



**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



R E L A B
RENEWABLE HEATING AND COOLING LAB



**POLITECNICO
DI TORINO**

28/12/2020

Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale

Focus su sistemi di nuova generazione con fonti di calore di scarto e rinnovabile.

Lavoro congiunto di
Politecnico di Milano e Politecnico di Torino
commissionato da AIRU e UTILITALIA

Autori

Per il Politecnico di Milano, hanno coordinato Alice Dénarié, Fabrizio Fattori e Mario Motta con il supporto tecnico di Vincenzo Francesco Cirillo, Giulia Spirito, Samuel Macchi e Marianna Pozzi.
(Gruppo RELAB, Dipartimento di Energia)

Per il Politecnico di Torino, Mauro Montrucchio e Vittorio Verda.
(Dipartimento Energia “Galileo Ferraris”)

Il lavoro ha beneficiato del supporto scientifico del Prof. Urban Persson (Halmstad University)

Si ringraziano Laura Tagliabue e Noemi Barrera

Sommario

Extended abstract	6
1 Introduzione	11
1.1 I principali componenti dei sistemi di teleriscaldamento	12
1.1.1 Generazione	13
1.1.2 Sottostazioni di utenza	17
1.2 La situazione attuale del teleriscaldamento in Italia	19
1.3 Il potenziale del teleriscaldamento – stato dell’arte	20
1.4 Contributo di questo studio	23
1.5 Approccio generale proposto	24
1.6 Struttura del documento	26
2 Stima della domanda di calore e caratterizzazione degli impianti individuali	27
2.1 Settore residenziale	27
2.1.1 Fabbisogno di riscaldamento attuale e futuro	27
2.1.2 Fabbisogno di acqua calda sanitaria	34
2.2 Settore terziario	37
2.3 Domanda di calore teleriscaldabile	41
2.4 Caratterizzazione degli impianti di riscaldamento individuali	48
2.4.1 Vettori energetici a servizio degli impianti	48
2.4.2 Stima del costo degli impianti individuali	50
3 Stima dell’offerta di calore e dei relativi costi	52
3.1 Calore di scarto	53
3.1.1 Impianti industriali e termoelettrici	57
3.1.2 Impianti di trattamento delle acque	62
3.1.3 Termovalorizzatori	64
3.1.4 Risultati di calore recuperabile	65
3.2 Risorse rinnovabili	68
3.2.1 Biomassa	68
3.2.2 Geotermia e solare termico	69
3.3 Costi e emissioni climalteranti delle fonti di calore	72
4 Incontro fra domanda e offerta	74

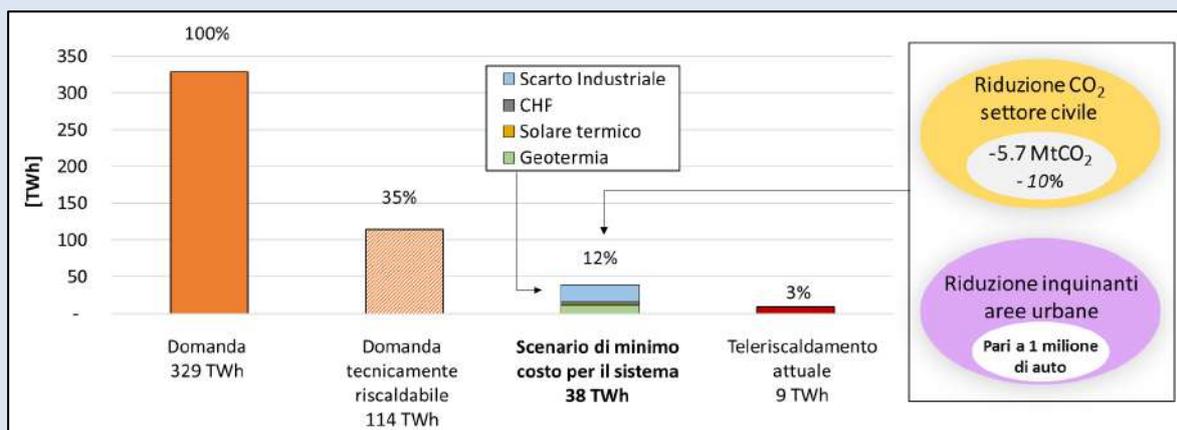
4.1 Introduzione metodologica	74
4.2 Aggregazione spaziale della domanda	76
4.2.1 L'algoritmo DBSCAN	76
4.2.2 Utilizzo dell'algoritmo DBSCAN per l'aggregazione della domanda.....	77
4.3 Simulazione della topologia e del costo delle reti di distribuzione	81
4.3.1 Effective width (w)	81
4.3.2 Costo della rete di distribuzione e allacciamento	84
4.4 Simulazione della topologia e del costo delle reti di trasporto	85
4.4.1 Fase di triangolazione	85
4.4.2 Fase di routing	88
4.4.3 Costo della rete di trasporto.....	90
4.5 Scelta della soluzione ottimale e definizione dei flussi di calore	92
4.5.1 Il framework oemof per l'ottimizzazione dei sistemi energetici	92
4.5.2 Applicazione di oemof per la stima del potenziale di teleriscaldamento	93
5 Risultati	96
5.1 Calore fornito	97
5.2 Fonti impiegate	102
5.3 Emissioni di gas serra evitate	106
5.4 Rappresentazione spaziale di dettaglio	106
6 Vantaggi ambientali	108
6.1 Metodologia	108
6.1.1 Emissioni di inquinanti.....	108
6.1.2 Concentrazioni di inquinanti	109
6.2 Analisi delle emissioni	113
6.3 Analisi delle concentrazioni.....	119
6.4 Conclusioni rispetto ai benefici ambientali	123
7 Conclusioni	124
8 Bibliografia	128

In evidenza

Questo documento presenta lo studio del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente in Italia, descrive l'approccio metodologico elaborato e ne mostra i risultati. Particolare attenzione viene data all'espansione della tecnologia come opportunità di penetrazione su ampia scala delle energie rinnovabili e del recupero di calore di scarto.

I principali punti di interesse sono qui evidenziati:

- Costruzione di un **modello georeferenziato** e basato su **open-data** e software **open-source** per valutare la domanda di calore, la disponibilità di fonti e il possibile sviluppo del teleriscaldamento.
- Elaborazione di una nuova **metodologia** per la valutazione della diffusione del teleriscaldamento efficiente, messo a confronto con soluzioni di riscaldamento individuali alternative.
- Vengono individuati **329 TWh di fabbisogno di calore** (riscaldamento ambiente e acqua calda sanitaria) per il settore civile residenziale e terziario, di cui **114 TWh** ad oggi **tecnicamente** idonei alla connessione a un'eventuale rete di teleriscaldamento.
- L'indagine relativa alle sorgenti di calore stima una disponibilità sul territorio di **90 TWh di calore di scarto**, per la maggior parte caratterizzati da una temperatura idonea per essere recuperati e veicolati agli edifici tramite teleriscaldamento.
- In un'ottica di **minimizzazione del costo complessivo del sistema**, depurata di qualunque sistema incentivante, il potenziale di diffusione del teleriscaldamento in confronto alle soluzioni individuali tradizionali risulta essere pari a **38 TWh** alle condizioni economiche vigenti, a fronte dei 9TWh attuali.
- Questo scenario di diffusione permette una riduzione delle emissioni di gas climalteranti pari a **5.7 MtCO₂** e una riduzione delle concentrazioni degli inquinanti nelle aree urbane pari a **1 milione di auto** per quanto riguarda le emissioni di particolato.



Extended abstract

Il presente studio intende presentare il metodo e gli esiti dell'analisi congiunta del Politecnico di Milano e del Politecnico di Torino che ha avuto come obiettivo la stima del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente in Italia e che si è dunque concentrata sul recupero di fonti di calore di scarto e sulle energie rinnovabili. Lo studio ha beneficiato del supporto scientifico dell'università di Halmstad, uno dei principali riferimenti in materia in quanto coordinatore del progetto europeo Heat Roadmap Europe.

Il prodotto finale di questo lavoro è duplice: da un lato la quantificazione numerica del margine di espansione del teleriscaldamento alimentato da fonti rinnovabili in un'ottica di minimizzazione del costo complessivo del sistema; dall'altro, vista la complessità del problema, la costruzione di una metodologia dal carattere fortemente innovativo. Tali obiettivi hanno portato alla necessità di investigare e integrare più approcci che, per quanto possibile, sono stati applicati utilizzando dati di input e strumenti pubblicamente disponibili, al fine di fornire una soluzione metodologica di analisi e di calcolo trasparente, in aggiornamento continuo e universalmente fruibile.

La metodologia si basa su un'analisi dettagliata nello spazio (indispensabile per una tecnologia che ha una forte connotazione locale) che permette di caratterizzare la densità di domanda, la disponibilità delle fonti di calore e la distanza relativa fra domanda e sorgenti di calore disponibile, elemento chiave per determinare il costo di investimento e quindi la convenienza economica della tecnologia.

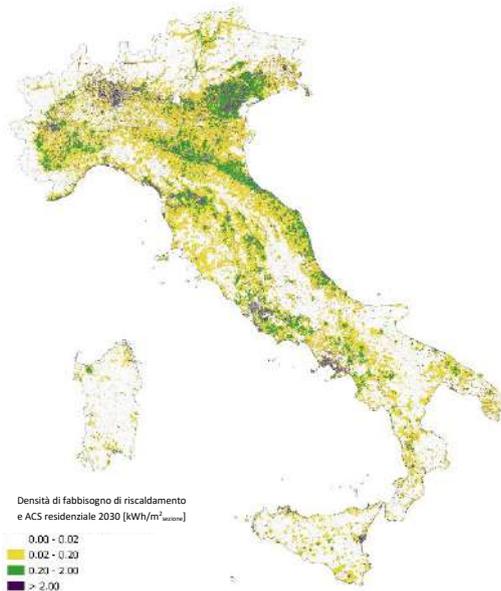
La stima del potenziale di diffusione del teleriscaldamento ha quindi richiesto una prima fase di conoscenza e geolocalizzazione della domanda di calore e degli edifici che la richiedono, una seconda fase di censimento e valutazione delle fonti di calore disponibili sul territorio, della loro qualità e dei relativi costi di utilizzo della risorsa, e una terza e ultima fase che combina le informazioni nello spazio per poter identificare aree in cui domanda e offerta permettono uno sviluppo economicamente sostenibile della rete. La convenienza economica, che determina il limite di diffusione o meno della tecnologia, viene definita dalla minimizzazione del costo complessivo del sistema, tenendo conto dei costi di investimento e dei costi operativi sia per la soluzione teleriscaldamento sia per la soluzione individuale alternativa specifica nel territorio.

Lo scenario di potenziale diffusione viene infine valutato anche in termini di impatto ambientale, attraverso il calcolo della riduzione delle emissioni climalteranti e dell'impatto sulla qualità dell'aria.

L'orizzonte temporale dello studio è collocabile al 2030 e a tale periodo fanno riferimento le ipotesi alla base della stima della domanda e dei costi assunti per le tecnologie e per i combustibili.

Stima della domanda

Il lavoro inizia con la stima della domanda di calore relativa al settore civile e la conseguente quota idonea alla connessione al teleriscaldamento. Il primo passo è la distribuzione spaziale del fabbisogno del settore residenziale e terziario, a partire dal dato nazionale complessivo di fabbisogno attuale e ipotizzando uno scenario di futura riqualificazione. Identificato il fabbisogno per il settore residenziale al 2030 in **219.3 TWh**, l'analisi distribuisce il fabbisogno geograficamente a livello delle sezioni di censimento tenendo conto delle caratteristiche climatiche e delle performance energetiche degli edifici caratterizzate per epoca costruttiva.



Mappa della distribuzione della domanda di riscaldamento e acqua del settore residenziale

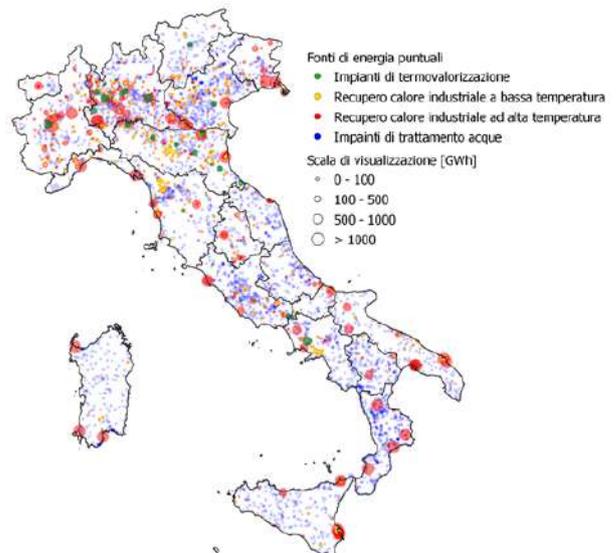
A questi si aggiungono **26.4 TWh** di fabbisogno di acqua calda sanitaria distribuiti uniformemente in base alla popolazione residente. Il fabbisogno del settore terziario invece, pari a **84.2 TWh**, viene suddiviso nelle sezioni di censimento sulla base degli addetti rilevati in ogni sezione in relazione ai codici ATECO. L'analisi prosegue con la caratterizzazione degli impianti di riscaldamento che servono oggi queste domande, anch'essi definiti a livello di sezione di censimento. La caratterizzazione è eseguita in termini di tipologia impiantistica (centralizzati o individuali), combustibili utilizzati e relativi costi di fornitura del calore. Se la tecnologia impiantistica permette di definire la possibilità tecnica di connessione al teleriscaldamento, i dati di costo della soluzione impiantistica serviranno nella fase finale come termine di confronto per definire la convenienza economica di una eventuale rete di teleriscaldamento. Con la caratterizzazione degli impianti sezione per sezione è possibile definire la quota parte di fabbisogno tecnicamente

servibile dal teleriscaldamento, ovvero quella imputabile a edifici che hanno già un impianto di distribuzione interna centralizzato che permette una semplice sostituzione del generatore con una sottostazione di teleriscaldamento. La quota di domanda tecnicamente teleriscaldabile calcolata è pari a **114 TWh**, a fronte di **329 TWh** identificati complessivamente per il fabbisogno del settore civile, residenziale e terziario.

Stima della disponibilità di calore di scarto e rinnovabile

La seconda fase riguarda la stima dell'offerta di calore, sia calore di scarto delocalizzato (per es. calore industriale), sia calore rinnovabile locale, a partire dalla disponibilità della risorsa (per es. geotermia, solare termico e biomassa). Ciascuna possibile fonte di calore è analizzata tenendo conto delle peculiarità specifiche e della distribuzione geografica sul suolo nazionale.

Per le due tipologie di fonti viene seguito un processo differente: la valutazione del calore di scarto passa dall'analisi puntuale di processi produttivi già esistenti sul territorio, partendo da dati emissivi relativi a ogni impianto analizzato; la stima della quantità di energia rinnovabile integrabile nelle reti viene fatta invece a partire da dati di disponibilità territoriale diffusa delle risorse, come ad esempio la disponibilità di biomassa su

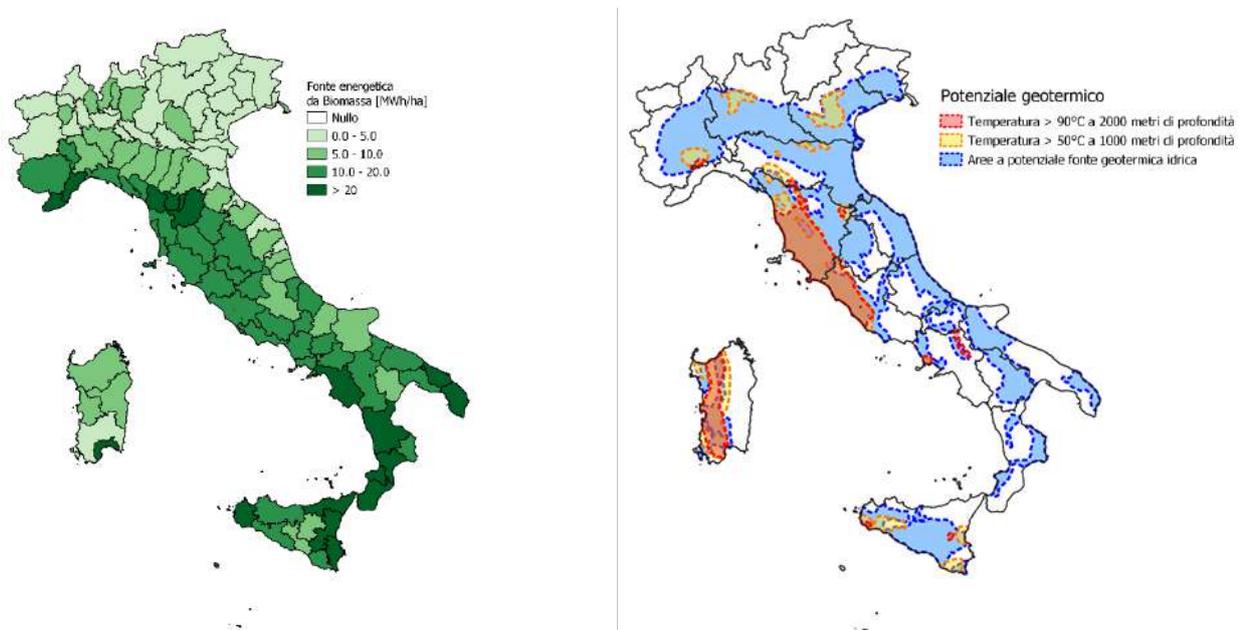


Mappa delle fonti di calore di recupero

base provinciale. Per le fonti rinnovabili viene definito un limite tecnico di sfruttamento della risorsa, che può essere utilizzata a esaurimento nella fase di incontro fra domanda e offerta.

Per quanto riguarda la stima del calore di scarto, le fonti esaminate sono gli impianti termoelettrici, gli impianti industriali, gli impianti di trattamento delle acque e i termovalorizzatori. A partire dal dato emissivo vengono stimati i consumi di ogni sito in termini di energia primaria, la quota parte di calore di scarto disponibile ad alta e bassa temperatura e infine la quota recuperabile in un'eventuale rete di teleriscaldamento, caratterizzata da costi di investimento e costi operativi. Per quanto riguarda gli impianti di trattamento delle acque, l'energia recuperabile viene stimata a partire dalla portata di acqua calda trattata dagli impianti di depurazione. I risultati di tale processo di calcolo portano all'individuazione di **121 TWh** di calore di scarto recuperabili in reti di teleriscaldamento.

Fra le fonti rinnovabili analizzate, le disponibilità di biomassa e geotermia sono calcolate a partire dalle stime del progetto europeo Heat Roadmap Europe; il solare termico è invece stimato come quota integrabile rispetto alla domanda, senza necessità di accumulo stagionale.



Mappa della disponibilità di biomassa e geotermia

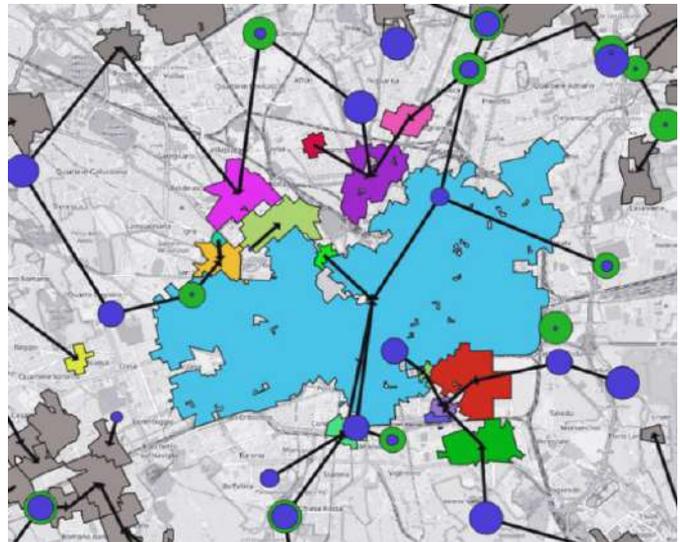
Incrocio fra domanda e offerta - Valutazione del potenziale

L'ultima fase è costituita dall'analisi dell'incontro fra domanda e offerta di calore ed è finalizzata a individuare le aree in cui il teleriscaldamento trova un potenziale di diffusione. A partire dalle due fasi precedenti, è stata elaborata una metodologia che mette in relazione domanda e offerta nello spazio al fine di indentificare zone di territorio di mutua sinergia in cui le reti di teleriscaldamento risultino meno costose al confronto con le varie opzioni disponibili. La domanda delle oltre 400 mila sezioni di censimento viene opportunamente

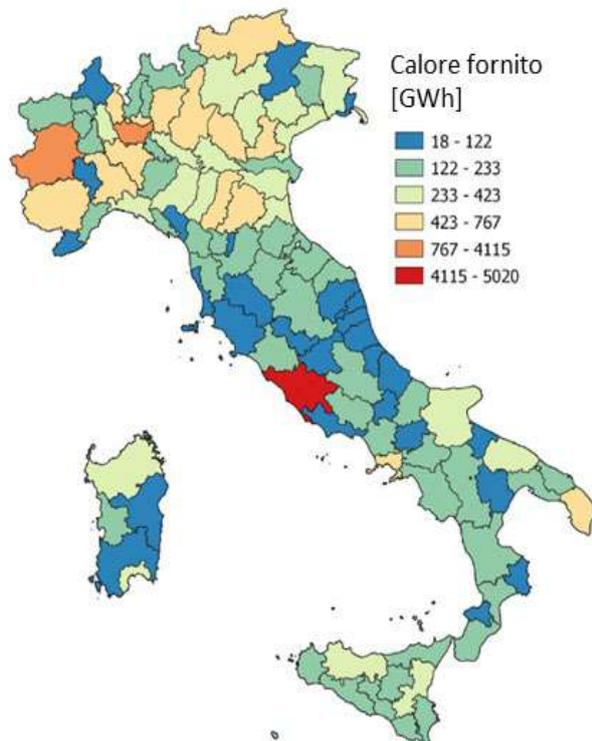
aggregata tramite algoritmi di clustering al fine di ridurre la dimensione matematica del problema e quindi i tempi e le capacità di calcolo richieste dall'analisi.

Questo passaggio permette dunque di ottenere una serie di aggregati di domanda, ovvero porzioni di territorio che rappresentano aree di potenziale interesse per lo sviluppo di reti. All'interno di queste aree vengono dunque stimate le lunghezze delle potenziali reti di distribuzione del calore al fine di includere nelle tappe successive anche le perdite termiche e i costi di rete, entrambi parametri fondamentali nella quantificazione del costo complessivo della fornitura del calore. A completare la composizione del costo finale di fornitura del calore tramite teleriscaldamento bisogna considerare poi il costo del calore proveniente dalla fonte e il costo della rete di trasporto per connetterla ai cluster di domanda precedentemente definiti. La connessione o meno di una determinata fonte è però a sua volta un quesito a cui rispondere. Il problema viene dunque affrontato nella sua interezza, strutturato matematicamente come un problema di minimizzazione del costo complessivo del sistema per la fornitura di calore. Le variabili decisionali del problema di ottimizzazione sono costituite dalla scelta della soluzione individuale o della soluzione teleriscaldamento all'interno della quale, a sua volta, vengono identificati i collegamenti domanda-offerta che minimizzano il costo totale della fornitura di calore.

Il risultato finale che l'ottimizzazione fornisce è dunque la configurazione di fornitura del calore economicamente più sostenibile, identificando la quota di domanda più convenientemente servibile da teleriscaldamento, la composizione in termini di fonti energetiche e la quota rimanente di domanda



Esempio di incrocio fra domanda e offerta di calore in una città



Mapa di distribuzione del potenziale economico

per cui le soluzioni individuali hanno maggiore convenienza economica.

Dei 114 TWh di domanda identificata come teleriscaldabile, 38 TWh sono quelli che l'ottimizzazione suggerisce come servibili da sistemi di teleriscaldamento. La composizione è per la quota maggioritaria rappresentata da calore di recupero, pari a 22 TWh, seguiti da 11 TWh di geotermia e una parte minoritaria di 3 TWh di cogenerazione e 2 TWh di solare termico.

Se confrontato con i 9.3 TWh che il teleriscaldamento oggi distribuisce sul territorio (dato AIRU 2018), secondo le ipotesi e la metodologia qui presentate, si evidenzia un margine di espansione che supera di quattro volte l'attuale quota. Tale potenziale, se realizzato, permetterebbe un risparmio di emissioni climalteranti pari a 5.7 MtCO₂, risultato che equivarrebbe allo spegnimento di circa 4 milioni di caldaie autonome da appartamento.

Vantaggi ambientali

A completare la valutazione, il potenziale di diffusione del teleriscaldamento viene corredato dall'analisi di impatto ambientale associata al completo sfruttamento del potenziale del teleriscaldamento individuato. Questo passaggio consente di valutare gli effetti sul livello delle emissioni e delle concentrazioni dei principali inquinanti.

Le simulazioni registrano una riduzione delle emissioni dovuta alla diffusione del teleriscaldamento. Per gli NO_x, questa può essere stimata come equivalente all'eliminazione dalla circolazione di oltre 100.000 veicoli; per il particolato, il risultato corrisponde a oltre 1.000.000 veicoli.

Valutando infine le variazioni delle concentrazioni di inquinanti, la riduzione media di concentrazione degli NO_x è di 2 µg/m³, con valori superiori a 4 µg/m³ per circa il 4% dei comuni italiani, mentre nel caso del particolato, la riduzione media è di circa 10 µg/m³.

1 Introduzione

Il teleriscaldamento¹ è una qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria..

Quindi il teleriscaldamento porta direttamente a casa degli utenti (residenziali, pubblici, commerciali o industriali) il calore, recuperato da fonti di calore esistenti sul territorio, coprendo la domanda di riscaldamento e di acqua calda sanitaria. L'impianto di distribuzione interna dell'edificio rimane inalterato, e la sottostazione va a sostituire le caldaie tradizionali esistenti. Il calore raggiunge le utenze grazie a una rete di tubazioni dedicate e interrata sotto il manto stradale.

Il calore viene trasportato da un fluido vettore (acqua calda o surriscaldata a temperature che dipendono dalle specifiche tecniche della rete, vapore) attraverso una rete di tubazioni. Il fluido vettore distribuisce il calore agli utenti mediante le tubature di "mandata", e ritorna alla centrale, ormai raffreddato, attraverso le tubature di "ritorno".

Come suggerisce il termine "tele (dal greco "lontano") – riscaldamento", la principale caratteristica di tale tecnologia è la distanza esistente tra i punti di produzione e i punti di utilizzo del calore. La presenza di una rete di distribuzione è dunque assolutamente necessaria e la costruzione e la gestione di tale infrastruttura costituisce il fattore marginale nel comparare il teleriscaldamento a qualsiasi altro sistema di riscaldamento individuale.

La caratteristica peculiare del teleriscaldamento è la capacità di sfruttare una molteplicità di risorse di calore, anche contemporaneamente, alcune delle quali non utilizzabili da altre tecnologie di riscaldamento individuali [1], garantendo una maggiore flessibilità e sicurezza energetica e riducendo la dipendenza dalle importazioni. L'utilizzo di fonti rinnovabili o di recupero, in contrasto con i combustibili di origine fossile ampiamente utilizzati correntemente per la generazione di calore, garantisce bassi costi di generazione, trattandosi di sottoprodotto di scarto altrimenti smaltito in ambiente, che permettono di far fronte agli importanti ed inevitabili costi di investimento necessari per la costruzione della rete di distribuzione.

Il teleriscaldamento può dunque essere definito come una infrastruttura energetica che permette di distribuire efficientemente calore agli edifici distribuiti sul territorio andando a recuperare fonti di calore che altrimenti sarebbero difficilmente utilizzabili, prime fra tutte il calore di scarto e rinnovabile [2]. Grazie a questa caratteristica, le reti di teleriscaldamento rappresentano una delle tecnologie più efficaci per accelerare il processo di efficientamento energetico su scala urbana permettendo di sfruttare grandi quote di energia rinnovabile grazie alla loro capacità di accumulo [3].

¹ D.Lgs. 102/2014

Questo potenziale rimane tuttavia in gran parte non sfruttato a livello nazionale, in quanto il teleriscaldamento copre in Italia una quota minoritaria del fabbisogno nazionale, ovvero 9.28 TWh [4] rispetto ai 329 di fabbisogno di calore del settore civile individuati su territorio nazionale [5].

A fronte di questo scarto, il presente studio ha dunque lo scopo di presentare i risultati della stima del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente in Italia, mettendo in luce i margini di espansione della tecnologia come veicolo di diffusione su larga scala di rinnovabili e calore di scarto.

Allo scopo di rendere più chiara la trattazione dei seguenti capitoli, si cerca di dare un quadro di contesto a all'analisi qui presentata da un lato ricordando i principali componenti che caratterizzano la tecnologia e le principali sfide tecnologiche che si trova ad affrontare in un quadro di decarbonizzazione, dall'altro inserendo questo lavoro all'interno di una letteratura esistente di analisi svolte sul tema a livello nazionale e internazionale.

1.1 I principali componenti dei sistemi di teleriscaldamento

La principale caratteristica tecnologica di questa infrastruttura è la distanza esistente tra i punti di produzione e i punti di utilizzo del calore. La presenza di una rete di distribuzione costituisce, in termini operativi e di investimenti, il maggior fattore di discriminazione rispetto a qualsiasi altro sistema di riscaldamento individuale. Da qui nasce dunque il concetto fondante del teleriscaldamento ovvero di poter usufruire di una fonte di calore che altrimenti verrebbe dispersa e quindi sprecata [2]. Le parti che costituiscono l'infrastruttura sono le fonti di generazione di calore, la rete di distribuzione vera e propria costituita da tubi sotterranei e le

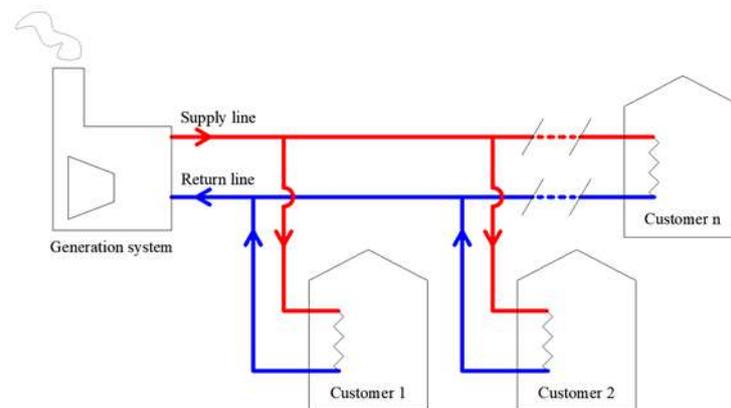


Figura 1.1 Schema base della rete di teleriscaldamento

sottostazioni presso le utenze (il cui componente principale è lo scambiatore di calore), che permettono di realizzare lo scambio termico tra il fluido termovettore della rete di teleriscaldamento (circuito primario) e il circuito dell'impianto di distribuzione interna del riscaldamento dell'utenza (circuito secondario).

Le parti principali che la costituiscono sono le fonti di generazione di calore, la rete di distribuzione vera e propria, costituita da tubi sotterranei, e le sottostazioni presso le utenze, il cui componente principale è lo scambiatore di calore. Le sottostazioni sono la sede in cui avviene lo scambio termico tra il fluido

termovettore della rete di teleriscaldamento (circuito primario) e il circuito degli impianti di distribuzione del riscaldamento dell'utenza (circuito secondario); lo scambiatore della sottostazione, corredato dalla strumentazione di misura e controllo, è il componente del teleriscaldamento che va a sostituire il generatore in una utenza che viene allacciata alla rete.

1.1.1 Generazione

A differenza di una rete elettrica, una rete di teleriscaldamento idraulica permette delle distanze limitate fra utenza e luogo di produzione del calore dovute alle perdite di pressione e dispersioni termiche imputabili alla rete di distribuzione. Da questo si può evincere la natura locale di questa tecnologia, fortemente legata e dipendente dalle caratteristiche proprie del territorio. Questo però non è punto di debolezza, ma punto anche di opportunità in quanto permette di sviluppare sinergie fra fonti disponibili sul territorio e domanda, andando a recuperare quantità importanti di calore in termini di vera e propria sostituzione di consumi realizzando di fatto efficienza energetica su scala urbana.

L'effetto combinato della natura locale e centralizzata propria del teleriscaldamento fa sì che sia possibile sfruttare una molteplicità di risorse di calore, anche contemporaneamente, alcune delle quali non utilizzabili da altre tecnologie di riscaldamento individuali [1], garantendo una maggiore flessibilità e sicurezza energetica e riducendo la dipendenza dalle importazioni.

La rete può essere alimentata da una o più centrali di produzione di energia o da fonti rese disponibili sul territorio sia rinnovabili che di recupero industriale. Il dimensionamento, la tipologia e il numero delle centrali di generazione dipende, oltre che dalla domanda complessiva, dall'estensione della rete e dalla densità della domanda.

Le centrali di produzione di energia, tipicamente, possono essere:

- Centrali termoelettriche (modificate al fine di recuperare il calore generato dal processo produttivo)
- Impianti di cogenerazione
- Recupero di calore da impianti industriali: a titolo esemplificativo, ma non esaustivo: acciaierie, vetrerie, impianti di termovalorizzazione RUR, etc.
- Pompe di calore
- Fonti di energia rinnovabile
- Altri impianti di recupero termico
- Chiller per la produzione di energia frigorifera, nel caso in cui la rete sia anche di teleraffrescamento.

Inoltre, in un sistema di questo tipo, sono sempre presenti una o più caldaie cosiddette di integrazione e riserva destinate a coprire le punte o eventuali guasti alla centrale principale.

Le principali fonti di energia primaria utilizzate in Italia per i sistemi integrati di generazione sono:

- Gas naturale
- Bioenergie
- Geotermia

Talvolta la rete include anche dei serbatoi di acqua calda (accumulatori di calore) utilizzati per far fronte ai picchi di domanda e per assicurare un funzionamento più regolare degli impianti di generazione.

In letteratura [2], queste fonti di calore locali quali recupero di calore in eccesso e rinnovabili sono considerate strategiche per la sostenibilità ambientale e economica dei sistemi di teleriscaldamento: riducendo l'uso di fonti fossili, diminuiscono infatti l'impatto emissivo e rendono più sicuro il sistema Paese diminuendo la dipendenza dall'approvvigionamento dall'estero. A queste fonti di calore sostenibili e rinnovabili si aggiungono sempre caldaie di soccorso e riserva per garantire la continuità del servizio e per coprire i picchi di domanda. La percentuale di fornitura di calore da combustibili fossili è molto alta nell'Unione Europea (70%) [6], poiché i combustibili fossili sono ancora la principale fonte di energia sia per la cogenerazione che per le caldaie. La quota di energie rinnovabili è però più alta in alcuni paesi. Come mostra la Figura 1.2, in paesi del Nord Europa, come la Danimarca, l'uso di combustibili fossili è stato drasticamente ridotto.

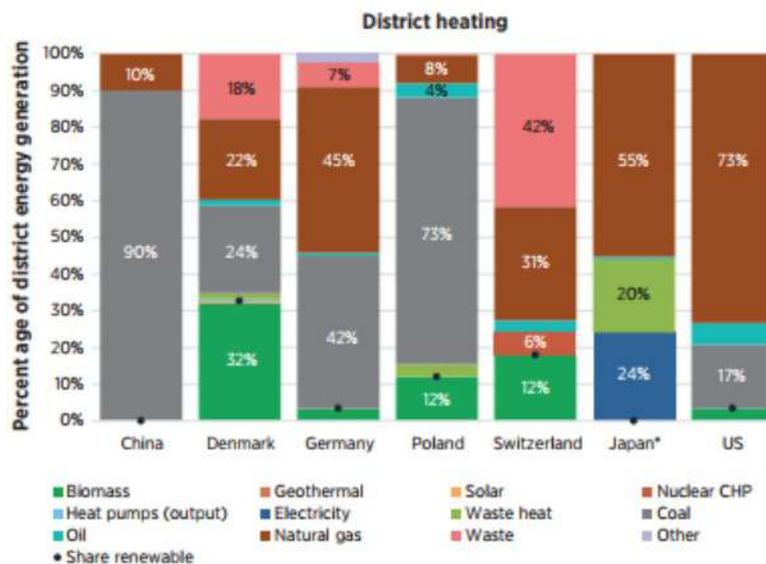


Figura 1.2 Fonti energetiche delle reti di teleriscaldamento nel mondo [63]

Ciò è dovuto al fatto che questi paesi internalizzano i costi esterni del cambiamento climatico aggiungendo tasse sui combustibili fossili. Così si creano condizioni favorevoli al riutilizzo del calore e all'uso delle FER nei sistemi di riscaldamento e raffreddamento [6]. In Italia, il DH copre solo il 2% della domanda totale di calore e la sua quota di rinnovabili è del 25% dovuta principalmente alla combustione di biomasse e della frazione biodegradabile dei rifiuti urbani [4]

Rete di distribuzione

La rete di distribuzione, che connette le fonti presenti sul territorio alle utenze, è formata da tubi coibentati, in genere posti nel sottosuolo, che vanno a costituire la rete di mandata e la rete di ritorno. Dall'unità in cui

il calore viene generato/recuperato, il fluido termovettore giunge alle sottostazioni d'utenza attraverso la tubazione di mandata. In questi scambiatori di calore che vanno generalmente a sostituire le tradizionali caldaie degli impianti centralizzati o delle abitazioni monofamiliari, il fluido termovettore cede il proprio contenuto energetico al circuito secondario, e poi viene di nuovo trasportato verso la fonte di calore attraverso le tubazioni di ritorno. Se la temperatura della rete di mandata è impostata dal fornitore di calore, la temperatura di ritorno e la portata circolante nella rete sono di fatto la combinazione del risultato del processo di scambio termico appena descritto a livello delle sottostazioni di utenza.

All'interno della rete di distribuzione si individuano tre componenti principali: la rete di trasporto L3, distribuzione L2 e allacciamento L1, come da Figura 1.3.

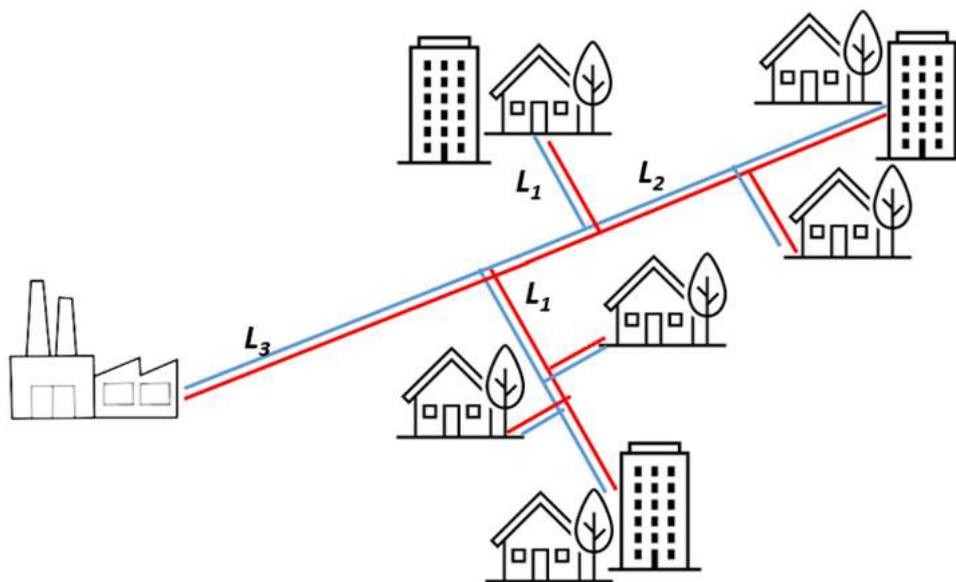


Figura 1.3 Rete di teleriscaldamento e relative lunghezze

Queste possono essere così definite:

- Allacciamento: quota parte della rete che individua le tubazioni terminali dalla sottostazione di edificio alla rete di distribuzione sul fronte stradale
- Distribuzione: rete di distribuzione di calore sul territorio in cui insiste la domanda di calore
- Trasporto: tubazioni di connessione delle fonti di generazione alla rete di distribuzione urbana.

A seconda delle specifiche caratteristiche che lo contraddistinguono, un sistema di teleriscaldamento appartiene ad una determinata generazione. La classificazione in generazioni è dettata dal livello di temperatura e dalla tecnologia utilizzata per la rete di distribuzione. La classificazione parte dalla I generazione, a cui appartenevano le prime reti di teleriscaldamento, sino ad arrivare alla IV e V generazione, a cui appartengono le reti più recenti[7].

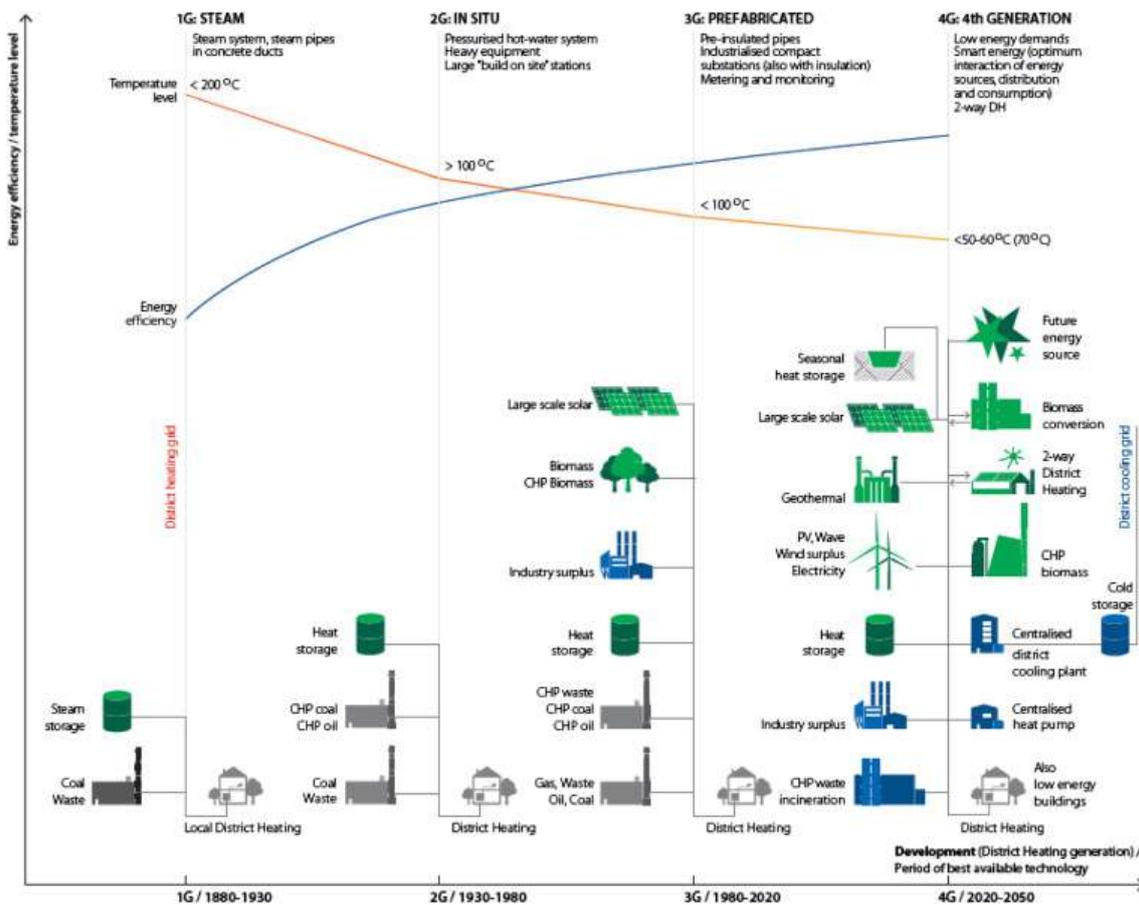


Figura 1.4 Generazioni di teleriscaldamento come da [7]

La prima generazione utilizza il vapore come vettore termico. Questa tecnologia è attualmente considerata obsoleta e programmi di sostituzione sono stati implementati in diverse città. Pochissimi impianti, come a New York e Parigi, utilizzano ancora il vapore. I sistemi di seconda generazione risalgono al 1940 e utilizzano acqua calda pressurizzata a più di 100°C e sono nati principalmente per recuperare il calore dagli impianti di cogenerazione. A partire dagli anni '70 il livello di temperatura è stato ridotto al di sotto dei 100°C definendo il teleriscaldamento di terza generazione. Questo cambiamento ha permesso di utilizzare tubi preisolati prefabbricati e scambiatori di calore a piastre compatti. La tendenza di queste tre generazioni è stata quella di ridurre il livello di temperatura per ridurre i costi del materiale delle tubazioni e aumentare la prefabbricazione. Seguendo questa tendenza, la tecnologia di quarta generazione prevede una drastica riduzione della temperatura di fornitura a $60-55^{\circ}\text{C}$ per ampliare la possibilità di integrazione delle fonti di energia rinnovabile e di recupero del calore di scarto sul territorio e ridurre gli investimenti della rete: con questi livelli di temperatura infatti possono essere utilizzate tubazioni in polietilene ed anche in polipropilene

con un elevato livello di prefabbricazione anche dei giunti andando a ridurre notevolmente costi di materiale e di posa.

Se da un lato il vantaggio dei sistemi di teleriscaldamento è quello di recuperare il calore residuo, dall'altro la distribuzione è accompagnata da un fenomeno fisiologico di perdite, sia in termini di calore che di perdite di pressione. I valori tipici delle perdite di calore si aggirano intorno al 10-20% del carico termico totale dell'impianto di generazione [2] a seconda della densità termica della richiesta di calore e della temperatura del sistema. A causa dell'esistenza di questo fenomeno, la fornitura totale di calore coperta dall'impianto di generazione è la somma sia della domanda dell'utente che delle perdite di calore per coprirlo. Di conseguenza, è essenziale dimensionare e gestire le reti di distribuzione per ridurre sia le perdite di temperatura che quelle di pressione.

Le perdite termiche percentuali di una rete dipendono, oltre che dall'efficienza dell'isolamento delle tubazioni e dalla perdita fisica di fluido termovettore, anche - ed a volte fortemente - da altri fattori, tra cui i principali sono:

- a) il regime termico della rete (valori della $T_{mandata}$ e $T_{ritorno}$ e conseguentemente il salto termico fra mandata e ritorno);
- b) la densità lineare dell'utenza (energia erogata per ogni km di rete);
- c) il grado di saturazione della rete (una tratta di rete che eroga una potenza di molto inferiore alla potenza di progetto presenta perdite termiche percentuali molto elevate, pur possedendo un isolamento efficiente ed esente da perdite fisiche di fluido termovettore).
- d) Progressivo invecchiamento della rete con degradamento delle condizioni iniziali di isolamento;
- e) Aumento delle manutenzioni estive con ricambi dei volumi d'acqua;
- f) Riduzione dei consumi presso le utenze

1.1.2 Sottostazioni di utenza

Le utenze delle reti di teleriscaldamento sono edifici residenziali, terziari e qualche industria. Il calore fornito di solito copre la domanda di calore per il riscaldamento degli ambienti e l'acqua calda sanitaria. La domanda di riscaldamento degli ambienti è definita da una temperatura variabile a seconda dei sistemi di emissione (e.g. radiatori, ventilconvettori o pavimento radiante) e il profilo termico sia durante l'anno che durante il giorno è altamente variabile, a seconda della temperatura esterna e della capacità termica di tenuta dell'edificio servito. La dinamica della domanda di calore dipende principalmente dalla logica di controllo impostata dall'utenza e dall'inerzia che la caratterizza: i sistemi di riscaldamento ad alta capacità termica hanno di solito un profilo di domanda più piatto, mentre i radiatori con spegnimento notturno sono caratterizzati da importanti picchi di domanda.

