

Linee Guida per la transizione energetica della Città Metropolitana di Milano

elaborato:

codifica: 250070010_00

revisione: 00

data:

25/06/2026

redatto:

Eleonora Ferrari

Alberto Colombo

Marta Papetti

Silvia Santantonio

Sami Shams Eddin

Riccardo Salimbeni

Niccolò Mapelli

Vincenzo Procopio

Matteo Nembri

verificato:

Eleonora Ferrari

Alberto Colombo

Marta Papetti

Bruno Villavecchia

Manuela Ojan

approvato:

Valentino Sevino

Il presente documento rappresenta la consegna finale relativa all'incarico di elaborazione delle Linee Guida per la Transizione Energetica di Città Metropolitana e consiste nella ricostruzione della domanda e dell'offerta energetica allo stato di fatto e nell'illustrazione della metodologia e della valutazione degli scenari energetici territoriali. Il presente documento è stato elaborato da AMAT con il supporto dei consulenti incaricati da Città Metropolitana di Milano nell'ambito del progetto.

Indice

Introduzione	5
1. Governance.....	6
2. Ricostruzione dei flussi per l'analisi della domanda e dell'offerta energetica allo stato di fatto.....	8
Figura 1 – Schema dei flussi per la ricostruzione della baseline energetica (Anno 2023)	9
2.1. Metodologia e fonti dati per ciascuna fonte/vettore.....	10
3. Ricostruzione della domanda energetica allo stato di fatto.....	13
3.1. Consumi energetici a scala metropolitana per vettore e settore	13
3.2. Consumi energetici a scala comunale per vettore e settore.....	14
4. Ricostruzione dell'offerta energetica da fonti FER e teleriscaldamento allo stato di fatto	18
4.1. Impianti FER elettrici installati a scala metropolitana e comunale	18
4.2. Il Teleriscaldamento sul territorio di Città Metropolitana di Milano.....	20
5. Valutazione degli scenari territoriali.....	26
5.1. Valutazione dello sviluppo previsionale della domanda energetica	26
5.1.1. Gli sviluppi della domanda di energia negli scenari al 2030.....	27
5.1.2. Data Center.....	31
5.1.3. Scenari energetici in tema di efficienza energetica nel settore civile	34
5.1.4. Caratterizzazione dei sistemi edificio/impianto termico.....	38
5.1.4.1. Analisi delle prestazioni energetiche e valutazione degli interventi impiantistici	45
5.2. Valutazione dello sviluppo previsionale dell'offerta energetica	57
5.2.1. Fotovoltaico/Agrivoltaico	57
5.2.1.1. Analisi dei parcheggi – Nota metodologica e risultati	63
5.2.1.2. Analisi aree logistica – Nota metodologica e risultati	80
5.2.2. Biogas/Biometano	81
5.2.3. Teleriscaldamento	84
5.2.4. Geotermia	94
5.3. Conclusioni (riduzione consumi vs installazione fonti FER).....	97
5.4. Emissioni di gas serra.....	102
6. Bibliografia	104
7. Appendici	105

Introduzione

Lo sviluppo delle linee guida per la transizione energetica di Città Metropolitana prevede la definizione e la quantificazione della domanda e dell'offerta di energia nell'attuale sistema energetico metropolitano (attività 2.1.1.c del documento di offerta), oltre alla stima della loro possibile evoluzione negli scenari di breve/medio periodo (attività 2.2.1. a1 del documento di offerta).

Il presente documento contiene gli esiti delle attività di individuazione della struttura della domanda e offerta di energia e di quantificazione delle variabili che la definiscono, oltre alla metodologia e alla stima degli scenari di sviluppo. Viene inoltre descritto il processo di Governance (Fase C) attuato durante l'intero incarico.

Le modalità seguite poggiano sugli esiti delle attività già svolte nell'ambito del progetto, in particolare l'analisi del contesto normativo e pianificatorio, aggiornata a maggio 2026, e, soprattutto, l'attività di ricognizione e di coinvolgimento degli stakeholder, che hanno permesso di mettere a fuoco il possibile contributo delle linee guida nell'agevolare il processo di transizione energetica.

Si possono individuare in particolare due ordini di obiettivi.

Da un lato le Linee Guida possono mettere a disposizione strumenti che consentano di agevolare i processi autorizzativi e l'efficacia delle azioni per la transizione energetica, sia in riferimento ai procedimenti di competenza di CMM, sia nell'espletamento delle funzioni di coordinamento e supporto nei confronti dei Comuni.

Dall'altro lato le Linee Guida possono individuare le opportunità e le priorità presenti sul territorio per operare la transizione energetica, secondo un approccio il più possibile partecipato e condiviso e mettendo a sistema i contributi degli stakeholder coinvolti. Ai sensi dell'offerta presentata, tali potenzialità e opportunità sono state individuate in riferimento a interventi puntuali e di settore (es: sviluppo del teleriscaldamento, sviluppo della produzione fotovoltaica sui parcheggi pubblici) e in forma parametrica per quanto riguarda interventi diffusi sul territorio (es: efficienza energetica nel settore civile).

1. Governance

Il processo di definizione delle Linee Guida energetiche territoriali si è configurato come un vero e proprio percorso di governance partecipata e multilivello. Lungi dall'essere un'attività puramente tecnica o calata dall'alto, lo sviluppo del progetto ha visto la progettazione e la validazione costante da parte di un ecosistema di attori istituzionali, della ricerca, del territorio e del mercato, garantendo la trasparenza dei dati e l'aderenza alle reali necessità del tessuto locale.

Gli Attori Coinvolti

Il nucleo di coordinamento ha visto la stretta collaborazione tecnica tra AMAT (rappresentata da figure chiave come l'Architetto Silvia Santantonio, l'Ingegnere Alberto Colombo e l'Ingegnere Marta Papetti) e il Centro Studi PIM (con il contributo dei dottori Francesca Boeri e Angelo Armentano). Questo gruppo tecnico ha operato in costante sinergia con la committenza della Città Metropolitana di Milano (CMM), che ha partecipato sia a livello politico-decisionale — attraverso l'Assessore Roberto Maviglia e il Direttore del Settore Qualità dell'Aria, Rumore ed Energia Dottor Marco Felisa — sia a livello tecnico e amministrativo, coinvolgendo l'avvocato Luisa Marinoni per gli aspetti legali e normativi e l'Ingegnere Laura Zanetti e la Dott.ssa Manola De Martini.

Per garantire la solidità scientifica e l'accuratezza delle analisi energetiche, il processo ha integrato stabilmente Enti di ricerca e università. Un ruolo centrale è stato svolto dal Gruppo ENEA (rappresentato dai dottori Maurizio Matera, Patrizia Pistochini, Luca Colasuonno, Francesca Hugony, Fabio Cignini, Sara Piccinelli, Carla Delfini), consultato a più riprese per l'estrapolazione e la verifica dei dati sui consumi all'interno della piattaforma PAES. Il delicato tema della geotermia è stato invece presidiato attraverso il confronto con la Cabina di Regia Geotermia dell'Università Bicocca (nelle figure del Professor Riccardo Castellanza e del Dottor Alberto Prevati) e con il supporto specialistico del Geologo Pietro Comoretto.

L'analisi del sistema energetico locale ha anche tenuto conto delle grandi utility e delle associazioni di categoria: lo sviluppo e l'efficientamento delle reti di teleriscaldamento hanno visto il coinvolgimento diretto di A2A, di AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano) e dell'esperto Dottor Riccardo Salimbeni, per l'analisi dei dati sullo sviluppo delle reti di teleriscaldamento.

Inoltre, per mappare le reali richieste di connessione degli impianti a fonti rinnovabili, accumuli e Data Center, il gruppo ha dialogato con Terna Spa, analizzando i flussi del portale TERRA.

Infine, il percorso ha incluso i presidi di tutela ambientale e la filiera diffusa del territorio: da un lato i Parchi Regionali e i consulenti agronomi, quali il Dott. Niccolò Mapelli ad integrazione dell'esperienza pluriennale della Dott.ssa Claudia di Maggio, di Città Metropolitana di Milano, per mediare l'inserimento degli impianti nel paesaggio, dall'altro ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani), partner strategico per il raccordo con i Comuni, la formazione e la successiva divulgazione dei risultati.

Il progetto si è avvalso anche del contributo del Politecnico di Milano e in particolare ai contenuti elaborati nel progetto Europeo Skills4DHC. Il progetto ha l'obiettivo di rafforzare le capacità professionali lungo tutta la catena del valore del teleriscaldamento e migliorare le conoscenze dei funzionari pubblici a tutti i livelli (nazionale, regionale e locale). Il progetto, che è anche indirizzato a tecnici e professionisti, si pone l'obiettivo di rimuovere le barriere allo sviluppo dei progetti di teleriscaldamento e alla decarbonizzazione delle reti come previsto dalle Direttive Europee.

Le Fasi del Processo Partecipato

Il percorso temporale dimostra come la partecipazione sia stata il motore metodologico dell'operazione, articolandosi in tre macro-fasi distinte:

A. Condivisione degli obiettivi e allineamento dei dati (Primavera- Estate 2025)

Il lavoro è iniziato con la presentazione formale delle modalità di lavoro e delle linee guida presso la sede di CMM alla presenza dei vertici istituzionali. In questa primissima fase, il gruppo AMAT-PIM ha elaborato un elenco iniziale di stakeholder e argomenti strategici da trattare. Il primo passo partecipativo è stato la validazione dei dati esistenti: sono stati attivati i tavoli con ENEA per i dati di consumo e con il gruppo dei sistemisti esterni di CMM. Parallelamente, si sono avviate le prime consultazioni verticali esterne, come i contatti con l'Università Bicocca per l'inquadramento geotermico e le prime interlocuzioni con l'Ingegnere Zanetti di CMM per mappare le Autorizzazioni Uniche FER già rilasciate sul territorio.

B. Apertura al territorio e co-progettazione tecnica (Autunno 2025)

Con il consolidamento del quadro analitico, la governance si è aperta all'esterno. Nei tavoli di confronto con la Direzione di CMM e l'Avvocato Marinoni è emersa la chiara necessità di strutturare un ascolto strutturato del mercato. È stata avviata una ricerca mirata per individuare gli operatori di mercato e gli stakeholder interessati allo sviluppo del fotovoltaico. Questo periodo ha visto l'allargamento del tavolo a progettisti e specialisti esterni per singola tecnologia: si sono tenuti incontri con l'Ingegnere Sami Shams Eddih per la filiera del biogas e del biometano, e con il Dottor Salimbeni, interfacciandosi con il gruppo A2A e AIRU, per impostare la strategia legata al teleriscaldamento. L'obiettivo di questa fase è stato quello di tarare le regole tecniche sulle reali dinamiche della filiera industriale; oltre che il Dott. Procopio per l'analisi dell'effettivo sviluppo e relativi costi dell'efficientamento energetico.

C. Negoziazione ambientale e restituzione pubblica (Inizio 2026)

La fase finale del lavoro ha affrontato la sfida più complessa della governance: la mediazione tra transizione energetica, tutela del suolo agricolo e vincoli paesaggistici. Per fare questo, sono stati istituiti tavoli di lavoro specifici che hanno fatto dialogare i tecnici di CMM, l'agronomo Dott. Mapelli e i rappresentanti dei Parchi Regionali della Città Metropolitana. Questo ha permesso di perfezionare in modo condiviso i criteri per l'installazione di impianti sensibili come l'agrivoltaico. Contemporaneamente, sono state valutate nel concreto le fattibilità di creazioni di diversi tipi di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). I contenuti del sito web delle Linee Guida sono stati presentati e attraverso l'organizzazione di webinar e giornate di confronto in collaborazione con ANCI.

2. Ricostruzione dei flussi per l'analisi della domanda e dell'offerta energetica allo stato di fatto

Il livello di dettaglio della struttura della domanda e dell'offerta di energia deve considerare la disponibilità di dati forniti dalle principali fonti informative istituzionali (es. ARERA, MASE, TERNA, ENEA, GSE). Deve inoltre essere tale da non appesantire eccessivamente i procedimenti di stima, sia in ragione dei tempi e delle risorse disponibili, sia per consentire il futuro aggiornamento delle stesse in modo agevole. Infine, deve avere un livello di accuratezza sufficiente e consentire i procedimenti di stima delle evoluzioni di scenario oggetto delle linee guida.

Le scelte operate in ordine alla definizione del modello del sistema energetico metropolitano sono riassunte nello schema di Figura 1, che costituisce la baseline di riferimento per l'analisi dello sviluppo dei consumi delle diverse fonti energetiche, che verrà descritto in dettaglio nel capitolo 5.

Nello schema sono riportate le fonti energetiche incluse nell'analisi, i principali flussi energetici considerati e i macrosettori di consumo individuati.

Le **fonti primarie e i vettori energetici** considerati sono quelli su cui maggiormente impattano le linee guida, per le quali si dispongono di serie di dati consolidate fornite dagli organismi competenti ai diversi livelli territoriali.

Settori di consumo

La rappresentazione dei settori di consumo (colonna a destra in Figura 1) è stata operata in modo semplificato, anche al fine di perseguire una adeguata precisione nella ripartizione territoriale, senza appesantire i procedimenti di stima. In particolare:

Domestico e Climatizzazione Individuale Abitazioni

Per la quasi totalità sono rappresentati da consumi che tipicamente afferiscono a nuclei famigliari, ovvero gli usi domestici e per la climatizzazione in impianti di condizionamento invernale ed estivo di tipo autonomo.

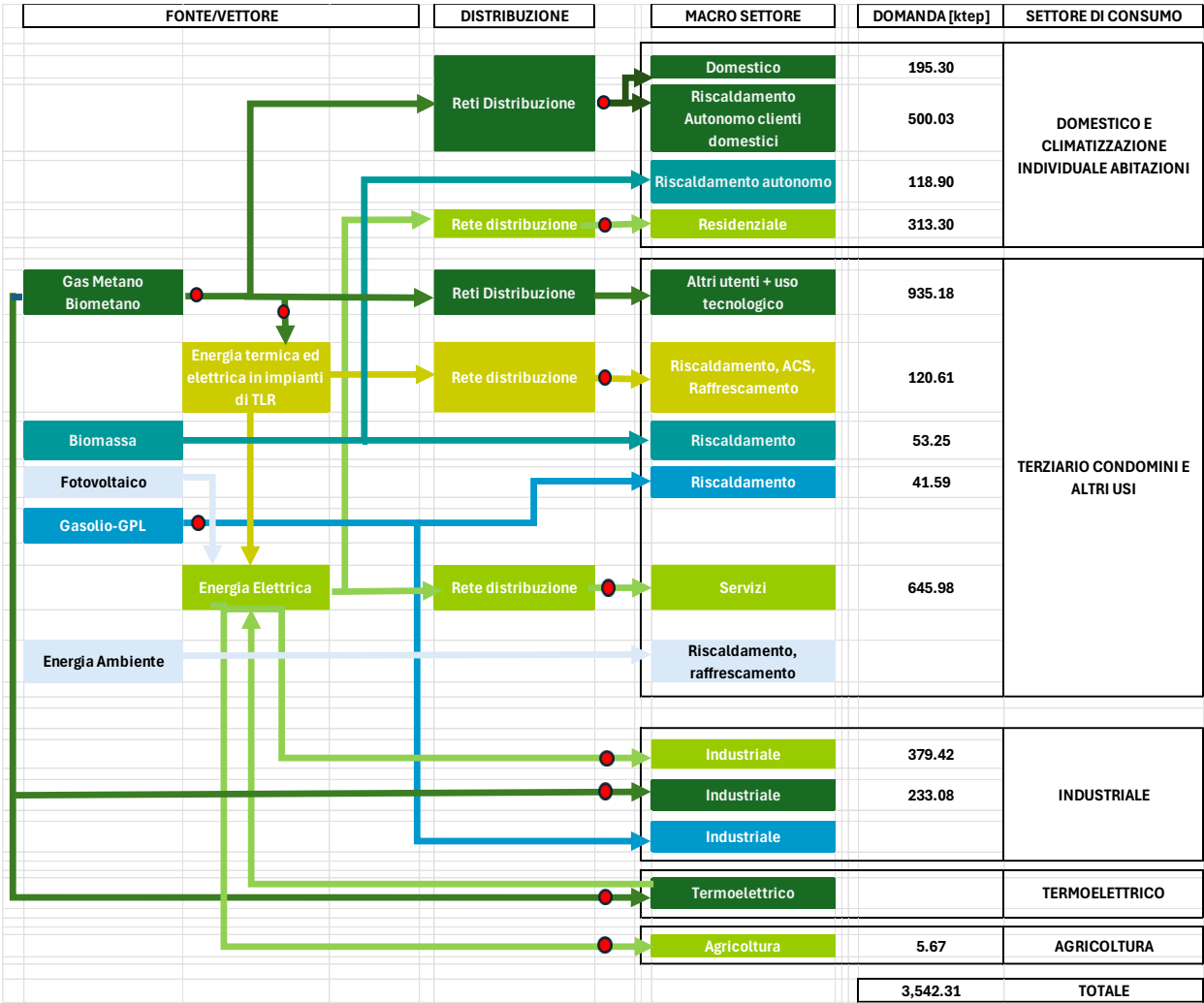
Terziario, condomini e altri usi

Sono ricompresi i consumi delle numerose destinazioni ascrivibili al settore Terziario (commerciale, uffici, scuole, centri sportivi, hotel, ospedali e case di cura. etc).

Sono inoltre compresi gli usi per la climatizzazione/produzione ACS in impianti centralizzati, che in molti ambiti territoriali di città metropolitana sono tra le voci di consumo percentualmente più consistenti.

Vista l'impossibilità di scorporarli sono inoltre ricompresi gli usi tecnologici del gas naturale e la climatizzazione di edifici a destinazione industriale.

Figura 1 – Schema dei flussi per la ricostruzione della baseline energetica (Anno 2023)



Secondo le stime effettuate, la domanda annua finale di energia ammonta a circa 3,52 Mtep (147.534.733 GJ, in Figura 1, pari a 40.981,8 GWh). L'anno considerato è il 2023, il più recente per cui sono disponibili informazioni complete. Percentualmente la domanda rappresenta oltre l'80% del consumo totale escluso il settore della mobilità non elettrica. Come indicato nei grafici a torta in Figura 2, il gas naturale risulta la fonte di maggior peso, coprendo il **52%** della domanda finale di energia esclusa la mobilità non elettrica (limitandosi ai settori oggetto delle linee guida la percentuale sale al 55%). L'energia elettrica rappresenta il **38%** dell'energia finale consumata (limitandosi ai settori oggetto delle linee guida la percentuale scende al 33%). Da segnalare anche la quota relativa al Teleriscaldamento (**3,4%**) e delle biomasse (**4,9%**).

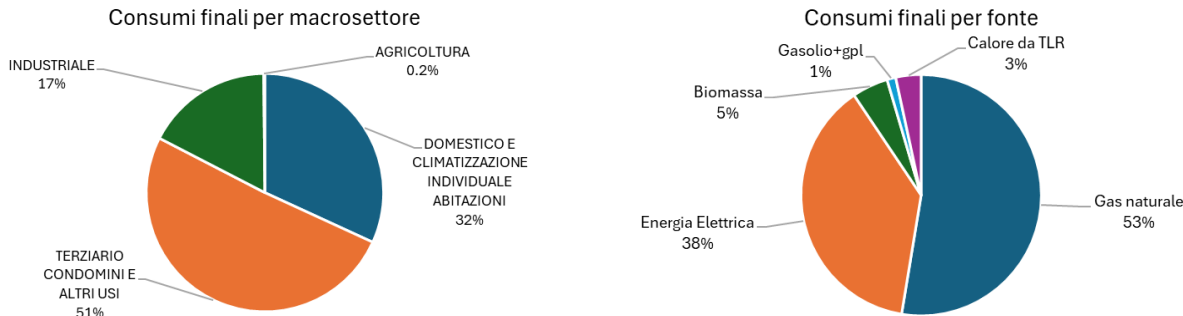


Figura 2 – Consumi finali per settori di consumo e per tipologia di fonte.

2.1. Metodologia e fonti dati per ciascuna fonte/vettore

Per ciascuna fonte o vettore energetico considerato nello schema in Figura 1 sono di seguito riportate le modalità di stima dei consumi per ciascuno macrosettore, unitamente alle semplificazioni adottate per il calcolo.

Gas naturale

Il gas naturale rappresenta la principale fonte utilizzata nel settore civile, attraverso le reti di distribuzione gestite da n. 15 operatori attivi sul territorio metropolitano. La serie storica dei consumi a livello provinciale è messa a disposizione dal MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), che fornisce i volumi di gas distribuito mediante reti al netto delle perdite. Secondo le stime effettuate da ARERA nel bilancio energetico nazionale relativo all'anno 2022, le perdite ammontano a circa l'1% del gas messo a disposizione al consumo.

Inoltre, nel gas naturale distribuito a rete è compresa la quota destinata a impianti di teleriscaldamento e cogenerazione da queste alimentati, che è stata pertanto scorporata

La quota che residua dalla suddetta operazione di scorporo è stata ripartita nei due macrosettori di consumo individuate nello schema di Figura 1 (**"Domestico e Climatizzazione Individuale Abitazioni"** e **"Terziario-Condomini e Altri usi"**). La ripartizione è stata possibile essendo nota la frazione prelevata da clienti domestici, fornita da ARERA sul proprio sito internet.

ARERA fornisce anche i profili per fascia di prelievo e per mese relativamente ai clienti domestici a livello provinciale, che hanno consentito di ripartire la quota prelevata da clienti domestici in due ulteriori sottocategorie:

- Usi domestici veri e propri (cottura cibo, produzione acqua calda sanitaria)
- Riscaldamento autonomo

La ripartizione è frutto di una stima effettuata sui suddetti profili.

Oltre al gas naturale distribuito a rete, che costituisce la quota principale, il bollettino elaborato dal MASE rende disponibile la serie storiche del gas naturale destinato alle centrali termoelettriche (sul territorio della Città Metropolitana, Cassano d'Adda e Turbigo) e quello consumato da siti industriali. Queste ultime non rientrano nell'ambito di indagine delle linee guida e sono riportate nello schema in Figura 1 al solo scopo di completezza. Le quote industriali rientrano con ogni probabilità nell'ambito dei siti sottoposti allo schema dell'ETS comunitario, così come le quote relative al settore termoelettrico.

Fonte dati:

MASE Bollettino petrolifero <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/consumi-provinciali-gas-naturale>

ARERA <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/bilancio-energetico-nazionale>

ARERA <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici-gas>

AIRU Annuario del riscaldamento urbano <https://www.airu.it/tag/annuario/>

Settori e usi considerati:

macrosettori 'Domestico e Climatizzazione Individuale Abitazioni' e 'Terziario-Condomini e Altri usi', per il primo distinguendo 'uso cottura + ACS' e 'riscaldamento'.

Unità di misura (in Figura 1):

Il Potere Calorifico Inferiore considerato è pari a 38 MJ/Sm³.

Energia Ambiente

Tra le fonti analizzate è stata ricompresa l'energia ambiente, vista l'enorme importanza attribuita allo sviluppo delle pompe di calore nella climatizzazione civile in tutti gli strumenti di pianificazione sovraordinati, rispetto alla quale si ritiene presente un grande margine di sviluppo sul territorio di città metropolitana in connessione con l'affermarsi degli impianti fotovoltaici. La stima del contributo è ancora in corso e sarà integrata in fase di restituzione degli scenari energetici.

Biomasse

Seppure la stima dei consumi di biomassa non sia di semplice effettuazione, viene inclusa per via dell'importanza che queste rivestono nella politica energetica e di qualità dell'aria regionale. Come evidenziato nella FASE 1 del progetto, Regione Lombardia ha di recente emanato una regolamentazione (DGR 3649 del 16/12/2024) tesa a migliorare la compatibilità ambientale degli impianti alimentati con biomasse e ha promosso incentivi per la sostituzione degli apparecchi più obsoleti. Inoltre, nel nuovo Decreto Legislativo n.5 del 9 gennaio 2026, che recepisce la RED III, vengono inaspriti i criteri per considerare la biomassa come fonte rinnovabile e sostenibile.

Per la stima dei consumi si è fatto ricorso alle elaborazioni effettuate da ENEA nell'ambito delle attività di supporto che questa svolge nei confronti dei Comuni per la redazione dei PAESC, descritta al paragrafo 2.2 del presente documento. Tutto il quantitativo stimato da ENEA per la Città Metropolitana è stato attribuito all'uso riscaldamento. In estrema sintesi, ENEA utilizza un sistema di proporzionamento a livello comunale di dati disponibili a livello superiore (downscaling), facendo uso di variabili proxy quali la superficie edificata. Nel caso particolare dei consumi per riscaldamento è stata utilizzata la distribuzione regionale per fonte energetica. Si ritiene pertanto che il quantitativo di biomassa attribuita al territorio di CMM possa essere sovrastimato, in quanto i territori delle altre province lombarde notoriamente presentano un maggiore utilizzo delle biomasse. Al momento non si dispone tuttavia di stime più precise.

Fonte dati:

ENEA, Piattaforma informatica ENEA-PAESC www.paes.enea.it

Settori e usi considerati: uso riscaldamento settore civile (residenziale e terziario, categorie ENEA)

Unità di misura (in Figura 1): da ton a GJ considerando 12KWh/Kg

Gasolio e gpl

Le serie storiche per gasolio e gpl sono pubblicate nel Bollettino Petrolifero del MASE e comprende diversi settori di utilizzo: nel caso del gasolio è stato considerato *l'uso riscaldamento*, per il gpl la categoria *serbatoi e bombole*, ipotizzando come riferito al settore civile. Sono stati considerati i consumi di gasolio e gpl in quanto, oltre all'uso industriale, è ancora presente un utilizzo residuale nella climatizzazione, con elevati fattori di emissione di CO₂, la cui sostituzione può costituire una priorità di intervento.

Fonte dati:

MASE Bollettino petrolifero <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/consumi-provinciali-gas-naturale>

Settori e usi considerati:

gpl da serbatoi e bombole, gasolio uso riscaldamento

Unità di misura (in Figura 1):

da ton a GJ considerando 12KWh/Kg

Energia elettrica

I consumi di energia elettrica sono noti a livello provinciale dalle statistiche rese disponibili da TERNA, al netto di consumi del settore energetico e perdite, dettagliati per settore di utilizzo.

Per quanto riguarda il sistema di generazione, si farà riferimento al parco impiantistico regionale e al relativo mix delle fonti, fatta eccezione per la produzione fotovoltaica, che essendo particolarmente rilevante per le Linee Guida sarà oggetto di specifico approfondimento territoriale.

Le modalità di stima della produzione fotovoltaica si fonda sui dati resi disponibili da TERNA (sistema Gaudì), secondo il metodo descritto nel paragrafo 4.2.1.

Per quanto concerne i consumi per la mobilità elettrica, si fa riferimento ai dati resi disponibili dal MASE (Fonte GSE), che stima il consumo nazionale nel 2023 a 70,3 kTep (comprensivo di autovetture elettriche, autovetture elettriche plug-in, motocicli, autocarri, filobus, autobus).

Proporzionando tale valore sulla frazione del parco circolante attribuito al territorio metropolitano, si ottiene un'incidenza molto contenuta, inferiore all'1% del consumo provinciale (Tabella 1). Tuttavia, le dinamiche di incremento delle auto elettriche circolanti sono molto accentuate in tutto il periodo successivo al 2021.

Tabella 1- Dettaglio del parco circolante elettrico e ibrido (Anno 2024)

	Nazionale	CMMI	%
Parco circolante BEV (autovetture)	279,607	19,595	7.0%
Parco circolante Ibrido*	2,900,957	210,137	7.2%
TOTALE	3,180,564	229,732	7.2%
(Fonte: https://www.piattaformaunica nazionale.it/territory-bev)			
* nel 2023 le autovetture elettriche plug-in ammontano a circa l'11% del parco circolante ibrido (fonte GSE)			

Fonte dati:

Report TERNA Consumi https://download.terna.it/terna/06_CONSUMI_8dd07bea2bd1a15.pdf.

MASE "La situazione Energetica Nazionale nel 2023"

MASE <https://www.piattaformaunica nazionale.it/>

Settori e usi considerati:

I settori inclusi nel Report TERNA sono: Domestico, Servizi (*) Al netto dei consumi FS per trazione, Industria, Agricoltura

Unità di misura (in Figura 1):

KWh

Energia termica da impianti di teleriscaldamento

Tra i vettori considerati è stato incluso il dettaglio dell'energia termica fornita nell'area metropolitana attraverso reti di teleriscaldamento, di cui si dispone di dati di dettaglio messi a disposizione da AIRU.

3. Ricostruzione della domanda energetica allo stato di fatto

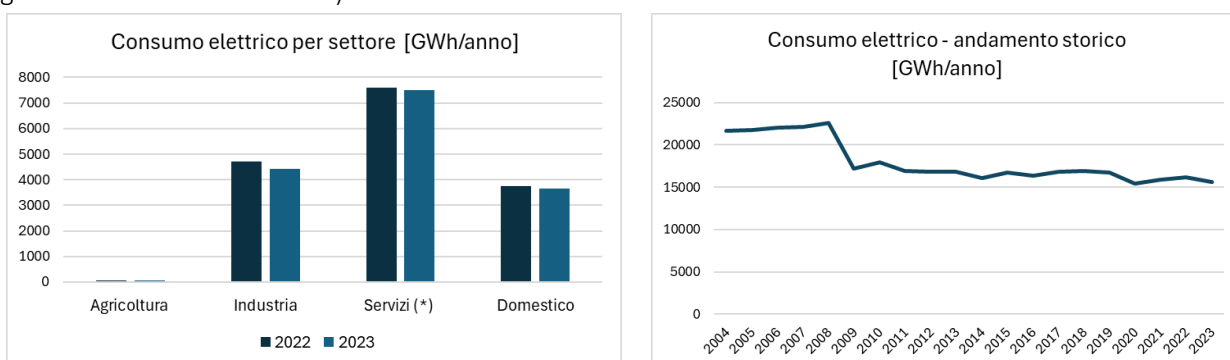
Il seguente paragrafo presenta i risultati dell'analisi di ricostruzione della domanda energetica del sistema metropolitano milanese allo stato di fatto, in relazione alle banche dati presentate precedentemente e utilizzate nello schema di flussi in Figura 1.

