RdS
RICERCA DI SISTEMA

ENEA
AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Ricerca di Sistema elettrico

LA 4.16: Diffusione delle PdC: confronti tecno-economici ed ambientali tra i principali vettori energetici e possibili effetti sulla rete elettrica

M. Pieve, R. Trinchieri, G. Calchetti, G. Guidi,
C. Meloni, A. Naviglio, P. Polito, C. Stringola

RdS_PTR22-24_PR1.7_ LA4.16_035

LA 4.16: DIFFUSIONE DELLE PDC: CONFRONTI TECNO-ECONOMICI ED AMBIENTALI TRA I PRINCIPALI VETTORI ENERGETICI E POSSIBILI EFFETTI SULLA RETE ELETTRICA

Autori: M. Pieve, R. Trinchieri, G. Calchetti, A. Mariani, C. Meloni, A. Naviglio, P. Polito, C. Stringola (ENEA)

Giugno 2023

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - ENEA
Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: *Decarbonizzazione/Digitalizzazione ed evoluzione delle reti*
Progetto: Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali
Linea di attività: 4.16
Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA
Responsabile Linea di Attività: Maurizio Pieve, ENEA
Mese inizio previsto: gennaio 2022
Mese inizio effettivo: gennaio 2022
Mese fine previsto: giugno 2023
Mese fine effettivo: giugno 2023

Indice

1 RISULTATI ATTESI 3
2 RISULTATI OTTENUTI 4
3 PRODOTTI ATTESI 5
4 PRODOTTI SVILUPPATI 6
5 ANALISI DEGLI SCOSTAMENTI SU ATTIVITÀ E RISULTATI 7
6 SINTESI DELLE ATTIVITÀ SVOLTE 8
7 DETTAGLIO DELLE ATTIVITÀ SVOLTE 9
8 CONTRIBUTO DELLE EVENTUALI CONSULENZE ALLE ATTIVITÀ SOPRA DESCRITTE 17
9 PUBBLICAZIONI SCIENTIFICHE 18
10 EVENTI DI DISSEMINAZIONE 19
11 BIBLIOGRAFIA 20

1 Risultati attesi

I risultati attesi, che si concretizzeranno nel presente rapporto tecnico e nel relativo allegato tecnico, riguardano tre tematiche principali: le analisi comparative tra le tecnologie di generazione termica, l'impatto dei sistemi tariffari sui costi finali e la valutazione di alcuni effetti di un'elevata penetrazione delle macchine a pompa di calore (PdC) sulla rete elettrica.
Con riferimento al primo punto, ciascuna tecnologia sarà caratterizzata con indicatori comuni, così da consentire un'agevole comparazione dei punti di forza di ciascuna di esse. Saranno inseriti vari parametri per tener conto della variabilità di condizioni sia in termini di fabbisogno che di taglia e, conseguentemente, offrire uno strumento rappresentativo del maggior numero possibile di impieghi finali reali.
Per quanto riguarda i sistemi tariffari, sarà esaminato l'andamento storico del mercato vincolato e di quello libero, con analisi dell'evoluzione degli stessi e delle condizioni di reale convenienza. Si proporrà anche un sistema di indicizzazione semplificato legato ai principali riferimenti di mercato. Si effettueranno calcoli di convenienza economica utilizzando i principali indici di confronto e si analizzeranno gli elementi più critici con riguardo particolare alla tecnologia a PdC per uso residenziale. Ove possibile, sarà effettuato un aggiornamento degli strumenti software di calcolo realizzati nel piano triennale precedente.
Saranno prodotte analisi degli effetti sulla rete elettrica della diffusione delle PdC come sistema di riscaldamento residenziale, tenendo conto degli scenari offerti dai più autorevoli soggetti a livello nazionale ed internazionale.
I modelli realizzati e i risultati delle attività di confronto saranno descritti nel presente rapporto tecnico finale dell'attività: "Diffusione delle PdC: confronti tecno-economici ed ambientali tra i principali vettori energetici e possibili effetti sulla rete elettrica" e nel relativo allegato tecnico.

2 Risultati ottenuti

I risultati conseguiti sono stati in linea con quelli attesi e hanno riguardato le tre tematiche sopra richiamate: le analisi comparative tra le principali tecnologie di generazione termica per il residenziale, l'impatto dei sistemi tariffari sui costi finali e l'effetto di un'elevata penetrazione delle macchine a pompa di calore (PdC) sulla rete elettrica.
Sono stati definiti 4 indicatori di confronto tra le tecnologie, di cui 3 per unità di effetto utile (ovvero il calore prodotto) ed uno relativo alla taglia.
I sistemi tariffari sono stati analizzati partendo dalla descrizione dei mercati energetici di gas ed energia elettrica e del legame tra questi e le tariffe per l'utente finale. Un'ampia sezione è stata dedicata all'analisi del Portale delle Offerte con l'obiettivo di valutare sia la comprensibilità delle tariffe per un utente non esperto sia la disponibilità di tariffe convenienti.
Gli effetti della diffusione delle PdC sulla rete elettrica sono stati indagati basandosi sulla letteratura disponibile, con utilizzo dei principali indicatori presenti nella letteratura tecnica. Nell'allegato al presente rapporto è stato possibile dare maggiore evidenza a studi e modelli dedicati alla valutazione del potenziale effettivo di flessibilità in aggregati di edifici reali.

3 Prodotti attesi

Il prodotto atteso è un rapporto tecnico comprensivo di un allegato di approfondimento.

4 Prodotti sviluppati

Il prodotto sviluppato consiste nel presente rapporto tecnico, accompagnato da un corrispondente allegato contenente la descrizione più approfondita dei risultati della ricerca.