La richiesta di acqua calda sanitaria è funzione della portata richiesta e della differenza di temperatura. Di solito la temperatura di fornitura dell'acqua calda sanitaria è superiore ai 55°C per prevenire il rischio di legionella. La temperatura di alimentazione e la portata richiesta alla sottostazione di acqua calda dipendono dal modo in cui l'acqua calda sanitaria viene prodotta. Il profilo di richiesta è infatti caratterizzato da una richiesta di picco poco frequente ma molto elevata. Queste richieste possono essere soddisfatte

istantaneamente, o attraverso serbatoi di accumulo. Il vantaggio dell'uso di serbatoi di accumulo è la riduzione dei picchi di potenza e l'appiattimento del profilo della richiesta di calore. Lo svantaggio di questo sistema è che, per evitare problemi di legionella, la temperatura all'interno del serbatoio è superiore, ben oltre i 60°C, il che si associa a maggiori perdite di calore sia nel serbatoio di accumulo che nella rete di teleriscaldamento. Temperature più elevate, soprattutto sul lato di ritorno, sono anche svantaggiose per l'integrazione di scarti a bassa temperatura e fonti di calore rinnovabili.

In caso di produzione istantanea di acqua calda sanitaria, la temperatura di mandata è più bassa, così come la temperatura di ritorno, diminuendo le perdite di calore nella rete. D'altra parte, la variazione della domanda di calore è particolarmente elevata, e questo richiede un dimensionamento significativamente maggiore dei componenti come gli scambiatori di calore e le tubazioni che conducono ai sistemi. Questi componenti sono dimensionati per il picco di domanda di acqua calda sanitaria che è di solito 10 volte superiore a quella del riscaldamento degli ambienti [2]. Infine, il profilo di produzione istantanea dell'acqua varia non solo in modo significativo ma anche molto rapidamente, imponendo di conseguenza l'installazione di sofisticate apparecchiature di controllo.

Gli elementi chiave che costituiscono le sottostazioni d'utenza del teleriscaldamento sono gli scambiatori di calore, i miscelatori e le valvole di controllo per la regolazione di temperatura e pressione. Le sottostazioni sono generalmente posizionate direttamente all'interno dell'edificio: in centrale termica nel caso in cui sostituiscano sistemi di generazione in edifici plurifamiliari o villette unifamiliari nel singolo appartamento con moduli satellite a seconda della configurazione dell'impianto interno di distribuzione.

1.2 La situazione attuale del teleriscaldamento in Italia

Attualmente (dati anno 2019) il teleriscaldamento copre circa il 2,3% del fabbisogno nazionale di domanda per il riscaldamento. Con riferimento all'ultimo Annuario statistico AIRU, che fotografa il settore al 31 dicembre 2019, in Italia sono presenti sistemi di teleriscaldamento in più di 200 centri urbani, per un totale di oltre 400 reti sparse sul nostro territorio. La volumetria teleriscaldata è 365,8 Mm³ ed è ben evidente che la distribuzione territoriale dei sistemi di teleriscaldamento si concentra nelle regioni settentrionali del Paese (Figura 1.5). Con riferimento sempre al dato della volumetria allacciata, le Regioni maggiormente teleriscaldate sono: Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Trentino-Alto Adige e Veneto.

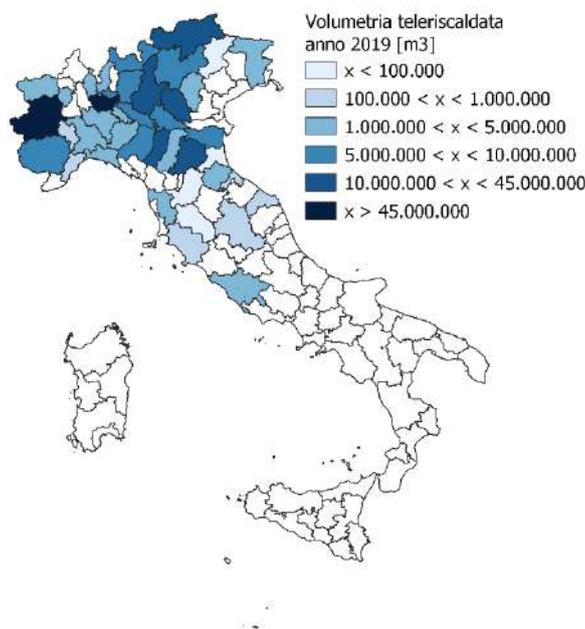


Figura 1.5 Volumetria teleriscaldata nell'anno

Con un'estensione totale di tracciato delle tubazioni (stacchi esclusi) di 4.551 km i sistemi di teleriscaldamento raggiungono più di 84 000 sottocentrali di utenza per un totale di oltre 9 TWh di energia termica erogata al cliente.

Il mix di fonti di energia primaria utilizzato nei sistemi di riscaldamento urbano in Italia nel 2019 è visibile in Figura 1.6. Il 78% del calore prodotto dai sistemi di generazione proviene da cogenerazione e da fonti rinnovabili (bioenergie, geotermie, pompe di calore, recuperi da processi industriali e solare termico).

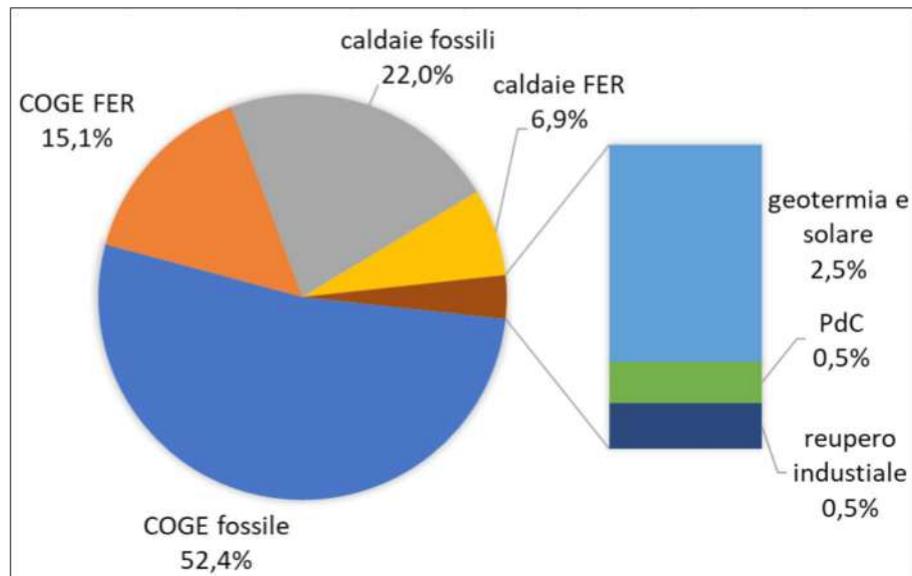


Figura 1.6 Fonti dell'energia immessa in rete, anno 2019

Nel 2019 le centrali al servizio di reti di teleriscaldamento hanno prodotto oltre 11.234 GWh termici; a questi si aggiungono 6.476 GWh elettrici e 130 GWh frigoriferi.

Nella Figura 1.6 è riportato in dettaglio il mix energetico dell'energia immessa in rete. Il contributo maggiore per quanto riguarda le fonti rinnovabili è sicuramente dato dalla cogenerazione rinnovabile, nella quale si considerano sia le bioenergie tradizionali (biomassa, biogas, bioliquidi) che la frazione biodegradabile dei rifiuti urbani. Le fonti rinnovabili quali geotermia, solare, pompe di calore e recuperi industriali rimangono ancora marginali, attestate complessivamente attorno al 3,5%.

Partendo sempre dall'analisi dei dati dell'Annuario AIRU 2020, nel 2019 i sistemi di riscaldamento urbano operanti in Italia hanno conseguito un risparmio di energia primaria di più di 0,5 Mtep, corrispondente al 25,1% dell'energia consumata dai "sistemi convenzionali sostituiti" (caldaie di edificio e sistema termoelettrico nazionale). Il bilancio emissivo degli impianti di teleriscaldamento in esercizio nell'anno 2019 evidenzia minori emissioni di CO₂ pari a -1,7 Mt rispetto ai "sistemi convenzionali sostituiti"

1.3 Il potenziale del teleriscaldamento – stato dell'arte

In Europa l'attenzione alla qualità della vita nei contesti urbanizzati ha tradizionalmente promosso attività tese alla riduzione dell'inquinamento atmosferico e alle sue cause, alla sicurezza energetica, alla protezione dell'ambiente e alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

In un quadro di progressivo aggiornamento delle strategie energetiche, diversi progetti di ricerca hanno iniziato a contribuire al riconoscimento del teleriscaldamento come sistema strategico per l'efficienza energetica urbana grazie al recupero del calore in eccesso e lo sfruttamento su larga scala di rinnovabili locali.

Negli ultimi anni, grazie alle sue peculiarità, il teleriscaldamento ha guadagnato più interesse e importanza nella lotta al cambiamento climatico e in particolare nell'ambizione europea di decarbonizzazione. Il primo grande progetto di ricerca europeo che ha presentato il teleriscaldamento come efficace misura da adottare verso un efficientamento del sistema energetico integrato e verso la riduzione di emissioni di gas serra, è stato il progetto Ecoheatcool [8], promosso da Euroheat & Power tra il 2004 e il 2006. Il dato più significativo rilevato dallo studio è stato l'indicazione che la domanda netta europea di calore nel 2003 era equivalente al calore perso nel processo di conversione dell'energia da primaria a finale e che quindi queste perdite di calore fossero sufficienti a coprire il fabbisogno finale di calore. Al tempo stesso, però, si mostrava come esistesse la necessità di un'infrastruttura energetica in grado di veicolare il calore di scarto dal sito di produzione all'utenza finale che di quella energia termica necessita: il teleriscaldamento. Venne qui introdotto un modo diverso di concepire il teleriscaldamento, come l'infrastruttura capace di fornire il calore richiesto dagli utenti con energia che altrimenti andrebbe dispersa, "qualsiasi forma di calore sensibile e latente che viene rilasciato da un sistema energetico senza essere di una qualunque utilità per il sistema energetico stesso" [9]. Anche se un decennio fa alcuni studi fornivano una prima complessiva stima del potenziale di calore recuperabile dalle centrali elettriche e dalle industrie grazie al teleriscaldamento, nessuna politica europea riconosceva ancora "il beneficio ambientale dell'uso del teleriscaldamento".

Sulla base di questo studio, con la Direttiva Europea 2004/8/EC [10], l'Unione Europea ha fornito un primo riconoscimento di potenziale sviluppo del teleriscaldamento da recupero di centrali elettriche e calore industriale, senza ancora valorizzare il beneficio ambientale.

È solo a partire dal 2010, con la "Strategia per un'energia competitiva, sostenibile e sicura" [11] che le direttive europee hanno iniziato a includere esplicitamente il teleriscaldamento tra le misure di efficienza per gli edifici, con una specifica indicazione, rivolta ai progettisti, nel caso in cui ad alimentare il sistema sia energia proveniente da termovalorizzazione e calore rinnovabile. Da questo momento in poi, infatti, si è imposto come oggetto di ricerche e analisi anche il ricorso al teleriscaldamento come mezzo per ridurre l'energia primaria fossile. In particolare, sono stati approfonditi gli studi sul calore recuperato dalle centrali elettriche e sul calore di scarto industriale, sull'aumento dello sfruttamento delle energie rinnovabili e sul ruolo del teleriscaldamento negli scenari energetici presenti e futuri per ridurre il consumo di energia primaria e l'impatto ambientale. Ma è solo nel 2012 che la direttiva europea sull'efficienza energetica [12] ha incluso il teleriscaldamento tra le opzioni per recuperare efficacemente il calore nelle aree urbane spingendo tutti gli Stati Membri europei a valutare costi, benefici e potenziale diffusione del teleriscaldamento.

A livello internazionale, la prima menzione da parte dell'IPCC del teleriscaldamento come potenziale misura di efficienza è del 2014 [13]; nello stesso rapporto vengono citate, quali fonti di calore strategiche: calore in eccesso da cogenerazione; calore da incenerimento dei rifiuti; calore in eccesso proveniente da processi industriali; combustibili difficili da gestire in piccole caldaie (biomassa, rifiuti di legno); energie rinnovabili naturali (geotermia, calore solare ecc.).

Infine, è con la strategia dell'UE in materia di riscaldamento e raffrescamento del 2016 [14] che vengono chiaramente definite le azioni da intraprendere verso un sistema di riscaldamento e raffrescamento più

intelligente e sostenibile in termini di riqualificazione degli edifici, incremento della penetrazione di rinnovabili, recupero del calore di scarto industriale e trasparenza verso i consumatori.

Inoltre, quel che emerge dalla sopra citata comunicazione dell'UE è che la tecnologia che può portare all'adempimento di questi ambiziosi punti esiste ed è il teleriscaldamento a bassa temperatura, detto anche teleriscaldamento di quarta generazione. Questa tecnologia, che è caratterizzata da basse temperature di distribuzione ($\sim 55^{\circ}\text{C}/\sim 25^{\circ}\text{C}$), da tubi in plastica più leggeri ed economici dei tradizionali tubi in acciaio, permette infatti ampio sfruttamento delle risorse rinnovabili.

A livello nazionale, nonostante le proprietà, che rendono il teleriscaldamento una tecnologia capace di apportare evidenti benefici all'ambiente e alla società, e nonostante la sua esistenza da più di un secolo, il teleriscaldamento appare ancora come una tecnologia di nicchia, rilegata a contesti locali, poco conosciuta. Certamente la natura locale di tale tecnologia, che richiede una dettagliata conoscenza della distribuzione e della densità di domanda termica e della presenza di fonti di calore sul territorio e rilevanti importanti investimenti iniziali di infrastrutture di lunga vita, necessita di una importante fase di pianificazione di lungo termine e di un quadro normativo stabile.

A causa delle caratteristiche di efficienza energetica e minor impatto ambientale ha iniziato a svilupparsi, negli ultimi 20 anni, in Europa, un fiorire di stime e studi di quello che è il potenziale del teleriscaldamento per la riduzione di consumi di energia primaria e di emissioni.

Tra i più rilevanti e recenti progetti europei, in letteratura troviamo Heat Roadmap Europe, e il suo sviluppo in Stratego [15], e Hotmaps [16], entrambi finanziati dal programma di ricerca e innovazione Horizon 2020, istituito dall'Unione Europea dal 2016 al 2019. Il comune scopo di questi due studi è stato quello di sviluppare uno strumento di modellazione per evidenziare e quantificare il potenziale del teleriscaldamento nei possibili scenari verso un sistema energetico europeo sostenibile. Gli step chiave di tali studi sono stati: analisi del parco edilizio in un contesto europeo e stima della richiesta di calore per riscaldamento e produzione di acqua calda, analisi delle fonti di calore e stima del potenziale di recupero, identificazione delle zone più adatte per la realizzazione e lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento. In entrambi i casi i progetti hanno portato alla realizzazione di una mappa con risoluzione spaziale 100 x 100 m, resa disponibile online (PETA 4.3 [17] e Hotmaps Toolbox [18]). Questi studi sono stati il riferimento principale dello studio oggetto di questo rapporto. In particolare, nel contesto italiano non esistono in letteratura altri studi che hanno valutato il potenziale su larga scala di tale tecnologia basata sia sul recupero di calore di scarto sia sull'utilizzo di fonti rinnovabili.

A livello nazionale si trova un primo Rapporto Tecnico [19] svolto da Enea del 1995 limitato al potenziale del teleriscaldamento abbinato alla cogenerazione nelle Regioni del Centro-Nord per i Comuni sopra i 1000 abitanti ed un successivo Rapporto di RSE (A5-056782)[20] sulle potenzialità estese a tutto il territorio nazionale alimentato da cogenerazione, recupero da termovalorizzatore e da impianti a biomassa agroforestale. Il più recente rapporto è quello del GSE Gestore dei servizi energetici "Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente" [21], in ottemperanza a quanto previsto dal D.Lgs. 102/2014. A fronte di una analisi geolocalizzata della domanda e dell'offerta di energia termica suddivisa per settori lo studio presenta una stima tecnica ed

economica del potenziale di alimentazione di questa domanda da cogenerazione ad alto rendimento e teleriscaldamento efficiente.

Sulla base delle condizioni economiche e di consumo relative al 2013 lo studio presenta un potenziale aumento dell'utilizzo della cogenerazione ad alto rendimento di circa 60% e del 40% per il teleriscaldamento.

1.4 Contributo di questo studio

I vincoli posti dalla totale decarbonizzazione dell'economia, necessaria entro il 2050, impongono un percorso a tappe che permetta progressivamente di annullare l'emissione in atmosfera di gas climalteranti. Il sistema energetico dovrà quindi necessariamente attraversare un periodo di trasformazione continua, nei prossimi trent'anni; per questo motivo si dovrà affidare a soluzioni tecnologiche flessibili, capaci di trasformarsi seguendo le esigenze di un mondo sempre più efficiente energeticamente e in grado di utilizzare in misura crescente energie rinnovabili.

Il passaggio dal contesto attuale al sistema energetico del futuro, più sostenibile e capace di utilizzare grandi quantità di energia proveniente da fonti rinnovabili, richiede un nuovo approccio coerente che integri le diverse componenti del sistema energetico e sfrutti le sinergie dovute alle potenziali interazioni tra settori energetici termico ed elettrico.

Il teleriscaldamento e il teleraffrescamento possono avere un importante ruolo in un simile scenario; le tecnologie però devono essere oggetto di un deciso ricambio generazionale perché possano sfruttare appieno il potenziale di trasformazione.

Scopo di questo lavoro è dunque quello di offrire un contributo tangibile nella quantificazione dell'apporto che il teleriscaldamento può dare in questo processo di decarbonizzazione, definendo il suo potenziale di espansione al 2030, tenendo conto delle condizioni di fattibilità tecnica ed economica in confronto con le tecnologie di generazione di calore individuali, quali caldaie a gas, biomassa, pompe di calore e simili.

L'obiettivo è quello di enfatizzare il margine di espansione di questa tecnologia come infrastruttura capace di sfruttare e distribuire sul territorio grandi quantità di calore rinnovabile e calore di scarto in un'ottica di efficienza e risparmio energetico su scala urbana. La quantificazione di questo potenziale di espansione viene calcolata tenendo conto di ipotesi cautelative e assunti che limitano fortemente il potenziale teorico di espansione, con l'idea però di fornire risultati il più possibile vicini alla realtà, posizionandosi in un risultato intermedio rispetto agli studi reperiti in letteratura che si rifanno a un potenziale ideale altamente sovrastimato e che ripercorrono un trend di crescita limitato da condizioni vigenti non favorevoli.

Il prodotto finale di questo lavoro di analisi è quello dunque di definire, a partire da una analisi territoriale con una granulometria molto fine, prima di tutto la quota di domanda termica teleriscaldabile presente sul territorio, ovvero quella servita da un sistema impiantistico tale da permettere una connessione immediata a una rete qualora venisse realizzata. In seconda battuta, il risultato principale è la definizione del margine di potenziale diffusione del teleriscaldamento valutando tale domanda con la disponibilità di calore rinnovabile e di recupero e le loro componenti di costo su scala locale. A fronte di queste analisi, lo scenario proposto riporta poi il relativo impatto ambientale in termini di emissioni climalteranti e qualità dell'aria.

Questo lavoro vuole dunque fornire un contributo tangibile e numerico di supporto alla pianificazione energetica locale e nazionale, a fronte di un'analisi che non tiene conto degli attuali meccanismi incentivanti e a sostegno di valutazioni di scenari relativi al sistema energetico nazionale nel suo complesso. In seconda battuta il lavoro propone una nuova impostazione metodologica per la valutazione di potenziale diffusione di questa tecnologia impiantistica.

In coerenza con questi obiettivi, in questo lavoro si fa uso di dati e strumenti software di diversa natura privilegiando laddove possibile l'utilizzo di dati pubblici e strumenti gratuiti e open-source. Una raccolta dei dati non sensibili e del codice di calcolo sviluppato per questo studio viene dunque resa disponibile sul portale <https://zenodo.org/record/4284531>.

1.5 Approccio generale proposto

Il lavoro descritto in questo documento si articola in una serie di risposte metodologiche ad un problema che di fatto si compone di più domande. La stima di potenziale del teleriscaldamento richiede, infatti, da un lato la conoscenza della domanda di calore e delle caratteristiche degli edifici che la richiedono, dall'altro lato la conoscenza dell'offerta di calore e della disponibilità, della qualità e dei costi delle risorse. Richiede in ultimo di combinare queste informazioni nello spazio per poterne definire la convenienza, sia a livello economico che ambientale o energetico.

Il punto di vista è certamente importante nella definizione di *convenienza*. Questa può essere considerata in funzione dell'utility che fornisce il servizio, dell'utente che ne usufruisce o del decisore politico che vuole garantire il soddisfacimento di una domanda di riscaldamento al minimo costo per la collettività. È in questo ultimo caso che si colloca il presente studio, che ambisce a fornire indicazioni il più possibile oggettive per indirizzare il sistema energetico nazionale verso una configurazione che soddisfi la domanda di riscaldamento al minor costo complessivo.

Una schematizzazione del problema generale identificato è quella proposta da Persson et al. [22], rielaborata in Figura 1.7, che mette a confronto i costi specifici per l'approvvigionamento di una stessa quantità di calore, nel caso della soluzione individuale e nel caso del teleriscaldamento. I costi includono in entrambi i casi l'investimento, la manutenzione, il funzionamento ed eventualmente le esternalità, siano ambientali o di altra natura. Mentre però nel caso dell'impianto individuale i costi si concentrano quasi esclusivamente sulla fonte di calore, nel caso del teleriscaldamento una grossa porzione dei costi è imputabile alle reti di distribuzione e trasporto. Nel contesto così schematizzato, la convenienza del teleriscaldamento rispetto all'impianto individuale si verifica nelle situazioni in cui il costo per l'approvvigionamento del calore è nel complesso sufficientemente basso (con riferimento alla Figura 1.7, $\Delta < 0$). Questo si verifica quando la densità abitativa è sufficientemente alta da giustificare la realizzazione di una rete a basso costo anche a fronte di una fonte più costosa o in alternativa quando la densità abitativa scarsa porta a costi infrastrutturali alti che possono però beneficiare di una fonte di calore di recupero a basso costo in prossimità.

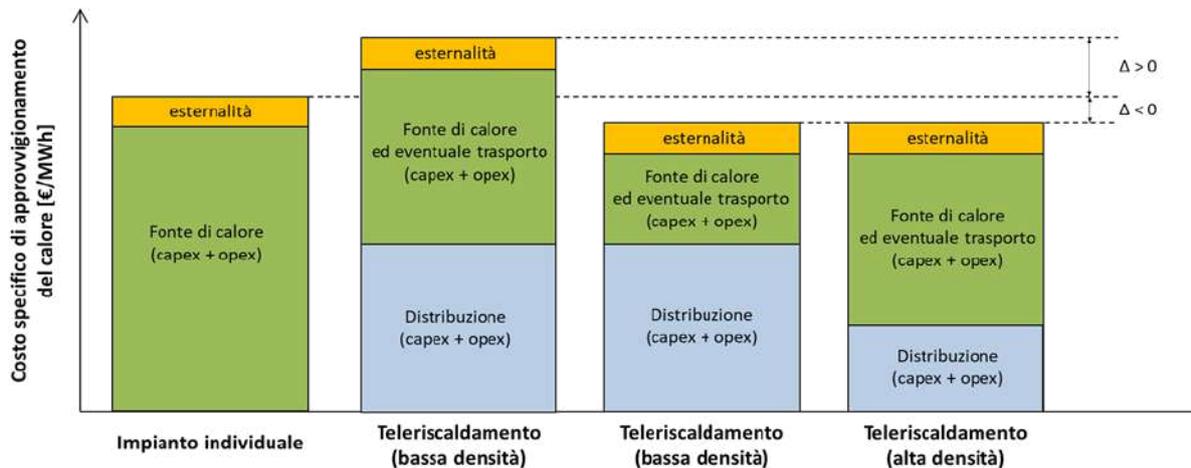


Figura 1.7 Rappresentazione schematica dei possibili termini di confronto per la scelta tra la soluzione individuale e la soluzione del teleriscaldamento. La figura è una rielaborazione della versione mostrata in [22].

Sulla base della schematizzazione appena descritta, il lavoro di valutazione di potenziale di diffusione del teleriscaldamento presentato in questo documento si concentra sul problema di determinare le componenti che concorrono a formare il costo specifico di approvvigionamento del calore sul territorio nazionale, per poi fare un confronto sull'ammontare complessivo fra teleriscaldamento e soluzione individuale. Per fare ciò, il lavoro si compone principalmente di tre fasi, riassunte nella Figura 1.8:

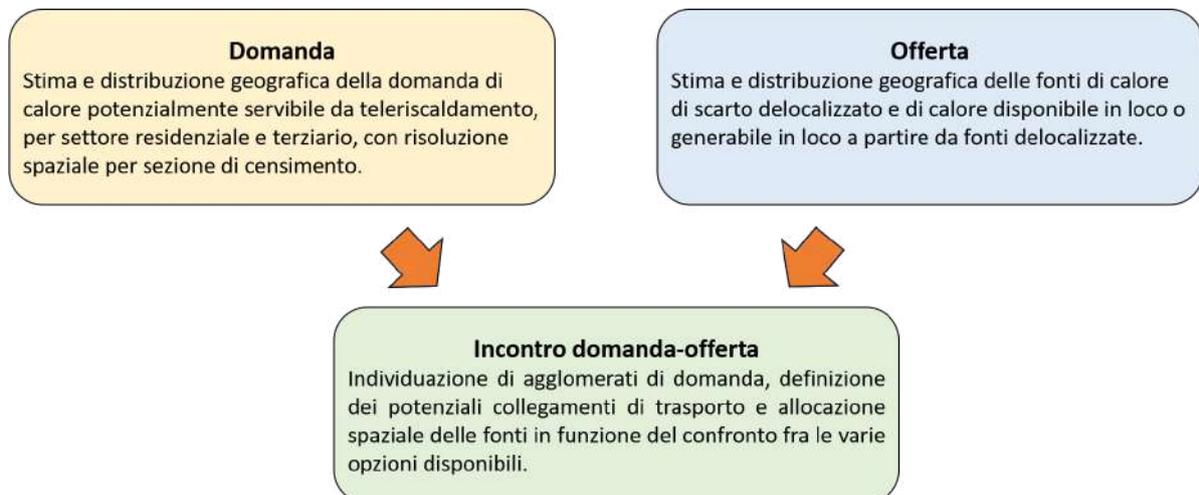


Figura 1.8 Schema della metodologia seguita per la definizione del potenziale nazionale di teleriscaldamento efficiente

1. La prima fase riguarda la stima della domanda di calore, e in particolare la domanda di calore tecnicamente servibile da una rete di teleriscaldamento. La stima parte dalla descrizione degli edifici esistenti, con una risoluzione spaziale che va al livello delle sezioni di censimento, ipotizza uno scenario di riqualificazione coerente con il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima al 2030, e distribuisce geograficamente il fabbisogno totale nazionale tenendo conto delle caratteristiche climatiche e degli impianti di riscaldamento che servono oggi questa domanda in termini di tipologia impiantistica e combustibili.
2. La seconda fase riguarda la stima dell'offerta di calore, sia calore di scarto delocalizzato (per es. calore industriale), sia calore disponibile in loco (per es. geotermia e solare termico), sia calore generabile in loco a partire da fonti delocalizzate (per es. generazione a biomassa). Ciascuna possibile fonte di calore è analizzata tenendo conto delle peculiarità specifiche e distribuita geograficamente sul suolo nazionale.
3. L'ultima fase è l'analisi dell'incontro potenziale fra domanda e offerta di calore. A partire dalle due fasi precedenti, una serie di passaggi metodologici porta a mettere in relazione domanda e offerta nello spazio al fine di indentificare zone di territorio dove domanda e offerta sviluppino sinergia tramite reti di teleriscaldamento che, al confronto con le varie opzioni disponibili, risultino meno costose

A valle del lavoro di stima del potenziale, che porta alla configurazione di minor costo totale del sistema, si aggiunge infine lo studio dei relativi benefici ambientali. Le emissioni degli inquinanti di interesse, locali o meno, sono analizzate in un confronto tra la situazione attuale e uno scenario di realizzazione di tale potenziale, a partire dai consumi stimati di combustibile ed elettricità e dalla loro distribuzione geografica.

1.6 Struttura del documento

La descrizione del lavoro segue l'approccio metodologico generale presentato nel paragrafo precedente. Il Capitolo 2 riporta dunque la metodologia e i dati utilizzati per la stima e la distribuzione spaziale della domanda di calore tecnicamente servibile, mostrandone i risultati. A seguire, il Capitolo 3 si focalizza sulla stima dell'offerta di calore, illustrando per ciascuna fonte i dati disponibili, le assunzioni, e il potenziale disponibile risultante, distribuito sul territorio. Nel Capitolo 4 viene presentata in dettaglio la metodologia per l'incontro di domanda e offerta. I risultati del potenziale stimato vengono mostrati nel Capitolo 5 guardando al calore distribuito, alle fonti utilizzate e alle emissioni di gas serra evitate. Il Capitolo 6 si concentra sui benefici ambientali in termini di emissioni inquinanti locali. Il Capitolo 7 conclude il report rimarcando i punti di interesse di metodologia e risultati.

2 Stima della domanda di calore e caratterizzazione degli impianti individuali

Il primo passo su cui si concentra lo studio è la distribuzione geografica della domanda di calore del settore civile su tutto il territorio nazionale. Conoscere la distribuzione spaziale della domanda è di particolare importanza per stimarne sia le diverse densità nello spazio, sia la distanza dalle fonti di calore.

Partendo da dati di domanda aggregati a livello regionale, si procede alla distribuzione del fabbisogno per il riscaldamento e per l'acqua calda sanitaria a livello di sezione di censimento, sia per il settore residenziale sia per il terziario. I due settori, descritti in due sezioni differenti del capitolo, vengono affrontati attraverso due approcci che differiscono per le fonti di dati utilizzate e per la metodologia seguita.

Una terza sezione del capitolo conclude la stima della domanda individuandone la porzione tecnicamente allacciabile ad un'eventuale rete di teleriscaldamento.

Il capitolo si conclude con la caratterizzazione degli impianti individuali attualmente in uso per il soddisfacimento della domanda individuata.

2.1 Settore residenziale

Il settore residenziale in Italia costituisce circa il 75% del fabbisogno energetico del settore civile per il riscaldamento e per l'acqua calda sanitaria, con un consumo pari a 322 TWh nel 2013 secondo il GSE [21]. Assumendo un'efficienza media degli impianti pari all'80%, questo si traduce in una domanda di calore pari a 258.1 TWh. I paragrafi seguenti descrivono la stima della distribuzione territoriale di tale domanda, partendo dalla situazione attuale e ipotizzando una penetrazione degli interventi di riqualificazione energetica degli edifici.

2.1.1 Fabbisogno di riscaldamento attuale e futuro

Il fabbisogno energetico per il solo riscaldamento, stimato in 231.7 TWh (anno 2013) a partire dai dati del GSE [21], costituisce circa il 90% del totale di domanda di calore del settore residenziale. La distribuzione a livello di sezione di censimento si articola in due passaggi principali:

1. suddivisione della domanda regionale per comune, a partire dalla superficie calpestabile degli edifici e in funzione della zona climatica;
2. suddivisione della domanda comunale in sezioni di censimento tramite fattori di ripartizione che, per ogni comune, tengono in considerazione l'epoca degli edifici, la superficie calpestabile e la zona climatica.

Nel primo passaggio del procedimento, per ogni comune italiano è stato valutato il fabbisogno di calore per il riscaldamento, partendo dal valore stimato per ogni regione nel report del GSE [21]². La distribuzione è pesata sulla superficie calpestabile e sui gradi giorno di ogni comune, secondo la seguente equazione (1):

$$Q_{SHj} = \frac{S_j \cdot GG_j}{\sum_j S_j \cdot GG_j} \cdot Q_{SHi} \left[\frac{kWh}{anno} \right] \quad (1)$$

dove:

- i è l'indicatore della regione,
- j è l'indicatore del comune,
- Q_{SHj} è il fabbisogno di riscaldamento comune j-esimo $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$,
- Q_{SHi} è il fabbisogno di riscaldamento della regione i-esima $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$, stimato dal GSE [21],
- S_j è la superficie calpestabile degli edifici di ogni comune j-esimo $[[m]^2]$ ricavabile dal censimento di Istat [23],
- GG_j sono i gradi giorno di ogni comune j-esimo $[GG]$, ricavati dal Decreto n. 412 del 1993 [24].

Ottenuto il fabbisogno energetico di tutti i comuni italiani, il secondo passaggio prevede la stima a livello di sezione di censimento. Per ogni epoca viene dapprima stimato un valore di fabbisogno di riscaldamento specifico per superficie calpestabile e per grado giorno. Tale stima si basa sui valori presenti in uno studio di RSE sulla riqualificazione energetica degli edifici [25]³ e sui dati del censimento di Istat [23], forniti su richiesta, circa il numero di interni degli edifici. In Tabella 2.1 si mostrano i valori ottenuti.

Tabella 2.1 Fabbisogno di riscaldamento specifico per zona climatica ed epoca di costruzione, elaborazione dati RSE [25]
[kWh/m²·anno]

Zona climatica	Prima 1919	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	Dopo il 2005
A	43.52	40.61	43.06	31.55	31.51	18.66	14.98	15.61	4.06
B	37.10	40.66	42.21	32.11	31.98	18.87	14.31	14.30	3.65
C	72.14	77.76	81.49	63.19	63.44	38.4	29.13	28.51	8.33
D	132.73	117.89	115.65	132.72	132.08	86.63	60.56	59.27	17.33
E	204.89	199.51	175.26	178.00	177.8	101.37	69.57	64.95	27.22
F	245.07	218.34	188.31	187.45	189.21	106.86	77.41	68.10	30.95

² Il GSE stima la domanda di riscaldamento seguendo regole della normativa tecnica sulla certificazione energetica, utilizzando un approccio bottom-up con dati forniti da RSE e Istat. I valori risultanti vengono calibrati poi attraverso un processo top-down considerando le differenti condizioni climatiche.

³ Lo studio di RSE fornisce il fabbisogno specifico al m² per il riscaldamento del settore residenziale, per zona climatica, epoca di costruzione e per diverse tipologie di edifici e fornisce la superficie media per epoca di costruzione e per diverse tipologie di edifici.

I dati in Tabella 2.1 sono stati utilizzati per valutare l'incidenza di ogni epoca di costruzione sulla domanda totale di calore in ogni comune, moltiplicando i valori di ogni zona climatica per le superfici calpestabili nelle relative epoche di costruzione. Noto dunque il fabbisogno di tutte le epoche di costruzione, è possibile ricavare la percentuale di incidenza del fabbisogno di riscaldamento delle abitazioni di un determinato periodo storico sul valore totale del comune j-esimo. Si riportano nel grafico in Figura 2.1 i risultati ottenuti per i capoluoghi di regione.

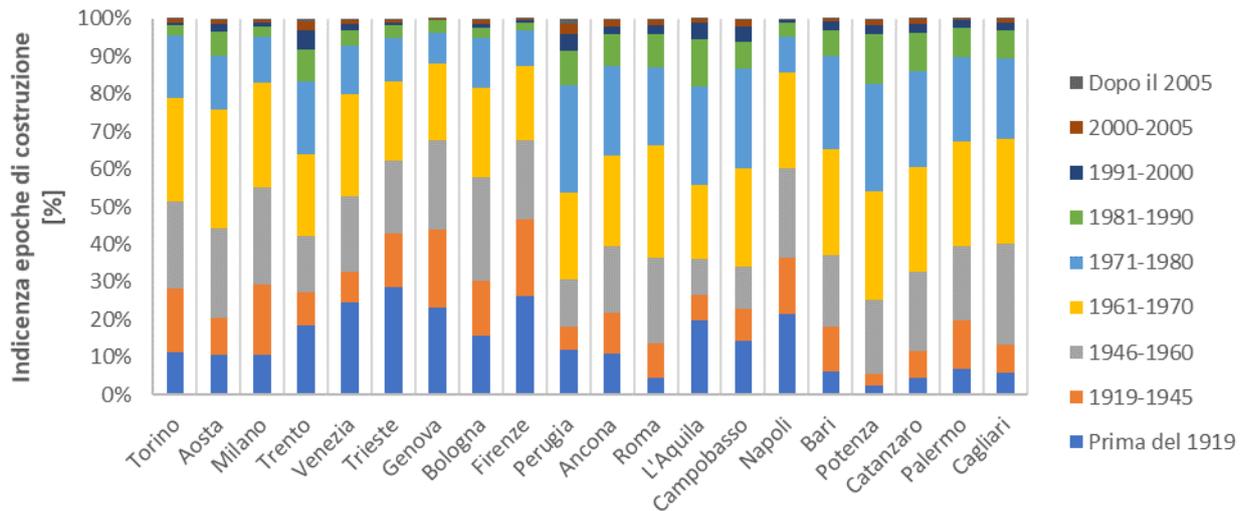


Figura 2.1 Incidenza epoche di costruzione sul fabbisogno di riscaldamento totale dei capoluoghi di regione

È possibile ottenere un fabbisogno specifico per ogni epoca di costruzione secondo l'equazione (2):

$$q_{SH_{h,j}} = I_{\%h,j} \cdot \frac{Q_{SH_j}}{(S_{h,j} \cdot GG_j)} \left[\frac{kWh}{m^2 GG anno} \right] \quad (2)$$

Dove:

- h è l'indicatore delle epoche di costruzione,
- j è l'indicatore del comune,
- $q_{SH_{h,j}}$ è il fabbisogno specifico al m^2GG per comune j ed epoca di costruzione h $\left[\frac{kWh}{m^2 GG anno} \right]$,
- $I_{\%h,j}$ è l'incidenza percentuale delle epoche di costruzione h per ogni comune j [%],
- Q_{SH_j} è il fabbisogno di riscaldamento di ogni comune j $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$,
- $S_{h,j}$ è la superficie calpestabile per ogni epoca di costruzione h e comune j [m^2], ricavata dal censimento di Istat [23],
- GG_j sono i gradi giorno di ogni comune j [GG] ricavati dal Decreto n. 412 del 1993 [24].

Si riportano nel grafico in Figura 2.2 i risultati ottenuti attraverso l'equazione (2) per i capoluoghi di regione.

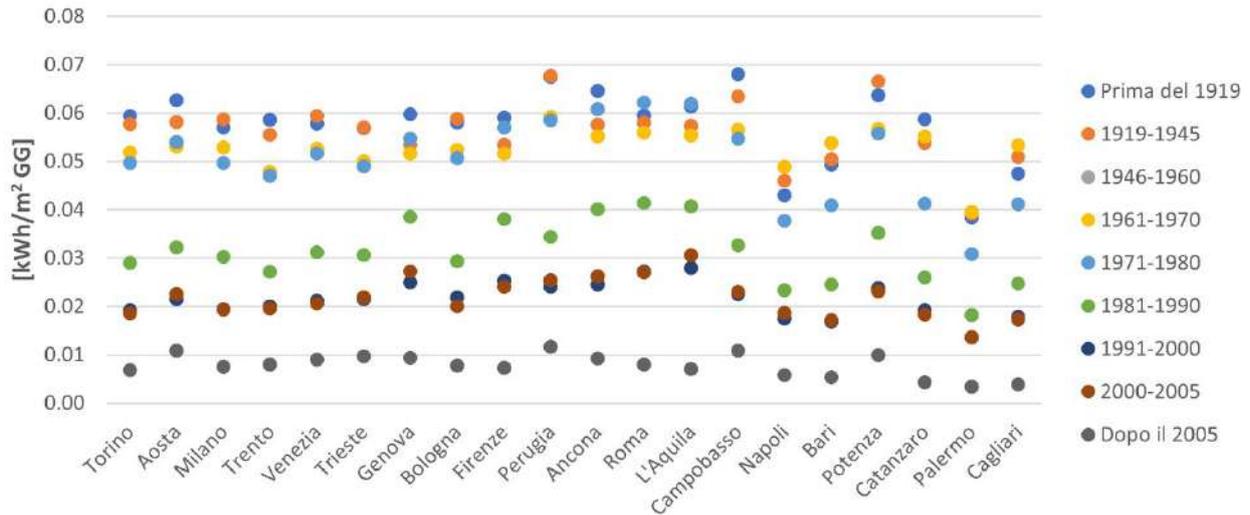


Figura 2.2 Fabbisogno specifico al m^2GG per epoca di costruzione degli edifici dei capoluoghi di regione $[kWh/m^2GG]$

È stato possibile calcolare la domanda di riscaldamento di tutte le sezioni di censimento, secondo l'equazione:

$$Q_{SH_k} = \sum_h q_{SH_{h,j}} \cdot S_{h,k} \cdot GG_j \left[\frac{kWh}{anno} \right] \quad (3)$$

dove

- h è l'indicatore delle epoche di costruzione degli edifici
- k è l'indicatore delle sezioni di censimento
- j è l'indicatore del comune
- Q_{SH_k} è il fabbisogno di riscaldamento per ogni sezione k-esima $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$
- $q_{SH_{h,j}}$ è il fabbisogno specifico per ogni comune j-esimo ed epoca h-esima $\left[\frac{kWh}{m^2 GG anno} \right]$
- $S_{h,k}$ è la superficie dell'epoca h-esima e sezione k-esima $[m^2]$, dal censimento di Istat [23],
- GG_j sono i gradi giorno del comune j a cui appartiene la sezione k $[GG]$, ricavati dal Decreto n. 412 del 1993 [24].

I dati forniti da Istat, per motivi di riservatezza, non forniscono il dettaglio sulle epoche di costruzione per le sezioni di censimento in cui è presente una sola abitazione. In questi casi non è perciò possibile applicare il

metodo sopraesposto. Si è quindi deciso di utilizzare il valore medio comunale di fabbisogno specifico $q_{SH_{h,j}}$, che viene moltiplicato per la superficie calpestabile presente nella sezione.

Distribuito sul territorio il fabbisogno attuale⁴, si è proceduto alla stima della domanda di calore per il riscaldamento delle abitazioni in uno scenario futuro di riqualificazione. È stato considerato un tasso di riqualificazione profonda pari a circa 0.7%, coerente con le indicazioni del PNIEC [26], e un tasso di riqualificazione leggera pari a circa 0.3%. La distribuzione della riqualificazione non è tuttavia omogenea nelle diverse zone climatiche, avendo assunto interventi prioritari nelle zone con temperature più rigide. La stima della superficie calpestabile riqualificata a livello complessivo nazionale, calcolata come prodotto tra la superficie totale presente e il tasso di riqualificazione ipotizzato, è distribuita nelle 6 zone climatiche secondo l'equazione:

$$S_{riq,y,x} = \frac{\sum_j S_{j,y} \cdot GG_{j,y}}{\sum_j S_j \cdot GG_j} \cdot \frac{(S_y - \sum_1^x S_{riq,y,x-1})}{S_y} \cdot S_{riq,IT,x=1} \left[\frac{m^2}{anno} \right] \quad (4)$$

Dove:

- x è l'identificativo dell'anno,
- y è l'identificativo della zona climatica,
- j è l'identificativo del comune,
- $S_{riq,y,x}$ è la superficie da riqualificare nella zona climatica y e nell'anno x [m^2],
- $S_{riq,IT,x=1}$ è la superficie riqualificata totale in Italia nel primo anno [m^2],
- S_j è la superficie calpestabile del comune j -esimo [m^2], fornita da Istat [23],
- GG_j sono i gradi giorno del comune j -esimo [GG], ricavati dal Decreto 412/93 [24],
- $S_{j,y}$ è la superficie calpestabile del comune j -esimo presente nella zona climatica y [m^2],
- $GG_{j,y}$ sono i gradi giorno del comune j -esimo presente nella zona climatica y [GG], ricavati dal Decreto 412/93 [24],
- S_y è la superficie calpestabile della zona climatica y [m^2], calcolata da dati Istat [23].

Note le superfici da riqualificare per ogni zona climatica, si è calcolato il tasso annuo di riqualificazione delle sei zone come rapporto tra la superficie riqualificata e il totale. I tassi così ottenuti sono stati applicati in modo costante per dieci anni, comprendo indicativamente il periodo 2020-2030. In Tabella 2.2 si riassumono i risultati ottenuti per ogni zona climatica.

⁴ Va notato che la domanda *attuale* stimata in ogni sezione di censimento è riferita all'anno 2013. Si è scelto di mantenere tale riferimento temporale perché coerente con il report del GSE e perché la differenza del valore tra il 2018 (ultimo dato disponibile) e il 2013 non è stata ritenuta rilevante rispetto alle fluttuazioni registrate nel periodo nei dati di Eurostat [5].

Tabella 2.2 Superfici riqualificate e tassi di riqualificazione annui per zona climatica

Zona climatica	Tasso annuo di riqualificazione totale (profonda e leggera) [%]	Superficie riqualificata totale (profonda e leggera) [Milioni di m ²]
A	0.29%	0.03
B	0.40%	4.99
C	0.59%	27.48
D	0.85%	48.62
E	1.26%	140.07
F	1.73%	12.29

Per ogni sezione di censimento è stata dunque calcolata la superficie da riqualificare attraverso l'equazione:

$$S_{riq,k} = \sum_{x=1}^{10} \frac{S_k \cdot GG_k}{\sum_j S_j \cdot GG_j} \cdot S_{riq,x,y} \left[\frac{m^2}{anno} \right] \quad (5)$$

Dove:

- x è l'identificativo dell'anno,
- k è l'identificativo della sezione di censimento,
- y è l'identificativo della zona climatica,
- j è l'identificativo del comune,
- $S_{riq,k}$ è la superficie totale da riqualificare nella sezione k-esima [m²],
- $S_{riq,x,k}$ è la superficie da riqualificare nell'anno x nella sezione k-esima [m²],
- $S_{riq,x,y}$ è la superficie riqualificata totale nell'anno x nella zona climatica y [m²],
- S_j è la superficie calpestabile del comune j -esimo o della sezione k-esima [m²], fornita da Istat [23],
- GG_j sono i gradi giorno del comune j -esimo o della sezione k-esima [GG], ricavati dal Decreto 412/93 [24],
- S_k è la superficie calpestabile della sezione k-esima [m²], fornita da Istat [23],
- GG_k sono i gradi giorno della sezione k-esima [GG], ricavati dal Decreto 412/93 [24]

La riqualificazione è stata attribuita dapprima agli edifici con fabbisogno specifico più alto per unità di superficie e poi distribuita, in ordine decrescente, agli edifici con minore fabbisogno specifico, escludendo dagli interventi gli edifici appartenenti all'epoca di costruzione "Dopo il 2005".

Partendo da un lavoro di stima della riduzione di domanda a seguito di interventi di ristrutturazione profonda e leggera per la città di Milano [27], sono stati considerati tali valori come riferimento per la zona climatica E e sono stati stimati valori di riduzione nelle altre zone attraverso i gradi giorno e la superficie calpestabile, secondo l'equazione (6):

$$R_{\%y} = \frac{\sum_j S_{j,y} GG_{j,y}}{\sum_j S_{j,y=E} GG_{j,y=E}} \cdot \frac{S_{j,y=E}}{S_{j,y}} \cdot R_{\%y=E} [\%] \quad (6)$$

dove

- y è l'indicatore della zona climatica,
- j è l'indicatore del comune,
- $R_{\%y}$ è la percentuale di riduzione del fabbisogno nella y -esima zona climatica [%],
- $S_{j,y}$ è la superficie calpestabile del comune j nella y -esima zona climatica [m^2], fornita da Istat [23],
- $GG_{j,y}$ sono i gradi giorno del comune j nella y -esima zona climatica [GG], dal Decreto 412/93 [24].

In Tabella 2.3 si riassumono le percentuali di riduzione relative ad ogni zona climatica.

Tabella 2.3 - Percentuali di riduzione del fabbisogno energetico a seguito di eventuale riqualificazione

Zona climatica	Ristrutturazione profonda	Ristrutturazione leggera
A	12.85%	3.51%
B	17.43%	4.75%
C	25.65%	7.00%
D	37.05%	10.10%
E	55.00%	15.00%
F	75.31%	20.54%

La ristrutturazione profonda, su involucro opaco e trasparente, è stata ipotizzata essere applicata agli edifici con fabbisogno energetico specifico più alto, in ogni sezione. Per gli edifici rimanenti è stata considerata una ristrutturazione leggera (interventi sulle superfici trasparenti).

Applicando il procedimento esposto, il fabbisogno energetico per il riscaldamento nello scenario riqualificato risulta 219.3 TWh/anno, ottenendo una riduzione di circa il 5.5% rispetto al dato di riferimento di 231.8 TWh/anno. Nella mappa in Figura 2.3 si mostra la differenza di domanda di riscaldamento fra lo scenario riqualificato e lo scenario di riferimento, con dettaglio comunale.