La ricostruzione dei consumi energetici per vettore e settore è stata valutata sia alla scala metropolitana (paragrafo 3.1), che a scala comunale (paragrafo 3.2), in relazione alle fonti utilizzate in ciascuna analisi.

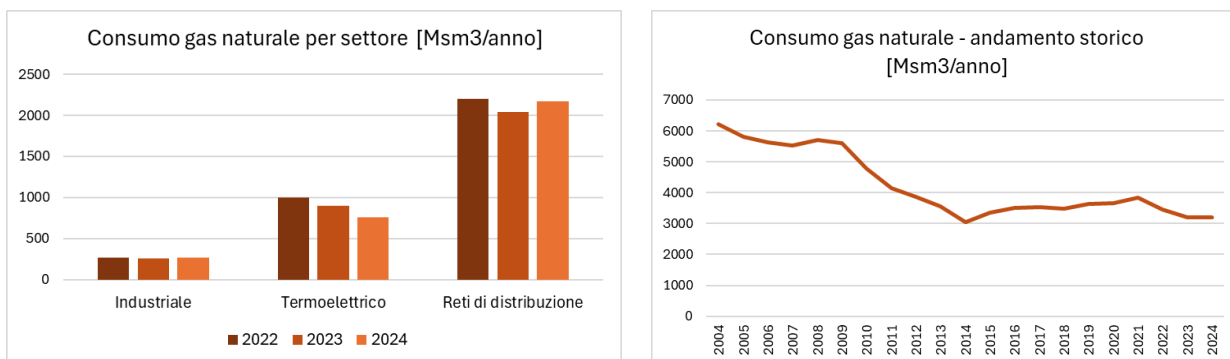
3.1. Consumi energetici a scala metropolitana per vettore e settore

Risultati analisi

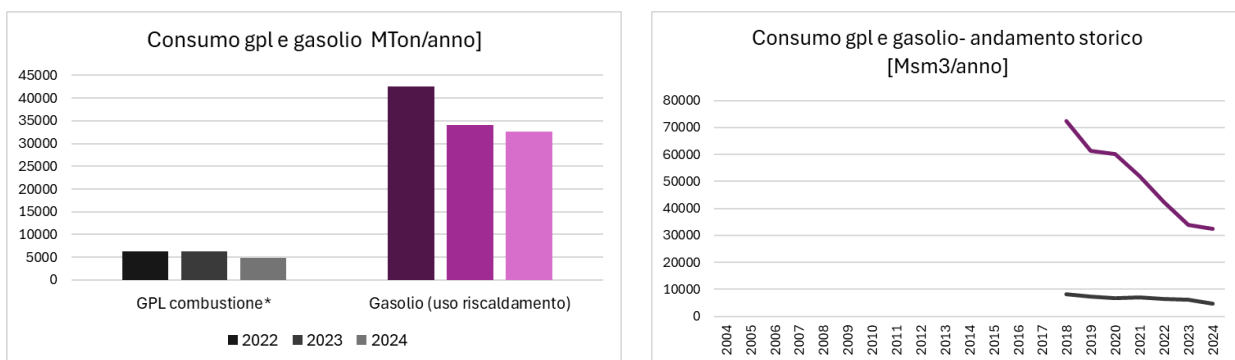
I grafici sottostanti (Fig.3) riportano il consumo energetico annuo per ciascuno dei vettori principali (elettrico, gas naturale, gpl e gasolio); sono rappresentati i dati di consumo annuo per settore confrontando gli ultimi tre anni disponibili 2022, 2023 e 2024 (grafici nella colonna a sinistra) e l'andamento storico dal 2004 al 2023-24 (grafici nella colonna a destra).



Fonte: TERNA https://download.terna.it/terna/06_CONSUMI_8dd07bea2bd1a15.pdf.



Fonte: MASE Bollettino petrolifero <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/consumi-provinciali-gas-naturale>



Fonte: MASE, Bollettino petrolifero <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/consumi-provinciali-gas-naturale>

Figura 3 – Consumi energetici a scala metropolitana per vettore e settore e andamento storico.

3.2. Consumi energetici a scala comunale per vettore e settore

Premessa

Il seguente paragrafo riporta l'analisi e rappresentazione dei consumi energetici per vettore e settore rappresentati alla scala comunale per ciascuno dei 133 comuni parte del territorio metropolitano. Tale valutazione prende parte dall'estrazione mirata dei dati elaborati dalla piattaforma informatica ENEA-PAESC (raggiungibile al sito www.paes.enea.it) effettuato da ENEA nell'ambito della redazione delle Linee Guida. L'ENEA ha approntato un servizio nazionale di analisi dei profili energetici e delle relative emissioni di CO₂ a supporto delle politiche energetiche dei Comuni italiani per la redazione dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), a partire dai database a cui attinge. Questa attività è considerata propedeutica alla redazione delle "Linee Guida per la transizione energetica" che Città metropolitana di Milano sta sviluppando con il supporto di AMAT. Nella definizione delle Linee Guida tali dati vengono utilizzati per la rappresentazione spaziale dei consumi a scala comunale, attraverso la creazione di mappe, al fine di comprendere la distribuzione dei consumi nell'area.

Metodologia e fonte dei dati

La fonte dei dati presentati nelle mappe sottostanti è il risultato del gruppo di lavoro dell'ENEA, partner del progetto delle Linee Guida. Di seguito viene presentata in maniera sintetica la procedura applicata per l'elaborazione dei dati; per la descrizione esaustiva della metodologia si rimanda alla documentazione in appendice al presente documento (*Allegato C_Nota Metodologica Enea*) redatta dall'ENEA.

I dati presentati costituiscono un'estrazione mirata dei consumi energetici suddivisi per fonte energetica nel settore civile, riferiti ai Comuni della Città Metropolitana di Milano per il periodo 2017-2023.

L'analisi è mirata a descrivere:

- Quantità di consumi annui per vettore e settore negli anni 2017- 2023 (GWh, M smc, ton)
- Energia consumata annua per vettore e settore negli anni 2017- 2023 (GWh), applicando il PCI specifico per ciascun combustibile.
- Emissioni di CO₂ annua per vettore e settore negli anni 2017- 2023 (ton), applicando il fattore di emissione specifico per ciascun combustibile e il fattore di emissione nazionale per l'energia elettrica.

Al fine di ottenere delle stime realistiche, è necessario procedere partendo da fonti di dati certificate ed istituzionali che restituiscono dei dati puntuali a livello provinciale e comunale.

I consumi vengono ripartiti proporzionalmente alle superfici degli edifici per destinazione d'uso e corretti con valori medi di consumo specifico (kWh/m²), stimati a partire dalla media nazionale. Per i comuni non metanizzati si utilizzano valori nazionali medi o indicatori riportati nella Strategia per la Riquilificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale, STREPIN.

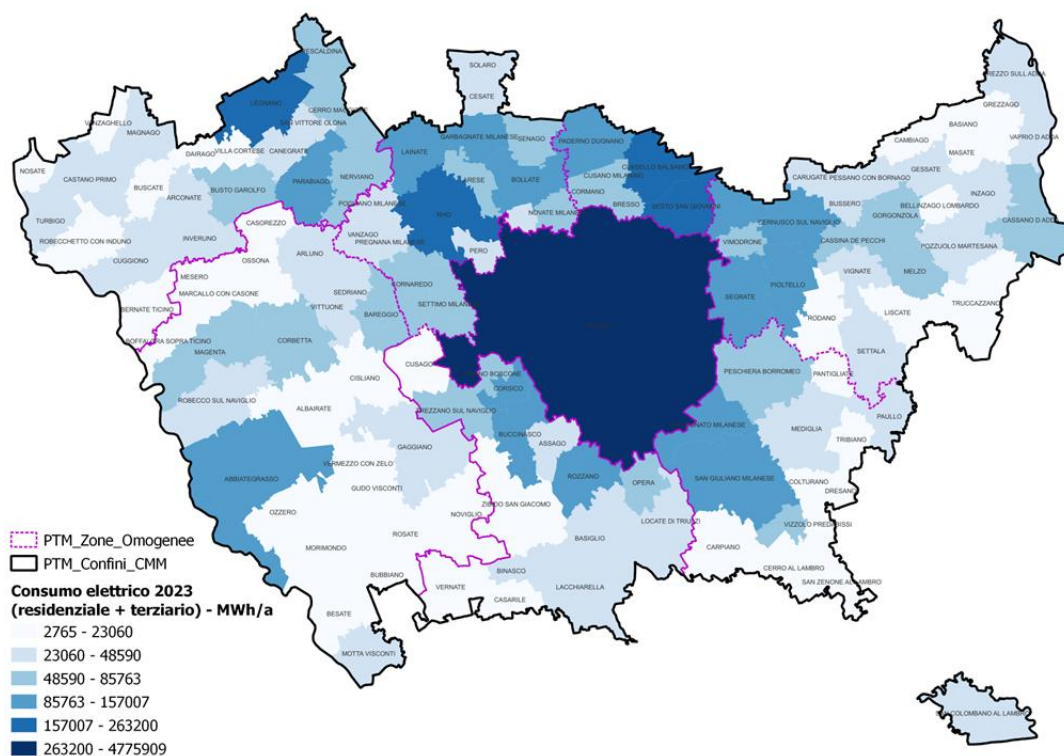
Relativamente al settore edilizio, si considerano il settore residenziale e il terziario, in particolare, i m² rilevati, ad uso abitazione, nell'ultimo censimento universale dell'ISTAT (2011) su base comunale.

Per quanto riguarda le fonti dei dati energetici: i consumi di metano distribuito per provincia su base annuale, forniti dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE); i consumi elettrici domestici e terziario distribuiti per provincia su base annuale forniti da Terna; la distribuzione percentuale su base regionale delle fonti utilizzate nel residenziale per il riscaldamento (ISTAT).

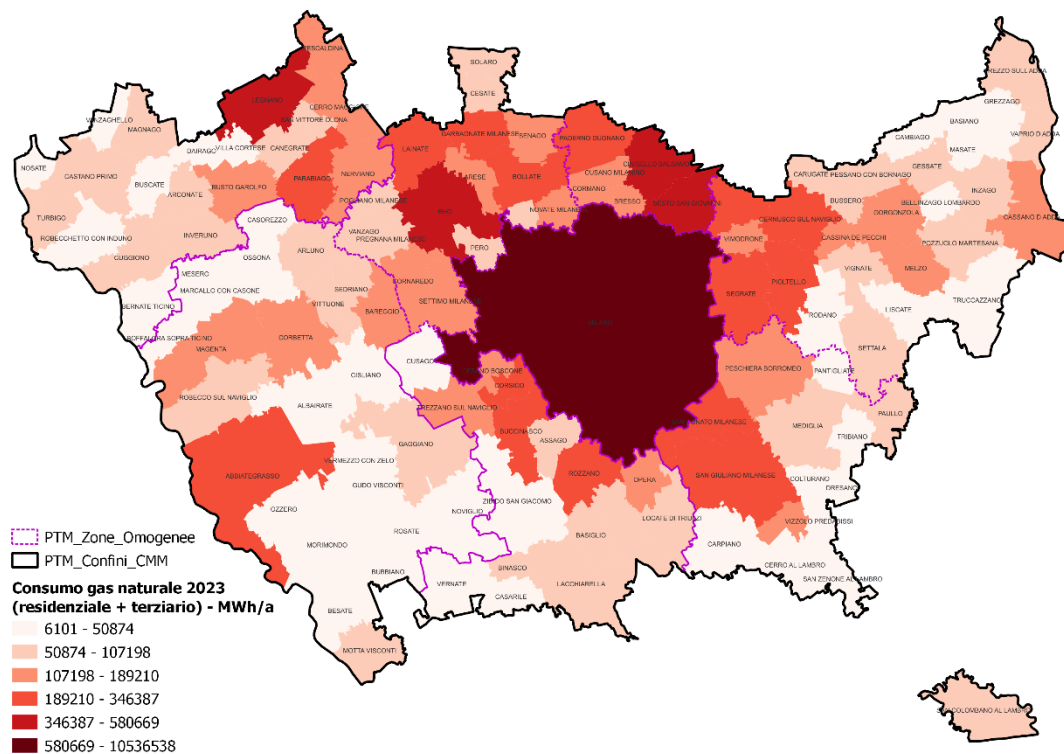
Poiché nelle indagini ISTAT il settore terziario è rappresentato in unità immobiliari e non come superficie (m²), per la stima dei consumi energetici è stato usato il riferimento al rapporto tra la distribuzione territoriale della superficie tra residenziale e terziario, già riportata dal CRESME (Centro Ricerche Economiche Sociali di Mercato per l'Edilizia e il Territorio) nel secondo rapporto su Energia e Costruzioni e pari a 0,27.

Risultati analisi

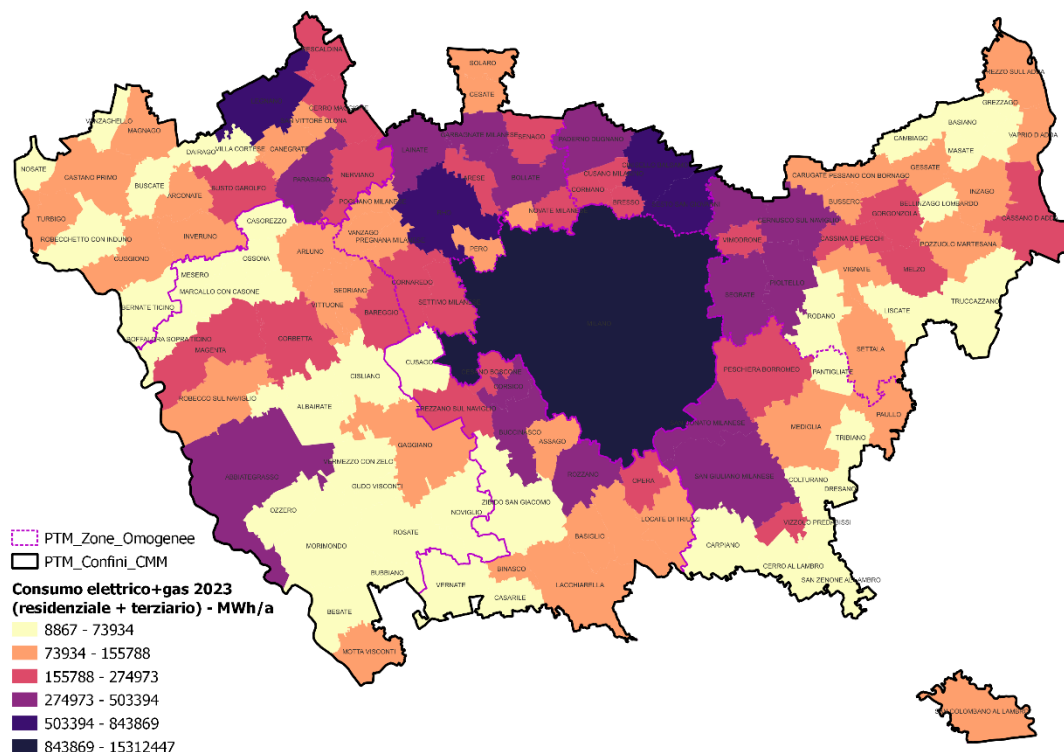
I principali risultati descritti precedentemente sono rappresentati nelle mappe sottostanti. Per ciascuno dei 133 comuni, è descritto: il consumo elettrico totale annuo (Fig. 4a), il consumo di gas naturale totale annuo (Fig. 4b), il consumo totale annuo considerando i vettori elettrico e gas naturale (Fig.4c), il consumo totale annuo considerando tutti i vettori (elettrico, gas naturale, biomassa, TLR, gasolio e gpl) (Fig. 4d). I dati rappresentati si riferiscono all'anno 2023, ma sono disponibili i dati per gli anni 2017-2023.



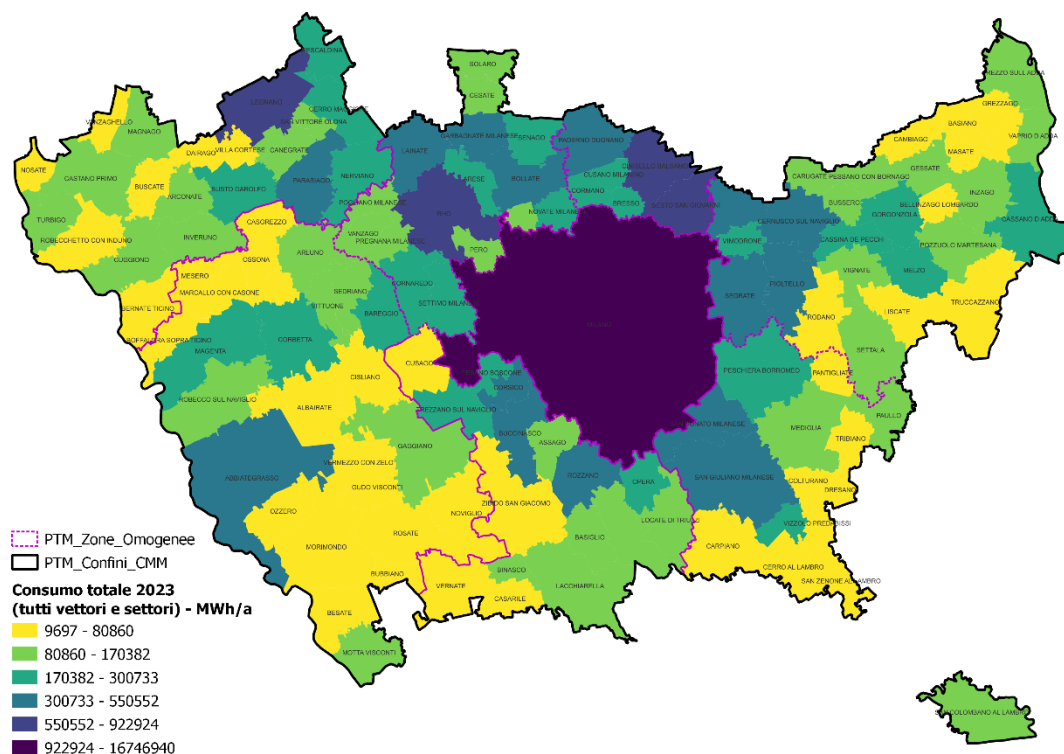
a) Consumo annuo di energia elettrica [MWh/anno] (residenziale + terziario)



b) Consumo annuo di gas naturale [MWh/anno] (residenziale + terziario)



c) Consumo annuo totale (energia elettrica + gas naturale) [MWh/anno] (residenziale + terziario)



d) Consumo annuo totale (tutti i vettori) [MWh/anno] (residenziale + terziario)

Figura 4 a-d – Consumi energetici annuo 2023, considerando i settori residenziale e terziario per ciascun comune metropolitano.

Dettaglio su comune di Milano

La Tabella 3 riporta i dati di dettaglio della domanda energetica nel Comune di Milano, al fine di valutare il contributo della città in relazione al consumo totale metropolitano.

L'elaborazione di tali dati è inerente all'attività svolta da AMAT a supporto del Comune di Milano nell'ambito degli impegni assunti dal Comune in ambito internazionale sulle azioni di mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici, tra cui il *Covenant of Mayor for Climate and Energy* e la *membership C40*, che hanno portato all'elaborazione del *Piano Aria Clima (PAC¹)*.

I dati riportati in Tabella 2 sono relativi all'anno 2023 e comprendono una selezione dei vettori e settori presenti nell'attuale sistema energetico milanese. Tale selezione è stata effettuata in relazione alle categorie di vettore e settore utilizzate nel lavoro di ricostruzione dei flussi energetici a scala metropolitana presentati in Figura 1 e poter confrontare i risultati di consumo energetico totale. **Per i vettori di energia elettrica, gas naturale e teleriscaldamento, i consumi energetici annui sono ricostruiti a partire dalle informazioni trasmesse annualmente dai distributori energetici che operano sul territorio comunale;** il dato di consumo corrisponde all'energia finale, al netto delle perdite. Per i vettori di gasolio e gpl, il consumo energetico annuo è stimato a partire da un'analisi delle potenze installate degli impianti presenti nel catasto regionale CURIT e considerando un numero di ore di funzionamento dell'impianto proporzionale ai gradi giorno. I settori di consumo corrispondono a quelli comunicati dai distributori energetici che forniscono i dati.

Al fine di poter calcolare il rapporto del consumo milanese con il totale metropolitano, il calcolo è stato effettuato al netto dei settori Agricoltura e Trasporti. Pertanto, il consumo del comune di Milano pari a 14695 GWh/anno rappresenta il 36 % del consumo della Città Metropolitana, pari a 40916 GWh, così come indicato nello schema in Figura 1.

Pertanto, risultano differenti i consumi energetici stimati da ENEA e da AMAT per il Comune di Milano in quanto, come evidenziato sopra, vi è un approccio metodologico differente.

Tabella 2 – Consumi energetici [GWh/anno] della Città di Milano (Anno 2023)

Settore		Vettore						TOT
		Elettrico	Gas Naturale	TLR TLF	Gasolio	Gpl	Biomassa, geotermico Solare	
Macrosettore	Sottosettore							
Edifici (residenziale + terziario)	Riscaldamento	405	6411	745	195	8	0	7764
	Usi domestici	1203	855	0	0	0	0	2058
	Totale	1607	7266	745	195	8	0	9822
Illuminazione pubblica		36	\	\	\	\	\	36
Usi industria/Terziario		4284	483	0	0	0	69	4837
TOTALE		5927	7749	745	195	8	69	14695

¹ Piano Aria Clima (PAC) <https://www.comune.milano.it/argomenti/ambiente-e-animali/piano-aria-e-clima>

4. Ricostruzione dell'offerta energetica da fonti FER e teleriscaldamento allo stato di fatto

Premessa

L'offerta energetica attuale è stata esaminata soprattutto con riferimento alle fonti energetiche rinnovabili, tenendo conto della distribuzione degli impianti sul territorio di Città Metropolitana di Milano.

Al paragrafo 4.1 è descritta la produzione locale di energia rinnovabile allo stato di fatto relativamente all'analisi degli impianti FER elettrici esistenti, in funzione e/o in costruzione.

Per le altre tipologie di fonte FER (biomassa, biogas e/o biometano) si rimanda ai successivi paragrafi nella ricostruzione degli scenari (capitolo 5).

L'offerta è stata analizzata nel dettaglio anche per quanto concerne il teleriscaldamento, in quanto costituisce una delle analisi puntuali che saranno effettuate nell'ambito delle linee guida.

4.1. Impianti FER elettrici installati a scala metropolitana e comunale

Fonte dati e risultati analisi

La fonte dei dati è il portale TERRA di TERNA, aggiornato a maggio 2026. Nella Figura 5 viene riportata la distribuzione sul territorio di Città metropolitana degli impianti entrati in esercizio in base alla tipologia di fonte rinnovabile e potenza totale installata (grafico a torta in Fig.5). Quest'ultimo rappresenta la costituzione del mix energetico metropolitano: la fonte prevalente di energia prodotta da FER risulta il fotovoltaico, con una predominanza di impianti di piccola taglia, che si ipotizza installati al 92% su edifici e/o coperture.

Il sistema non tiene conto delle potenze installate per il settore geotermico, che verranno approfondite nel capitolo specifico dedicato.

L'analisi delle FER è stata svolta sia per comprendere la potenza totale degli impianti FER installati, sia il contributo di ciascuna tipologia di fonte energetica alla potenza totale installata. L'elaborazione delle informazioni alla scala comunale ha portato alla realizzazione delle mappe illustrate in Figura 6-7, evidenziano il contributo di ciascun comune in termini di potenza totale installata (Fig.6) e tipologia di fonte energetica installata, o mix energetico comunale (Fig.7).

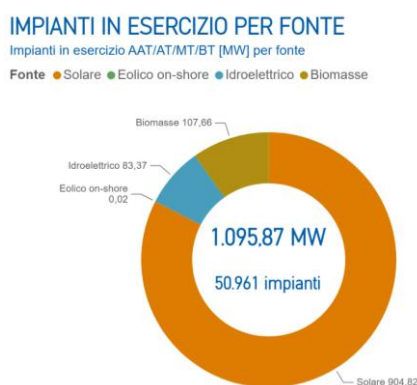


Figura 5 – Impianti FER esistenti sul territorio metropolitano per la produzione di energia elettrica per tipologia di fonte rinnovabile

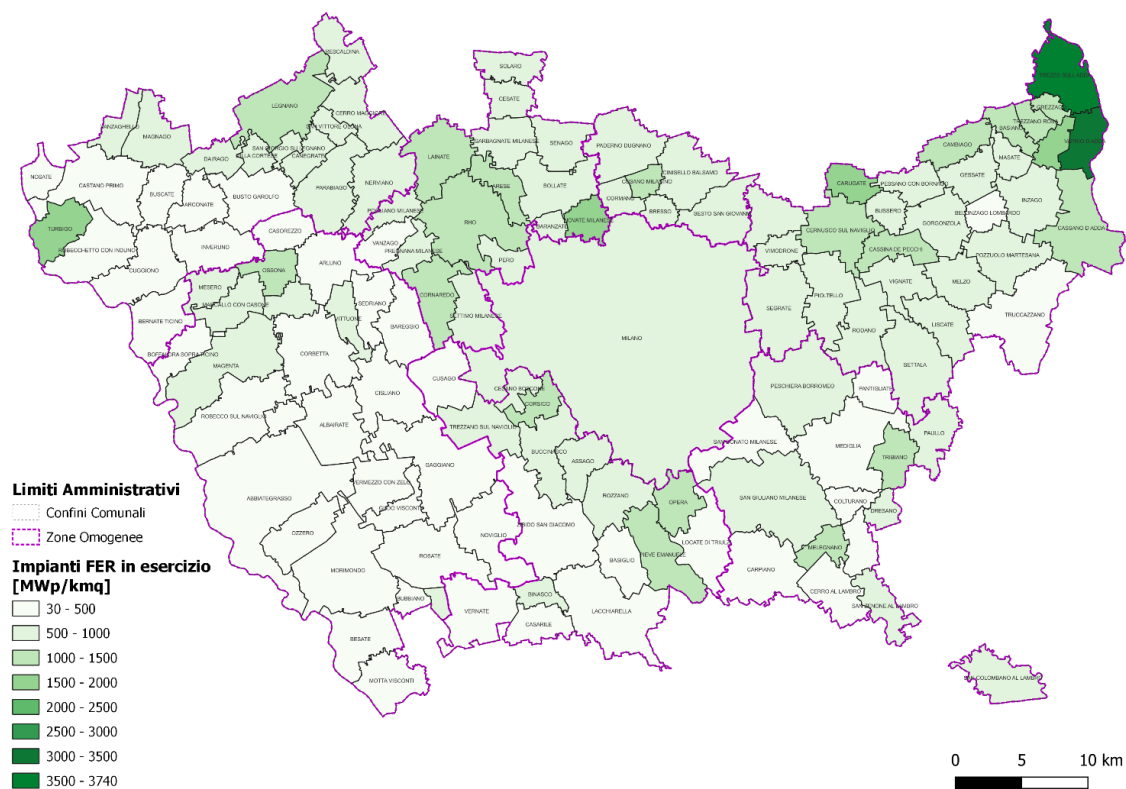


Figura 6 – Contributo di ciascun comune metropolitano espresso in potenza totale installata per chilometro quadrato territoriale.

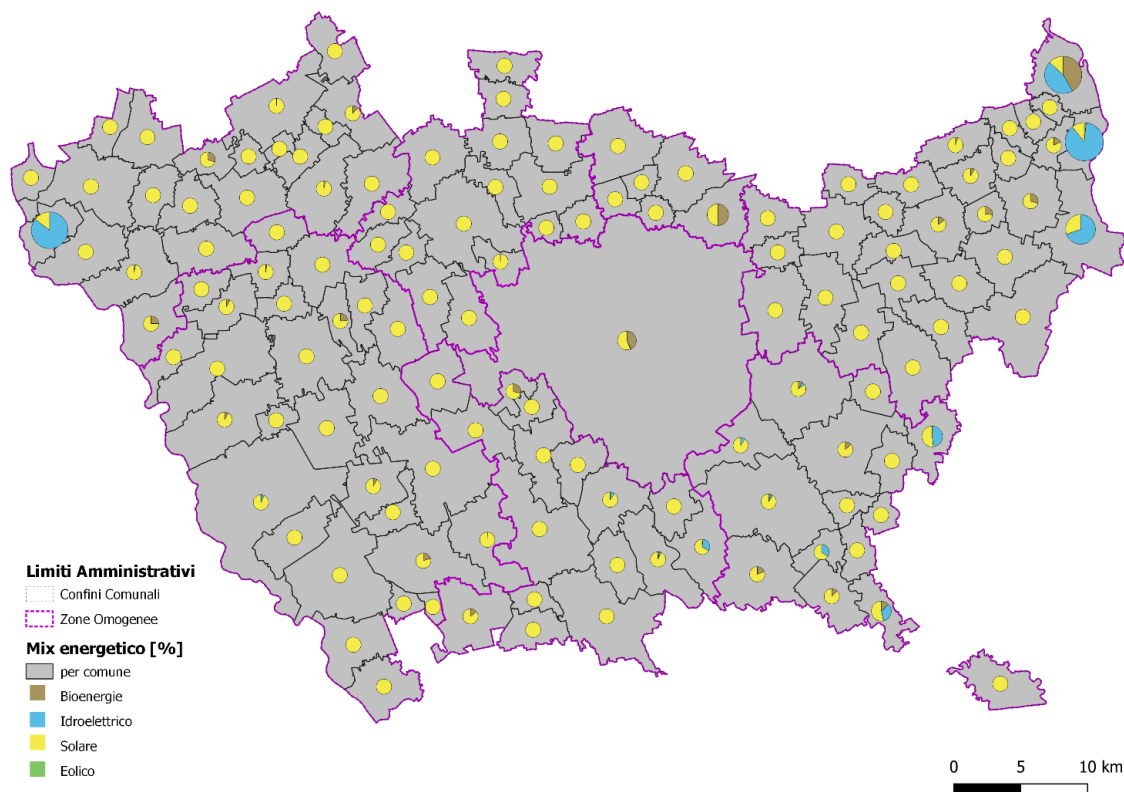


Figura 7 – Mix energetico comunale considerando le potenze installate relative alle tipologie di fonti FER in esercizio.