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

L'attività è stata completata nella sua interezza, pertanto non si segnalano scostamenti tecnici rispetto a quanto preventivato. Sotto il profilo economico, vi è stato un modesto incremento (inferiore al 4%) dei costi dovuti a variazioni di tipologia di personale coinvolto nelle attività di ricerca.

6 Sintesi delle attività svolte

Studio tramite appropriati indicatori della convenienza di impiego della PdC quale sistema principale di riscaldamento per le utenze residenziali a confronto con altri sistemi (caldaie). Esame della struttura degli attuali sistemi di tariffazione dell'energia elettrica e del gas naturale, con approfondimenti sulle variabili di mercato internazionale correlate all'andamento dei prezzi e riferimento alle crisi che hanno caratterizzato gli anni 2020-23. Indagine sui risultati del Portale delle Offerte ed analisi critica dei suoi limiti come strumento di orientamento consapevole dell'utente finale. Disamina riguardante la flessibilità offerta dalle PdC ai servizi di rete, con richiamo dei principi della DR e delle specifiche applicazioni al settore della climatizzazione con PdC. Identificazione dei principali elementi relativi alla flessibilità sui picchi di potenza derivanti dall'uso di PdC per riscaldamento con riferimento ad un'applicazione a livello di quartiere.

7 Dettaglio delle attività svolte

7.1 Indicatori di confronto tra tecnologie per il riscaldamento residenziale

Rispetto ad un'analisi LCA, che esula dagli scopi del presente studio, si è ristretto il confronto a pochi indicatori facilmente comprensibili per il generico utente finale. Si definiscono:

- E_p, energia primaria per unità di effetto utile [kWh/kWh$_t$]
- E_{CO2}, emissioni di CO_2 per unità di effetto utile [g CO_2/kWh$_t$]
- C_e, costo di esercizio per unità di effetto utile [c€/kWh$_t$]
- C_i, costo di investimento per unità di potenza termica nominale [€/kW$_t$]

Il confine del sistema di riferimento è preso all'ingresso dell'ambiente da riscaldare, a monte dei vari rendimenti degli impianti, così da avere una condizione identica, tra i vari sistemi, indipendente dal fluido impiegato e dal suo livello termico. I vari coefficienti di trasformazione e i rendimenti hanno necessariamente valori indicativi e medi, poiché per ciascuna grandezza adottata andrebbero introdotti ulteriori elementi di dettaglio per esplicitare la dipendenza da altre variabili (ad es. zona climatica, taglia dell'impianto, tipo di terminali, temperatura del fluido termovettore, ecc.). In ogni caso, si intende tracciare una metodologia di riferimento che può costituire la base per studi di dettaglio e analisi di sensibilità.

7.2 Caldaie

E_p è l'inverso del rendimento medio stagionale di produzione della caldaia η, definito come rapporto tra l'energia utile resa dalla caldaia e quella contenuta nel combustibile in ingresso alla stessa. Poiché in condizioni medie una caldaia a condensazione non sfrutta appieno il potenziale della condensazione a causa della temperatura dei terminali non sempre ottimale e delle perdite di rendimento per regimi di funzionamento a carico parziale [1], come valore medio per una caldaia a condensazione si assume circa 0,91 [2-4] per il gas naturale e circa 0,85 per gli altri combustibili (valori riferiti al PCS). Si ricava quindi E_p = 1,099 per il gas naturale e E_p = 1,176 per gli altri combustibili.
Le emissioni dipendono dalla natura del combustibile [5-6] e dalla capacità della caldaia di sfruttarne il potenziale. Per il gas naturale si considera[1] 0,189/η kg CO_2/kWh$_t$, pertanto si ottiene 208 g CO_2/kWh$_t$
Caldaia a gasolio: 0,250/η kg CO_2/kWh$_t$ = 294 g CO_2/kWh$_t$
Caldaia a GPL: 0,214/η kg CO_2/kWh$_t$ = 252 g CO_2/kWh$_t$
Caldaia a Biomassa (pellet)[2]: 0,300/η kg CO_2/kWh$_t$ = 353 g CO_2/kWh$_t$
Per il gas naturale, considerando un'utenza media in zona D della Toscana (1000 m^3 annui di consumo, con imposizione fiscale media rispetto al territorio italiano) e le ultime 5 stagioni invernali per quanto riguarda le tariffe [7], si stima un costo complessivo per l'utente finale di circa 0,98 €/Smc. Con un PCS di 38,1 MJ/Smc (ovvero 10,58 kWh$_t$/Smc) [5] esso si traduce in un costo di circa 9,26/η c€/kWh$_t$ ovvero 10,18 c€/kWh$_t$.
Caldaia a gasolio: seguendo un ragionamento analogo, con un costo finale medio (ultime 5 stagioni invernali [8]) di 1,383 €/l, un PCS di 45,6 MJ/kg e una densità media di 0,845 kg/l, si ha 12,9/η c€/kWh$_t$, ovvero circa 15,2 c€/kWh$_t$.
Caldaia a GPL: considerando un costo finale medio di circa 1,99 €/l (media per serbatoi in comodato o di proprietà nelle ultime 5 stagioni invernali [9]), un PCS di circa 51 MJ/kg e una densità media di 0,52 kg/l si ha 27/η c€/kWh$_t$, ovvero circa 31,8 c€/kWh$_t$.

[1] Il fattore di emissione impiegato deve essere coerente con η; devono riferirsi entrambi allo stesso potere calorifico (PCI o PCS)
[2] Si precisa che le problematiche di compatibilità ambientale derivanti dalle emissioni della combustione di biomasse sono legate principalmente ad altri indicatori (es. CO, particolato, ecc.), non considerati in questa sede.