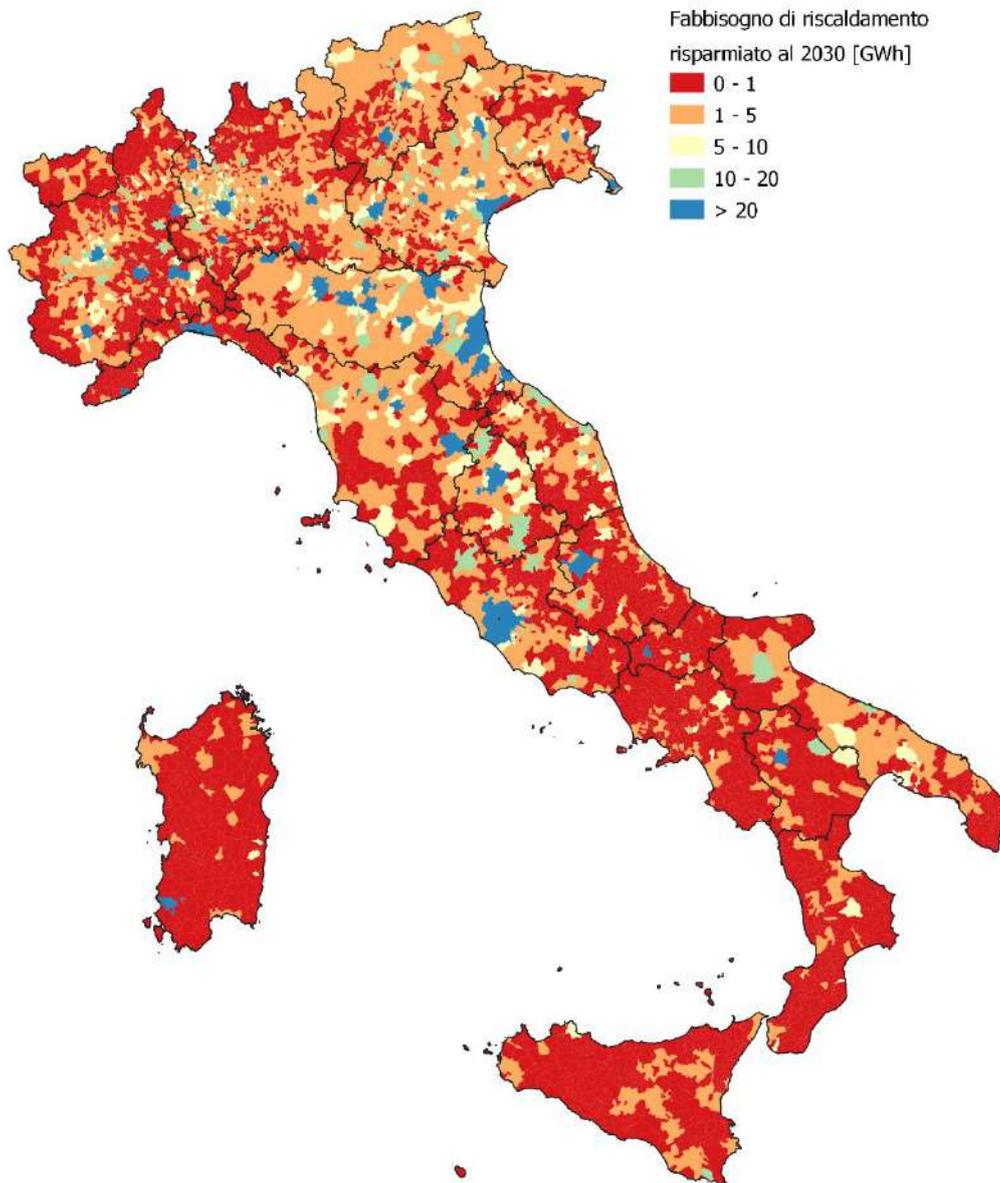


Figura 2.3 Mappa del fabbisogno per il riscaldamento risparmiato al 2030 [GWh]

2.1.2 Fabbisogno di acqua calda sanitaria

Il 10% del fabbisogno di calore del settore residenziale è dovuto alla richiesta di acqua calda sanitaria (ACS). In Italia il consumo totale di combustibili per ACS è pari a 33 TWh/anno, secondo le stime del GSE [21] per il

2013. Come per la domanda di riscaldamento, è stata considerata un'efficienza degli impianti pari a 80% che permette di stimare una domanda di calore per ACS pari a 26.4 TWh/anno.

Lo studio assume che la domanda di ACS in ogni sezione di censimento sia proporzionale al numero di persone residenti. Per calcolare la domanda in ogni sezione censuaria è stato calcolato innanzitutto un fabbisogno di ACS a persona, per ogni regione, secondo l'equazione seguente (7):

$$q_{ACS,i} = \frac{Q_{ACS,i}}{p_{res,i}} \left[\frac{kWh/anno}{ab.} \right] \quad (7)$$

dove

- i è l'indicatore della regione,
- $q_{ACS,i}$ è il fabbisogno di ACS specifico pro capite in ogni regione i -esima $\left[\frac{kWh}{ab. \text{ anno}} \right]$,
- $Q_{ACS,i}$ è il fabbisogno di ACS in ogni regione i -esima $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$, stimato dal GSE [21],
- $p_{res,i}$ sono gli abitanti di ogni regione i -esima $[ab.]$, fornito da Istat [23].

Si riportano i risultati ottenuti dall'equazione (7) per ogni regione nella figura seguente.

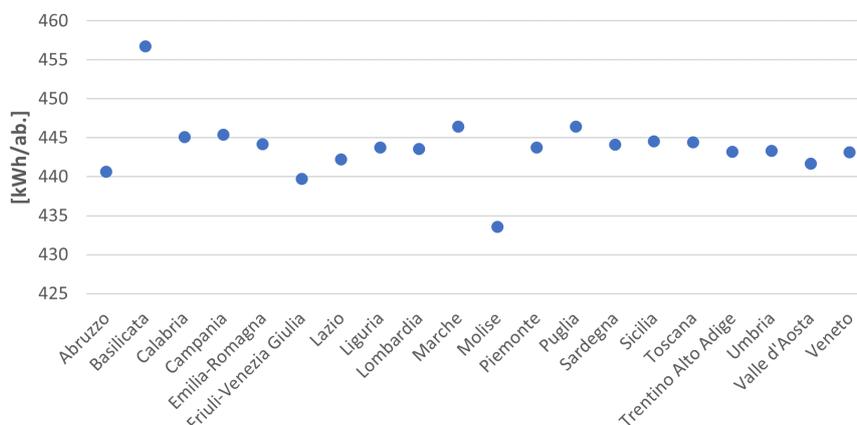


Figura 2.4 Fabbisogno di ACS specifico per abitante per ogni regione [kWh/ab.]

I venti valori risultanti di fabbisogno pro-capite, assunti costanti all'interno di ogni regione, vengono moltiplicati per il numero di residenti in ogni sezione di censimento, nelle regioni corrispondenti.

Nella mappa in Figura 2.5 si mostra il risultato del metodo utilizzato per la stima e la distribuzione spaziale delle domande di riscaldamento e acqua calda sanitaria del settore residenziale al 2030, con un dettaglio per sezione di censimento.

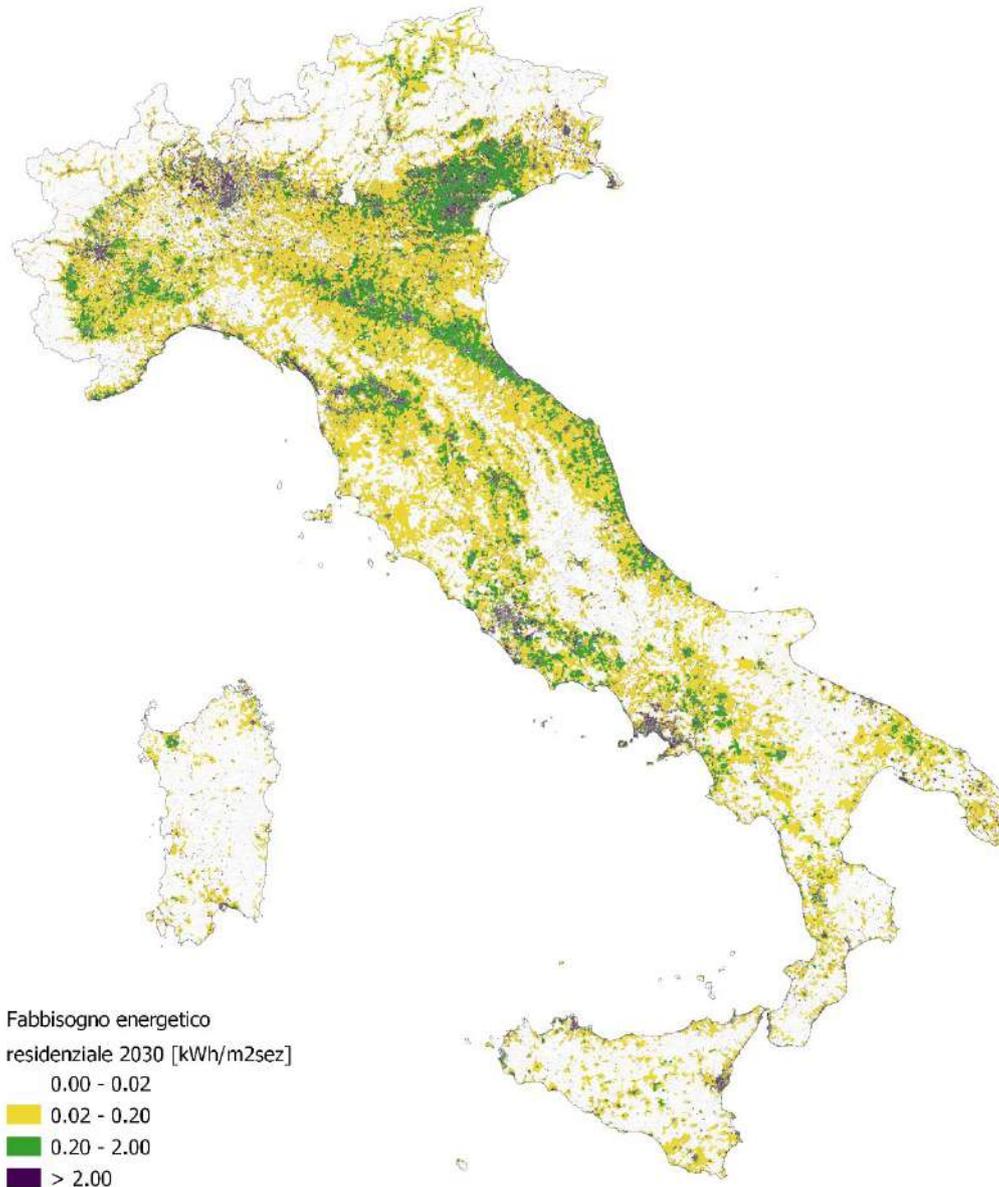


Figura 2.5 Mappa della distribuzione in Italia della domanda di riscaldamento e acqua calda sanitaria del settore residenziale per m² di sezione [kWh/m²_{sezione}]

2.2 Settore terziario

Il fabbisogno di calore del settore terziario, secondo il progetto Hotmaps [16], è pari a 84.2 TWh (anno 2012)⁵. Gli edifici del settore sono caratterizzati da una domanda di calore che può essere molto diversa in funzione delle differenti destinazioni d'uso (pubblica amministrazione, ospedali, attività e tempo libero, scuole, hotel, complessi sportivi, uffici, attività commerciali e altro). Per una corretta distribuzione della domanda nello spazio dunque è stata ricavata l'incidenza di ogni sotto-settore rispetto al totale a partire dai dati di consumo stimati dal GSE [21]. Nel grafico in Figura 2.6 si riportano le incidenze percentuali di ogni sotto-settore sul totale regionale, ricavate dal report [21].

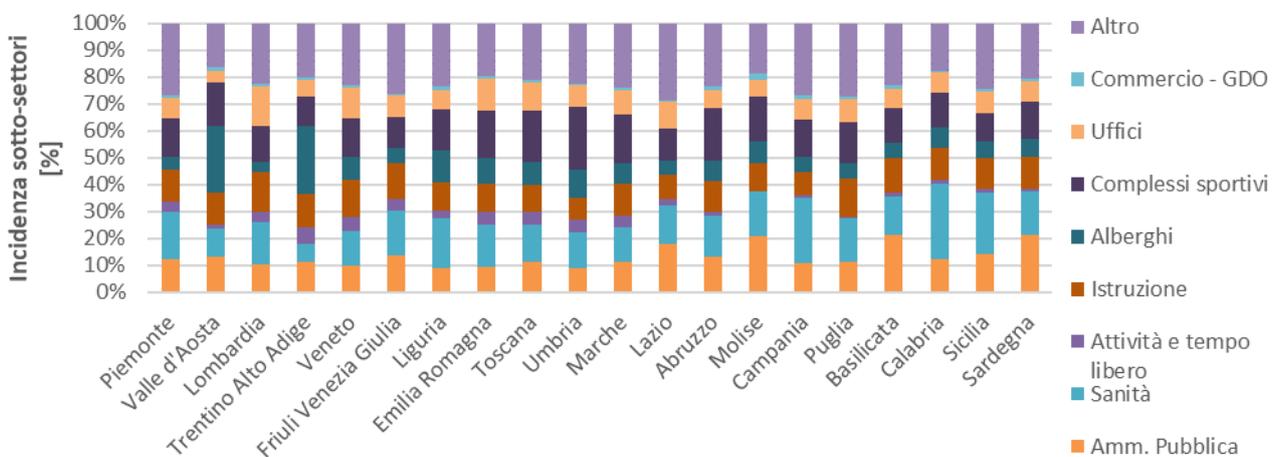


Figura 2.6 Incidenza percentuale dei sotto-settori del terziario a livello regionale. Elaborazione da dati GSE [21]

Il fabbisogno dei sotto-settori è stato dunque ottenuto partendo dal fabbisogno energetico regionale, stimato nel progetto Hotmaps [18], moltiplicato per le percentuali di incidenza di ogni sotto-settore. Per passare poi da una distribuzione a livello regionale ad una distribuzione per sezione di censimento, non essendo nota la superficie calpestabile dei sotto-settori del terziario per sezione di censimento, è stato considerato il totale degli addetti comprensivo di lavoratori dipendenti, altri lavoratori retribuiti e volontari, fornito da Istat per sezione di censimento [23]. In Tabella 2.4 sono indicati gli intervalli dei codici ATECO a tre cifre attribuiti ad ognuno dei sotto-settori considerati dal GSE [21].

⁵ Per quanto riguarda il settore terziario, il report del GSE [21] stima esclusivamente la domanda di riscaldamento. Questo studio prende in considerazione le stime individuate dal progetto Hotmaps poiché includono sia riscaldamento sia ACS.

Tabella 2.4 - Codici ATECO considerati per sotto-settore

sotto-settore	codice ATECO
Amm. Pubblica	840-849
Sanità	860-889
Attività e tempo libero	560-569, 900-929, 932
Istruzione	850-859
Alberghi	550-559
Complessi sportivi	931
Uffici	580-829
Commercio - GDO	450-479
Altro	490-539, 940-989

Il fabbisogno specifico calcolato secondo l'equazione seguente (8) ha permesso di distribuire la domanda di riscaldamento a livello di sezione di censimento.

$$q_{TERZ_{i,n}} = \frac{Q_{TERZ_{i,n}}}{p_{terz\ i,n}} \left[\frac{kWh/anno}{addetto} \right] \quad (8)$$

Dove:

- n è l'identificativo del sotto-settore,
- i è l'identificativo della regione,
- $q_{TERZ_{i,n}}$ è il fabbisogno energetico specifico per lavoratore del sotto-settore n nella regione i $\left[\frac{kWh/anno}{addetto} \right]$,
- $Q_{TERZ_{i,n}}$ è il fabbisogno energetico del sotto-settore n nella regione i $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$,
- $p_{terz\ i,n}$ è il numero di lavoratori del sotto-settore n nella regione i $[addetto]$, fornito da Istat [23].

In Tabella 2.5 sono riassunti i fattori che, moltiplicati per il relativo numero di lavoratori corrispondenti, sono stati utilizzati per la distribuzione della domanda in ogni sezione di censimento.

Tabella 2.5 Fattori utilizzati per la distribuzione del fabbisogno di riscaldamento terziario fra i sotto-settori [kWh/addetto]

[kWh/lavoratore]	Amm. Pubblica	Sanità	Attività e tempo libero	Istruzione	Alberghi	Complessi sportivi	Uffici	Commercio - GDO	Altro
Piemonte	14.01	4.77	1.43	6.71	35.01	9.62	1.50	0.25	5.81
Valle d'Aosta	6.97	3.78	0.46	7.21	19.65	6.80	1.39	0.55	3.74
Lombardia	20.12	5.65	1.97	9.99	28.62	11.21	2.90	0.33	6.87
Trentino Alto Adige	10.70	1.59	1.62	5.46	14.92	5.05	1.75	0.27	3.27
Veneto	15.43	4.41	2.03	7.71	28.42	8.28	2.87	0.26	5.26
Friuli Venezia Giulia	12.69	5.26	1.21	6.82	33.67	4.51	1.83	0.19	5.08
Liguria	8.93	5.61	1.12	6.88	38.26	10.06	1.61	0.29	4.80
Emilia Romagna	12.97	4.98	1.88	6.67	41.39	11.05	2.70	0.34	4.62
Toscana	12.73	3.82	1.58	6.19	24.39	9.85	2.42	0.19	4.48
Umbria	6.94	4.22	1.28	3.59	26.73	10.94	1.94	0.12	3.38
Marche	11.18	3.61	1.50	5.29	35.72	7.43	2.16	0.28	4.92
Lazio	13.75	6.26	1.03	5.71	24.45	17.11	1.89	0.21	8.38
Abruzzo	10.01	4.70	0.50	4.91	22.64	11.67	1.67	0.32	5.15
Molise	10.19	3.95	0.00	3.61	41.24	8.47	1.68	0.47	3.71
Campania	8.00	8.27	0.43	3.04	23.79	21.81	1.96	0.29	8.02
Puglia	8.61	4.48	0.26	5.04	29.62	14.45	2.12	0.19	6.81
Basilicata	10.45	2.96	0.35	3.77	20.07	6.45	1.63	0.28	3.97
Calabria	5.99	8.63	0.51	3.77	34.60	11.12	2.08	0.12	4.27
Sicilia	6.89	6.30	0.62	3.57	25.67	9.38	2.43	0.15	6.62
Sardegna	11.26	3.08	0.37	4.01	26.00	5.67	1.71	0.13	3.93

Nella mappa in Figura 2.7 si mostra il risultato del metodo utilizzato per la stima e la distribuzione spaziale della domanda di riscaldamento del settore terziario. La mappa mostra la domanda in rapporto alla superficie della sezione di censimento.

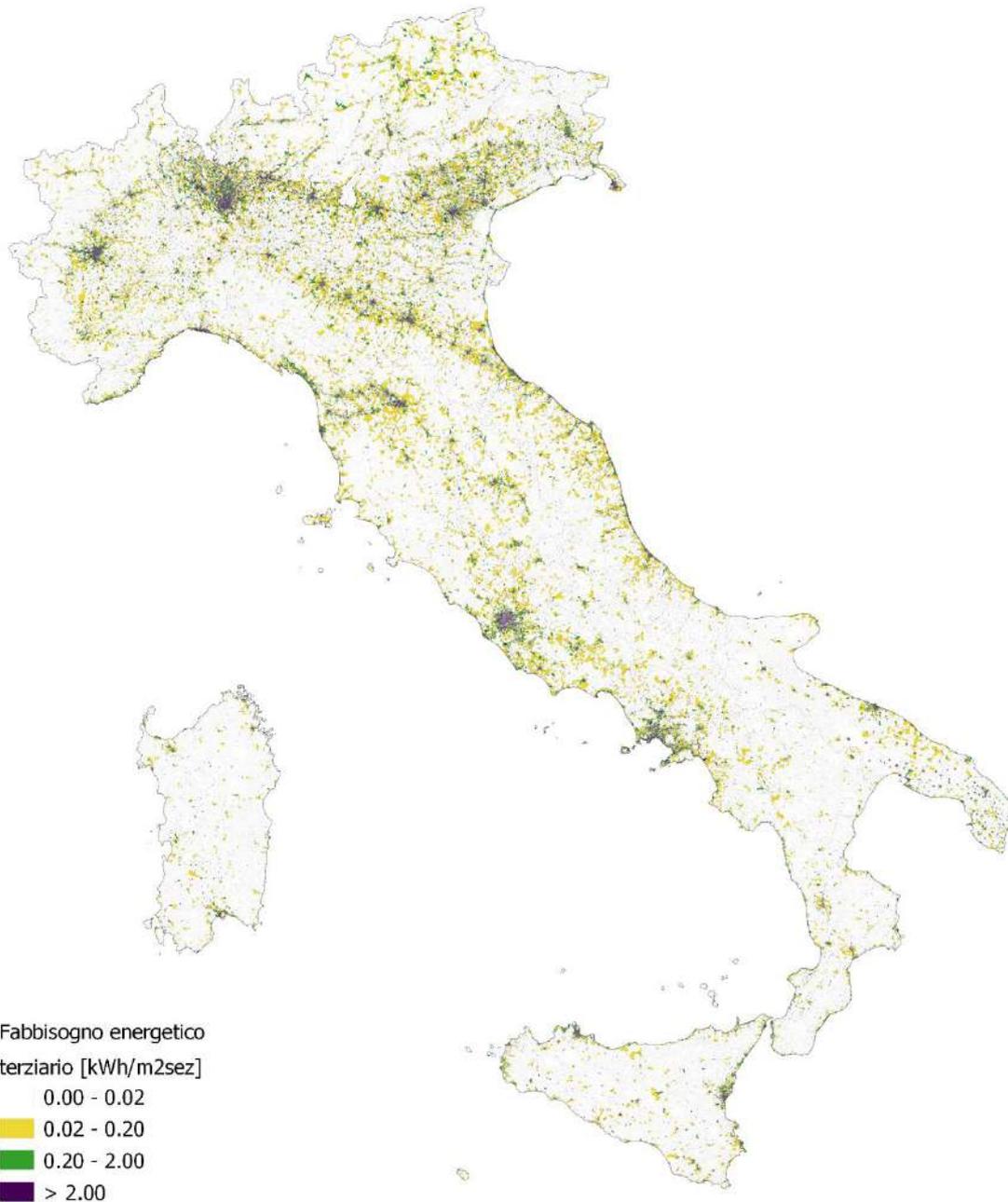


Figura 2.7 Mappa della distribuzione in Italia della domanda di riscaldamento del settore terziario per m² di sezione [kWh/m²sezione]

2.3 Domanda di calore teleriscaldabile

Una volta definita la domanda di calore delle utenze residenziali e del terziario, si vuole identificare in quest'ultimo passaggio, la quota di domanda che dal punto di vista tecnico potrebbe essere connessa a un'eventuale rete di teleriscaldamento, da qui in poi definita "teleriscaldabile".

Il lavoro si concentra sugli attuali impianti di generazione presenti negli edifici per valutare la tipologia di distribuzione impiantistica - ovvero se l'impianto sia centralizzato o individuale - al fine di stabilire se il generatore attuale possa essere sostituito da una sottostazione di teleriscaldamento. L'obiettivo di questa fase di analisi è dunque di identificare la predisposizione impiantistica per la connessione a una rete di teleriscaldamento senza dover intervenire con un'importante modifica sull'impianto di distribuzione interna del riscaldamento dell'utente. Lo studio assume quindi come domanda teleriscaldabile la quota di domanda relativa agli edifici che ad oggi hanno una distribuzione di calore centralizzata. L'ipotesi che sottende il criterio utilizzato è che la connessione di un edificio plurifamiliare con impianti autonomi, seppur non sempre preclusa da vincoli tecnici, richieda investimenti importanti per raggiungere le eventuali sottostazioni di appartamento o per intervenire sulla distribuzione interna centralizzandola.

Va evidenziato che tale ipotesi, ragionevole nell'ottica di una stima di potenziale tecnico-economico, è fortemente conservativa dal punto di vista meramente tecnico. È verosimile pensare inoltre che, a fronte di interventi di riqualificazione importante dell'edificio o in contesti di nuova edificazione, la soluzione impiantistica centralizzata possa essere preferibile (assunzione tuttavia esclusa in questo lavoro a scopo cautelativo).

Per conoscere il tasso di centralizzazione degli edifici residenziali, in ciascuna sezione censuaria, il lavoro si è di nuovo servito del database di Istat sul Censimento della Popolazione e delle Abitazioni. La realizzazione del 15° censimento ha seguito, in quasi tutti i comuni con almeno 20 000 abitanti (486), una strategia campionaria basata sull'impiego di due tipi diversi di questionario, uno in forma ridotta (come nel resto del territorio nazionale) e uno in forma estesa. Le informazioni circa le abitazioni con impianto centralizzato provengono dal questionario in forma estesa e sono dunque di tipo campionario (i.e. non si riferiscono a valori reali registrati per ogni sezione ma a valori stimati nelle singole sezioni di censimento a partire dal campione analizzato).

Per ogni sezione di censimento, noto il numero totale di abitazioni e assunta la stima di Istat per indicare la frazione di abitazioni con impianto di riscaldamento centralizzato, si è potuto definire il numero di abitazioni tecnicamente servibili da un'eventuale rete di teleriscaldamento sommando (i) il numero di abitazioni in condominio servite da un impianto centralizzato e (ii) il numero di abitazioni monofamiliari servite da impianti autonomi che, ai fini di questa analisi, risultano anch'essi impianti centralizzati. Nel grafico in Figura 2.8 è possibile osservare la percentuale di abitazioni tecnicamente servibili da un'eventuale rete di teleriscaldamento rispetto al totale, per ogni regione, e come la presenza di edifici multifamiliari con impianto centralizzato incida su tale valore. In Figura 2.9 se ne mostra la distribuzione geografica, con dettaglio di sezione di censimento.

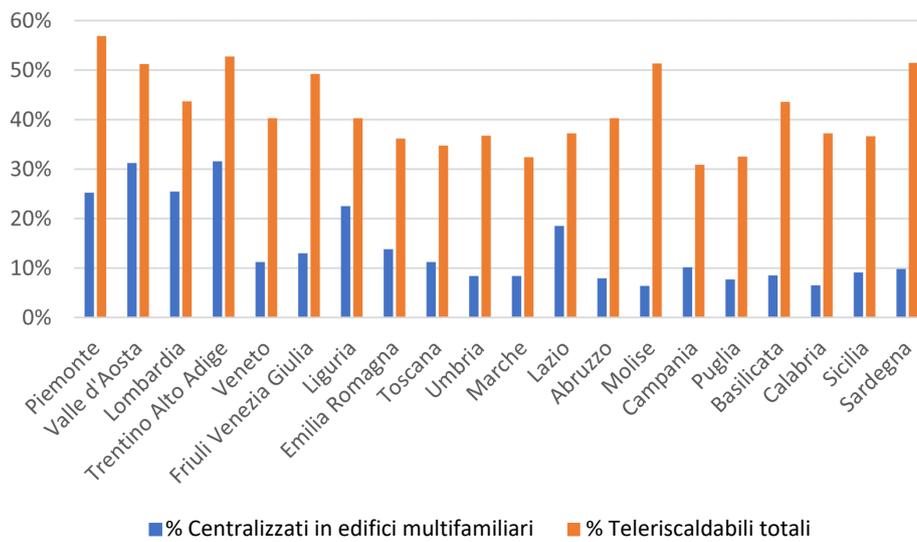
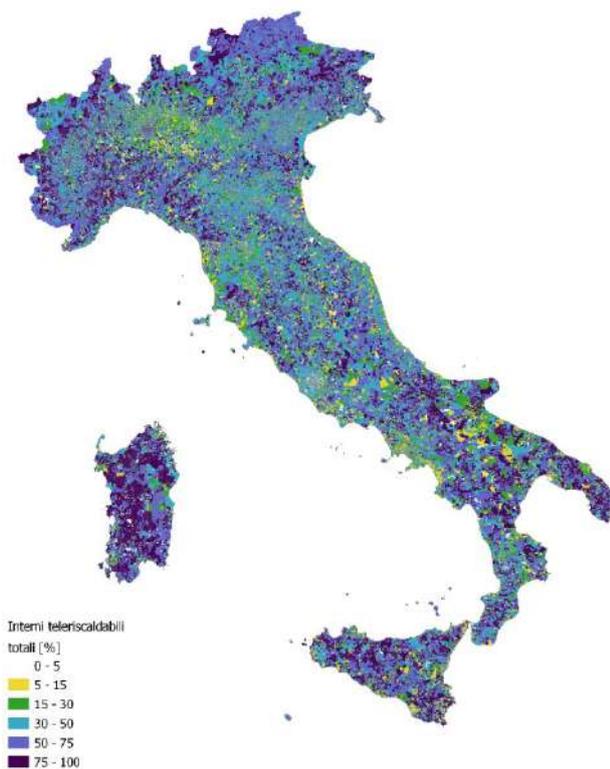


Figura 2.8 Interni centralizzati in edifici multifamiliari e interni teleriscaldabili totali [%]

(a)



(b)

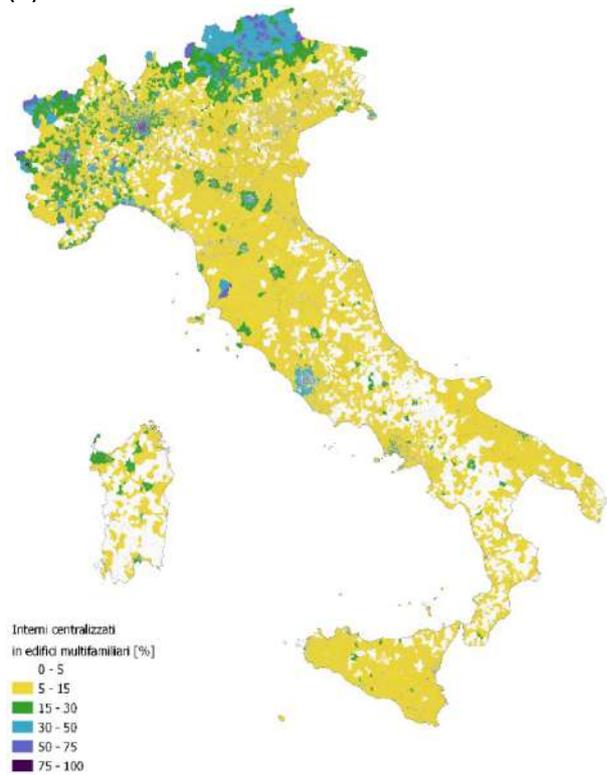


Figura 2.9 Mappa della distribuzione in Italia degli interni totali teleriscaldabili (a) e degli interni con impianti centralizzati multifamiliari (b) [%]

Per la domanda di calore del settore terziario, in assenza di dati specifici sugli impianti, è stato assunto lo stesso tasso di centralizzazione del settore residenziale⁶. Si è assunto inoltre che una quota pari al 25% della domanda di acqua calda sanitaria nelle abitazioni considerate allacciabili possa essere servito dal teleriscaldamento. Questa percentuale deriva da un confronto con i dati forniti dai soci AIRU e corrisponde all'incidenza degli impianti ACS centralizzati nelle reti di teleriscaldamento (percentuale riferita al fabbisogno energetico, non al numero di impianti).

Il calcolo della domanda tecnicamente teleriscaldabile per ogni sezione di censimento si ottiene dunque moltiplicando il tasso di centralizzazione ottenuto per la domanda di calore a seguito delle ipotesi precedentemente esposte, secondo l'equazione:

$$Q_{TT,k} = t_c (Q_{SH,k} + Q_{TERZ,k} + 0.25 Q_{ACS,k}) \left[\frac{kWh}{anno} \right] \quad (9)$$

dove

- k è l'indicatore della sezione di censimento
- t_c è il tasso di centralizzazione [-]
- $Q_{TT,k}$ è la domanda tecnicamente teleriscaldabile per sezione di censimento k-esima $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$
- $Q_{SH,k}$ è la domanda di riscaldamento residenziale per sezione di censimento k-esima $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$
- $Q_{ACS,k}$ è la domanda per ACS residenziale per sezione di censimento k-esima $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$
- $Q_{TERZ,k}$ è la domanda per riscaldamento e ACS del terziario per sezione di censimento k-esima $\left[\frac{kWh}{anno} \right]$

A fronte di questa analisi, la domanda totale tecnicamente teleriscaldabile risulta essere pari a 114 TWh, pari al 35% della domanda totale, come illustrato in Figura 2.10.

⁶ Per le sezioni nelle quali non era disponibile l'informazione per il settore residenziale si è assunto il tasso di centralizzazione medio delle altre sezioni del comune.

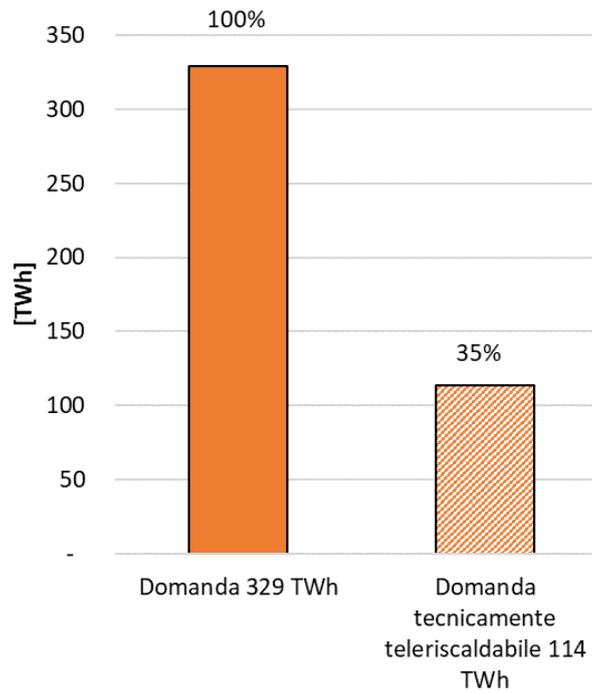
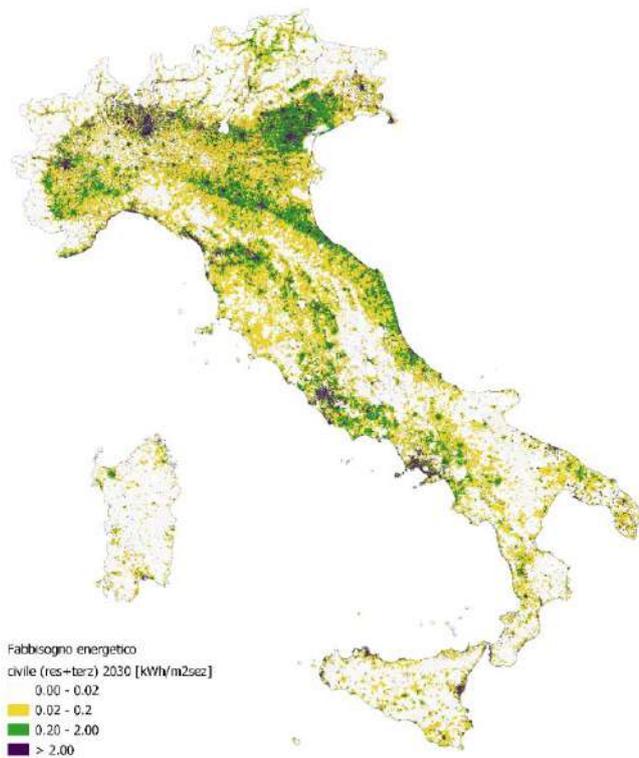


Figura 2.10 Domanda termica nazionale che rispetta i vincoli tecnici di allacciamento al teleriscaldamento

In Figura 2.11 viene rappresentata la distribuzione geografica, a livello di sezione di censimento, del dato di domanda teleriscaldabile rispetto a quello di domanda totale del settore civile (residenziale e terziario).

(a)



(b)

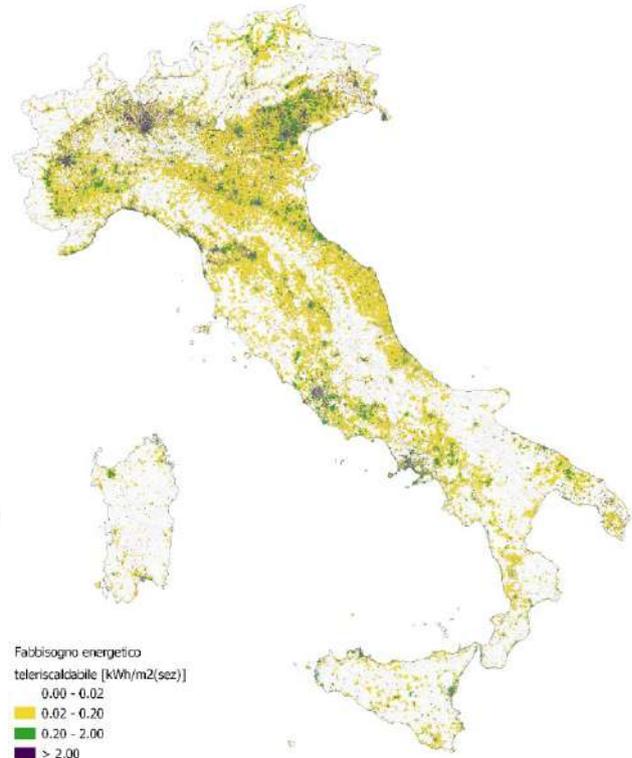


Figura 2.11 Mappa della distribuzione in Italia della domanda di riscaldamento (a) e della domanda teleriscaldabile (b) per m² di sezione [kWh/m²_{sezione}]

Il potenziale di domanda tecnicamente servibile da una rete di teleriscaldamento in ogni provincia italiana è mostrato nelle tre immagini di Figura 2.12, rispettivamente: in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie della provincia (b) e in rapporto alla domanda totale (c).

Le province con valori assoluti più alti si trovano nel nord del Paese a cui si aggiungono le province di Roma e Napoli.

In rapporto alla superficie del territorio la provincia con il valore più alto è quella di Milano seguita da quella di Monza e della Brianza. Rimangono comunque importanti i valori di Roma e Napoli. Per quanto riguarda il rapporto con il fabbisogno totale, le percentuali maggiori, attorno al 50%, si ottengono ancora per Milano a cui si aggiungono la provincia di Bolzano, alcune province del Piemonte e la provincia di Oristano in Sardegna.

Il potenziale di domanda tecnicamente servibile da una rete di teleriscaldamento in ogni comune italiano è mostrato invece nelle tre immagini di Figura 2.13, ancora una volta: in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie del comune (b) e in rapporto alla domanda totale (c).

Il dettaglio comunale evidenzia come vi siano comuni con una domanda teleriscaldabile concentrata principalmente nei grandi centri urbani, sia in termini di valore assoluto sia in rapporto alla superficie degli stessi. Il rapporto con il fabbisogno totale conferma quanto visto per le province, evidenziando percentuali maggiori nella zona del Piemonte, di Bolzano, di Milano e della Sardegna, con valori tra il 70% e il 95%.

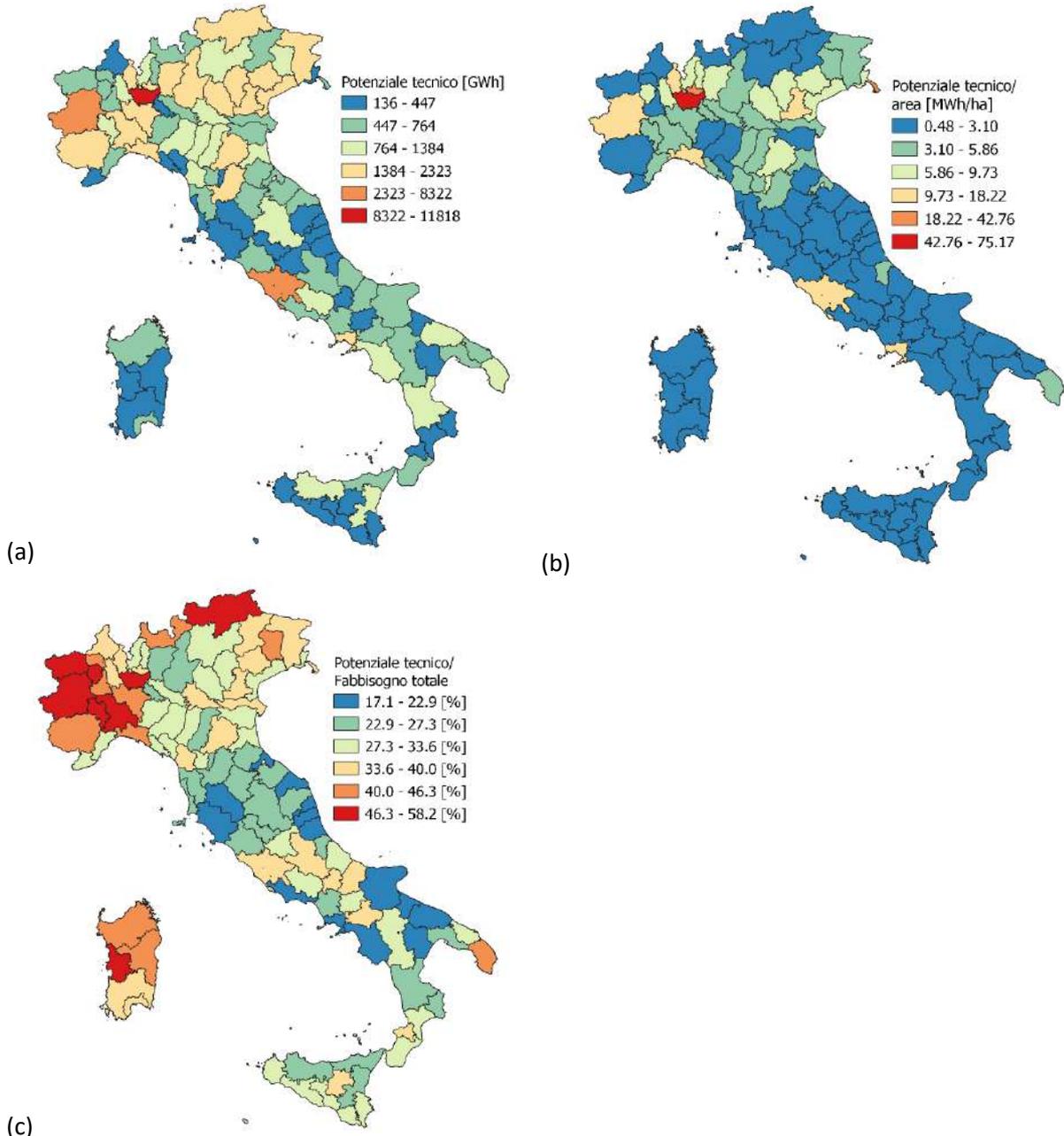


Figura 2.12 Distribuzione provinciale del potenziale tecnico, espresso in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie territoriale (b), in rapporto alla domanda totale (c).

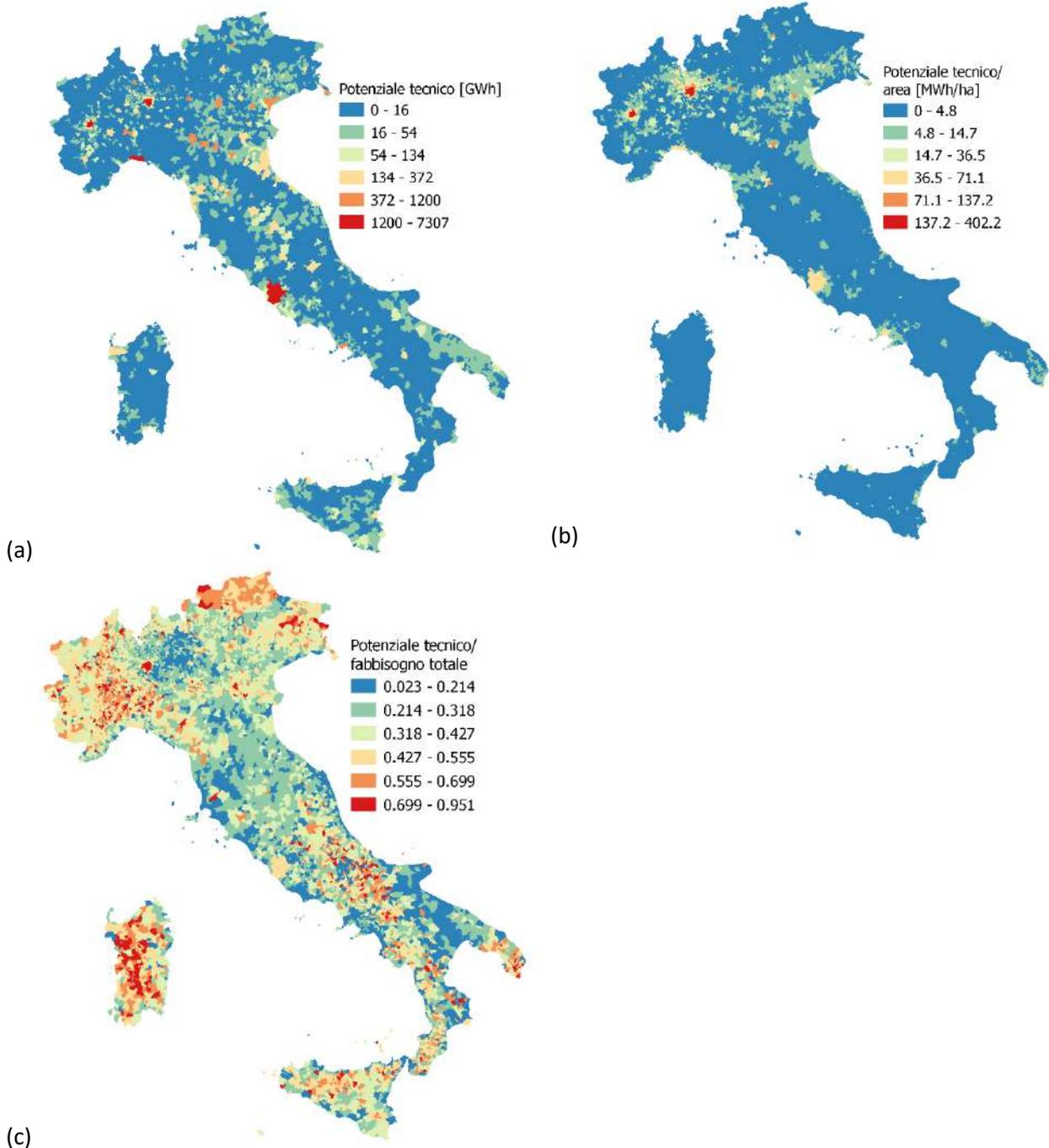


Figura 2.13 Distribuzione comunale del potenziale tecnico, espresso in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie territoriale (b), in rapporto alla domanda totale (c).

2.4 Caratterizzazione degli impianti di riscaldamento individuali

Viene qui descritta la caratterizzazione degli impianti individuali utilizzati attualmente, in termini di vettori energetici, costi ed emissioni. L'obiettivo della caratterizzazione è identificare una base di riferimento per il confronto con il teleriscaldamento nelle fasi successive dello studio.

La caratterizzazione degli impianti individuali avviene a livello di sezione di censimento, poiché l'informazione di partenza, sulla fonte energetica utilizzata, è ottenuta dal Censimento della Popolazione e delle Abitazioni di Istat del 2011 [23]. Questo fornisce, in ogni sezione di censimento, il numero di impianti per fonte utilizzata (metano, gasolio, GPL, combustibile solido, olio combustibile, energia elettrica, altro), come dato stimato da informazioni campionarie⁷.

2.4.1 Vettori energetici a servizio degli impianti

La presenza delle diverse fonti energetiche all'interno delle sezioni censuarie è mostrata in Figura 2.14, dove si evince l'ampio utilizzo del metano nelle oltre 400 000 sezioni censuarie. La Figura 2.15 riassume invece l'incidenza dei combustibili come aggregato nazionale. In entrambe le figure, la percentuale è calcolata sul numero totale di impianti presenti e non sulle potenze degli stessi. Nella mappa di Figura 2.16 è mostrata la distribuzione geografica dei vettori energetici utilizzati, con un focus sul vettore prevalente in ogni comune. È possibile osservare che le aree in cui il gas naturale non è il vettore prevalente sono le zone montane e la Sardegna. Nel complesso, sono poco meno di 30 000 le sezioni senza metano, pari a circa il 7.2% del totale.