Cosa è il teleriscaldamento

Il teleriscaldamento è un servizio di pubblica utilità, per importanza e potenza trasferita comparabile con le altre reti di distribuzione di energia all'utenza (es. gas, energia elettrica) che distribuisce calore all'utenza senza bisogno di "macchine di trasformazione": infatti il teleriscaldamento trasporta già l'energia termica (calore) di cui abbisogna l'utente e lo cede ad esso mediante un semplice "scambiatore di calore". Il calore distribuito può essere utilizzato per il riscaldamento, per la produzione di acqua calda sanitaria e per il raffrescamento degli edifici mediante l'utilizzo di frigoriferi ad assorbimento.

Se i livelli di temperatura sono idonei può essere anche utilizzato per processi produttivi, come ad esempio stampaggio plastiche e pastorizzazione di alimenti.

Un sistema di teleriscaldamento è composto da:

1. un **sistema di produzione calore**: il calore può provenire da cascami termici di altri processi industriali, dalla combustione di combustibili fossili, biomassa o rifiuti, da pompe di calore oppure da un sistema di cogenerazione, ovvero un sistema che produce contemporaneamente energia elettrica e calore;
2. una **rete di andata di acqua calda in pressione** che, ramificandosi, la convoglia ad ogni utente;
3. uno **scambiatore di calore presso ciascun utente** che permette di trasferire il calore dall'acqua di teleriscaldamento all'acqua dei circuiti interni all'edificio (termosifoni, ventilconvettori, preparatori di acqua calda sanitaria, etc...);
4. una **rete di ritorno dell'acqua di teleriscaldamento**, parallela a quella di andata, nella quale l'acqua, avendo ceduto calore agli edifici, ritorna meno calda. L'acqua di ritorno viene convogliata al sistema di produzione calore per essere nuovamente riscaldata.

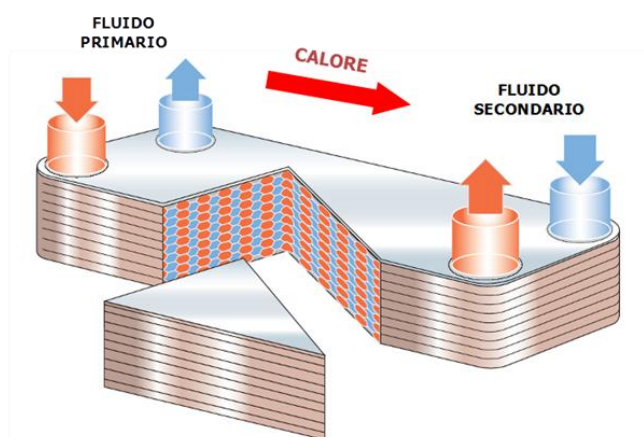


Figura 8 – Schema di funzionamento di uno scambiatore di calore.

Si è così completato un circuito chiuso dove non viene trasferita l'acqua, che resta sempre la stessa in circolazione, ma viene trasferito il calore. Per far circolare l'acqua nei tubi e negli scambiatori sono necessarie le pompe e per regolare la pressione nel circuito sono necessari i vasi di espansione.

La maggior parte delle reti di teleriscaldamento sono realizzate con tubazioni in acciaio saldato, isolate termicamente con schiuma di poliuretano e protette esternamente mediante tubazioni di polietilene ad alta densità. Le reti così costituite sono adatte ad essere posate interrate. Qualora non sia prevista la posa in sotterraneo possono essere utilizzate indifferentemente tubazioni pre-coibentate oppure tubazioni in acciaio nudo con coibentazione in opera mediante lana di roccia o altro.



Figura 9 – Dettaglio delle tubazioni della rete di distribuzione.

Presso ciascun utente è installata una sottocentrale di scambio termico (SST) che permette, tramite uno scambiatore di calore, il trasferimento del calore dal circuito primario di teleriscaldamento all'acqua degli impianti secondari di distribuzione interni agli edifici.

Ogni SST è inoltre provvista di un sistema di regolazione che regola il flusso d'acqua del circuito primario in funzione del fabbisogno di calore dell'utente e di un sistema di misura della quantità di calore ceduto, oltre ai dispositivi di sicurezza e controllo.

Ritornando al confronto con altre reti di distribuzione dell'energia si può osservare che per il fatto che distribuisce energia termica già pronta all'uso senza bisogno di trasformazione in loco, il sistema offre indubbi vantaggi rispetto alla sicurezza e all'inquinamento (non più caldaie e camini distribuiti sul territorio ma un'unica centrale controllata 24h da personale specializzato e con emissioni ridotte e controllate).

Tuttavia, la quantità di energia che può essere trasportata dal fluido vettore è limitata e ciò comporta elevati investimenti per la realizzazione della rete.

Una rete di teleriscaldamento a parità di quantità di energia trasportata costa circa 8÷10 volte una rete di trasporto di gas naturale.

Caratteristiche di esercizio

La maggior parte delle reti di teleriscaldamento sono esercite ad acqua in quanto è un fluido prontamente disponibile, economico, non inquinante e con una buona capacità termica (ovvero quantità di calore per volume trasportato).

Esistono anche reti di teleriscaldamento utilizzando altri fluidi (es. olio diatermico o vapore) ma sono scarsamente diffuse a causa del maggior costo di investimento e/o dei rischi legati alle perdite di fluido.

La maggior parte delle reti di teleriscaldamento sono pertanto alimentate:

- con acqua surriscaldata (temperatura di andata a circa 120-130°C e di ritorno a circa 70-80°C)
- con acqua calda (temperatura di andata a circa 85-95°C e di ritorno a circa 60-70°C)
- con acqua calda a "bassa entalpia" (temperatura di andata circa 55-60°C e di ritorno a circa 40-45°C).

Queste ultime reti a bassa entalpia offrono notevoli vantaggi per le minori dispersioni di calore nel terreno, minor numero di rotture o guasti grazie al minor stress termomeccanico, possibilità di essere alimentate con sistemi di produzione e/o recupero del calore più efficienti come, ad esempio, cascami termici a bassa temperatura. Le reti di più recente realizzazione sono normalmente a bassa entalpia così come quelle che sono state oggetto di ristrutturazione e di adeguamento dei sistemi di scambio.

Le dispersioni di calore nel terreno possono essere indicativamente quantificate come percentuale del calore totale annuo distribuito dalla rete e dipendono dal livello delle temperature di mandata e di ritorno secondo quanto riportato nel seguito:

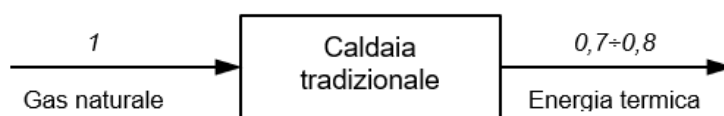
- acqua surriscaldata: dispersione di calore annuo circa 12÷16%
- acqua calda: dispersione di calore annuo circa 9÷11%
- acqua calda a bassa entalpia: dispersione di calore annuo circa 4÷5%.

Le pressioni di esercizio delle reti di teleriscaldamento sono in genere standardizzate in PN10, PN16 o PN25, intendendo che nel punto più sollecitato e nelle condizioni idraulicamente più gravose la pressione interna del fluido non può superare rispettivamente le 10, le 16 o le 25 atmosfere.

Efficienza del sistema di teleriscaldamento

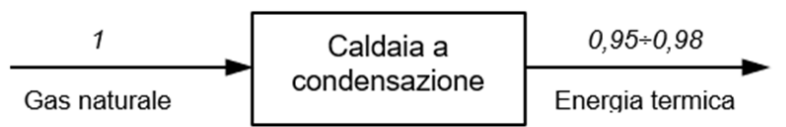
Per quanto riguarda l'efficienza dei sistemi di produzione e/o di recupero del calore, nel seguito vengono riportati gli schemi e i rendimenti dei sistemi più adottati.

➤ Caldaia tradizionale alimentata a gas naturale



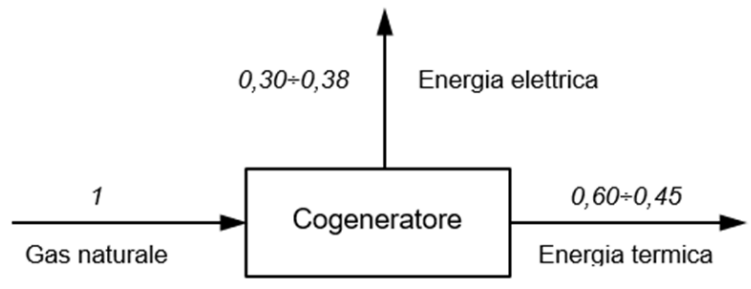
rendimento medio annuo da energia chimica a energia termica circa 70÷80%.

➤ Caldaia a condensazione e/o ad alto rendimento alimentata a gas naturale



rendimento medio annuo da energia chimica a energia termica circa 95÷98%.

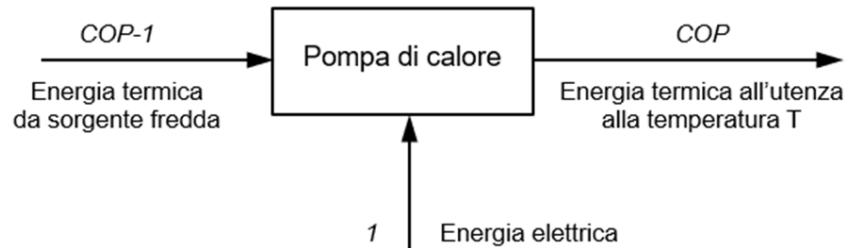
➤ Cogeneratore a combustione interna alimentato a gas naturale



rendimento medio annuo da energia chimica a energia elettrica circa 30÷38%

rendimento medio annuo da energia chimica a energia termica circa 60÷45%

➤ Pompa di calore alimentata con energia elettrica



Il COP (Coefficient Of Performance- coefficiente di prestazione) è variabile in funzione della temperatura della sorgente fredda e della temperatura di invio del calore all'utenza secondo il seguente diagramma indicativo:

COP		Temperatura di invio del calore				
		50°C	60°C	70°C	80°C	90°C
Temperatura della sorgente fredda	15°C	4	3,2	2,7	2,4	2,1
	25°C	5,6	4,1	3,3	2,8	2,4
	35°C	8	5,7	4,2	3,4	2,8

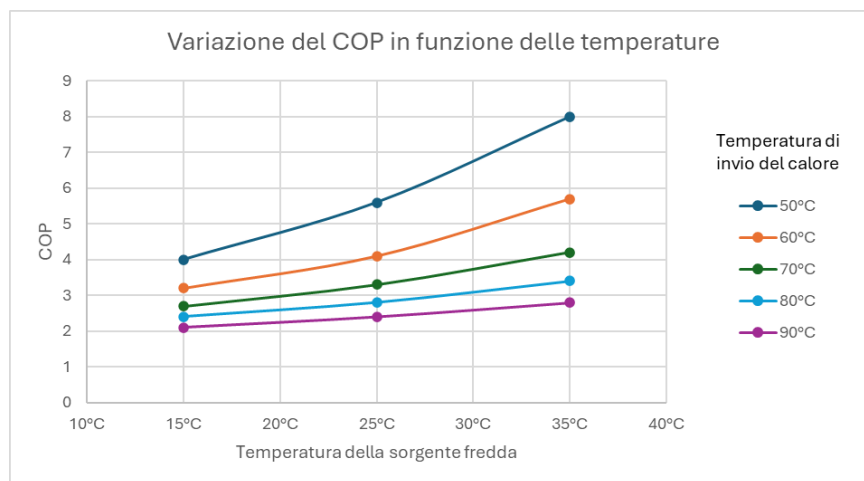
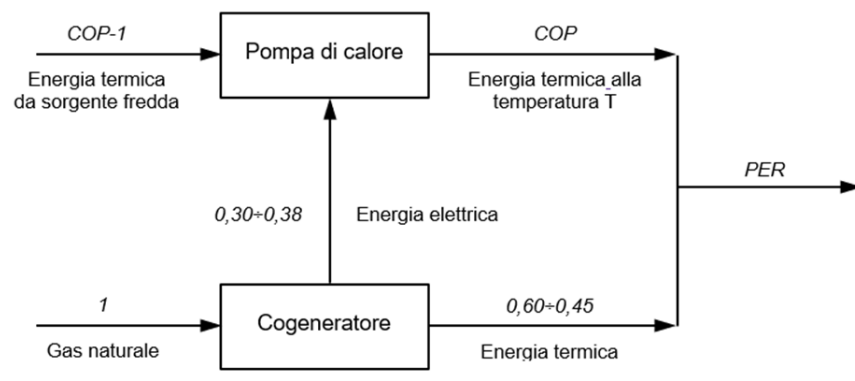


Figura 10 – Variazione del COP in funzione delle temperature.

➤ Sistema di cogenerazione e pompa di calore



Il PER (rapporto di energia primaria ovvero calore utile/energia da combustibile) è variabile in funzione della temperatura della sorgente fredda e della temperatura di invio del calore dalla pompa di calore secondo il seguente diagramma indicativo:

PER		Temperatura di invio del calore dalla pompa di calore (PdC)				
		50°C	60°C	70°C	80°C	90°C
Temperatura della sorgente fredda della pompa di calore	15°C	2	1,7	1,5	1,4	1,2
	25°C	2,6	2	1,7	1,5	1,4
	35°C	3,5	2,6	2	1,7	1,5

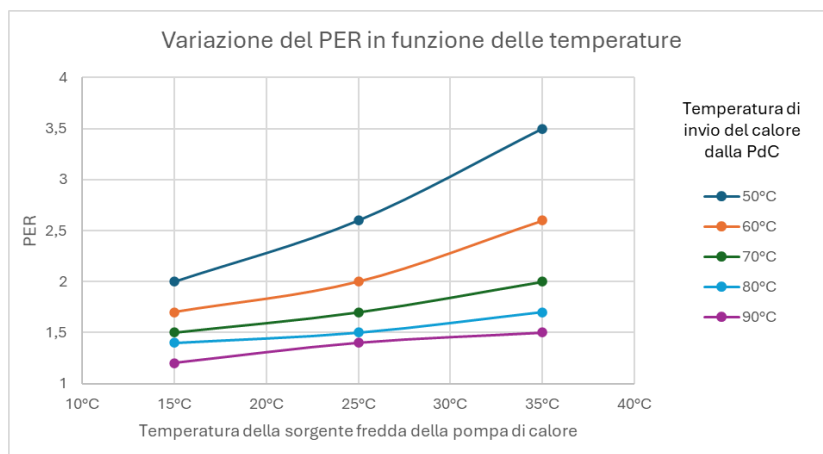


Figura 11 – Variazione del PER in funzione delle temperature.

Recupero dei cascami termici

Recupero del calore di condensazione dei cicli vapore di centrali termoelettriche, da termovalorizzatori e da processi di produzione sia per fornire direttamente l'energia termica all'acqua di teleriscaldamento sia, nel caso di calore a bassa temperatura (es. raffreddamento data center) quale sorgente fredda per le pompe di calore. In questo ultimo caso maggiore è la temperatura della sorgente fredda migliore sarà il COP della pompa di calore (vedi paragrafo sopra).

I costi del teleriscaldamento

Per quanto riguarda il confronto del costo del calore all'utente finale avendo come riferimento il riscaldamento con caldaia tradizionale alimentata a gas naturale, valgono le considerazioni riportate nel seguito.

L'utilizzo del teleriscaldamento comporta dei maggiori costi relativi a:

- ammortamento dell'investimento;
- manutenzione ordinaria e straordinaria;
- personale di esercizio e di gestione;
- energia di pompaggio;
- dispersione di calore nel terreno.

I maggiori costi vengono compensati da:

- migliori rendimenti di produzione del calore con minore utilizzo di energia non rinnovabile;
- minori emissioni di inquinanti e di CO₂;
- eliminazione del rischio incendio e scoppio legato all'utilizzo di combustibili gassosi o liquidi nelle centrali termiche degli edifici;
- maggiore possibilità nell'adozione di tecnologie innovative;
- miglioramento per l'immobile fino a 2 classi energetiche;
- agevolazioni di carattere fiscale e amministrativo e possibilità di accedere a specifici bandi e finanziamenti pubblici.

Il sistema di teleriscaldamento in Città Metropolitana di Milano

Il teleriscaldamento ha iniziato a svilupparsi nella Città Metropolitana di Milano intorno agli anni '60 del XX secolo, con la realizzazione di sistemi di produzione calore centralizzati per i nuovi quartieri periferici (Comasina, Gallarate, Vialba, Quarto Oggiaro, etc...).

A differenza del teleriscaldamento moderno tali reti avevano queste caratteristiche:

- Sistemi di produzione calore con combustibili fossili pesanti (olio combustibile, BTZ, etc...) che al tempo garantivano una certa economicità di esercizio ed emissioni in atmosfera migliori rispetto al carbone;
- Sistemi chiusi: i sistemi erano progettati e dimensionati come un grande sistema di riscaldamento privato senza, pertanto, la possibilità di allaccio da parte di utenti esterni

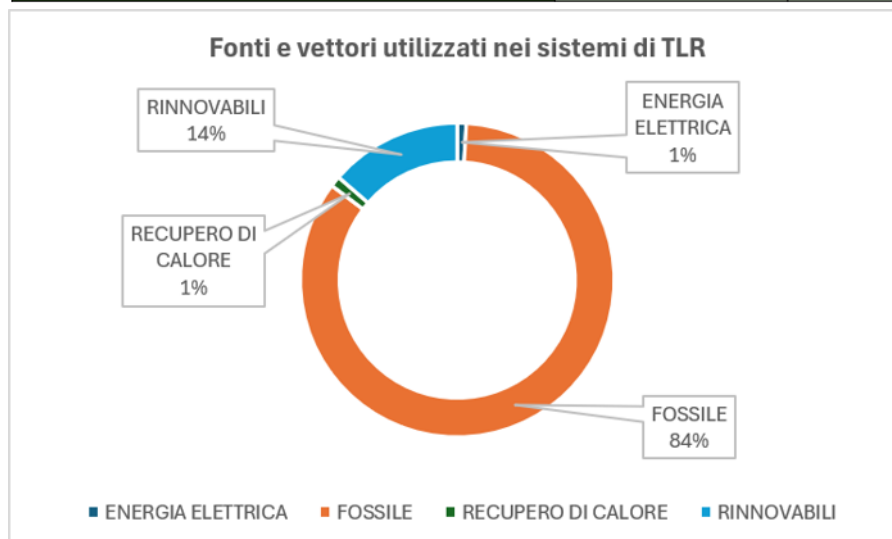
Con il passare degli anni, l'aumento dei costi dei prodotti petroliferi degli anni '70, la metanizzazione del Paese e le più stringenti direttive ambientali gli stessi impianti sono stati progressivamente convertiti a gas naturale con una semplice sostituzione del bruciatore delle caldaie e, a partire dagli anni '90, grazie anche agli incentivi per la cogenerazione, sostituiti con impianti di cogenerazione alimentati a gas naturale.

A seguito di queste trasformazioni, i sistemi di teleriscaldamento hanno avuto un considerevole sviluppo sul territorio di città Metropolitana, oltre a un processo di diversificazione delle fonti utilizzate nelle centrali di produzione. Allo stato attuale integrano l'utilizzo del gas naturale in cogenerazione con lo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili, quali l'energia ambiente mediante il ricorso alle pompe di calore geotermiche, il biometano, la frazione biogenica dei rifiuti. A queste si aggiungono lo sfruttamento dei cascami termici presenti sul territorio.

I dati relativi ai sistemi di teleriscaldamento presenti sul territorio di Città Metropolitana sono tratti dall'annuario AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano), con riferimento all'anno 2023 e di seguito riportati

Tabella 3- Dettaglio delle reti di teleriscaldamento (Anno 2023)

Energia elettrica immessa in rete	558.715	MWh
Energia di processo fornita all'utenza	10.382	MWh
Energia frigorifera fornita all'utenza	30.222	MWh
Energia termica fornita all'utenza	1.433.195	MWh
Sottocentrali d'utenza	4.731	n°
Sviluppo della rete	530	km
Volumetria servita industriale	433.810	m³
Volumetria servita residenziale	57.636.085	m³
Volumetria servita terziario	20.471.981	m³



5. Valutazione degli scenari territoriali

La metodologia di sviluppo degli scenari consentirà di costruire in maniera tracciabile e ripetibile gli scenari di sviluppo al 2030 per ciascuna fonte: fotovoltaico, biogas/biometano, teleriscaldamento, geotermia, oltre al contributo dell'efficientamento energetico e dell'evoluzione dei consumi dei datacenter.

La metodologia consente di ottenere calcoli quantitativi in termini di potenza installata, producibilità, quota energie rinnovabili ed emissioni evitate; per avere una determinazione di quanto sul territorio di Città Metropolitana di Milano si possa contribuire alla transizione energetica.

5.1. Valutazione dello sviluppo previsionale della domanda energetica

La previsione dello sviluppo della domanda energetica al 2030 è un processo a più fasi che parte dalla ricostruzione dello stato di fatto (baseline vedi capitolo 2 – Fig.1) per applicare poi i contributi in aumento e in riduzione attesi nell'orizzonte temporale di riferimento

Fattori di riduzione del consumo

- **Metodologia:** non si ipotizza un obiettivo ideale astratto, ma si proietta l'andamento della domanda energetica in uno **scenario unico, coerente con la serie storica degli interventi** di riqualificazione effettuati (cappotti termici, sostituzione infissi, nuovi impianti, vedi il successivo paragrafo 5.2.1.). Successivamente sono stati individuati gli interventi di efficienza più efficaci nel breve periodo sul territorio metropolitano per quanto attiene il settore residenziale, alla luce del nuovo assetto degli incentivi disponibili. Detti interventi sono adatti a perseguire tassi di riqualificazione degli edifici maggiori rispetto agli andamenti tendenziali e possono costituire una linea guida per operatori e cittadini impegnati nel processo di transizione.

Fattori di aumento del consumo

La domanda elettrica subirà un incremento specifico che va sommato alla baseline:

- **Data Center:** Milano è identificata come un hub digitale europeo. Il calcolo deve prevedere l'aumento di potenza impegnata per questi siti, si veda paragrafo 5.1.2.

5.1.1. Gli sviluppi della domanda di energia negli scenari al 2030

La costruzione degli scenari relativi alla domanda di energia è stata effettuata individuando un andamento tendenziale che tiene conto delle serie storiche dei consumi finali di energia e le proietta al 2030. Al fine di migliorare i risultati attesi nello scenario tendenziale, sono stati poi individuati interventi migliorativi del livello di efficienza energetica, che concorrono ad accelerare il processo di raggiungimento degli obiettivi.

Serie storiche dei consumi negli usi finali

Nei grafici che seguono sono riportate le serie storiche dei consumi negli usi finali.

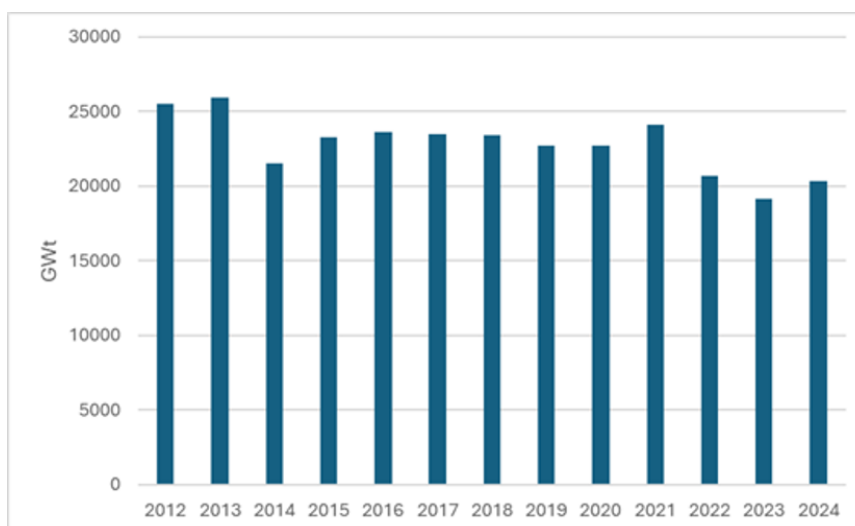


Figura 12- Serie storica dei volumi di gas naturale distribuito a rete.

Si nota che nel 2022 i volumi distribuiti hanno subito una forte contrazione rispetto all'anno precedente (-14%). Nel 2023 i volumi diminuiscono rispetto al 2022 (-7,4%) per poi risalire nel 2024 rispetto all'anno precedente (+4,3%). La tendenza alla diminuzione dei volumi di gas distribuito è influenzata dall'andamento climatico; negli ultimi anni si è infatti verificata una tendenza alla riduzione dei gradi giorno.

Per la sola quota riferibile alla climatizzazione, ottenuta scorporando dal totale i consumi domestici e delle centrali di teleriscaldamento, l'andamento nel tempo dei volumi distribuiti, depurati dall'effetto climatico, è riportato in Fig. 13. L'andamento ottenuto è maggiormente rappresentativo dell'effettiva riduzione dei consumi per effetto dei principali driver della domanda di energia, fra cui il miglioramento dell'efficienza energetica.

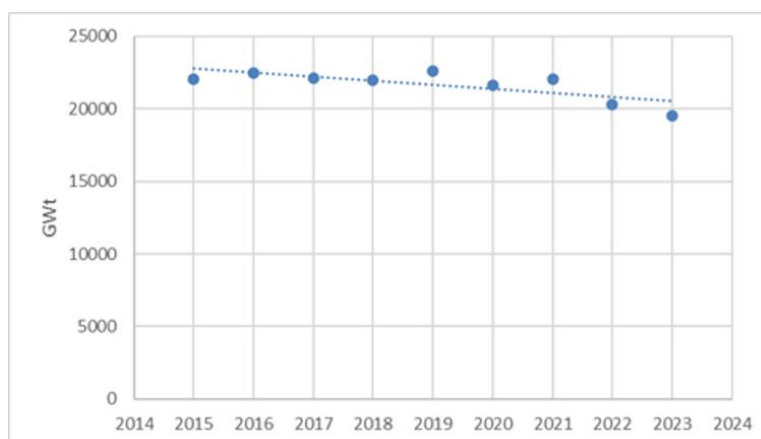


Figura 13- Serie storica dei volumi di gas naturale distribuito a rete normalizzati rispetto ai gradi giorno (al netto dei consumi domestici e dei consumi delle centrali di teleriscaldamento).

La costante riduzione negli anni dei volumi di gas naturale distribuito, normalizzato rispetto ai gradi giorno, è correlata e coerente rispetto alle misure di efficienza energetica attuative delle politiche comunitarie e nazionali. La tendenza tiene conto degli effetti della conversione degli impianti a gasolio, ancora significative nel periodo considerato, come si evince dalla successiva Figura 14.

Le vendite di gasolio riscaldamento hanno avuto una forte riduzione a seguito delle politiche di metanizzazione, divenendo un combustibile residuale, che si è stabilizzato a quote molto contenute nel mix delle fonti.

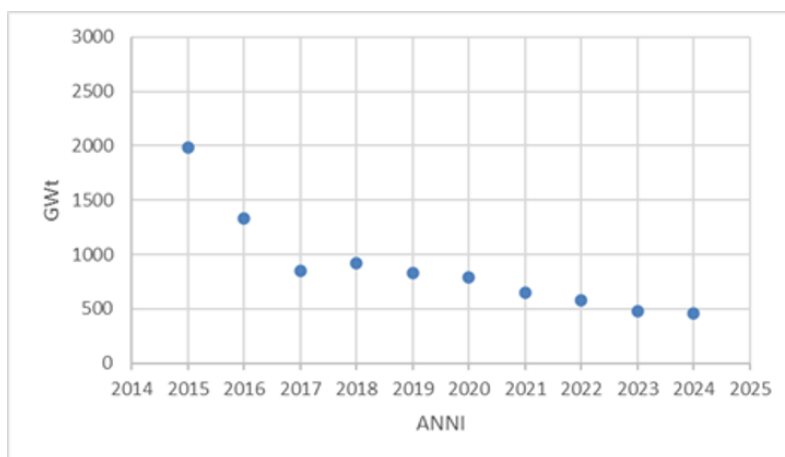


Figura 14 - Serie storica delle vendite di gasolio riscaldamento normalizzate rispetto ai gradi giorno.