Caldaia a pellet: considerando un costo finale (media delle ultime 5 stagioni invernali per sacchi da 15 kg di cat. EN*plus* A1) di 0,45 €/kg [10], e un PCS di 19 MJ/kg (ovvero 4,53 kWh_t/kg), si ottiene circa 11,66 c€/kWh_t. La Tabella 1 riporta il costo di apparecchi tipo in abitazioni unifamiliari esistenti [11-13], comprensivo di installazione, per unità di potenza termica nominale (esclusa la potenza per la produzione di ACS).

Tabella 1: Costo di investimento di varie tipologie di caldaie

	Costo totale [€/kW_t]
Caldaia a condensazione a gas	150
Caldaia a gasolio	184
Caldaia a GPL	150
Caldaia a biomassa	370

7.3 Pompe di calore

$E_p = 1/(SCOP*\eta_{el})$, in cui lo SCOP è il rapporto tra l'energia termica utile fornita dalla PdC e quella elettrica assorbita, e η_{el} è il rendimento medio del parco elettrico nazionale[3], il cui valore per l'anno 2019 è pari a 0,604 [14-16]. Con un valore medio di SCOP pari a 3, si ottiene E_p = 0,55. Nel caso in cui la PdC sia alimentata al 100% con energia rinnovabile, si ha E_p = 1/SCOP = 0,33.
Le emissioni dipendono dal fattore di emissione medio del parco elettrico nazionale, pari per il 2019 a 277,6 g CO_2/kWh_e [14]. Tenendo conto dello SCOP si ha, quindi, un'emissione pari a E_{CO2} = 92,5 g CO_2/kWh_t. Se la produzione elettrica fosse totalmente rinnovabile, si avrebbe E_{CO2} = 0 g CO_2/kWh_t.
Considerando la stessa utenza (zona D in Toscana, potenza installata di 4,5 kW, consumi annui di circa 3400 kWh_e [17] per riscaldamento con PdC avente SCOP pari a 3), con un costo medio del kWh_e pari a 0,31 € (media delle ultime 5 stagioni invernali [18]), si ottiene un costo unitario di 0,31/SCOP = 10,33 c€/kWh_t.
Riferendosi alle stesse fonti impiegate per le caldaie [11], si assume un valore medio per il costo di una PdC aria-acqua di circa 590 €/kW_t e di 260 €/kW_t per una PdC aria-aria.

7.3.1 Fattori di influenza sulla comparazione economica tra i vettori energetici

I costi operativi dei due sistemi più economici (caldaia a gas e PdC) sono tra loro molto simili (differenza dell'1,5% circa). Si evidenzia che essi dipendono dai valori attribuiti agli indicatori di efficienza (η e SCOP) e al costo unitario di gas ed energia elettrica. Riguardo ai primi, per le caldaie η può migliorare di pochissimi punti percentuali, arrivando al massimo intorno al 95%, mentre le prestazioni medie stagionali di una PdC variano in relazione alle caratteristiche della zona climatica e dell'edificio ma, soprattutto, sono suscettibili di miglioramento grazie ai continui progressi tecnologici.
Per esemplificare, un'analisi parametrica (Figura 1) mostra l'effetto della variazione dello SCOP sulla convenienza delle tecnologie, con i prezzi medi finali dei vettori energetici nelle ultime 5 stagioni invernali. Si consideri che al 2030 i valori medi di SCOP per PdC aria-acqua sono previsti intorno a 3,45 (4,4 con impianti a bassa temperatura [19]), pertanto la PdC risulterebbe conveniente anche in presenza di congiunture tariffarie sfavorevoli all'energia elettrica rispetto al gas.

[3] Il rendimento è calcolato per la produzione di tipo termoelettrico (fossili + biomassa) come rapporto tra energia elettrica prodotta e energia primaria contenuta nel combustibile con cui la si produce e per le fonti rinnovabili (idroelettrico, eolico, fotovoltaico) ponendo il fattore di conversione pari a 1, ovvero ipotizzando di sfruttare tutta l'energia primaria contenuta nella fonte rinnovabile.

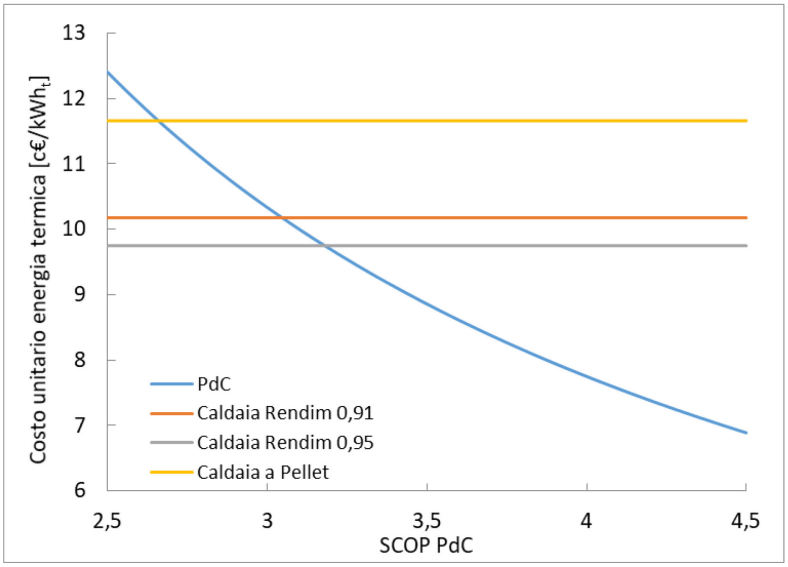

Figura 1: Costo dell'energia termica per varie tecnologie e confronto con la PdC in funzione dello SCOP

La Figura 2 evidenzia il diverso aumento nel tempo delle tariffe finali dell'energia elettrica e del gas, in percentuale rispetto al valore medio del quinquennio 2013-2018.