⁷ La realizzazione del 15° censimento ha seguito, in quasi tutti i comuni con almeno 20 000 abitanti (486), una strategia campionaria basata sull'impiego di due tipi diversi di questionario, uno in forma ridotta (come nel resto del territorio nazionale) e uno in forma estesa. Il dato utilizzato in questo caso deriva dal questionario in forma estesa.

Percentuale di presenza dei combustibili nelle sezioni censuarie in Italia

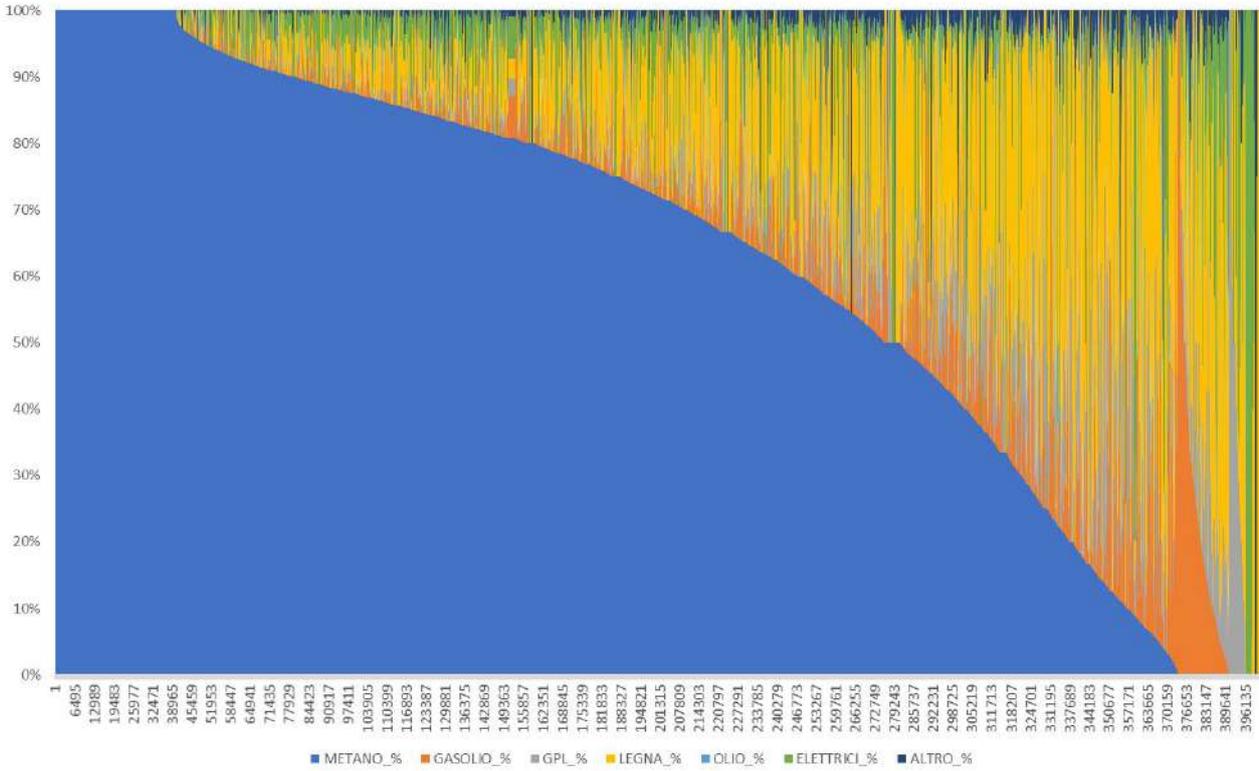


Figura 2.14 Percentuale di presenza dei vettori energetici nelle sezioni censuarie

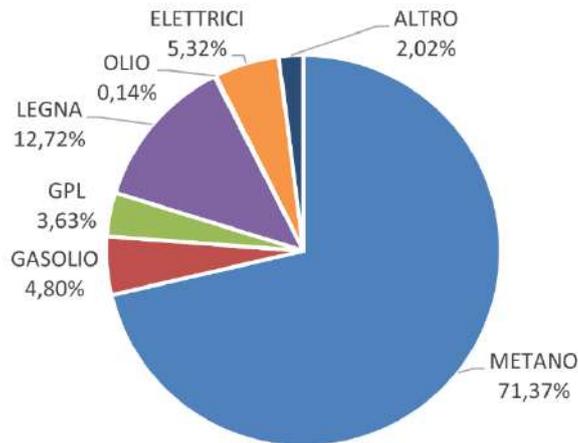


Figura 2.15 Diffusione dei vettori energetici utilizzati attualmente per la generazione di energia termica

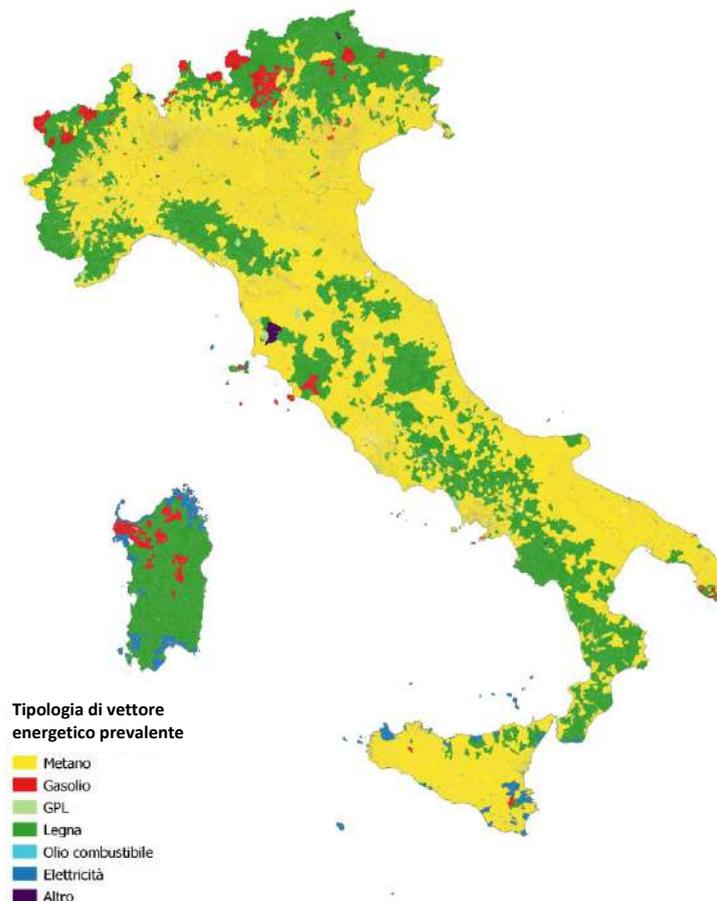


Figura 2.16 Diffusione georeferenziata dei vettori energetici per la generazione di energia termica attuale

2.4.2 Stima del costo degli impianti individuali

Come anticipato, in questo lavoro la valutazione della diffusione del teleriscaldamento passa dal confronto con la soluzione individuale a livello di costo complessivo annualizzato per unità di calore erogato. Per ogni vettore energetico individuato nel paragrafo precedente, viene individuata una tecnologia di utilizzo (es. caldaia a gas) alla quale viene attribuito un costo in questo passaggio. I costi utilizzati in questo studio sono stati calcolati partendo dai valori contenuti nel database della Danish Energy Agency [28], fra i più completi disponibili in letteratura, riadattati poi al contesto italiano grazie ai dati provenienti dal Tavolo Tecnico istituito dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri sul tema della decarbonizzazione dell'economia nel 2016 [29].

Il costo è calcolato come costo complessivo specifico del calore erogato secondo l'equazione:

$$C_Q = \frac{C_{tot}}{Q} = \frac{C_I \cdot a + C_{O\&M}}{Q} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (10)$$

dove

- C_Q è il costo della fornitura di calore
- C_{tot} è il costo complessivo annualizzato dell'impianto [€]
- Q è il calore erogato dall'impianto [MWh]
- C_I è il costo d'investimento [€]
- a è il tasso di annualizzazione
- $C_{O\&M}$ sono i costi operativi che comprendono gestione, manutenzione e spese di combustibile [€]

Il costo medio risultante per gli impianti plurifamiliari (PF) e monofamiliari (MF) è presentato in Tabella 2.6 in funzione del vettore energetico considerato.

Tabella 2.6 Riepilogo dei costi dei sistemi di generazione di calore

Tipologia impianto	Pompa di calore		Caldaia a gas a condensazione		Caldaia a gasolio		Caldaia a GPL		Caldaia a pellet	
	PF	MF	PF	MF	PF	MF	PF	MF	PF	MF
Costi di investimento annualizzati €/MWh	30	139	6	48	10	147	6	48	19	103
Costi operativi annualizzati €/MWh	60	118	84	158	169	188	247	259	44	136
Totale €/MWh	90	256	90	206	179	336	253	307	63	239

L'incidenza di ogni fonte energetica in ogni sezione di censimento individuata nel precedente paragrafo è utilizzata poi insieme ai costi delle singole tecnologie per la definizione di un costo medio della soluzione individuale in ogni sezione di censimento, che verrà usato come riferimento di confronto rispetto alla soluzione teleriscaldamento nell'algoritmo di ottimizzazione di cui al capitolo 4.

Sulla base dei rendimenti medi ipotizzati grazie al catalogo tecnologico e sulla base dei fattori di emissione di CO₂ relativi ai combustibili indicati da ISPRA⁸ e sulla base dei fattori di emissione per l'energia elettrica stimati al 2030 in [30], viene costruito analogamente ai costi anche la quota emissiva per unità di energia prodotta (Tabella 2.7).

Tabella 2.7 Riepilogo delle emissioni dei sistemi di generazione di calore

Tipologia impianto	Pompa di calore		Caldaia a gas a condensazione		Caldaia a gasolio		Caldaia a GPL		Caldaia a pellet	
	PF	MF	PF	MF	PF	MF	PF	MF	PF	MF
Emissione CO ₂ specifica [kg/MWh]	37	44	199	199	249	249	257	257	-	-

⁸Tabella dei parametri standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione dei gas ad effetto serra ai sensi del d. lgs n 30 del 2013 - ISPRA

3 Stima dell'offerta di calore e dei relativi costi

Dopo aver quantificato e mappato sul territorio la domanda termica connettibile al teleriscaldamento, passaggio fondamentale della metodologia seguita in questa analisi è la mappatura delle fonti di calore di scarto e rinnovabile integrabili in reti di teleriscaldamento.

Questo studio si concentra infatti sul potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente che ha come prerequisito una fornitura prevalente da calore di recupero e rinnovabile.

In questa fase di analisi dell'offerta le fonti vengono censite, mappate, caratterizzate in base al livello di temperatura dei reflui e viene quantificato il loro potenziale recupero. A ognuna viene infine attribuito un costo relativo al suo utilizzo che, insieme al costo di rete di distribuzione e trasporto e allacciamento, costituisce il costo della potenziale rete di teleriscaldamento da confrontarsi con il costo della soluzione individuale.

Il posizionamento delle fonti è un dato rilevante in quanto è nella fase di incontro fra domanda e offerta che viene successivamente quantificato anche il costo imputabile alla rete di trasporto che le collega: questo è infatti correlato alla distanza reciproca e alla quantità di energia trasportata.

Due sono le categorie di fonti analizzate:

- 1) **Calore di scarto:** energia in eccesso derivante da tutti quei processi produttivi che hanno come sottoprodotto una quota di calore, che viene già emessa in ambiente ma non è utilizzabile se non integrata in un sistema di teleriscaldamento. L'obiettivo è qui di valutare puntualmente la quota di calore disponibile da ogni impianto. Le sorgenti analizzate sono:
 - Siti industriali
 - Centrali termoelettriche
 - Depuratori
 - Termovalorizzatori

I dati di input utilizzati sono, per quanto riguarda i siti industriali produttivi e le centrali termoelettriche, i registri ETS di emissione di CO₂ (forniti agli autori da ISPRA). Per i termovalorizzatori l'analisi si basa sulla quantità annuale di rifiuti bruciati identificata per ogni impianto nel Catasto nazionale dei rifiuti ISPRA [31]. Per gli impianti di depurazione invece il database di input è rappresentato dai dati di trattamento delle acque stimati nel progetto europeo Hotmaps [18].

- 2) **Risorse rinnovabili:** l'approccio per queste fonti è diverso in quanto i dati di partenza dell'analisi sono le mappe di disponibilità delle risorse. Viene quindi in questo passaggio valutato il potenziale tecnico massimo di sfruttamento delle stesse. Questo valore, anch'esso geo referenziato, costituisce il limite superiore di sfruttamento che viene inserito nell'algoritmo di ottimizzazione nella fase di incontro fra domanda e offerta. È in questo passaggio, infatti, che viene definita la quota utilizzabile e quindi l'energia richiesta agli eventuali impianti di generazione a fonte rinnovabili da installare per soddisfare la domanda di teleriscaldamento nella quota individuata.

Le risorse analizzate sono:

- Biomassa
- Geotermia profonda e superficiale
- Solare termico

Per quel che riguarda le fonti di calore di scarto, a partire dal dato di input di energia primaria è stato possibile valutare, tramite approcci top down reperiti nella letteratura di settore, la quota parte di calore in eccesso prima, la quota di calore recuperabile in una rete di teleriscaldamento poi e infine la quota utilizzabile in funzione della contemporaneità fra il carico termico e la disponibilità dell'offerta. La quota recuperabile è stata valutata diversamente a seconda del livello di temperatura dell'energia dissipata che permette il recupero diretto, tramite semplice scambiatore, in caso di temperature analoghe a quelle di rete. Nella valutazione del calore di scarto da processi di raffreddamento invece, che richiede un upgrade di temperatura, è stato considerato anche l'inserimento di una pompa di calore. Il costo aggiuntivo di questo recupero è stato considerato sia in termini di investimento della pompa di calore che in termini operativi andando a calcolare il consumo addizionale di energia elettrica.

Al calore di scarto così mappato vengono aggiunte poi le fonti di calore rinnovabile. Ove presenti, vengono quantificate a partire dalla disponibilità della risorsa in maniera proporzionale rispetto alla domanda da coprire. A differenza di una vasta letteratura di settore per quanto riguarda l'analisi del calore di scarto, il potenziale da rinnovabili è un tema di ricerca che ancora non presenta metodologie definite e univoche. I criteri di proporzionalità qui individuati si basano quindi su dati empirici e richiedono un maggiore sviluppo futuro di dettaglio.

3.1 Calore di scarto

L'approccio utilizzato per il calcolo del calore recuperabile segue, nella sua fase iniziale, quello elaborato nell'ambito del progetto Heat Roadmap Europe [32]: il metodo prevede, a partire dal dato di consumo di energia primaria del singolo processo E_{prim} , l'applicazione di coefficienti che permettono la quantificazione della quota di calore in eccesso massima teoricamente recuperabile. A seconda dei processi analizzati, industriali, inceneritori, depuratori, il dato di partenza è diverso e dunque l'input energetico è qui stimato in maniera differente.

La definizione delle grandezze con le quali esprimere e stimare il calore in eccesso potenzialmente recuperabile si fonda essenzialmente sul secondo principio della termodinamica espresso qui tramite sull'equazione (11):

$$E_{prim} = E_{abs} + E_{excess} [kWh] \quad (11)$$

dove

- E_{prim} rappresenta l'input di energia primaria, ovvero l'energia consumata dalla fonte di calore, la quale può essere per esempio un impianto di cogenerazione, un sito industriale, un impianto di trattamento delle acque reflue, ecc. ;

- E_{abs} indica l'energia che viene assorbita nel prodotto primario (ad esempio l'energia elettrica nel caso di un impianto di produzione di potenza o l'energia imputabile ai prodotti industriali – embedded energy);
- E_{excess} identifica il calore di scarto, ovvero non utile per il processo stesso, prodotta in eccesso, che viene rilasciato in ambiente sotto forma di acqua o aria calda o vapore.

Nella Figura 3.1 è schematicamente rappresentata la procedura utilizzata per la stima dell'energia termica recuperabile in un sistema di teleriscaldamento a partire dall'energia primaria consumata dalla fonte di calore.

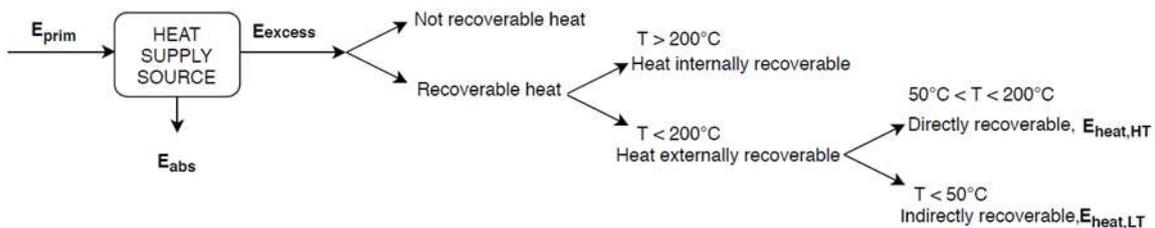


Figura 3.1 Procedura utilizzata per il calcolo del calore in eccesso recuperabile in un sistema di teleriscaldamento, a partire dall'energia primaria consumata dalla fonte di calore.

Secondo quanto riportato in [32], la quota di energia termica recuperabile E_{heat} può essere espressa come una percentuale dell'energia termica in eccesso, E_{excess} , attraverso quello che è definito "heat recovery rate" ζ_{heat} in equazione (12), e come una frazione dell'energia primaria per mezzo della "recovery efficiency" η_{heat} dell'equazione (13).

$$\zeta_{heat} = \frac{E_{heat}}{E_{excess}} = \frac{E_{heat}}{(E_{prim} - E_{abs})} [\%] \quad (12)$$

$$\eta_{heat} = \frac{E_{heat}}{E_{prim}} [\%] \quad (13)$$

A seconda del valore di temperatura, l'energia termica in eccesso contenuta nel fluido in uscita dalla fonte di calore viene recuperata con un'efficienza diversa. A differenza dell'approccio elaborato in [32] che definisce un valore di η_{heat} teorico per ogni settore produttivo energetico considerato, in questo studio si è cercato di fare un passo ulteriore verso la quantificazione di un potenziale tecnico, inferiore in valore, ma più realistico. Si è quindi calcolato un potenziale di recupero teorico prima e uno tecnico poi che tiene conto del livello di temperatura del calore in eccesso, del rendimento di recupero della tecnologia con cui viene

effettuato il medesimo e della corrispondenza temporale fra il profilo di produzione industriale e quello della domanda termica. Per questa fase si è utilizzato come riferimento uno studio di settore francese del 2012 [33] nel quale viene stimata la quantità di calore in eccesso e il relativo livello di temperatura per diversi settori produttivi industriali. In molti processi industriali che richiedono l'uso del vapore infatti, la quota di calore in eccesso rilasciata a temperature maggiori di 200°C viene generalmente recuperata internamente al sito industriale stesso. Questa quota parte di calore, pur essendo tecnicamente riutilizzabile, viene considerata solo parzialmente in questa analisi (per una quota corrispondente al 25%) in quanto risulta maggiormente conveniente per il sito produttivo recuperarla tramite interventi di recupero interno: nello schema (Figura 3.1) è indicata come “heat internally recoverable”.

Vengono qui incluse nella valutazione quelle componenti di calore di scarto a temperature inferiori, tali da essere adatte ad alimentare un sistema di teleriscaldamento. Questa quota parte di energia termica, indicata in Figura 3.1 come “heat externally recoverable”, può poi essere ulteriormente scomposta in due flussi di energia, che vengono identificati con $E_{heat,HT}$ e $E_{heat,LT}$ a seconda del livello di temperatura, rispettivamente superiore a 90°C o a 40°C. Se la temperatura del fluido in uscita dalla fonte è sufficientemente alta (90°C < T < 200°C) il contenuto energetico di tale fluido può essere recuperato direttamente nella rete attraverso un semplice scambiatore di calore; se invece la temperatura è inferiore, occorre prima incrementarla per mezzo di una pompa di calore. Si parla in questo caso di recupero indiretto.

La procedura appena illustrata porta dunque alla determinazione di due flussi di calore recuperabili in un impianto di teleriscaldamento, $E_{heat,HT}$ e $E_{heat,LT}$, tramite le seguenti equazioni, il cui contenuto termico dipende dal valore di temperatura:

$$E_{heat,HT} = \eta_{heat,HT}(T) \cdot E_{prim} [kWh] \quad (14)$$

$$E_{heat,LT} = \eta_{heat,LT}(T) \cdot E_{prim} [kWh] \quad (15)$$

A partire da questi, vengono poi calcolati i due flussi di calore tecnicamente recuperabili $E_{rec,HT}$ e $E_{rec,LT}$ tenendo conto dell'efficienza del recupero: questa dipende della resa complessiva dello scambio termico a partire dall'efficienza degli scambiatori e della disponibilità effettiva di recuperare completamente tutto il calore qui stimato. Questo valore di efficienza di recupero viene definito η_{rec} e qui ipotizzato pari al 75%.

Come illustrato in Figura 3.2 e nelle equazioni (16) e (17), nel caso di calore in eccesso ad alta temperatura (T > 90°C) occorrerà prendere in considerazione esclusivamente l'efficienza η_{rec} , mentre nel caso di calore di scarto a bassa temperatura andrà considerato anche il coefficiente di prestazione (COP) della pompa di calore, che esprime il rapporto fra calore utile fornito e lavoro elettrico richiesto per generarlo.

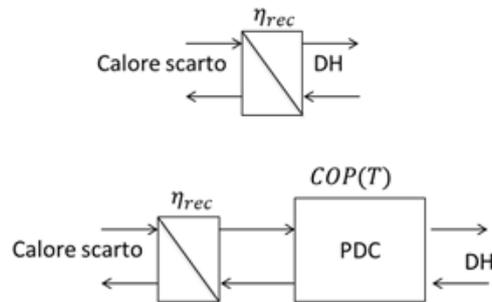


Figura 3.2 Rappresentazione del recupero diretto e indiretto del calore in eccesso, a seconda della temperatura di quest'ultimo.
HX= Scambiatore di calore, HP= pompa di calore, DH= impianto di teleriscaldamento.

Si ottengono quindi i due flussi di energia tecnicamente recuperabili:

$$E_{rec_{HT}} = E_{prim} \cdot \eta_{rec,HT} [kWh] \quad (16)$$

$$E_{rec_{LT}} = E_{prim} \cdot \eta_{rec,LT} [kWh] \quad (17)$$

Dove $\eta_{rec,HT} = \eta_{heat,HT} \cdot \eta_{rec}$ e $\eta_{rec,LT} = \eta_{heat,LT} \cdot \eta_{rec}$

Una ulteriore riduzione del calore recuperabile viene considerata per tenere conto dell'effettiva corrispondenza temporale fra la disponibilità di calore di scarto, relativamente uniforme durante l'anno, e la domanda termica che si concentra prevalentemente nella stagione invernale. Si ipotizza per esempio che i processi industriali abbiano un numero di ore equivalenti hh_{heat} pari a 7000 mentre un profilo tipico di rete di teleriscaldamento va dalle 4500 alle 2500 a seconda delle zone climatiche, e viene qui assunto $hh_{DH} = 3500$. Il calore recuperabile nelle reti è dunque frutto di un'ulteriore riduzione del 50% $\left(\frac{hh_{DH}}{hh_{heat}}\right)$ del calore calcolato precedentemente come disponibile al recupero come da equazione

$$E_{DH_{HT}} = E_{rec_{HT}} \cdot \frac{hh_{DH}}{hh_{heat}} [kWh] \quad (18)$$

$$E_{DH_{LT}} = E_{rec_{LT}} \cdot \frac{COP}{(COP - 1)} \cdot \frac{hh_{DH}}{hh_{heat}} [kWh] \quad (19)$$

Se la procedura di analisi del calore recuperabile è la stessa concettualmente per tutte le fonti analizzate, la metodologia si differenzia nella prima fase di calcolo dell'input di energia primaria poiché fortemente dipendente dal dato di partenza: emissioni per gli impianti industriali e termoelettrici dal registro ETS, quantità di rifiuti per i termovalorizzatori e volumi di acqua trattati nel caso dei depuratori. Di seguito vengono dettagliati i passaggi metodologici seguiti per ogni settore analizzato.

3.1.1 Impianti industriali e termoelettrici

Degli oltre mille impianti italiani in regime ETS elencati nel data set fornito da ISPRA, circa 830 sono siti industriali e per ognuno di essi è resa nota la quantità di CO₂ emessa annualmente.

I consumi di energia primaria dei processi industriali sono calcolati a partire dai dati specifici di emissione del sito provenienti dal registro ETS relativo al 2018

Le emissioni di anidride carbonica sono indicate per ogni singolo sito produttivo che viene classificato nei seguenti settori:

- Alimentare
- Chimico
- Compressione di gas naturale per la distribuzione in metanodotti
- Estrazione, ovvero approvvigionamento dei combustibili e raffinerie
- Meccanico, inteso come produzione di beni
- Tessile
- Siderurgia
- Estrazione o lavorazione di minerali non ferrosi
- Fabbricazione o lavorazione di prodotti non metallici: cemento, calce, ceramica, vetro
- Fabbricazione o lavorazione della carta
- Impianti termoelettrici cogenerativi e non
- Impianti di teleriscaldamento
- Altro

Similmente a quanto fatto in [32] i consumi di energia primaria di ogni sito E_{prim} sono calcolati dai dati sulla produzione annuale di emissioni di CO₂ da combustione di carburante m_{CO_2} [kg] divisi per il fattore di emissione di anidride carbonica caratteristico f_{CO_2} [g /MWh] di ogni settore e specifico per l'Italia secondo l'equazione seguente:

$$E_{prim} = \frac{m_{CO_2}}{f_{CO_2}} [MWh] \quad (20)$$

Il fattore di emissione riflette il mix nazionale medio di combustibili per ogni attività e viene calcolato per ogni settore di attività con la stessa metodologia utilizzata in [32]. Nel calcolo vengono combinati i dati dei fattori di emissione standard di anidride carbonica [g_{CO2}/MWh] da combustione di combustibili come da [34] associati ai combustibili corrispondenti e al consumo annuale nazionale di combustibile per settore di Eurostat [35].

Si ottengono così i valori medi ponderati che vengono presentati per l'Italia in tabella:

Tabella 3.1 Fattori di emissione di anidride carbonica f_{CO_2} [g/GWh]

f_{CO_2} [g _{CO2} /MJ]	2018
thermal power Main Activity	50.7
thermal power Autoproducer	70.4
fuel refineries	73.6
chemical and petrochemical	57.4
iron and steel	70.0
non-ferrous metals (N-FM),	65.9
non-metallic minerals	67.5
paper, pulp and printing	46.1
food and beverage sector	56.9
Textile	63.9

L'analisi si differenzia nello step successivo, ovvero nella definizione delle efficienze di recupero (η_{heat}) da utilizzare nell'equazione (21) per il calcolo dell'energia termica recuperabile, E_{heat} , a partire dal valore di energia primaria (E_{prim}) all'interno della quale si segue un percorso diverso per gli impianti di produzione dell'energia elettrica e per tutti gli altri processi industriali

$$\eta_{heat} = \frac{E_{heat}}{E_{prim}} [\%] \quad (21)$$

Impianti industriali

I dati di emissione presenti nel database sono legati alle attività di combustione di impianti appartenenti ai seguenti macro-settori escludendo gli impianti di produzione di energia elettrica:

- Alimentare
- Chimico
- Compressione di gas naturale per la distribuzione in metanodotti
- Estrazione, ovvero approvvigionamento dei combustibili e raffinerie
- Meccanico, inteso come produzione di beni
- Tessile
- Siderurgia
- Estrazione o lavorazione di minerali non ferrosi
- Fabbricazione o lavorazione di prodotti non metallici: cemento, calce, ceramica, vetro
- Fabbricazione o lavorazione della carta
- Altro

Le efficienze di recupero associate a ciascuno di essi sono state ricavate a partire da alcuni degli studi più referenziati presenti in letteratura. Tra i progetti di ricerca relativi al recupero di calore da processi industriali che sono emersi in Rif. [9] relativamente al contesto europeo, tre sono stati utilizzati come base dell'analisi

qui svolta. Si tratta dello studio del 2012 di Berthou e Bory [33], del progetto europeo Ecoheatcool [36] del 2006 e del progetto Heat Roadmap Europe [1], finanziato dal programma di ricerca europeo Horizon 2020 tra il 2016 e il 2019.

Fonte principale di questo passaggio è lo studio di Berthou e Bory: gli autori hanno analizzato il settore industriale francese con l'intento di quantificare il calore in eccesso reso disponibile a livello nazionale. Il metodo proposto è caratterizzato da un approccio di tipo "top-down", basato su dati statistici che ricoprono il 70% dell'intero settore industriale francese. In un primo step è definita la frazione di calore in eccesso a partire dall'energia primaria per ogni settore industriale considerato. Successivamente, il livello di dettaglio aumenta per i settori caratterizzati da consumi energetici più elevati, portando alla disaggregazione del calore in eccesso in tre frazioni di recupero, a seconda del tipo di effluente e del livello di temperatura. Dallo studio è possibile perciò distinguere tra calore ad altissima temperatura estraibile dal vapore in eccesso e calore a temperatura inferiore ma potenzialmente utilizzabile in un sistema di teleriscaldamento ad alta e bassa temperatura (recuperabile dai gas combusti e dagli impianti di raffreddamento rispettivamente).

Dalla scomposizione del calore di scarto in queste tre componenti è possibile dunque identificare tre coefficienti di recupero per i tre livelli di temperatura in base ai processi identificati: calore da vapore η_{steam} , calore da gas combusti η_{comb} , calore da processi di raffreddamento η_{LT} .

In base a questa distinzione è possibile quindi calcolare i coefficienti utili da inserire nell'equazione (14) $\eta_{heat,HT} = 25\% \eta_{steam} + \eta_{comb}$ e nell'equazione (15) $\eta_{heat,LT}$.

Tuttavia, l'analisi di dettaglio che permette di distinguere tra calore recuperabile ad alta e bassa temperatura eseguita da Berthou e Bory [33] non include tutte le categorie industriali presenti nel registro ETS. Per la definizione delle efficienze di recupero relative ai settori industriali rimanenti, sono stati presi i coefficienti emersi anche dagli altri due studi sopra citati, HRE e Ecoheatcool.

I valori risultanti dall'intera analisi, applicati poi all'intero territorio italiano, sono riportati in Tabella 3.2. Per ognuna delle categorie industriali analizzate, sono definite le frazioni di calore ad alta e bassa temperatura potenzialmente recuperabile in un sistema di teleriscaldamento.

Tabella 3.3 Frazione di calore in eccesso a partire dall'energia primaria per settore industriale. Fonte: Rif. [33]

Activity Sector	$\eta_{rec,HT}$	$\eta_{rec,LT}$
Fuel supply and refineries	28.1%	-
Food products and beverages	6.1%	21.1%
Pulp, paper and edition	12.7%	0.3%
Basic chemicals	9.9%	4.9%
Other non-metallic mineral products	9.5%	2.0%
Capital goods Manuf	7.3%	5.9%
Fine chemical products	14.9%	7.3%
Iron and steel	3.3%	2.7%
Fabricated metals products	4.2%	3.3%
Textile	7.3%	5.9%
Others	14.6%	11.7%

Per la determinazione del coefficiente di prestazione della pompa di calore per il caso di recupero calore a bassa temperatura è stata utilizzata la formula empirica di Martynovsky [37], riportata nell'equazione (22).

$$COP = 0.74 \frac{T_C}{T_C - T_E} - \left(0.0032 T_E + 0.765 \frac{T_E}{T_C} \right) + 0.9 \quad (22)$$

Dove T_E rappresenta la temperatura all'evaporatore della pompa di calore, dunque la temperatura del fluido caldo emesso dalla fonte, e T_C rappresenta la temperatura di condensazione, ovvero la temperatura del fluido termovettore convogliato nello scambiatore di calore della sottostazione di teleriscaldamento, pari a un valore medio di 90°C per il caso applicativo italiano.

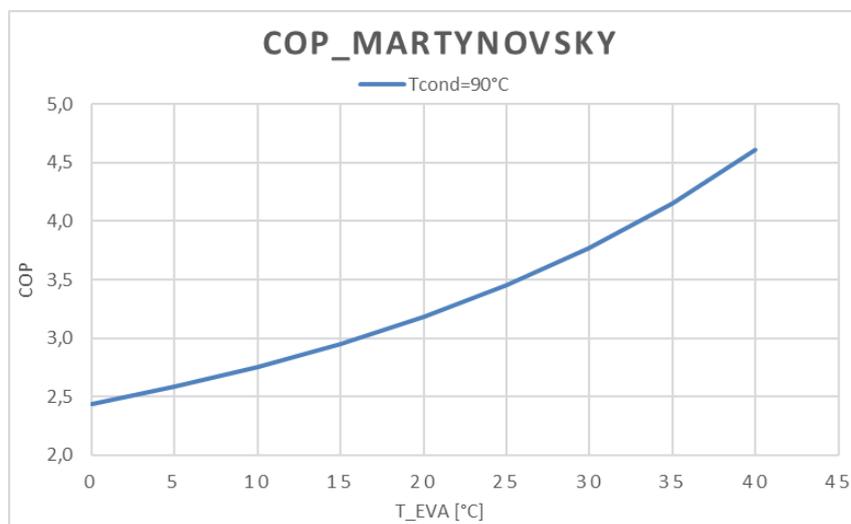


Figura 3.3 Coefficiente di prestazione (COP) di una pompa di calore in funzione della temperatura di evaporazione, con temperatura di condensazione pari a 90°C .

Impianti termoelettrici

Gli impianti termoelettrici meritano un'analisi differente. I singoli impianti, benché contenuti nel database di emissioni ETS vengono classificazione distinguendo esclusivamente tra impianti cogenerativi e non cogenerativi per la produzione di potenza elettrica e impianti termoelettrici che già servono una rete di teleriscaldamento, per un totale di circa 190 impianti sull'intero territorio italiano.

Per poter definire più nel dettaglio le tipologie di impianto si è reso necessario distinguerle in quattro categorie:

- Impianti termoelettrici non cogenerativi
- Impianti cogenerativi che forniscono calore ad un impianto industriale
- Impianti cogenerativi che forniscono calore ad una rete di teleriscaldamento
- Impianti termoelettrici cogenerativi (nel caso in cui non vi siano ulteriori informazioni a riguardo).

Una volta definita la categoria di appartenenza di ciascun impianto, tramite indagini interne ai soci AIRU, sono stati ipotizzati dei coefficienti di recupero di calore sulla base di indagini bibliografiche (Rif. [4] e [38]). I coefficienti di recupero ipotizzati sono di seguito riportati in Tabella 3.4 e sono stati applicati sull'intero database di ISPRA.

Tabella 3.4 Efficienze di recupero, η_{heat} , definite per ciascuna categoria di impianto termoelettrico.

Attività (ISPRA)	$\eta_{rec,HT}$
Impianti termoelettrici non cogenerativi	30%
Impianti termoelettrici cogenerativi/recupero industria	20%
Impianti termoelettrici cogenerativi/teleriscaldamento	45%
Impianti termoelettrici cogenerativi	40%

Agli impianti a servizio di sistemi di teleriscaldamento si è attribuito un coefficiente pari al rendimento termico medio degli impianti censiti nell'annuario AIRU del 45%.

La categoria impianti termoelettrici cogenerativi include tutti gli impianti con un ciclo predisposto per il recupero termico e che quindi ha potenzialmente un rendimento termico pari al 40% ma che per motivi non squisitamente tecnici non viene esercito in regime cogenerativo, pur avendo un assetto tecnologico che lo permetterebbe.

Della seconda categoria fanno parte gli impianti cogenerativi (con lo stesso rendimento degli impianti termoelettrici cogenerativi.) ma che già forniscono calore a un sito industriale: essendo di solito i cogeneratori industriali dimensionati sul fabbisogno elettrico, si ipotizza che solo una quota del calore venga utilizzata nell'industria ma che ci sia la disponibilità di una quota residua pari al 50% disponibile per essere recuperata esternamente ($40\% \cdot 50\% = 20\%$).

Per quanto riguarda gli impianti in assetto non cogenerativo e che ad oggi disperdono tutto il calore in ambiente, questi non vengono esclusi dall'analisi ma si ipotizza un potenziale recupero termico pari al 30% dell'energia primaria a fronte di una modifica del ciclo (ultimo stadio della turbina o inserimento di una caldaia recupero di vapore) che verrà poi considerata in termini di costo aggiuntivo di investimento. Non viene dunque escluso nessun sito industriale dalla potenzialità di recupero, sarà nella fase di valutazione

economica dell'incontro fra domanda e offerta che certe realtà non risulteranno economicamente sostenibili.

A conclusione di questa analisi si riepilogano in Figura 3.4 i coefficienti di recupero ottenuti per calcolare la quota di energia recuperabile a partire dal dato di consumo di energia primaria.

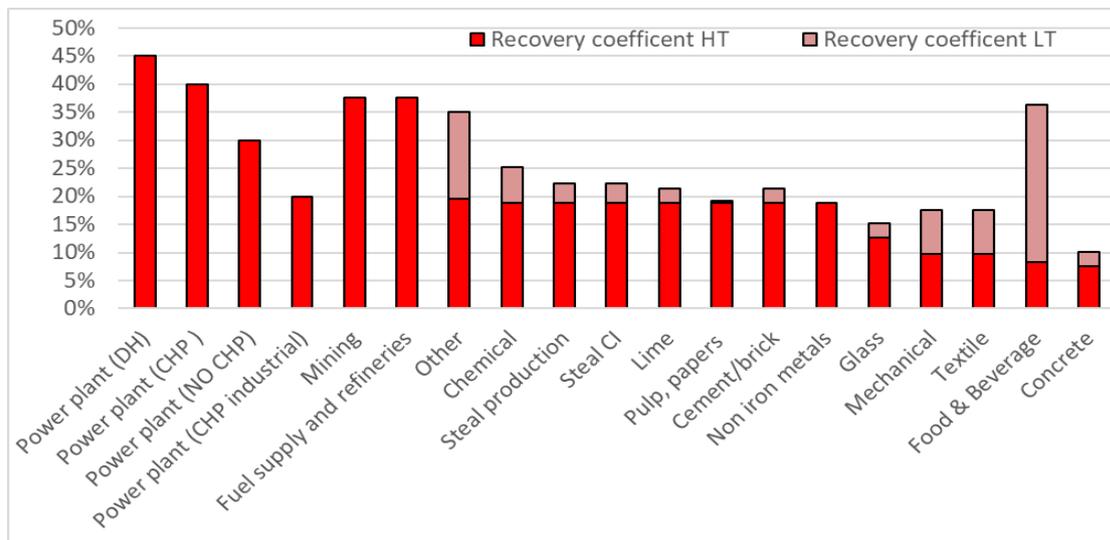


Figura 3.4 Rappresentazione grafica delle frazioni di calore recuperabile ad alta e bassa temperatura, per tipologia di industria e di impianto termoelettrico.

3.1.2 Impianti di trattamento delle acque

Tra le possibili fonti di calore di scarto, negli ultimi anni gli impianti di trattamento delle acque reflue hanno guadagnato sempre più interesse nell'ambito del teleriscaldamento come fonti di calore a bassa temperatura.

In letteratura esistono molteplici studi che valutano il riutilizzo di calore in eccesso, la determinazione del potenziale di recupero e alla stima dei costi associati ([39][40][41][42][43]). Nel catalogo realizzato nel contesto del progetto europeo "Recovery of Urban Excess Heat" (ReUseHeat) [44] sono riportati 25 demo-progetti già realizzati o pianificati relativi al recupero di calore per teleriscaldamento di aree urbane da impianti di trattamento delle acque reflue, oltre che da sistemi di raffreddamento di stazioni metropolitane, di datacenter e di edifici del settore terziario.

Dalla rassegna di tali documenti si può osservare come la temperatura media annuale delle acque reflue sia essenzialmente la stessa in tutto il mondo, in quanto maggiormente influenzata dalla variazione di portata, piuttosto che dalla variazione di temperatura ambientale esterna [40]. In Italia [40][45] la temperatura delle acque reflue varia dagli 8-10°C in inverno ai 20-24°C in estate, con una media annuale nell'ordine dei 18-20°C. Affinché l'energia termica contenuta in tali acque possa essere riutilizzata in sistemi di

teleriscaldamento attuali, l'utilizzo di pompe di calore che ne innalzino la temperatura risulta strettamente necessari.

Il recupero del calore a bassa temperatura da acque reflue è generalmente effettuato per mezzo di sistemi combinati in cui scambiatore di calore e pompa di calore sono strettamente interconnessi tra loro. Stando a quanto riportato nell'articolo [42], un impianto di questo genere è chiamato Wastewater Source Heat Pump (WWSHP) e può essere visualizzato in Figura 3.5.

Tale sistema può essere installato direttamente all'interno della condotta fognaria o a valle di un impianto di trattamento delle acque reflue. Quest'ultima soluzione è preferita e scelta anche nell'ambito di questo studio, nonostante l'efficienza della prima sia più alta essendo più alta la temperatura all'interno della fognatura. In questo modo infatti non si va a interferire con il processo di depurazione e lavorando con acqua già depurata, lo scambio termico è tecnicamente più semplice e meno dispendioso.

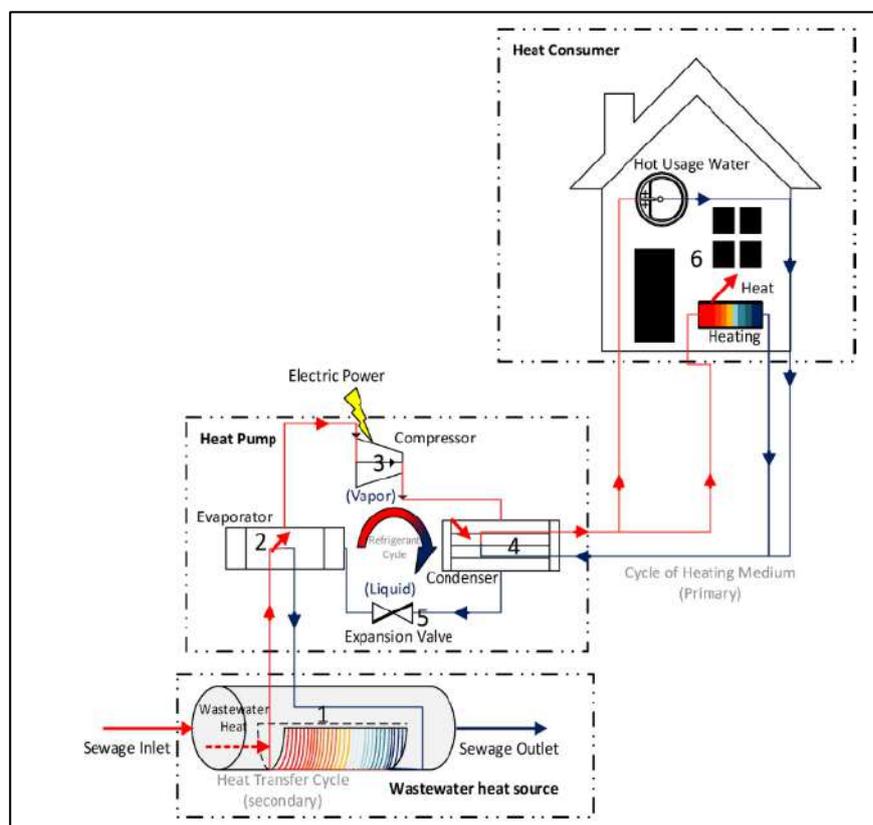


Figura 3.5 Configurazione del sistema integrato WWSHP per il recupero di calore a bassa temperatura da acque reflue. [42]

Tuttavia, esistono delle limitazioni anche in questo caso: la temperatura ridotta delle acque depurate limita il COP delle pompe di calore e di conseguenza l'efficienza complessiva del recupero termico e il fatto che gli impianti di trattamento acque siano generalmente situati lontani dai distretti cittadini da servire implica reti

di distribuzione necessariamente più estese, con conseguente aumento delle perdite, dei costi di investimento e dei costi operativi.

I dati di partenza per la stima dell'energia termica recuperabile in Italia tramite questa tecnologia sono stati ricavati dallo strumento interattivo *Hotmaps Toolbox* [18], nel quale sono mappati gli impianti esistenti di trattamento delle acque reflue su un'area geografica che comprende tutti i 27 Stati Membri europei.

Per ognuno di questi impianti è fornita la capacità produttiva, espressa in popolazione equivalente, e la potenza termica disponibile media, P [kW], calcolata come in equazione (23).

$$P = c_{ww} \cdot V \cdot \Delta T \text{ [kW]} \quad (23)$$

Dove c_{ww} indica il potere calorifico delle acque reflue, è assunto pari a 1.16 kWh/m³K; la differenza di temperatura a cavallo dello scambiatore di calore, ΔT , è uguale a 5 K; il volume del flusso d'acqua V , trattato giornalmente nell'impianto, è dato dal prodotto della portata giornaliera di 200 l/giorno/abitante per il numero di ore equivalenti, posto uguale a 18 ore/giorno.

Per ciascuno dei circa 4000 impianti mappati sul territorio italiano, si è poi proceduto al calcolo dell'energia termica uscente dalla fonte di calore a bassa temperatura, ovvero l'energia termica recuperabile $E_{heat,LT}$ [kWh/year], andando a moltiplicare il valore di potenza termica per il numero di ore equivalenti ricavato da [46].

Infine, applicando l'equazione (17) con COP uguale a 3.1 (ricavato dall'equazione (23) con $T_E = 19^\circ\text{C}$, $T_C = 90^\circ\text{C}$), e con rendimento di recupero pari a 0.8, quel che si ottiene è il valore di energia termica, $E_{rec,LT}$, effettivamente recuperabile tramite reti di teleriscaldamento, per un totale a livello nazionale di circa 31 TWh.

3.1.3 Termovalorizzatori

Per quanto riguarda l'analisi del calore derivante da termovalorizzazione, l'approccio analizzato è il medesimo che per gli impianti termoelettrici ma con la differenza che il dato di input è la quantità di rifiuti bruciata ottenuta dal catasto nazionale rifiuti di ISPRA [31]. Il database individua 39 impianti di termovalorizzazione sul territorio nazionale e il relativo consumo in termini di quantità di rifiuti inceneriti. A questi è stato applicato un potere calorifico medio di 11.5 GJ/t per il calcolo dell'input di energia primaria. La metodologia seguita per il calcolo del calore recuperabile è la stessa che per gli impianti di produzione di energia elettrica ipotizzando un rendimento termico pari a 35% sulla base del valore medio identificato da annuario AIRU. Il risultato in termini complessivi di calore recuperabile sull'intero territorio nazionale è pari a 6.8TWh.

3.1.4 Risultati di calore recuperabile

Di seguito viene presentato l'esito di questa fase di analisi di rilevazione del calore di recupero. Per quanto riguarda i soli processi produttivi analizzati da database emissivo, quindi impianti industriali e centrali termoelettriche, i risultati sono illustrati in Figura 3.6. Si evince come a partire da un valore di ingresso di energia primaria di circa 600TWh, sulla base delle ipotesi e procedimenti precedentemente illustrati, la quota di calore disponibile per il recupero in una rete di teleriscaldamento si riduca a 86TWh. Questo è uno scenario estremamente cautelativo e che potrebbe notevolmente aumentare ipotizzando l'impiego di accumuli termici anche di grossa taglia che possano incidere sulla migliore corrispondenza temporale di offerta e domanda e immaginando un notevole abbassamento delle temperature di rete nei sistemi di teleriscaldamento futuri.

Di questi 86 TWh poi si evidenzia come la quota maggioritaria provenga da impianti di produzione elettrica e nello specifico da impianti in assetto attuale non cogenerativo. Per quanto riguarda il settore produttivo industriale invece la maggior parte del calore recuperabile è stimato essere presente nel settore petrolifero seguito poi dal settore chimico.

