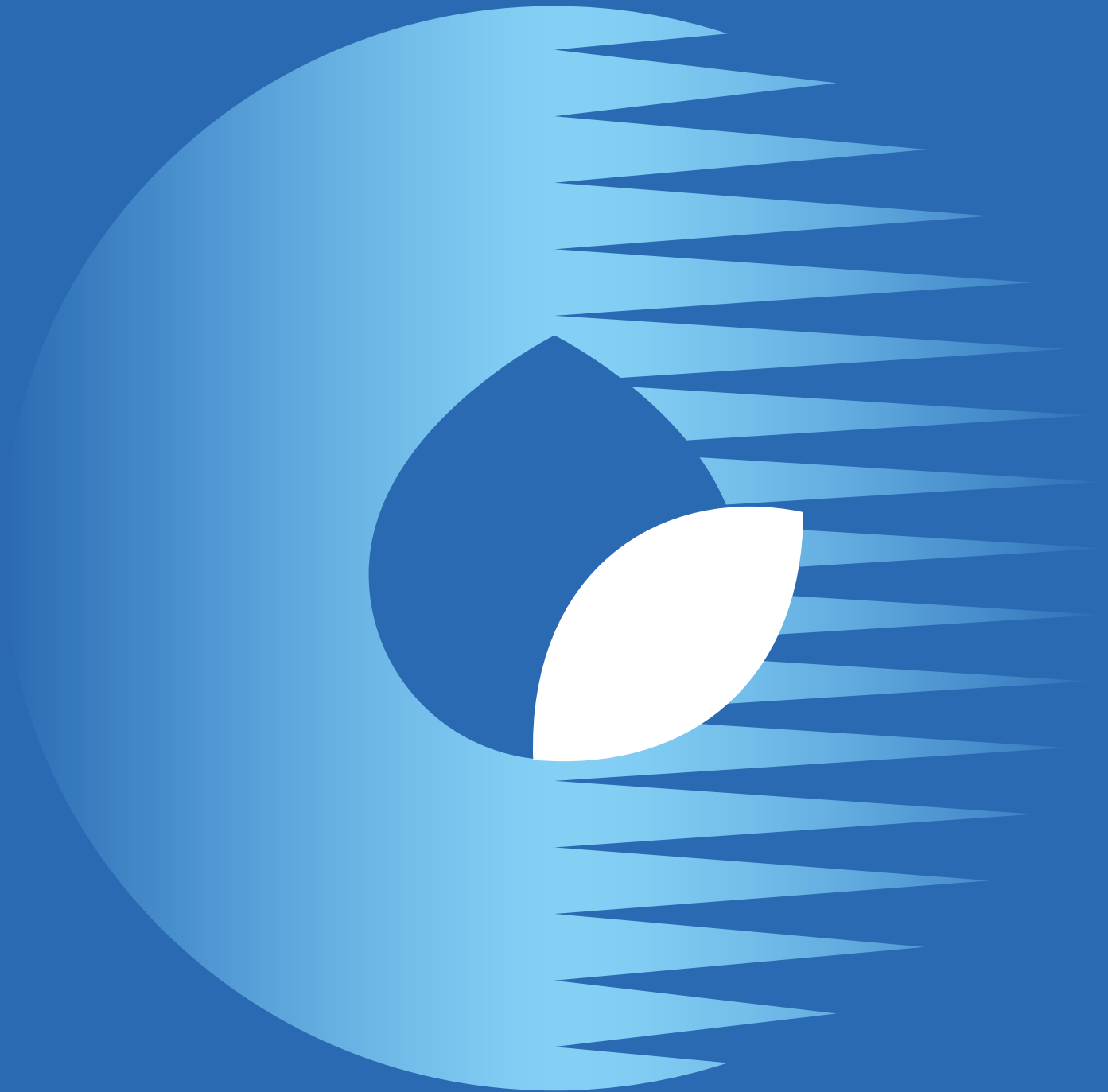


DOSSIER 1.

SHIFT Climate Papers



Neutralità Energetica

shifthub.it

SHIFT
PARTNERS IN SUSTAINABILITY

Recupero di calore e teleriscaldamento

**Leve strategiche per politiche territoriali
orientate alla neutralità energetica**

Quadro normativo UE e nazionale

3

**Alcune applicazioni virtuose
di sinergia industriale**

6

**Gli ostacoli al raggiungimento
degli obiettivi di efficienza energetica
e all'implementazione delle soluzioni**

8

Conclusioni

15

1. Quadro normativo UE e nazionale

Normative di riferimento e obblighi

Nel presente, documento volto ad agevolare le condizioni abilitanti al raggiungimento della neutralità energetica, si inquadrano i principali aspetti rilevanti ai fini del recepimento del **quadro normativo europeo** che delinea **obiettivi ambiziosi** in materia di **efficienza energetica delle infrastrutture e di decarbonizzazione dei processi civili e industriali**. In tale contesto, la **Direttiva Acque Reflue (UE) 2024/3019**, la **Direttiva Efficienza Energetica (UE) 2023/1791** e la **Direttiva RED III (UE) 2023/2413** condividono finalità convergenti di decarbonizzazione, generando significative aree di sovrapposizione normativa da cui possono nascere opportunità di interazione strategica tra le infrastrutture di depurazione e le reti di teleriscaldamento.

Direttiva Efficienza Energetica (UE) 2023/1791 e Direttiva Energia Rinnovabili (UE) 2023/2413

La Direttiva (UE) 2023/1791, entrata in vigore il 10 ottobre 2023, rappresenta la rifusione della precedente direttiva 2012/27/UE e ridisegna il quadro europeo delle politiche di risparmio energetico, introducendo nuovi criteri tecnici, scadenze e requisiti per gli Stati membri. Il provvedimento mira a rafforzare il principio "Energy Efficiency First", secondo cui **l'efficienza energetica deve essere considerata prioritaria nelle decisioni energetiche e infrastrutturali**. Secondo questo approccio, tutte le decisioni inerenti al mondo dell'energia devono considerare l'efficienza energetica come prima opzione. In materia di utilizzo dell'energia e di promozione delle fonti rinnovabili, il settore del **teleriscaldamento** è disciplinato da specifiche disposizioni contenute nella **Direttiva sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili (UE) 2023/2413 (c.d. RED III)** e la **Direttiva sull'Efficienza Energetica (UE) 2023/1791 (c.d. EED)**, entrambe orientate alla definizione di obiettivi vincolanti per la riduzione dei consumi energetici e l'impiego delle risorse di scarto, con particolare riferimento al settore del teleriscaldamento. Nello specifico e per quanto di maggiore interesse ai fini del presente elaborato, l'articolo 26 della EED stabilisce requisiti puntuali sulle quote di energia rinnovabile e di calore di recupero per le reti di teleriscaldamento efficienti, fissando traguardi di decarbonizzazione completa al 2050.

La direttiva fissa **nuovi obiettivi di efficienza**, amplia il perimetro delle politiche di riduzione dei consumi e prevede sistemi di supporto, con particolare attenzione anche alle piccole e medie imprese. Tra gli elementi strutturali più rilevanti si evidenzia il ruolo guida attribuito al settore pubblico, chiamato a **ridurre i consumi finali di energia dell'1,9% annuo** rispetto ai livelli del 2021 e a ristrutturare almeno il 3% del patrimonio edilizio pubblico ogni anno. Essa inoltre costituisce un tassello importante per il raggiungimento degli obiettivi climatici promossi dal Green Deal Europeo: riduzione di almeno il 55% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030. Per quanto riguarda le imprese, la disciplina **supera il criterio dimensionale della "grande impresa"** introducendo **soglie basate sui consumi energetici**: le imprese con consumi superiori a **10 TJ/anno** devono effettuare diagnosi energetiche e predisporre un piano di azione, mentre quelle con consumi oltre **85 TJ/anno** devono adottare un **sistema di gestione dell'energia (ISO 50001)**. La direttiva rafforza inoltre il ruolo degli Stati membri nel promuovere audit energetici e strumenti di sostegno tecnico-finanziario, in particolare a favore delle PMI.

Gli Stati membri devono recepire la direttiva e adottare misure strutturate per ridurre i consumi energetici, anche tramite piani d'azione nazionali per l'efficienza energetica. Il termine per il **recepimento nazionale** era fissato all'11 ottobre 2025. In Italia, la Legge 13 giugno 2025, n. 91 (legge di delegazione europea 2024) ha delegato il Governo a adottare decreti legislativi per l'attuazione delle direttive UE secondo i principi e criteri stabiliti dalla legge n. 234/2012. Successivamente, il disegno di legge di delegazione europea 2025 ha confermato la volontà di garantire un'attuazione rapida delle direttive pubblicate tra aprile 2024 e luglio 2025, anche al fine di evitare procedure di infrazione. I **decreti attuativi**, tuttavia, **non risultano ancora recepiti nell'ordinamento italiano**.