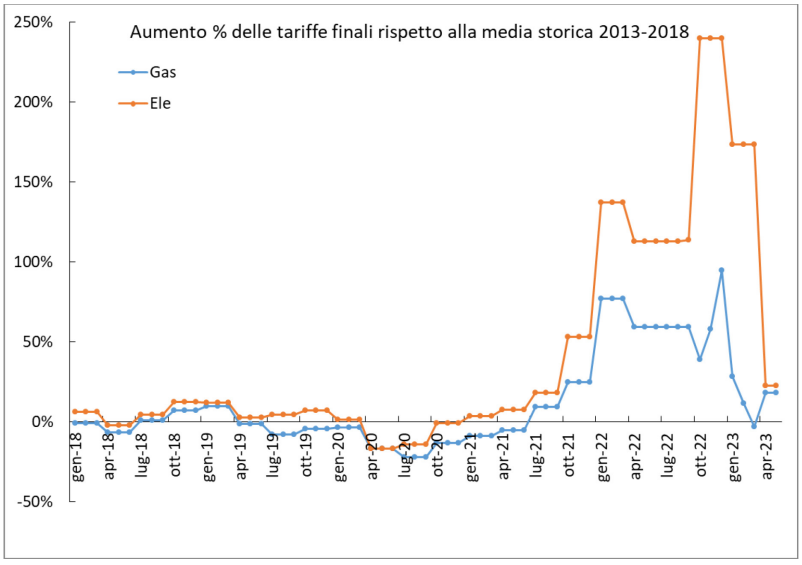

Figura 2: Aumento percentuale delle tariffe gas ed energia elettrica rispetto alla media storica 2013-2018

Gli aumenti della tariffa media rispetto ai livelli precedenti la crisi energetica sono stati molto diversi per le due *commodities*, ovvero del 18% circa per il gas e del 51% circa per l'energia elettrica, con conseguente penalizzazione del costo del kWh_t prodotto con PdC. La Figura 3 mostra l'andamento del rapporto tra i prezzi del kWh_t della caldaia a gas e della PdC nelle ultime 5 stagioni di riscaldamento, con le stesse ipotesi dei paragrafi precedenti.

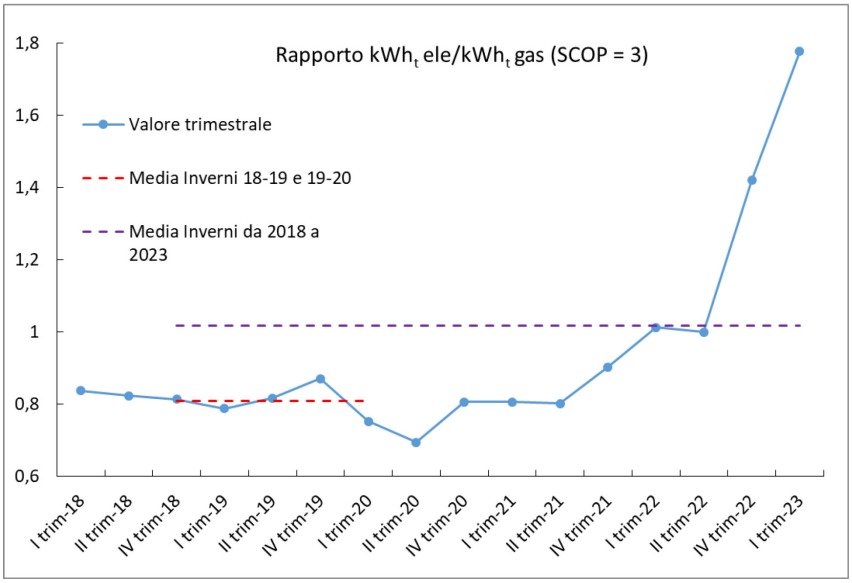

Figura 3: Rapporto tra i costi del kWh termico per riscaldamento con PdC e caldaia negli ultimi 5 anni

La Figura 4 riporta l'andamento nel tempo dei prezzi finali del gas e dell'energia elettrica, insieme ai valori di SCOP di pareggio economico, cioè quelli a partire dai quali una PdC risulterebbe vantaggiosa. Fino al 2020 lo SCOP minimo di pareggio era intorno a 2,5, crescendo poi fino a valori superiori a 4 (III trimestre 2022) e addirittura a 5, a inizio 2023. Successivamente i valori sono tornati a 2,5 ÷ 3, da aprile 2023.