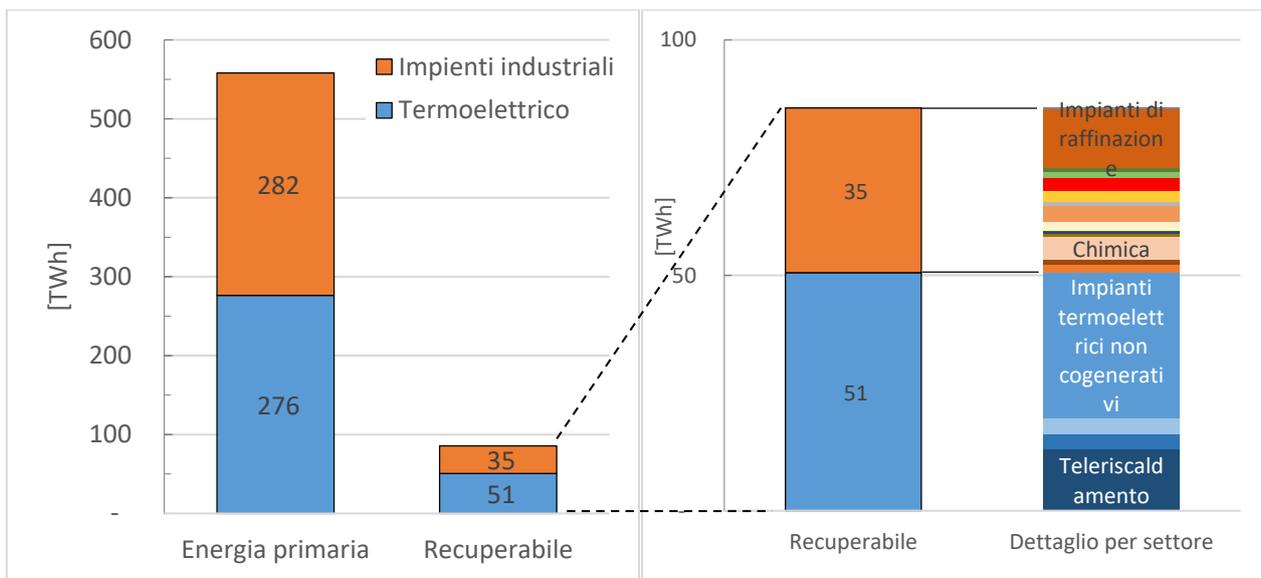


Figura 3.6 Dettaglio sul recupero di calore disponibile a livello nazionale

I risultati ottenuti sono poi sommati al calore recuperabile stimato da processi di termovalorizzazione e impianti di trattamento acque come illustrato in Figura 3.7: la quota complessiva raggiunta dal calore di scarto recuperabile è di 121TWh disponibili per essere integrati in reti di teleriscaldamento limitrofe. La Figura 3.7 mostra tale quantità a confronto con la domanda teleriscaldatile precedentemente identificata

Figura 3.8 invece illustra il potenziale di calore di scarto individuato in maniera puntuale per ogni sito analizzato sul territorio italiano, che corrisponde in maniera aggregata al risultato dei 121TWh.

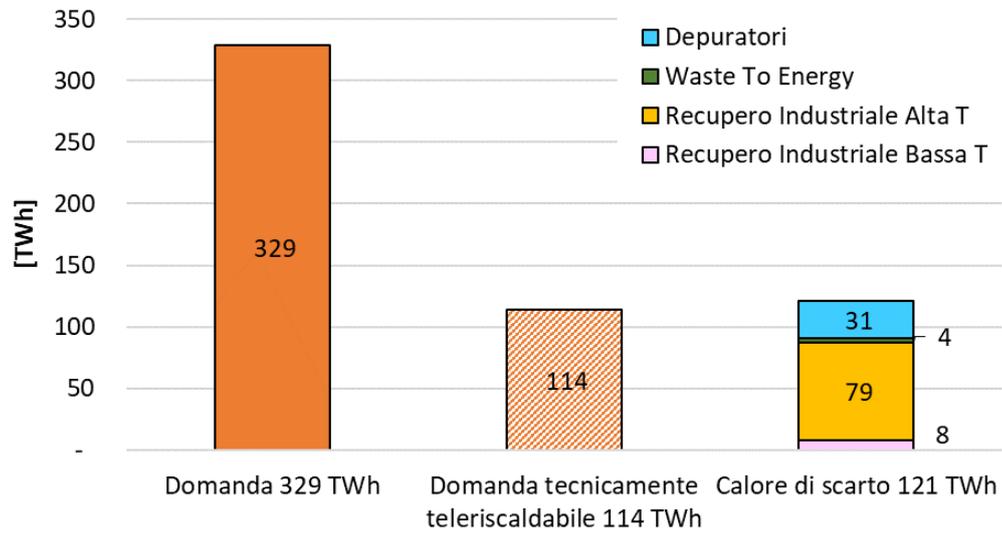


Figura 3.7 Confronto tra domanda termica nazionale teleriscaldabile e calore di scarto disponibile

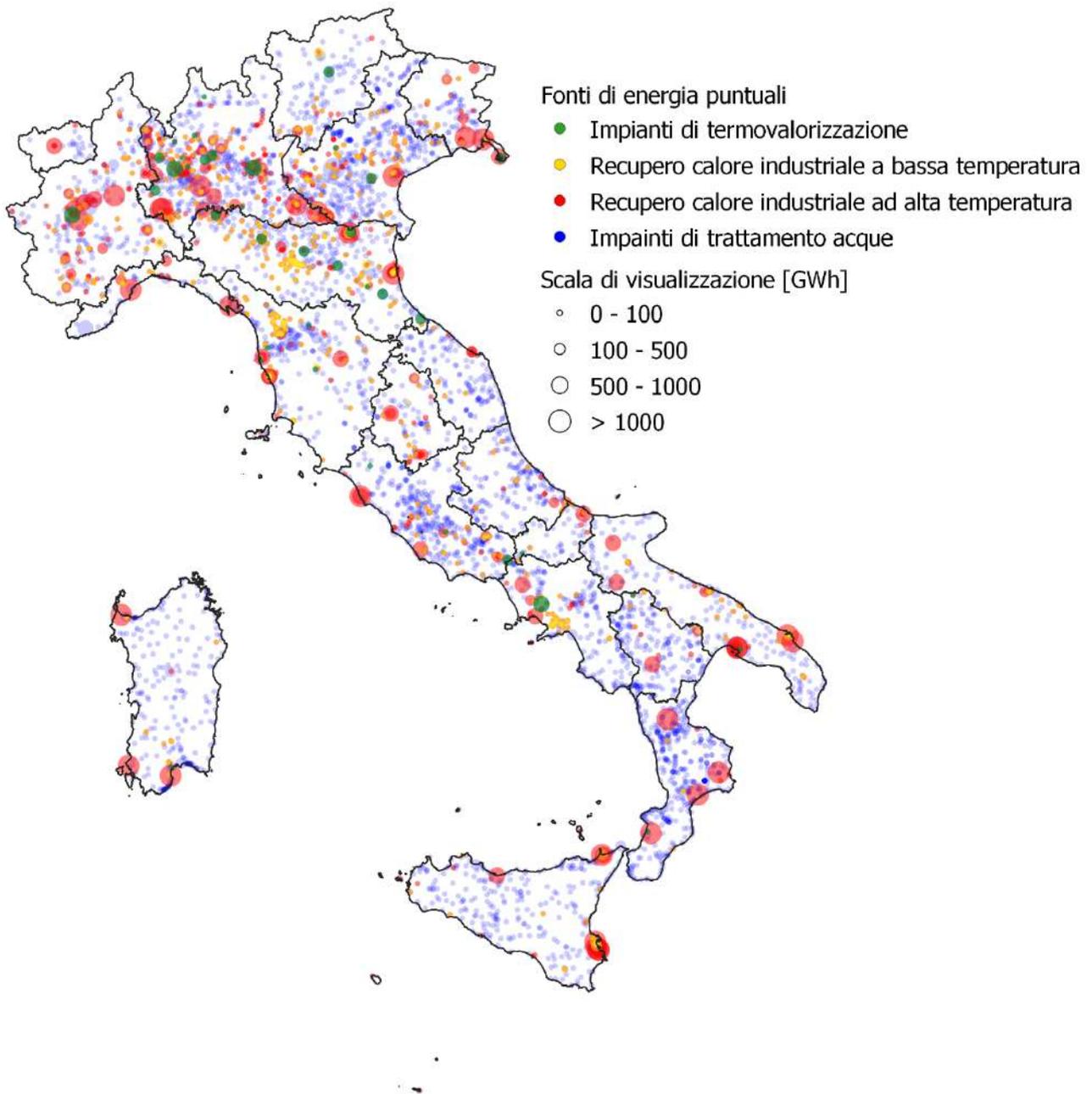


Figura 3.8 Visualizzazione grafica del calore di scarto a livello italiano

3.2 Risorse rinnovabili

A differenza del calore di recupero valutato puntualmente sulla base di dati di impianti produttivi già esistenti, l'uso di fonti rinnovabili nelle reti viene valutato a partire dalle mappature di disponibilità della risorsa rinnovabile. Sulla base di queste vengono effettuate delle valutazioni tecniche sulla conseguente energia utile producibile e integrabile in una potenziale rete di teleriscaldamento. In questo passaggio vengono calcolati dunque i valori soglia di utilizzo massimo della fonte rinnovabile che verrà poi quantificata effettivamente nel suo utilizzo nel passaggio di incrocio fra domanda e offerta. Nella soluzione del problema di ottimizzazione descritto nel capitolo dedicato all'incrocio fra domanda e sorgenti energetiche, l'algoritmo sceglie la migliore combinazione "domanda + offerta" ovvero quella che minimizza il costo complessivo della fornitura del calore. L'alternativa principale di scelta rimane quella costituita fra soluzione individuale (es. caldaia a gas) e teleriscaldamento che a sua volta si compone di rete di distribuzione negli aggregati di domanda e fonte a servizio della rete. Fra le fonti disponibili l'algoritmo sceglie fra le fonti di recupero localizzate con la rete di trasporto per connetterle alla distribuzione e la gamma di rinnovabili qui analizzate da considerarsi come fonti per impianti da localizzare dove l'algoritmo lo reputa più conveniente fino a esaurimento della soglia qui identificata. Le mappature di disponibilità di risorse rinnovabili, biomassa e geotermia, sono state fornite dall'Università di Halmstad sulla base dei risultati del progetto Stratego [47], affinamento del progetto Heat Roadmap Europe, con focus specifico sulla valutazione delle rinnovabili.

3.2.1 Biomassa

All'interno del progetto Stratego [47] sono state sviluppate diverse mappe di disponibilità della risorsa biomassa sostenibile, suddivise per province in base all'origine della risorsa: manutenzione forestale, verde urbano e residui di potatura, paglia, scarti agricoli ecc. All'interno di questo lavoro solo la biomassa proveniente da manutenzione forestale e dagli scarti di potatura è stata considerata ai fini energetici. Si rimanda al report del progetto Stratego per maggiori dettagli sulla stima della disponibilità della risorsa.

La mappatura di disponibilità di biomassa per uso energetico sul territorio nazionale ammonta a 24.5 TWh. La disponibilità di risorsa di biomassa è stata poi analizzata dal punto di vista degli usi previsti nelle strategie di lungo termine per il sistema energetico nel suo complesso: si è ipotizzato infatti che la risorsa venga destinata uniformemente a tre utilizzi principali: trasporti, riscaldamento ambienti e produzione di energia elettrica.

Mantenendo la filosofia di questo studio, ovvero di valorizzare il recupero di calore in eccesso, solo la quota di calore di scarto da produzione da cogenerazione da biomassa è stata considerata come fonte per il teleriscaldamento, lasciando alla generazione semplice individuale la quota parte destinata al riscaldamento ambienti.

Al terzo dunque di risorsa disponibile biomassa è stato applicato un rendimento medio termico dei sistemi di generazione elettrica attuale, tipicamente cicli ORC, analizzati da annuario AIRU [48]. Si considera quindi

una quota di calore disponibile per il recupero pari al 41% dell'energia immessa (rendimento medio pari al 52%, 11% elettrico, 41% termico).

Il risultato di calore recuperabile da cogenerazione a biomassa e riutilizzabile in reti di teleriscaldamento a livello nazionale è pari a 3.39 TWh e la sua distribuzione regionale è illustrata in Figura 3.9.

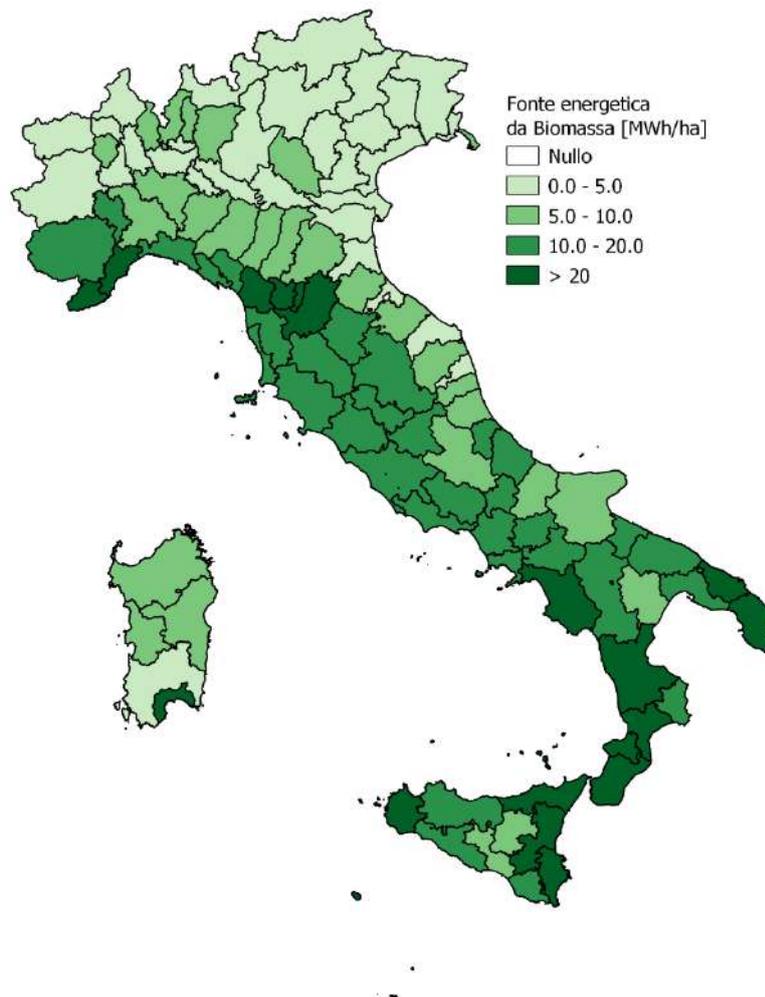


Figura 3.9 Disponibilità di biomassa e recupero termico da CHP. Fonte: Stratego [22].

3.2.2 Geotermia e solare termico

Anche nel caso della valutazione del potenziale sfruttamento di energia geotermica, il punto di partenza è la mappa di disponibilità della risorsa sulla quale sono poi applicate ipotesi di utilizzo.

<La valutazione del potenziale di energia geotermica è di difficile quantificazione in quanto esistono diversi indicatori della presenza di un potenziale geotermico nel terreno, quale per esempio la temperatura del

sottosuolo, ma diversi sono anche gli elementi che influiscono sull'effettiva presenza di calore utilizzabile, come la permeabilità del letto roccioso e la presenza di acqua che influenza qualità e quantità del flusso termico. Questo implica che uno studio della quantificazione del calore geotermico si basa su informazioni relative alle condizioni geologiche sulle quali rimane però molta incertezza e che richiedono ulteriori indagini di approfondimento specifiche.

Nel contesto nazionale, il Ministero dello Sviluppo Economico fornisce dati cartografici consultabili tramite WebGIS realizzato con ArcGIS Online di ESRI, di risultati delle indagini svolte per l'analisi dello sfruttamento della risorsa geotermica per la produzione di energia [49]. In questo contesto vengono utilizzate le mappe fornite dall'Università di Halmstad e prodotte nel contesto del progetto europeo GeoDH [50] nel quale sono stati mappati i giacimenti e le caratteristiche del sottosuolo che indicano favorevoli condizioni per il calore geotermico. Per la presente valutazione delle fonti di energia geotermica sono stati dunque utilizzati tre layers geografici fra i diversi disponibili e illustrati nella Figura 3.10.

- Alta T- Temperatura del sottosuolo superiore a 90°C a 2 km di profondità
- Media T - Temperatura del sottosuolo superiore a 50°C a 1 km di profondità
- Bassa T - Risorsa geotermica superficiale a bassa temperatura (terreno sedimentario o falda superficiale)

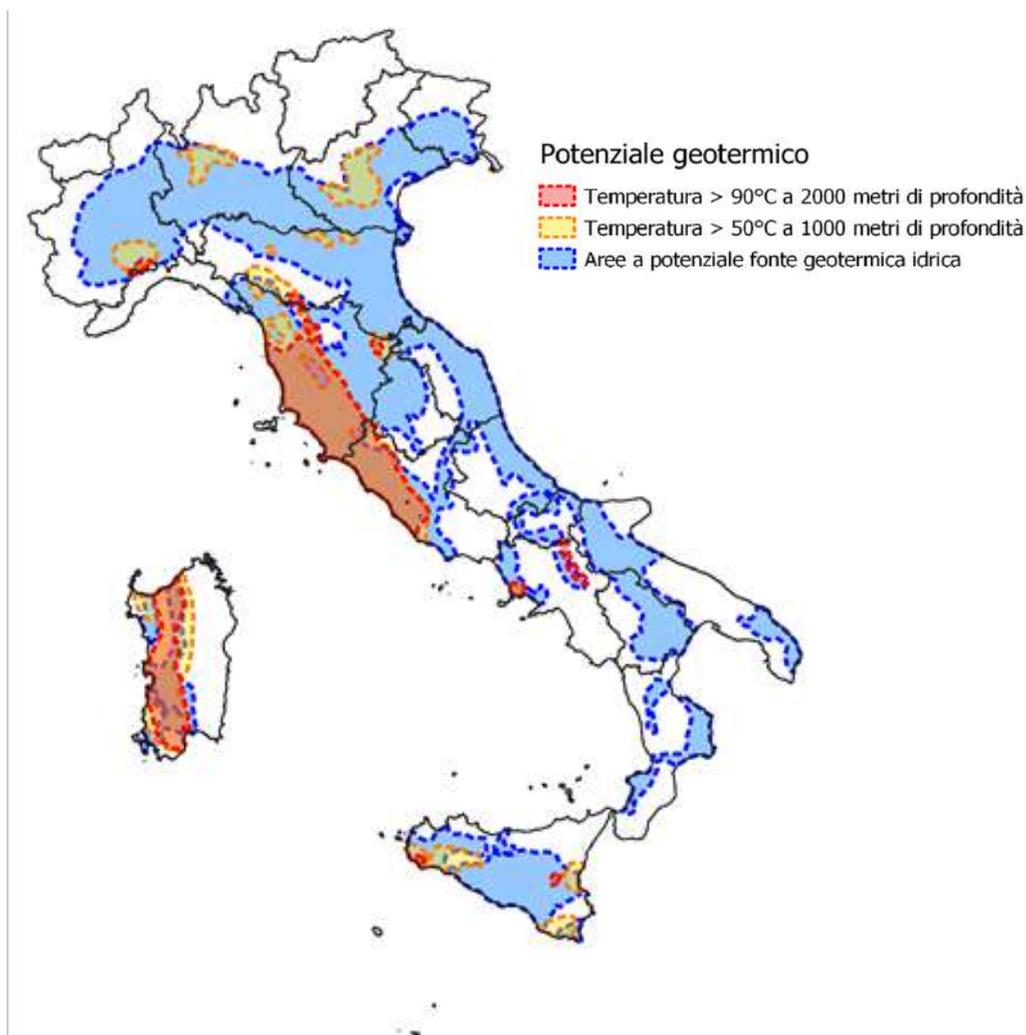


Figura 3.10 Disponibilità di geotermia sul suolo italiano.

Le mappe sono state utilizzate al solo scopo di collocare geograficamente il potenziale geotermico direttamente sfruttabile (indicato dalle prime due voci della legenda) o tramite pompa di calore (ultima voce). Come per la biomassa, l'obiettivo è poi di valutare il limite superiore di sfruttamento della risorsa rinnovabile disponibile come input dell'algoritmo di ottimizzazione. Vista la difficoltà di quantificare precisamente il calore disponibile, è stato qui stimato empiricamente andando ad osservare le esperienze esistenti oggi su territorio nazionale. Sulla base di queste è stato definito un valore percentuale di copertura massima della domanda da fonte geotermica diverso per le tre aree analizzate:

- Alta T - 100% della domanda soddisfatta tramite geotermia
- Media T - 30% della domanda soddisfatta tramite geotermia
- Bassa T - 30% della domanda soddisfatta tramite geotermia

Sulla base di questa ipotesi, il potenziale massimo di sfruttamento della risorsa geotermica in proporzione alla domanda risulta essere di circa 7 TWh per alta e media temperatura e 11 TWh per la bassa temperatura. Analogamente a quanto fatto per la geotermia, la stima del potenziale tecnico del solare termico è stata fatta empiricamente, ovvero sulla base della copertura solitamente raggiunta in impianti di reti di teleriscaldamento esistenti senza l'aggiunta di accumuli stagionali ipotizzata qui pari al 10% della domanda di rete. In conseguenza a questa ipotesi, 11 TWh di domanda teleriscaldabile potrebbero dunque essere soddisfatti da energia solare.

3.3 Costi e emissioni climalteranti delle fonti di calore

Come anticipato nell'introduzione metodologica, i costi della generazione e del recupero di calore vengono valutati in termini di costi operativi e di investimento annualizzati rispetto alla vita utile dell'impianto. Questo al fine di definire il costo complessivo della fornitura del calore.

Il costo è calcolato come costo complessivo specifico del calore Q erogato

$$C_Q = \frac{C_{tot}}{Q} = \frac{C_I \cdot a + C_{O\&M}}{Q} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (24)$$

Dove a è il tasso di annualizzazione, C_I il costo di investimento e $C_{O\&M}$ i costi operativi che comprendono gestione, manutenzione e spese di combustibile.

I costi utilizzati in questo studio sono stati calcolati partendo al database più completo reperito in letteratura relativamente alle tecnologie di generazione per teleriscaldamento fornito dalla Danish Energy Agency [51], riadattati poi al contesto italiano grazie a un'importante raccolta dati all'interno dei soci AIRU. Il costo varia da impianto a impianto in funzione della taglia e dell'energia disponibile. Il costo medio risultante è presentato in Tabella 3.5. I costi insieme alla quantità di energia disponibile per ogni fonte sono i principali dati di input per la parte di generazione del calore per potenziali reti di teleriscaldamento. Fra le voci di costo ci sono quelle relative a tutte le fonti analizzate in questo capitolo in aggiunta alle quali viene inserito anche il costo di una fornitura di calore da impianti aggiuntivi di cogenerazione a gas con caldaia di integrazione. Questa infatti viene inserita come alternativa possibile per la fornitura di teleriscaldamento all'interno dell'algoritmo di ottimizzazione solo in termini di costo per una soluzione di integrazione rispetto alle fonti precedentemente analizzate senza particolare limite di utilizzo della fonte gas metano ad eccezione della presenza di metano nel territorio analizzato. Altrimenti detto, questa alternativa tecnologica non è inclusa nei comuni non metanizzati.

Tabella 3.5 Costi CAPEX-OPEX delle fonti di calore

Fonte	Costi di investimento annualizzati [€/MWh]	Costi operativi annualizzati [€/MWh]	Totale [€/MWh]
Scarto industriale recupero diretto	4	21	25
Scarto industriale recupero indiretto (PDC)	23	25	48
Impianti trattamento acque	23	36	59
Impianti termovalorizzazione	4	1	5
Biomassa (recupero CHP)	19	98	117
Solare termico	69	0.5	70
Geotermia uso diretto	34	21	55
Geotermia uso indiretto (PDC)	15	45	60
CAR gas	26	50	76

Sulla base dei rendimenti medi ipotizzati grazie al catalogo tecnologico e sulla base dei fattori di emissione di CO₂ relativi ai combustibili indicati da ISPRA⁹ e sulla base dei fattori di emissione per l'energia elettrica stimati al 2030 in [30] viene costruita, analogamente ai costi, anche la quota emissiva per MWh di energia prodotta. Si fa notare come il recupero da fonti esistenti viene considerato non emissivo in quanto l'obiettivo è il calcolo della riduzione delle emissioni complessive del sistema energetico. Vengono invece considerate le emissioni dovute dal consumo di energia elettrica imputabile alle pompe di calore in tutti i processi di upgrade di temperatura e.g. recupero di calore da processi industriali a bassa temperatura, impianti trattamento acque e geotermia.

Il risultato è riportato in Tabella 3.6.

Tabella 3.6 Fattori di emissione per MWh prodotto dalle fonti di energia

Fonte	Emissione specifica CO ₂ [kg/MWh]
Scarto industriale recupero diretto	-
Scarto industriale recupero indiretto (PDC)	44.2
Impianti trattamento acque	44.2
Impianti termovalorizzazione	-
Biomassa (recupero CHP)	-
Solare termico	-
Geotermia uso diretto	-
Geotermia uso indiretto (PDC)	44.2
CAR gas	93

⁹Tabella dei parametri standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione dei gas ad effetto serra ai sensi del d. lgs n 30 del 2013 - ISPRA

4 Incontro fra domanda e offerta

Una volta stimate e distribuite geograficamente sia la domanda, sia le fonti disponibili, la stima del potenziale di diffusione del teleriscaldamento passa dall'analisi delle relazioni fra domanda e offerta. La descrizione di questo passaggio chiave è il focus del presente capitolo.

4.1 Introduzione metodologica

Il problema dell'incontro fra domanda e offerta può essere sintetizzato come la ricerca di connessioni che siano ragionevoli, sia per la domanda sia per l'offerta, da un punto di vista normalmente economico. Se è vero che tutta la domanda identificata come idonea alla connessione è teoricamente servibile dal teleriscaldamento, e tutte le fonti possono essere teoricamente connesse ad una rete, esiste nella pratica un limite entro cui, definiti o meno degli obiettivi politico-ambientali, il costo può essere ritenuto accettabile o meno. Il concetto può essere reso più specifico quando la ricerca delle possibili connessioni ragionevoli si riduce alla ricerca delle connessioni migliori. Nel contesto di questo lavoro, la definizione di migliore è affidata al criterio economico e dalla prospettiva del sistema.

Non esiste una letteratura scientifica significativa sulla metodologia per l'approccio di questo problema su grande scala geografica. Nell'ambito del progetto Heat Roadmap Europe si è approcciato tale tema su scala europea, affrontando il problema dal punto di vista dell'allocazione spaziale e temporale del calore di recupero con la domanda di calore sul territorio [52][53]. Gli studi in merito sono spesso focalizzati su ambiti geografici ridotti [54], con punti limitati di domanda e offerta, e per lo più in presenza di reti esistenti. Nei casi che contemplano realtà geografiche ampie l'analisi si riduce spesso ad un semplice bilancio su un dominio geografico definito (per esempio la provincia).

Per gli scopi di questo studio si è voluta definire una serie di passaggi metodologici che, sulla base teorica dell'approccio di Persson et al. [22], descritto nel capitolo 1.5, per ogni aggregato urbano individuabile sul territorio nazionale, fa un confronto economico fra la soluzione di riscaldamento individuale e la possibilità di connessione ad una potenziale rete di teleriscaldamento, calcolando implicitamente per quest'ultima opzione i costi infrastrutturali e i costi di approvvigionamento, che includono un eventuale collegamento a fonti remote.

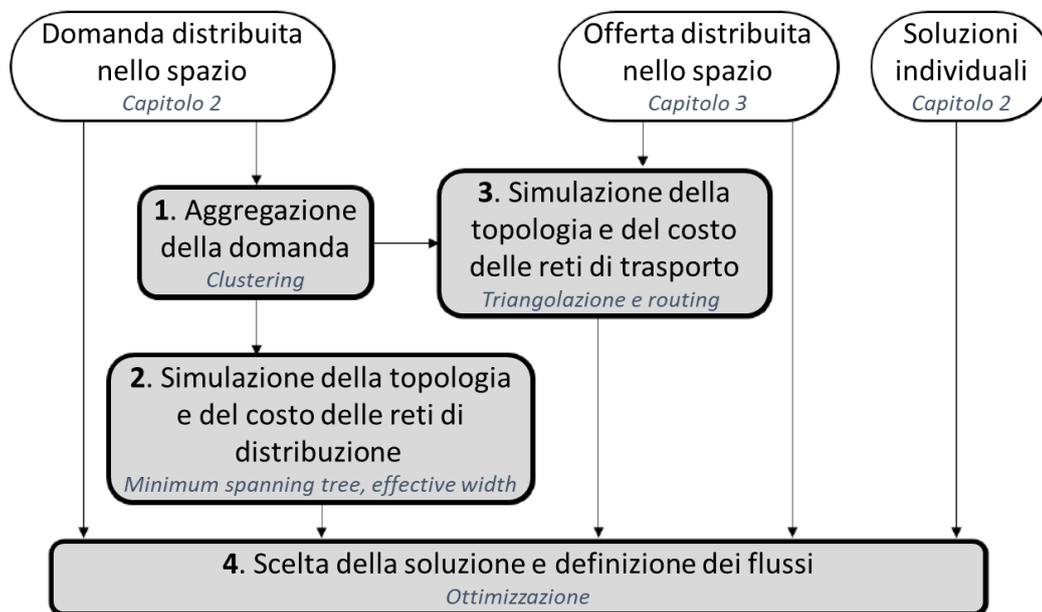


Figura 4.1 Sequenza metodologica per l'analisi dell'incontro fra domanda e offerta

Più in dettaglio, come rappresentato in Figura 4.1, la sequenza metodologica consiste in:

1. Aggregazione spaziale della domanda per mezzo di un algoritmo di clustering. Questo passaggio permette di ridurre la dimensione del problema di ottimizzazione che deve combinare domanda e offerta andando a individuare le aree del territorio con una certa densità di domanda. L'algoritmo raggruppa le sezioni di censimento per fabbisogno energetico e prossimità, trascurando le sezioni con un fabbisogno scarso e molto distanti rispetto ai raggruppamenti.
2. Simulazione della topologia e del costo delle reti di distribuzione potenzialmente realizzabili all'interno degli aggregati di domanda, realizzata tramite modelli regressivi basati su alberi coprenti minimi. In questa fase vengono stimate le lunghezze e quindi i relativi costi delle reti di distribuzione dei potenziali sistemi di teleriscaldamento all'interno degli aggregati di domanda identificati nel precedente punto. La topologia della rete di distribuzione viene simulata applicando l'algoritmo di Minimum Spanning Tree ai nodi delle sezioni di censimento.
3. Simulazione della topologia e del costo delle reti potenzialmente realizzabili per il trasporto del calore da fonti remote, realizzata tramite un algoritmo di triangolazione e sistemi di routing. In questa fase viene stimata la lunghezza e il costo del tratto di trasporto delle potenziali reti di teleriscaldamento che connette le fonti di calore alle reti di distribuzione interne agli aggregati di domanda.
4. Scelta tra soluzione individuale o teleriscaldamento per mezzo di un problema di ottimizzazione che minimizza il costo totale del sistema e definisce i flussi ottimali di calore, dalle fonti alla domanda. In questa fase tutti gli elementi sopra descritti vengono combinati e valutati dall'algoritmo di ottimizzazione che di fatto fornisce come risultato i collegamenti fra fonte e aggregato di domanda

che risultano economicamente sostenibili (potenziali reti di teleriscaldamento) rispetto ad aggregati di domanda che risultano più convenientemente serviti da soluzioni individuali.

Ciascuno dei passaggi elencati è descritto individualmente nei paragrafi successivi, con un maggiore dettaglio per quanto riguarda il metodo.

4.2 Aggregazione spaziale della domanda

Questo primo passaggio della sequenza metodologica parte dalla domanda di calore, stimata e distribuita nello spazio in termini di calore richiesto in un anno da ogni sezione di censimento, come descritto nel capitolo 2, e aggrega le sezioni di censimento in porzioni di territorio più grandi e meno numerose. L'aggregazione spaziale ha un duplice obiettivo: (i) ridurre le dimensioni del problema, principalmente per limitare i tempi computazionali e le capacità di calcolo nei passaggi successivi e (ii) fare una prima selezione della domanda idonea a essere servita da una rete di teleriscaldamento. L'algoritmo utilizzato per aggregare la domanda, infatti, è impostato in modo da raggruppare le sezioni secondo un duplice criterio di intensità energetica e prossimità geografica. Di fatto trascura nel raggruppamento le sezioni di censimento con un fabbisogno energetico molto basso e significativamente lontane rispetto alle sezioni contenute nei raggruppamenti.

4.2.1 L'algoritmo DBSCAN

L'aggregazione spaziale della domanda può essere ottenuta in maniera automatica per mezzo di algoritmi cosiddetti di clustering che sfruttano criteri e parametri differenti per ottenere raggruppamenti (o cluster) di elementi simili o correlati, non esclusivamente a livello spaziale. In particolare, tra le tecniche di clustering disponibili, questo lavoro ha preso in considerazione l'algoritmo DBSCAN (Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise) [55].

L'algoritmo, a partire da una serie definita di punti su un piano, definisce i raggruppamenti basandosi sulla distanza relativa fra i punti per mezzo di due parametri:

- ϵ , distanza (o raggio) entro cui valutare se ci sono punti vicini;
- n , numero minimo di punti necessari entro tale distanza.

Come mostrato in Figura 4.2, l'algoritmo conta il numero di punti ricadenti all'interno del raggio ϵ , definito attorno ad ogni punto, e in base a tale numero si possono verificare tre situazioni:

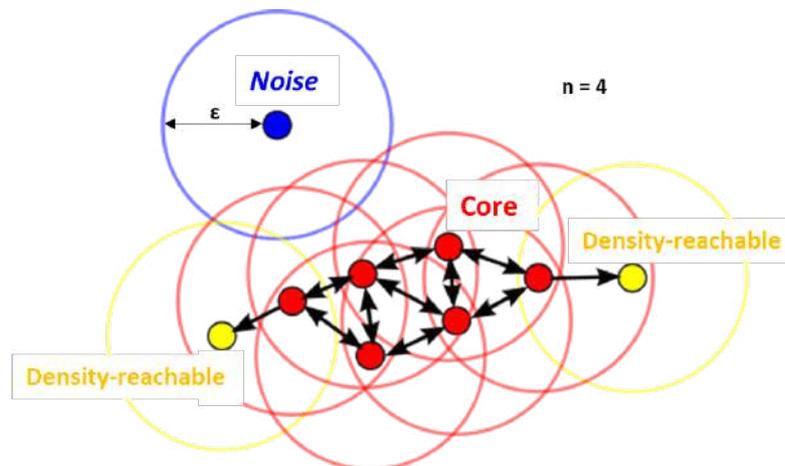


Figura 4.2 Illustrazione dell' algoritmo di clustering [56]

- il numero di punti è maggiore o uguale a n ; il punto viene classificato come core point.
- il numero di punti è minore di n ma ricade nel raggio di un core point; il punto viene classificato come density-reachable.
- il numero di punti è minore di n e non ricade nel raggio di un core point; il punto viene classificato come rumore (noise) e viene escluso da qualsiasi cluster.

Ogni punto classificato come core point o density-reachable è parte di un cluster e ogni cluster è distinto dagli altri eventuali cluster se non ci sono punti che lo collegano agli altri. Il numero di cluster è quindi funzione dei parametri ϵ e n e funzione della distribuzione spaziale dei punti. L' algoritmo può essere inoltre utilizzato con dei pesi che attribuiscono una maggiore importanza a determinati punti rispetto ad altri: un punto il cui peso è almeno pari a n viene automaticamente definito come core point e dunque incluso in un cluster.

4.2.2 Utilizzo dell' algoritmo DBSCAN per l' aggregazione della domanda

L' algoritmo descritto nel paragrafo precedente è stato implementato in Python sulla base di una demo open source disponibile sul sito Scikit-learn¹⁰ [57] e applicato al problema dell' aggregazione spaziale della domanda di calore. In particolare, i centroidi (o baricentri) di tutte le sezioni di censimento italiane, che sono distribuiti su un piano in funzione delle rispettive coordinate geografiche, sono stati considerati come punti da raggruppare. La domanda teleriscaldabile di ogni sezione così come definita nel capitolo 2 è stata poi utilizzata come peso per ogni punto. Questo al fine di privilegiare dunque le sezioni di censimento più

¹⁰ Scikit-learn è una libreria open source di apprendimento automatico per il linguaggio di programmazione Python. Tratta algoritmi di classificazione, regressione e clustering (aggregazione).

energivore e più vicine fra di loro in modo tale da selezionare porzioni di territorio a maggiore densità energetica.

La definizione dei parametri ϵ e n è stata invece meno diretta, richiedendo un'analisi parametrica preliminare. Al variare dei parametri entro determinati intervalli, l'analisi ha messo a confronto i risultati ottenuti in termini di domanda termica complessiva dei vari aggregati di domanda, clusters, e dei costi di distribuzione di rete stimati all'interno del cluster. Questa analisi è stata sviluppata per diversi comuni italiani. Il confronto è avvenuto sia analizzando con indicatori oggettivi la variazione dei valori di costo¹¹ e di domanda coperta, sia attraverso un controllo visivo soggettivo, guardando alla variazione delle sezioni di censimento di volta in volta raggruppate.

In pratica, l'algoritmo di clustering è stato applicato su un numero limitato di comuni, scelti in modo che fossero rappresentativi dell'intero campione (quindi comuni densamente e scarsamente abitati, comuni di estensioni geografiche differenti, ecc.) e, adottando il comune di Milano come base dell'analisi parametrica, è stato identificato un parametro in base al quale stabilire ϵ per tutti gli altri comuni italiani.

A titolo d'esempio, il grafico in Figura 4.3 mostra i valori di costo e di domanda coperta in funzione del parametro ϵ (nell'intervallo 0.005-0.155) nel comune di Milano. È possibile identificare un andamento dapprima crescente e poi circa costante. Questo perché, all'aumentare del raggio epsilon, in una prima fase aumenta il numero di sezioni incluse come core o density-reachable points, fino a raggiungere una certa stabilità di risultato dovuta al fatto che il numero di sezioni includibili diminuisce e un certo numero di sezioni meno energivore o lontane vengono stabilmente escluse.

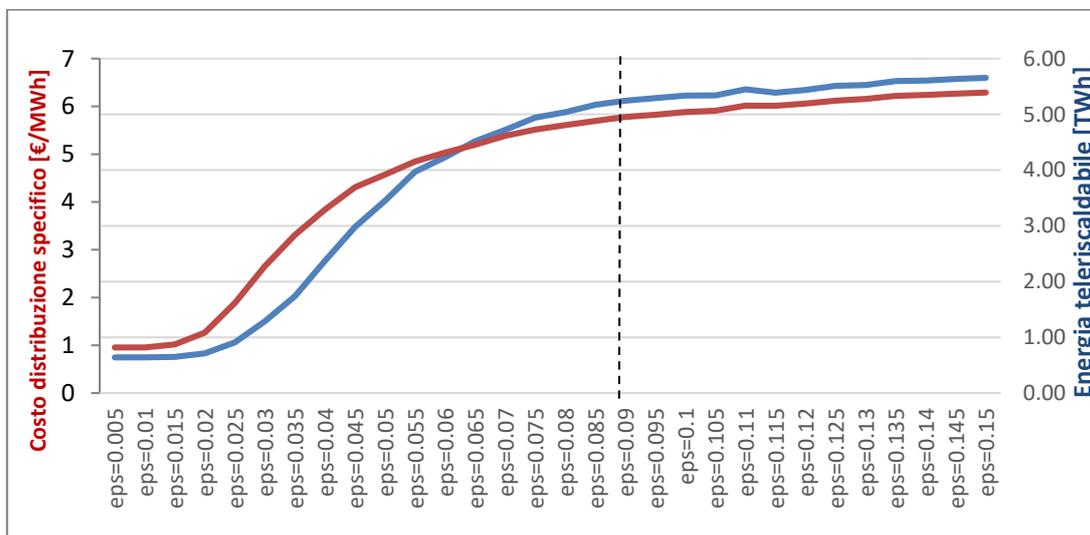


Figura 4.3 Andamento della domanda teleriscaldabile totale "clusterizzata" e del costo di distribuzione associato, al variare del parametro ϵ .

¹¹ Il costo è stato definito in base alla formula (25) di Persson et al. [22] ripresa nelle fasi successive. Si rimanda perciò al paragrafo 4.3.2

Come indicatore oggettivo è stata usata la derivata prima della domanda termica cumulata nei cluster, andando ad associare a ϵ il valore per cui le curve mostrano una variazione di pendenza importante, dove la derivata approssima ad annullarsi; ovvero dove si osserva un aumento della domanda termica raggruppata, a fronte di una diminuzione del costo di distribuzione associato. Nel caso di Milano, il valore ottimale di ϵ risulta pari a 0.09, come si può vedere in Figura 4.4.

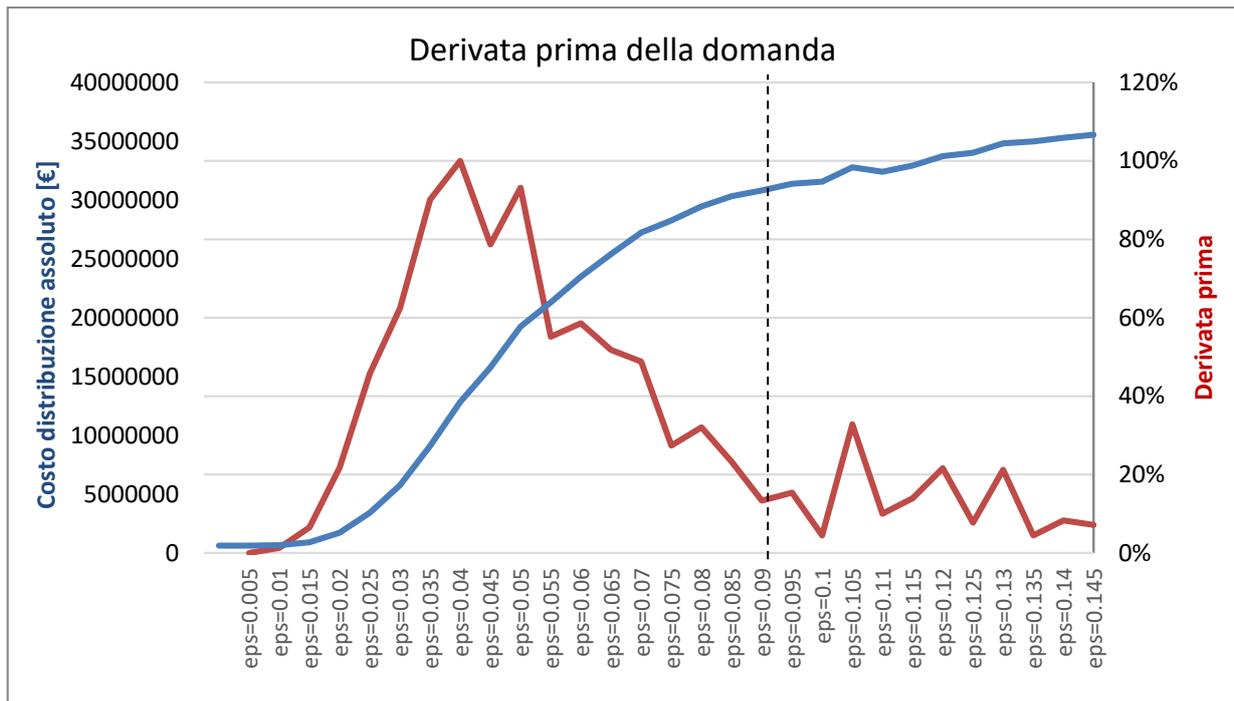


Figura 4.4 Rapporto incrementale della domanda teleriscaldabile rispetto a ϵ

Come precedentemente spiegato, l'analisi è stata ripetuta analogamente su altri comuni italiani, portando alla definizione di un valore di ϵ ottimale per ciascuno di essi.

A questo punto si è cercato un parametro, che fosse identificativo del comune in esame (per esempio superficie totale del comune, superficie abitata, diametro, ecc), con il quale ϵ potesse relazionarsi a partire dall' ϵ di riferimento (ϵ di Milano pari a 0.09), ottenendo valori poco distanti da quelli ricavati dall'elaborazione sulla derivata prima. Il diametro del comune, d_{comune} , è risultato essere il parametro per cui la differenza tra valore di ϵ calcolato e valore di ϵ ottenuto dall'elaborazione appare essere minore.

In questo modo, definito $n = 3$ costante per tutta Italia, e $\epsilon = 0.09$ per Milano, l'algoritmo è stato applicato su ogni comune italiano calcolando ϵ come in equazione (25):

$$\epsilon_{comune} = 0.09 \cdot \frac{d_{Milano}}{d_{comune}} \quad [-] \quad (25)$$

L'elaborazione ha portato a definire 6432 aggregati di domanda in tutta Italia per un totale di 48TWh. Le aree rientranti in questi aggregati vanno interpretate come aree in cui risulta potenzialmente interessante la realizzazione di una rete di teleriscaldamento poiché rappresentano porzioni di territorio con interessanti densità di domanda termica.

In ultima analisi, va notato che questo passaggio di aggregazione della domanda è un primo filtro (di carattere economico) nella definizione del potenziale di espansione del teleriscaldamento. Le sezioni di censimento escluse dall'algoritmo, ovvero quelle che presentano contemporaneamente una bassa densità di richiesta energetica e una distanza importante dagli altri aggregati di domanda, sono infatti escluse dai passaggi successivi e quindi già definite come non servibili ragionevolmente da teleriscaldamento.

A titolo di esempio si riporta la mappa della domanda di riscaldamento e i relativi aggregati di domanda per la città di Milano in Figura 4.5.

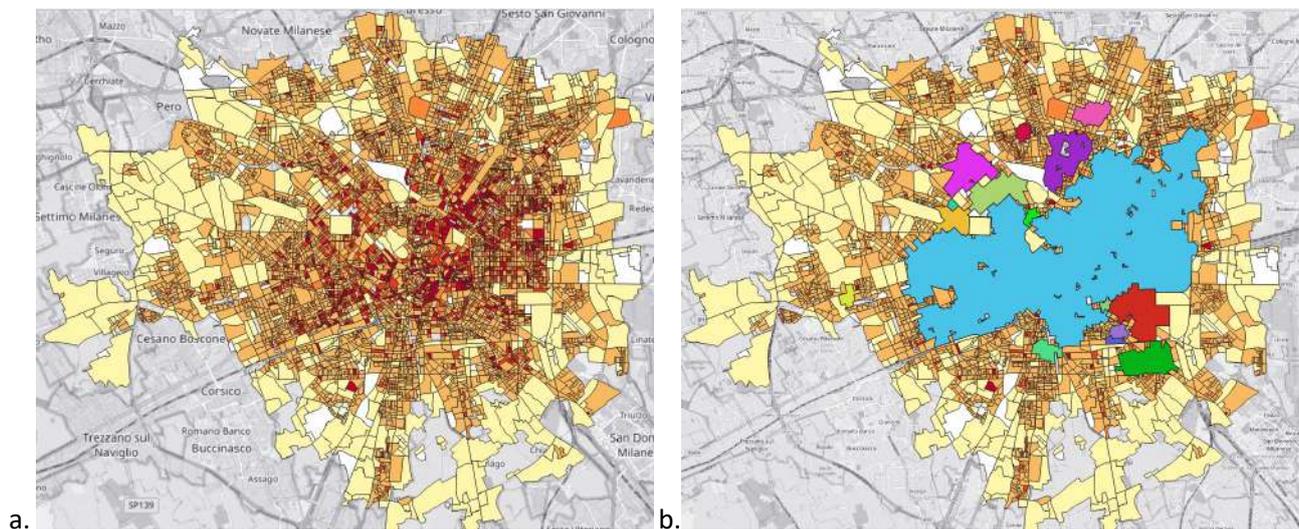


Figura 4.5 Mappa domanda di riscaldamento teleriscaldabile (a) e aggregati di domanda risultanti dall'algoritmo di clustering (b). Dettaglio sul comune di Milano.