La EED attribuisce al **comparto del riscaldamento e raffrescamento un ruolo centrale nella transizione energetica**, rafforzando i requisiti per la cogenerazione ad alto rendimento e per i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, in quanto capaci di generare risparmi di energia primaria e benefici climatici. Conseguentemente, in merito alla **fornitura di riscaldamento e raffrescamento** l'articolo 26 della EED indica come sia necessario garantire un consumo più efficiente dell'energia primaria e aumentare la quota di energia rinnovabile nella fornitura di riscaldamento e raffrescamento immessa nella rete. La direttiva ha rafforzato inoltre i requisiti relativi alla **cogenerazione ad alto rendimento e ai sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento** introducendo l'obbligo per i gestori di sistemi che producono oltre 5 MW di elaborare un piano dettagliato per la conversione verso sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento più efficienti volto a garantire un consumo più efficiente dell'energia primaria, a ridurre le perdite di distribuzione e ad aumentare la quota di energia rinnovabile.

Direttiva Acque Reflue (UE) 2024/3019

La Direttiva Acque Reflue (UE) 2024/3019 sul trattamento delle acque reflue urbane, introduce importanti aggiornamenti per migliorare la qualità dei corpi idrici ricettori e proteggere l'ambiente. Entrata in vigore il 1° gennaio 2025, con alcune disposizioni applicabili dal 1° agosto 2027, tra le varie novità, estende l'obbligo di raccolta e trattamento delle acque reflue agli agglomerati urbani con oltre 1.000 abitanti equivalenti. Inoltre, la direttiva introduce standard più rigorosi per la rimozione di nutrienti come azoto e fosforo, nonché di microinquinanti. Gli adeguamenti, per esempio relativamente ai grandi impianti con trattamenti terziari e quaternari, dovranno completarsi in un arco di tempo compreso tra il 2033 e il 2045.

Nello specifico, con riferimento al settore della depurazione, la Direttiva Acque Reflue (UE) 2024/3019 introduce **requisiti vincolanti di neutralità energetica per gli impianti con capacità di trattamento superiore a 10.000 abitanti equivalenti**, riducendo il precedente limite di 2.000 abitanti. Tale obiettivo deve essere conseguito sia attraverso l'ottimizzazione e il miglioramento dell'**efficienza dei processi** di trattamento, sia mediante la **produzione di energia rinnovabile e il recupero e la valorizzazione del calore residuo** contenuto nel refluo trattato. La Direttiva stessa indica esplicitamente lo "sfruttamento del potenziale di produzione di biogas o di recupero e uso del calore di scarto, in loco o tramite un sistema di teleriscaldamento/teleraffrescamento, riducendo al contempo le emissioni di gas a effetto serra" (cfr. art. 11, Direttiva (UE) 2024/3019). Risulta pertanto evidente come gli **impianti di depurazione** siano chiamati a trasformarsi in veri e propri **hub energetici**, capaci di interagire attivamente con le infrastrutture presenti sul territorio

Nello specifico, gli Stati membri devono garantire che **audit energetici**, come definiti all'articolo 2, punto (32), della EED sugli **impianti di trattamento delle acque reflue urbane e sui sistemi di collettamento in esercizio** siano effettuati ogni quattro anni. Tali audit devono includere l'individuazione del potenziale di **misure economicamente efficienti** per ridurre l'uso di energia e migliorare l'utilizzo e la produzione di **energia rinnovabile**, con particolare attenzione all'identificazione e allo sfruttamento del potenziale per la **produzione di biogas**, oppure il **recupero e l'utilizzo del calore di scarto**, sia in sito sia tramite un sistema di teleriscaldamento (district energy system), riducendo al contempo le emissioni di gas a effetto serra (GHG).

I **primi audit energetici** devono essere effettuati **entro il 31 dicembre 2028** per gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane con carico pari o superiore a **100.000 abitanti equivalenti (p.e.)** e per i sistemi di collettamento a essi collegati nonché **entro il 31 dicembre 2032** per gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane con carico **pari o superiore a 10.000 p.e. ma inferiore a 100.000 p.e.** e per i sistemi di collettamento a essi collegati. Conseguentemente, gli Stati membri devono garantire che, **a livello nazionale**, l'energia totale annua proveniente da **fonti rinnovabili**, come definita all'articolo 2, paragrafo 1, della Direttiva UE 2018/2001 - Renewable Energy Directive, generata in sito o fuori sito da o per conto dei proprietari o degli operatori degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane con carico pari o superiore a **10.000 p.e.**, indipendentemente dal fatto che tale energia sia utilizzata **in sito o fuori sito** dagli stessi proprietari o operatori, sia equivalente ad una serie di percentuali di consumo energetico annuo totale per suddetti impianti, fissando degli obiettivi ogni cinque anni.

Convergenza e sovrapposizione degli obiettivi di decarbonizzazione e aspetti normativi non ancora definiti

Le citate direttive europee in corso di recepimento presso gli Stati Membri pongono un **doppio target ambientale futuro nel settore del teleriscaldamento**, prevedendo che i relativi sistemi debbano rispettare **due obiettivi paralleli**:

- **Quota minima di energia rinnovabile** (Decreto OEIRT del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), in relazione al quale, tuttavia, non è ancora stato confermato se il calore di scarto verrà ammesso al conteggio della "quota rinnovabile".
- **Requisiti della Direttiva Efficienza Energetica** che, in linea con i propositi della Direttiva Acque Reflue, impongono agli operatori soglie crescenti di utilizzo del calore da cogenerazione ad alta efficienza, del calore rinnovabile e di quello di scarto con orizzonti normativi 2028 – 2035 – 2040 – 2045 – 2050.

EED | direttiva sull'efficienza energetica

Alternative delle configurazioni: TLR efficiente

	2028	2035	2040	2045	2050
RES	50%	50%	50%	75%	100%
WH	50%	50%	50%	75%	100%
CHP	75%				
HE CHP	75%	80%			
RES + WH		50%	50%	75%	100%
Combinazione	50%	50% RES-HE CHP-WH di cui 5% res	80% RES-HE CHP-WH di cui 35% RES-WH	95% RES-HE CHP-WH di cui 35% RES-WH	*obbligatorio

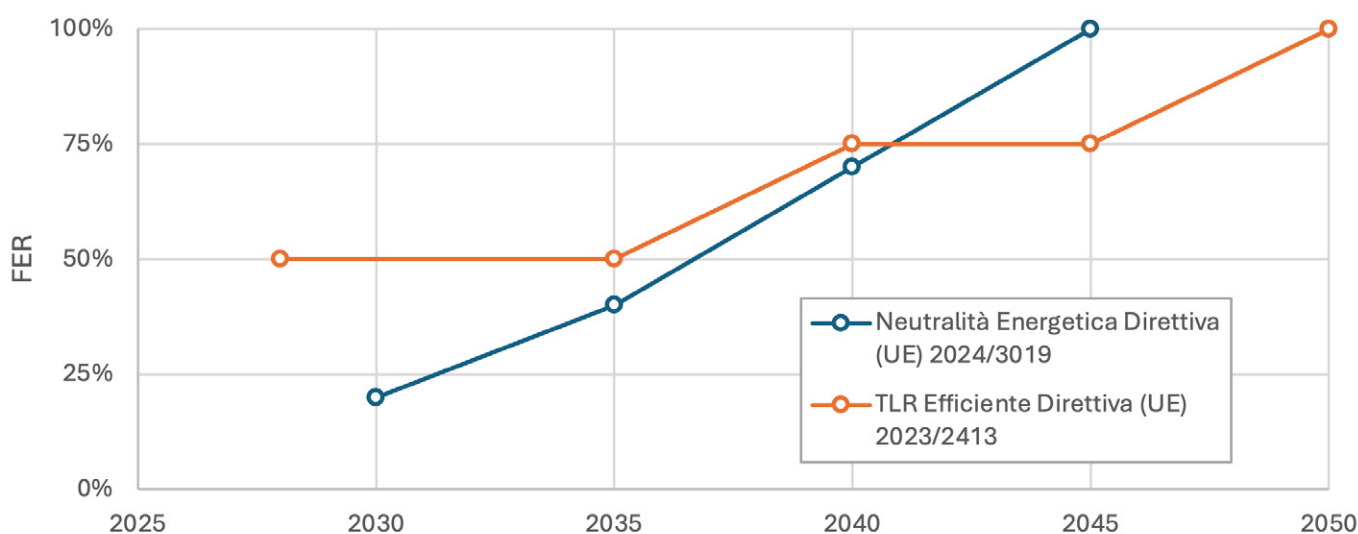
RES — energia rinnovabile; WH — calore di scarto; CHP — calore da cogenerazione; HE CHP — cogenerazione ad alto rendimento

L'integrazione degli obiettivi normativi del settore idrico – in particolare della depurazione – con quelli delle reti di teleriscaldamento, consente di generare sinergie virtuose volte al conseguimento dei traguardi di decarbonizzazione sanciti dalle sopracitate Direttive europee. In particolare, la convergenza tra gli obiettivi delle Direttive europee può essere facilmente osservata confrontando le due normative, come evidenziato nella Tabella 1 e nel Grafico 1.

Tabella 1. Confronto obiettivi Direttiva Acque Reflue e EED

Obiettivo	Direttiva Acque Reflue	Direttiva Efficienza Energetica
Neutralità energetica	Copertura del consumo energetico da FER per impianti >10.000 AE Obiettivo: 100% FER al 2045	Rete teleriscaldamento efficiente: aumento del calore da FER. Obiettivo: 100% FER al 2050
Decarbonizzazione	Riduzione emissioni attraverso efficienza e produzione rinnovabile	Sostituzione di combustibili fossili nel riscaldamento urbano
Economia circolare	Valorizzazione di sottoprodotti (biogas, calore residuo)	Utilizzo di calore di scarto disponibile sul territorio

Grafico 1. Confronto obiettivi di penetrazione FER per la depurazione e il teleriscaldamento.