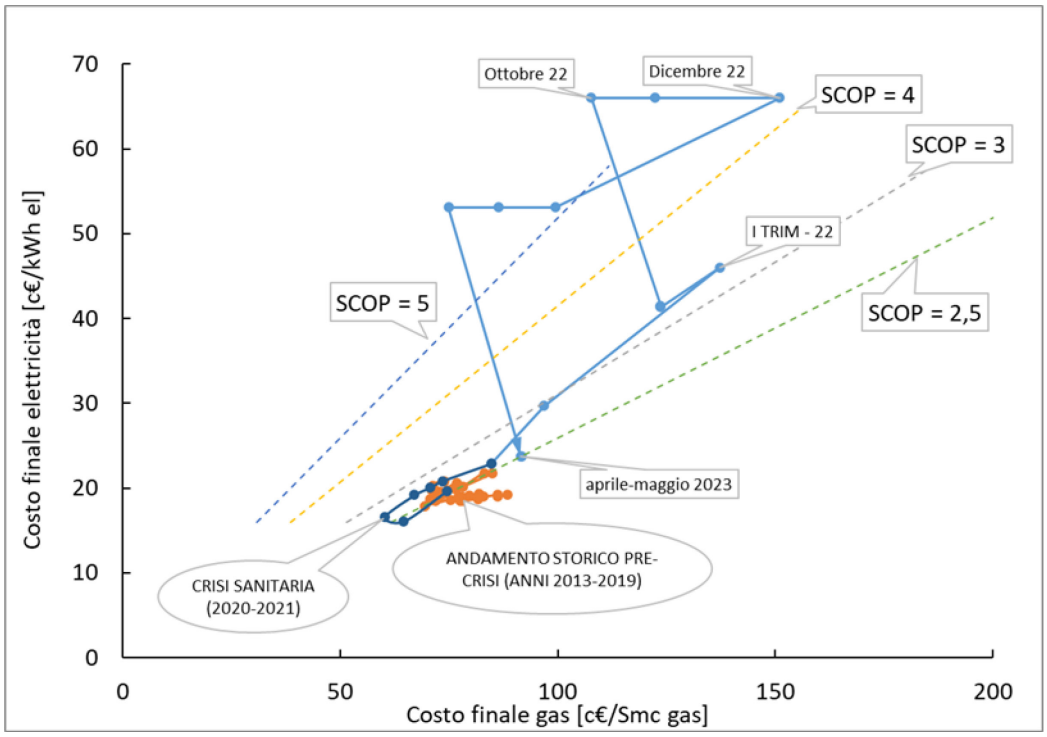

Figura 4: SCOP di pareggio economico per una PdC al variare delle tariffe finali di energia elettrica e gas (utenza media - anni 2013-2023)

Dagli elementi sopra analizzati si può affermare che l'attuale assetto del sistema di tariffazione elettrica, o meglio del suo rapporto con quello del gas, non è specificamente orientato all'elettrificazione dei consumi finali. Tuttavia, i progressi della tecnologia a PdC, traducibili nell'aumento delle prestazioni medie stagionali,

possono compensare questo svantaggio, consentendone un utilizzo economicamente vantaggioso per il riscaldamento residenziale.

7.4 Caldaia a Idrogeno

Per la produzione dell'idrogeno si considerano i 2 processi più comuni, lo Steam Methane Reforming (SMR) e l'elettrolisi.
Per l'idrogeno prodotto per SMR si assume come rendimento medio di conversione un valore di circa 0,75 [20], e un valore medio di produzione di CO_2 [21-22] di circa 9 kg CO_2/kg H_2 con i quali si ottengono (PCS = 39,4 kWh_t/kg)

$E_p = 1/(0,75*0,91) = 1,465$
$E_{CO2} = 228$ g CO_2/kWh_t

Per l'idrogeno prodotto da Elettrolisi (mix elettrico 2019) si assume come rendimento medio di conversione un valore di circa 0,7 [23] e per le emissioni il valore di 277,6 g CO_2/kWh_e già indicato in precedenza, ottenendo

$E_p = 1/(0,604*0,7*0,91) = 2,6$
$E_{CO2} = 277,6/(0,7*0,91) = 436$ g CO_2/kWh_t

Nel caso di produzione di energia elettrica 100% rinnovabile (cd. idrogeno "verde"), si ha $E_p = 1,5$ ed emissioni nulle.
In termini puntuali non è possibile effettuare un confronto coerente di costi con le tecnologie precedentemente descritte, in quanto le caldaie a idrogeno non hanno ancora raggiunto il mercato. Ciò comporta la mancanza di un prezzo al dettaglio indipendente dai volumi di vendita. Si può comunque considerare che attualmente il costo di produzione dell'idrogeno da elettrolisi è circa 3 volte maggiore di quello prodotto da SMR [24].
Per l'idrogeno prodotto da SMR si considera un costo di produzione di 2 €/kg [25], cioè circa 5,6 c€/kWh_t, (ipotesi di rendimento stagionale di 0,91) pertanto, per l'idrogeno prodotto da elettrolisi, si può calcolare un costo di produzione di circa 16,8 c€/kWh_t. A questo si devono aggiungere i costi dovuti all'impiego della stessa infrastruttura della rete di distribuzione gas esistente, ovvero costi aggiuntivi rispetto alla materia prima (come commercializzazione, oneri sistema, trasporto/gestione e imposte). Per la somma di tali voci si considerano circa 5 c€/kWh_t, per un totale indicativo di 10,6 c€/kWh_t e 21,8 c€/kWh_t[4], rispettivamente per idrogeno prodotto con SMR o per elettrolisi.
Attualmente non esistono modelli commerciali di caldaie per solo idrogeno. Alcuni produttori hanno sviluppato prototipi di caldaie, e la ricerca è molto attiva nel settore. Nel Regno Unito sono in corso molte sperimentazioni, con vari progetti [26]. Ai fini di una valutazione di massima, si tiene conto dell'iniziativa, proposta da 4 grandi case produttrici di caldaie, secondo la quale, il prezzo di immissione sul mercato di caldaie ad idrogeno dovrà essere concordemente mantenuto molto vicino a quello delle attuali caldaie a gas [27], pertanto si assume un costo per kW nominale identico a quello delle caldaie a gas (ovvero 150 €/kW_t).

7.5 Confronto riassuntivo

I risultati sono riepilogati in Tabella 2. Normalizzando i 4 indicatori considerati rispetto al valore massimo riscontrato tra le varie tecnologie, si possono ottenere valori compresi tra 0 e 1, come in Figura 5.

