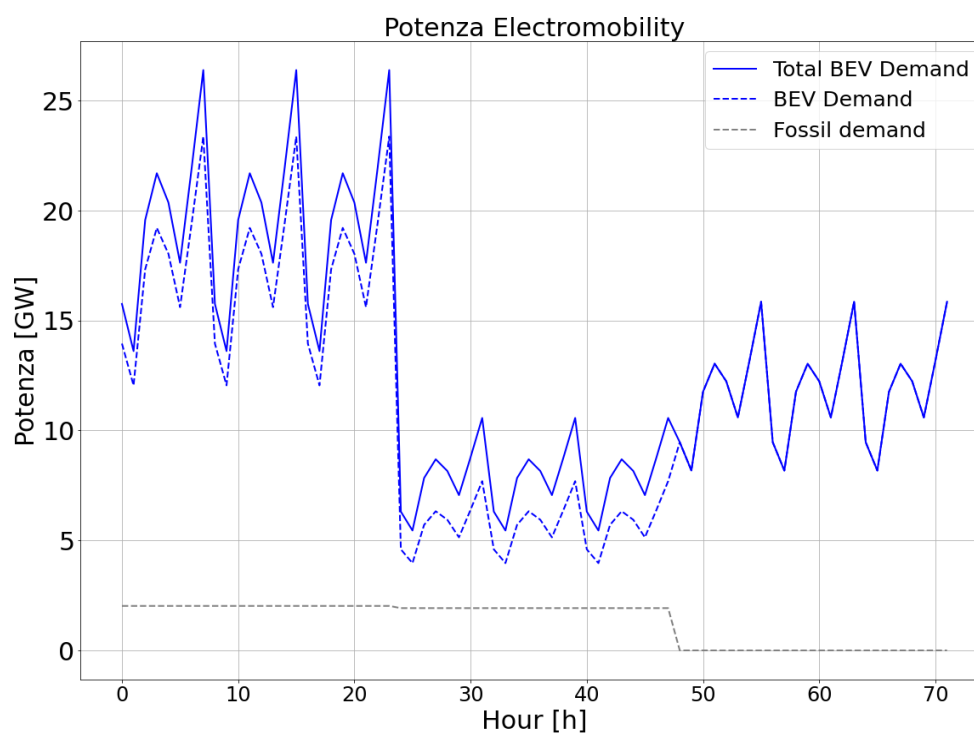


Figura 59 – settore auto nella TO al 2070

Un enorme cambiamento si ottiene per il settore auto nella TO. Infatti, si raggiunge la quasi totale elettrificazione del parco auto in Italia.

Solo a Nord e nel Centro, rimane rispettivamente il 12% e 30% circa di motorizzazione fossile. Ora, infatti, i costi per le infrastrutture necessarie alla completa elettrificazione, con annessi ampliamenti della rete elettrica, risultano sostenibili.

Inoltre, il costo delle batterie è arrivato ai minimi storici di 44 €/kWh, mentre il costo della ricarica alle colonnine ha raggiunto i 0.057 €/kWh.

Quindi, l'obiettivo del piano "Fit for 55" risulta convenientemente raggiungibile solo al 2070, da un

punto di vista economico.

Nessuna novità nella TP, dove anche se la penetrazione raggiunta è pari all' 80% e i costi delle batterie e della loro ricarica sono diminuiti notevolmente, l'elettrificazione non è ancora conveniente.