Le sfide poste dal quadro normativo europeo possono essere affrontate mediante soluzioni di **simbiosi industriale tra il settore della depurazione delle acque reflue e le reti di teleriscaldamento** che agiscono sfruttando il potenziale energetico derivante dall'infrastruttura del servizio idrico e, in particolare, dal comparto di depurazione. Tuttavia, nell'ambito del recepimento della Direttiva Efficienza Energetica e Direttiva Acque Reflue, appaiono ancora **incerti alcuni ambiti applicativi**:

- 1. Natura del calore estratto dalle acque di depurazione:** non è chiaro se debba essere classificato come calore di scarto o calore rinnovabile.
- 2. Quota rinnovabile della pompa di calore:** non è definito se debba essere considerato rinnovabile tutto il calore prodotto dalla pompa di calore o solo il calore estratto dall'acqua a bassa temperatura.
- 3. Limiti alle percentuali di energia green:** qualora fosse conteggiata come "green" solo la quota effettivamente estratta dall'acqua e non l'intera produzione della pompa di calore, **non sarebbe possibile superare il 66% di energia rinnovabile/scarto**, anche utilizzando al 100% pompe di calore. In questo modo non sarebbe possibile raggiungere i target post-2040 impiegando pompe di calore e quindi valorizzando calore a media e bassa temperatura.
- 4. Alternative tecnologiche disponibili in inverno:** a oggi, le uniche soluzioni industriali in grado di produrre calore 100% rinnovabile o 100% scarto nel periodo invernale rimangono la combustione di biomassa (caldaie o turbine) e il calore di scarto ad altissima temperatura (non sempre disponibile). Conseguentemente appare necessario determinare quali possono essere le soluzioni alternative da valorizzare anche tramite policy incentivanti.

2. Alcune applicazioni virtuose di sinergia industriale

Le esperienze europee

Caso studio 1 – Teleriscaldamento alimentato da calore di scarto industriale (mix di produzione 2025)

La società Engie ha condotto un'analisi su due casi reali di impianti di recupero da acque di depurazione civile ed industriale in Europa. Nel caso del sistema di teleriscaldamento già in funzione, il **mix di produzione complessivo di 91 GWh** si è articolato nel 2025 tra diverse fonti: 41 GWh (45%) derivano da calore di scarto ad alta temperatura (90°C), 33 GWh (36%) da cogenerazione a gas, 8 GWh (9%) da calore di scarto a bassa temperatura (20°C) recuperato da acque depurate tramite pompa di calore, mentre 9 GWh (10%) sono prodotti da caldaie a gas.

La realizzazione dell'impianto è stata resa possibile grazie ad una **forte volontà politica e istituzionale** che ha generato una disponibilità da parte di comuni e regioni ed enti locali a sostenere pubblicamente l'iniziativa di recupero di calore a bassa temperatura e incoraggiare gli attori privati a realizzarla. Inoltre, fondamentale è stato il **coinvolgimento attivo dei partner industriali** di Engie che ospitano gli impianti di recupero e da una **motivazione non solo economica**, ma legata alla valorizzazione dei principi di **economia circolare** e alla **volontà di riduzione delle emissioni sul territorio**.

Ulteriore elemento favorevole alla realizzazione dell'impianto di recupero è stato individuato nella **disponibilità di incentivi in conto capitale da parte delle istituzioni** che hanno reso sostenibile l'investimento iniziale e l'**introduzione di una quota nella tariffa a riconoscimento delle performance ambientali nel servizio di teleriscaldamento**.

Caso di studio 2 – sulla base delle analisi del Politecnico di Milano

L'articolo 26 della Direttiva sull'Efficienza Energetica definisce i criteri di efficienza per i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (DHC) e offre agli operatori due percorsi di conformità: l'aumento della quota di fonti rinnovabili e/o di calore di scarto oppure la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) nella generazione di calore. In merito, alcuni studi evidenziano come su rete urbana esistente con temperature di esercizio elevate e una domanda termica concentrata, tipica di molti sistemi di teleriscaldamento europei, dimostrano che la transizione verso sistemi a basse emissioni può avvenire attraverso l'integrazione progressiva di **fonti di calore urbano a bassa temperatura**, in particolare il recupero di calore da infrastrutture esistenti come **impianti di depurazione**. Nel caso analizzato¹ dal Dipartimento di Architettura, Ingegneria delle Costruzioni e Ambiente Costruito del Politecnico di Milano, due depuratori localizzati entro circa **10 km dalla rete di teleriscaldamento** potrebbero fornire complessivamente circa **144 GWh/anno di calore recuperabile**, pari a circa il **40% del calore attualmente immesso nella rete**, attraverso l'utilizzo di **grandi pompe di calore** in grado di elevare la temperatura del fluido termico ai livelli richiesti dalla rete. Questo approccio consente di valorizzare infrastrutture urbane già esistenti e dimostra il potenziale delle **sinergie industriali e territoriali** tra servizi idrici, infrastrutture urbane e sistemi energetici. Il caso evidenzia quindi come il recupero di calore da depuratori e altre fonti urbane (industria, data center, infrastrutture energetiche) possa rappresentare una leva concreta per la decarbonizzazione delle reti di teleriscaldamento esistenti, trasformando il calore di scarto da sottoprodotto a risorsa energetica strategica per la transizione energetica delle città.

Infine, si evidenziano alcuni studi² che valorizzano le opportunità connesse allo sviluppo di **comunità energetiche basate sul calore** affinché siano tecnicamente fattibili e socialmente accettate. Si tratta infatti di sistemi in **cui più utenti condividono produzione e utilizzo di energia termica**, l'energia può provenire da fonti rinnovabili o calore di recupero, la distribuzione avviene spesso tramite reti di teleriscaldamento o micro-reti termiche considerando come fonti di energia la biomassa, geotermia, solare termico, calore di scarto, pompe di calore.

Caso di studio 3 - Il Depuratore di Peschiera Borromeo – Primo impianto integrato di Teleriscaldamento e Teleraffrescamento da biogas in Italia

Con una capacità di progetto superiore a 560.000 abitanti equivalenti, il depuratore di Peschiera Borromeo rappresenta uno dei principali impianti di trattamento gestiti da Gruppo CAP e costituisce un esempio pionieristico di economia circolare nel settore idrico italiano. L'impianto è dotato di una sezione di **digestione anaerobica per il trattamento dei fanghi di depurazione che trasforma un rifiuto in risorsa energetica rinnovabile** generando un processo di valorizzazione energetica. I fanghi di depurazione prodotti dalle due linee di trattamento attive vengono trasferiti in sei digestori anaerobici, ciascuno con una capacità di 3.500 m³, generando complessivamente 3.100.000 Sm³ di biogas all'anno. Il **gas viene quindi trasformato in energia elettrica e termica mediante due cogeneratori** da 500 kWel ciascuno, che producono annualmente 5.000 MWh elettrici e 4.900 MWh termici. L'energia elettrica viene interamente autoconsumata dall'impianto di depurazione, mentre il calore mantiene la temperatura ottimale dei digestori (circa 35°C) per massimizzare la produzione stessa di biogas.

¹Decarbonization roadmap and compliance to Art. 26 of energy efficiency directive for an existing fossil fuelled district heating system, Mura, B., Caputo, P., Ferla, G. Energy Reports Open source preview, 2025, 14, pp. 5447–5459.

²Integrating technical assessment and stakeholder engagement: A case-based approach to explore thermal renewable energy communities, Caputo, P., Ferla, G., Mura, B., Gallo, V., Energy Reports Open source preview, 2025, 14, pp. 952–963.

L'energia termica prodotta risulta eccedente rispetto al fabbisogno dei digestori, creando l'opportunità per un innovativo progetto di simbiosi industriale tra infrastruttura idrica e il territorio. Per valorizzare pienamente questo **surplus energetico**, Gruppo CAP **ha investito circa 3 milioni di euro** – di cui 1,7 milioni finanziati dal **PNRR** – nella realizzazione della **prima rete di teleriscaldamento in Italia alimentata da un impianto di depurazione** che rappresenta un esempio di sinergia tra il sistema idrico e il territorio. La rete **distribuisce energia termica** non solo agli uffici del depuratore, ma anche a **diverse utenze esterne**: un centro commerciale, una palazzina ad uso uffici di proprietà comunale, un condominio residenziale, oltre a predisporre l'infrastruttura per futuri allacci di nuove utenze commerciali in fase di sviluppo nell'area circostante. Il calore distribuito dalla rete di teleriscaldamento è pari a 1 GWh annuo.

Per garantire lo sfruttamento dell'energia termica anche durante i mesi estivi, quando la domanda di riscaldamento si annulla, l'impianto **integra un gruppo frigorifero ad assorbimento che trasforma il calore in energia frigorifera**, producendo acqua refrigerata a 7°C. Attraverso una **rete di teleraffrescamento** dedicata, vengono distribuiti circa 595 MWh frigoriferi all'anno per la climatizzazione estiva delle utenze collegate, interamente da fonte rinnovabile. Questa configurazione ibrida – unica nel panorama italiano – consente di **massimizzare l'utilizzo dell'energia termica prodotta dai biogas durante tutto l'arco dell'anno**, superando i limiti stagionali tipici del solo teleriscaldamento.