[4] In questa analisi si è fatto coincidere il costo di produzione e fornitura con il prezzo per l'utente finale, trascurando i margini di profitto della filiera di trasporto, commercializzazione e distribuzione.

Tabella 2: Riepilogo di confronto tra gli indicatori

	E_p (kWh/kWh$_t$)	E_{CO2} (g CO_2/kWh$_t$)	C_e (c€/kWh$_t$)	C_i (€/kW$_t$)
Caldaia a condensazione	1,099	208	10,18	150
Caldaia a gasolio	1,176	294	15,2	184
Caldaia a GPL	1,176	252	31,8	150
Caldaia a biomassa	1,176	353	11,66	370
PdC aria-aria	0,55 (0,33*)	92,5 (0*)	10,33	260
PdC aria-acqua	0,55 (0,33*)	92,5 (0*)	10,33	590
Caldaia Idrogeno (SMR)	1,465	228	10,6	150
Caldaia a Idrogeno elettrolitico (mix elettrico attuale)	2,6	436	21,8	150
Caldaia Idrogeno "verde"	1,5	0	21,8	150

* tra parentesi i valori risultanti ipotizzando che l'energia elettrica sia prodotta completamente con fonti rinnovabili

La PdC mostra vantaggi significativi rispetto alle altre tecnologie per 2 dei 4 indicatori (E_p e E_{CO2}), mentre per i costi di esercizio si trova in linea con le opzioni più convenienti. Riguardo al costo di investimento, la caldaia a combustibile liquido o gassoso è attualmente l'opzione più conveniente, seguita dalla PdC aria-aria e dalla caldaia a biomassa. La PdC aria-acqua, di contro, necessita ancora di forti incentivi sul fronte del costo di acquisto. Questo aspetto può rappresentare un importante fattore di limitazione per la sua diffusione tra gli utenti finali.

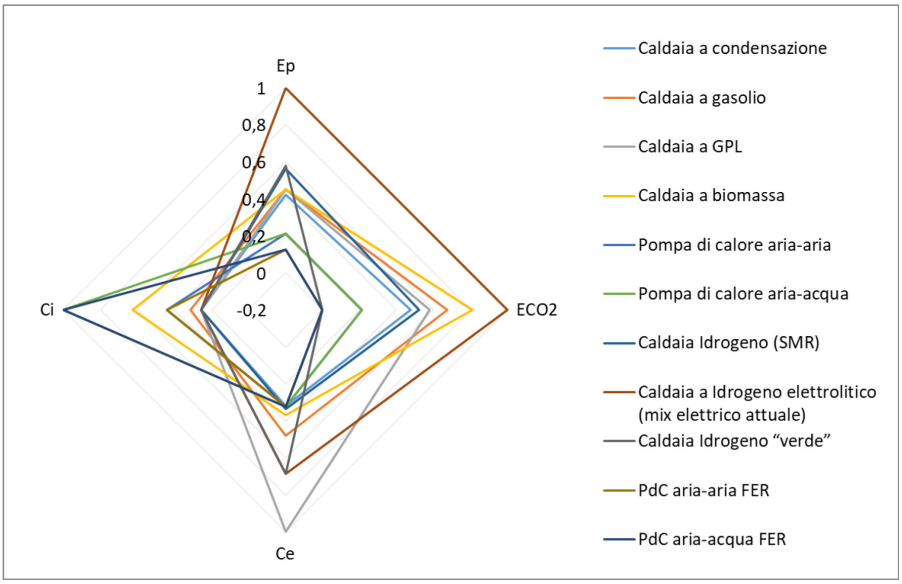

Figura 5: Andamento dei 4 indicatori studiati per le varie tecnologie da riscaldamento

Riguardo al possibile impiego di tecnologie ad idrogeno nella climatizzazione residenziale, pur con tutti i limiti dell'analisi qui riportata, attualmente non sembra emergere una specifica convenienza, fatto salvo l'impiego di idrogeno prodotto con elettrolisi da energia rinnovabile, che la renderebbe una soluzione ad impatto zero; ciononostante, in un tale scenario, si otterrebbero emissioni nulle anche con la PdC, con considerevoli vantaggi in termini di energia primaria e di costi di esercizio.