L'andamento nel tempo dell'energia termica fornita dai sistemi di teleriscaldamento presenti sul territorio di Città Metropolitana è ottenuta dagli annuari AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano).

Si nota un aumento costante e sostenuto per tutto l'arco temporale esaminato (dal 2015 al 2023), dovuto principalmente all'ampliamento e integrazione delle reti esistenti e all'aumento delle volumetrie allacciate. I sistemi di generazione dell'energia hanno subito importanti modifiche, tese ad aumentare il recupero di calore, il ricorso alle fonti rinnovabili e la copertura del fabbisogno dalla valorizzazione dei rifiuti.

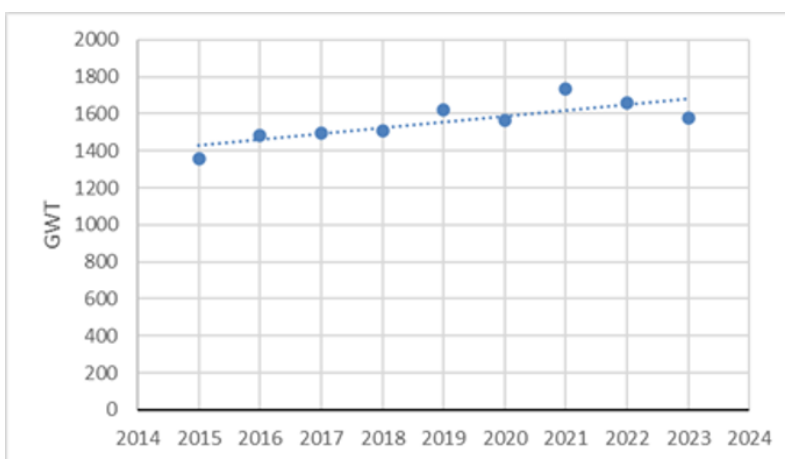


Figura 15 - Serie storica dell'energia termica distribuita all'utenza dai sistemi di TLR.

Di seguito è riportata la serie storica dei consumi elettrici riferiti al territorio di città Metropolitana

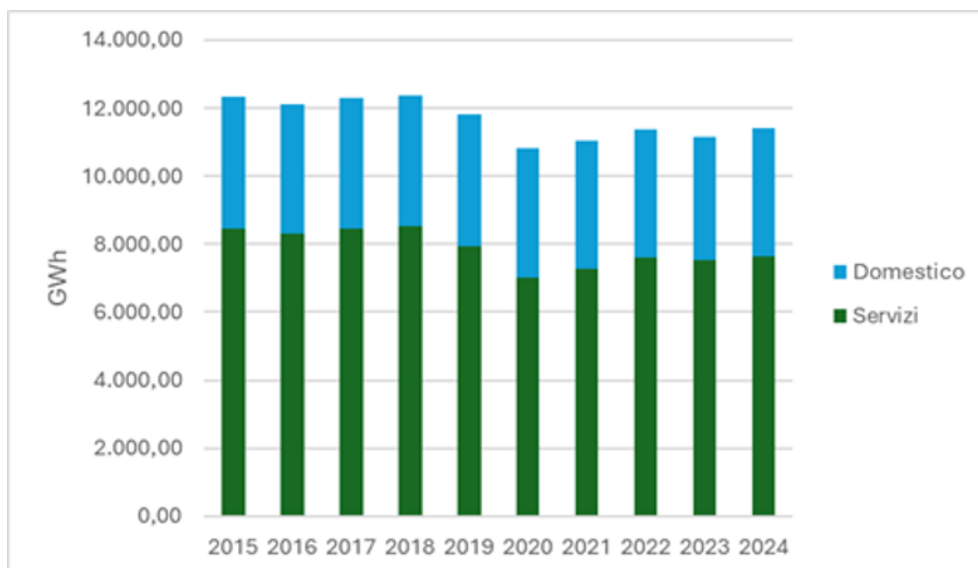


Figura 16- Serie storica dei consumi di energia elettrica nel settore domestico e dei servizi.

Dopo il continuo calo dei consumi elettrici domestici che si è verificato nel periodo compreso dal 2019 al 2023, nel 2024 si registra un incremento del 3,63%. Nel 2023 i consumi nei servizi diminuiscono dell'1,2% rispetto al 2022, mentre nel 2024 aumentano dell'1,9% rispetto all'anno precedente. Nel complesso, la media dei consumi nei servizi relativi al periodo post pandemico (2022-2024), risulta inferiore dell'8,9% rispetto alla media del periodo precedente la pandemia.

Le proiezioni dei consumi al 2030

La proiezione della domanda energetica al 2030, visto il ristretto orizzonte temporale, è stata ottenuta nell'ipotesi che si mantengano le medesime dinamiche messe in evidenza nelle Figure 12-16.

Gli esiti ottenuti sono coerenti con le ipotesi di sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento contenute nella pianificazione degli operatori presenti sul territorio.

Le proiezioni al 2030 inoltre sono coerenti con i tassi di riqualificazione complessivi registrati nel periodo 2015-2023. Questi tassi mediano annualità con ridotti livelli di intervento e il primo periodo di applicazione del Superbonus-Ecobonus, si ritengono pertanto perseguibili anche nella proiezione futura, in uno scenario di transizione caratterizzato da elevati costi dell'energia.

I risultati attesi sono riportati nella Figura 17; sui consumi effettivi si ottiene una riduzione del 5,9% dei consumi finali di energia, riportati nella Tabella 4.

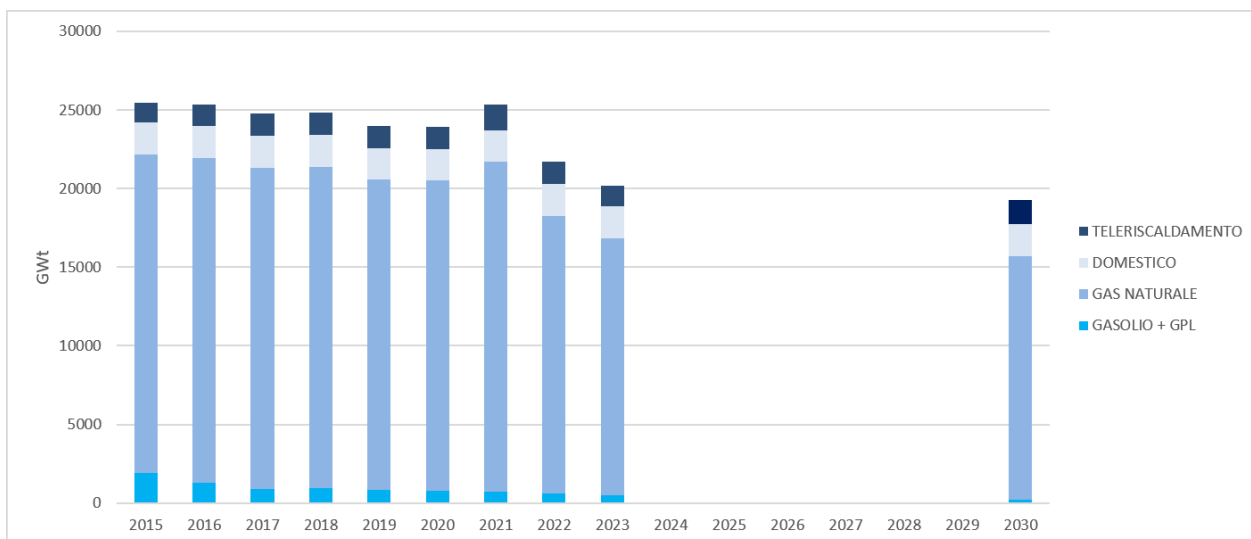


Figura 17 - Serie storica della domanda di energia in GWh ed evoluzione tendenziale.

Tabella 4- Proiezione al 2030 dei consumi finali di energia

	GWh (2023)	GWh (2030)
GAS NATURALE DOMESTICO*	2022	2022
GAS NATURALE CLIMATIZZAZIONE	16346	15490
CALORE TLR	1319	1522
GASOLIO CLIMATIZZAZIONE	404	153
GPL*	80	80
BIOMASSA*	2002	2002
ENERGIA ELETTRICA (Domestico + Servizi)	11157	10090
TOTALE	33328	31358

*Non sono state considerate le riduzioni di questi vettori

Scenario Nazionale e Globale

L'Italia sta consolidando la sua posizione come hub digitale strategico, guidata dalla crescita della **Data Economy** e dalla necessità di infrastrutture per l'Intelligenza Artificiale e il cloud. I dati di seguito vengono estratti da documento redatto da A2A "L'Italia dei Data Center" versione di settembre 2025.

Posizionamento Internazionale

- **Ranking Mondiale:** L'Italia è attualmente il **13° Paese al mondo** per numero di strutture, con **168 Data Center** attivi nel 2024.
- **Contesto Europeo:** A livello UE si contano oltre 2.200 unità. L'Italia si posiziona come il mercato leader tra quelli emergenti (Tier-2), subito dopo i mercati consolidati (FLAPD: Francoforte, Londra, Amsterdam, Parigi, Dublino).

Impatto Economico e Potenza

- **Valore Economico:** La Data Economy italiana vale oggi **60,6 miliardi di euro** (2,8% del PIL). Con gli investimenti correnti, potrebbe raggiungere i **207 miliardi di euro entro il 2030**.
- **Capacità Installata:** La potenza nominale totale in Italia nel 2024 è di **513 MW**, segnando un incremento del **17%** rispetto all'anno precedente.
- **Prospettive Future:** Nello scenario di pieno sviluppo ("full potential"), la potenza potrebbe scalare fino a **4,6 GW entro il 2035**.

Il Nodo Energetico

- **Domanda di Rete:** Le richieste di connessione alla rete ad alta tensione (RTN) hanno subito un'impennata verticale, passando da 0,1 GW nel 2019 a **55 GW ad agosto 2025**.
- **Consumi:** Attualmente i Data Center assorbono l'1,9% dell'elettricità nazionale. Entro il 2035, questa quota potrebbe salire al **13% del consumo totale nazionale**.

La Lombardia e il Polo di Milano

La Lombardia è il baricentro tecnologico d'Italia, con Milano che funge da catalizzatore principale per gli investimenti internazionali. La concentrazione geografica è estremamente marcata nell'area milanese (Tab. 5).

Tabella 5- Distribuzione della Potenza nell'area metropolitana milanese (2024)

Area Geografica	Potenza Installata (MW)	Quota sul Totale Italia (%)
Città Metropolitana Milano	238	46
Resto della Lombardia	80	16
Totale Lombardia	318	62
Resto d'Italia	195	38

Milano come Hub Europeo

Milano è ufficialmente il **primo mercato emergente in Europa**. Con i suoi **238 MW**, supera significativamente altri hub digitali: **Madrid: 172 MW, Zurigo: 110 MW e Varsavia: 91 MW**.

Infrastruttura e Investimenti Locali

A2A ha avviato piani specifici per il rafforzamento della rete elettrica a **Milano e Brescia**, le due aree con la più alta densità di Data Center. Questo è fondamentale per garantire la continuità operativa e supportare la futura espansione di colossi come Microsoft, Google e AWS nell'hinterland.

Sostenibilità e Simbiosi Urbana a Milano

Uno dei punti chiave del rapporto è l'integrazione tra infrastruttura digitale e tessuto urbano attraverso il recupero del calore.

Potenziale di Scalabilità

A livello nazionale, se tutti i Data Center fossero integrati con le reti di teleriscaldamento (seguendo il modello milanese), si potrebbe soddisfare il fabbisogno di calore di circa **800.000 famiglie**, riducendo drasticamente le emissioni di CO₂ e la dipendenza dal gas naturale.

Approfondimento

Un datacenter assorbe una enorme quantità di energia elettrica necessaria per il funzionamento degli elaboratori. Pressoché tutta questa energia viene dissipata sotto forma di calore generato per effetto Joule all'interno dei circuiti di calcolo.

Pertanto, assolto il suo scopo principale di calcolo ed elaborazione dati, il datacenter si trova dover smaltire il calore generato dal raffreddamento delle macchine.

La tecnologia più diffusa di raffreddamento è ad aria, pertanto il datacenter deve eliminare enormi portate d'aria a bassa temperatura (indicativamente 30-35°C), temperatura che sarebbe sufficiente ad alimentare direttamente alcuni processi industriali (es. essiccatoi, serre, camere di preriscaldamento e/o di verniciatura, etc...) ma che risulta troppo bassa per il riscaldamento degli edifici, tenendo anche presente che la maggior parte degli edifici civili utilizza come fluido termovettore l'acqua a temperature più alte.

Gli **impianti pilota esistenti** al momento in Italia sono due, realizzati entrambi da A2A insieme ai proprietari dei datacenter:²

- **Impianto di Via Lamarmora a Brescia** realizzato in collaborazione con Qarnot che utilizza un innovativo sistema di raffreddamento a liquido dei processori. L'acqua in uscita a 65°C ha temperature prossime a quelle dell'acqua del circuito di ritorno del teleriscaldamento e necessita pertanto solo di un piccolo salto termico per cedere il proprio calore alla rete di teleriscaldamento di Brescia;
- **Impianto "Avalon 3" di Via Bisceglie a Milano** realizzato in collaborazione con Retelit. Il sistema di raffreddamento ad aria riscalda, mediante batterie di scambio aria-acqua, un circuito intermedio che produce acqua a 26°C. Quest'ultima funge da sorgente fredda per un sistema di pompe di calore che innalza la temperatura del circuito di ritorno della rete di teleriscaldamento di Milano.

Vantaggi del recupero di calore:

1. Paragonando il sistema a quello fornito dal calore geotermico, la disponibilità di una sorgente fredda a 26°C anziché i 12-15°C dell'acqua della falda freatica permette di avere dei rendimenti (COP) delle pompe di calore migliori;
2. Non è necessario scavare pozzi di emungimento e di restituzione alla falda.

Aspetti negativi legati al recupero di calore:

1. Pur essendo il recupero di calore encomiabile, si tratta di un sistema a bassa entalpia che necessita il consumo di ulteriore energia elettrica per avere temperature compatibili a quelle della rete di

2 Fonti: <https://www.a2acaloreservizi.it/it/media/comunicati-stampa/a2a-calore-green-brescia-primo-data-center-teleriscaldamento>; <https://www.gruppoa2a.it/it/media/comunicati-stampa/milano-primo-progetto-italia-recupero-calore-data-center>; <https://www.gruppoa2a.it/it/media/storie/calore-data-center-teleriscaldamento-lombardia>

teleriscaldamento. Si può stimare che con una sorgente fredda a 26°C e una temperatura di consegna alla rete di teleriscaldamento a 75°C il rendimento (COP) della pompa di calore destinata ad effettuare il salto termico sia nel range 2,8-3,2, ovvero per ogni kWh elettrico assorbito dalla pompa di calore vengono immessi in rete 2,8-3,2 kWh termici. Come termine di paragone, un comune condizionatore domestico in grado di generare calore ha un COP compreso nel range 3,8-4,2.

2. Molti datacenter vengono costruiti in funzione della disponibilità dei terreni e delle infrastrutture di telecomunicazione, pertanto non necessariamente vicini a reti di teleriscaldamento. In questo caso l'energia termica da essi prodotta non ha altre destinazioni che non essere dissipata in ambiente.

Valutazione dei datacenter all'interno degli scenari di sviluppo

Dato l'elevato aumento del consumo nei prossimi anni verranno monitorate e considerate le richieste di connessione per i datacenter attraverso interviste al gruppo A2A e monitorando le richieste di connessione attraverso il portale TERRA di Terna.

- **Scenario Tendenziale:** rappresenta l'evoluzione del settore senza cambiamenti significativi nelle politiche, negli investimenti o nella capacità competitiva della Città Metropolitana di Milano. In questo scenario si assume che il settore continui a crescere secondo il trend storico, non vi siano mutamenti strutturali negli strumenti regolatori, tecnologici e competitivi ed infine che la crescita sia sostenuta dalla domanda crescente di servizi digitali e di capacità di elaborazione.
- **Scenario "Best Performer":** rappresenta invece uno scenario "ottimistico", si immagina che l'Italia riesca a raggiungere le performance e l'incidenza sul PIL dei Paesi europei leader nel settore. In questo caso, cambia il presupposto:
 - l'Italia migliora attrattività degli investimenti, infrastrutture, tempi autorizzativi, costi energetici, ecosistema tecnologico;
 - si colma il gap competitivo con i Paesi più avanzati (come Irlanda, Paesi Bassi o Germania);
 - il settore dei datacenter assume un peso pari al 7,9% del PIL, come nei Paesi europei top performer.

Di seguito vengono riportati i profili tipo per il consumo medio annuo dei datacenter (Fig. 18).

<i>Data center aziendali (on-premise)</i>	<i>Data center ad uso commerciale (colocation)</i>	<i>Data center di grandi dimensioni (hyperscale)</i>
Potenza media di assorbimento: 5 MW	Potenza media di assorbimento: 25 MW	Potenza media di assorbimento: 150 MW
Consumo medio annuo: 43,8 GWh	Consumo medio annuo: 219,0 GWh	Consumo medio annuo: 1.314,0 GWh

Figura 18- Profili tipo per il consumo medio annuo dei datacenter.

Sulla base di dati raccolti dal Politecnico di Milano e Terna, evidenziano inoltre che **la potenza energetica nominale dei data center in Italia** potrebbe passare da **513 MW nel 2024 a 2.331 MW nello scenario tendenziale al 2035**, e fino a **4.573 MW** nello scenario **"full potential"** ovvero di massimo sviluppo.

Attualmente nell'area milanese saranno completati, entro il 2028, progetti che porteranno un incremento di **318 MW**, mentre entro il 2030 potrebbero aggiungersi circa **600MW** di datacenter ad oggi sottoposti alla Valutazione d'Impatto Ambientale, il che comporterebbe un incremento **progressivo di 918MW**.

Per quanto riguarda le potenze attualmente la media dei datacenter installati è inferiore a 10MW, mentre le previsioni indicano che la media dei nuovi datacenter avrà una taglia di circa 30MW.

Premessa

L'efficienza energetica degli edifici è uno dei punti principali di ogni politica energetica volta a ridurre i consumi di energia finale e a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. Può essere intesa sia come riqualificazione degli involucri edilizi che come sostituzione degli impianti con sistemi energeticamente più efficienti e meno impattanti dal punto di vista ambientale. Per le economie avanzate, la IEA esorta un tasso di ristrutturazione per gli edifici pari al 2,5% all'anno per riuscire ad aderire allo scenario "Net Zero Emission"²³; attualmente il tasso è meno dell'1% all'anno. Le misure economiche e fiscali volte a migliorare l'efficienza energetica e quindi ridurre i consumi energetici degli edifici sono presenti nella legislazione di tutti gli Stati membri dell'UE e sono stati trattati nella Fase 1 del progetto.

Analisi del parco impiantistico

Come emerso nella FASE1 del Progetto delle LGTE della Città Metropolitana di Milano, la trasformazione e l'efficientamento degli impianti di climatizzazione rappresenta un elemento cardine delle norme e dei piani che hanno ad oggetto il conseguimento degli obiettivi climatici ed energetici, finalizzati ad operare una transizione sostenibile verso sistemi decarbonizzati.

Il Catasto Unico Regionale Impianti Termici (CURIT) è lo strumento informatico istituito da Regione Lombardia per la raccolta dei dati relativi agli impianti termici civili presenti sul territorio regionale e per gestire le operazioni che ad essi si riferiscono.

Il Catasto è gestito dalle Province e dalla Città Metropolitana di Milano per gli impianti installati nei Comuni con meno di 40.000 abitanti e dai comuni stessi per quanto riguarda la restante parte del territorio.

Con riferimento al territorio di CMM si riscontrano pertanto diverse "sezioni" del Catasto, quelle gestite dai Comuni con più di 40.000 abitanti (in numero di otto compreso il capoluogo), oltre a quella gestita da CMM per i restanti 125 Comuni più piccoli.

Nel corso degli anni le sezioni del catasto sono state progressivamente popolate dai diversi soggetti che vi accedono (Manutentori, Installatori, Ispettori, etc), fino a divenire uno strumento maturo e completo, anche grazie allo sforzo profuso dalle Autorità Competenti che ne curano la gestione.

Rappresenta pertanto uno strumento adatto per la definizione dei consumi energetici metropolitani, che si integri con quanto già stimato da ENEA secondo l'approccio di downscaling, facendo uso dell'ampio ventaglio di informazioni di carattere statistico disponibili.

La prima operazione effettuata riguarda l'analisi dei dati CURIT, per verificarne la coerenza e la completezza. La fonte del dato è l'Open Data di Regione Lombardia con aggiornamento al marzo 2025.

A) Sono state effettuate verifiche di coerenza interna, confrontando i dati di diversi comuni omogenei fra loro per caratteristiche territoriali.

Nelle figure che seguono sono riportate le consistenze impiantistiche a destinazione residenziale di ciascuno dei comuni, raggruppati per densità territoriale, in funzione del livello di penetrazione dei gruppi termici minori di 35 kW rispetto al totale dei gruppi termici.

Le diverse sezioni del catasto sono alimentate da diversi soggetti e da diversi operatori attivi sul territorio, ciononostante si evidenzia una buona correlazione dei dati, sia in termini di potenza che di n° di abitanti serviti, che fa presupporre un buon livello di aggiornamento e completezza dei dati. Fanno eccezione alcuni Comuni, rispetto ai quali si è operata una correzione delle destinazioni d'uso errate di alcuni impianti di grandi dimensioni, ottenendo un sensibile allineamento agli altri comuni simili.

B) È stato effettuato un confronto con la sezione del catasto del capoluogo, di cui AMAT ha una conoscenza dettagliata in ragione della competenza che il Comune di Milano le ha conferito.

Il dato del comune di Milano è indicato in rosso in figura 4. Si nota un elevato livello di allineamento a quello di Comuni simili. Ciò costituisce un ulteriore indice di completezza dei Catasti.

C) È stato effettuato un confronto con i profili di prelievo relativi agli utenti domestici messi a disposizione da ARERA per gli anni termici.

ARERA pubblica i profili di prelievo mensili di gas naturale degli utenti domestici per tipo di mercato e classe di consumo, comprensivi del dato sul numero dei punti di riconsegna- PDR (il dato è disponibile per le stagioni termiche dalla 2021-2022 alla 2023-2024).

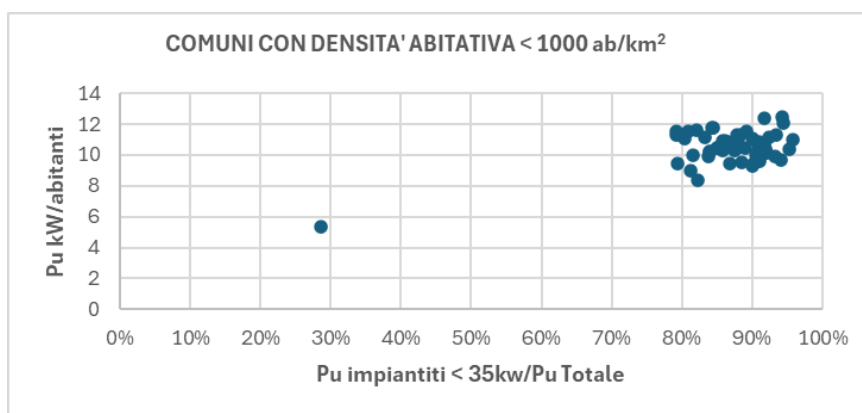
È stata effettuata una stima del numero di PDR relativi a utenze domestiche comprensive del servizio di riscaldamento e del n° di PDR per la sola cottura cibi /produzione acqua calda sanitaria. Per effettuare la suddetta elaborazione si sono confrontati gli andamenti nel tempo dei prelievi relativi ai PDR delle diverse classi di consumo.

Il risultato è di circa **667.000** PDR domestici con climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria/cottura cibi. Il dato è allineato con il numero di impianti domestici riconducibili alla contestuale climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria

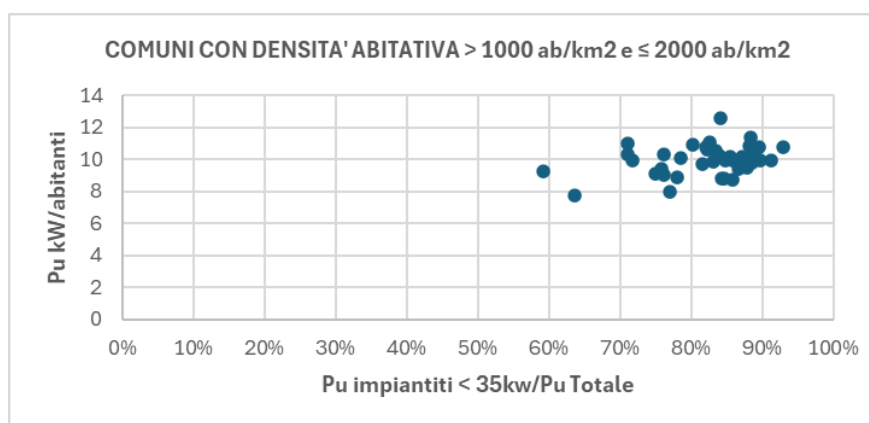
Oltre ai suddetti punti di prelievo si stimano ulteriori **745.000** PDR con la sola produzione acqua calda sanitaria /cottura cibi.

D) È stata effettuata una verifica di coerenza con le stime effettuate da ENEA

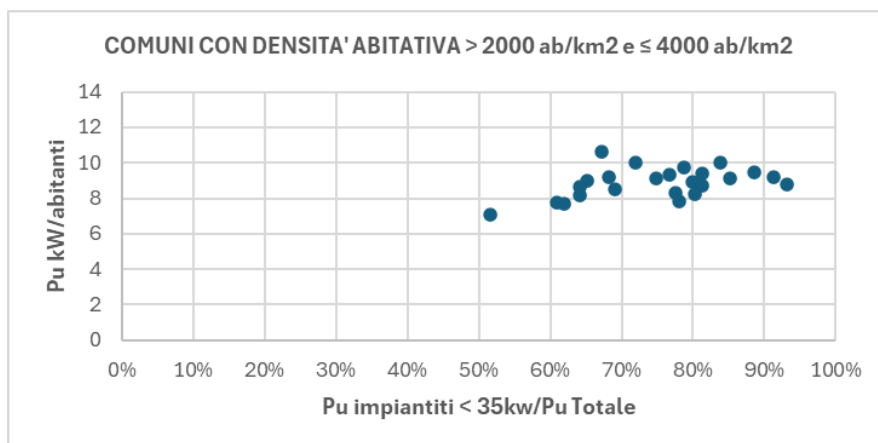
Sul complesso dei consumi “residenziali” di gas naturale stimati da ENEA si ottiene un allineamento con i dati stimati dai profili ARERA (integrati con la stima dei consumi dei condomini effettuata a partire dai dati CURIT).



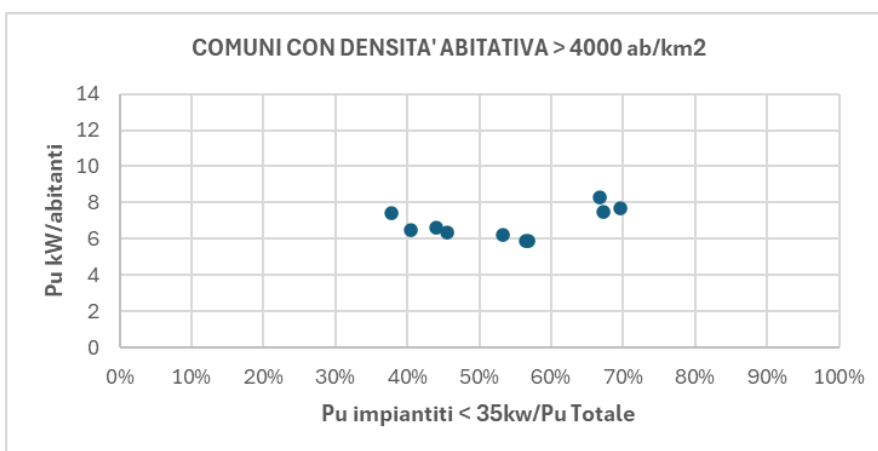
(a) *fa eccezione il Comune di Basiglio



(b)



(c)



(d)

Figura 19 a-d – Caratterizzazione delle potenze impianti per quattro classi di comuni con diversa densità abitativa.

Visto quanto emerso nei precedenti punti a), b), c) e d) si conferma la completezza del Catasto CURIT di Città Metropolitana. La composizione del parco impiantistico, che si può ricavare dal CURIT, è sintetizzata nei grafici di figura 20 in termini di potenza. Si nota il contributo preponderante dei gruppi termici e del peso ancora secondario delle pompe di calore e del Teleriscaldamento, che coprono il 6%.