Il sistema integrato di Peschiera Borromeo rappresenta un modello virtuoso di transizione energetica e di valorizzazione delle infrastrutture esistenti. Complessivamente, l'impianto consente di evitare il consumo di circa 1.015 tonnellate equivalenti di petrolio all'anno, con una riduzione delle emissioni di pari a 2.800 tonnellate di CO₂ e contribuendo in modo concreto agli obiettivi di decarbonizzazione e di Neutralità Energetica richiamata dalla nuova Direttiva Acqua Reflue (Direttiva UE 2024/3019).

Caso di studio 4 - Interconnessione tra depurazione e teleriscaldamento a Rozzano (MI)

Il progetto di interconnessione avviato tra Gruppo CAP e il gestore della rete di teleriscaldamento di Rozzano (MI) dimostra come sia concretamente possibile **realizzare sinergie efficaci tra le infrastrutture a servizio del territorio**. La prossimità geografica tra il depuratore e la centrale di teleriscaldamento ha reso possibile la realizzazione di un'interconnessione tra i due siti, abilitando uno scambio bidirezionale di energia.

Nello specifico, il **depuratore di Rozzano di Gruppo CAP** è un sito caratterizzato da un elevato fabbisogno elettrico (circa 5.000 MWh annui) e necessita di apporto termico per mantenere la sezione di digestione anaerobica alla temperatura ottimale per la produzione di biogas, compresa tra i 30 e i 38°C. La centrale di teleriscaldamento, dal canto suo, ospita un impianto di cogenerazione da 1,2 MW elettrici per la produzione di energia termica da immettere nella rete; l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene invece prevalentemente ceduta alla rete elettrica nazionale.

Il progetto ha consentito di realizzare il **collegamento fisico** tra i due siti, attivando:

- Il **prelievo di energia termica dalla rete per il riscaldamento del digestore**, con conseguente stabilizzazione della temperatura e ottimizzazione della produzione di biogas;
- L'**immissione in rete dell'energia termica** prodotta nel depuratore attraverso la **combustione del biogas**;
- La copertura del fabbisogno elettrico del sito mediante il collegamento in media tensione del cogeneratore della centrale di teleriscaldamento all'impianto di depurazione, con conseguente **riduzione dei costi energetici**;
- La predisposizione delle tubazioni per il recupero di energia termica a bassa temperatura dall'acqua depurata, tramite un **impianto a pompa di calore** da realizzare presso la centrale di teleriscaldamento.

Il caso di Rozzano dimostra come la sinergia tra il servizio idrico e il teleriscaldamento sia in grado di generare benefici concreti sul piano economico e ambientale. La cessione di calore rinnovabile contribuisce alla decarbonizzazione della rete di teleriscaldamento e consente di accedere al riconoscimento delle Garanzie di Origine termiche.

3. Gli ostacoli al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e all'implementazione delle soluzioni

Alla luce dei casi virtuosi esistenti, emerge come gli impianti di **depurazione**, possano svolgere un **ruolo rilevante** nel percorso verso la neutralità energetica. In particolare, la produzione di biogas attraverso la digestione anaerobica dei fanghi consente di generare energia elettrica e termica tramite impianti di cogenerazione, destinata principalmente all'autoconsumo del sito. L'eventuale energia termica in eccesso può essere immessa nelle reti di teleriscaldamento, contribuendo alla riduzione delle emissioni del sistema energetico locale.

Accanto al biogas, gli impianti di depurazione dispongono di un'ulteriore risorsa: il calore contenuto nell'**acqua trattata**. Questo flusso è caratterizzato da volumi elevati e temperature comprese tra i 15°C e i 25°C, che lo rendono adatto per il recupero energetico tramite pompe di calore. Tuttavia, per essere utilizzato nelle reti di teleriscaldamento esistenti, questo calore deve essere portato a temperature molto più elevate (fino a circa 80–90°C). Questo "salto di temperatura" – il cosiddetto lift termico – riduce l'efficienza delle pompe di calore e aumenta i costi operativi, incidendo sulla sostenibilità economica dei progetti.

Nonostante il potenziale tecnologico sia già disponibile, la **valorizzazione del recupero del calore è oggi limitata da una serie di fattori non tecnici**. In particolare, **persistono incertezze normative e interpretative legate al recepimento della disciplina europea**, soprattutto in relazione alla classificazione del calore (calore di scarto, calore rinnovabile, calore a bassa o alta temperatura) e al ruolo delle pompe di calore nel processo di trasformazione energetica. A queste criticità si aggiungono **barriere economiche e amministrative**, che rendono complessa la realizzazione di progetti integrati e rischiano di ostacolare lo sviluppo di sinergie industriali tra infrastrutture idriche ed energetiche.

Alla luce di tali elementi, appare necessario individuare con chiarezza i principali ostacoli e le relative condizioni abilitanti, al fine di rendere effettivamente scalabili le soluzioni di recupero di calore e contribuire al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e decarbonizzazione previsti dal quadro europeo.

L'equivalenza tra energia termica ed elettrica: rischio di un'impasse normativo da risolvere

Alla luce del quadro normativo sopra individuato, si evidenzia che la **neutralità energetica** è intesa come l'equivalenza tra l'energia rinnovabile prodotta e l'energia consumata da tutti gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane che trattano un carico pari o superiore a 10.000 abitanti equivalenti (a.e.) di una quota nella tariffa a riconoscimento delle performance ambientali nel servizio di teleriscaldamento.

Problema e analisi della soluzione

La Direttiva Efficienza Energetica così come la Direttiva Acque Reflue, **non operano alcuna distinzione tra le diverse forme di energia**. Per questa ragione, a fronte dei nodi interpretativi che tuttavia sussistono rispetto alla modalità di contabilizzazione per il raggiungimento degli obiettivi di cui alle direttive, si propone che **l'energia termica sia contabilizzata allo stesso modo dell'energia elettrica** utilizzata negli impianti di trattamento delle acque reflue urbane (UWWTP), inclusi: l'energia eolica, solare (solare termica e fotovoltaica), geotermica, l'energia ambientale, l'energia delle maree, delle onde e delle altre fonti oceaniche, l'energia idroelettrica, la biomassa, il gas di scarico, il gas prodotto negli impianti di trattamento delle acque reflue e il biogas.

In questa logica, l'energia incorporata in prodotti di valore che vengono generati (quali struvite, ammoniaca, EPS, vivianite, biochar, fanghi essiccati destinati all'industria del cemento) deve essere contabilizzata esclusivamente **se utilizzata a fini energetici**, unitamente al consumo energetico necessario per la loro produzione. In tal senso le misure volte alla riduzione dei consumi energetici rappresentano una soluzione "win-win", in quanto contribuiscono direttamente alla diminuzione del fabbisogno energetico. Nel confrontare la produzione e l'utilizzo dell'energia negli impianti di trattamento delle acque reflue urbane, è necessario **combinare le diverse forme di energia**.

Qualora, diversamente si interpretasse la neutralità energetica come un requisito distinto e separato per l'elettricità e per il calore, si determinerebbe un onere ingiustificato per gli operatori, poiché gli impianti tendono generalmente a presentare un surplus di calore e un deficit di elettricità. Infatti, dal punto di vista teorico, secondo un approccio rigoroso, il calore e l'elettricità non dovrebbero essere considerati equivalenti, poiché l'energia utile del calore è inferiore a quella dell'elettricità. Combinare energia termica ed elettrica sulla base

della loro qualità energetica implicherebbe la conversione dei termini di energia termica del bilancio in “equivalenti elettrici”. Tuttavia, **attribuire un valore significativamente più elevato all’elettricità rispetto al calore non incentiverebbe la valorizzazione dell’energia termica né il recupero dei vettori energetici** (biosolidi e biometano), che rappresentano le fonti energetiche peculiari di un impianto di trattamento delle acque reflue.

Inoltre, a fronte di quanto evidenziato nel citato caso studio n. 1, si sottolinea che le **regole di conteggio dal calore di scarto prodotto dalla pompa di calore non sono definite nel contesto italiano**, con conseguenti **criticità** nella corretta rendicontazione dell’efficienza energetica.

Nello specifico, sulla base dell’esperienza in Italia delle reti di teleriscaldamento, con riferimento alla **qualificazione dell’energia prodotta**, a oggi la **quota riconosciuta come rinnovabile è pari a 0%**. In tale configurazione, il **sistema rischia di non ottenere la qualifica di teleriscaldamento efficiente nel 2028**, nonostante potrebbe risultare già conforme ai requisiti previsti per il 2035.