7.6 Potenziale di flessibilità offerto dalle PdC

Rimandando all'allegato per approfondimenti, si può stimare l'aumento del carico sulla rete elettrica dovuto alle PdC per riscaldamento in un intervallo compreso tra 0,6 GW e 3,5 GW, a seconda degli scenari di penetrazione considerati. L'ampia incertezza sulla stima deriva dalla qualità dei dati disponibili sull'effettiva distribuzione attuale delle PdC negli edifici e del loro impiego. Con un'analisi alternativa, partendo dall'attuale fabbisogno per riscaldamento soddisfatto con le caldaie a gas, si può dedurre un riferimento medio per un giorno tipico invernale e ipotizzare di coprire con PdC il 10% di tale fabbisogno secondo la modulazione di carico attuale (Figura 6 [28-29]). Si otterrebbe così una curva con un picco aggiuntivo di circa 3,44 GW, a cui aggiungere l'attuale picco di 2,5 GW. Adottando invece un profilo piatto sulle 24 ore (cosiddetto funzionamento continuo), si ricaverebbe con la stessa percentuale di sostituzione degli impianti una potenza costante aggiuntiva, dovuta alle PdC (con SCOP medio di 3) di circa 2,42 GW.
Un interessante studio [29] riporta, come misura del potenziale di flessibilità offerta dalle PdC, la durata massima di interruzione dell'alimentazione elettrica delle macchine, su base oraria, tale da non compromettere le condizioni di comfort dell'utenza. In entrambe le stagioni (estiva ed invernale) si ha un massimo di flessibilità, (prodotto della potenza per il tempo), intorno alle ore 19, in prossimità del picco serale di richiesta sulla rete, con valori per l'inverno di circa 3 volte inferiori all'estate, a causa della notevole differenza tra i picchi di potenza richiesta dalle PdC nelle due stagioni.
Una simulazione dell'effetto sulla flessibilità derivante dall'impiego di PdC nelle utenze residenziali è riportata in uno studio [30] in cui esse sono adibite al raffrescamento estivo e nel quale l'azione di DR (demand response) è la modifica del set point, ad esempio di 2 °C rispetto ad un valore base. In tal caso, la flessibilità viene misurata come percentuale di consumo resa disponibile con la modifica del set point. Viene dimostrato che si può ottenere in media un indice di flessibilità del 16%. Con appositi modelli, comprendenti i tipi di edificio, dei profili medi di consumo, e vari scenari di utilizzo e dotazione degli impianti, l'analisi è stata estesa ad un insieme di utenze in 3 diversi quartieri per un totale di oltre 7500 appartamenti, per determinare un valore medio sulle 24 ore della flessibilità sopra descritta, nonché lo studio delle potenzialità offerte in termini di riduzione dei picchi di potenza individuati nel profilo medio di base.

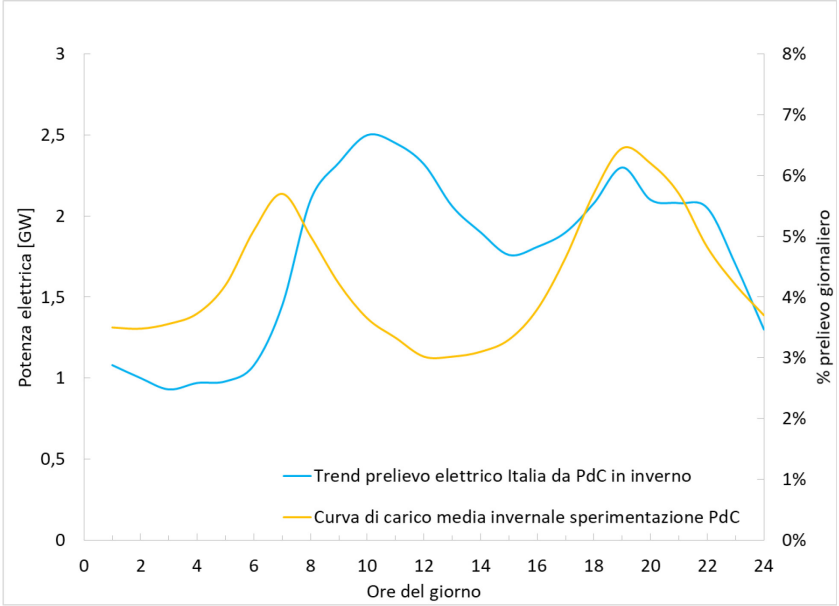

Figura 6: trend di prelievo elettrico da PdC in inverno e curva di carico media delle PdC aderenti alla sperimentazione tariffaria ARERA 2014-17

L’indice di flessibilità è calcolato considerando la potenza flessibile dovuta all’insieme dei carichi (compresi gli altri elettrodomestici, oltre alla PdC) e tenendo conto anche di un fattore di disponibilità dell’utenza al controllo dei carichi flessibili.
Con una disponibilità del 75% degli utenti al controllo dei carichi la flessibilità oscilla tra il 33% e il 45% a seconda del quartiere considerato e degli scenari di utilizzo delle apparecchiature e degli impianti. Un ulteriore parametro analizzato è stato quello della riduzione del picco di carico, con lo stesso indice misurato intorno ai due picchi principali rilevati nel profilo medio di consumo. Le flessibilità raggiungono in questo caso valori compresi tra il 38% e il 63%.

8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Non sono state previste consulenze per l’attività oggetto del presente rapporto.

9 Pubblicazioni scientifiche

M. Pieve, Y. Monschauer e R. Trinchieri, Le Pompe di calore come strumento efficace per la decarbonizzazione sostenibile, in “Libro Bianco sulle Pompe di Calore”, in corso di pubblicazione.

10 Eventi di disseminazione

Non sono stati organizzati eventi di disseminazione da parte di ENEA.

Personale ENEA ha partecipato ai seguenti eventi, attinenti ai temi di questa linea di attività:

- XIV Conferenza Nazionale sull'Efficienza Energetica, Roma, 06.12.2022 (M. Pieve e R. Trinchieri, attività di networking)

- Presentazione a Riunione Gruppo Italiano Pompe di calore, Milano, 26.01.2023 "Posizione IEA sulla diffusione della tecnologia a PdC" (M. Pieve e R. Trinchieri)

- Presentazione a FEMTI 2023, Pisa, 31.03.2023 "Pompe di calore per la transizione energetica: sfide e opportunità" (M. Pieve)

- Partecipazione a Presentazione Indagine statistica Assoclima 2022, Milano, 05.04.2023 (M. Pieve, attività di networking)

- Partecipazione a Convegno "Refrigerazione e Condizionamento: efficienza energetica, pompe di calore e nuovi refrigeranti", Roma, 19.04.2023 (M. Pieve e R. Trinchieri, attività di networking)

- Chair session "Heat Pumps Integrated with Thermal Energy Storage" alla XIV Heat Pump Conference, Chicago 15-18.05.2023 (M. Pieve)