Composizione del parco impiantistico secondo dati CURIT

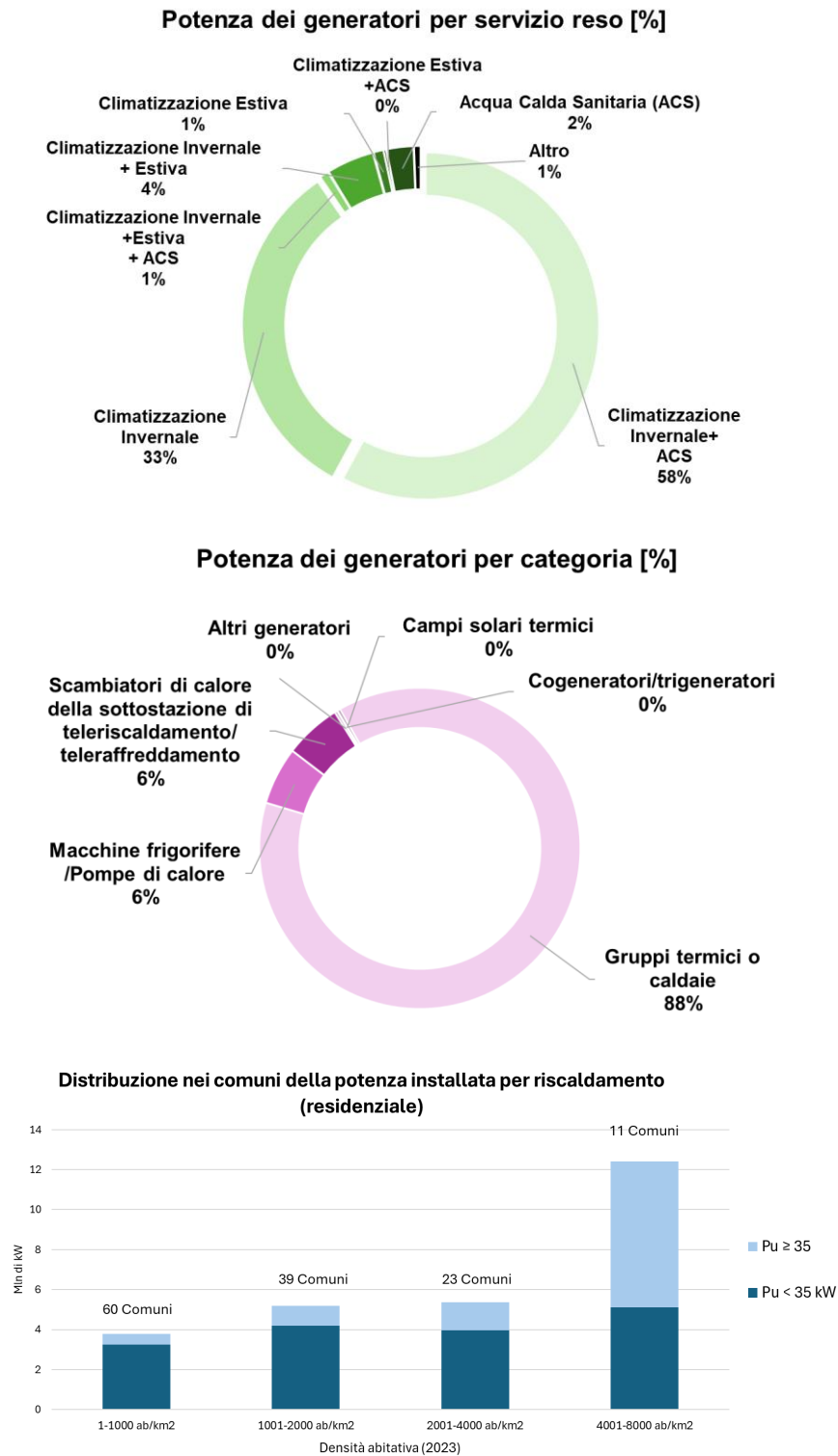


Figura 20 – Caratterizzazione del parco impiantistico (Open Data CURIT aggiornato a marzo 2025).

5.1.4. Caratterizzazione dei sistemi edificio/impianto termico

Facendo seguito alle analisi del paragrafo precedente (5.1.3), i Comuni di Città Metropolitana sono stati raggruppati per omogeneità territoriale, avendo verificato che la domanda di energia per la climatizzazione dei Comuni appartenenti allo stesso gruppo presenta caratteristiche simili.

Tabella 6 – Descrizione dei gruppi di comuni e criteri di raggruppamento.

	Densità territoriale [ab/km2]	Comuni [num]	Popolazione [ab]
Fascia 1	< 1.000	60	1.000 – 12.000 eccezione Abbiategrasso (32.000 ab)
Fascia 2	1.000-4.000	62	fino a 39.000
Fascia 3	oltre 4.000	11	fino a 80.000 escluso Milano

Per ciascun gruppo è stato identificato un Comune rappresentativo, rispetto al quale sono state individuate le tipologie dei sistemi edificio/impianto termico presenti sul territorio. Oltre ai dati del Catasto CURIT, già analizzato nel paragrafo precedente, si è fatto uso degli Open Data di Regione Lombardia relativi agli Attestati di Prestazione Energetica.

Successivamente sono stati identificati alcuni indicatori di efficienza energetica, al fine di individuare le potenzialità presenti sul territorio e gli interventi prioritari. Questi ultimi sono stati oggetto di analisi termotecnica, con riferimento alle configurazioni edificio/impianto più diffuse sul territorio. L'obiettivo è quello di disporre di un quadro aggiornato dei costi e dei benefici, tenendo conto degli incentivi individuati nelle fasi precedenti del progetto.

Le configurazioni edificio/impianto termico presenti sul territorio

La scelta dei Comuni campione è stata così effettuata:

1. **Comune della fascia 1:** comune di medie- piccole dimensioni (12000 residenti). Tessuto urbano misto, formato da un centro storico esteso e da un sistema insediativo di recente formazione. Numero di immobili edificati dopo il 2005 pari a circa il 2% del totale. Il reddito medio pro-capite in linea con quello dell'area di riferimento di circa 25200 €/anno. Valori immobiliari in deciso aumento sia nelle vendite (+ 25 % negli ultimi 7 anni) sia nelle locazioni (+41% negli ultimi 7 anni). La popolazione tende all'invecchiamento, con una crescita dell'età media da 45 a 47,1 anni nel decennio. Numero di unità immobiliari di circa 6500.
2. **Comune della fascia 2:** comune di medie dimensioni (circa 27000 residenti). Reddito dichiarato medio di 24900 €/anno. La popolazione tende all'invecchiamento (età media 47,4 anni). Il numero di unità immobiliari occupate è di circa 13200.
3. **Comune della fascia 3:** comune di cintura di circa 47.000 abitanti. Il reddito pro-capite dichiarato attorno ai 22500 €/anno. La popolazione mostra una tendenza all'invecchiamento come in tutto il territorio provinciale, l'età media è passata da 44 a 46,4 anni in un decennio. Il numero di unità immobiliari è di circa 22000.

Le analisi effettuate sui tre Comuni campione hanno consentito di individuare la frequenza sul territorio delle principali configurazioni edificio/impianto termico. In particolare, si è proceduto al calcolo delle Unità Immobiliari Equivalenti (di seguito UIE) servite da ciascun impianto termico[1]. Successivamente si è proceduto

con metodo semplificato a individuare i “complessi edilizi equivalenti” (di seguito C.E.), ottenuti dall’aggregazione di tutti gli impianti termici e delle relative UIE riconducibili allo stesso complesso edilizio.

Il numero totale delle UIE così stimate è allineato con il numero delle unità immobiliari occupate indicate nel censimento permanente ISTAT delle Abitazioni (anno 2023). La distribuzione delle unità immobiliari secondo la dimensione dei complessi equivalenti è allineata a quella resa disponibile dal Censimento Permanente ISTAT (anno 2021). La stima effettuata è stata anche confermata mediante confronto con gli APE presenti nella banca dati CENED.

In base all’esperienza, i complessi così ottenuti sono stati raggruppati in tre macrocategorie, per omogeneità rispetto alle modalità di intervento per migliorarne l’efficienza energetica.

	MACROCATEGORIA 1:	complessi formati da una o da poche UIE (indicativamente fino a 5). Appartengono a questa categoria le case singole, le villette e le villette a schiera, i piccoli complessi cortilizi, le piccole palazzine non amministrate in Condominio, prevalentemente con uno o due piani.
	MACROCATEGORIA 2:	complessi di media dimensione formati da più UIE (indicativamente fino a 20-25). La tipologia prevalente è costituita da edifici amministrati in condominio, tipicamente dai tre piani fuori terra in su.
	MACROCATEGORIA 3	grandi complessi formati da un numero elevato di Unità immobiliari. Tipicamente sono costituiti da edifici da 5 piani in su e possono essere soggette alla gestione in supercondominio della centrale termica.

Nelle tabelle che seguono sono presentati i risultati per ciascun Comune analizzato.

Tabella 7 - Distribuzione percentuale dei Complessi Equivalenti (C.E.) per MACROCATEGORIA.

	COMUNE FASCIA 1	COMUNE FASCIA 2	COMUNE FASCIA 3
MACROCATEGORIA 1 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 1 e 5	78%	81%	73%
MACROCATEGORIA 2 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 6 e 25	19%	15%	20%
MACROCATEGORIA 3 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi > 25	3%	4%	7%
Totale	100%	100%	100%

Tabella 8- Distribuzione percentuale delle U.I.E. per MACROCATEGORIA.

	COMUNI FASCIA 1	COMUNI FASCIA 2	COMUNI FASCIA 3
MACROCATEGORIA 1 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 1 e 5	28%	27%	15%
MACROCATEGORIA 2 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 6 e 25	47%	37%	30%
MACROCATEGORIA 3 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi > 25	24%	36%	55%
Totale	100%	100%	100%

Una prima semplice osservazione è che la MACROCATEGORIA 1 comprende oltre i $\frac{3}{4}$ dei C.E. in tutti i Comuni analizzati. Tuttavia, passando dalla fascia territoriale 1 alla 3, diminuisce considerevolmente la quota di UIE che vi ricadono, che passa dal 28% della fascia 1 al 15 % della fascia 3.

La macrocategoria 3 comprende una percentuale di C.E. inferiore al 10%, tuttavia, passando dalla fascia territoriale 1 alla 3, aumenta significativamente la quota di UIE che vi ricadono, che arriva addirittura al 55% nella fascia 3.

Per quanto riguarda le tipologie impiantistiche a servizio degli edifici con destinazione residenziale, si è ottenuta la ripartizione che segue fra il numero di complessi serviti da impianto autonomo e centralizzato (I casi misti sono stati attribuiti alla tipologia prevalente).

Tabella 9- Incidenza del numero di impianti autonomi residenziali per fascia e macrocategoria.

	COMUNI FASCIA 1	COMUNI FASCIA 2	COMUNI FASCIA 3
MACROCATEGORIA 1 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 1 e 5	96%	95%	95%
MACROCATEGORIA 2 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 6 e 25	83%	71%	72%
MACROCATEGORIA 3 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi > 25	69%	49%	47%
TOTALE PER FASCIA	92%	89%	87%

Tabella 10 - Incidenza della potenza per riscaldamento degli impianti autonomi residenziali per fascia e macrocategoria.

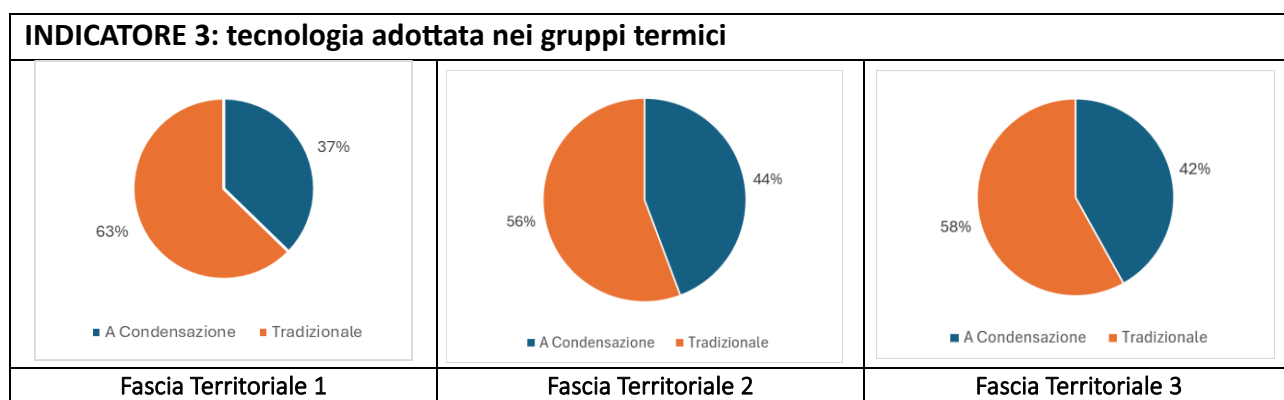
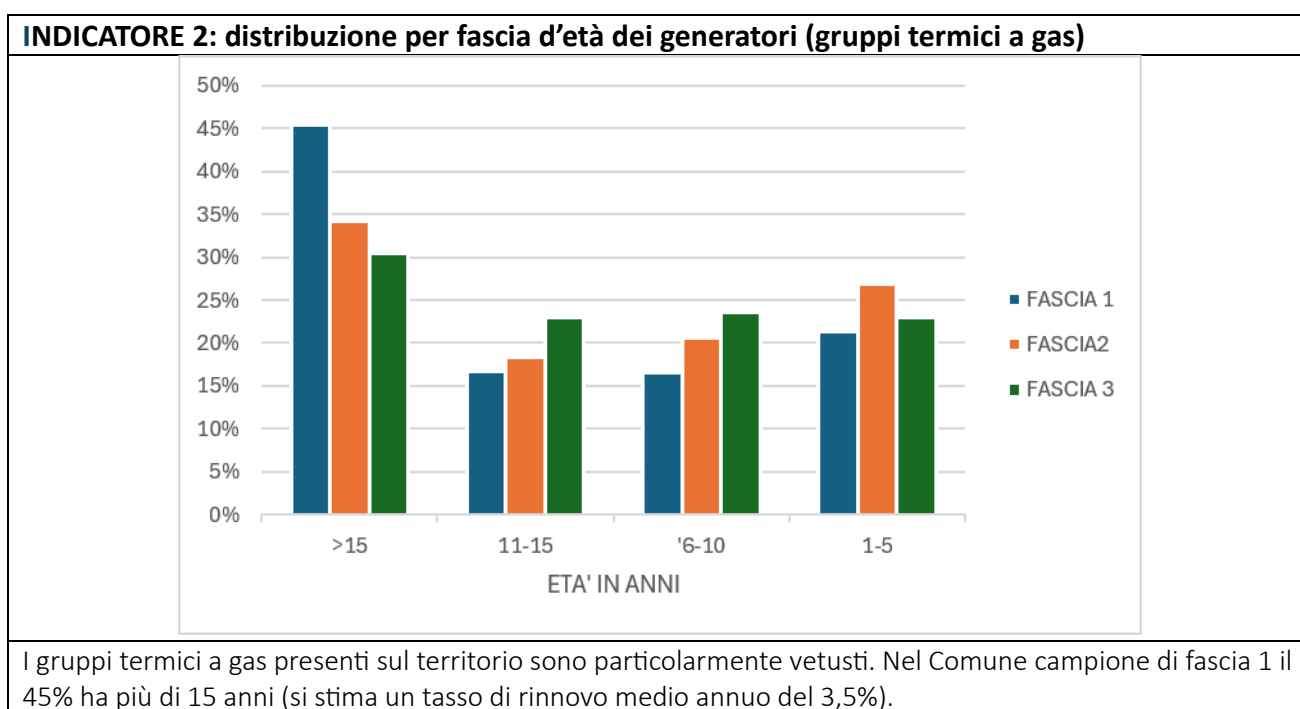
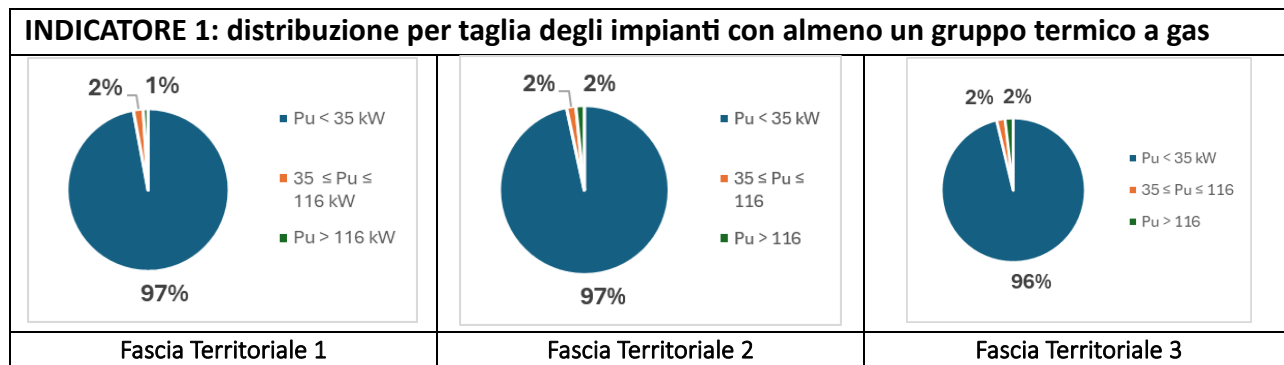
	COMUNI FASCIA 1	COMUNI FASCIA 2	COMUNI FASCIA 3
MACROCATEGORIA 1 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 1 e 5	95%	96%	95%
MACROCATEGORIA 2 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi fra 6 e 25	88%	80%	83%
MACROCATEGORIA 3 Complessi costituiti da un numero di U.I.E compresi > 25	79%	70%	61%
TOTALE PER FASCIA	88%	83%	76%

NOTA

Nel Comune della fascia 3 sono presenti circa 60 centrali termiche con potenza per riscaldamento dai 350 kW ai 2,7 MW. Queste centrali servono quasi un quarto delle unità immobiliari del Comune, costituiscono quindi un possibile ambito di accelerazione per gli interventi di efficienza energetica, per la possibilità di intervenire su un elevato numero di unità immobiliari con un numero ridotto di interventi.

Indicatori di efficienza energetica

Di seguito sono riportati alcuni indicatori del livello di efficienza energetica nel settore residenziale. Detti indicatori sono stati utilizzati per individuare gli interventi prioritari e le potenzialità presenti sul territorio, che sono state oggetto di analisi di dettaglio (paragrafo 5.1.4.1)



INDICATORE 4: RIQUALIFICAZIONI E RISTRUTTURAZIONI IMPORTANTI

Dall'analisi degli APE presenti nella banca dati CENED sono stati determinati i tassi di riqualificazione e di ristrutturazione importante nei comuni campione, calcolati in termini di unità immobiliari residenziali oggetto di intervento rispetto al totale.

Tabella 11- Tassi di riqualificazione e ristrutturazione.

ANNO	FASCIA 1	FASCIA 2	FASCIA 3
2016	0,70%	0,30%	0,07%
2017	0,11%	0,30%	0,05%
2018	0,03%	0,14%	0,23%
2019	0,25%	0,07%	0,06%
2020	0,06%	0,17%	0,26%
2021	0,09%	0,14%	0,31%
2022	0,26%	0,20%	0,49%
2023	1,33%	2,27%	1,56%
MEDIO	0,35%	0,45%	0,38%
2024	1,33%	0,77%	1,83%
2025	0,38%	0,67%	1,29%
MEDIO	0,86%	0,72%	1,56%

Nota: la data fa riferimento all'anno di inserimento dell'APE nel catasto CENED.

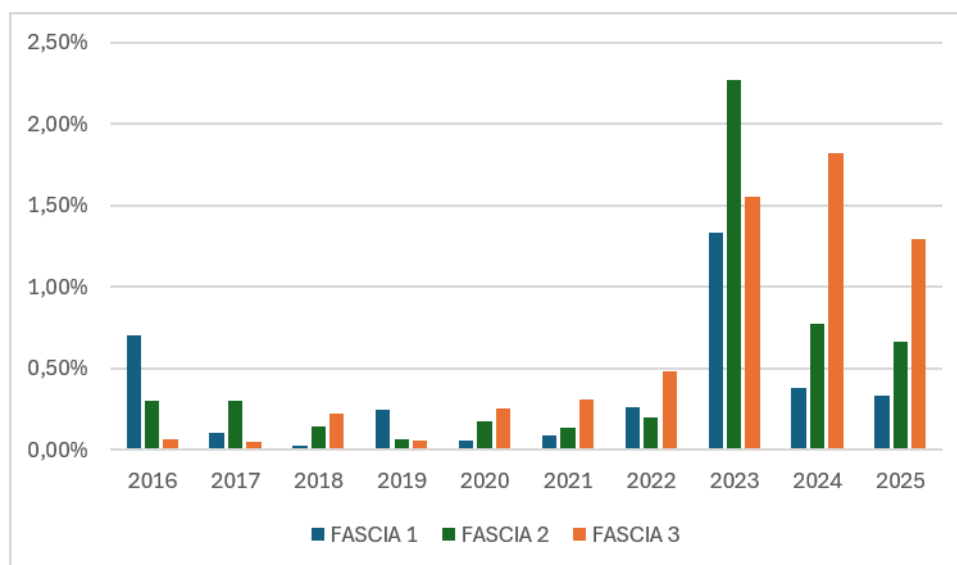


Figura 21- Tassi di riqualificazione e ristrutturazione.

È evidente l'effetto del Superbonus, che ha avuto un effetto moltiplicatore sui tassi di riqualificazione, che tuttavia si mantengono al di sotto di quanto si prevede nella pianificazione sovraordinata. Nella tabella che segue è riportato l'evoluzione nel tempo dell'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile medio (EP_GL_NREN), desunto dagli attestati di prestazione energetica presenti nell'OPEN DATA CENED. Risulta evidente il marcato effetto del Super ecobonus in termini di riduzione del consumo di energia primaria.

Tabella 12- Indice di prestazione energetica globale non rinnovabile (fonte CENED).

PERIODO	2016-2020	2021-2023	DOPO IL 2023
FASCIA 1	143	77	103
FASCIA 2	163	84	116
FASCIA 3	147	100	90

Interventi per la riduzione dei consumi energetici oltre i livelli tendenziali

Dall'analisi effettuata emergono tre linee d'azione che è possibile perseguire per imprimere un'accelerazione al processo di riduzione dei consumi sul territorio metropolitano, oltre l'andamento tendenziale:

- 1) **Incremento del tasso di ristrutturazione e riqualificazione.** In un contesto di transizione energetica, caratterizzato dagli elevati costi dell'energia e dall'incertezza dell'approvvigionamento, è perseguibile un maggiore tasso di riqualificazione e ristrutturazione degli edifici oltre i livelli tendenziali.
- 2) **Rinnovo del parco impiantistico.** Il parco impiantistico è obsoleto e rappresenta l'opportunità per un salto tecnologico verso le tecnologie ibride e in pompa di calore, anche semplicemente in concomitanza con le normali esigenze di rinnovo dei generatori che fisiologicamente si manifestano sul territorio.
- 3) **Integrazione delle rinnovabili.** In associazione con gli interventi di cui al p.to 2, l'integrazione del fotovoltaico negli edifici rappresenta una priorità, vista la sostenibilità dei costi messa in evidenza nelle simulazioni effettuate.

Le analisi effettuate sul parco impiantistico e sui sistemi edificio impianto presenti sul territorio metropolitano hanno portato a identificare alcune configurazioni di intervento che si ritiene abbiano buone potenzialità per dare attuazione alle suddette linee d'azione, considerato anche il quadro aggiornato degli incentivi disponibili. Gli interventi maggiormente praticabili sono quelli caratterizzati da interventi con tempo di ritorno inferiore a 10 anni. La spiegazione di dettaglio sulle simulazioni effettuate è descritta nel paragrafo che segue (5.1.4.1).

Tabella 13 – Scenari di efficienza energetica.

	Impianto		Note	Tipologia intervento	Incentivo	Costo intervento [€]	Contributo [€]
Piccolo complesso edilizio con uno o poche unità immobiliari	Gruppo termico a gas	Radiatori	Es. Villette a schiera, casa singola, piccole palazzine a 2 piani	Sistema ibrido factory made, FV	Ecobonus, Conto Termico 3.0	30.000 ÷ 35.000	1) 50% in dieci anni detrazioni IRPEF; 2) € 8.000 in due anni cash conto termico 3.0
Piccolo complesso edilizio con uno o poche unità immobiliari	Gruppo termico a gas	Radiatori	Es. Villette a schiera, casa singola, piccole palazzine a 2 piani	PDC, FV, cappotto	Ecobonus, Conto Termico 3.0	205.000-225.000	1) 50% in dieci anni detrazioni IRPEF;
Complesso di medie dimensioni soggetto all'obbligo di diagnosi (impianto centralizzato superiore ai 116 kW)	Gruppo termico a gas solo riscaldamento	Radiatori	Es. Piccoli condomini con valori indicativi a partire da 15 -20 unità immobiliari	Sistema ibrido/bivalente, FV	Ecobonus, Conto Termico 3.0	120.000 ÷ 150.000	1) 50% in dieci anni detrazioni IRPEF; 2) € 33.000 in due anni cash conto termico 3.
Complesso di medie dimensioni con impianti termici autonomi	Gruppo termico a gas	Radiatori	Es. Piccoli condomini con valori indicativi a partire da 15 -20 unità immobiliari	Cappotto	Ecobonus	650.000 ÷ 700.000	1) 50% in dieci anni detrazioni IRPEF;

Dette simulazioni si integrano con le valutazioni su centrali termiche di quartiere di grandi dimensioni (da 3-5 Mwt) che costituiscono fonti puntuali concentrate e quindi oggetto di valutazione separata.

La combinazione degli esiti tendenziali e delle analisi di dettaglio degli interventi migliorativi (5.1.4.1) sono riportati nelle conclusioni del documento, relativamente alla restituzione degli scenari energetici valutati (Scenario 1 e Scenario 2, par. 6).

Villetta

La presente relazione tecnica è redatta al fine di valutare l'efficacia energetica ed economica di un intervento di riqualificazione realizzato su un edificio residenziale privato ubicato in CMMI.

L'edificio oggetto di analisi è una villetta unifamiliare con una superficie utile climatizzata pari a 244,66 m². Nello stato ante operam, l'immobile presenta caratteristiche tipiche del patrimonio edilizio esistente non riqualificato, con un involucro caratterizzato da elevate dispersioni termiche e un sistema di generazione tradizionale alimentato a gas naturale. In tale configurazione, l'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile (EP_{gl,nren}) risulta pari a 255,42 kWh/m²·anno, evidenziando un fabbisogno di energia significativo.

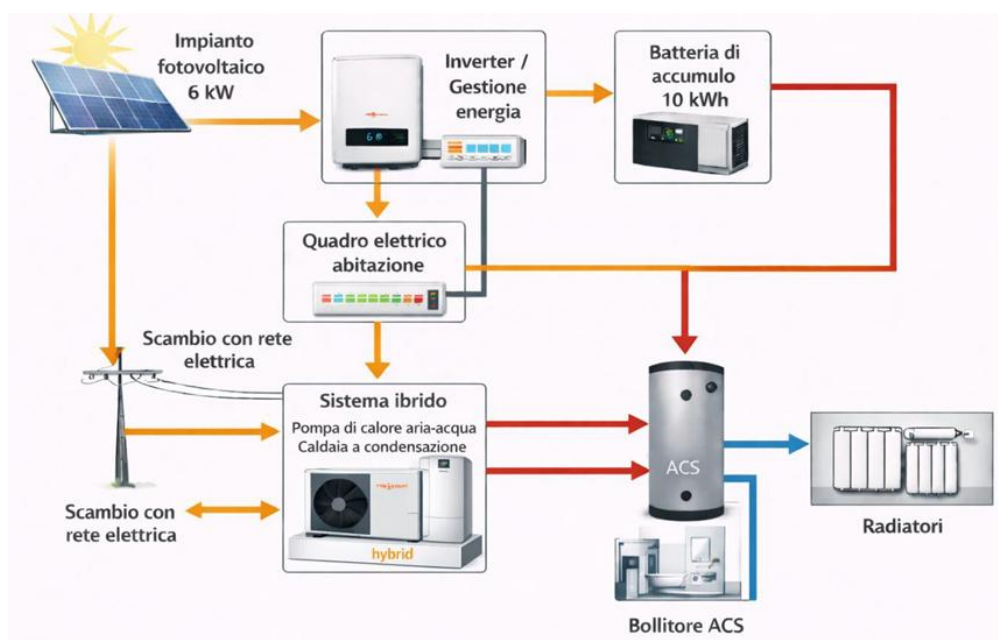


Il primo intervento ipotizzato si configura come una riqualificazione esclusivamente impiantistica, in quanto non sono stati eseguiti interventi sull'involucro edilizio né sui serramenti. In particolare, è prevista una pompa di calore aria-acqua in sostituzione del generatore tradizionale, affiancata da un impianto fotovoltaico della potenza di 6 kW e un sistema di accumulo da 10 kWh. Il costo complessivo dell'intervento è pari a 32.000 €, valore significativamente inferiore rispetto a una riqualificazione integrata.

A seguito dell'intervento, l'indice EP_{gl,nren} si riduce a 152,03 kWh/m²·anno. Il confronto tra stato ante e post operam evidenzia una riduzione pari a circa il 40,5%. Tale miglioramento è imputabile principalmente all'elevata efficienza della pompa di calore e al contributo dell'impianto fotovoltaico, senza che vi sia stata una riduzione del fabbisogno energetico dell'edificio.

In termini quantitativi, il fabbisogno annuo di energia primaria non rinnovabile passa da circa 62.500 kWh/anno a circa 37.200 kWh/anno, con un risparmio stimabile in circa 25.300 kWh/anno.