Infatti, la **valorizzazione del calore di scarto dipende in modo determinante dal criterio di contabilizzazione adottato**:

- Qualora si **consideri l’intera produzione della pompa di calore**, la quota di **calore di scarto risulta pari al 54%**, data dalla somma del 9% di scarto diretto ad alta temperatura e del 45% attribuibile alla pompa di calore. In questo caso, la verifica del vincolo OIERT evidenzia una quota rinnovabile (incluso lo scarto) pari al 54%, mentre resta pari a 0% se si esclude tale componente. Ai fini della qualificazione come teleriscaldamento efficiente, il superamento della soglia del 50% di calore di scarto consente di considerare **il sistema efficiente fino al 2040**.
- Diversamente, qualora si **consideri esclusivamente il calore effettivamente estratto dall’acqua depurata**, la quota di **calore di scarto si riduce al 39%**, risultante dalla somma del 9% di scarto ad alta temperatura e del 30% di calore estratto dalla pompa di calore. Anche in questo caso, la **quota rinnovabile**, includendo lo scarto, si attesta al 39%, mentre **resta pari a 0%** se lo si esclude. La verifica del vincolo di teleriscaldamento efficiente dipende tuttavia da ulteriori modalità di contabilizzazione:
 - se la **quota elettrica della pompa di calore** viene esclusa e **assimilata a produzione da caldaia**, la combinazione tra calore di scarto (39%) e cogenerazione (36%) conduce a una quota complessiva del 75%, che consente la **qualificazione del sistema come efficiente fino al 2028**;
 - se invece tale quota viene contabilizzata come **cogenerazione**, il mix complessivo – al netto della sola quota prodotta da caldaie – raggiunge il 90%, consentendo la **qualificazione come efficiente fino al 2040**.

Il sistema di teleriscaldamento esistente analizzato presenta quindi un **paradosso**: pur utilizzando soltanto il 10% di calore da caldaie a gas e il restante 90% da tecnologie ad altissima efficienza – quali cogenerazione, calore di scarto ad alta temperatura e recupero di calore a bassa temperatura tramite pompa di calore – rischia comunque di non essere qualificabile come teleriscaldamento efficiente oltre il 2028. Ciò in quanto il calore di scarto e il calore rinnovabile non sono valorizzati allo stesso modo e, in particolare, le **regole di contabilizzazione del calore di scarto prodotto tramite pompa di calore non risultano definite nel contesto italiano**.

Da ultimo, dal punto di vista regolatorio, la **manca di certezza sul metodo tariffario futuro per la vendita di energia termica da teleriscaldamento** appare fortemente un problema rispetto all’incentivazione della rete stessa e quindi alla possibilità di applicazione della normativa UE in Italia. Questo aspetto, insieme alla crescita progressiva di **nuovi obblighi introdotti con variazioni nel calendario applicativo, senza tempestivo avvio di corrispondenti meccanismi incentivanti**, come ad esempio sono previsti in altri paesi europei evidenziati nel caso di studio 1, determinano una crescente **incertezza** sulla reale **disponibilità di fondi** per incentivare la produzione di calore green (da PDC, biomassa, ecc.).

Proposta normativa a fronte dell’incertezza nell’applicazione della contabilizzazione dell’energia termica rispetto all’energia elettrica

Considerare **elettricità e calore come energeticamente pienamente equivalenti** (“un kWh è un kWh”) **consentirebbe invece una completa compensazione tra surplus e deficit**. Questo è l’approccio adottato nei **casi tedesco** (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2024) e **danese** (Ministero dell’Ambiente della Danimarca, 2021). Trattando energia termica ed elettrica come equivalenti, gli operatori sono incentivati a raggiungere la neutralità energetica sfruttando innanzitutto il contenuto di energia termica delle acque reflue (ad esempio mediante cogenerazione e/o pompe di calore) e, successivamente, implementando misure quali impianti fotovoltaici o parchi eolici. In questo modo qualora il biogas venga trasformato in biometano, il suo intero contenuto energetico può essere contabilizzato, poiché sarà utilizzato come combustibile.

Similmente, per le pompe di calore che possono essere impiegate non solo per la produzione di calore, ma anche per il raffrescamento (teleriscaldamento e teleraffrescamento). Affinché l’energia contribuisca al raggiungimento della neutralità energetica, è **essenziale che il calore prodotto nel settore del trattamento delle acque reflue sia effettivamente utilizzato, ossia non costituisca “calore di scarto”**. Qualora tale condizione sia soddisfatta, l’equivalenza appare giustificabile.

Proposta concreta

Garantire che nel recepimento della Direttiva sull'Efficienza Energetica e della Direttiva Acque Reflue, si rispetti il cosiddetto **principio "1 vale 1" tale per cui un kilowattora termico valga, in termini di contabilizzazione come "energia rinnovabile" al pari di un kilowattora elettrico**, a prescindere dalle modalità – con o senza pompa di calore – con il quale è stato prodotto. Ciò in linea all'intento della Commissione Europea di dare lo stesso valore ai due parametri, poiché l'obiettivo è facilitare il raggiungimento dei parametri di neutralità energetica, con un'applicazione meno tecnico-accademica ma più realistica dei parametri.

Gli scenari di investimento e i relativi costi infrastrutturali

Criticità e possibili soluzioni

Al fine di illustrare **gli impatti e le implicazioni tecnico-economiche** delle previsioni contenute nelle sopracitate Direttive Europee, è opportuno **confrontare le diverse modalità di produzione del calore immesso nelle reti di teleriscaldamento**, ponendo in relazione le tecnologie convenzionali con le soluzioni rinnovabili, e definire, conseguentemente, come sia **necessario promuovere delle soluzioni normative economicamente incentivanti per gli operatori**.

L'analisi fa riferimento a un'ipotetica centrale termica a servizio di una rete di teleriscaldamento, con una produzione annua di circa 10 GWh termici. Vengono messe a **confronto tre diverse tecnologie, valutando la redditività dell'investimento attraverso il Tasso Interno di Rendimento (TIR) e l'Indice di Profitto (IP):**

- Impianto basato su una caldaia industriale;
- Impianto di cogenerazione ad alto rendimento;
- Impianto di recupero termico con pompa di calore.

Il risultato del confronto è rappresentato dal Grafico 2.

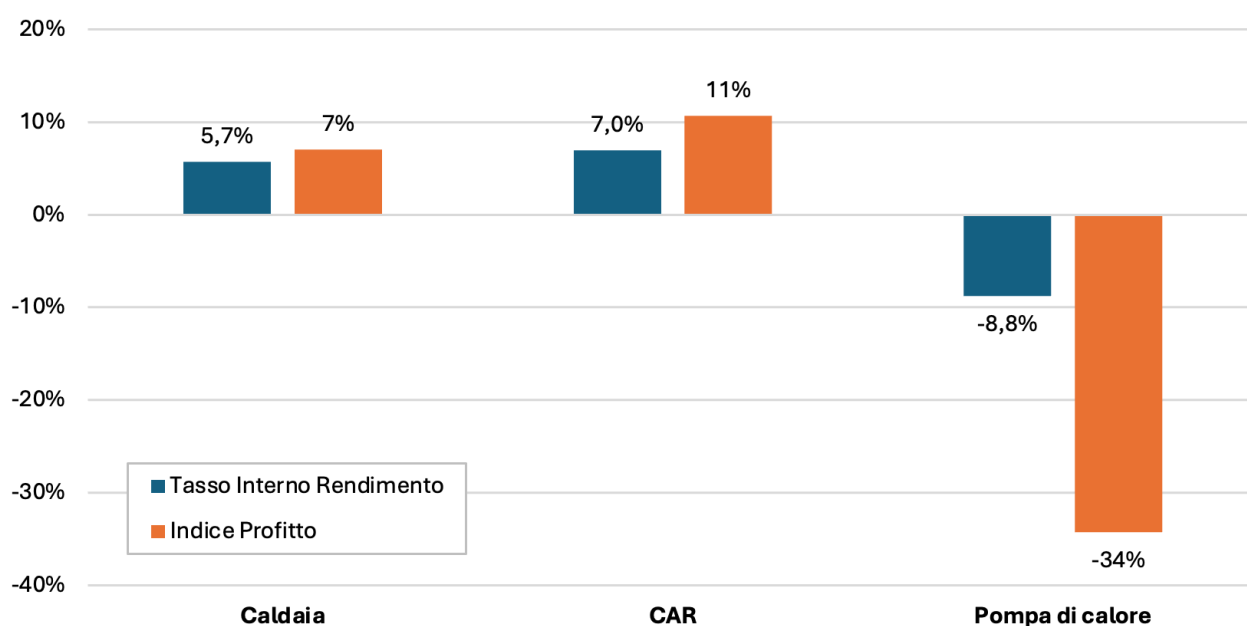


Grafico 2. Confronto tra tecnologie di produzione di calore

I **risultati economici** riflettono l'attuale **scenario di mercato** con riferimento alla produzione di energia termica:

- **La cogenerazione** ad alto rendimento (CAR) si conferma essere una tecnologia **redditizia** per la produzione di energia termica, in quanto ai ricavi derivanti dalla cessione del calore alla rete di teleriscaldamento si aggiunge la produzione di energia elettrica, anch'essa immessa nella rete elettrica nazionale. Inoltre, la CAR beneficia del riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica (c.d. Certificati Bianchi), che contribuiscono in misura significativa alla copertura dei costi di investimento;
- **Differente è la situazione della pompa di calore**, con la quale si recupera energia termica a bassa temperatura – nel caso in esame, si assume una temperatura della sorgente pari a 15°C – per produrre acqua calda a 80°C. L'elevato salto termico tra sorgente fredda e sorgente calda, noto come "lift termico", comporta una riduzione delle prestazioni della macchina, espressa dal Coefficiente di Prestazione (COP, Coefficient of Performance). Nella presente analisi si assume infatti un COP pari a 3,0. Come si evince dai risultati economici, la redditività dell'investimento in pompe di calore risulta **compromessa dagli elevati costi di investimento (CAPEX) e dai significativi oneri operativi legati all'acquisto di energia elettrica dalla rete**, che determinano una perdita

evidenziata da un Indice di Profitto negativo. Ne consegue che, nonostante il recupero termico dall'acqua depurata possa accedere al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, **l'incentivo riconosciuto non è sufficiente a compensare i maggiori costi**, rendendo questa soluzione difficilmente praticabile nel contesto industriale italiano.