Si fa notare che la scelta dei valori dei parametri n e ϵ ha mostrato un impatto rilevante sui valori finali della stima di potenziale. A seconda dei valori scelti per questi parametri infatti si ottiene un risultato con un numero elevato di cluster di dimensioni contenute che complessivamente aggrega una maggiore quantità di domanda, oppure un risultato con un numero inferiore di cluster di dimensioni maggiori e che complessivamente aggrega una quota di domanda inferiore. A seconda della scelta dunque, il dato di domanda inserito come input nell'algoritmo di ottimizzazione può essere maggiore in termini di quantità energetica aggregata come teleriscaldabile ma anche computazionalmente impegnativo a causa dell'elevato numero di cluster considerati che rende il tempo computazionale proibitivo. La combinazione usata in questo studio è un trade-off tra la possibilità di una stima più accurata e tempi e capacità computazionali gestibili.

4.3 Simulazione della topologia e del costo delle reti di distribuzione

Come anticipato, ogni aggregato di domanda individuato tramite l'algoritmo di aggregazione rappresenta un'area in cui risulta potenzialmente interessante la realizzazione di una rete di teleriscaldamento. Tale rete, che corrisponda o meno ad una rete esistente, deve essere necessariamente simulata¹² per poterne stimare il costo, affinché questo venga coerentemente preso in considerazione nell'ottimizzazione finale. Per far questo viene utilizzata una correlazione elaborata nell'ambito del progetto Heat Roadmap Europe, la "effective width", che permette di stimare la lunghezza di una potenziale rete di teleriscaldamento in un'area in cui non è presente, in funzione di parametri urbanistici.

4.3.1 Effective width (w)

Il costo principale associato ad un sistema di teleriscaldamento è il costo di investimento della rete di distribuzione del calore, la cui estensione e topologia dipendono dalle caratteristiche geografiche ed urbanistiche del territorio in esame (superficie totale, numero e superficie di edifici, estensione stradale, numero e posizione delle fonti di calore, ecc.).

Tale problema di simulazione di rete è stato già affrontato su scala nazionale (ed è tuttora oggetto di studio) nelle ricerche svolte in Svezia da Persson e Werner a partire dal 2010 ([58][59][22]). Sulla base di reti esistenti, lo studio ha portato alla definizione di curve parametriche che essenzialmente mettono in relazione l'estensione della rete con i parametri geografici e demografici caratteristici del territorio.

Il più recente sviluppo di tale curva è espresso in equazione (26) dove il parametro "effective width" w , definito come il rapporto tra superficie dell'area in esame e lunghezza di rete in tale area, è funzione lineare del "plot ratio" e , che indica il rapporto fra superficie edificata e superficie territoriale.

$$0 < e < 0.4; w = 137.5 \cdot e + 5; \quad e > 0.4; w = 60 [m] \quad (26)$$

È così definito il parametro fondamentale per stimare il costo di una rete di distribuzione pur non conoscendone la topologia reale, quindi anche in aree in cui una rete di distribuzione ancora non esiste. Con il modello di costo concepito in [22], è possibile calcolare la "linear heat density", $\frac{Q_s}{L}$ [MWh/m], che indica il rapporto tra calore distribuito lungo la rete (Q_s) e lunghezza della rete stessa (L), come in equazione (27) e infine il costo di investimento come in equazione (28); dove C_I/L [€/m] esprime il costo specifico di investimento, a l'annualità.

$$\frac{Q_s}{L} = q \cdot e \cdot w(e) \left[\frac{MWh}{m} \right] \quad (27)$$

¹² Anche nei casi reali, solo un numero esiguo di tracciati di rete è noto agli autori per questioni di sensibilità dei dati

$$C_d = \frac{a \cdot \frac{C_l}{L}}{\frac{Q_s}{L}} \left[\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right] \quad (28)$$

Pur essendo un parametro di grande utilità nello stimare la lunghezza di una rete realizzabile e il costo di investimento associato, vi sono ancora delle criticità che si è cercato di ovviare utilizzando un nuovo approccio. Le principali criticità individuate sono:

1. la scarsa attendibilità del modello in aree sparse, cioè in aree caratterizzate da bassissima densità abitativa o caratterizzate dall'insufficienza di dati urbanistici.
2. la dipendenza del modello da fattori parametrizzati su reti svedesi, con caratteristiche differenti da quelle italiane.

Si è quindi cercato di riprodurre una correlazione di effective width w a partire da dati relativi a reti italiane andando ad incrementare il campione di reti analizzate includendone un certo numero di simulate tramite un approccio metodologico appositamente elaborato.

L'approccio sviluppato si articola nelle seguenti fasi:

- Simulazione della topologia di rete, in aree in cui il teleriscaldamento ancora non esiste, attraverso l'algoritmo del Minimum Spanning Tree (MST - albero ricoprente minimo) [60].
- Applicazione dell'algoritmo in alcune realtà italiane già servite da teleriscaldamento, al fine di validare l'approccio confrontando la lunghezza di rete reale con la lunghezza di rete stimata.
- Elaborazione di una nuova curva che mette in relazione $\frac{Q_s}{L}$ e w per il caso specifico italiano, a partire dai dati di lunghezza di reti reali e simulate e dai dati urbanistici e demografici disponibili.

Il risultato (equazione (29)) è una rielaborazione dell'equazione (27) in cui w non è più espressa in funzione del "plot ratio", ma in funzione del "building ratio" n_b , definito come il numero di edifici totali (residenziali e terziari) su area. L'utilizzo di questa nuova variabile indipendente si è resa necessaria per via del fatto che il dato di superficie edificata è disponibile dal censimento Istat solo in riferimento al settore residenziale. In mancanza di dati relativi al terziario, l'utilizzo del "plot ratio" porterebbe a una sottostima del potenziale di teleriscaldamento in aree con un'importante domanda termica proveniente dal settore dei servizi, ovvero centri città e/o distretti commerciali.

$$\frac{Q_s}{L} = q_l \cdot w(n_b) \text{ [MWh/m]} \quad (29)$$

Dove $q_l = Q/A_l$ indica la domanda di calore specifica alla superficie totale del territorio, A_l . La domanda di calore Q è stata calcolata come in equazione (30) a partire dai dati di fabbisogno termico specifico $q_{res} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{m}^2} \right]$ per il settore residenziale e dai dati di energia richiesta per dipendente $q_{ter} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{persona}} \right]$ per il settore terziario.

$$Q = q_{res} \cdot A_{b,res} + q_{ter} \cdot p_{ter} [MWh] \quad (30)$$

Dove $A_{b,res}$ è la superficie calpestabile degli edifici residenziali e p_{ter} è il numero di dipendenti per settore terziario.

In Figura 4.6 in riferimento alle aree italiane scelte come campione, è possibile vedere: in blu i risultati dell'applicazione della curva (26) elaborata da Persson et al. in [22], in nero i valori reali di w calcolata come rapporto tra area e lunghezza di rete di distribuzione esistente in tale area, in arancione i risultati ottenuti simulando le reti con l'algoritmo del MST. Tutti questi espressi in funzione di n_b .

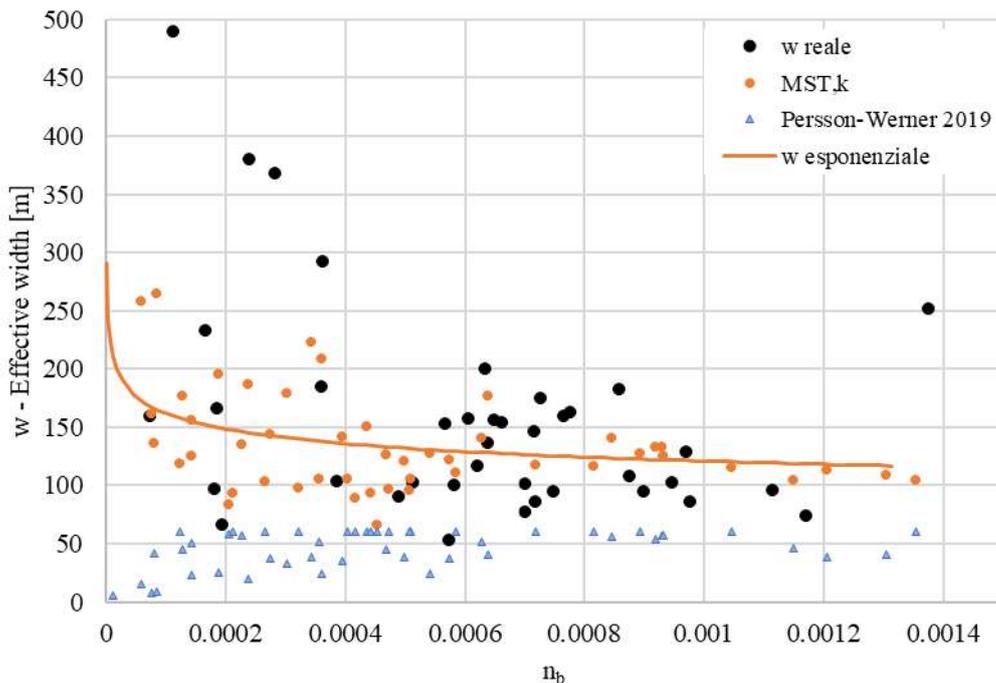


Figura 4.6 Effective width in funzione di n_b calcolata con dati reali, per mezzo dell'algoritmo MST e applicando la correlazione elaborata nel 2019 da Persson e Werner [61]

L'andamento dell'effective width in funzione del nuovo parametro n_b mostra per le reti italiane (reali e simulate) un andamento che si conferma esponenziale (equazione (31)) ma con valori di w generalmente più elevati rispetto alle reti svedesi.

$$w = 50.25 \cdot n_b^{-0.127} [m] \quad (31)$$

Ciò implica valori maggiori di linear heat density e quindi costi di distribuzione minori, che si traducono in un più elevato potenziale di diffusione del teleriscaldamento in Italia. Questa correlazione aggiornata alle reti

italiane è dunque utilizzata nel presente studio al fine di valutare i costi di rete di distribuzione all'interno degli aggregati di domanda.

4.3.2 Costo della rete di distribuzione e allacciamento

Una volta calcolata l'effective width e quindi la linear heat density, è possibile calcolare il costo di distribuzione tramite l'equazione (28). Il calcolo del costo di distribuzione viene qui eseguito tramite correlazioni che permettono di stimare la potenziale geometria della rete di distribuzione a partire dalla densità di calore lineare, procedimento illustrato nel paragrafo precedente. Una volta nota la densità lineare di calore, il costo di investimento C_I per metro lineare della rete della rete viene calcolato tramite la formulazione elaborata nel framework del progetto Heat Roadmap Europe [22] come

$$\frac{C_I}{L} = C_1 + C_2 \cdot d_a \left[\frac{\text{€}}{\text{m}} \right] \quad (32)$$

Il costo è quindi calcolato tramite una correlazione lineare del diametro medio di rete d_a con i coefficienti C_1 e C_2 . Questi ultimi sono stati definiti a partire da una campagna di raccolta dati sui costi delle reti all'interno dei soci AIRU. A partire da questi coefficienti è stata identificata una correlazione con la dimensione della città (popolazione - p) tale per cui

$$C_1 = -1834 + 191 \ln(p) \quad \text{con } 110 < C_1 < 1000 \quad (33)$$

$$C_2 = -1770 + 25 \ln(p) \quad \text{con } 1800 < C_2 < 2400 \quad (34)$$

$$d_a = 0.0486 \cdot \ln\left(\frac{Q_s}{L}\right) + 0.0007 \text{ [m]} \quad (35)$$

Sempre sulla base dei dati raccolti dai soci, i costi di allacciamento vengono inclusi ai costi di distribuzione aumentando il costo di investimento lineare del 20%.

Il costo di investimento di distribuzione viene quindi calcolato tramite la relazione

$$C_d = \frac{a \cdot \frac{C_I}{L}}{\frac{Q_s}{L}} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (36)$$

Con a pari al tasso di attualizzazione.

A questi costi di investimento vengono poi aggiunti i costi operativi di pompaggio e vengono quantificate le perdite termiche che si tradurranno poi in una richiesta di maggiore produzione dell'energia termica alla generazione rispetto alla quantità distribuita all'utente.

Sempre tramite correlazione con la densità lineare di calore, le perdite vengono calcolate come da [2] secondo l'equazione seguente

$$q_{l\%} = \frac{\lambda 2 \pi G}{\frac{Q_s}{L}} \quad [\%] \quad (37)$$

Dove λ [W/m²K] è il coefficiente di trasmissione termica medio di rete e G [°C] è l'integrale durante l'anno del delta di temperatura fra la temperatura media di rete e il terreno.

Per quanto concerne invece i costi di pompaggio, tenendo conto del costo dell'energia elettrica stimato per il 2030 da RSE [62] per una utility di teleriscaldamento (incluso oneri di servizio) di 107 €/MWh e di un consumo di energia elettrica per pompaggio pari a circa 5% dell'energia termica immessa in rete, i costi per pompaggio si attestano a 6.6 €/MWh di calore servito.

Ai costi di distribuzione viene aggiunto infine il costo della sottostazione termica. Anche in questo caso il costo di investimento è stato valutato sulla base dei dati raccolti dai soci AIRU che ha permesso di valutare il costo per kW di potenza installata Q_u pari a

$$C_{Qu} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] = 2389 \cdot Q_u^{-0.715} \quad \text{con } 25 < C_{Qu} < 145 \quad (38)$$

Considerando questi costi si ottiene un valore medio di 2.5€/MWh termico sul costo complessivo per le utenze multifamiliari e 31.5 €/MWh per edifici monofamiliari.

4.4 Simulazione della topologia e del costo delle reti di trasporto

Come nel caso delle reti di distribuzione, le reti di trasporto potenzialmente realizzabili non sono note a priori. Il loro tracciato è tuttavia un elemento necessario per poterne definire coerentemente il costo all'interno del problema di ottimizzazione finale. All'interno del presente studio è stata dunque identificata una procedura per la simulazione della topologia e del costo di tali reti potenziali per il trasporto del calore da fonti remote. La procedura si compone di una fase detta di triangolazione e una fase detta di routing.

4.4.1 Fase di triangolazione

La fase di triangolazione permette di collegare virtualmente fra loro tutti i punti identificati sul territorio nazionale, siano fonti o aggregati di domanda, attraverso una rete a maglie triangolari. Ogni collegamento virtuale risultante dalla triangolazione mette in relazione due punti tendenzialmente vicini e, indirettamente, tutti i punti ad essi collegati. Ciò che ne risulta è dunque una rete virtuale che collega tutto il territorio nazionale. Ogni punto può avere due o più collegamenti e possono risultare collegati fra loro due punti di domanda, due punti di offerta, oppure un punto di domanda con un punto di offerta.

Fra i possibili algoritmi di triangolazione si è scelto di utilizzare la triangolazione di Delaunay, che massimizza il minor angolo di tutti gli angoli dei triangoli. L'applicazione dell'algoritmo ha portato a definire poco più di 33000 collegamenti, da cui sono stati eliminati sia quelli maggiori di 60 km, tendenzialmente senza senso fisico o pratico (aree di confine, isole, ecc.), sia quelli colleganti regioni diverse, per via di limitazioni computazionali nella successiva fase di routing (una semplificazione conservativa con un impatto ritenuto tuttavia trascurabile). In Figura 4.7 è mostrato il risultato della fase di triangolazione, mentre la Figura 4.8 riporta il dettaglio su una minore porzione di territorio.



Figura 4.7 Risultato dell'applicazione della triangolazione di Delaunay, con esclusione dei tratti interregionali e di quelli con lunghezza superiore ai 60km



Figura 4.8 Dettaglio del risultato ottenuto applicando la triangolazione di Delaunay, con esclusione dei tratti interregionali e di quelli con lunghezza superiore ai 60 km.

4.4.2 Fase di routing

La fase di routing è un affinamento della precedente fase di triangolazione. Come è deducibile dalla Figura 4.7 e dalla Figura 4.8, la triangolazione di Delaunay non restituisce percorsi direttamente traducibili in tracciati di reti. I collegamenti risultanti possono non rispettare vincoli fisici (attraversano montagne, mari, laghi e fiumi) o giuridici (attraversano proprietà private). Per ovviare a queste inesattezze, la fase di routing

trasforma i collegamenti risultanti dalla triangolazione in collegamenti stradali, che rendono verosimile l'attraversamento o meno di questi ostacoli. Anche in questo caso, il processo è stato automatizzato per mezzo di un codice scritto in Python. In particolare, è stato usato il pacchetto OSMnx (Open Street Map Networkx) [63] che permette di visualizzare e analizzare mappe stradali di qualsiasi tipo (strade pedonali, autostrade, piste ciclabili) scaricandole da Open Street Map. A partire dal risultato ottenuto dalla triangolazione di Delaunay, per ogni punto collegato è stato identificato il nodo sulla rete stradale più vicino ad esso e le connessioni lineari sono state così convertite in connessioni reali passanti per le strade. In *Figura 4.9* è possibile distinguere tra connessioni lineari e connessioni passanti per le strade, che collegano tra loro le fonti, rappresentate dai punti, e i cluster di domanda. È stato fatto infine un controllo di coerenza sulle nuove lunghezze stimate, andando a controllare il rapporto tra le lunghezze dei collegamenti stradali e le rispettive lunghezze in linea d'aria. Il rapporto, mediamente pari a circa 1.7, è stato utilizzato come indicatore di un comportamento anomalo della stima laddove i valori erano minori di 1. In tali situazioni (669 casi, circa il 2% dei casi totali), i collegamenti sono stati esclusi dall'analisi se maggiori di 5 km, poiché si trattava principalmente di collegamenti fra isole¹³. Sono stati mantenuti invece se minori di 5 km perché principalmente riconducibili a casi in cui la distanza dalla rete stradale censita era tale da incidere sul rapporto o perché riferiti a strade secondarie non correttamente definite nel database a cui l'algoritmo fa riferimento.

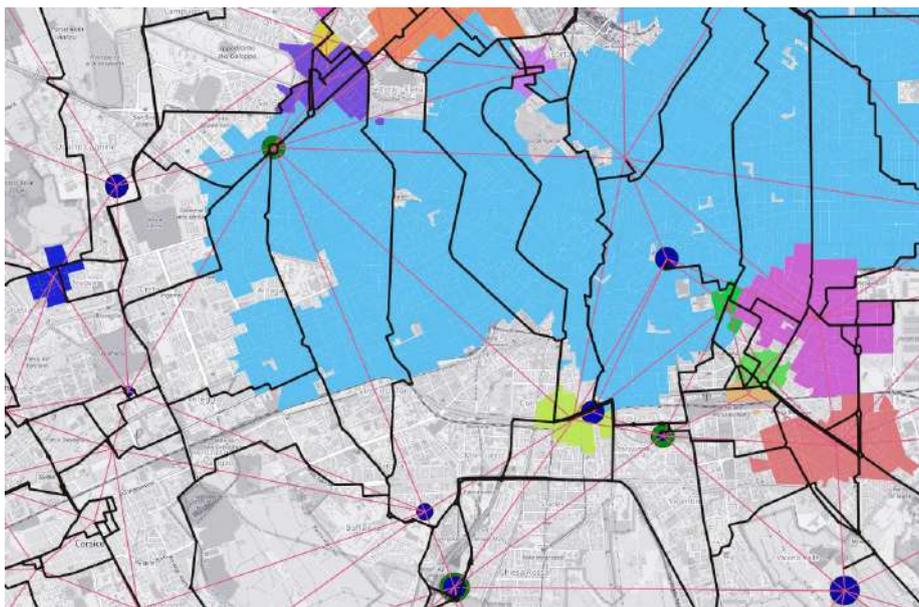


Figura 4.9 Dettaglio in cui possibile distinguere tra tratti lineari ottenuti con triangolazione di Delaunay (in rosa) e tratti ottenuti attraverso la fase di routing (in nero).

¹³ I valori minori di 1 si spiegano poiché la procedura individuava in tali casi esclusivamente la lunghezza dei tratti stradali all'interno di collegamenti composti da tratti stradali e tratti navali.

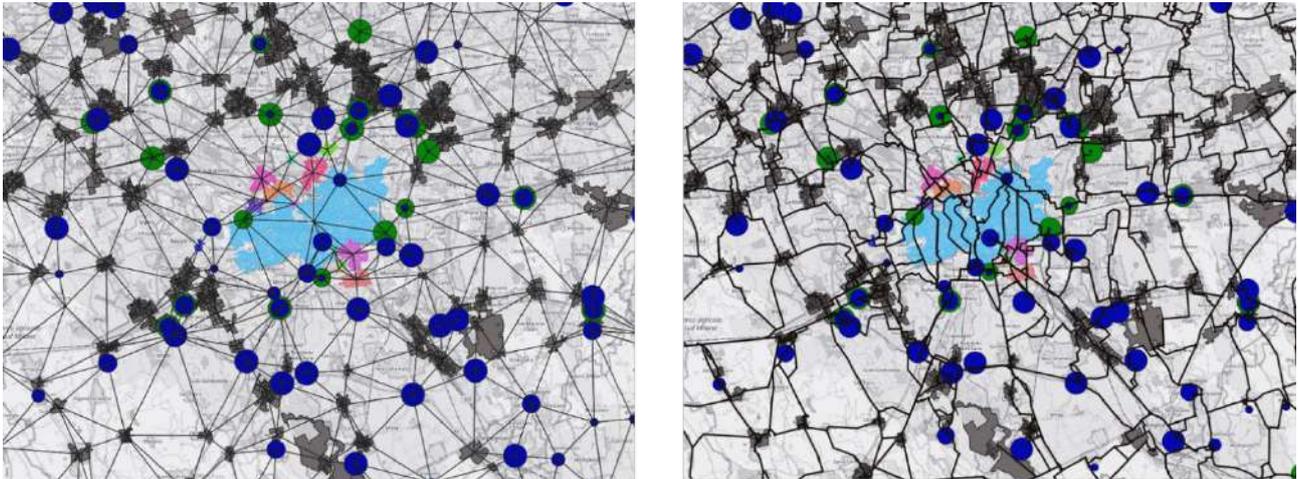


Figura 4.10 Connessioni lineari ottenute con triangolazione di Delaunay, a sinistra, e connessioni stradali ottenute attraverso la fase di routing, a destra. Dettaglio sul comune di Milano.

4.4.3 Costo della rete di trasporto

La valutazione del costo della rete di trasporto viene fatta diversamente dalla rete di distribuzione in quanto non dipende dalla densità di domanda ma principalmente dalla distanza fra la fonte e la distribuzione di domanda e dalla quantità di calore erogabile dalla fonte, che influenza il dimensionamento del tratto di collegamento. Il collegamento o meno di una fonte alla domanda è però un risultato del problema di ottimizzazione; è compito dell'algoritmo di soluzione del problema fornire come risultato implicito la variabile decisionale di collegamento di una fonte con una data domanda a patto che il costo complessivo (rete distribuzione locale + rete trasporto+ uso fonte) risulti sostenibile.

L'algoritmo di ottimizzazione necessita dunque di ricevere, come dato di input per la rete di trasporto, il costo di investimento e operativo, ovvero le perdite di rete, che il collegamento *domanda – fonte* comporta. Queste due componenti di costo sono funzione del dimensionamento del tubo di connessione in termini di geometria (lunghezza e diametro) e di energia trasportata. L'energia trasportata nel tratto di connessione *domanda-fonte* è a sua volta però un risultato dell'algoritmo di ottimizzazione che determina i collegamenti economicamente sostenibili e alloca l'energia erogata dalla fonte fra i vari punti di domanda e dunque fra i vari tratti della rete di trasporto. Le grandezze di costo di trasporto e le perdite relative al tratto di collegamento vengono quindi inserite nel problema di ottimizzazione come parametri adimensionalizzati rispetto all'energia erogata dalla fonte, in modo che possano essere valutati in funzione della variabile decisionale di connessione rispetto alla domanda, ovvero in funzione del calore erogato oltre che della distanza.

Per quanto riguarda dunque le perdite del tratto di connessione e il costo di investimento si è proceduto con il dimensionare una tubazione di trasporto per ogni fonte individuata sul carico massimo e l'energia fornibile

lungo un ipotetico tratto di rete calcolato secondo la correlazione empirica (39) presentata in [64] che permette di stimare la lunghezza di collegamento massima di una rete in funzione dell'energia erogabile dalla fonte E_{fonte} e limitandola a 60 km.

$$Distance = \begin{cases} E_{fonte}/10 & E_{fonte} \leq 300 \text{ GWh} \\ 60 & E_{fonte} > 300 \text{ GWh} \end{cases} \quad [\text{km}] \quad (39)$$

La relazione lineare definita per valutare le perdite legate al trasporto, adimensionalizzate rispetto all'energia erogata, è mostrata in figura in blu a confronto con i risultati dei singoli dimensionamenti in arancione. Essendoci necessità di identificare una correlazione lineare, l'andamento risultante dal dimensionamento viene semplificato con la correlazione mostrata in blu.

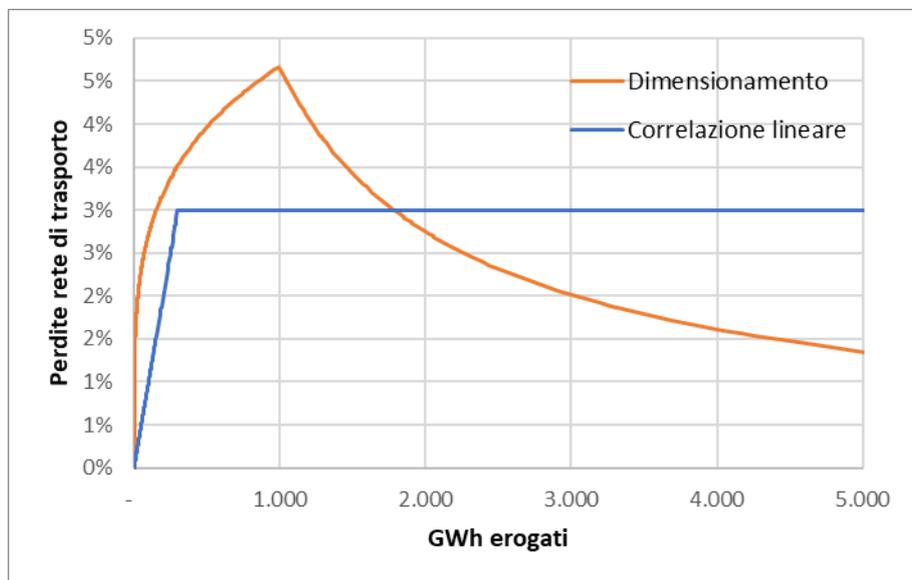


Figura 4.11 Perdite di distribuzione dell'energia erogata tramite teleriscaldamento

A fronte dello stesso dimensionamento e dei costi considerati nel capitolo relativo ai costi di distribuzione, il costo della rete di trasporto è stato parametrizzato rispetto all'energia erogata e vien mostrato in figura. Poiché la maggior parte delle fonti presenta un costo inferiore a $5 \cdot 10^{-3} \text{ €/MWh/m}$, è stato preso questo valore come costante andando a linearizzare anche in questo caso oltre che alle perdite, il costo della rete di trasporto rispetto all'energia erogata.

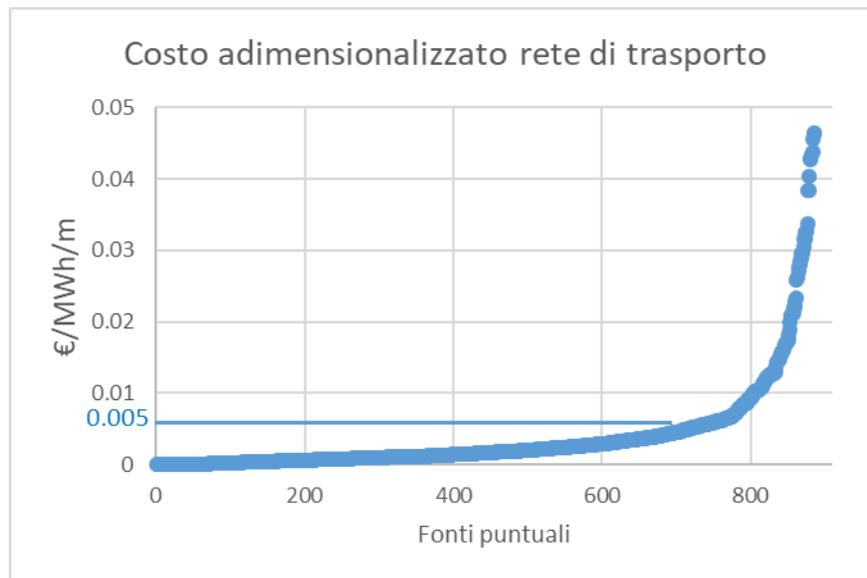


Figura 4.12 Costo adimensionalizzato per le reti di trasporto

4.5 Scelta della soluzione ottimale e definizione dei flussi di calore

La fase finale dell'intero iter procedurale è il punto focale della metodologia, in cui convergono gli output delle fasi precedenti. In questa fase vengono implicitamente confrontate tutte le opzioni disponibili per il soddisfacimento della domanda di calore. Le opzioni includono soluzioni individuali oppure il teleriscaldamento, servito da fonti termiche locali o remote.

Si è voluto affrontare questo passaggio attraverso la definizione di un problema di ottimizzazione lineare che minimizza il costo totale del sistema per il soddisfacimento della domanda, tenendo in considerazione i costi delle varie opzioni, le possibilità di trasporto per mezzo dei collegamenti individuati, la disponibilità di fonti di calore puntuali e di risorse locali.

4.5.1 Il framework oemof per l'ottimizzazione dei sistemi energetici

Per costruire il problema di ottimizzazione si è utilizzato il framework di modellizzazione oemof [65], uno strumento open-source basato sulla teoria dei grafi. Il problema di programmazione lineare si compone di:

- Funzione obiettivo, funzione cioè che restituisce il valore da minimizzare. Rappresenta il costo totale del sistema, inteso come somma dei costi di investimento e dei costi operativi sul periodo analizzato.
- Variabili decisionali, ovvero valori definiti dal risolutore come output della risoluzione del problema. Rappresentano i flussi di energia che, in ingresso o in uscita ai vari processi, istante per istante, concorrono a utilizzare o produrre determinati vettori energetici. Ad essi vengono associati i costi specifici e sono quindi direttamente coinvolti nel definire il costo totale del sistema.

- Vincoli fisici, funzionali alla rappresentazione della fisica del problema. Si tratta principalmente di equazioni che garantiscono il bilancio di massa o di energia, il soddisfacimento delle domande di prodotti o energia, il rispetto della limitatezza delle risorse.
- Vincoli non-fisici, ovvero equazioni o disequazioni che rappresentano per es. obiettivi politici, come limiti alle emissioni, ai consumi, ecc. o che vogliono simulare questioni di altra natura come per esempio il comportamento umano.

Il framework è in grado di scrivere automaticamente il problema di ottimizzazione attraverso l'utilizzo di quattro semplici componenti, come da schema riportato in Figura 4.12:

- bus, rappresenta una commodity, vettore energetico, o servizio, che può essere prodotto o richiesto (per es. elettricità). Per ogni bus viene fatto un bilancio in ogni istante fra produzione e utilizzo.
- transformer, rappresenta una tecnologia o un processo che può trasformare una o più commodity, in ingresso, in una o più commodity differenti, in uscita (per es. cogenerazione). Per ogni transformer può essere indicata un'efficienza di trasformazione e un costo operativo e di investimento.
- source, un transformer con soli output, rappresenta una tecnologia o un processo che può introdurre una commodity nel sistema energetico (per es. produzione di biomassa di scarto). Per ogni source può essere definito un costo operativo e di investimento.
- sink, un transformer con soli input, rappresenta una tecnologia, un processo o una domanda di servizi che possono richiedere una commodity (per es. domanda di riscaldamento).

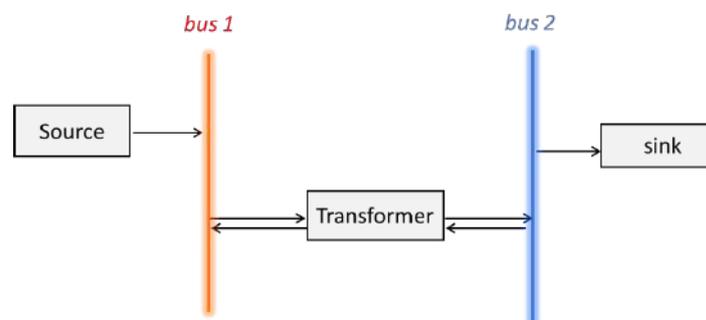


Figura 4.13 Rappresentazione schematica della funzione delle quattro classi di componenti di oemof utilizzate in questo studio

I quattro componenti possono essere replicati e combinati a piacimento per rappresentare un qualsiasi sistema energetico.

4.5.2 Applicazione di oemof per la stima del potenziale di teleriscaldamento

La versatilità del framework oemof è stata sfruttata per replicare la struttura del problema della stima del potenziale di teleriscaldamento. In particolare, come illustrato in Figura 4.13, per ogni aggregato di domanda è definita una richiesta di calore utile che può essere fornito in due modi (non mutualmente escludenti):

attraverso la soluzione individuale o attraverso la rete di distribuzione. Il calore disponibile per la rete di distribuzione può essere generato a sua volta da una serie di opzioni locali (CHP a gas, solare termico, geotermia e CHP a biomassa) ma può anche essere fornito attraverso una eventuale rete di trasporto. Il calore disponibile per la rete di trasporto può essere fornito come scarto da una fonte ad alta temperatura o da una fonte a bassa temperatura, o come calore in eccesso presso un differente aggregato di domanda (se disponibile il collegamento). La rete di trasporto permette il flusso di energia in entrambe le direzioni rendendo possibile anche il collegamento fra più punti (siano essi fonti o aggregati di domanda). Si fa notare infine che la biomassa richiesta può essere prodotta in modo aggregato in ogni provincia.

Con riferimento alla Figura 4.13, lo schema appena descritto è replicato in modo automatizzato per ogni aggregato di domanda individuato nel precedente processo di clustering (parte azzurra), per ogni punto di offerta di calore di scarto individuato nella fase di mappatura dell'offerta (parte verde), per ogni provincia (parte gialla) e per ogni collegamento individuato nel processo di triangolazione e routing (parte rosa), risultando in circa 73 000 transformer, 87 000 source, 6 500 sink e 18 000 bus e quindi 266 000 variabili decisionali¹⁴.

Per ogni aggregato di domanda e per ogni punto di offerta, le opzioni prese in considerazione per il soddisfacimento della domanda sono soggette alla disponibilità e ai costi precedentemente stimati, sia per quanto riguarda le soluzioni individuali (si veda il Capitolo 2), sia per quanto riguarda la soluzione teleriscaldamento (si veda il Capitolo 3). Una volta note le disponibilità delle varie opzioni e una volta definito il loro costo, dall'approvvigionamento delle fonti alla realizzazione delle infrastrutture, lo schema individuato, permette all'algoritmo di risoluzione di identificare le opzioni che minimizzano il costo totale del sistema e al contempo di definire i flussi di energia (calore) che transitano da un punto all'altro sul territorio nazionale, suggerendo così quali reti di trasporto e distribuzione realizzare, come sintetizzato nell'esempio di Figura 4.14.

¹⁴ La risoluzione del problema richiede tempi di circa 60-90 minuti su un calcolatore di medie performance.

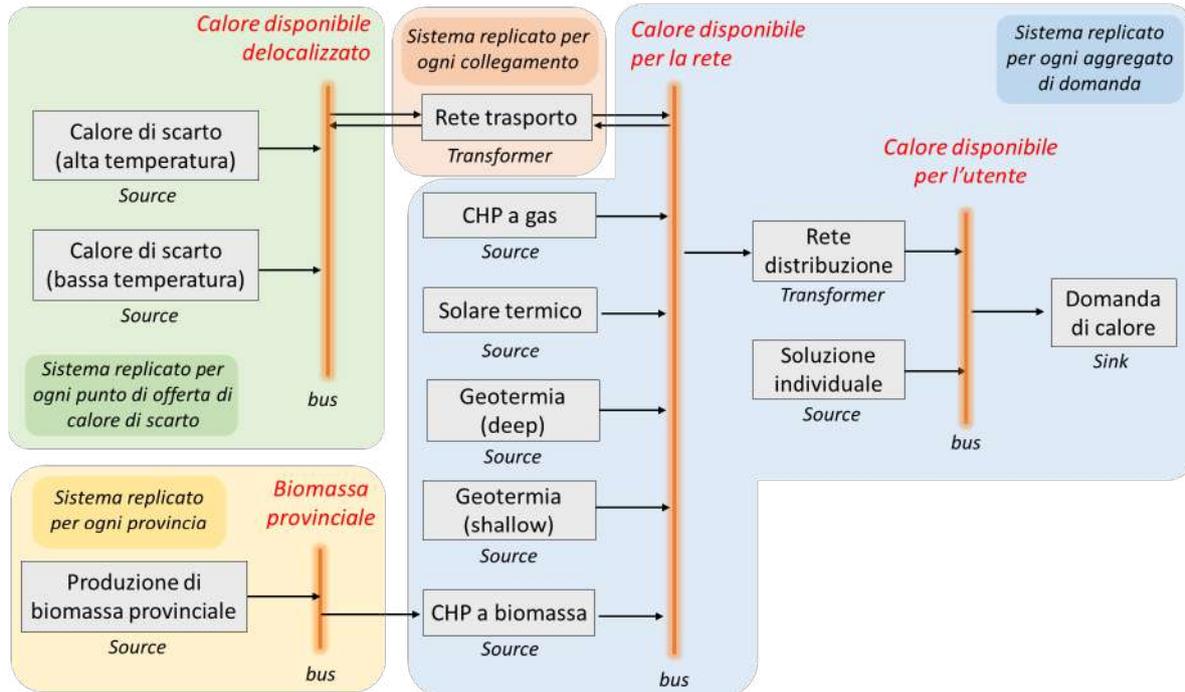


Figura 4.14 Rappresentazione schematica della struttura del sistema energetico simulato. Lo schema è replicato per ogni aggregato di domanda (parte azzurra), per ogni fonte di calore di scarto (parte verde), per ogni provincia (parte gialla) e per ogni collegamento (parte rosa)

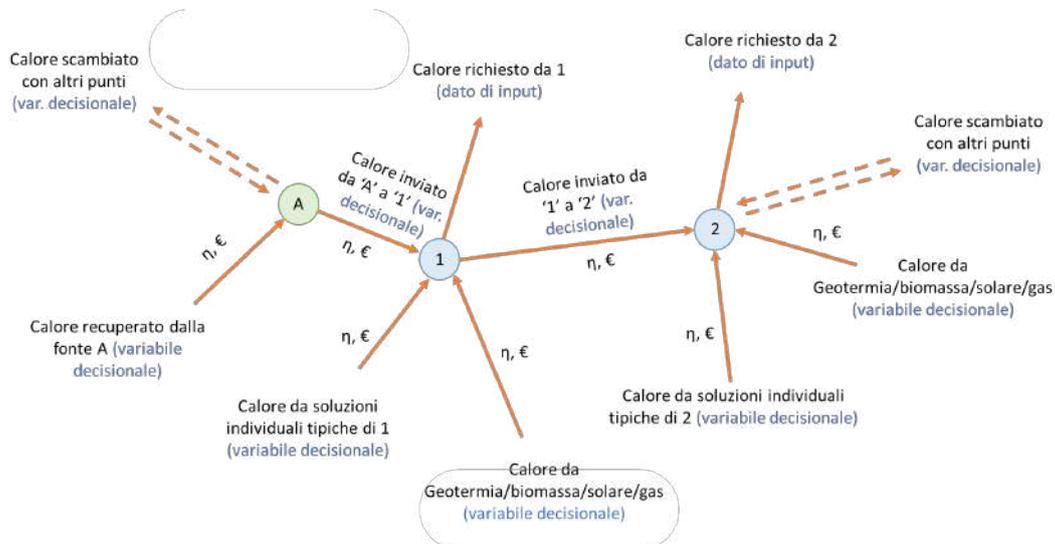


Figura 4.15 Rappresentazione schematica d'esempio

5 Risultati

I risultati dell'analisi vengono mostrati in questo capitolo guardando in particolare al calore distribuito, alle fonti scelte e alle emissioni di gas serra evitate nella configurazione di minimo costo per il sistema. Trattando l'intero territorio nazionale, l'analisi dei risultati si limita a delineare tendenze generali, privilegiando tuttavia il dettaglio spaziale laddove ragionevole. Come evidenziato precedentemente, i risultati di dettaglio e con una maggiore risoluzione grafica possono essere esplorati online.

Una prima immagine, riassuntiva dei risultati, è fornita dal grafico di Figura 5.1 che mostra come lo scenario di minimo costo per il sistema contempli una copertura della domanda totale di riscaldamento da parte del teleriscaldamento di 38TWh pari al 12% del totale 329TWh, equivalente a quattro volte la copertura attuale da teleriscaldamento di 9TWh ed equivalente ad un terzo dei 114TWh di domanda totale di edifici identificati come tecnicamente servibili da una rete teleriscaldamento. La stessa figura mostra come gran parte del calore fornito, 23 TWh sui 38 individuati, venga da calore recuperato da processi industriali, termoelettrici e depuratori, seguito da 11 TWh di calore che sfrutta la sorgente geotermica profonda in maniera diretta o superficiale attraverso pompe di calore e quindi con contributo elettrico, e in minima parte da 2TWh solare termico. Il mix generativo è completato da 3 TWh di calore integrati da sistemi alimentati da gas metano (cogenerazione e caldaia di riserva) dedicati, previsti come integrazione aggiuntiva in caso di sviluppo del potenziale stimato di teleriscaldamento (non ci si riferisce qui quindi al recupero da cogeneratori già esistenti) L'immagine che ne risulta è quindi quella di un potenziale di diffusione che quadruplica quello attuale e prevalentemente alimentato da calore di recupero e rinnovabili.

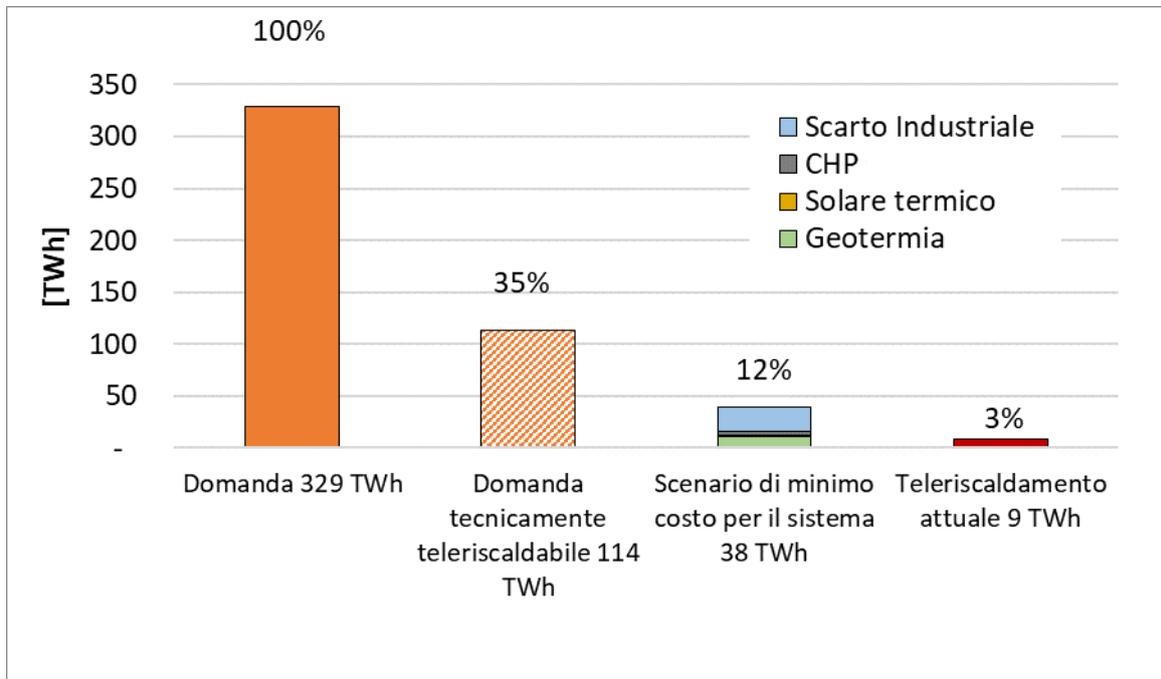


Figura 5.1 Step progressivi nella costruzione del potenziale nazionale di espansione del teleriscaldamento efficiente

5.1 Calore fornito

Il calore fornito in ogni provincia italiana, secondo lo scenario di minimo costo per il sistema, è mostrato nelle quattro immagini di Figura 5.2, rispettivamente: in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie della provincia (b), in rapporto alla domanda totale (c) e in rapporto alla domanda tecnicamente servibile (d).

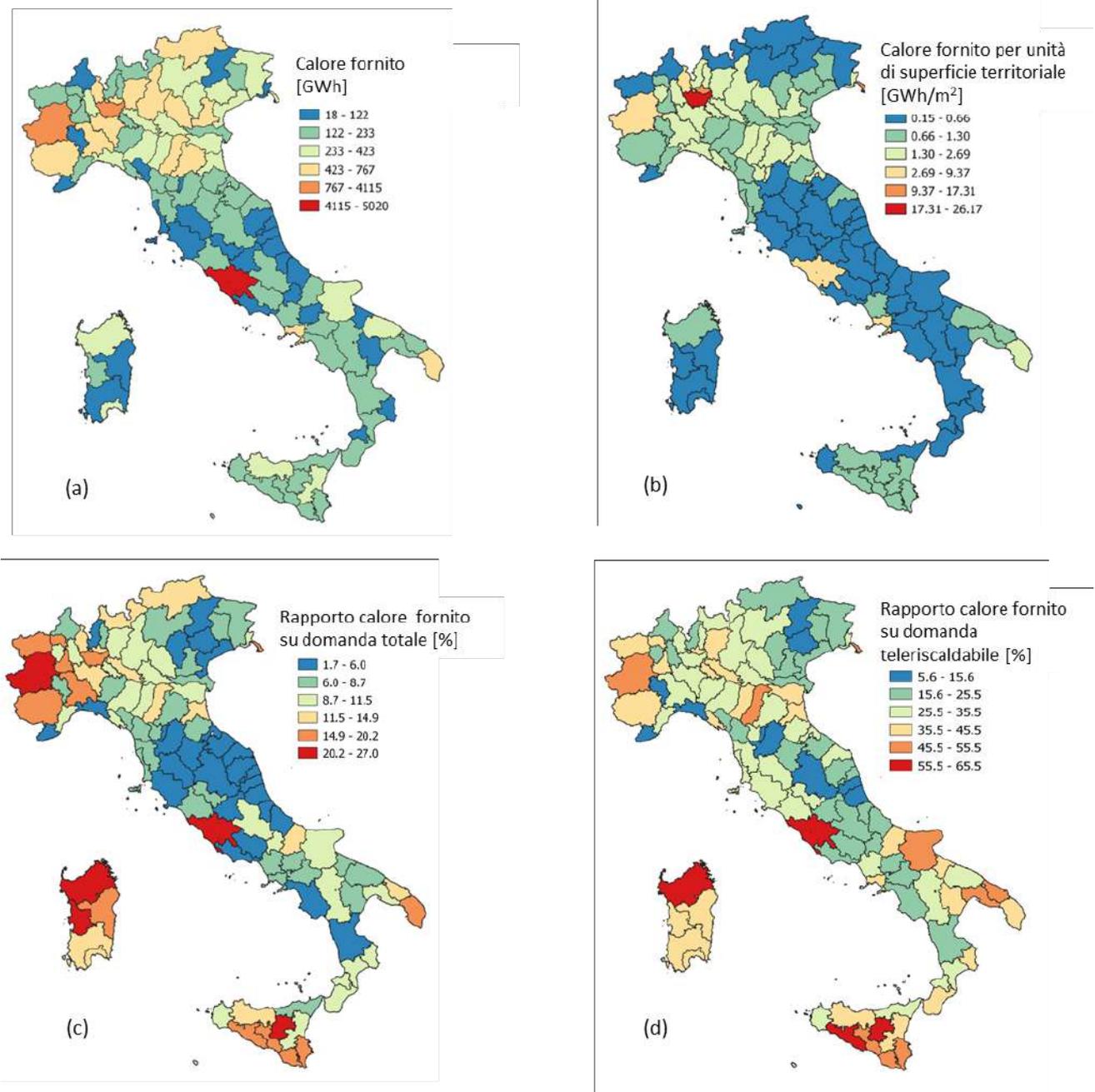


Figura 5.2 Distribuzione provinciale del calore fornito, espresso in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie territoriale (b), in rapporto alla domanda totale (c) e in rapporto alla domanda tecnicamente teleriscaldabile (d)

Il nord del Paese mostra un maggior numero di province con valori assoluti interessanti, va evidenziato tuttavia il primato di Roma, e i valori alti della provincia di Napoli e di Lecce. Altre situazioni meritevoli si registrano in Puglia e nelle Isole. Se guardati in rapporto alla superficie del territorio amministrativo, aumenta

la rilevanza delle province del nord, con il primato di Milano, seguita da Monza-Brianza e Trieste. Rimangono tuttavia importanti i valori di Roma, Napoli e Lecce. Il rapporto tra calore distribuito e fabbisogno totale restituisce nuove informazioni interessanti. Percentuali di copertura sopra il 15% si rilevano in Piemonte, e in particolare Torino, a Milano, Roma, Lecce e in modo curioso nel nord della Sardegna e nel sud della Sicilia, in particolare a Enna. Il rapporto rispetto al calore tecnicamente servibile dal teleriscaldamento mostra un risultato poco differente, con una maggiore rilevanza per la Puglia e una minore rilevanza per il Piemonte. Il calore fornito in ogni comune italiano è mostrato invece nelle quattro immagini di Figura 5.3, ancora una volta: in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie del comune (b), in rapporto alla domanda totale (c) e in rapporto alla domanda tecnicamente servibile (d)¹⁵.