Dal punto di vista tecnico, l'adozione di una pompa di calore aria-acqua in assenza di interventi sull'involucro comporta alcune criticità. L'elevato fabbisogno termico dell'edificio determina infatti condizioni di esercizio meno favorevoli per la pompa di calore, che può essere costretta a operare con temperature di mandata elevate, con conseguente riduzione del rendimento stagionale. Inoltre, la presenza di dispersioni elevate limita la possibilità di sfruttare appieno i benefici della tecnologia installata. In questo contesto, l'inserimento di un sistema ibrido costituito da pompa di calore aria-acqua e caldaia a condensazione può rappresentare una soluzione tecnicamente più equilibrata, in quanto consente di affidare alla pompa di calore il funzionamento nelle condizioni più favorevoli e alla caldaia il supporto nei periodi più rigidi o quando sono richieste temperature di mandata più elevate. Tale configurazione permette di migliorare la flessibilità di esercizio dell'impianto, garantendo continuità di servizio e una maggiore adattabilità alle caratteristiche energetiche dell'edificio, pur senza eliminare del tutto le criticità derivanti dalle elevate dispersioni dell'involucro. Sotto il profilo economico, nello stato ante operam, il fabbisogno termico dell'edificio è coperto prevalentemente da gas naturale; assumendo un costo medio di 0,80 €/Smc e un rendimento tipico di caldaia tradizionale, il costo annuo per il riscaldamento può essere stimato in un intervallo indicativo compreso tra 5.000 e 6.500 €.



Nello stato post operam, il fabbisogno energetico è coperto in larga parte dalla pompa di calore, alimentata da energia elettrica con un costo pari a 0,25 €/kWh. Considerando un coefficiente di prestazione medio stagionale (SCOP) realistico per edificio non riqualificato, compreso tra 2,5 e 3, il costo equivalente per la produzione di energia termica risulta sensibilmente inferiore rispetto al gas. A ciò si aggiunge il contributo dell'impianto fotovoltaico, che consente di coprire una quota dei consumi elettrici, riducendo ulteriormente il costo complessivo.

In condizioni realistiche di esercizio, il costo energetico annuo post-intervento può essere stimato in un intervallo compreso tra 3.000 e 4.000 €, determinando un risparmio economico annuo indicativo compreso tra 2.000 e 3.000 €.

Alla luce di tali valori, il tempo di ritorno semplice dell'investimento, pari a 32.000 €, risulta indicativamente compreso tra circa 10 e 15 anni, valore che può ridursi ulteriormente in presenza di condizioni favorevoli di autoconsumo fotovoltaico o di accesso a meccanismi incentivanti. Considerando il conto termico 3.0 si ha un incentivo totale pari a circa € 8.000 per la PDC in cinque anni e il 50% in dieci anni detrazioni IRPEF per il fotovoltaico per un totale di circa 6.500 €. Complessivamente, il sostegno economico pubblico consente di ridurre in modo significativo il costo netto dell'intervento, migliorandone la sostenibilità finanziaria.

Sintesi -Villetta

Parametro	Ante operam	Post operam	Variazione
EPgl,nren (kWh/m ² ·anno)	255,42	152,03	-40,5%
Fabbisogno (kWh/anno)	62.500	37.200	-25.300

Voce economica	Valore
Costo intervento	≈ 32.000 €
Consumo ante	5.000–6.500 €/anno
Consumo post	3.000–4.000 €/anno
Risparmio	2.000–3.000 €/anno
Payback	10–15 anni
Payback incentivato	5–8 anni

Dal punto di vista della valutazione oggettiva, l'intervento presenta elementi positivi ma anche limiti strutturali. Da un lato, esso consente una riduzione significativa dell'indice EP_{gl,nren} e un miglioramento dei costi di esercizio, con un investimento relativamente contenuto. Dall'altro lato, l'assenza di interventi sull'involucro edilizio implica il mantenimento di un fabbisogno energetico elevato, con conseguente dipendenza dalla prestazione dell'impianto e minore robustezza dei risparmi nel lungo periodo.

In conclusione, l'intervento analizzato può essere considerato tecnicamente valido ed economicamente sostenibile nel breve-medio periodo, in quanto consente una riduzione dei consumi di energia primaria non rinnovabile pari a circa il 40,5% e un tempo di ritorno dell'investimento contenuto. Tuttavia, sotto il profilo della strategia energetica complessiva, esso risulta parziale, in quanto non interviene sulla riduzione del fabbisogno dell'edificio. Ai fini di una piena ottimizzazione energetica, sarebbe pertanto auspicabile, in una fase successiva, l'integrazione con interventi sull'involucro edilizio, al fine di massimizzare i benefici energetici, economici e ambientali nel lungo periodo.

Al fine di completare la valutazione energetica dell'edificio, è stato sviluppato un ulteriore scenario di riqualificazione profonda ("deep renovation") che prevede, oltre agli interventi impiantistici già analizzati, la realizzazione di un sistema di isolamento termico a cappotto dell'intero involucro disperdente e la sostituzione dei serramenti esistenti con nuovi infissi ad elevate prestazioni energetiche.

Lo scenario comprende:

- installazione di pompa di calore aria-acqua;
- impianto fotovoltaico da 6 kW;
- sistema di accumulo elettrico da 10 kWh;
- realizzazione di cappotto termico esterno;
- sostituzione dei serramenti.

I costi assunti per l'analisi risultano pari a:

Intervento	Costo
Pompa di calore + fotovoltaico + accumulo	≈ 42.000 €
Cappotto termico	≈ 130.000 €
Serramenti	≈ 33.000 €
Investimento complessivo	≈ 205.000 €

Risultati energetici

L'intervento combinato agisce contemporaneamente sulla riduzione del fabbisogno energetico dell'edificio e sull'incremento dell'efficienza del sistema di generazione.

L'isolamento dell'involucro consente infatti di diminuire in maniera significativa le dispersioni termiche invernali e i carichi energetici estivi, mentre i nuovi serramenti riducono le perdite per trasmissione e migliorano il comfort termoigrometrico interno.

In tali condizioni la pompa di calore opera con temperature di mandata più contenute e con un coefficiente di prestazione stagionale più elevato rispetto allo scenario esclusivamente impiantistico.

L'elaborazione energetica evidenzia che l'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile si riduce a:

$$EP_{gl,nren} = 26,11 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{anno}$$

con una quota di copertura dei consumi mediante fonte rinnovabile fotovoltaica pari al **42%**.

Rispetto allo stato iniziale si ottiene pertanto una riduzione dell'EPgl, nren pari a:

$$\frac{255,42 - 26,11}{255,42} \times 100 = 89,8\%$$

ovvero una diminuzione prossima al 90%.

Tale risultato colloca l'edificio in una fascia prestazionale estremamente elevata e coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione del patrimonio edilizio previsti dalla Direttiva Europea EPBD.

Assumendo la superficie utile climatizzata di 244,66 m², il fabbisogno annuo di energia primaria non rinnovabile passa da circa 62.500 kWh/anno (ante operam) a circa 6.390 kWh/anno (post-intervento integrato), con un risparmio annuo stimabile in circa 56.100 kWh/anno.

Diversamente dalla soluzione esclusivamente impiantistica, il miglioramento non deriva soltanto dall'impiego di generatori più efficienti, ma soprattutto dalla drastica riduzione del fabbisogno energetico dell'edificio.

I benefici principali risultano:

- riduzione delle dispersioni attraverso pareti e serramenti;
- abbattimento dei picchi di potenza richiesti;
- miglioramento del comfort interno invernale ed estivo;
- incremento della vita utile della pompa di calore grazie a condizioni di esercizio più favorevoli;
- maggiore quota di autoconsumo dell'energia prodotta dal fotovoltaico;
- minore dipendenza dalle variazioni dei costi energetici.

In tale configurazione la pompa di calore opera nelle condizioni per le quali è progettata, con temperature di mandata inferiori e rendimenti stagionali sensibilmente più elevati rispetto allo scenario senza interventi sull'involucro.

Ne consegue una maggiore stabilità dei risparmi energetici nel lungo periodo e una più elevata resilienza dell'edificio rispetto all'incremento dei costi dell'energia.

Valutazione economica

Nello scenario di riqualificazione profonda, il fabbisogno residuo dell'edificio risulta molto contenuto e può essere coperto in misura significativa dall'impianto fotovoltaico.

Considerando una copertura da fonte solare del 42%, il costo energetico annuo può essere ragionevolmente stimato nell'intervallo 800 – 1.500 €/anno contro i 5.000 – 6.500 €/anno stimati nello stato ante operam. Il risparmio economico annuo risulta pertanto compreso tra 4.000 e 5.500 €/anno.

Confronto tra gli scenari

✓ Prestazioni energetiche

Parametro	Ante operam	Solo impianti	Riqualificazione integrata
EPgl,nren (kWh/m ² ·anno)	255,42	152,03	26,11
Riduzione EPgl,nren	–	-40,5%	-89,8%
Fabbisogno annuo (kWh/anno)	62.500	37.200	6.390
Risparmio energetico (kWh/anno)	–	25.300	56.100

✓ **Aspetti economici**

Voce	Solo impianti	Riqualificazione integrata
Investimento	32.000 €	205.000 €
Costo energetico annuo	3.000–4.000 €	800–1.500 €
Risparmio annuo	2.000–3.000 €	4.000–5.500 €

L'analisi evidenzia come la sola riqualificazione impiantistica rappresenti una soluzione economicamente molto interessante, caratterizzata da un investimento contenuto e da tempi di ritorno relativamente brevi. Tuttavia, essa non interviene sulla causa principale dei consumi, ovvero l'elevato fabbisogno energetico dell'involucro edilizio.

Lo scenario integrato con cappotto termico, sostituzione dei serramenti, pompa di calore aria-acqua e impianto fotovoltaico consente invece una trasformazione sostanziale dell'edificio, portando l'EPgl,nren da 255,42 a 26,11 kWh/m²-anno e ottenendo una riduzione prossima al 90% dei consumi di energia primaria non rinnovabile.

Tale soluzione rappresenta l'intervento tecnicamente più efficace e maggiormente coerente con gli obiettivi europei di neutralità climatica e con il concetto di edificio a bassissimo consumo energetico. Sebbene richieda un investimento iniziale significativamente superiore, essa garantisce i massimi benefici in termini di riduzione dei consumi, incremento del comfort abitativo, valorizzazione immobiliare, diminuzione delle emissioni climalteranti e contenimento dei costi energetici nel lungo periodo.

La riqualificazione integrata costituisce pertanto la strategia energetica ottimale per l'edificio oggetto di studio, mentre la sola riqualificazione impiantistica può essere considerata una soluzione intermedia qualora siano presenti vincoli economici che limitino la possibilità di intervenire contestualmente sull'involucro edilizio.

Analisi del tempo di ritorno dell'investimento – Scenario di riqualificazione integrata

Per lo scenario comprendente:

- cappotto termico;
- sostituzione serramenti;
- pompa di calore aria-acqua;
- impianto fotovoltaico da 6 kW;
- sistema di accumulo da 10 kWh;

l'investimento complessivo risulta stimato pari a:

Voce	Importo
Intervento impiantistico	42.000 €
Cappotto termico	130.000 €
Serramenti	33.000 €
Totale investimento	205.000 €

I risparmi economici annui stimati rispetto allo stato ante operam risultano compresi tra 4.000 e 5.500 €/anno con un valore medio utilizzato per l'analisi pari a 4.750 €/anno.

Tempo di ritorno senza incentivi

Il tempo di ritorno semplice (Simple Pay Back Time) risulta:

$$TR = \frac{205.000}{4.750}$$
$$TR = 43,2 \text{ anni}$$

Tempo di ritorno con Ecobonus 50%

Assumendo l'accesso alle detrazioni fiscali del 50% in 10 anni per l'intero intervento di efficientamento energetico, il beneficio fiscale complessivo risulta:

$$205.000 \times 50\%$$
$$= 102.500 \text{ €}$$

Il tempo di ritorno semplice incentivato risulta:

$$TR = \frac{102.500}{4.750}$$
$$TR = 21,6 \text{ anni}$$

L'analisi economica che gli obiettivi che principalmente guidano la riqualificazione profonda dell'edificio sono:

- decarbonizzazione;
- riduzione dei consumi energetici;
- incremento del comfort abitativo;
- miglioramento della classe energetica;
- valorizzazione patrimoniale dell'immobile.

Infatti, pur conseguendo una riduzione dell'EPgl,nren pari a circa il 90%, il tempo di ritorno economico risulta significativamente più elevato rispetto allo scenario di sola riqualificazione impiantistica, a causa dell'elevato investimento richiesto per gli interventi sull'involucro.

L'accesso all'Ecobonus del 50% consente tuttavia di ridurre sostanzialmente il capitale da recuperare, portando il payback da circa 43 anni a circa 22 anni, rendendo l'intervento maggiormente sostenibile sotto il profilo finanziario.

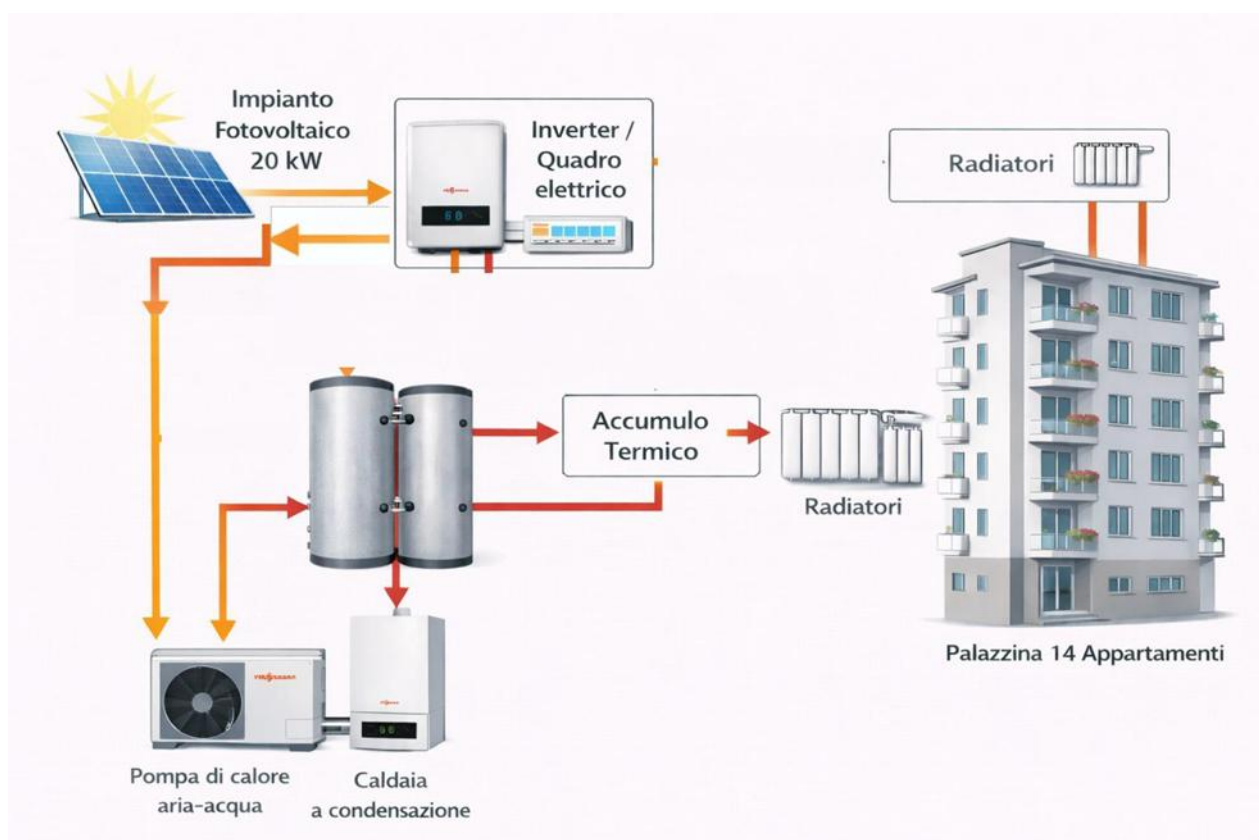
La convenienza dell'intervento non deve essere valutata esclusivamente attraverso il tempo di ritorno semplice, ma considerando l'intero ciclo di vita dell'edificio, i minori costi energetici futuri, l'aumento del valore immobiliare, la riduzione delle emissioni climalteranti e il progressivo adeguamento alle future prescrizioni normative europee sugli edifici ad alte prestazioni energetiche.

Edificio 14 appartamenti

L'edificio oggetto di analisi è un condominio costituito da 14 unità abitative distribuite su 5 piani fuori terra, con una superficie utile complessiva pari a 1095 m² e altezza netta interna di 3,00 m. La configurazione dell'edificio consente una riduzione delle dispersioni specifiche rispetto a edifici unifamiliari, ma i consumi energetici complessivi risultano comunque elevati a causa della dimensione dell'immobile e delle caratteristiche costruttive originarie.

Nello stato ante operam, il sistema energetico è basato su una generazione tradizionale a gas metano con rendimento medio pari al 67%. Il fabbisogno termico annuo risulta pari a circa 118,71 kWh/m² anno, con un consumo di gas naturale di circa 18.500 m³/anno. Tale configurazione comporta una spesa energetica stimabile in circa 15.000 €/anno per il solo gas naturale, cui si aggiungono i costi per l'energia elettrica.

L'intervento prevede la sostituzione del sistema di generazione con un sistema ibrido costituito da pompa di calore aria-acqua e caldaia a condensazione, integrato da un impianto fotovoltaico della potenza di 20 kW. Il costo complessivo dell'intervento è pari a 122.000 €.



A seguito dell'intervento ipotizzato, il fabbisogno termico dell'edificio si riduce a circa 50,14 kWh/m² anno, mentre il consumo di gas naturale si attesta su circa 3.349 m³/anno. Tale risultato è attribuibile alla maggiore efficienza del sistema di generazione e al contributo della pompa di calore, che copre una quota del fabbisogno termico mediante energia elettrica.

Dal punto di vista economico, la riduzione dei consumi di gas comporta un risparmio annuo pari a circa 10.650 €. A tale valore deve essere sottratto il costo aggiuntivo legato ai consumi elettrici della pompa di calore. Considerando un costo dell'energia elettrica pari a 0,25 €/kWh e tenendo conto del contributo dell'impianto fotovoltaico, il risparmio economico netto può essere stimato in un intervallo compreso tra 6- 10.000 € annui. Il fotovoltaico svolge un ruolo determinante nel migliorare la sostenibilità economica dell'intervento, in quanto consente di ridurre il costo dell'energia elettrica necessaria al funzionamento della pompa di calore. In funzione

del grado di autoconsumo, che nei contesti condominiali può risultare significativo in presenza di impianti centralizzati, è possibile ottenere un'ulteriore ottimizzazione dei costi di esercizio.

Sulla base dei risparmi stimati, il tempo di ritorno semplice dell'investimento, pari a 122.000 €, si colloca in un intervallo indicativo compreso tra circa 10 e 20 anni. Tale intervallo riflette la variabilità legata alle condizioni operative, ai prezzi dell'energia e al livello di autoconsumo del fotovoltaico.

Considerando il conto termico 3.0 si ha un incentivo totale pari a circa € 33.000 per la PDC e il 50% in dieci anni detrazioni IRPEF per il fotovoltaico per un totale di circa 15.000 €.

In presenza degli incentivi ipotizzati, pari complessivamente a circa 48.000 €, il costo netto residuo dell'intervento si riduce a circa 74.000 €, con un tempo di ritorno effettivo stimabile tra 7 e 12 anni.

Sintesi - Edificio 14 appartamenti

Parametro	Ante	Post	Riduzione
Fabbisogno (kWh/m ² ·anno)	118,71	50,14	-57,8%
Gas (m ³ /anno)	18.500	3.349	-82,9 %

Voce economica	Valore
Costo intervento	122.000 €
Risparmio netto	6.000–10.000 €/anno
Payback	10–20 anni
Payback incentivato	7–12 anni

In conclusione, l'intervento analizzato può essere considerato tecnicamente valido e in grado di garantire una riduzione significativa dei consumi energetici e dei costi di esercizio.

Edificio 376 appartamenti

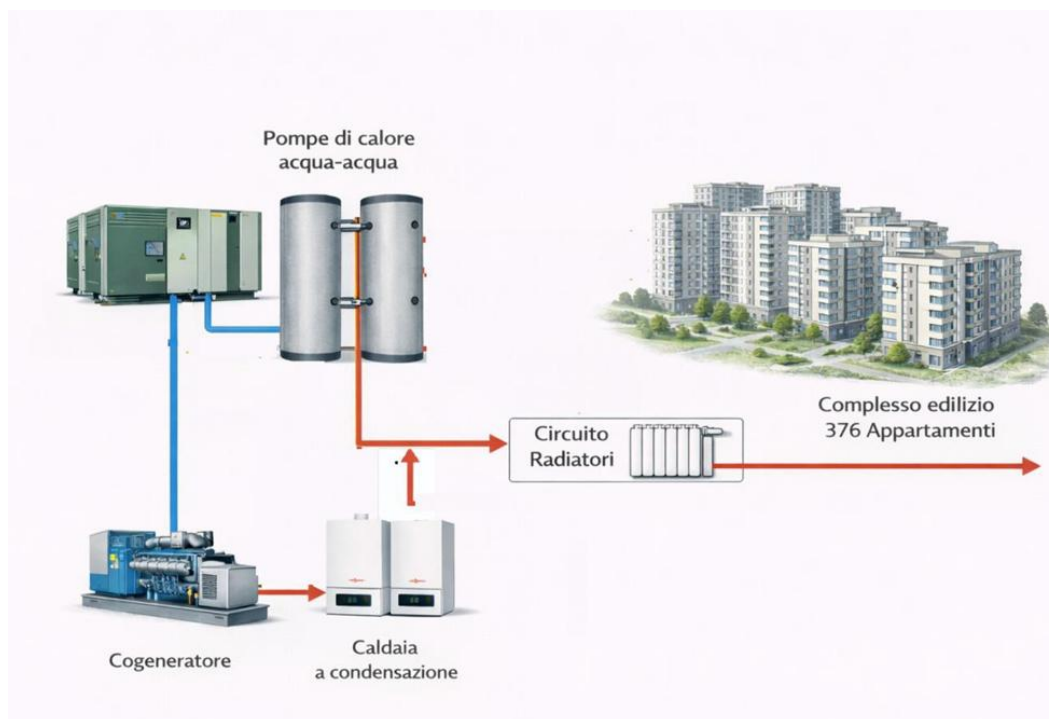
L'edificio oggetto di analisi presenta una superficie complessiva pari a 35.348 m² ed è costituito da 376 unità abitative distribuite su cinque piani fuori terra.

Nello stato antecedente all'intervento, l'edificio risulta dotato di sistemi di generazione tradizionali alimentati a gas naturale. L'indice di prestazione energetica non rinnovabile ante operam è pari a 133.33 kWh/m²-anno, con un consumo di gas naturale di circa 375.000 m³/anno, valore che, rapportato alla superficie complessiva del fabbricato, evidenzia un livello di fabbisogno energetico importante e una dipendenza ancora significativa dai combustibili fossili. In un contesto di tali dimensioni, anche valori specifici apparentemente non estremi si traducono infatti in consumi complessivi molto rilevanti e in costi di esercizio elevati.

L'intervento ipotizzato ha previsto la sostituzione dei sistemi di generazione tradizionali con una configurazione impiantistica avanzata, basata sull'integrazione tra pompe di calore acqua-acqua, caldaie a condensazione e cogeneratore. Il costo complessivo dell'intervento è pari a 2.410.000 €.

La presenza delle pompe di calore acqua-acqua costituisce un elemento di particolare rilievo tecnico, in quanto tale tecnologia consente di operare con rendimenti elevati e più stabili rispetto alle pompe di calore che utilizzano aria esterna come sorgente. Questo aspetto risulta particolarmente favorevole nei sistemi centralizzati di grande taglia, dove la continuità di esercizio e la regolarità dei carichi consentono di valorizzare in modo efficace le prestazioni del sistema. Le caldaie a condensazione svolgono un ruolo integrativo e di supporto, garantendo la copertura dei picchi di domanda e assicurando affidabilità operativa nei periodi di maggiore richiesta termica.

L'inserimento del cogeneratore modifica in maniera sostanziale la logica energetica complessiva dell'intervento. Diversamente da un impianto fotovoltaico, che riduce il prelievo elettrico attraverso la produzione di energia da fonte rinnovabile, il cogeneratore consente la produzione simultanea di energia termica ed elettrica a partire da un unico combustibile, sfruttando in modo più efficiente l'energia primaria immessa nel sistema. In un edificio di grandi dimensioni e con fabbisogni termici relativamente continui, una tale soluzione può risultare tecnicamente molto efficace, poiché consente di coprire una quota stabile del carico termico di base e, al contempo, di autoprodurre energia elettrica da utilizzare nei servizi ausiliari e nei sistemi impiantistici centralizzati.



A seguito dell'intervento, l'indice di prestazione energetica non rinnovabile post operam si riduce a 63,52 kWh/m²·anno, con un risparmio economico complessivo di € 204.820,00. La riduzione risulta quindi pari a circa il 47,6%, configurando un miglioramento molto rilevante e indicativo di un salto prestazionale di notevole entità. Un risultato di questo livello evidenzia che il nuovo assetto impiantistico è in grado di incrementare in modo sostanziale l'efficienza complessiva del sistema edificio-impianto, riducendo il fabbisogno di energia primaria non rinnovabile per unità di superficie.

Nel periodo successivo all'intervento, i consumi annui risultano pari a 212.726 m³ di gas naturale e a 375.600 kWh di energia elettrica. Tali valori devono essere letti tenendo conto del fatto che, in presenza di un cogeneratore, il gas naturale non alimenta soltanto la produzione termica tradizionale, ma anche la produzione combinata di energia elettrica e calore. Di conseguenza, il dato sui consumi di gas assume una valenza diversa rispetto a uno schema impiantistico convenzionale, poiché una parte del combustibile viene valorizzata in doppio uso energetico, con un rendimento globale del sistema sensibilmente più elevato rispetto alla generazione separata.

Dal punto di vista tecnico, il cogeneratore rappresenta una soluzione particolarmente adatta quando sussistono condizioni di carico termico sufficientemente costanti nel corso dell'anno o della stagione di esercizio. In questi casi, la cogenerazione consente di ridurre il prelievo di energia elettrica dalla rete e di sfruttare il calore recuperato in modo utile, migliorando il rendimento energetico complessivo dell'impianto.

Sotto il profilo economico, l'analisi deve considerare sia la riduzione dei consumi specifici sia il diverso bilanciamento tra gas naturale ed energia elettrica. Assumendo un costo del gas pari a 0,80 €/Smc, la spesa annua associata ai consumi post operam di gas risulta pari a circa 170.180 €. Assumendo inoltre un costo dell'energia elettrica pari a 0,25 €/kWh, il valore economico dell'energia elettrica consumata risulta pari a circa 93.900 € annui. Tuttavia, in presenza del cogeneratore, questo dato non va interpretato come un semplice costo di approvvigionamento dalla rete, poiché parte dell'energia richiesta può essere autoprodotta dal sistema stesso. Ciò significa che la convenienza economica reale dipende in misura significativa dalla quota di autoconsumo elettrico del cogeneratore, dalle ore annue di funzionamento e dalla corretta integrazione con le pompe di calore e con le caldaie a condensazione. Meccanismi incentivanti quali il conto termico 3.0 permettono un incentivo totale pari a circa € 550.000 per la PDC lin 5 anni.

Sintesi - Edificio 376 appartamenti

Risparmio energetico specifico	~69,8 kWh/m ² ·anno
Riduzione percentuale EP	45,4%
Costo intervento	2.410.000 €
Risparmio economico annuo	204.820 €
Incentivo Conto Termico	~550.000 €
Tempo di ritorno semplice	~11,8 anni
Tempo di ritorno incentivato	~9 anni

L'intervento deve quindi essere considerato molto efficace sotto il profilo dell'efficienza energetica di sistema, in quanto la combinazione tra pompe di calore acqua-acqua, caldaie a condensazione e cogeneratore consente di ottimizzare l'uso dell'energia primaria e di migliorare sensibilmente le prestazioni complessive dell'edificio. La riduzione dell'indice EP_{nren} testimonia infatti un importante avanzamento prestazionale. L'intervento analizzato può essere considerato tecnicamente molto valido e coerente con una strategia di riqualificazione energetica avanzata per grandi complessi residenziali centralizzati.

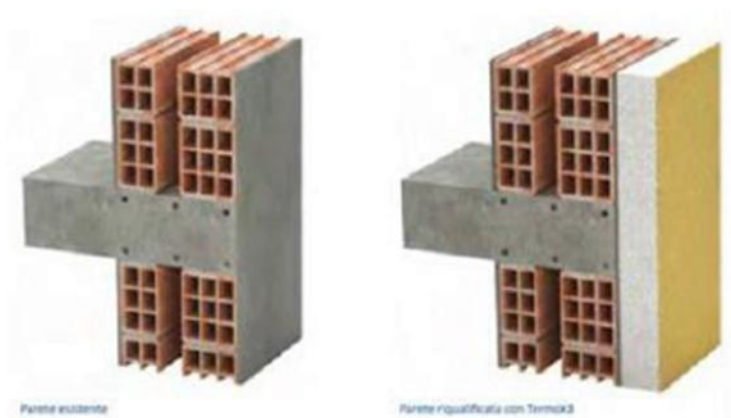
Cappotto su 24 appartamenti

Il condominio oggetto di analisi è costituito da due edifici residenziali comprendenti complessivamente 21 unità abitative e 3 unità ad uso commerciale, tutte dotate di impianti termici autonomi alimentati a gas metano. Gli edifici sono articolati su un piano seminterrato adibito a cantine, 3–4 piani fuori terra destinati a residenza e un sottotetto. La superficie utile complessiva climatizzata è pari a 2.595,71 m².