Infatti, i depuratori rappresentano una fonte di calore potenzialmente molto rilevante, perché trattano grandi volumi d'acqua; tuttavia, **il calore disponibile è a bassa temperatura** (in genere raramente oltre i 25°C). Per poterlo immettere nelle reti di teleriscaldamento esistenti, che spesso richiedono temperature più elevate, è necessario realizzare un **“salto” di temperatura tramite pompe di calore**, che portano l'acqua fino a circa 90°C. Questa esigenza introduce **due criticità** principali: vincoli localizzativi e autorizzativi e rischio economico connesso al costo dell'energia.

Le pompe di calore di grande taglia non possono essere installate “ovunque” ma **richiedono aree idonee** e un posizionamento che concili contemporaneamente la prossimità al depuratore (fonte del calore), una connessione alla rete di teleriscaldamento (per l'immissione del calore), l'adeguata disponibilità/connessione alla rete elettrica (per alimentare l'impianto), oltre a requisiti logistici (accessibilità di cantiere, spazi, servitù). Nei contesti urbani e periurbani questo **“incastro” può diventare un fattore limitante**, aumentando complessità e tempi.

Inoltre, considerato che le **pompe di calore aumentano i costi di produzione di calore**, in un mercato come quello italiano dove il costo dell'energia è mediamente elevato e può essere volatile, questo può determinare il rischio che l'onere si rifletta, in tutto o in parte, sulle tariffe applicate agli utenti finali. Ne deriva **un tema di sostenibilità economica e di accettabilità**, soprattutto in assenza di **strumenti incentivanti stabili** che mitigano il costo dell'elettricità per usi “decarbonizzanti”.

La **fattibilità economica degli impianti** per il recupero del calore dipende in modo decisivo anche dalla **distanza tra la fonte e gli edifici da servire**. Il teleriscaldamento non è solo un impianto: è soprattutto infrastruttura di rete (tubazioni, scavi, ripristini, interferenze con sottoservizi), e questi costi crescono rapidamente con i chilometri da realizzare. In questo senso il **costo della rete è spesso il “vero” driver**: come evidenziato anche da esperienze di mercato, **ogni km di nuove tubazioni** può arrivare a costare **fino a 2–3 milioni di euro**. Questo rende **non sostenibili** molti progetti **se la densità di utenze non è sufficiente o se la fonte è troppo lontana**, infatti, pochi km in più possono trasformare un progetto da fattibile a non bancabile, soprattutto se manca un quadro di incentivi – come presenti in nord Europa - o se i tempi autorizzativi allungano il periodo di rientro. Conseguentemente, senza strumenti pubblici di supporto, si fanno solo i progetti “facili” (distanze brevi, aree con alta densità, contesti amministrativi favorevoli), lasciando indietro territori dove la rete sarebbe utile ma più costosa. Appare necessario considerare la **prossimità rete–fonte–utenza** come un criterio di priorità nello sviluppo delle politiche energetiche.

Inoltre, in Italia le **tecnologie** per recuperare calore (scambiatori, pompe di calore, integrazione in rete, accumuli) sono oggi **tecnicamente mature**, ma vi è un problema **scalabilità**: molti progetti restano a livello di studio perché non trovano condizioni economiche e regolatorie stabili. Tra le barriere più ricorrenti individuate dagli stakeholder (SupportDHC) c'è proprio la **manca di uno schema di supporto durevole e prevedibile**, che riduca il rischio e migliori la bancabilità. Senza strumenti dedicati, l'integrazione di nuove fonti (waste heat + pompe di calore, riduzione temperature di rete, digitalizzazione) è vista come più rischiosa.

Un ulteriore elemento frenante è la **difficoltà nel reperire aree idonee per realizzare nuove infrastrutture** (centrali, pompe di calore di grande taglia, stazioni di scambio, tratti di rete), soprattutto in contesti urbani dove il suolo è scarso e le interferenze sono elevate. La realizzazione dei progetti richiede localizzazioni “vincolate” (prossimità alla fonte, collegamento alla rete, adeguata accessibilità di cantiere). **La disponibilità di suolo e le scelte urbanistiche possono quindi determinare in modo diretto la fattibilità degli interventi**. Ne consegue che una pianificazione di lungo periodo da parte della Pubblica Amministrazione, accompagnata da una mappatura preventiva delle aree idonee, è una condizione abilitante per evitare che progetti tecnicamente validi restino bloccati o debbano essere ridimensionati.

Proposta a fronte dei costi infrastrutturali elevanti degli impianti di recupero del calore e delle reti di teleriscaldamento: attivazione di politiche pubbliche economicamente incentivanti

Nello sviluppo di alcuni progetti, come quello di Peschiera Borromeo di Gruppo CAP, un **ruolo decisivo è stato assunto dai finanziamenti pubblici** che lo hanno reso possibile. Nello specifico il contributo derivante dai **fondi PNRR** ha permesso di **coprire circa il 57% dei costi di investimento complessivi**. Questa esperienza dimostra come la sostenibilità economica di progetti di simbiosi industriale tra servizio idrico e teleriscaldamento sia fortemente dipendente dall'attivazione di strumenti di sostegno pubblico, particolarmente nella fase iniziale di sviluppo delle infrastrutture.

Inoltre, si deve considerare che negli ultimi anni il **valore degli investimenti dei gestori del servizio idrico**, sostenuti dalla tariffa (considerando investimenti medi complessivi annui pianificati dai gestori nel periodo 2021-2023, coperti da tariffa e da fondi pubblici), è **aumentato fino a circa 4 miliardi di euro l'anno**. Si tratta di un valore che risulta però inferiore al fabbisogno di settore stimato almeno **6 miliardi di euro l'anno** e destinato a rinnovare le infrastrutture, ridurre le perdite di rete e adeguare gli impianti alle normative europee sull'inquinamento. Il PNRR sta dando certamente un impulso significativo con risorse aggiuntive che hanno contribuito a portare il tasso di investimento dei gestori

industriali italiani a valori più vicini a quelli di altri Paesi europei. Tuttavia, l'orizzonte temporale delle risorse è limitato al 2026, serviranno dunque risorse aggiuntive pari a circa 2 miliardi di euro per innalzare l'indice di investimento annuo e raggiungere i 100 euro per abitante.

Con riferimento al più ampio contesto europeo, a fronte del **costo dell'energia**, in paesi come la **Scandinavia**, le infrastrutture di teleriscaldamento sono state avvantaggiate da **incentivi per lo sviluppo di soluzioni per il recupero di calore che raggiungono fino al 40% del totale a fondo perduto e da forti sconti rispetto agli oneri di sistema** (cosa non presente in Italia). Inoltre, nei Paesi del nord Europa, dove la neutralità energetica del settore idrico è un obiettivo concretamente perseguito e l'integrazione tra reti di teleriscaldamento e impianti a pompa di calore costituisce una realtà consolidata, il raggiungimento degli obiettivi di neutralità fissato dalle Direttive è reso possibile da specifici **strumenti incentivanti**. Questi comprendono contributi in conto capitale – a parziale copertura dei maggiori CAPEX associati alle tecnologie a pompa di calore – nonché riduzioni del costo dell'energia elettrica destinata ad alimentare gli impianti di recupero termico, ottenute mediante abbattimento dell'aliquota fiscale sull'energia o dalla riduzione degli oneri di sistema inclusi nel costo complessivo dell'elettricità. Inoltre, in questi paesi si dal 2024, si prevede che il **costo del teleriscaldamento resti vincolato** ad un costo inferiore rispetto a quello delle caldaie tradizionali a metano.