¹⁵ Va evidenziato che per alcuni comuni il dato non è mostrato (colore bianco) a causa di incongruenze nelle informazioni geografiche utilizzate per la visualizzazione. Si tratta nella maggior parte dei casi di comuni accorpati.

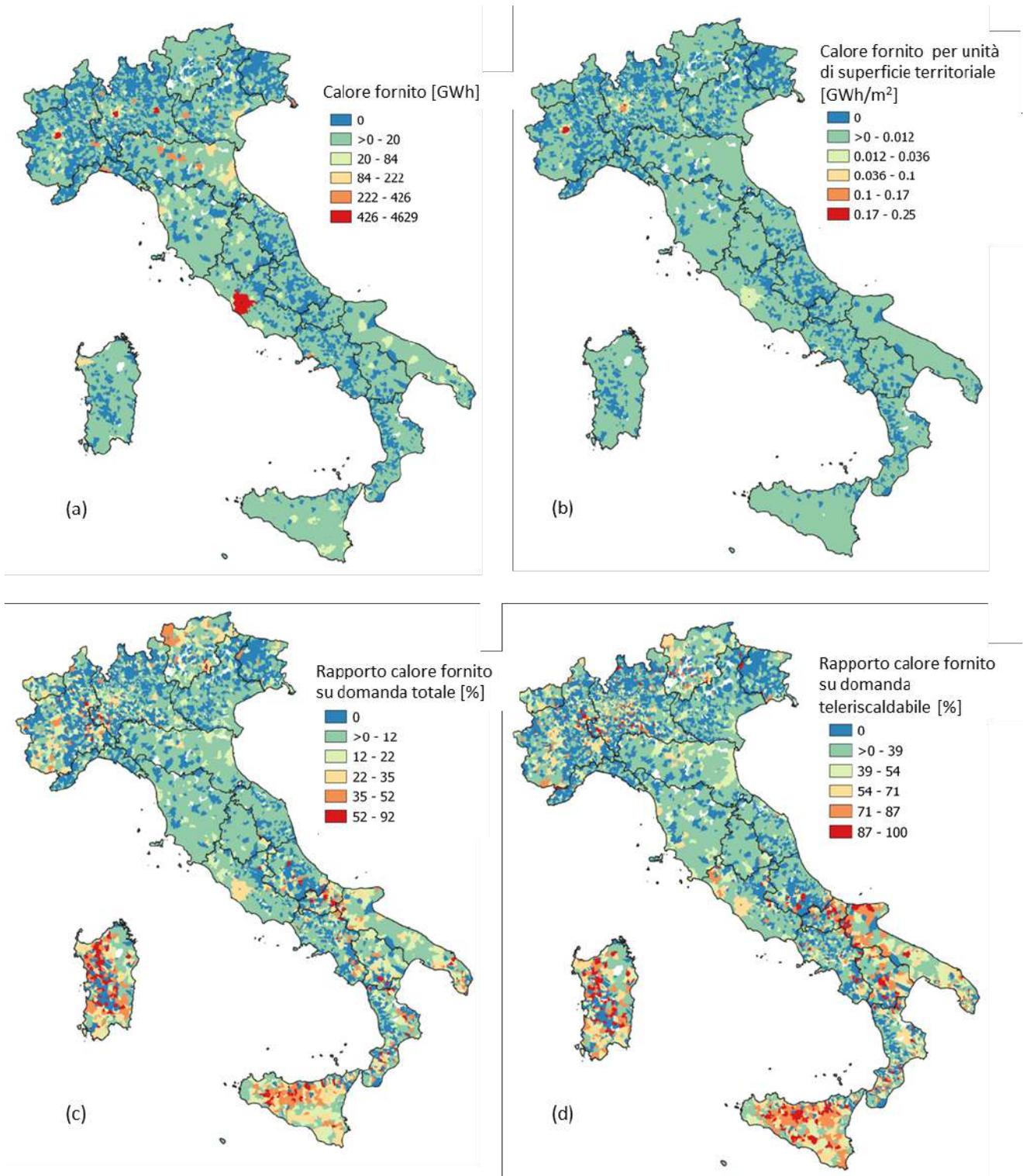


Figura 5.3 Distribuzione comunale del calore fornito, espresso in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie territoriale (b), in rapporto alla domanda totale (c) e in rapporto alla domanda tecnicamente teleriscaldabile (d).

In termini assoluti, si conferma la tendenza delineata a livello provinciale, con una presenza di città ad alto potenziale nel nord del Paese, a Roma e Napoli. Il dettaglio comunale evidenzia però anche la presenza di molti comuni con potenziale nullo nello stesso nord Italia. Va notato in generale come in alcune porzioni del territorio nazionale vi sia contemporanea presenza di casi molto interessanti e casi poco interessanti (per es. in Piemonte e Lombardia) mentre in altri territori il potenziale risulta distribuito più uniformemente (per es. in Puglia, Sicilia, Sardegna e Alto Adige). Anche il rapporto con il fabbisogno e il fabbisogno teleriscaldabile conferma quanto visto per le province, con maggiore presenza di valori alti nelle città del centro, del sud e nelle isole. È interessante notare che, accanto a situazioni con potenziale nullo, il dettaglio comunale mostra molte realtà con percentuali prossime al 100%. Questo è dovuto, secondo la logica di ottimizzazione proposta, alla presenza o meno di fonti di recupero e rinnovabili economicamente sostenibili in compresenza a una densità di domanda. Questo risultato presenta dunque numerosi margini di crescita se si va ad ampliare il ventaglio di soluzioni tecnologiche e fonti di calore già analizzato.

Un'analisi diversa può essere fornita dal grafico di Figura 5.4 che mostra la distribuzione del potenziale per intervalli di calore erogato in un anno. Del potenziale totale (38 TWh), il 40% circa si colloca in 4258 comuni (colonne in verde) con meno di 20 GWh/a. Un 20% circa è localizzato in 174 comuni (colonne rosse) con valori tra 20 e 110 GWh/a. Il restante 40% è relativo a 31 comuni (colonne in blu) con valori tra 220 e 4630 GWh/a. In altre parole, lo stesso potenziale che risulta dall'aggregazione di qualche migliaio di comuni, lo si ritrova complessivamente in una trentina di grandi comuni.

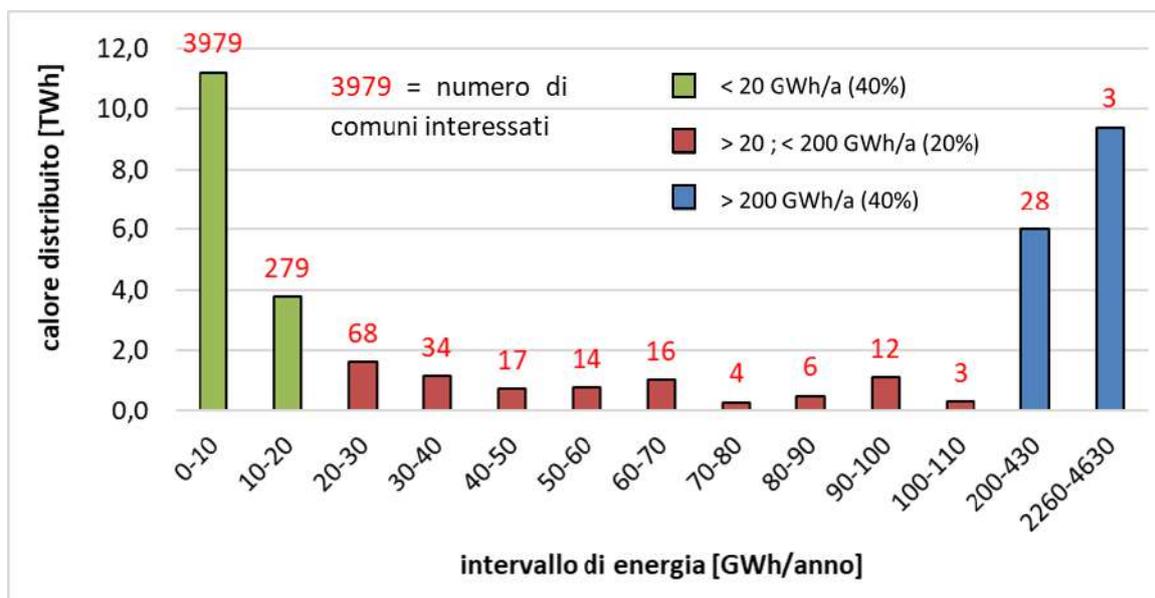


Figura 5.4 Analisi comparativa dei pesi comunali nella costruzione del potenziale nazionale di teleriscaldamento efficiente

I primi 30 comuni, in ordine di energia distribuita, sono mostrati in Figura 5.5. Si può distinguere nettamente il ruolo di Roma, Torino e Milano, che da sole coprono il 25% del potenziale individuato.

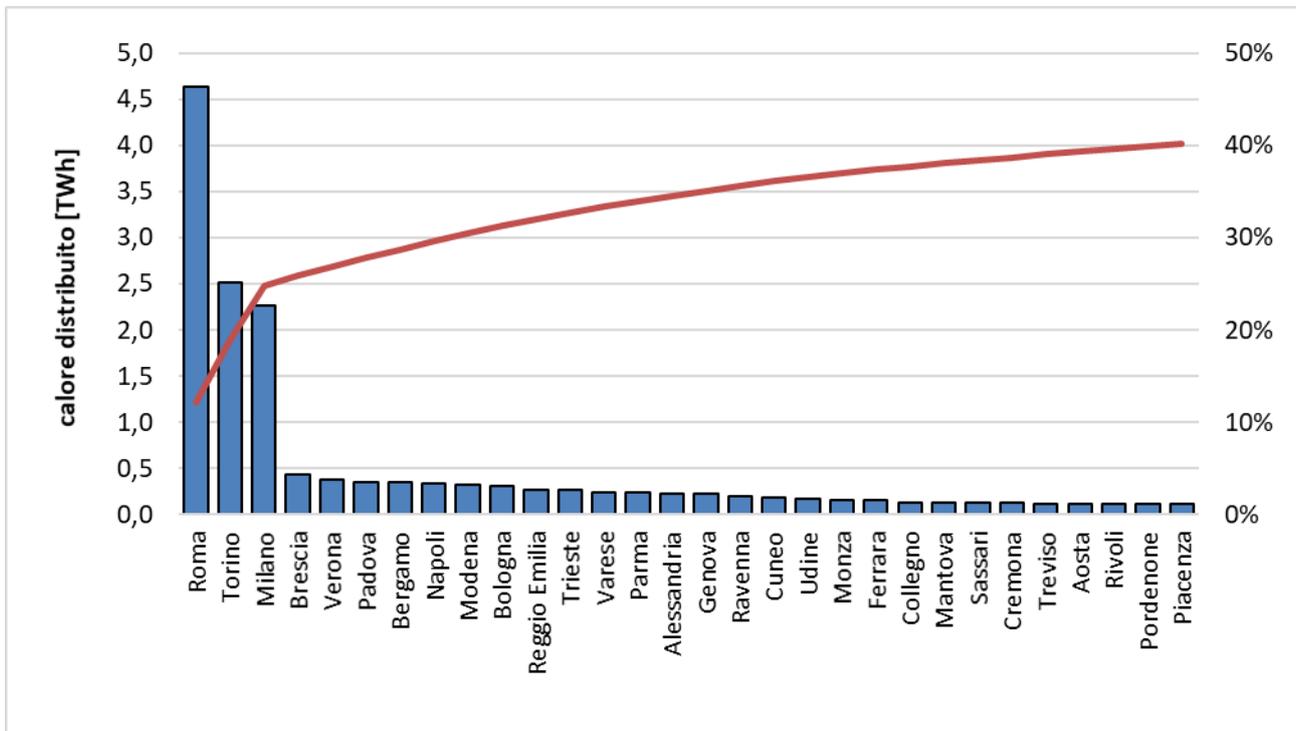


Figura 5.5 Dettaglio sulle grandi città nella costruzione del potenziale nazionale del teleriscaldamento efficiente

5.2 Fonti impiegate

Le fonti di calore per la realizzazione di tale potenziale, secondo lo scenario di minimo costo per il sistema, sono mostrate per ciascuna provincia, in termini di contributo percentuale, nelle quattro immagini di Figura 5.6 rispettivamente per: il calore di recupero (a), la geotermia, con utilizzo diretto o tramite pompe di calore (b), la cogenerazione dedicata (c) e il solare termico (d).

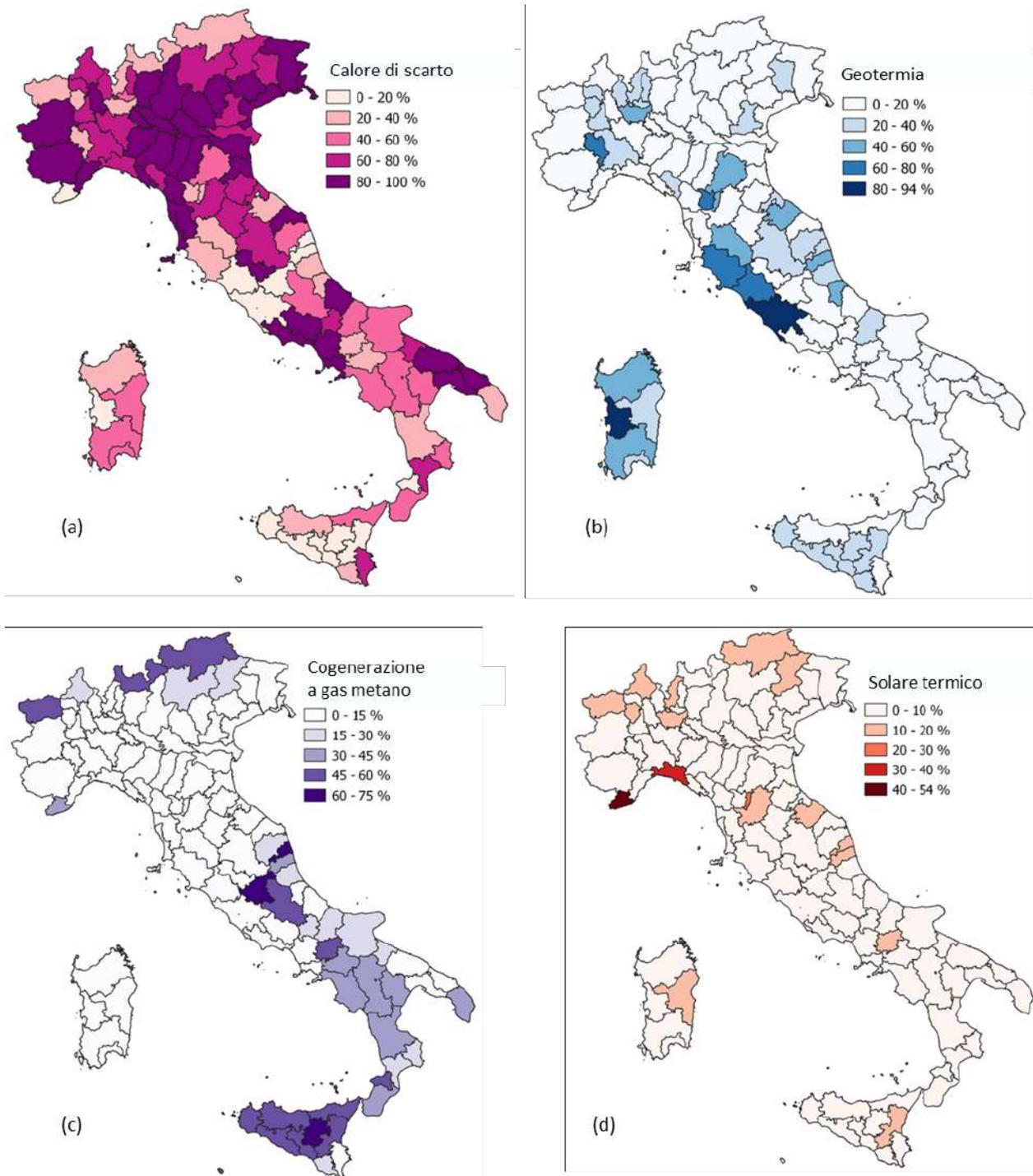


Figura 5.6 Distribuzione provinciale del contributo percentuale dato dal calore di scarto (a), dalla geotermia (b), dalla cogenerazione a gas metano (c) e dal solare termico (d) alla realizzazione del teleriscaldamento efficiente.

Il calore di scarto, prima fonte a livello aggregato nazionale, ha un ruolo primario in diverse zone del Paese, principalmente nel nord e centro-nord, ma anche a cavallo tra Lazio e Campania, e in buona parte della Puglia. La geotermia, seconda fonte a livello nazionale, è la fonte primaria nelle zone caratterizzate da potenziale geotermico ad alta entalpia, a cavallo tra Toscana e Lazio e in Sardegna. È presente con percentuali abbastanza sostenute nel resto del centro, in Sicilia, e in alcune province del bacino padano. La cogenerazione dedicata è presente con percentuali importanti nelle province montane dell'arco alpino, e dell'appennino centro-meridionale, e infine in Sicilia. Il solare termico, che non mostra una distribuzione tendenziale a livello geografico, copre le restanti quote di calore distribuito con percentuali minori nella maggior parte dei casi, con qualche eccezione interessante in Liguria.

Le quattro immagini della Figura 5.7 mostrano invece il contributo di ciascuna fonte in valore assoluto. Risultano valori importanti per il calore di recupero nelle città del bacino padano, in particolare Torino, con 2.5 TWh, ed un solo caso importante nel resto del Paese, a Napoli. Per il gas e il solare termico si conferma quanto evidenziato nella figura precedente. Va notato come, sebbene complessivamente con livelli minori, il solare raggiunge valori molto alti in alcuni comuni, mentre la cogenerazione dedicata si mantiene su basse quantità in modo più distribuito.

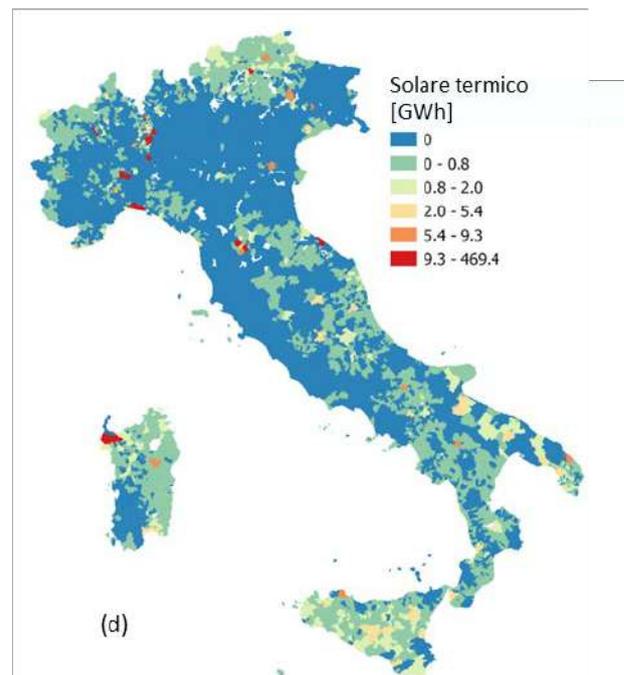
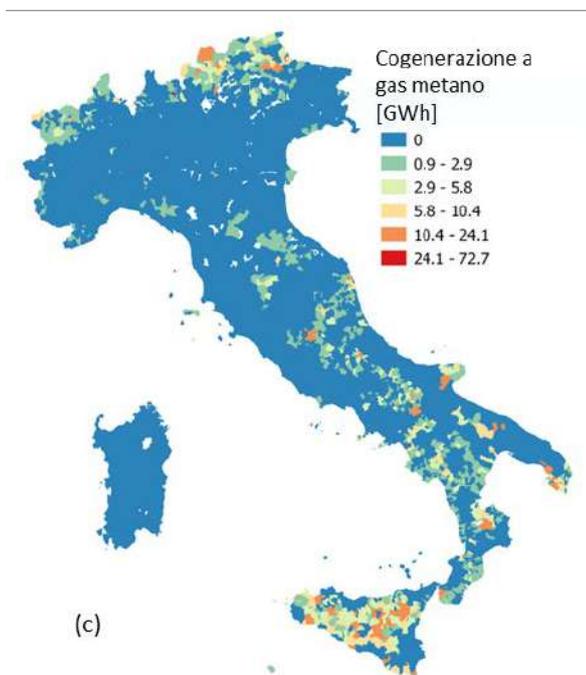
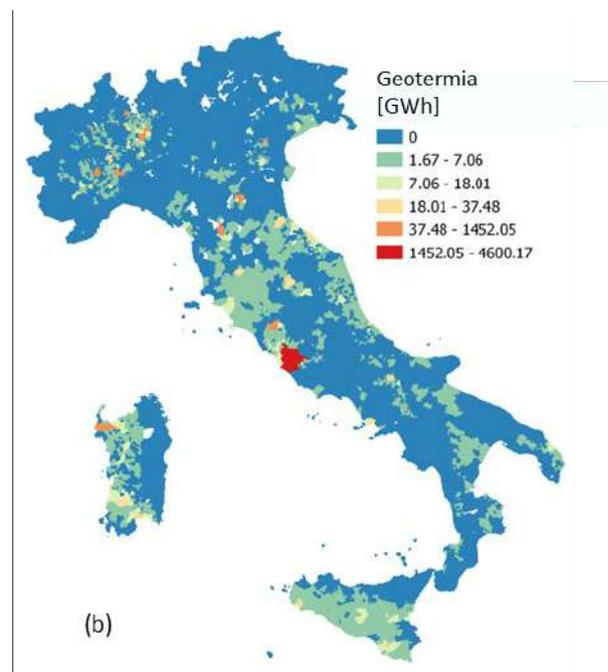
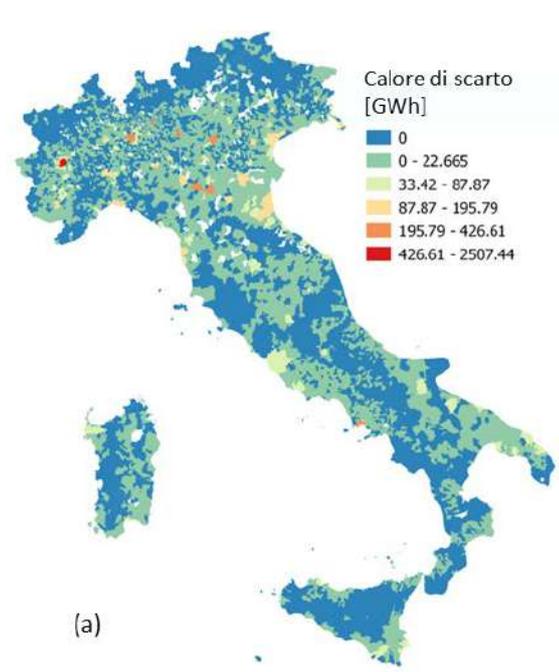


Figura 5.7 Contributo, in termini assoluti, dato dal calore di scarto (a), dalla geotermia (b), dalla cogenerazione a gas metano (c) e dal solare termico (d) alla realizzazione del teleriscaldamento efficiente

5.3 Emissioni di gas serra evitate

Sulla base di risultati energetici ottenuti e delle emissioni specifiche per tecnologia illustrate precedentemente per soluzioni individuali e le fonti è possibile quantificare il risparmio in emissioni di gas serra. Nello specifico, note le tipologie impiantistiche a servizio della domanda attuale e i relativi coefficienti di emissione per MWh erogato definite nel capitolo 2 per i sistemi individuali, viene definito un quadro emissivo annuale di riferimento. Sulla base delle emissioni relative alle fonti per teleriscaldamento definite nel capitolo 3 e allo scenario di potenziale identificato nel precedente paragrafo, viene calcolato lo scenario emissivo relativo.

Effettuando una differenza fra il quadro di riferimento con soluzioni individuali e le emissioni relative allo scenario di potenziale sviluppo del teleriscaldamento si ottiene un risultato di emissioni evitate pari a 5.7 MtCO₂ ottenibili tramite la diffusione dell'infrastruttura e il recupero e valorizzazione di fonti e risorse esistenti.

5.4 Rappresentazione spaziale di dettaglio

I risultati fino a qui presentati possono essere esplorati con maggiore dettaglio e maggiore risoluzione grafica online al link <https://zenodo.org/record/4284531>. In particolare, il set di risultati messo a disposizione include la possibilità di visualizzare i flussi di calore, individuati dall'ottimizzazione, a partire dalle fonti delocalizzate fino agli aggregati di domanda. A titolo d'esempio, e con l'intenzione di mostrare la risoluzione spaziale con cui i risultati presentati sono ottenuti, si vuole fornire uno sguardo ravvicinato su un'area ristretta d'esempio. A tal proposito, l'immagine di Figura 5.8, mostra gli aggregati di domanda individuati nell'area del Comune di Milano (aree irregolari colorate) e dei comuni limitrofi (aree irregolari grigie), le fonti di scarto ad alta e bassa temperatura (rispettivamente cerchi verdi e cerchi blu), e infine i flussi di calore trasportato da un punto all'altro della rete (frecche nere).



Figura 5.8 Schema dell'associazione spaziale tra domanda e offerta

6 Vantaggi ambientali

6.1 Metodologia

L'analisi svolta nei precedenti capitoli identifica due tipi di scenari: quello "as is", relativo alla situazione di riferimento nel soddisfacimento del fabbisogno di riscaldamento delle utenze, e quello "to be", relativo a completo sfruttamento del potenziale del teleriscaldamento. In questo capitolo si procede alla determinazione degli effetti ambientali ottenuti dal passaggio dallo scenario "as is" a quello "to be". Questa valutazione è svolta facendo riferimento a due tipologie di effetti:

- 1) le emissioni di inquinanti complessivamente rilasciate in ambiente dagli impianti di riscaldamento, sia quelli a livello di singolo edificio, sia di quelli centralizzati asserviti a reti di teleriscaldamento;
- 2) le concentrazioni di inquinanti nelle aree urbane. Queste ultime, rispetto alle emissioni, tengono conto della diffusione in atmosfera degli inquinanti emessi dagli impianti.

6.1.1 Emissioni di inquinanti

A livello di inquinanti si considera il contributo di:

- 1) Ossidi di Azoto (NO_x)
- 2) Monossido di Carbonio (CO)
- 3) Composti Organici Volatili (VOC)
- 4) Ossidi di Zolfo (SO_x)
- 5) Particolato (PM)

Le emissioni annue in ambiente si determinano, sulla base del tipo di combustibile utilizzato, utilizzando la seguente formulazione:

$$E_j = \sum_{i=1}^4 \frac{Q_i \cdot f_{e_{i,j}}}{10^6} \quad (40)$$

nella quale E sono le emissioni (t/anno), j è l'indice associato ad un dato inquinante, i è un indice riferito ad un dato combustibile (sono considerati combustibili gassosi, combustibili liquidi, combustibili solidi fossili e biomasse solide), Q è l'energia annua complessivamente associata ad un dato tipo di combustibile (GJ/anno) e f_e è il fattore di emissione associato ad un dato inquinante e ad un dato combustibile. I fattori di emissione adottati nel calcolo sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 6.1 Fattori di emissione adottati per il calcolo degli inquinanti da combustione.

inquinante	U.M.	Combustibili gassosi			Combustibili liquidi			Combustibili solidi fossili			Combustibili biomasse solide		
		Valore	int.conf.95%		Valore	int.conf.95%		Valore	int.conf.95%		Valore	int.conf.95%	
			Inferiore	Superiore		Inferiore	Superiore		Inferiore	Superiore		Inferiore	Superiore
NOx	g/GJ	51	31	71	51	31	72	110	36	200	50	30	150
CO	g/GJ	26	18	42	57	34	80	4600	3000	7000	4000	1000	10000
VOC	g/GJ	1.9	1.1	2.6	0.7	0.4	1.1	484	250	840	600	20	3000
SOx	g/GJ	0.3	0.2	0.4	70	42	97	900	300	1000	11	8	40
PM	g/GJ	1.2	0.7	1.7	1.9	1.1	2.6	444	80	600	800	400	1600

6.1.2 Concentrazioni di inquinanti

Il calcolo delle concentrazioni di inquinanti è svolto a partire dai risultati di modelli di dispersione usualmente impiegati per le valutazioni di impatto ambientale. Il primo passo è relativo all’analisi di alcuni casi di studio particolarmente rappresentativi relativi all’installazione di un sistema di teleriscaldamento in un centro urbano. A titolo di esempio in Figura 6.1 è illustrata la distribuzione media annuale di concentrazione di NOx per un centro urbano nel caso precedente alla installazione del teleriscaldamento. La distribuzione è ottenuta attraverso un modello realizzato con il software AERMOD e tenendo conto delle emissioni da parte degli impianti esistenti e delle condizioni di vento che si verificano nella zona in esame.

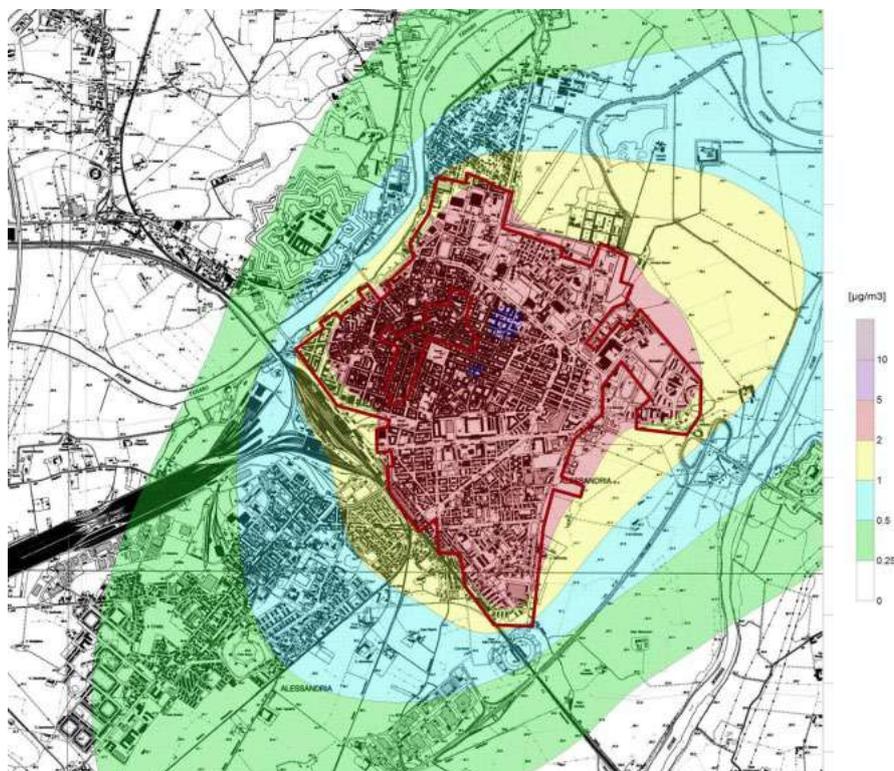


Figura 6.1 Emissioni di NOx per un centro urbano nel caso ante-operam

Lo scenario post-operam, relativo all'installazione del teleriscaldamento è mostrato in Figura 6.2.

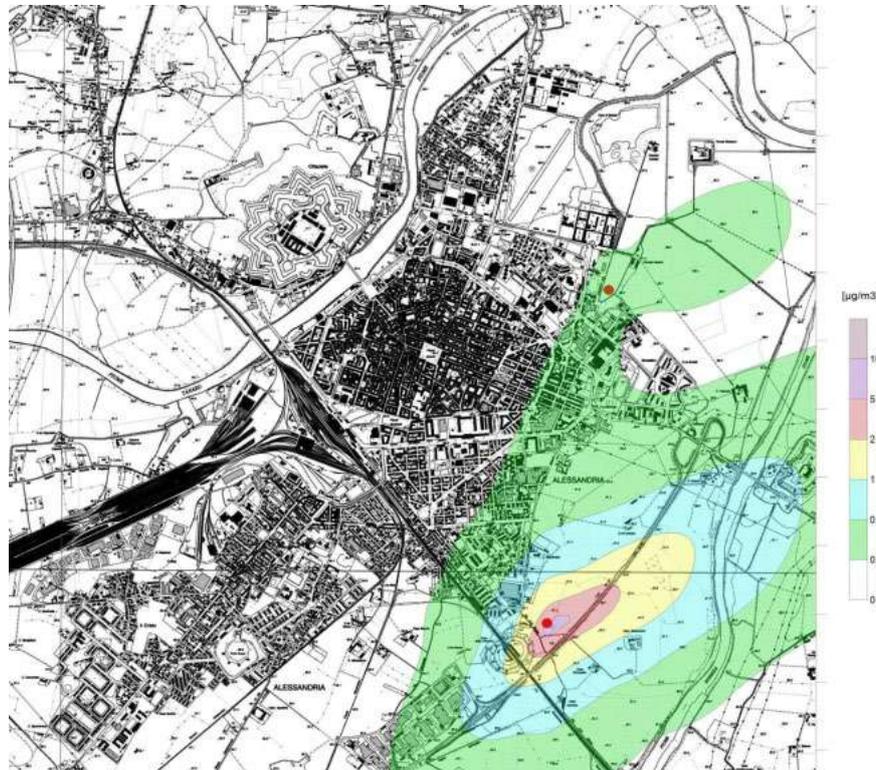


Figura 6.2 Emissioni di NOx per un centro urbano nel caso post-operam

Il confronto tra i due scenari mette in rilievo come l'installazione del teleriscaldamento consenta di ridurre significativamente le concentrazioni di NOx nell'area urbana. Si verifica un incremento delle concentrazioni unicamente nella zona in prossimità della centrale termica (indicata con un pallino rosso).

In modo analogo è possibile ottenere le distribuzioni degli altri inquinanti.

Al fine di estendere la procedura di calcolo delle concentrazioni a tutti i comuni senza effettuare specifiche simulazioni, si procede in questo modo:

- 1) Per tutti i casi di studio sono in primo luogo esaminati i risultati di riduzione delle concentrazioni di inquinanti, come valore medio nell'area urbana.
- 2) Si valutano le differenze in termini di concentrazione media, effettuando simulazioni relative a differenti condizioni di vento, densità abitative ed emissioni complessive. Sulla base di questi risultati si ottiene una correlazione che leghi direttamente la riduzione di concentrazione ai parametri caratteristici di ciascun comune.

Il modello di estrapolazione è ottenuto sulla base di simulazioni fluidodinamiche di una zona avente una estensione di due chilometri nella direzione del vento prevalente e di un chilometro nella direzione perpendicolare. L'area di analisi del centro urbano è considerata di un chilometro quadrato, mentre la possibile centrale è considerata localizzata a 0.9 km a monte rispetto alla direzione del vento. Il modello tiene conto dei fenomeni di trasporto advettivo e diffusivo degli inquinanti in aria e considera gli effetti della turbolenza.

Lo scopo delle simulazioni non è tanto quello di rappresentare uno specifico scenario, ma di analizzare gli effetti della variazione dei parametri sulla concentrazione degli inquinanti nella zona di riferimento.

Le seguenti figure mostrano, per il caso di NO_x, le curve isolivello relative allo scenario "to be", per valori differenti della velocità del vento. La concentrazione media nella zona mostra un andamento praticamente lineare con la velocità del vento. Analoga tendenza può essere trovata nel momento in cui si considerano gli effetti della densità abitativa e del livello di emissione.

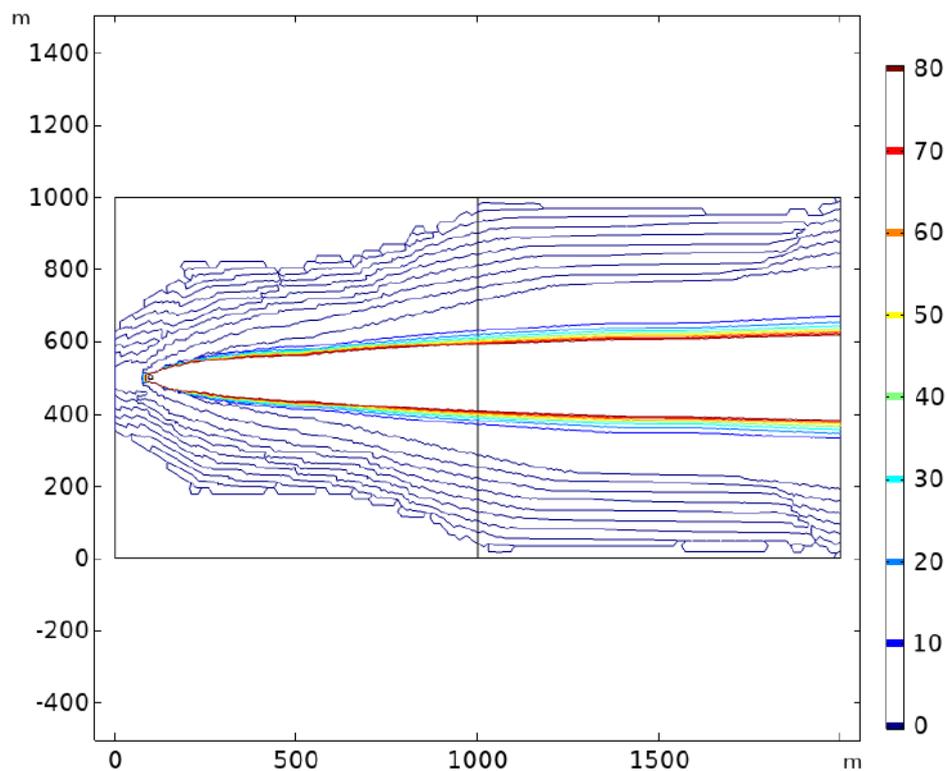


Figura 6.3 Studio della concentrazione di NO_x per un centro urbano con vento 0.1 m/s – caso "to be"

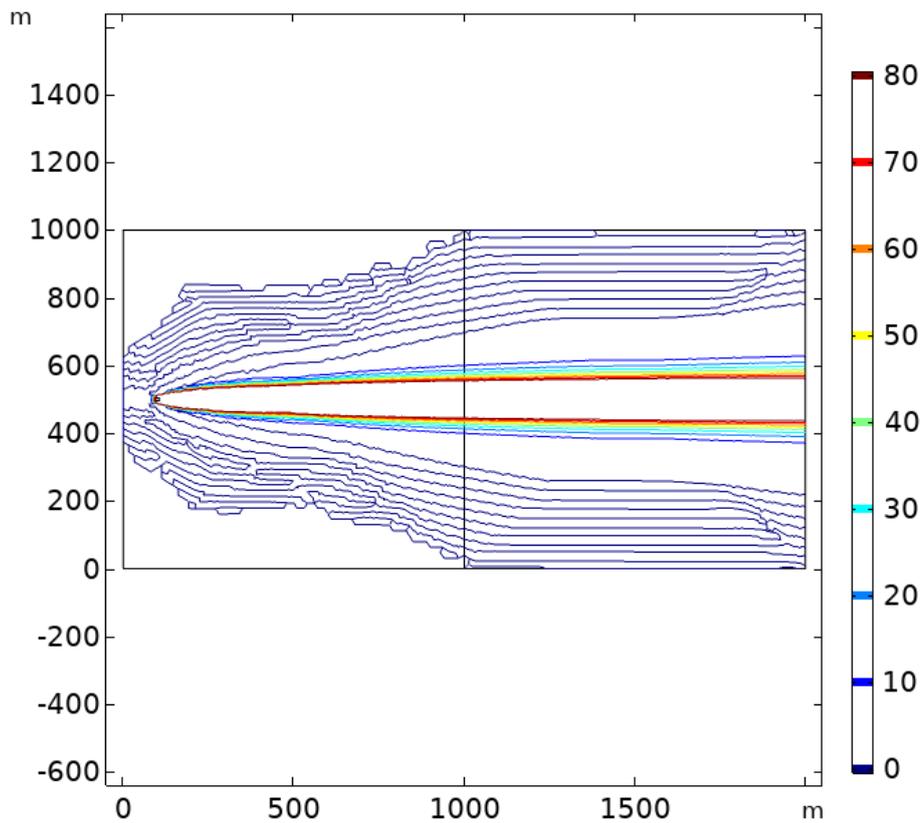


Figura 6.4 Studio della concentrazione di NOx per un centro urbano con vento 0.5 m/s – caso “to be”

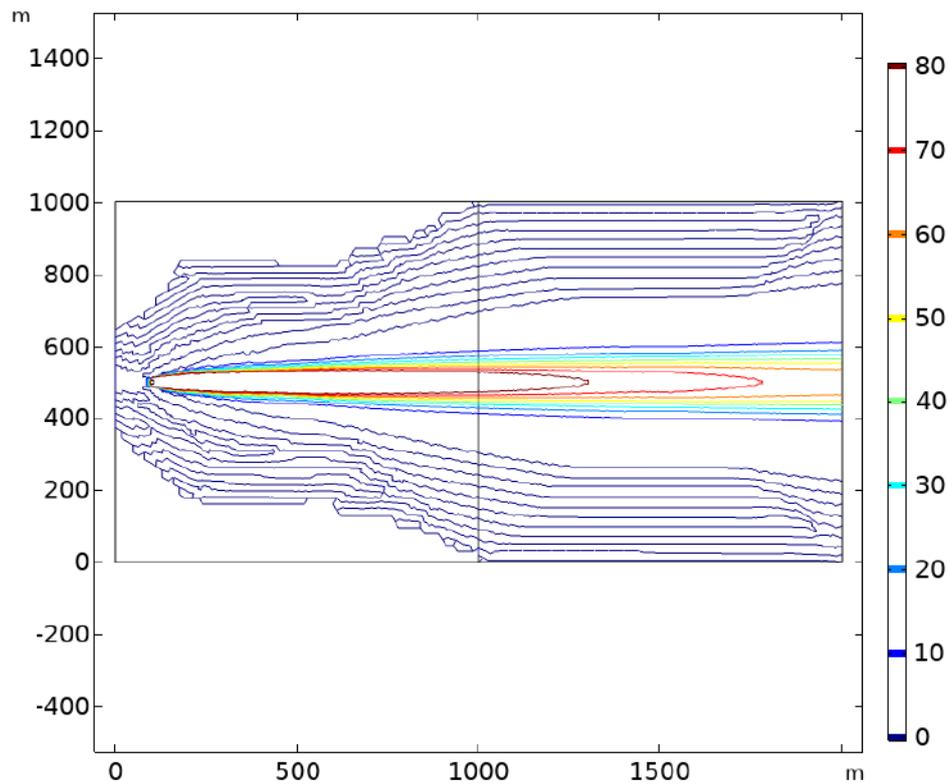


Figura 6.5 Studio della concentrazione di NOx per un centro urbano con vento 1 m/s – caso “to be”

6.2 Analisi delle emissioni

L'analisi delle emissioni è svolta considerando il potenziale del teleriscaldamento per ogni comune. I grafici riportati di seguito rappresentano le emissioni dei vari inquinanti nello scenario “as is”; i valori sono rappresentati in funzione degli abitanti in ciascun comune.