- Presentazione a TCP Day, Roma, 13.06.2023 "TCP IEA – Heat Pumping Technologies" (M. Pieve e R. Trinchieri)

- Presentazione per ExCo del Technical Collaboration Programme sulle Heat Pumping Technologies, 20.06.2023 "Italy Country Report" (M. Pieve e R. Trinchieri)

- Partecipazione a HP_sim&app23 - Carnot User Meeting, Bologna, 22-23.06.2023 (M. Pieve e R. Trinchieri, attività di networking)

- Partecipazioni agli ExCo Meetings del TCP sulle Heat Pumping Technologies (M. Pieve): Maggio 2022 (online), Novembre 2022 (Londra), Maggio 2023 (Chicago)

11 Bibliografia

[1] – G. Riva, Equivalenza tra consumi di combustibile degli impianti di riscaldamento e l'energia ceduta alle utenze delle reti di teleriscaldamento, CTI 2009.

[2] – D. Testi, C. Galletti, W. Grassi, P. Conti, R. Lamioni, E. Schito, Prestazioni energetiche e ambientali dinamiche e stagionali di generatori termici anche non convenzionali in edifici residenziali di riferimento, Relazione conclusiva, Dicembre 2021.

[3] – J. Famiglietti, T. Toppi, D. Bonalumi, M. Motta, Heat pumps for space heating and domestic hot water production in residential buildings, an environmental comparison in a present and future scenario, Energy Conversion and Management 276, 2023.

[4] – K. Ritosa, I. De Jaeger, D. Saelens, S. Roels, A probabilistic approach to include the overall efficiency of gas-fired heating systems in urban building energy modelling, 8th International Building Physics Conference (IBPC 2021), Journal of Physics: Conference Series 2069, 2021.

[5] – ISPRA, Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2021. National Inventory Report 2023, vol. 383/2023, Aprile 2023.

[6] – Emission factors for biomass burning, Report 9, AIRUSE LIFE 11 ENV/ES/584, 2016.

[7] – ARERA, Prezzi e Tariffe - https://www.arera.it/allegati/dati_documenti/prezzi/gas-domestici.xls

[8] – MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/analisi-prezzi-settimanali-carburanti

[9] – CCIAA Genova, Prezzi al consumo dei prodotti petroliferi rilevati nella provincia di Genova dall'apposita commissione, rilevazioni quindicinali 2018-2023.

[10] – Rivista tecnica Agriforenergy, Mercati e prezzi, anni 2018, 2019, 2020, 2021, e 2022.

[11] – R. Camboni, A. Corsini, R. Miniaci, P. Valbonesi, CO2 emission reduction from residential buildings: cost estimate and policy design, Marco Fanno Working Papers – 304, Maggio 2023.

[12] – M.J.S. Zuberi, J. Chambers, M.K. Patel, Techno-economic comparison of technology options for deep decarbonization and electrification of residential buildings, Energy Efficiency (2021) 14:75, Settembre 2021.

[13] – Thermital, Catalogo Listino 2019.

[14] – ISPRA, Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico, vol. 343/2021, Maggio 2021.

[15] – TERNA, Dati statistici - https://download.terna.it/terna/5-PRODUZIONE_8d833bdb946e47d.pdf

[16] – GSE, Rapporto statistico 2019, Fonti Rinnovabili, Marzo 2021.

[17] – M. Pieve, R. Trinchieri, The heat-pump market in Italy: An in-depth economic study about the reasons for a still unexpressed potential, Clean Energy, Volume 3, Issue 2, Giugno 2019.

[18] – ARERA, Prezzi e Tariffe - https://www.arera.it/allegati/dati_documenti/prezzi/elettricita-domestici.xls

[19] - Technology Data for Individual Heating Plants and Energy Transport, Updated chapters, Danish Energy Agency, Agosto 2022.

[20] - Encyclopedia of Sustainable Technologies, Volume 3, 2017.

[21] – P. Sun, A. Elgowainy, Updates of Hydrogen Production from SMR Process in GREET®, 2019.

[22] – P. Sun, B. Young, A. Elgowainy, Z. Lu, M. Wang, B. Morelli, T. Hawkins, Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities, Environmental Science & Technology, 2019, 53, 7103-7113.

[23] - The Future of Hydrogen, IEA, Giugno 2019.

[24] - U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap, Giugno 2023.

[25] - Una strategia europea per l'idrogeno, Risoluzione del Parlamento europeo del 19 maggio 2021 su una strategia europea per l'idrogeno (2020/2242(INI)).

[26] – M. Robinson, Hydrogen Fuel Advantages, Disadvantages and Uses for heating, www.boilercentral.com/guides/hydrogen-fuel-advantages-and-disadvantages, ultima visita 15/06/2023.

[27] – N. Merrett, Four manufacturers make "hydrogen-ready" boilers cost pact, www.hvnplus.co.uk/news/four-manufacturers-make-hydrogen-ready-boilers-cost-pact-29-07-2021/, ultima visita 15/06/2023.

[28] – Documento per la consultazione 449/2022/R/EEL "Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizione contenute nel D. Lgs. 210/21 e nel D. Lgs. 199/21 in tema di mobilità elettrica", settembre 2022.

[29] - RSE, Il ruolo delle pompe di calore per gli obiettivi di decarbonizzazione, Agosto 2022, Allegato B al Documento per la consultazione 449/2022/R/EEL "Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizione contenute nel D. Lgs. 210/21 e nel D.Lgs. 199/21 in tema di mobilità elettrica", settembre 2022.

[30] - A. Di Gangi, Demand Response e flessibilità energetica degli edifici residenziali, tesi di Dottorato, Università degli Studi di Palermo, Luglio 2021.