Proposta concreta

Garantire continuità agli strumenti di finanziamento oltre l'orizzonte PNRR, prevedendo linee dedicate per progetti di valorizzazione energetica da infrastrutture idriche e meccanismi di sostegno stabile e programmabile nel tempo attraverso:

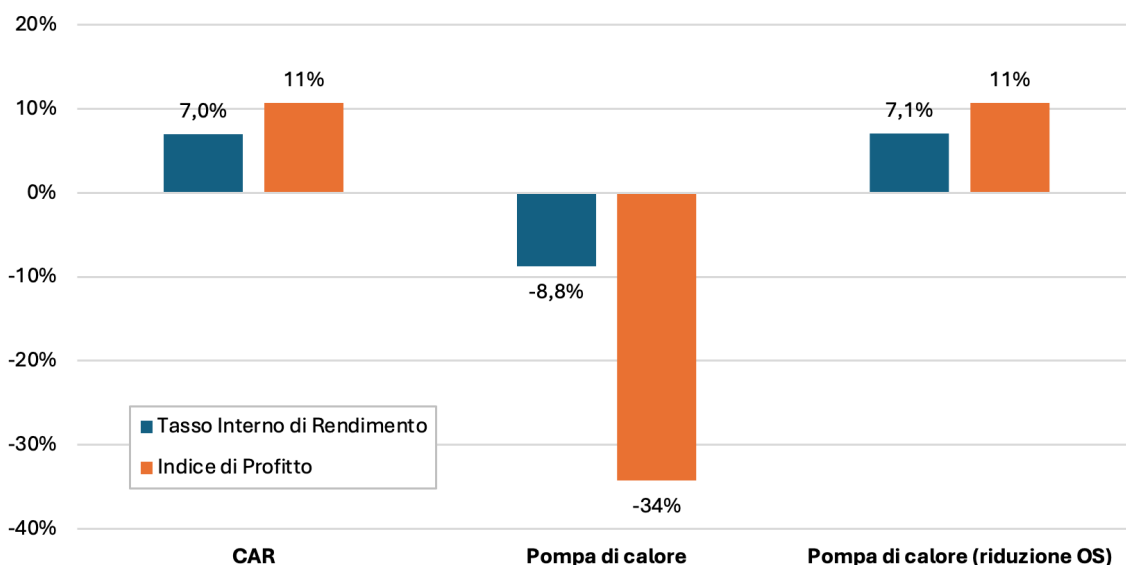
- **una riduzione del costo dell'energia elettrica** attraverso politiche di **defiscalizzazione** o di **diminuzione degli oneri di sistema** applicati alla quota di energia destinata ad alimentare gli impianti di recupero termico;
- **contributi in conto capitale a parziale copertura dei maggiori costi di investimento** associati alle tecnologie di recupero termico basate su pompe di calore, sul modello degli schemi incentivanti già operativi in altre realtà del contesto europeo.

Ciò anche attraverso la promozione delle iniziative di partenariato con il settore privato: fondamentale per una strategia per il miglioramento delle capacità dei gestori che possono acquisire dal privato capacità tecniche, esperienze e strumentazioni aggiornate, sia nelle fasi progettuali e realizzative che in quella gestionali³.

A supporto si propone una **seconda simulazione**, applicata al caso ipotizzato nel paragrafo "Gli scenari di investimento" che precede, per valutare quale potrebbe essere **l'impatto sulla redditività del recupero termico mediante pompa di calore replicando una politica incentivante simile a quelle osservate nel contesto nordeuropeo**.

Se si agisce su una riduzione degli oneri di sistema applicati alla tariffa dell'energia elettrica destinata ad alimentare la pompa di calore, ipotizzando una riduzione pario al 25% e lasciando inalterate le altre voci di costo che formano il prezzo dell'energia elettrica, **il risultato** - riportato nel Grafico 3 - evidenzia in modo evidente come la **riduzione associata ai costi operativi della tecnologia delle pompe di calore sia sufficiente a rendere la redditività della soluzione di recupero termico simile a quella della CAR, con che raggiunge il 7,1% e un Indice di Profitto pari all'11%**. La riduzione degli oneri di sistema del 25% può quindi essere vista come una misura atta a compensare l'incidenza economica della minore efficienza del recupero termico determinata dall'elevato salto termico richiesto alla pompa di calore.

Grafico 3. Simulazione riduzione oneri di sistema per le Pompe di Calore



³Per approfondimenti si veda il [Quaderno del Blue Book: Il partenariato pubblico-privato nel servizio idrico](#) elaborato da Fondazione Utilitatis e Utilitalia.

Il ruolo delle comunità

Criticità e possibili soluzioni

Diverse analisi del Politecnico di Milano sulla **comunità energetica termica basata su rete di teleriscaldamento**, indicate nei paragrafi che precedono (cfr. nota 2), evidenziano che, pur in presenza di soluzioni tecniche mature, la realizzazione degli impianti richiede il coinvolgimento di **numerosi attori locali** (cittadini, imprese, amministrazioni e operatori energetici) e la costruzione di un **consenso territoriale** attorno al progetto. Nel citato caso analizzato dal Politecnico di Milano, la rete prevista avrebbe una domanda di calore di circa **12.530 MWh/anno** e richiederebbe un investimento complessivo di circa **12 milioni di euro**, con un tempo di ritorno dell'investimento stimato intorno ai **10 anni in presenza di incentivi pubblici**, che può arrivare fino a **circa 20 anni in loro assenza**. Questo evidenzia come la sostenibilità economica dei progetti e la loro accettabilità sociale siano strettamente connesse: l'incertezza sui costi e sui tempi di ritorno degli investimenti può ridurre la disponibilità degli attori locali ad aderire ai progetti o a sostenerne la realizzazione.

Inoltre, a fronte della difficoltà nell'individuazione di aree idonee per la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture necessarie all'allacciamento alla rete, la fattibilità dei progetti dipende dalla disponibilità di spazi adeguati e dalla prossimità tra fonti di calore, infrastrutture energetiche e utenze finali. In questo contesto, un ulteriore **fattore critico** è rappresentato dal **limitato coinvolgimento dei cittadini** nelle fasi iniziali di progettazione: l'assenza di momenti di informazione e confronto nelle fasi preliminari può generare **diffidenza o opposizione nelle fasi successive dell'iter autorizzativo**, rendendo più complessa la realizzazione delle infrastrutture necessarie allo sviluppo delle reti.

Conseguentemente, appare evidente che tra le sfide emerse durante la realizzazione dei progetti di teleriscaldamento evidenziati nei "casi studio", emerge una **difficoltà di coinvolgimento della cittadinanza e di coordinamento con le potenziali utenze**. Infatti, diverse criticità si sono verificate a seguito della rinuncia iniziale da parte di alcuni utenti a proseguire con l'allaccio al sistema di teleriscaldamento, con successive richieste di connessione alla rete a progetto ormai ultimato. Questo comportamento ha determinato l'impossibilità per tali utenze di beneficiare delle agevolazioni altrimenti attivabili grazie all'utilizzo di energia termica. A tali dinamiche si aggiungono le citate **difficoltà legate all'individuazione delle aree e delle infrastrutture necessarie** alla realizzazione degli impianti e delle reti di distribuzione.

La mancata attivazione di processi di coinvolgimento della comunità ospitante fin dalle fasi iniziali di progettazione rappresenta un fattore di rischio per la sostenibilità complessiva dei progetti. L'assenza di consenso può infatti tradursi in ritardi autorizzativi, revisione degli interventi e incertezza sui tempi di realizzazione, con impatti diretti su costi, bancabilità e tempi di ritorno degli investimenti, riducendo conseguentemente l'interesse degli operatori e degli stakeholder locali.

Proposta a fronte del mancato coinvolgimento della comunità ospitante

Come evidenziato anche da alcune analisi del Politecnico di Milano sopra citate, l'accettabilità sociale degli impianti appare cruciale, i rischi di ritardi nell'approvazione delle progettualità, infatti, possono essere ridotti quando lo sviluppo degli stessi avviene attraverso un approccio integrato che combina **analisi tecnico-economica e coinvolgimento degli stakeholder locali fin dalle fasi iniziali di progettazione**. Il processo di confronto tra amministrazioni, operatori energetici, comunità locali e potenziali utenti consente di individuare soluzioni progettuali più aderenti alle esigenze del territorio, ridurre i conflitti e migliorare l'accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche. I **modelli di governance** che risultano più efficaci a tal fine sono quelli **ibridi**, basati su forme di **cooperazione tra soggetti pubblici, utilities e comunità locali**, piuttosto che su iniziative esclusivamente private o esclusivamente comunitarie. Ciò suggerisce che la diffusione di sistemi di recupero di calore e reti di teleriscaldamento possa essere favorita da politiche che promuovano **processi di pianificazione energetica territoriale partecipata, strumenti di supporto economico e modelli di partenariato pubblico-privato**, in grado di ridurre il rischio degli investimenti e rafforzare il consenso locale attorno ai progetti.

L'esperienza di Ascolto Attivo, evidenzia che a livello europeo⁴ si è infatti affermata una crescente attenzione verso forme di **democrazia partecipativa e deliberativa**, volta a rafforzare progressivamente il **ruolo della partecipazione dei cittadini nei processi decisionali**. Ciò è dimostrato, tra gli altri esempi, dall'esperienza della **Conferenza sul futuro dell'Europa** e dai **panel di cittadini europei**, strumenti che mirano a coinvolgere direttamente i cittadini nella definizione delle politiche pubbliche e delle priorità di intervento dell'Unione. Questo approccio riconosce che il coinvolgimento della cittadinanza non debba avvenire solo nella fase finale o autorizzativa dei progetti, ma già nelle fasi preliminari di definizione delle scelte strategiche.