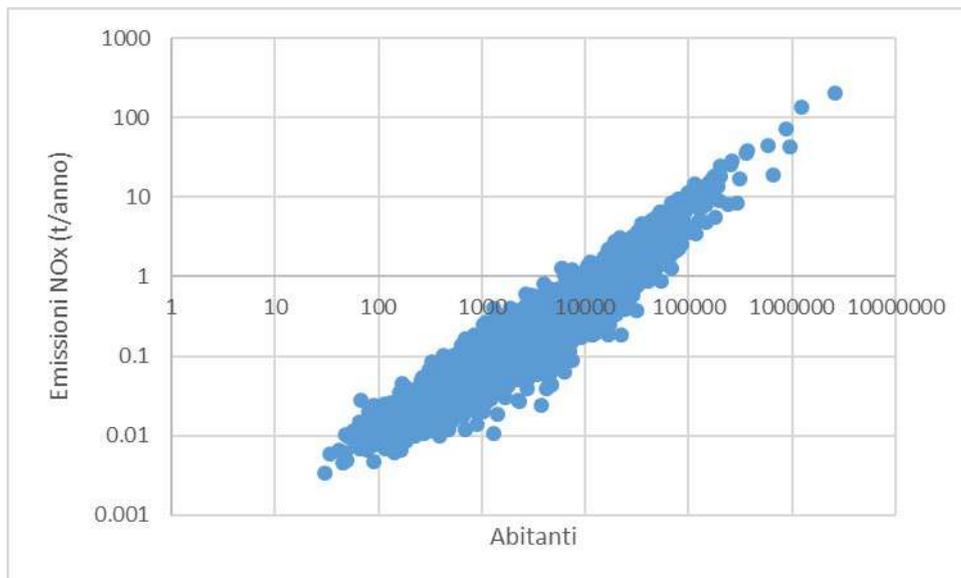


Figura 6.6 Emissioni di NOx a livello comunale nello scenario "as is"

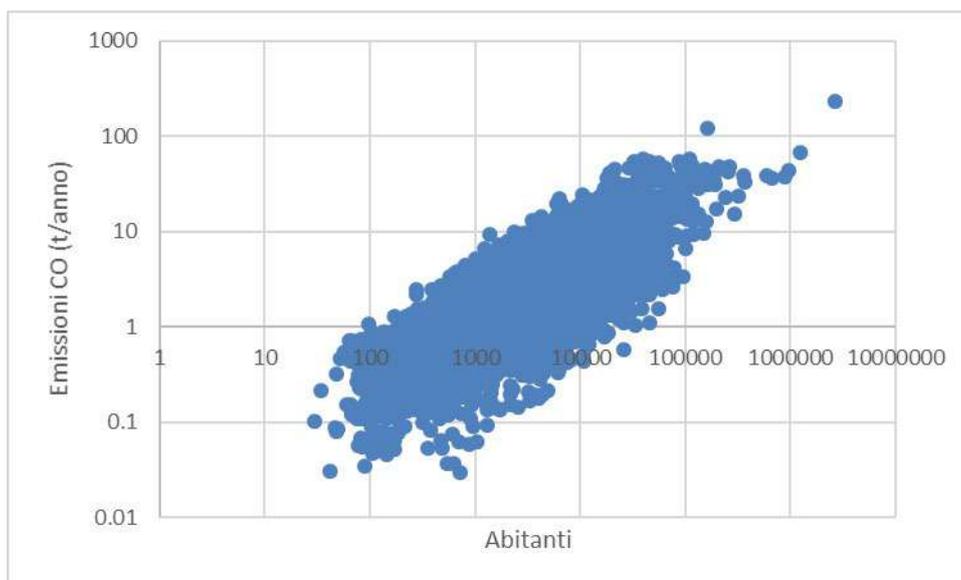


Figura 6.7 Emissioni di CO a livello comunale nello scenario "as is"

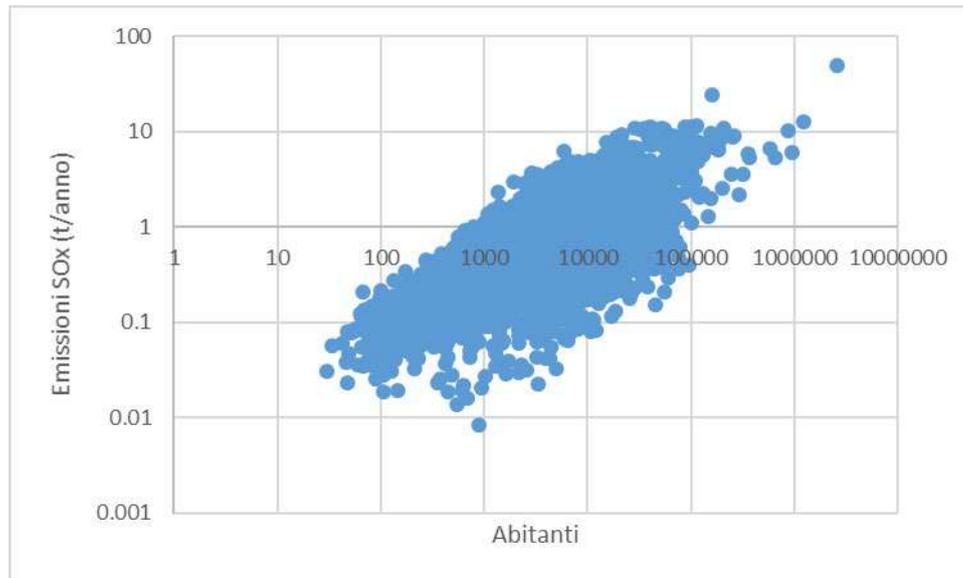


Figura 6.8 Emissioni di SOx a livello comunale nello scenario "as is"

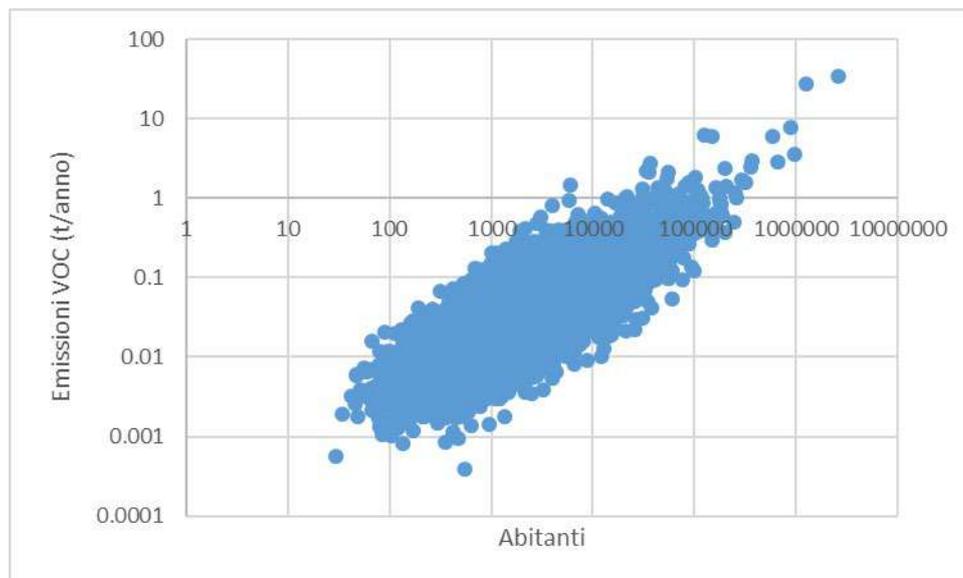


Figura 6.9 Emissioni di VOC a livello comunale nello scenario "as is"

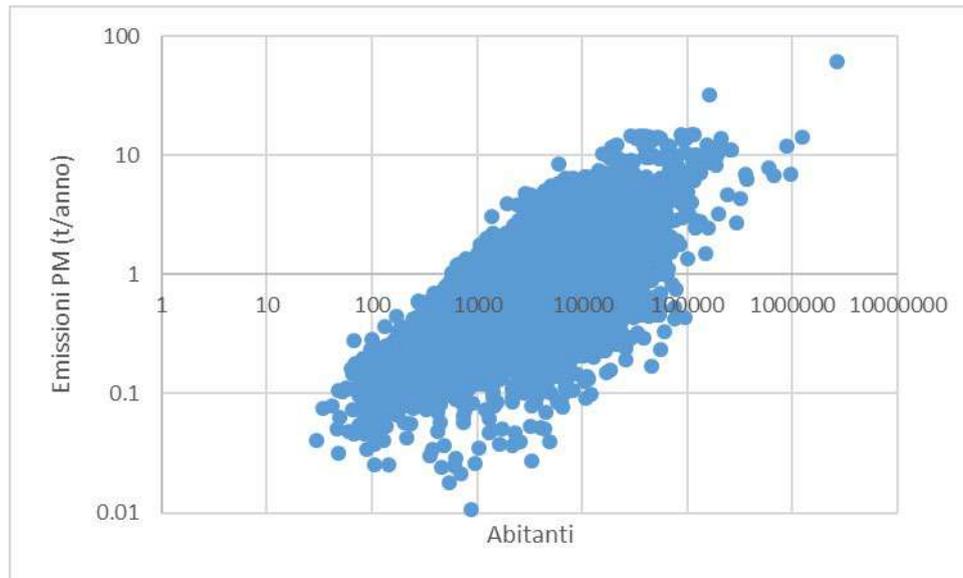


Figura 6.10 Emissioni di PM a livello comunale nello scenario "as is"

Le emissioni complessive ammontano a: 4316.2 t/anno per NO_x, 49133.6 t/anno per CO, 7177.2 t/anno per SO_x, 706.3 t/anno per VOC e 9490.4 t/anno per PM.

Le seguenti figure mostrano i risultati delle emissioni per lo scenario "to be" corrispondente al completo sfruttamento del potenziale del teleriscaldamento.

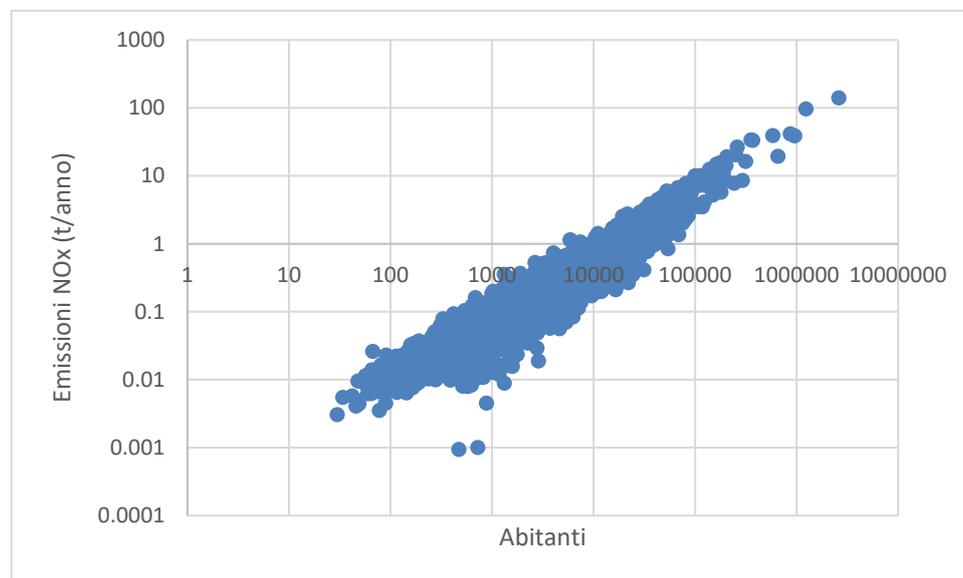


Figura 6.11 Emissioni di NO_x a livello comunale nello scenario "to be"

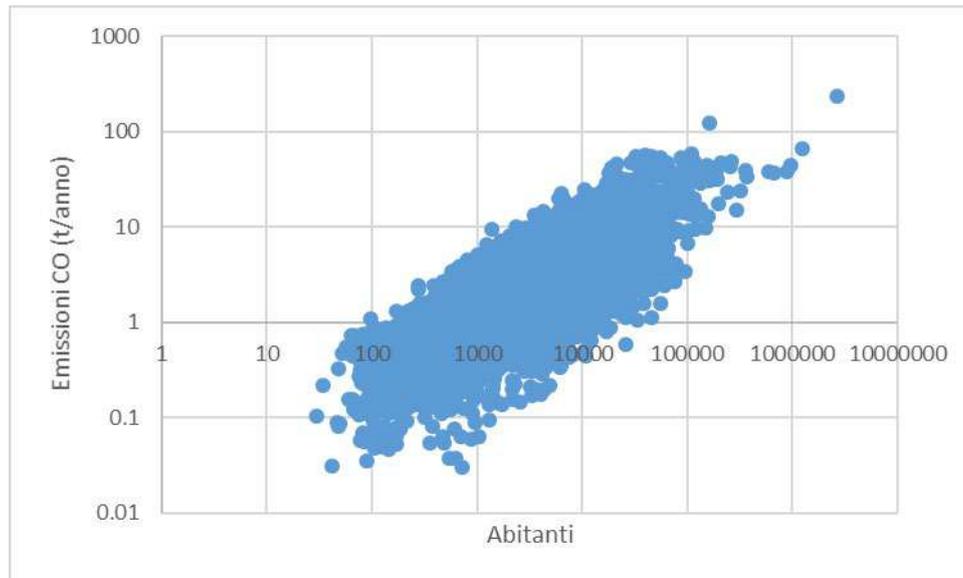


Figura 6.12 Emissioni di CO a livello comunale nello scenario to be.13 Emissioni di CO a livello comunale nello scenario "to be"

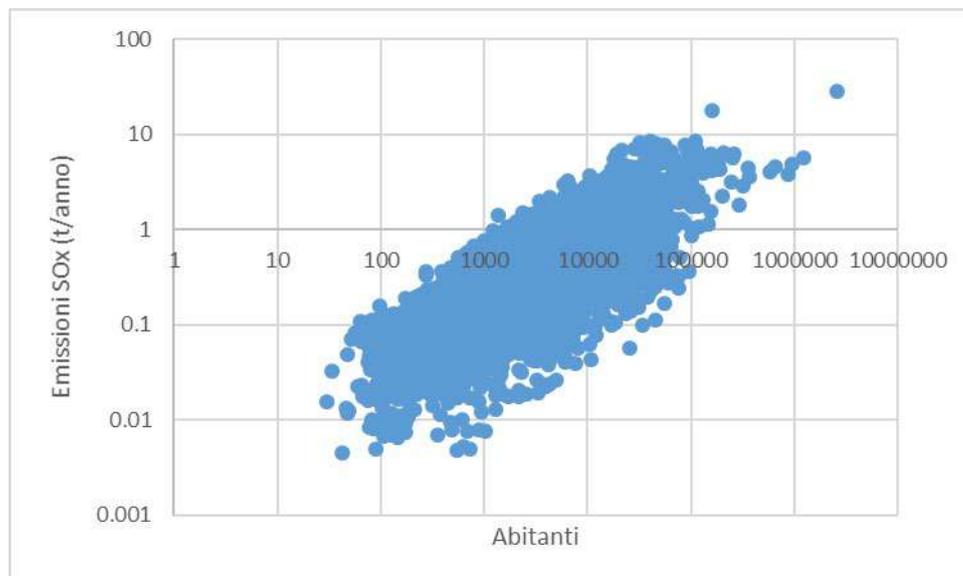


Figura 6.14 Emissioni di SOx a livello comunale nello scenario "to be"

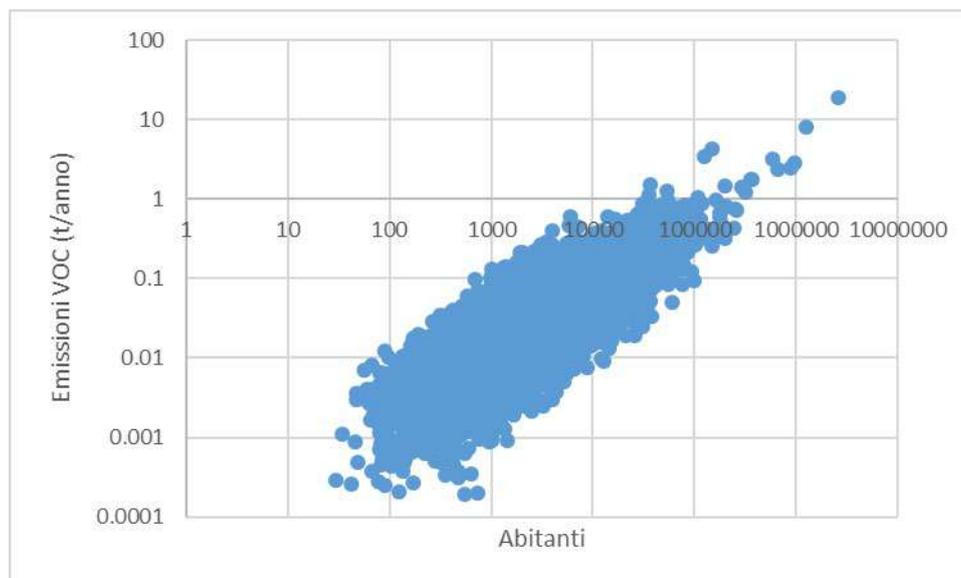


Figura 6.15 Emissioni di VOC a livello comunale nello scenario "to be"

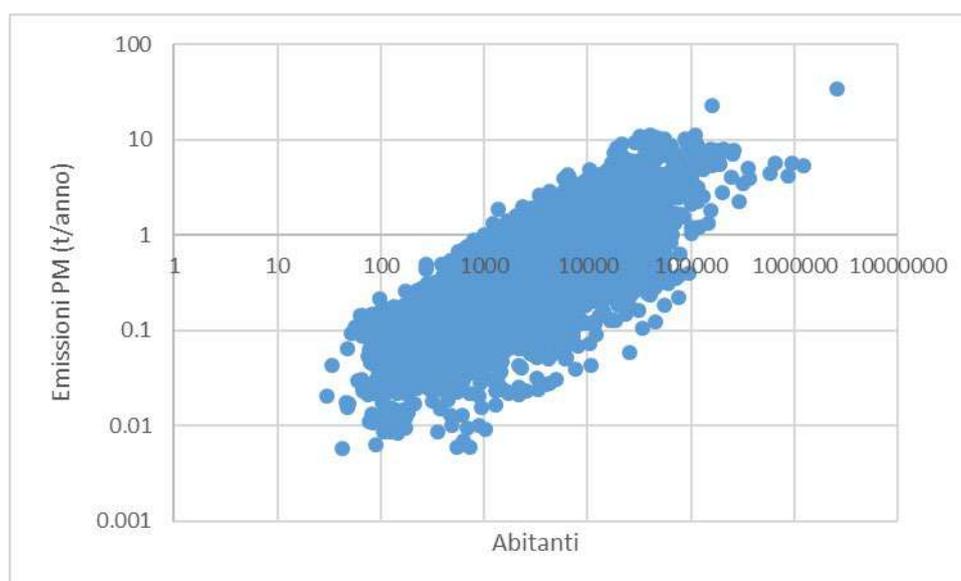


Figura 6.16 Emissioni di PM a livello comunale nello scenario "to be"

Le emissioni complessive ammontano a: 3757.9 t/anno per NOx, 32117.5 t/anno per CO, 4656.5 t/anno per SOx, 443.6 t/anno per VOC e 6131.5 t/anno per PM.

La differenza tra le emissioni dei due scenari è riportata in Figura 6.17. Si osserva che per NOx questa riduzione è di circa 13%, mentre per gli altri inquinanti è compresa tra 35% e 37%.

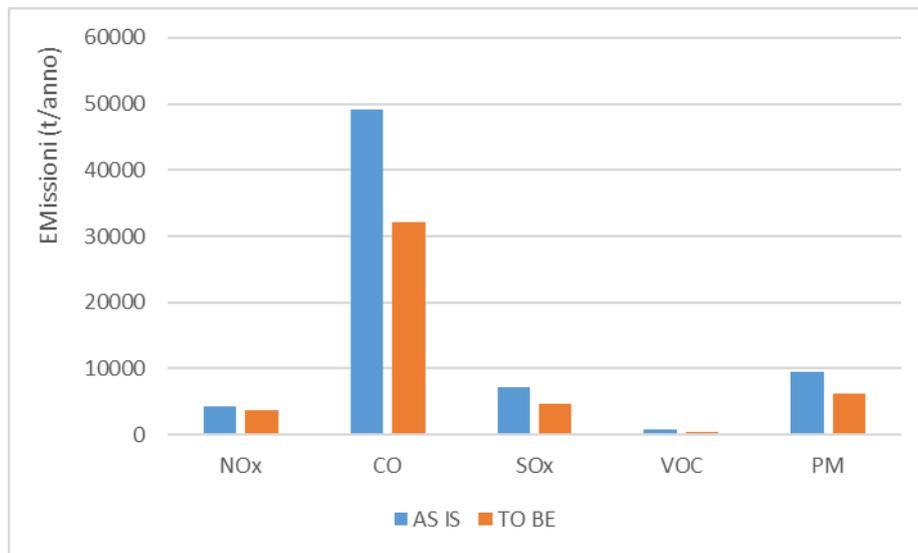


Figura 6.17 Emissioni complessive degli inquinanti negli scenari “as is” e “to be”

6.3 Analisi delle concentrazioni

L'applicazione del modello semplificato di diffusione consente di determinare la concentrazione degli inquinanti per gli scenari “as is” e “to be”. Nei grafici riportati di seguito sono illustrate le riduzioni di concentrazione dei cinque inquinanti considerati, valutate sulla media invernale. Di particolare interesse sono le riduzioni di emissione degli NOx e del particolato. I grafici evidenziano come in molti casi la riduzione di questi inquinanti sia sensibile, superiore a $4 \mu\text{g}/\text{m}^3$, cioè dell'ordine del 10% del limite stabilito su base annuale per la tutela della salute.

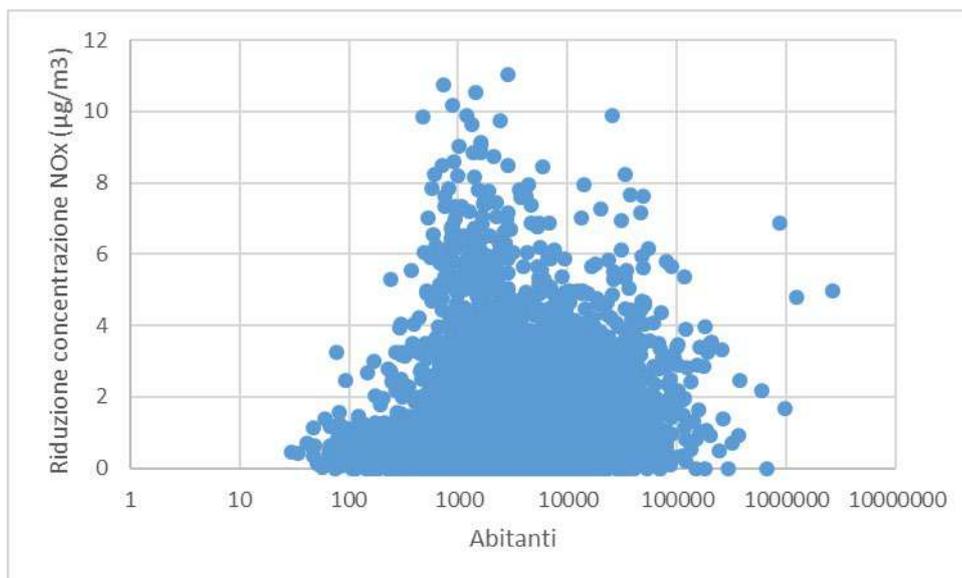


Figura 6.18 Riduzione della concentrazione di NOx nel periodo invernale

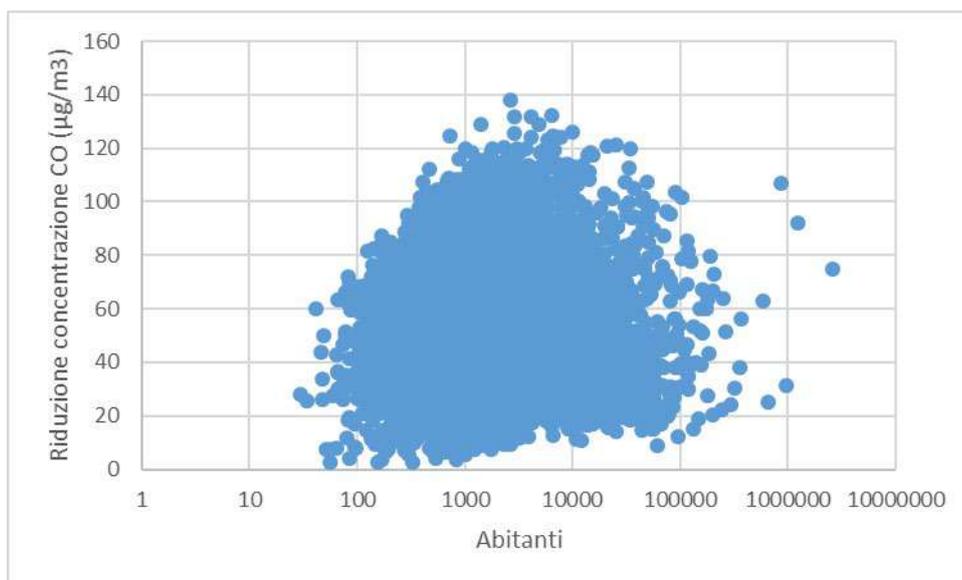


Figura 6.19 Riduzione della concentrazione di CO nel periodo invernale

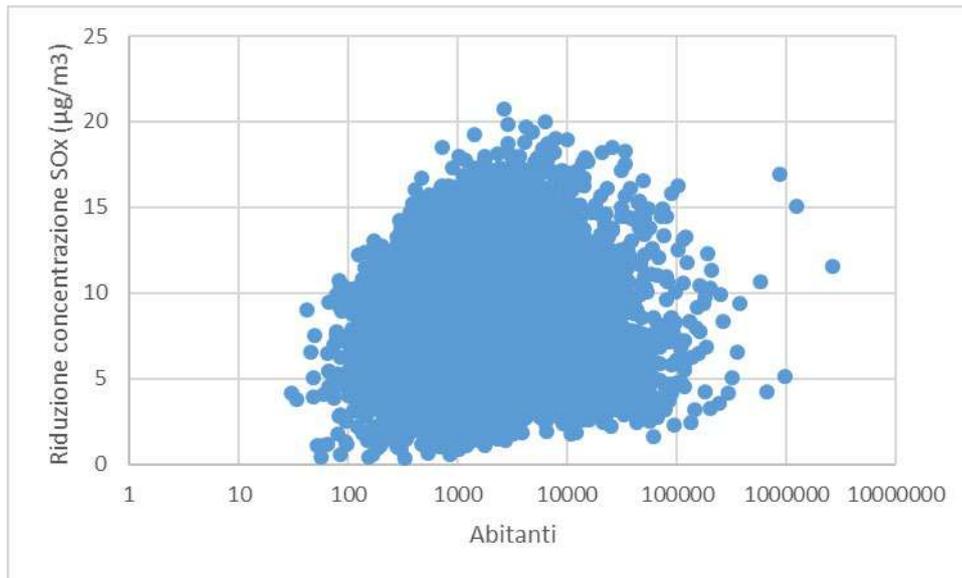


Figura 6.20 Riduzione della concentrazione di SOx nel periodo invernale

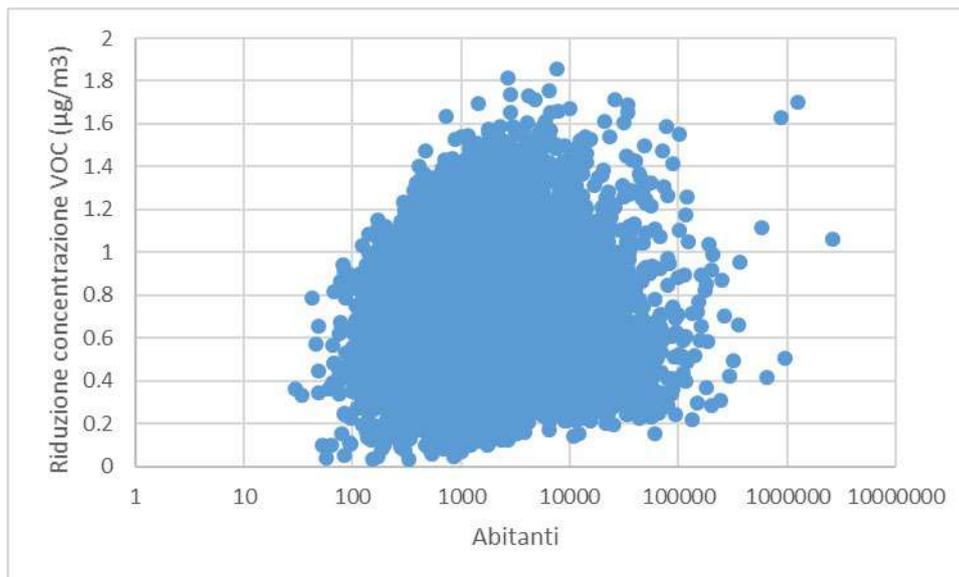


Figura 6.21 Riduzione della concentrazione di VOC nel periodo invernale

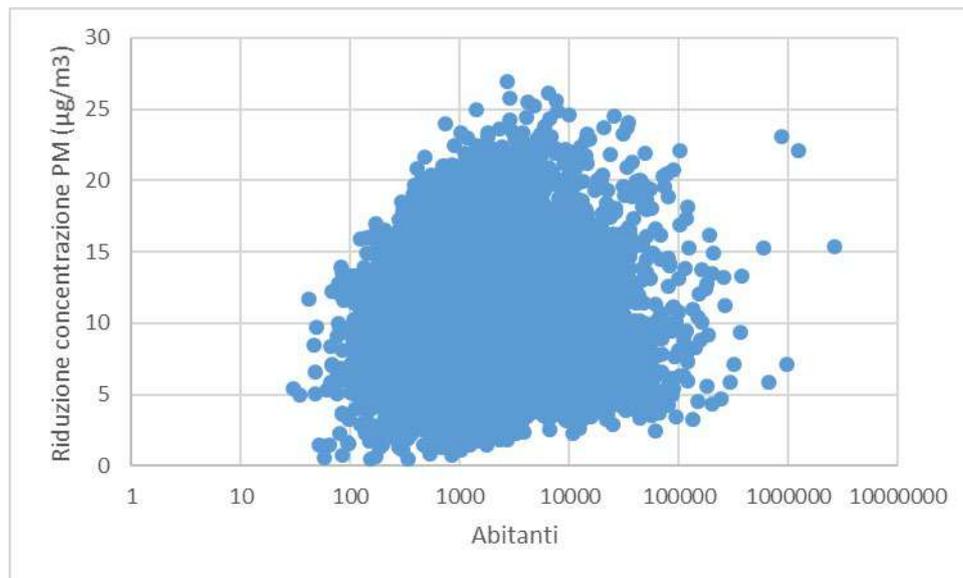


Figura 6.22 Riduzione della concentrazione di PM nel periodo invernale

Per comprendere meglio tale risultato, è possibile considerare un caso particolare, costituito dalla città di Novara. La Figura 6.23 Misurazioni di centraline di monitoraggio ambientale riporta i dati di concentrazione dell'ossido di azoto registrati da alcune centraline di monitoraggio ambientale, dalla quale si evince il superamento dei limiti per una delle zone analizzate. Il completo sfruttamento del potenziale del teleriscaldamento per la città di Novara consentirebbe di ridurre la concentrazione dell'ossido di azoto di oltre 7 µg/m³, riportando così il livello di questo inquinante all'interno dei limiti.

Parametro: Biossido di Azoto (NO₂) <i>(microgrammi / metro cubo)</i>	Borgomanero	Castelletto S.T	Cerano	Novara Roma	Novara Verdi	Oleggio	Trecate
Ore valide	8716	8617	8699	6718	8343	8639	8541
Percentuali ore valide	99%	98%	99%	77%	95%	99%	98%
Giorni validi	365	360	363	279	343	361	356
Percentuali giorni validi	100%	99%	99%	76%	94%	99%	98%
Media dei massimi giornalieri	53	42	43	75	45	63	45
Media dei valori orari	24	22	25	45	26	29	26

Figura 6.23 Misurazioni di centraline di monitoraggio ambientale

6.4 Conclusioni rispetto ai benefici ambientali

L'analisi ambientale associata al completo sfruttamento del potenziale del teleriscaldamento consente di valutare gli effetti sul livello delle emissioni e concentrazioni dei principali inquinanti ottenibili attraverso il completo sfruttamento del potenziale del teleriscaldamento.

Dal punto di vista delle emissioni per visualizzare i risultati, è possibile tradurre la riduzione di emissioni in termini di numero di automobili equivalenti, considerando il parco medio dei veicoli attualmente circolanti. In particolare, per quanto riguarda gli NO_x il risultato corrisponde all'eliminazione dalla circolazione di oltre 100.000 veicoli, mentre per quanto riguarda il particolato, il risultato corrisponde all'eliminazione dalla circolazione di oltre 1.000.000 veicoli.

Per quanto riguarda le variazioni delle concentrazioni di inquinanti, la riduzione media di concentrazione degli NO_x è di 2 µg/m³, con valori superiori a 4 µg/m³ per circa il 4% dei comuni italiani; nel caso del particolato, la riduzione media è di circa 10 µg/m³.

È quindi possibile concludere che il teleriscaldamento consente di ottenere, in modo strutturale, significativi benefici dal punto di vista ambientale nei centri urbani, principalmente nelle aree maggiormente sensibili a queste problematiche ed in primo luogo nella Pianura Padana.

7 Conclusioni

Questo studio di analisi del potenziale di diffusione del teleriscaldamento in Italia si colloca, per i risultati ottenuti, all'interno di un ampio range definito da studi precedenti. Tale intervallo è frutto di obiettivi e contesti temporali differenti. Con questo lavoro si è voluta introdurre una metodologia di analisi del potenziale, che si fonda su una serie di passaggi riproducibili, ispezionabili ed eventualmente migliorabili. Il fine ultimo è quantificare il potenziale di sviluppo della tecnologia a fronte del confronto con le alternative convenzionali in un'ottica di minimizzazione di costo del sistema. Il primo risultato raggiunto, dunque, è la proposta di una soluzione metodologica che abilita una maggiore trasparenza e un continuo aggiornamento. Tale concetto è esteso anche ai dati e agli strumenti utilizzati, resi pubblicamente per quanto possibile disponibili.

L'obiettivo sfidante di questo studio ha portato a elaborare una metodologia che è composizione di più approcci innovativi. Questi permettono un'analisi dettagliata nello spazio, indispensabile per il teleriscaldamento, dove la capacità di caratterizzare la densità di domanda e la posizione relativa tra domanda e offerta è elemento chiave per determinarne la convenienza. Rispetto ai precedenti studi in letteratura questo lavoro ha introdotto in particolare tre novità: (i) l'utilizzo di algoritmi di clustering per l'individuazione di agglomerati con densità di domanda potenzialmente interessante; (ii) l'adattamento al contesto italiano di un modello regressivo utilizzato per la stima delle lunghezze di distribuzione, precedentemente basato su un caso studio scandinavo; (iii) l'utilizzo di un problema di ottimizzazione che permette una scelta oggettiva fra le alternative disponibili.

I risultati dello studio suggeriscono che, dal punto di vista di sistema, il costo complessivo minore si raggiungerebbe con una copertura del fabbisogno di riscaldamento tramite teleriscaldamento pari al 12%, quattro volte il fabbisogno soddisfatto attualmente dal teleriscaldamento in Italia. L'analisi mostra che questo livello di penetrazione, già di per sé economico per il sistema, implicherebbe benefici ambientali rilevanti in termini di gas serra ed emissioni inquinanti evitate. Il potenziale è distribuito contemporaneamente su pochi grandi comuni - in particolare Roma, Torino e Milano che costituiscono il 25% del potenziale - e su un grande numero di piccoli comuni. La realizzazione di tale potenziale, dunque, è subordinata verosimilmente a soluzioni infrastrutturali e business model differenti tra loro, che permettano la diffusione tecnologica verso questo scenario. La differenza tra la configurazione di minimo costo per il sistema energetico e la situazione attuale del teleriscaldamento in Italia suggerisce, nell'incertezza che può caratterizzare i risultati ottenuti, che vi possa essere uno scarto tra l'ottimo economico percepito dai soggetti che operano nel settore, che forniscono e acquistano il calore, e l'ottimo economico del sistema, auspicabilmente driver del decisore politico. Da questo punto di vista, lo studio suggerisce la necessità di comprendere quali siano gli elementi tecnico-economici che concorrono a formare questo scarto e che sono quindi di ostacolo alla realizzazione di tale potenziale. In questo senso, vanno elencati come possibili cause: la presenza di eventuali incentivi ai settori concorrenti rispetto al teleriscaldamento (l'analisi è depurata da qualsiasi tipo di incentivazione) e questioni di carattere finanziario (l'analisi, pur tenendo conto dei tassi di

interesse che caratterizzano gli investimenti delle utility, non considera gli aspetti decisionali soggettivi con cui i vari attori affrontano un investimento che nel caso del teleriscaldamento è particolarmente importante al momento iniziale e richiede tempi di rientro molto lunghi).

L'importanza del risultato ottenuto, ovvero l'indicazione che un'espansione del teleriscaldamento rispetto alla penetrazione attuale sarebbe ottimale, suggerisce comunque approfondimenti circa i dati, le assunzioni e il metodo, sia per testarne la validità, sia per esplorare il percorso per la realizzazione di tale scenario in casi studio di dettaglio.

In particolare, per quanto riguarda il metodo, affinamenti sono auspicabili per i parametri chiave nella stima della lunghezza delle reti, per es. l'effective width, e nella selezione di aggregati di domanda, passaggio molto influente sulla definizione del potenziale, su cui il lavoro si è mantenuto in margine cautelativo. Un ulteriore miglioramento potrebbe riguardare la formulazione di un problema di ottimizzazione più ampio, che inserisca dei vincoli di riduzione delle emissioni di gas serra: in tale assetto, il confronto con la soluzione alternativa potrebbe includere, oltre ai fabbisogni e alle soluzioni impiantistiche attuali, anche scenari di riqualificazione energetica degli edifici e degli impianti a servizio, per es. pompa di calore elettrica o a gas.

Per quanto riguarda i dati e le assunzioni, lo studio si è avvalso delle informazioni più recenti e dettagliate fra quelle a disposizione. Si tratta tuttavia di grandi moli di dati, non facilmente verificabili nei dettagli, soggetti a variazioni e aggiornamenti, e non sempre allineati.

Ulteriori approfondimenti dovrebbero essere indirizzati verso l'affinamento dei costi degli impianti generativi in funzione della scala, delle ore di utilizzo e della localizzazione geografica, e verso la stima del potenziale di risorse rinnovabili quali geotermia, biomassa, solare termico e pompe di calore applicate a fiumi, laghi e sorgenti d'acqua.

Infine, il lavoro, per i risultati e per la metodologia che si è resa disponibile suggerisce futuri sviluppi di ricerca di notevole interesse fra i quali:

- Un'indagine ulteriore circa l'interazione fra lo scenario di maggiore penetrazione della tecnologia e altre dinamiche che coinvolgono il futuro del sistema energetico, come la riqualificazione edilizia e l'interazione con il sistema elettrico e il sector coupling in generale. In questo contesto sarebbe strategico rivalutare lo scenario di diffusione in un arco temporale maggiore, in cui l'impatto dei piani e delle strategie nazionali di lungo termine sia maggiore, includendo il power-to-heat intelligente che sfrutta la generazione in eccesso da rinnovabili fluttuanti, e l'utilizzo di calore di scarto proveniente da produzione di idrogeno e combustibili sintetici.
- Un'elaborazione dei risultati ottenuti per ottenere parametri, curve e correlazioni che mettano in relazione diversi livelli di realizzazione del potenziale stimato con il relativo costo e le relative emissioni, al fine di supportare le valutazioni in ambito politico-istituzionale.
- Un'estensione dello studio di potenziale diffusione del teleriscaldamento all'ambito delle reti a bassa temperatura (4GDH) in funzione di scenari di riqualificazione edilizia spinti. In questo quadro infatti



il recupero delle fonti rinnovabili e industriali a bassa temperatura si amplierebbe sia in termini quantitativi che in termini di varietà di fonti addizionali a bassa temperatura idonee al recupero.

- Una valutazione del potenziale di diffusione di teleraffrescamento che permetta la valorizzazione dell'importante quantificazione di calore di scarto evidenziata in zone a bassa densità di richiesta di calore tramite tecnologie, come quelle ad assorbimento, che permettono la generazione di energia frigorifera a partire da calore invece che energia elettrica



**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



R E L A B
RENEWABLE HEATING AND COOLING LAB



**POLITECNICO
DI TORINO**

8 Bibliografia

- [1] D. Connolly, B.V. Mathiesen, B. Möller, H. Lund, U. Persson, S. Werner, Heat Roadmap Europe 1 - First Pre-Study for the EU27, (2012).
- [2] S. Werner, S. Frederiksen, District heating and cooling, Studentlitteratur AB, 2013.
- [3] IEA, How can district heating help decarbonise the heat sector by 2024?, (2019). <https://www.iea.org/articles/how-can-district-heating-help-decarbonise-the-heat-sector-by-2024>.
- [4] AIRU, Il riscaldamento urbano. Annuario 2018, (2018).
- [5] Eurostat, Energy Balances, (2019). <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> (accessed July 1, 2020).
- [6] S. Werner, International review of district heating and cooling, Energy. 137 (2017) 617–631. doi:10.1016/j.energy.2017.04.045.
- [7] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J.E. Thorsen, F. Hvelplund, B.V. Mathiesen, 4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems., Energy. 68 (2014) 1–11. doi:10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [8] S. Werner, N. Constantinescu, EcoHeatCool WP1: The European heat market, Work Packag. Deliv. Ecohaetcool EU Proj. (2006) 58–62.
- [9] A. Dénarié, M. Calderoni, M. Motta, Industrial excess heat recovery in district heating : Data assessment methodology and application to a real case study in Milano , Italy nari e, 166 (2019) 170–182. doi:10.1016/j.energy.2018.09.153.
- [10] European Commission, DIRECTIVE 2004/8/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC, Off. J. Eur. Union. (2004) 50–60. doi:66.
- [11] European Commission, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy, (2010).
- [12] D. Forster, A.-L. Kaar, J. Rosenow, L. Cor, Z. Pató, Study evaluating progress in the implementation of Article 7 of the Energy Efficiency Directive, (2014).
- [13] IPCC, Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change, 2014. doi:10.1177/002248717302400108.
- [14] European Commission, EU Strategy on Heating and Cooling, (2016).
- [15] S. Paardekooper, R.S. Lund, B.V. Mathiesen, M. Chang, U.R. Petersen, L. Grundahl, A. David, J. Dahlbæk, I.A. Kapetanakis, H. Lund, N. Bertelsen, K. Hansen, D.W. Drysdale, U. Persson, Heat Roadmap Europe Quantifying the Impact of Low-carbon, (2018) 1–98.
- [16] S. Pezzutto, S. Zambotti, S. Croce, P. Zambelli, C. Scaramuzzino, R.P. Pascuas, F. Haas, E. Lucchi, N. Della Valle, A.Z. Eurac, A. Müller, M.H. Tuw, T. Fleiter, A. Klingler, M. Kühnbach, P. Manz, S. Marwitz, M. Rehfeldt, J. Steinbach, E. Popovski, L. Kranzl, S.F. Tuw, Hotmaps_ D2 . 3 WP2 Report – Open Data Set for the EU 28, (2019).
- [17] Heat Roadmap Europe, Pan-European Thermal Atlas (PETA 4.3), (2018).

- <https://heatroadmap.eu/peta4/> (accessed July 1, 2020).
- [18] Hotmpas, The open source mapping and planning tool for heating and cooling, (2020). <https://www.hotmaps.eu/map>.
- [19] ENEA, VALUTAZIONE DEI BENEFICI AMBIENTALI E DEL RISPARMIO ENERGETICO DEI SISTEMI DI RISCALDAMENTO URBANO, RT/ERG/95/ (1995).
- [20] RSE, Indagine sulle potenzialità del teleriscaldamento a livello nazionale, 2005.
- [21] GSE, Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente, (2016).
- [22] U. Persson, E. Wiechers, B. Möller, S. Werner, Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs, Energy. 176 (2019) 604–622. doi:10.1016/j.energy.2019.03.189.
- [23] Istat, Censimento nazionale. Basi territoriali e variabili censuarie relative ai censimenti generali della popolazione e abitazioni e dei censimenti dell'industria e servizi, (2011). <https://www.istat.it/it/archivio/104317>.
- [24] ALLEGATO A al Dpr 412/93 - TABELLA DEI GRADI/GIORNO DEI COMUNI ITALIANI RAGGRUPPATI PER REGIONE E PROVINCIA, (1993).
- [25] A. Capozza, F. Carrara, M.E. Gobbi, F. Madonna, F. Rivasio, A. Panzieri, Analisi tecnico-economica di interventi di riqualificazione energetica del parco edilizio residenziale italiano, (2014) 257.
- [26] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti., PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, (2019). https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf.
- [27] M. Pozzi, Creazione di un modello statistico basato su open data per la stima del potenziale di riqualificazione energetica degli edifici residenziali di Milano, Tesi di Laurea, Politecnico di Milano, 2020.
- [28] Danish Energy Agency and Energinet, Technology Data for heating installations, (2016).
- [29] A. Sanson, L.G. Giuffrida, Decarbonizzazione dell'economia italiana, il catalogo delle tecnologie energetiche, 2017.
- [30] ISPRA, Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei - 317/2020, 2020.
- [31] ISPRA, Catasto Rifiuti Sezione Nazionale, (2018). www.catasto-rifiuti.isprambiente.it (accessed June 30, 2020).
- [32] U. Persson, S. Werner, District heating in sequential energy supply, Appl. Energy. 95 (2012) 123–131. doi:10.1016/j.apenergy.2012.02.021.
- [33] M. Berthou, D. Bory, Overview of waste heat in the industry in France, (2012) 453–459.
- [34] IPCC, 2019 Refinement To the 2006 Ipcc Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC. (2019). doi:10.21513/0207-2564-2019-2-05-13.
- [35] Eurostat, Final energy consumption by sector and fuel in Europe, (2018). <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/final-energy-consumption-by-sector-10/assessment> (accessed July 1, 2020).
- [36] S. Werner, Ecoheatcool WP4: possibilities with more district heating in Europe., Work. (2006).
- [37] V.S. Martynovsky, Cycles, diagrams and specifications for thermo transformers, Energy. (1979) 21–29.
- [38] G. Lozza, Turbine a gas e cicli combinati, ESCULAPIO, Società editrice, 2016.
- [39] J. Qian, Heating performance analysis of the direct sewage source heat pump heating system, 2010 Int. Conf. Mech. Autom. Control Eng. MACE2010. (2010) 1337–1340. doi:10.1109/MACE.2010.5536296.
- [40] S.S. Cipolla, M. Maglionico, Heat recovery from urban wastewater: Analysis of the variability of flow

- rate and temperature, *Energy Build.* (2014). doi:10.1016/j.enbuild.2013.10.017.
- [41] L.N. Alekseiko, V. V. Slesarenko, A.A. Yudakov, Combination of wastewater treatment plants and heat pumps, *Pacific Sci. Rev.* 16 (2014) 36–39. doi:10.1016/j.pscr.2014.08.007.
- [42] O. Culha, H. Gunerhan, E. Biyik, O. Ekren, A. Hepbasli, Heat exchanger applications in wastewater source heat pumps for buildings: A key review, *Energy Build.* (2015). doi:10.1016/j.enbuild.2015.07.013.
- [43] M. Aprile, R. Scoccia, A. Dénarié, P. Kiss, M. Dombrowszky, D. Gwerder, P. Schuetz, P. Elguezabal, B. Arregi, District power-to-heat/cool complemented by sewage heat recovery, *Energies.* 12 (2019) 1–21. doi:10.3390/en12030364.
- [44] G. Agreement, *ReUseHeat_Handbook_Experiences from other urban waste heat recovery investments*, (2020).
- [45] R. Mazzini, *Calore per riscaldamento dalle acque reflue della città*, (2014).
- [46] G. Neugebauer, F. Kretschmer, R. Kollmann, M. Narodoslowsky, T. Ertl, G. Stoglehner, Mapping thermal energy resource potentials from wastewater treatment plants, *Sustain.* 7 (2015) 12988–13010. doi:10.3390/su71012988.
- [47] B. Möller, Mapping the Renewable Heat Resources in Europe, *Strateg. Work Packag.* 2, Backgr. Rep. 9. (2015).
- [48] AIRU, *Annuario 2018_Sviluppo storico, situazione attuale e schede tecniche delle reti di riscaldamento urbano in Italia*, (2018).
- [49] MiSE, *Inventario delle risorse geotermiche nazionali*, (2010). <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/risorse-geotermiche/inventario-delle-risorse-geotermiche-nazionali> (accessed July 1, 2020).
- [50] The GeoDH Project. Geodata on geothermal potential., (n.d.). www.geodh.eu.
- [51] The Danish Energy Agency, *Energinet, Technology Data - Generation of Electricity and District heating*, (2016) 414.
- [52] B. Möller, E. Wiechers, U. Persson, L. Grundahl, D. Connolly, Heat Roadmap Europe: Identifying local heat demand and supply areas with a European thermal atlas, *Energy.* 158 (2018) 281–292. doi:10.1016/j.energy.2018.06.025.
- [53] B. Möller, E. Wiechers, U. Persson, L. Grundahl, R.S. Lund, B.V. Mathiesen, Heat Roadmap Europe: Towards EU-Wide, local heat supply strategies, *Energy.* 177 (2019) 554–564. doi:10.1016/j.energy.2019.04.098.
- [54] M. Fallahnejad, M. Hartner, L. Kranzl, S. Fritz, Impact of distribution and transmission investment costs of district heating systems on district heating potential, *Energy Procedia.* 149 (2018) 141–150. doi:10.1016/j.egypro.2018.08.178.
- [55] M. Daszykowski, B. Walczak, Density-Based Clustering Methods, *Compr. Chemom.* 2 (2009) 635–654. doi:10.1016/B978-044452701-1.00067-3.
- [56] Wikipedia, *DbSCAN*, (2020). <https://it.wikipedia.org/wiki/Dbscan> (accessed October 1, 2019).
- [57] Scikit Learn, *Scikit Learn*, (2020). <https://scikit-learn.org/stable/> (accessed July 1, 2020).
- [58] U. Persson, S. Werner, Effective Width: The Relative Demand for District Heating Pipes Length in City Areas, *12th Int. Symp. Dist. Heat. Cool.* (2010) 129–131.
- [59] S. Nielsen, B. Möller, GIS based analysis of future district heating potential in Denmark, *Energy.* 57 (2013) 458–468. doi:10.1016/j.energy.2013.05.041.
- [60] J. Unternährer, S. Moret, S. Joost, F. Maréchal, Spatial clustering for district heating integration in urban energy systems: Application to geothermal energy, *Appl. Energy.* 190 (2017) 749–763. doi:10.1016/j.apenergy.2016.12.136.

- [61] U. Persson, E. Wiechers, B. Möller, S. Werner, Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs, *Energy*. (2019). doi:10.1016/j.energy.2019.03.189.
- [62] M. Gaeta, R.S. Energetico, F. Lanati, R.S. Energetico, A. Gelmini, R.S. Energetico, D. Moneta, R.S. Energetico, Visioni di ve RSE Scenari e analisi a supporto della Strategia Energetica Nazionale, (2019).
- [63] G. Boeing, OSMnx: New methods for acquiring, constructing, analyzing, and visualizing complex street networks, *Comput. Environ. Urban Syst.* 65 (2017) 126–139. doi:10.1016/j.compenvurbsys.2017.05.004.
- [64] U. Persson, D. Nilsson, B. Möller, S. Werner, Mapping local European heat resources: a spatial approach to identify favourable synergy regions for district heating, *Proc. DHC13, 13th Int. Symp. Dist. Heat. Cool.* (2012). <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:hh:diva-19547>.
- [65] oemof (open energy modeling framework) - A modular open source framework to model energy supply systems, (n.d.). <https://oemof.org/>.