- **Trasporto pesante** (Fig. 60 e Fig. 61)

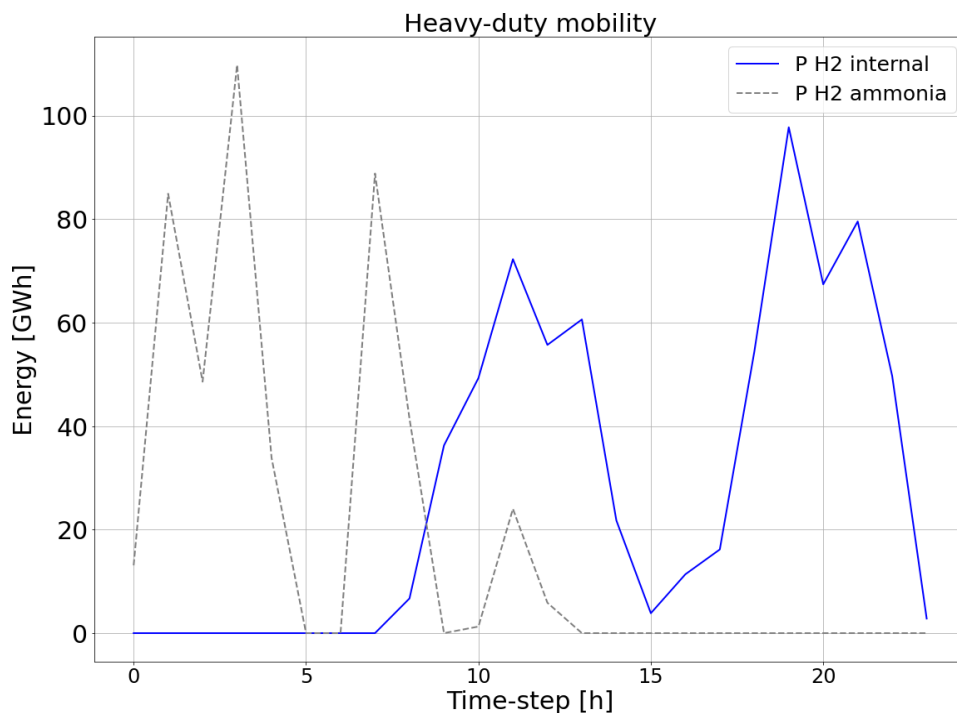


Figura 60 – trasporto pesante nella TO al 2070

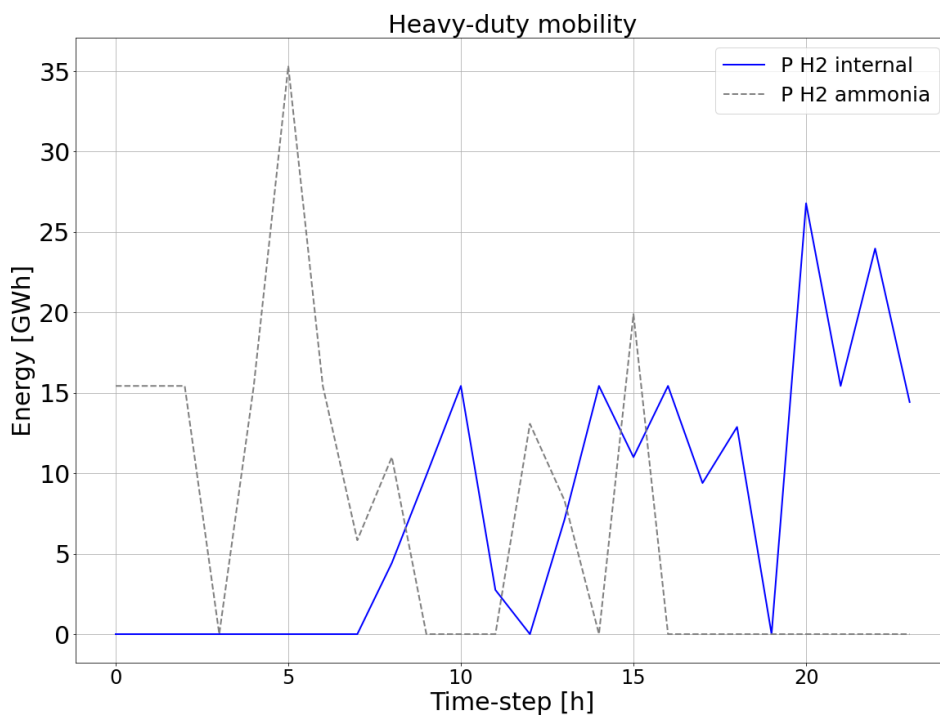


Figura 61 – trasporto pesante nella TP al 2070

Nel settore dei trasporti pesanti su gomma continua a crescere l'uso dell'idrogeno nella TO, sia internamente prodotto (0.071 €/kWh), sia importato (0.082 €/kWh). L'andamento in questo caso è simile al 2060, con preferenza di importazione al Nord e produzione interna al Sud.

Anche nella TP si nota ora l'uso dell'idrogeno per questo settore, con andamento coerente alla TO. L'unica differenza notevole è data dalla combinazione di idrogeno autoprodotta (0.089 €/kWh) e importata (0.094 €/kWh) nel Centro Italia della TP. Rispetto al 2060, si nota quindi una parziale decarbonizzazione del settore anche nella TP.

La conversione, come sempre, è resa possibile anche grazie alla continua riduzione del costo delle pile a combustibile per i trasporti (circa 70 €/kWh nella TO e circa 75 €/kWh nella TP).

- **Biometano**

La quantità di biometano immessa nella rete gas, rispetto al 2060, risulta incrementata di circa 23 GWh al Nord e 16 GWh al Centro, mentre al Sud non risulta alcun aumento.

Il costo del biometano ha raggiunto i 0.061 €/kWh nella TO (inferiore al prezzo del gas metano fossile) e i 0.108 €/kWh nella TP (ancora abbondantemente superiore al prezzo del gas metano fossile).

Quindi, a fine transizione, all'interno dei metanodotti scorre biometano puro nella TO, mentre nella TP viene trasportata ancora una miscela di gas naturale e biometano, dove la quantità di metano fossile utilizzato diminuisce a circa 1360 GWh (-28%).

Nella TP quindi, è ancora presente un contributo moderato del gas naturale fossile, ma il suo utilizzo è stato ridotto dell'80% rispetto ad oggi (2023).

- **Costo della transizione**

Il costo giornaliero della transizione nella TO ammonta a circa € 899 000, mentre nella TP è pari a € 540 000.

Al termine della transizione, l'elevato costo nella TO è dovuto ancora principalmente a:

- sempre maggior utilizzo dell'idrogeno
- quasi completa elettrificazione del parco auto
- elettrificazione dei settori più energivori

4. Conclusioni

Si riportano gli andamenti del costo di transizione in *Fig. 62*:

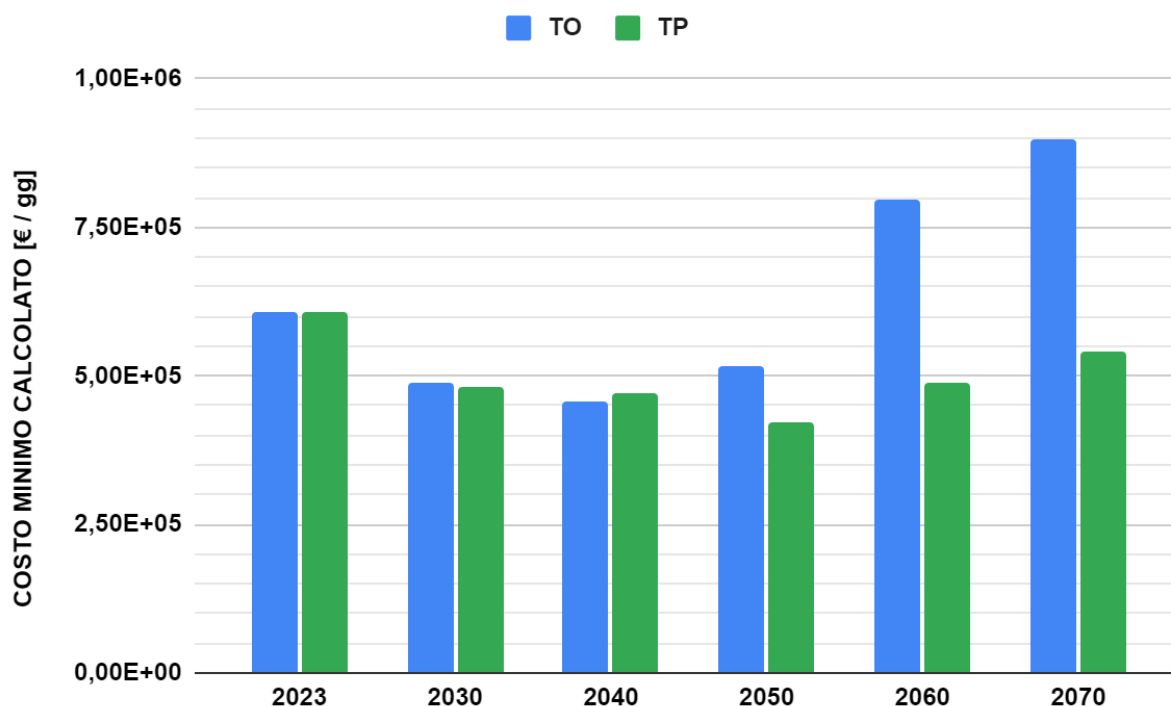


Figura 62 - andamento del costo di transizione nella TO e nella TP a confronto

Il costo decresce inizialmente in entrambe le transizioni, ma poi dal 2050 inizia a crescere esponenzialmente nella TO.

Questo fatto indica che a pesare maggiormente, da un punto di vista economico, è proprio l'ultimo 20% di penetrazione di rinnovabili, ovvero il costo per completare la transizione.

Infatti, questo costo comprende la decarbonizzazione dei settori più energivori e quindi più costosi da rendere ad impatto zero (come, ad esempio, il calore ad alta temperatura per l'industria), i quali necessitano anche di un'ampia e dispendiosa espansione della rete elettrica.

Quindi, nonostante una continua e drastica diminuzione dei costi LCOE delle fonti rinnovabili, la decarbonizzazione oltre all'80% richiede enormi investimenti di capitale e risulta economicamente conveniente solo in un intervallo di tempo maggiore rispetto al caso studiato o tramite appositi incentivi a livello nazionale e/o europeo.

Allora la TO, che segue la linea guida dei piani adottati inizialmente, risulta poco conveniente e molto onerosa, mentre la TP può rappresentare una buona soluzione dal punto di vista economico, anche se la decarbonizzazione non risulta completa nell'intervallo considerato.

La soluzione migliore, dal punto di vista economico ed ecologico, sarebbe quindi una rapida

transizione fino a circa l'80% di penetrazione di rinnovabili, ad esempio seguendo la TO proposta, seguita da una decarbonizzazione più lenta, per quanto riguarda l'ultimo 20% di penetrazione di rinnovabili, con andamento simile alla TP.

Per quanto riguarda il piano “*Fit for 55*”, è stato messo in evidenza come esso non sia economicamente conveniente prima del 2070, a meno di importanti incentivi nazionali e/o europei. Infatti, anche ipotizzando un costo nullo per batterie e ricarica delle stesse, i risultati della simulazione sono quasi identici, con l'elettrificazione del settore auto che inizia solamente dal 2060, come nella TO studiata. Il problema infatti, come accennato, non è tanto il costo delle batterie e della ricarica, ma è dato invece dall'enorme costo di costruzione delle infrastrutture necessarie e dell'espansione della rete elettrica adeguata. Questo costo è difficilmente sostenibile nel breve termine e necessita quindi di un lasso temporale maggiore, in modo da essere distribuito negli anni in maniera più conveniente.