Nello stato ante operam, l'edificio presenta un involucro caratterizzato da prestazioni termiche limitate e dispersioni significative. L'indice di prestazione energetica globale non rinnovabile (EP_{gl,nren}) risulta pari a 174,58 kWh/m²·anno, evidenziando un fabbisogno energetico elevato e costi di esercizio rilevanti per le singole unità immobiliari.

L'intervento di riqualificazione ha interessato esclusivamente l'involucro edilizio, con l'obiettivo di ridurre in modo strutturale il fabbisogno energetico. In particolare, sono stati realizzati:

- isolamento a cappotto delle pareti perimetrali mediante pannelli in EPS con grafite di spessore pari a 12 cm;
- coibentazione del sottotetto.



Il costo complessivo dell'intervento è pari a 657.000 €.

A seguito dell'intervento, l'indice EP_{gl,nren} si riduce a 114,21 kWh/m²·anno, con una diminuzione pari a circa il 34,6%. In termini assoluti, il fabbisogno energetico annuo passa da circa 453.000 kWh/anno a circa 296.500 kWh/anno, con un risparmio di circa 156.500 kWh/anno.

Assumendo un costo del gas metano pari a 0,80 €/Smc, tale riduzione corrisponde a un minor consumo di circa 15.650 Smc/anno, con un risparmio economico complessivo pari a circa 12.500 €/anno. Il beneficio economico risulta stabile nel tempo, in quanto legato alla riduzione del fabbisogno energetico e non alla sola efficienza degli impianti.

Sulla base del costo complessivo dell'intervento, il tempo di ritorno semplice dell'investimento si colloca intorno ai 52 anni. Tuttavia, tale valore deve essere opportunamente reinterpretato alla luce dei meccanismi incentivanti disponibili.

Nel caso in esame, l'intervento rientra infatti tra quelli incentivabili mediante detrazione fiscale IRPEF pari al 50% della spesa sostenuta, ripartita in 10 anni. Ciò comporta un recupero complessivo pari a circa 328.500 €, corrispondente a una riduzione del costo effettivo a carico dei soggetti beneficiari.

Considerando il costo netto dell'intervento, al netto dell'incentivo, pari a circa 328.500 €, il tempo di ritorno effettivo si attesta intorno ai 26 anni. Tale valore, pur evidenziando una riduzione dell'onere economico complessivo, conferma che l'intervento mantiene un impegno finanziario rilevante. Di conseguenza, la valutazione della sua convenienza non può essere ricondotta esclusivamente al risparmio energetico, ma deve essere estesa a benefici di natura qualitativa e patrimoniale, quali il miglioramento del comfort interno, la riduzione delle dispersioni e la conseguente rivalutazione dell'immobile nel medio-lungo periodo.

Sintesi – Cappotto

Parametro	Ante	Post	Riduzione
EPgl,nren (kWh/m ² ·anno)	174,58	114,21	-34,6%
Fabbisogno (kWh/m ² ·anno)	453.000	296.500	-156.500

Costo intervento	657.000 €
Risparmio annuo	12.500 €
Payback	52 anni
Payback incentivato	26 anni

Dal punto di vista tecnico, l'intervento risulta particolarmente efficace in quanto agisce direttamente sulla riduzione delle dispersioni dell'involucro edilizio, determinando una diminuzione strutturale e permanente del fabbisogno energetico. Questo tipo di intervento garantisce benefici duraturi e indipendenti dalla tecnologia impiantistica adottata, risultando particolarmente strategico nel lungo periodo.

In conclusione, l'intervento analizzato può essere considerato tecnicamente molto valido, in quanto consente una riduzione significativa del fabbisogno energetico dell'edificio pari a circa il 34,6% e un miglioramento sostanziale delle prestazioni energetiche complessive.

5.2. Valutazione dello sviluppo previsionale dell'offerta energetica

Premessa

La costruzione dello scenario dell'offerta prende in considerazione le FER esistenti a cui andranno aggiunte le FER in fase di sviluppo da qui al 2030, si stima che le stesse avranno differenti possibilità di crescita:

- **Fotovoltaico, agrivoltaico e comunità energetiche:**
 - Impianti FV in integrazione alle coperture degli edifici: focus sulle aree adibite alla logistica;
 - Impianti FV a terra in aree impermeabilizzate/degradate/dismesse: è stato redatto un approfondimento per l'individuazione delle superfici disponibili e il calcolo della potenza installabile, con focus sulle aree a uso parcheggio pubblico.
 - Agrivoltaico: è stato redatto un approfondimento (**Allegato A**) per l'individuazione delle aree disponibili che tenga conto dell'analisi dei vincoli; inoltre verrà redatta una scala di priorità per l'occupazione di tali terreni da impianti da fonti rinnovabili
 - Comunità Energetiche Rinnovabile (CER): è stato redatto un approfondimento (**Allegato B**) sulle Linee Guida delle Comunità Energetiche Rinnovabile con alcuni casi studio.
- **Biogas/biometano:** è stato preso in considerazione un solo scenario di sviluppo, come descritto nel paragrafo successivo.
- **Teleriscaldamento:** è stato preso in considerazione uno scenario di sviluppo che tenga conto delle previsioni dei principali operatori del settore.
- **Geotermia:** al momento è stato possibile redigere una cartografia tematica che rappresenta l'uso spaziale della risorsa sul territorio Provinciale.

5.2.1. Fotovoltaico/Agrivoltaico

Al fine di valutare il possibile sviluppo della tecnologia fotovoltaica bisogna fare una distinzione tra gli impianti a terra e gli impianti realizzati su tetto e/o su edificio.

Analisi degli impianti FV in integrazione alle coperture degli edifici

Gli impianti fotovoltaici installati in integrazione alle coperture degli edifici hanno avuto uno sviluppo in linea con il trend Regionale. Una problematica strutturale riguarda le cabine primarie, secondo Unareti, nella rete di Milano le apparecchiature degli utenti devono sopportare correnti di corto circuito (Icc) che possono raggiungere 12,5 kA, e in alcune zone arrivare fino a 16 kA, a differenza delle aree rurali italiane dove sono sufficienti valori compresi tra 6 e 10 kA.

Considerando uno scenario cautelativo si stima che per il 2025 e gli anni successivi vi sia un aumento del 4% annuale di impianti installati a tetto, in quanto il sistema non risulta ancora saturo e non vi sono, al momento, sostanziali incentivi e/o variazioni rispetto all'anno 2025; da rilevare, una battuta di arresto nel settore residenziale, mentre le installazioni su edifici industriali mantengono un target invariato.

Analisi degli impianti FV a terra e Agrivoltaico

Circa le aree a terra si andrà a differenziare e categorizzare in base all'ultimo aggiornamento normativo, Decreto-legge 21 novembre 2025, n. 175 (convertito in Legge n. 4 del 15/01/2026), quelle che sono le possibili superfici che possono essere occupate dagli impianti fotovoltaici a terra, nello specifico si andrà pertanto a dare una priorità per la copertura delle fonti rinnovabili alle aree degradate e/o già compromesse dal punto di vista ambientale e dell'impermeabilizzazione. Inoltre, si terrà conto delle aree di accelerazione per gli impianti fotovoltaici i cui termini di procedimento di autorizzazione unica sono ridotti di un terzo (nuovo art.11 quater190/24) con parere obbligatorio non vincolante dell'autorità competente in materia paesaggistica e, previa adozione di misure di mitigazione, di esentare i progetti dalla Valutazione di Impatto Ambientale. L'analisi è orientata principalmente alle superfici artificiali, così da ridurre l'impatto sul paesaggio e sull'agricoltura, garantendo la tutela dei terreni agricoli.

Il calcolo del potenziale installabile su superfici di cui sopra è stato indicato in GW installabili per sottoclasse: parcheggi, cave, discariche, siti da bonificare, aree agricole, etc., al fine di calcolare con un metodo standard i GWh annui che dovranno essere prodotti, dato l'elevato fabbisogno di energia elettrica e gli obiettivi definiti dall'Unione Europea.

La metodologia di seguito permette di calcolare il potenziale di fotovoltaico installabile per la Provincia, essa è facilmente verificabile e replicabile su scala spaziale.

i. Definizione delle aree disponibili.

Per quanto riguarda la definizione delle aree effettivamente disponibili alla produzione energetica, la metodologia presentata comprende l'attività di classificazione delle categorie per ogni tipologia di area, l'individuazione spaziale tramite sistemi GIS sul territorio metropolitano a partire dagli strati informativi georiferiti reperibili dalle banche dati spazializzate, e la quantificazione delle superfici stesse.

Tra i criteri generali di selezione delle aree si terrà conto della normativa vigente in termini di:

- i **vincoli di tutela** paesaggistico-ambientale e di rischio idro-geologico
- **aree idonee e di accelerazione** in riferimento a DL 175/2025 (Legge n. 4 del 15/01/2026)

Inoltre, per ciascuna tipologia di area considerata, elencata di seguito, si terrà conto delle caratteristiche specifiche che possono influire nelle modalità di installazione e dimensionamento impiantistiche:

- Terreni agricoli

la selezione terrà conto della classificazione di uso dei suoli agricoli; inoltre, si prevede la consulenza di un agronomo nel gruppo di lavoro intersettoriale per caratterizzare la producibilità energetica delle diverse tipologie di colture, per effetto di eventuali limitazioni di natura tecnica all'installazione dei moduli FV in relazione a particolari requisiti e modalità di coltivazione-lavorazione delle colture presenti (ad es. passaggio macchinari, distanza filari, ombre autoportate), come specificato nell'appendice ***Allegato A – Linee Guida_Agrifotovoltaico***.

- Terreni ex-cava, discariche e siti da bonificare

Sono stati presi in considerazione i dati forniti direttamente da Città Metropolitana di Milano

- Aree adibite a Parcheggi

A partire dai contenuti dei PGT comunali (Tavola delle previsioni di piano da Geoportale RL) si fa riferimento nello specifico allo strato informativo ***SERVIZI_IMPIANTI*** che contiene le aree a parcheggio pubblico, sia esistenti che in progetto, oltre a tutti i servizi catalogati nei Piani dei Servizi comunali (quindi digitalizzati su base DBT comunale). Sono compresi: parcheggi e autorimesse, distinti per "esistenti" e "in progetto", livello "comunale" e "sovracomunale" (DLIV_TER).

L'analisi prevede una selezione delle geometrie tramite analisi spaziali effettuate con strumenti GIS. Si considereranno criteri come la dimensioni areale (> 300mq, per categorie discrete), la geometria (per eliminare le superfici a parcheggio in linea a bordo strada), l'esposizione ottimale alla radiazione solare incidente nei diversi mesi dell'anno per tenere conto di eventuali ombreggiamenti generati dagli edifici circostanti. Quest'ultimo criterio sarà valutato con l'analisi solare (delle ombre) in ambiente GIS a partire dai dati di rilevamento topografico (DSM, LIDAR).

- Coperture di edifici adibiti alla logistica

In relazione alla metodologia di analisi solare scelta e agli scenari di implementazione che ci si prefigura di raggiungere, si è optato per una selezione delle coperture di maggiori dimensioni, in maniera da considerare superfici adatte con diverso grado di priorità di realizzazione.

Le banche dati principali di riferimento per la categorizzazione delle aree (sia terreno che edificato) sono il DUSAF- Banca dati regionale dell'uso del suolo in Lombardia di Regione Lombardia e gli strati informativi dei PGT comunali (Tavola delle previsioni di piano da Geoportale RL); in aggiunta anche gli strati informati della DBT Regionale e il database geografico di Città Metropolitana.

ii. Analisi della producibilità da fonte solare

Per determinare l'energia elettrica producibile da fonte solare, i parametri principali sono:

- la **radiazione solare incidente**, a sua volta condizionata dalla localizzazione geografica (Lat.-Long, altezza solare), dalle condizioni meteorologiche e della volta celeste (nuvolosità cielo, rapporto tra radiazione diretta e diffusa, trasmissività cielo, ecc.), dalla tipologia di montaggio dei pannelli (inclinazione e orientamento del piano)
- la **superficie captante effettivamente disponibile**, nella cui determinazione è necessario considerare gli ombreggiamenti generati dalle eventuali ostruzioni circostanti e la presenza di ostacoli fisici che riducono la possibilità di installare moduli in soluzione continua, o vincoli di altro genere che possono influire sul dimensionamento dell'impianto e la regolarità di posa
- la **tecnologia dell'impianto** (tipologia di impianto, potenza di picco, rendimento e perdite di sistema).

In relazione ai dati di input disponibili, al dettaglio del dato di output desiderato, i parametri sopra elencati possono essere valutati con un diverso grado di semplificazione e parametrizzazione.

L'analisi solare con modellazione del terreno è strettamente dipendente dalla disponibilità del dato di input, in particolare la modellazione digitali del terreno che considera solo l'elevazione del terreno (DEM,DTM) o delle superfici (DSM, elevazione del terreno comprensiva degli edifici); potendo descrivere la reale morfologia urbana, questo tipo di analisi consente risultati di maggiore dettaglio e accuratezza, in particolare nella descrizione degli ombreggiamenti generati dagli ostacoli che impatto nella valutazione delle superfici utilizzabili per la produzione di energia.

Di seguito sono descritte la potenzialità dell'analisi solare con modellazione del terreno.

- **Radiazione solare incidente** – il calcolo della radiazione solare tiene conto delle reali condizioni del terreno di analisi, della presenza di reali ombreggiamenti e delle reali condizioni climatiche (condizioni meteorologiche e del cielo tipo specifiche per l'area di analisi). L'accuratezza dipende dalla granulometria del dato spaziale di input disponibile (risoluzione da 1m, 5m, 10m o 20m) e dalla temporalità del dato meteorologico (media oraria, giornaliera, mensile o stagionale).

In questo lavoro ci si prefigge di usare i modelli digitali del terreno (ad esempio, il Digital Terrain Model - DTM), disponibili al geoportale di Regione Lombardia. Nella valutazione dell'anno meteorologico tipo, specifico dell'area di analisi, possono essere utilizzate le banche dati europea SARA H3, disponibile dal sito PVGIS dell'ente di ricerca europeo JRC (SITO).

L'analisi solare più accurata può essere eseguita tramite software GIS con il tool *Solar Radiation* in grado di considerare le principali caratteristiche stagionali del sole e del cielo: percentuale di componente solare diffusa sul globale (D/G) e trasmissività dell'atmosfera (T), entrambi calcolati come valore medio dei comuni dell'area analizzata. Da verificare la disponibilità del DTM, considerando che all'aumentare dell'accuratezza della risoluzione del file raster, corrispondono sempre maggiori tempi di simulazione spaziale in ambiente GIS. Il risultato della simulazione spaziale consiste nel calcolo della radiazione solare incidente (cumulata mensile e/o stagionale) per una griglia di punti alla risoluzione del dato di input. I punti con irraggiamento solare cumulato annuo inferiori a 1200 kWh/m2/anno non saranno considerati. In questo modo è possibile determinare l'irraggiamento solare cumulato annuo su ogni area considerata interessante; questa informazione può essere intesa come uno dei criteri di individuazione delle superfici adatte all'installazione di pannelli fotovoltaici; per la determinazione

delle superfici effettivamente disponibili, è necessario procedere incrociando tale risultato con quello relativo alla classificazione delle aree (vincolate, idonee, di accelerazione), incluso vincoli di natura tecnica che condizionano la determinazione della superficie captante.

- **Superficie captante effettivamente disponibile** - la superficie captante identifica la superficie del pannello effettivamente disponibile che deve tenere conto di tutti i requisiti tecnici al dimensionamento e installazione a partire dalla superficie lorda disponibile e ben irradiata (non ombreggiata). La selezione delle superfici effettivamente disponibili terrà conto della categorizzazione del terreno; a partire dalle destinazioni d'uso del suolo (banca dati regionale DUSAF), le superfici saranno identificate come aree vincolate, idonee o di accelerazione, in relazione a quanto previsto dalla normativa (DL 175, convertito in Legge n. 4 del 15/01/2026). Inoltre, la selezione delle superfici terrà conto delle aree ombreggiate, a seguito delle analisi solari con il tool GIS e dei vincoli di natura tecnica limitanti le modalità di installazione dei moduli fotovoltaici (dimensionamento e continuità dei filari). Per questo ultimo punto, si valuterà la consulenza di un agronomo, per valutare requisiti specifici propri alle colture presenti nel territorio agricolo metropolitano.
- **Tecnologia e caratteristiche dell'impianto** – le caratteristiche tecniche dell'impianto possono influenzare molto la producibilità energetica; nonostante ciò, trattandosi di una valutazione a scala territoriale, questo lavoro applicherà parametri standard rappresentativi della tecnologia maggiormente disponibile sul mercato (silicio cristallino). In particolare, la potenza nominale dell'impianto sarà determinata in relazione alla superficie disponibile; l'energia elettrica producibile sarà valutata in maniera parametrica, applicando parametri standard di efficienza del sistema (efficienza di conversione, perdite di rete). Si valuterà la possibilità diverse modalità di installazione dei moduli: a supporto fisso in condizioni di inclinazione e orientamento (azimut ottimale) o ad assi rotanti - su piano a inseguimento ottimale. Ipotizzando di installare pannelli fotovoltaici con efficienza di conversione in condizioni di prova standard ($\eta=15\%$) e indice di prestazione dell'intero sistema pari a $PR=75\%$ ^[1], l'energia elettrica che può essere prodotta annualmente per ogni mq di superficie captante effettivamente disponibile è calcolato secondo la relazione seguente:

$$E = PR \times Hs \times S \times \eta$$

dove E è l'energia elettrica prodotta per anno [kWh/a], S è la superficie del pannello fotovoltaico [m^2] e Hs è la radiazione solare annua cumulata [kWh/ m^2 /a]. ^[1]

Calcolo della copertura FER per la Città Metropolitana di Milano

Il calcolo della quota di fonti rinnovabili per Provincia, indicato nel PDL Aree Idonee (PDL 175/2026) si basa sui consumi elettrici divisi per Provincia (Tabella 14); nello specifico, il consumo della Città Metropolitana di Milano per la sola parte di energia elettrica è di **15.635 GWh** annui.

Tabella 14 - Consumi elettrici annui per Provincia (PDL 175 Aree Idonee, Regione Lombardia).

Provincia	Numero abitanti	S _{tot} = superficie totale (km ²)	Consumo [GWh]	Consumo pro capite [GWh/abitante]	differenza consumato - prodotto (GWh)	differenza positiva (GWh)	Consumo Procapite al netto della produzione da FER [GWh]	% Consumo procapite al netto della produzione da FER rispetto ai consumi totali	rapporto consumato/prodotto FER
Bergamo	1.110.727	2.755	7.871	7.087	6.220	6.220	5,6	9,78%	0,21
Brescia	1.260.955	4.785	11.810	9.366	8.047	8.047	6,4	11,15%	0,32
Como	597.949	1.279	2.555	4.273	2.207	2.207	3,7	6,45%	0,14
Cremona	352.965	1.770	4.578	12.971	3.413	3.413	9,7	16,89%	0,25
Lecco	333.270	806	2.064	6.192	1.887	1.887	5,7	9,89%	0,09
Lodi	229.473	783	1.108	4.828	454	454	2,0	3,46%	0,59
Mantova	407.002	2.341	3.430	8.427	2.599	2.599	6,4	11,16%	0,24
Monza e della Brianza	876.792	405	4.174	3.912	3.769	3.769	4,3	7,51%	0,10
Milano	3.245.459	1.576	15.635	4.818	14.557	14.557	4,5	7,84%	0,07
Pavia	538.632	2.969	3.471	6.444	2.554	2.554	4,7	8,28%	0,26
Sondrio	178.873	3.196	980	5.477	-3.818	-	-	0,00%	4,90
Varese	880.257	1.198	4.612	5.239	3.826	3.826	4,3	7,59%	0,17
TOT	10.012.354	23.863	62.288	6.221	45.715	49.533	57,2	100%	0,61
					3.809,6	4.127,8	4,8		0,6

Calcolo complessivo del potenziale FER per Provincia

Il calcolo effettuato mette a sistema i valori di potenza ottenuti per i diversi fattori analizzati (superficie e consumo/produzione), ottenendo, di fatto, uno scenario che equilibra aspetti economici (consumo da FER), sociali (consumo pro-capite), di sostenibilità energetica (rapporto prodotto da FER/consumato) e territoriali (disponibilità di aree idonee). Associando a ciascuno di questi quattro parametri un peso (in questo caso peso 1 ai primi tre parametri e 2 al parametro territoriale, in quanto si ritiene debba avere un peso maggiore rispetto agli altri), è possibile ottenere dei valori indice che sono stati poi riparametrati sui due obiettivi presentati nella proposta di legge, ossia:

- l'obiettivo minimo, che da DM è pari a 8,766 GW, risulta pari a **6,5 GW** residui considerando di aver già realizzato circa 2,26 GW di potenza al 31.12.2024
- l'obiettivo massimo, che da PDL è pari a **12 GW**

Determinando, pertanto, un incremento di FER, per la Provincia di Milano di **1,63 GW**, dato che non risulta fisso ed univoco, in quanto dovrà anche rapportarsi ai consumi effettivi della Città Metropolitana di Milano.

A livello regionale non è prevista una ripartizione fissa per singola provincia all'interno della legge; tuttavia, sono stati stabiliti limiti percentuali di Superficie Agricola Utile (SAU) occupabile per comune.

Il conteggio dovrà calarsi sul consumo al 2030 per la Città Metropolitana di Milano, il calcolo però differisce tra quanto rilevato dal PREAC, in quanto lo stesso tiene conto degli obiettivi.

Tabella 15- Calcolo complessivo del potenziale FER per Provincia (PDL 175/2026).

	ECONOMICO	SOCIALE	RINNOVABILE	TERRITORIALE		
Provincia	Consumo da non FER [GW]	Consumo Procapite da non FER [GW]	rapporto prodotto FER/consumato [%]	Potenza totale su AI effettive(GW)	somma indici pesati	Indici riparametrati su 12GW massimali
Bergamo	1,51	1,17	0,66	2,21	14,37	1,24
Brescia	1,95	1,34	0,48	3,64	21,96	1,89
Como	0,53	0,77	0,78	0,86	6,38	0,55
Cremona	0,83	2,03	0,58	2,67	16,77	1,44
Lecco	0,46	1,19	0,86	0,30	3,99	0,34
Lodi	0,11	0,41	0,03	0,99	5,49	0,47
Mantova	0,63	1,34	0,60	2,11	13,15	1,13
Monza e della Brianza	0,91	0,90	0,84	0,92	7,23	0,62
Milano	3,53	0,94	0,89	2,71	18,88	1,63
Pavia	0,62	0,99	0,57	3,51	19,74	1,70
Sondrio	0,00	0,00	0,00	0,38	1,91	0,16
Varese	0,93	0,91	0,72	1,38	9,44	0,81
TOT	12,00	12,00			139,32	12,00
	Pesi					
	1	1	1	5		

Il sistema energetico lombardo nello Scenario PREAC 2030.

Lo scenario energetico al 2030, all'interno del PREAC, è stato costruito congiuntamente allo scenario emissivo "43,5 tonnellate di CO₂eq" che porta alla riduzione delle emissioni coerenti con l'applicazione del "Fit-for-55".

Nella Figura si evidenzia l'andamento dei consumi dal 2005 e il target di scenario che sarà raggiunto nel 2030. Anche nella valutazione energetica occorre considerare come la quota non soggetta ad EU-ETS debba essere valutata come quota a sé stante, estranea al raggio di azione di competenza delle politiche regionali.

Tabella 16 – Domanda di energia usi finali (MTEP)- Politecnico di Milano e ARIA S.p.A. da PREAC 2030.

DOMANDA DI ENERGIA USI FINALI (MTEP)								
SETTORI	2005	2010	2015	2019	2020	2030	Diff. 2030-2019 [%]	Diff. 2030-2005 [%]
Civile	10,8	11,8	10,7	10,1	10,1	7,0	-31%	-35%
Agricoltura	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-3%	-8%
Industria non ETS	5,6	5,1	4,2	4,3	3,9	2,6	-39%	-53%
Industria ETS	2,7	2,5	2,6	2,9	2,4	2,0	-32%	-25%
Trasporti	6,2	7,0	6,6	5,4	4,8	4,7	-14%	-25%
TOTALE	25,7	26,7	24,4	23,2	21,7	16,6	-28%	-35%

Si evidenzia che tale scenario risulta ottimistico a livello di consumi per quanto riguarda la Città Metropolitana di Milano, in quanto, al netto di politiche incentivanti sull'efficientamento energetico e/o il risparmio, risulta sfidante una così marcata riduzione della domanda di energia sugli usi finali.

5.2.1.1. Analisi dei parcheggi – Nota metodologica e risultati

L'obiettivo di questa analisi è stato la selezione di aree adibite a uso parcheggio in condizioni favorevoli all'installazione di impianti fotovoltaici su pensiline di copertura delle superfici a terra.

Nel paragrafo seguente è descritta la metodologia di analisi che prevede:

- **Parte A – Analisi Ombre**- la valutazione delle aree ombreggiate a partire dalla modellazione del terreno e dalle caratteristiche climatiche
- **Parte B – Analisi dei Parcheggi**- la selezione delle aree adibite a parcheggio secondo diversi criteri (caratteristiche geometriche, esposizione favorevole)
- **Parte C – Esempio su zona caso studio** - applicazione della metodologia su una zona omogenea (Nord Milanese) e restituzione dei risultati dei passaggi intermedi
- **Parte D – Risultati finali a scala metropolitana (zone omogenee) e comunali** – numero e superfici totali dei parcheggi selezionati come idonei per ciascun comune e raggruppati per zone omogenee.

In aggiunta ai risultati finali, si allegano alla presente relazione le **Tavole dei Parcheggi pubblici idonei al fotovoltaico**, per ciascuna delle sette zone omogenee dell'area metropolitana.

Parte A. Analisi ombre

1) Creazione del DSM

Il tool di analisi per la valutazione delle ombre necessita, come principale dato di input, di un file raster DSM (Digital Surface Model); il file DSM è un file raster, ad una specifica risoluzione (ad esempio, risoluzione 5m), in cui ad ogni cella (pixel) del file (nell'esempio, formato cella 5mx5m) è associata l'informazione di elevazione (in m s.l.m.) dell'oggetto che vi è rappresentato; a differenza di un raster DTM (Digital Terrain Model) che considera solo l'elevazione topografica del terreno, il raster DSM considera l'elevazione del terreno e degli edifici (e vegetazione, quando presente).

Nell'analisi in corso, non è stato possibile disporre di un DSM, ma si dispone del DTM di Regione Lombardia (RL), disponibile da Open data³. Pertanto, si rende necessaria un'elaborazione di pre-processing: si procede a creare un file raster DSM, a partire dal DTM a cui si aggiungono le informazioni relative all'altezza degli edifici da DBGT⁴, utilizzando il tool QGIS-UMEPforprocessing-Spatial data-DSM Generator.

Input:	- <i>DTM</i>: da RL, DTM di risoluzione 5m, aggiornato al 2015. - <i>Polygon with building height</i>: da RL (tramite PIM), il DBGT è un geopackage da cui estraiamo solo il layer delle Unità Volumetriche (UN_VOL) dell'edificio e dalla cui tabella attributi prendiamo l'informazione dell'altezza dell'edificio, aggiornato al 2023.
	<u>Limiti dei dati di input:</u> ▪ DTM di partenza pur essendo molto datato, è accettabile, non si ipotizzano grandi trasformazioni; per gli edifici, che invece saranno inseriti nel raster (output) a partire dalle informazioni del DBGT 2023, le geometrie possono considerarsi aggiornate. ▪ Mancanza della vegetazione nella creazione del DSM. ▪ UN_VOL_AV, l'altezza dell'edificio si riferisce all'altezza di colmo, non considera né l'altezza, né le geometrie delle coperture.
Setting:	- <i>Field with building height</i>: si seleziona il campo <i>Altezza Volume</i> (UN_VOL_AV) tra gli attributi del layer Unità Volumetriche (UN_VOL) del DBGT (ref a metadati per descrizione campo). - <i>Building level height</i>: 3,3m (altezza media di interpiano) a non serve - <i>Estensione</i>: del layer poligonale DBGT della zona omogenea - <i>Pixel Resolution</i>: uguale al file raster di input 5m
Output:	- 7 file raster DSM con risoluzione 5m, per ciascuna zona omogenea di CMM.

³ Metadati - Geoportale della Lombardia

⁴https://www.geoportale.regione.lombardia.it/metadati?p_p_id=detailSheetMetadata_WAR_gptmetadataportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&detailSheetMetadata_WAR_gptmetadataportlet_identifier=r_lombar%3A0092b7ba-c697-433b-b5f2-9f9d9b8694e3&jsfBridgeRedirect=true

2) Analisi delle ombre

L'analisi delle ombre consiste nel valutare su una determinata superficie la presenza/assenza di ombre in relazione alla posizione del sole rispetto al luogo e alla data che si vogliono analizzare. Tramite un software di analisi spaziale, si calcola la posizione del sole (altezza e declinazione solare), per ciascun punto di interesse di cui sono note le coordinate geografiche e per ciascuna data (ora e giorno dell'anno). La valutazione tiene conto della presenza di ostacoli (edifici) che generano ombre portate sulle superfici a terra. In questo studio si valuterà:

- l'intera superficie del territorio metropolitano (ogni pixel del file raster DSM), selezionando successivamente le aree a terra (parcheggi) interessanti e meglio esposte all'irradiazione solare
- ogni ora del giorno in due giorni rappresentativi dell'anno solare: il 21 giugno (giorno migliore con 16 ore di luce) e il 21 dicembre (giorno peggiore con 8 ore di luce)

Per questa analisi, verrà usato il tool *Solar Radiation: Shadow Generator*, disponibile tra i tool di processo (*process*) del plug-in QGIS-UMEPforprocessing.