Esperienze sviluppate in altri contesti europei mostrano infatti come il **coinvolgimento dei cittadini nelle fasi preliminari delle scelte pubbliche possa contribuire a migliorare la qualità delle decisioni e l'accettabilità sociale dei progetti**. In **Francia**, ad esempio, sono stati sperimentati negli ultimi anni strumenti di democrazia deliberativa, come le *Conventions citoyennes*, che hanno coinvolto panel rappresentativi di cittadini nella discussione

⁴Si veda la Raccomandazione (UE) 2023/2836 della Commissione Europea del 12 dicembre 2023 sulla promozione del coinvolgimento e della partecipazione effettiva dei cittadini e delle organizzazioni della società civile ai processi di elaborazione delle politiche pubbliche.

di temi complessi legati alla transizione ecologica, tra cui politiche energetiche, mobilità sostenibile, riduzione delle emissioni e pianificazione territoriale⁵. Questi processi hanno consentito di raccogliere indicazioni e priorità provenienti direttamente dalla società civile, rafforzando il dialogo tra istituzioni e comunità locali su interventi infrastrutturali e politiche di decarbonizzazione. Infatti, il **mancato coinvolgimento tempestivo dei cittadini rischia di compromettere il potenziale innovativo dei processi partecipativi**. L'esperienza dimostra infatti che, prima ancora di interrogarsi sugli impatti o sulle caratteristiche tecniche di un intervento, le comunità locali si pongono una domanda fondamentale: "perché" quel progetto debba essere realizzato, ancor prima del "perché qui". Per valorizzare appieno il contributo dei cittadini, è quindi necessario anticiparne il coinvolgimento alla fase di policy making, quando obiettivi, alternative, implicazioni e ricadute possono essere discussi in modo trasparente e informato. In questo modo il confronto pubblico può contribuire in modo sostanziale alla qualità delle decisioni e alla loro legittimazione.

Proposta concreta

Promuovere **forme strutturate di informazione e coinvolgimento della comunità ospitante nelle fasi iniziali di pianificazione dei progetti**, anche attraverso strumenti di consultazione pubblica già previsti nell'ordinamento italiano. In particolare, appare opportuno:

- Rafforzare i processi di cui alle **Linee guida sulla consultazione pubblica** adottate dal Dipartimento della Funzione Pubblica per coinvolgere cittadini, imprese e organizzazioni della società civile nella definizione delle politiche pubbliche e nella progettazione degli interventi. L'applicazione sistematica di tali strumenti anche alla pianificazione e allo sviluppo delle infrastrutture energetiche potrebbe contribuire a migliorare la programmazione degli investimenti, ridurre le incertezze nelle procedure autorizzative e rafforzare l'accettabilità sociale dei progetti sul territorio.
- Promuovere **programmi di pianificazione energetica territoriale** che prevedano il coinvolgimento strutturato degli stakeholder locali nelle fasi iniziali dei progetti tramite meccanismi – quali le consultazioni pubbliche preventive sul progetto – che favoriscano la manifestazione anticipata dell'interesse all'allaccio da parte delle potenziali utenze.

Il gap di competenze e cooperazione pubblico–privato in chiave di semplificazione procedurale

Criticità e possibili soluzioni

Un ulteriore ostacolo allo sviluppo e alla diffusione delle soluzioni di recupero di calore e delle reti di teleriscaldamento riguarda la **carenza di competenze tecniche, amministrative e di coordinamento lungo l'intera filiera**. Le evidenze raccolte nell'ambito del progetto europeo di supporto allo sviluppo delle reti per il recupero del calore - *SupportDHC* - mostrano infatti che le principali criticità non sono di natura tecnologica, ma riguardano fattori istituzionali e organizzativi: circa il **61% degli ostacoli percepiti è non tecnico**, mentre solo il **39% è riconducibile ad aspetti tecnologici o infrastrutturali**. In modo coerente, circa l'82% delle soluzioni individuate dagli operatori riguarda strumenti non tecnici, quali il rafforzamento del quadro regolatorio, la pianificazione energetica territoriale, la disponibilità di dati e il coordinamento tra attori pubblici e privati⁶.

Tra le criticità più ricorrenti emergono in particolare la **limitata capacità amministrativa di alcuni enti locali, la difficoltà di valutare progetti complessi di rete e la carenza di competenze tecniche specialistiche** necessarie per pianificare e autorizzare interventi che integrano infrastrutture energetiche, idriche e urbane. Questo quadro evidenzia come, pur in presenza di tecnologie mature per il recupero di calore e l'integrazione con le reti di teleriscaldamento, lo sviluppo del settore sia oggi rallentato soprattutto da un deficit di competenze e di capacità di governance, che incide direttamente sulla qualità della pianificazione e sulla tempistica dei processi autorizzativi.

Connesso al problema del gap di competenze, in diversi casi studio individuati, tra gli ostacoli più significativi si evidenzia anche la **complessità dell'iter autorizzativo presso gli enti pubblici**: dall'approvazione del progetto presso l'Ente comunale al rilascio delle autorizzazioni l'avvio dei lavori. In assenza di linee guida chiare e di un quadro procedurale armonizzato, il rischio di incorrere in procedure ridondanti e tempi dilatati è elevato. Questa criticità risulta particolarmente grave poiché si scontra con le rigide scadenze imposte dai bandi di finanziamento pubblico, ed in particolare quelle connesse al PNRR, esponendo i soggetti promotori a un rischio d'impresa eccessivo che disincentiva l'attuazione di iniziative capaci di generare benefici diffusi per il territorio e la cittadinanza.

Proposta a fronte delle complessità procedurali e tecniche.

Alla luce della carenza di competenze tecniche e amministrative, appare cruciale attivare politiche di **rafforzamento delle competenze e capacity building** in modo da garantire lo sviluppo di progetti di recupero di calore e delle reti di teleriscaldamento, incidendo sulla capacità di pianificazione così come sulla **valutazione e gestione dei processi autorizzativi**. In questo contesto, il progetto europeo **Skills4DHC (programma LIFE, 2024–2027)** rappresenta

⁵Centocinquanta cittadini estratti a sorte hanno lavorato insieme per 9 mesi, per rispondere all'invito del Presidente francese Macron, di presentare proposte per "ridurre del 40% le emissioni climateranti entro il 2030 in uno spirito di giustizia sociale". Sono state elaborate 149 su diversi ambiti che, secondo gli esperti, erano più efficaci, soprattutto se viste come pacchetto globale, di quelle poi effettivamente previste dalla legge *Clima e Resilienza che ad esse si ispira*. Quelle proposte – secondo alcuni esperti – avrebbero consentito di raggiungere l'obiettivo che le misure della legge mancano.

⁶Enhancing and Decarbonising District Heating and Cooling in Italy: Capacity Building as a Key Driver Caputo, P., Denarie, A., Ferla, G., Mura, B. Euroheat and Power English Edition Open source preview, 2025, (3), pp. 8–12.

un riferimento operativo, in quanto sviluppa **13 programmi formativi specializzati** rivolti all'intera filiera del District Heating & Cooling, includendo esplicitamente la formazione di funzionari pubblici su pianificazione energetica (heat planning), sviluppo delle reti e gestione dei procedimenti autorizzativi. Il modello è in fase di sperimentazione in sei Paesi, tra cui l'Italia.

Infatti, la **capacity building** rappresenta una **leva strategica** per accelerare la transizione del settore: rafforzare le competenze tecniche e amministrative di istituzioni e stakeholder locali consente infatti di migliorare la capacità di pianificazione, valutazione e realizzazione dei progetti di teleriscaldamento. In questo contesto, è importante promuovere **programmi strutturati di formazione e scambio di conoscenze**, accompagnati da strumenti di **pianificazione energetica territoriale di lungo periodo** e da un quadro regolatorio più stabile.

Proposta concreta

Promuovere **forme strutturate di informazione e coinvolgimento della comunità ospitante nelle fasi iniziali di pianificazione dei progetti**, anche attraverso strumenti di consultazione pubblica già previsti nell'ordinamento italiano. In particolare, appare opportuno:

- Rafforzare i processi di cui alle **Linee guida sulla consultazione pubblica** adottate dal Dipartimento della Funzione Pubblica per coinvolgere cittadini, imprese e organizzazioni della società civile nella definizione delle politiche pubbliche e nella progettazione degli interventi. L'applicazione sistematica di tali strumenti anche alla pianificazione e allo sviluppo delle infrastrutture energetiche potrebbe contribuire a migliorare la programmazione degli investimenti, ridurre le incertezze nelle procedure autorizzative e rafforzare l'accettabilità sociale dei progetti sul territorio.
- Promuovere **programmi di pianificazione energetica territoriale** che prevedano il coinvolgimento strutturato degli stakeholder locali nelle fasi iniziali dei progetti tramite meccanismi – quali le consultazioni pubbliche preventive sul progetto – che favoriscano la manifestazione anticipata dell'interesse all'allaccio da parte delle potenziali utenze.

4. Conclusioni

I casi di studio citati nei paragrafi e le criticità sistemiche che, se non affrontate, rischiano di limitare la replicabilità di progetti analoghi su scala nazionale, pongono la necessità di definire regole chiare e precise per il raggiungimento della **neutralità energetica** nonché misure incentivanti e condivise con gli operatori del settore che possono contribuire allo sviluppo della filiera. Infatti, emergono chiari ambiti di intervento per facilitare la diffusione delle citate soluzioni virtuose. È pertanto evidente che, per **rispondere** efficacemente alle **indicazioni delle Direttive Europee** in materia di neutralità energetica del settore idrico e di uso efficiente dell'energia, risulta necessario introdurre **strumenti di policy capaci di favorire la diffusione delle soluzioni di recupero termico nel contesto industriale italiano**. Affinché gli obiettivi di decarbonizzazione delle infrastrutture a servizio del territorio si traducano in investimenti effettivamente realizzabili, è necessario introdurre misure volte a **garantire la redditività degli interventi** che i soggetti gestori sono chiamati ad attuare. In assenza di tali misure, il rischio concreto è che le indicazioni delle Direttive restino prive di efficacia nel contesto industriale italiano, con ricadute limitate in termini di efficienza energetica e decarbonizzazione.