Tornando invece al piano “*REPowerEU*”, si è dimostrato possibile e conveniente sostituire completamente il gas naturale fossile con il biometano rinnovabile, nell'intervallo temporale considerato (già al 2060), come descritto nella TO. Questa conversione però è avvenuta grazie soprattutto all'ipotesi dell'elevata e repentina crescita della penetrazione di rinnovabili, che comporta un calo drastico della quantità di gas necessaria, in conseguenza alla riduzione del contributo di potenza delle centrali a gas e delle caldaie. Il che permette di utilizzare solamente biometano, a prescindere dal suo costo di produzione.

Ipotizzando invece di seguire la linea guida della TP, più sostenibile economicamente, poiché la penetrazione è più graduale, al 2070 non si riesce ancora a bruciare biometano puro, come descritto, ma la percentuale di gas fossile in miscela risulta comunque drasticamente ridotta, con effetti molto benefici dal punto di vista delle emissioni.

Inoltre, considerando gli obiettivi di “*REPowerEU*” riguardo all'uso dell'idrogeno, è emerso dalle simulazioni come non sia economicamente conveniente, con l'attuale tecnologia, stoccare l'idrogeno in appositi serbatoi durante la transizione, anche se il costo degli stessi dovesse calare drasticamente. Infatti, anche ipotizzando un costo nullo per gli accumuli, questa soluzione viene sempre scartata dal software, perché il capitale da investire per produrre l'idrogeno e stoccarlo successivamente risulta sempre maggiore rispetto al costo di accumulo dell'energia elettrica nelle

batterie. Viene quindi prediletta la produzione di idrogeno istantanea, tramite elettrolizzatori, nei momenti di necessità e senza accumuli.

Però, qualora venga brevettata una nuova metodologia di stoccaggio dell'idrogeno, molto più conveniente di quella attuale, questa scorta energetica potrebbe assumere un ruolo di gran rilievo per la transizione energetica.

5. Bibliografia

- 1) Piano “RepowerEU”:
“REPowerEU: cos’è e come funziona il Piano europeo per l’energia”. regione.emilia-romagna.it, 23 settembre 2022. <https://www.regione.emilia-romagna.it/sede-di-bruxelles/approfondimenti/repowereu-cos2019e-e-come-funziona-il-piano-europeo-per-l2019energia>
- 2) Andamento rinnovabili in Italia e penetrazione al 2023:
Renewable Energy Report. “Rinnovabili in Italia: la sfida per raggiungere i 130 GW di installato al 2030”. infobuildenergia.it, 17 maggio 2022. <https://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/rinnovabili-italia-130-gw-installato-2030>
Ettore Bellavia. “Quanto contano le fonti di energia rinnovabile in Italia e nel mondo”. wecanjob.it, 23 settembre 2022. https://www.wecanjob.it/archivio21_quanto-contano-fonti-energia-rinnovabile-italia-mondo_0_811.html
- 3) LCOE fotovoltaico:
“Il costo livellato dell’energia (LCOE) in Italia è del 10% più basso rispetto alla media europea”. energred.com. <https://www.energred.com/il-costo-livellato-dellenergia-lcoe-in-italia-e-del-10-piu-basso-rispetto-alla-media-europea>
“L’evoluzione del sistema elettrico italiano. Rinnovabili, infrastrutture, idrogeno”. althesys.com. <https://www.althesys.com/thinktank/irex-annual-report-2021>
- 4) LCOE eolico:
“L’evoluzione del sistema elettrico italiano. Rinnovabili, infrastrutture, idrogeno”. althesys.com. <https://www.althesys.com/thinktank/irex-annual-report-2021>
Fabio Cannizzaro. “Eolico in Italia, la competitività nei contratti di fornitura”. energycue.it, 13 maggio 2019. <https://energycue.it/eolico-contratti-fornitura/12630>
- 5) LCOE idrogeno PEM:
Giuseppe Zollino. “L’irresistibile leggerezza dell’idrogeno/2: costi di produzione e indicazioni per l’Italia”. rivistaenergia.it, 23 novembre 2020. <https://www.rivistaenergia.it/2020/11/lirresistibile-leggerezza-dellidrogeno-2-costi-di-produzione-e-indicazioni-per-litalia>
“Tabella dati H2”. fisr-h2-fc.unige.it. http://www.fisr-h2_fc.unige.it/index.php?mod=05_Tecnologie/05_Tabella_dati_H
- 6) LCOE elettricità comprata dall’estero:

- Giuseppe Cutano. “Cosa ci insegnano i prezzi alle stelle dell’energia in Francia?”. *geomagazine.it*, 13 agosto 2022. <https://www.geomagazine.it/2022/08/13/cosa-ci-insegnano-i-prezzi-alle-stelle-dellenergia-in-francia>
- 7) LCOE gas metano:
Flavia Masci. “Quanti kWh in un metro cubo di gas metano?”. *luce-gas.it*, 27 aprile 2023. <https://luce-gas.it/guida/tariffe/conversione-kwh-smc>
Alessandro Voci. “Quanto costa un metro cubo di gas SMC a agosto 2023? Mercato libero, maggior tutela e tutte le variabili”. *sostariffe.it*, 4 agosto 2023. <https://www.sostariffe.it/energia-elettrica-gas/faq/quanto-costa-un-metro-cubo-smc-di-gas-metano>
- 8) LCOE carbone e petrolio:
Alessandro Abbotto. “La lunga storia di una goccia di petrolio: 150 milioni di anni bruciati così”. *vaielettrico.it*, 29 novembre 2022. <https://www.vaielettrico.it/la-lunga-storia-di-una-goccia-di-petrolio-150-milioni-di-anni-bruciati-cosi>
“Costa di più il nucleare o le rinnovabili? Occhio a quali dati si guardano”. *pagellapolitica.it*, 20 settembre 2021. <https://pagellapolitica.it/fact-checking/costa-di-piu-il-nucleare-o-le-rinnovabili-occhio-a-quali-dati-si-guardano>
“Prezzo Petrolio”. *mercati.ilsole24ore.com*. <https://mercati.ilsole24ore.com/materie-prime/commodities/petrolio/BRNST.IPE>
- 9) Costo pompa di calore centralizzata:
“Impianto idro-termo sanitario in condominio: meglio centralizzato o singolo autonomo? Ediltecnica ha la risposta”. *ediltecnica.it*. <https://www.ediltecnica.it/impianto-idro-termo-sanitario-piu-conveniente-in-condominio>
- 10) Costo pompa di calore domestica:
Francesco Ursino. “Pompa di Calore Prezzi: quali sono i 10 Migliori Modelli per Costo e Qualità?”. *luce-gas.it*, 9 giugno 2023. <https://luce-gas.it/guida/efficienza-energetica/pompe-di-calore/prezzi>
- 11) Costo batteria di accumulo:
Francesca Pasculli. “Fotovoltaico con Accumulo: costo delle Batterie e capienza”. *luce-gas.it*, 2 maggio 2023. <https://luce-gas.it/guida/rinnovabili/batterie-accumulo-fotovoltaico>
- 12) Costo batteria auto elettrica:
Filippo Vendrame. “I costi delle batterie delle elettriche sono diminuiti dell'87% dal 2008 (per DOE)”. *hdmotori.it*, 7 ottobre 2021. <https://www.hdmotori.it/auto/articoli/n545179/riduzione-prezzi-batterie-auto-elettriche>

13) Costo centrale cogenerativa a gas:

“Natural Gas Combined Cycle Power Plants: History, Trends and Outlook”.
blog.parker.com, 23 marzo 2021. <https://blog.parker.com/site/usa/details-home-page/natural-gas-combined-cycle-power-plants-history-trends-and-outlook-us>

14) Costo refrigeratore ad assorbimento:

“Absorption Chillers for CHP Systems”. *energy.gov*, Maggio 2017.
<https://www.energy.gov/eere/amo/articles/absorption-chillers-chp-systems-doe-chp-technology-fact-sheet-series-fact-sheet>

“Ton To kW: Tons Of Refrigeration To kW Calculator + Chart (TR To kW)”. *learnmetrics.com*.
<https://learnmetrics.com/ton-to-kw-tr-to-kw>

15) LCOE ricarica alla colonnina auto elettriche:

“Costo ricarica auto elettrica 2021”. *club.auto-doc.it*, 19 Aprile 2021. <https://club.auto-doc.it/magazin/costo-ricarica-auto-elettrica>

16) Costo pannello solare termico:

“Calcolo di pannelli solari termici”. *energiacalabria.org*.
<http://www.energiacalabria.org/prontuario/solaese.htm>

“Quanto costa un impianto solare termico?”. *costruzionisolari.com*.
<https://www.costruzionisolari.com/quanto-costa-un-impianto-solare-termico>

17) LCOE idrogeno HDV:

“Distributore di idrogeno, rifornimento con Eni a Venezia”. *newsauto.it*, 15 giugno 2022. <https://www.newsauto.it/notizie/distributore-idrogeno-stazione-eni-venezias-2022-371154/#foto-2>

18) Costo serbatoio idrogeno:

“Hydrogen Storage”. *energy.gov*. <https://www.energy.gov/eere/FuelCells/hydrogen-storage>

19) Costo pila a combustibile:

“Manufacturing Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for 5- and 10-kW Backup Power Applications”. *energy.gov*, ottobre 2016.
<https://www.energy.gov/eere/FuelCells/articles/manufacturing-cost-analysis-pem-fuel-cell-systems-5-and-10-kw-backup-power>

20) Costo caldaia a gas:

Madera Vincenzo. “Caldaie condensazione 2023: migliori, costi, prezzi, scelta marche”.
studiomadera.it, 10 gennaio 2023. <https://www.studiomadera.it/news/86-caldaia>

21) Costo bio-kerosene:

Yuanrong Zhou, Stephanie Searle, Nikita Pavlenko. “Current and future cost of e-kerosene in the United States and Europe”. *theicct.org*, 1 marzo 2022. <https://theicct.org/publication/Fuels-us-eu-cost-ekerosene-mar22>

“Convert gallon [U.S.] of kerosene to kilowatt hour”. *convertunits.com*.
[https://www.convertunits.com/from/gallon+\[U.S.\]+of+kerosene/to/kWh](https://www.convertunits.com/from/gallon+[U.S.]+of+kerosene/to/kWh)

22) Costo biometano:

Nicola Ventura. “Biometano 100% italiano: la ricetta contro il caro prezzi?”.
ecomotori.net, 16 novembre 2022. <https://www.ecomotori.net/news/biometano-100-italiano-la-ricetta-contro-il-caro-prezzi>

“A quanti metri cubi corrisponde un kg di metano?”. *autogasitalia.it*.
<https://www.autogasitalia.it/it/faq/metano/a-quanti-metri-cubi-corrisponde-un-kg-di-metano>

“Convertitore”. *snam.it*. <https://www.snam.it/it/stoccaggio/strumenti/convertitore.html>

23) Piano “Fit for 55”:

“Pronti per il 55%”. *consilium.europa.eu*, 25 luglio 2023.
<https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition>

24) Dismissione centrali a carbone (piano “PNIEC”):

repubblica.it, 25 febbraio 2022. https://www.repubblica.it/green-and-blue/2022/02/25/news/russia_ukraina_draghi_riapre_centrali_carbone_italia_dove_quali_s_o_no-339233903

25) Eliminazione caldaie a carbone:

Eleonora Mureddu. “Stop alle caldaie a gas dal 2023: Vienna accelera sull'addio ai fossili”. *europa.today.it*, 17 giugno 2022. <https://europa.today.it/ambiente/stop-caldaie-gas.html>