Input:	- <i>Input building and ground DSM</i>: selezionare ciascuno dei 7 DSM per ogni zona omogenea di CMM, risoluzione 5m. - <i>Vegetation Canopy</i> e <i>Vegetation Trunk zone DSM</i>: non disponibili – per cui il relativo settaggio non serve (<i>Transmissivity of light through vegetation, Trunk zone height</i>) - <i>Wall height</i> e <i>Wall aspect raster</i>: non disponibili
Setting:	- <i>Coordinated Universal Time: UTC+01:00</i>, spuntare <i>Add Daylight saving time (DST)</i> - <i>Date</i>: segnare la data del giorno di analisi, sono scelte il 21 giugno (giorno migliore con 16 ore di luce) e il 21 dicembre (giorno peggiore con 8 ore di luce). - <i>Time interval between casting of each shadows (minutes)</i>: 60 minuti - L'analisi considera le ombre orarie giornaliere, per cui NON spuntare <i>Cast only one shadow</i> e di conseguenza, non serve indicare <i>Time for single shadow</i>
Output:	Il tool genera come output, diversi file raster, tutti con stessa risoluzione del raster di input (quindi 5m). I file di output sono di due tipi: - n files in formato TIF, per ogni ora di luce nel giorno analizzato (16 files per il 21 giugno e 8 files per il 21 dicembre) – in ciascun file, ogni cella riporta l'informazione presenza (1) o assenza (0) di ombre - 1 file in formato TIF con la <i>frazione di ombra</i>, ogni cella riporta un numero compreso tra 0 e 1, che esprime in percentuale (%) la frazione d'ombra presente.

Frazione di ombra

L'immagine della frazione di ombra è espressa in percentuale, dove 100% significa che un pixel (porzione di terreno) è illuminato dal sole per tutte le ore di luce del giorno analizzato.

Il calcolo è il seguente:

$$\% = \sum \text{ore soleggiate} / \text{ore totali di luce nel giorno simulato}$$

Con 21 giugno = 16h ore totali di luce nel giorno (dalle 5:00 alle 20:00) – giorno più favorevole e 21 dicembre = 8 ore totali di luce nel giorno (dalle 9:00 alle 16:00) – giorno meno favorevole.

Se nel raster risultante della simulazione del 21 giugno, una cella ha 0,9375 (più del 90%) di frazione d'ombra, significa che è soleggiata (riceve sole, quindi no ombre) per 15 ore su 16. Senza un'ulteriore analisi di post-processing, tra i vari raster, non è possibile sapere, in quali precise ore del giorno vi è luce e/o ombra).

Soglie minima accettabili

Per il 21 giugno, la soglia minima accettabile è pari a **0,6875**, ovvero 11 ore di luce, poiché nell'ipotesi peggiore, tali ore possono andare dalle 5:00 alle 15:59.

Ore (21 giugno)	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ore produttive da PVGIS																
Ore peggiori accettabili																

Per il 21 dicembre, la soglia minima accettabile è pari a **0,875**, ovvero 7 ore di luce, poiché nell'ipotesi peggiore, tali ore possono andare dalle 9:00 alle 15:59.

Ore (dec)	9	10	11	12	13	14	15	16
Ore produttive da PVGIS								
Ore peggiori accettabili (0,875)								
Ipotesi alternativa (0,5)								

Come ipotesi alternativa, si prende in considerazione anche la soglia pari a **0,5**, ovvero 4 ore di luce. Questa scelta è in parte rischiosa, poiché nell'ipotesi peggiore tali ore possono andare dalle 9:00 alle 12:59. La scelta è motivata dal fatto che è però, molto probabile che le ore senza ombra si concentrino nelle ore centrali del giorno (dalle 12:00 alle 15:59), con posizione del sole più verticale rispetto all'orizzonte e quindi più favorevole alla produzione fotovoltaica.

Parte B. Analisi aree a parcheggio

1) Fonte del dato

La fonte principale del dato riguardante le aree a parcheggio sono i PGT comunali, dalla Tavola delle previsioni di piano, scaricabile dal Geoportale di Regione Lombardia, aggiornata al giugno 2023⁵. Il riferimento specifico è allo strato informativo *SERVIZI_IMPIANTI* che contiene le aree a parcheggio pubblico, sia esistenti che previste, oltre a tutti i servizi catalogati nei Piani dei Servizi comunali (quindi digitalizzati su base del DBT). Tra i servizi dello strato *SERVIZI_IMPIANTI*, è compreso quello di *PARCHEGGI E AUTORIMESSE*, le cui geometrie rispondenti all'attributo (DTIPO_SERV) sono state esportate.

Tra gli attributi, del layer *PARCHEGGI E AUTORIMESSE* sono caratterizzanti i seguenti campi:

- *DSTATO*: è possibile distinguere aree già esistenti (*ESISTENTE*) o in progetto (*IN PROGETTO*);
- *DLIV_TER*: è possibile distinguere il livello di competenza (*Comunale o Sovracomunale*);
- *LEGENDA*: contiene una descrizione testuale eterogenea (ad es. parcheggi privati ad uso pubblico, o parcheggi multipiano), ma non completa. Non è possibile distinguere con certezza i parcheggi in superficie, dalle autorimesse con copertura.

Come ulteriore caratterizzazione dei parcheggi, se si ritiene utile, è possibile procedere con l'associazione di ciascun parcheggio al tipo di servizio pubblico più vicino (ammesso che lo sia); le tipologie di servizi pubblici presenti nel layer sono elencate nella tabella sottostante. L'associazione sarà svolta tramite analisi spaziale della distanza in GIS, estraendo ciascuno dei servizi pubblici dallo stesso file di partenza, selezionando i valori dal campo (DTIPO_SERV).

La caratterizzazione dei parcheggi incrociando gli attributi sopra presentati non è ancora stata fatta, ma può essere svolta anche dopo l'esito dell'analisi delle ombre, come ulteriore selezione delle aree maggiormente adatte secondo altri criteri (tipo proprietà, soggetto competente, accessibilità, ecc).

Tabella 17 - Descrizione attributi PGT, strato Servizi impianti.

TEMATISMO	STRATI (da DTIPO_SERV)	PARCHEGGI (annessi)
Trasporto pubblico	-Aree di interscambio passeggeri - Attrezzature di deposito e servizio trasporti pubblici	SI
Deposito Merci	-Centri annonari e mercati generali - Centri interscambio merci	SI
Sanità	-Attrezzature ospedaliere, sanitarie e assistenziali	SI
	- Servizi socio-sanitari di interesse locale	Verifica sup >500mq
Centri fieristico-sportivi	- Fiere e centri sportivi - Grandi impianti per l'agonismo e lo spettacolo	SI
Centri culturali	-Centri culturali e strutture museali -Centri ed impianti sportivi e ricreativi	Verifica sup >500mq
Università e Scuola	-Strutture universitarie -Centri scolastici medi superiori -Scuola dell'obbligo e dell'infanzia	Verifica sup >500mq
Amministrazione	Sedi di amministrazione pubblica	Verifica sup >500mq
	Aree di interesse comunale (contiene elementi eterogenei)	Verifica sup >500mq
Giustizia	Sedi di amministrazione della giustizia (tribunale, pretura)	Verifica sup >500mq
	Carceri	Verifica sup >500mq
ERP	Edilizia Residenziale Pubblica	Verifica sup >500mq
Chiesa	Attrezzature religiose	Verifica sup >500mq
Esercito	Attrezzature e zone militari	No parcheggi
Aree verdi	-Aree a verde - Aree miste verde e attrezzature	Da escludere

⁵ [Metadati - Geoportale della Lombardia](#)

2) Criteri di selezione geometrica dei parcheggi

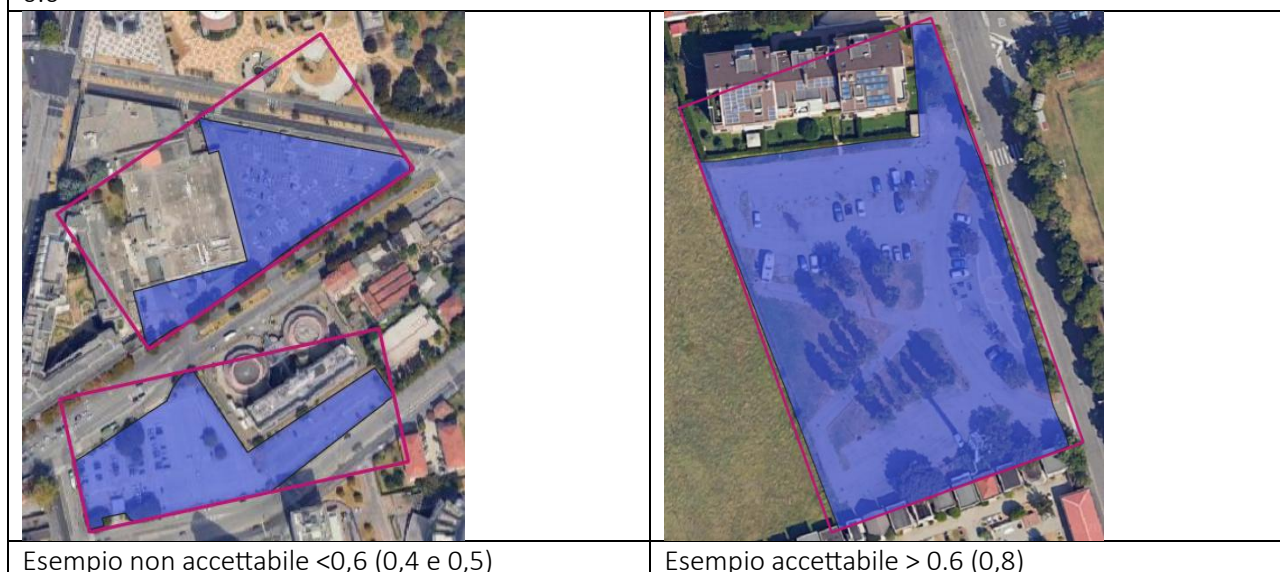
Di seguito si presentano i criteri utilizzati per selezionare i parcheggi da un punto di vista della geometria delle aree. Nel considerare le caratteristiche dei parcheggi idonei all'installazione delle pensiline-tettoie fotovoltaiche, si considera che essi debbano essere aree di grandi dimensioni e di forma più possibile regolare e continua; non sono considerati i parcheggi a bordo strada, lineari, stretti e lunghi. Per ulteriori requisiti (ad esempio: possibilità di recinzione, tipologia di fondo stradale, presenza di strade o alberature, ecc..) si rimanda a valutazioni successive più approfondite, non appena questi criteri saranno esplicitati. I criteri di seguito elencati sono applicati al layer *PARCHEGGI E AUTORIMESSE* a seguito di una breve operazione di verifica e pulizia delle geometrie incongruenti ed eventuale correzione o eliminazione. Alla selezione geometrica dei parcheggi, seguirà la selezione dei parcheggi soleggiati (punto 3).

- I. **Criterio di dimensione (Area ≥ 300 mq):** si selezionano i parcheggi con superficie maggiore o uguale a 300 mq, considerando l'area della geometria attribuito del file (*ShapeArea*).
- II. **Criterio di forma:** si selezionano i parcheggi con geometria a forma quadrata, per escludere i parcheggi in linea a bordo strada (con geometria a forma rettangolare stretta e lunga). In particolare, si combinano due criteri di selezione:
 - II.1. **Criterio di profondità del bordo strada (width ≥ 12 m):** si selezionano i parcheggi che hanno profondità maggiore o uguale a 12 m, per eliminare i parcheggi lato strada in linea con una sola fila di auto e una corsia (width < 12 m).
 - II.2. **Criterio di rapporto lunghezza-profondità del bordo strada ($L/W \leq 3$ m):** si selezionano i parcheggi che hanno il rapporto Lunghezza (L) e Profondità (width, W) minore o uguale a 3, per eliminare i parcheggi lato strada in linea, stretti (width <12) e molto lunghi ($L/W > 3$); il rapporto $L/W=1$ indica una geometria di forma quadrata, l'intervallo $1 \leq L/W \leq 3$ è considerato accettabile in questo studio.
- III. **Criterio di intersezione stradale:** si selezionano i parcheggi la cui geometria non è intersecata dalla strada (criterio non applicato, servono valutazioni caso per caso).

NOTA- Bounding Box (BB) Al fine di poter individuare i parcheggi stretti e lunghi a bordo strada, la creazione della Bounding Box (BB) è un passaggio necessario (Fig. 22). Laddove il perimetro del parcheggio è irregolare, si genera questa geometria fittizia (BB) che regolarizza, approssimandone il perimetro. Nella tabella attributi compaiono le info della BB (height, width, area, perimetro, angolo). Nella maggior parte dei casi le due geometrie si equivalgono. La geometria BB è orientata, ciò consente di valutare le caratteristiche del lato corto (width) e del lato lungo (height) nell'applicazione dei ***criteri di forma*** sopra menzionati. Sulla geometria BB sarà applicato un criterio di verifica, rapportando l'area reale del parcheggio e l'area della geometria fittizia, al fine di tenere in considerazione questa approssimazione, nella selezione dei parcheggi idonei. ***In particolare, sarà applicata la soglia minima di accettabilità pari a rapporto tra area reale e fittizia ≥ 0.6*** (l'area reale è almeno il 60% dell'area della BB).

Nella tabella attributi compaiono le info della BB (height, width, area, perimetro, angolo). Qualsiasi sia l'orientamento della geometria BB, l'attributo ***Height*** è sempre il lato più lungo del rettangolo e in questo studio è considerato come la Lunghezza del parcheggio (L), l'attributo ***Width*** è sempre il lato più corto del rettangolo, in questo studio è considerato come la Profondità del parcheggio (W).

Figura 22- Esempio di creazione della Bounding Box (BB) (linea fucsia), a partire dalla geometria reale dei parcheggi (area in blu). Si calcola il rapporto tra Area reale parcheggio/ Area BB, con soglia di accettabilità 0.6



3) Applicazione dei criteri di selezione

➤ Selezione geom1 – parcheggi accettabili

La selezione 1 vede applicati tutti i criteri contemporaneamente ed è la selezione più stringente. I parcheggi selezionati hanno geometria BB accettabile ("checkA" ≥ 0.6), dimensioni accettabili (Area parcheggio $\geq 300\text{mq}$), profondità bordo strada accettabile (width $\geq 12\text{m}$), e forma tendente al quadrato o rettangolare accettabile (L/W ≥ 3).

➤ Selezione geom2 – parcheggi recuperati

Si è optato anche per un ripescaggio dei parcheggi che sono tagliati fuori con l'applicazione del criterio di BB accettabile ("checkA" ≥ 0.6), poiché fra questi, vi sono parcheggi di elevate dimensioni. Sono da considerarsi casi particolari, per questo, cautelativamente, si è scelto di applicare un criterio di dimensioni molto stringente (**Area reale parcheggio $\geq 2.000\text{mq}$**). I parcheggi ripescati hanno geometria BB non accettabile ("checkA" < 0.6), ma dimensioni interessanti (ShapeArea $\geq 2.000\text{mq}$); gli altri criteri di forma non sono qui considerati.

4) Selezione dei parcheggi soleggiati

Alla selezione geometrica dei parcheggi (punto 2), segue la selezione dei parcheggi soleggiati, sulla base dei risultati dell'analisi delle ombre (Parte A).

Si procede associando i risultati dell'analisi delle ombre all'area del parcheggio: per tutti i pixel che ricadono all'interno del perimetro di ogni parcheggio selezionato, viene calcolato il valore medio dell'attributo della frazione d'ombra, insieme ad altre statistiche (il tool Analisi raster – Statistiche zonali di QGIS riporta infatti valore medio, mediana, min, max, varianza, deviazione standard, conteggio). In questo modo ad ogni parcheggio viene associato un valore medio (Rmean) di soleggiamento, specifico per ciascuno dei due giorni analizzato.

Tale valore viene poi confrontato con la soglia minima definita precedentemente (Parte A, pag.4), ovvero:

- per il 21 giugno, **Rmean $\geq$ 0,6875** si selezionano i parcheggi soleggiati per almeno 11 ore sulle 16 ore totali di luce
- per il 21 dicembre, **Rmean $\geq$ 0,875** si selezionano i parcheggi soleggiati per almeno 7 ore sulle 8 ore totali di luce

Per il mese di dicembre, si ipotizza anche una seconda soglia

- per il 21 dicembre, **Rmean $\geq$ 0,5** si selezionano i parcheggi soleggiati per almeno 4 ore sulle 8 ore totali di luce

Questa seconda opzione consente di aumentare il numero di parcheggi idonei.

Tabella 18- Esempio risultati intermedi nella zona omogene di Nord Milanese

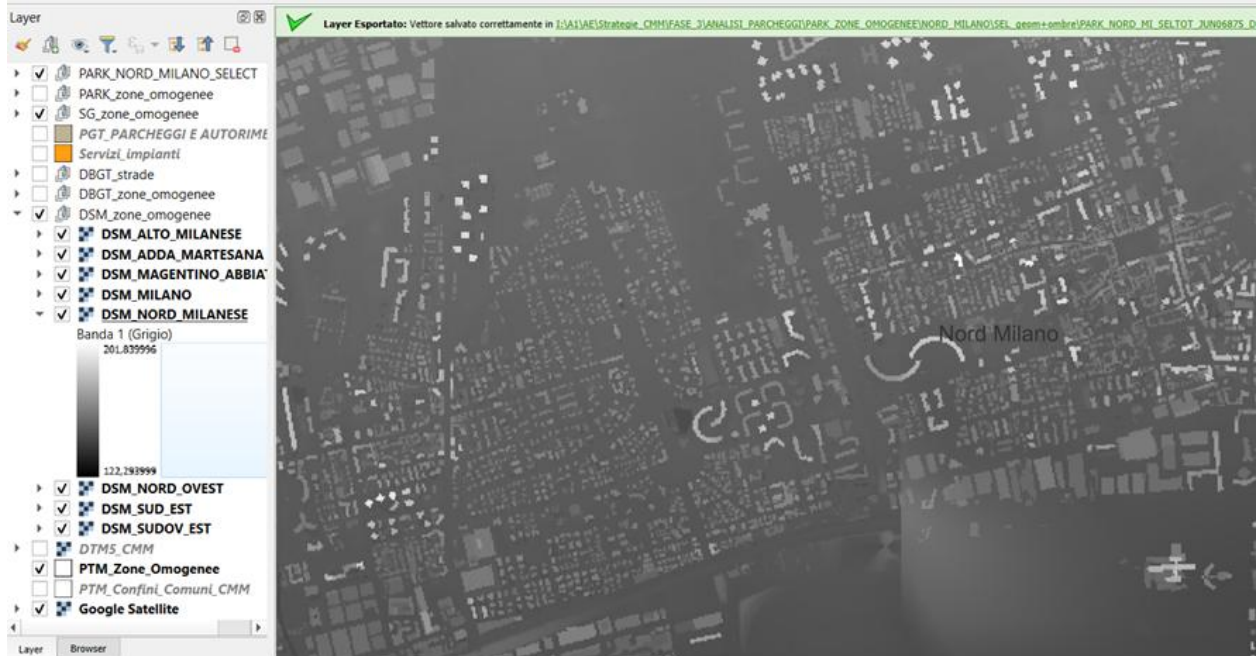
		N	(%)	mq	(%)
Parcheggi totali nell'area		1.405	(100%)	1.335.505,9	(100%)
Parcheggi con geometrie adatte		327	(23%)	793.587,7	(59%)
Parcheggi con geometrie adatte e soleggiati – giorni valutati singolarmente	Il 21 giugno (con soglia $\geq$ 0,6875)	267	(19%)	734.663,9	(55%)
	Il 21 dicembre Con soglia $\geq$ 0,875	64	(4%)	293.811,05	(22%)
	oppure				
	Il 21 dicembre Con soglia $\geq$ 0,5	230	(16%)	681.092,1	(51%)
Parcheggi con geometrie adatte e soleggiati sia in giugno che dicembre	Considerando 21 giugno (soglia $\geq$ 0,6875) e 21 dicembre soglia $\geq$ 0,875	64	(4%)	293.811,05	(22%)
	oppure				
	Considerando 21 giugno (soglia $\geq$ 0,6875) e 21 dicembre soglia $\geq$ 0,875	208	(15%)	652.213,6	(49%)

Parte C. Esempio su zona caso studio

Figura 23- Risultati per la zona omogenea di *Nord Milanese*

Parte A. Analisi ombre

1) Creazione del DSM per l'area – scala di grigi in legenda (in m slm) – gli elementi più chiari sono gli edifici



(a)

2) Analisi delle ombre

In legenda (scala colore blu-giallo) è rappresentata la frazione d'ombra (in%) , dove:

- i pixel in giallo =1 (100%), significa che in tutte le ore in cui vi è luce del giorno (8h in dicembre, 16h in giugno) l'area è soleggiata,
- i pixel in blu =0 (0%), significa che in nessuna ora tra quelle in cui vi è luce nel giorno l'area è soleggiata, quindi è sempre in ombra.

Risultato analisi OMBRE per il 21 DICEMBRE



(b)

Risultato analisi OMBRE per il 21 GIUGNO



(c)

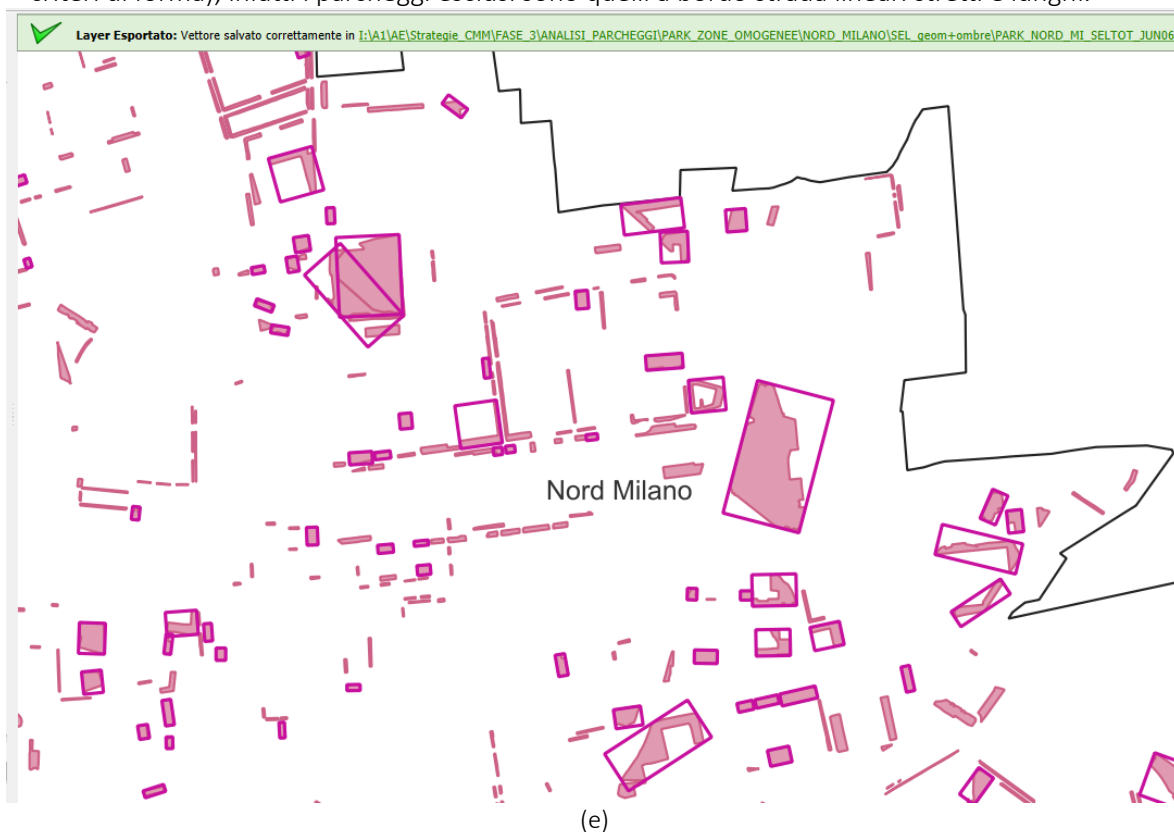
Parte B. Analisi parcheggi

1) Parcheggi da PGT nell'area – sono tematizzati i parcheggi esistenti (in rosa) e in progetto (in blu)



(d)

- 2) **Selezione geometrica dei parcheggi nell'area** – dei parcheggi esistenti (aree in rosa) sono evidenziati (linee spesse in fucsia) i parcheggi selezionati perché rispondenti ai criteri geometrici (area>300mq, criteri di forma); infatti i parcheggi esclusi sono quelli a bordo strada lineari stretti e lunghi.

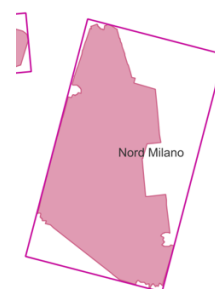


Da notare tra i parcheggi selezionati:

- i **parcheggi che hanno un perimetro regolare** hanno completa corrispondenza tra l'area reale (in rosa) e quella della geometria fittizia (linea spessa fucsia),
- i **parcheggi che hanno perimetri o forme irregolari** sono subito evidenti in quanto il perimetro della geometria fittizia (linee spesse in fucsia) crea una geometria regolare che circoscrive quella reale (area in rosa); questi casi sono stati verificati come segue:

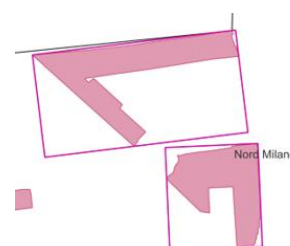
Si è verificato che l'area fittizia corrispondesse ad almeno il 60% dell'area reale (come nell'esempio a destra).

Questo per poter considerare le dimensioni dei lati del rettangolo come "accettabili" perché approssimative del reale e procedere con l'applicazione dei criteri di forma; nell'applicazione del criterio di dimensione (>300mq), ovviamente l'area considerata è quella reale.



I parcheggi che non superavano la soglia del 60% di corrispondenza tra area reale e fittizia sono stati dapprima scartati e ad essi non sono stati applicati i criteri di forma, in quanto poco rappresentativi della forma reale. Successivamente, tra gli scartati, si è scelto di recuperare quelli che pur avendo geometrie irregolari hanno una dimensione areale importante (soglia >2.000mq).

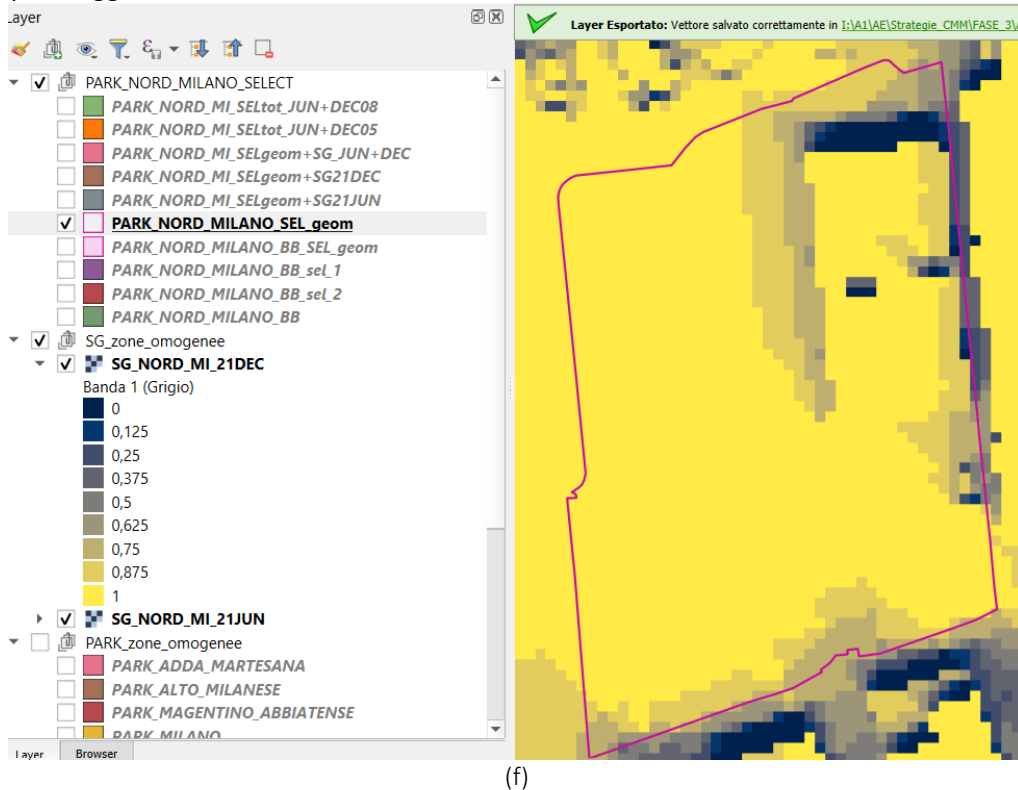
Nell'esempio a destra, il parcheggio in alto ha rapporto tra area fittizia/reale al 30%, ma dimensioni di 4.000 mq il parcheggio in alto ha rapporto tra area fittizia/reale al 50%, ma dimensioni di 3.000mq), entrambi sono stati recuperati come idonei.



3) Selezione dei parcheggi soleggiati

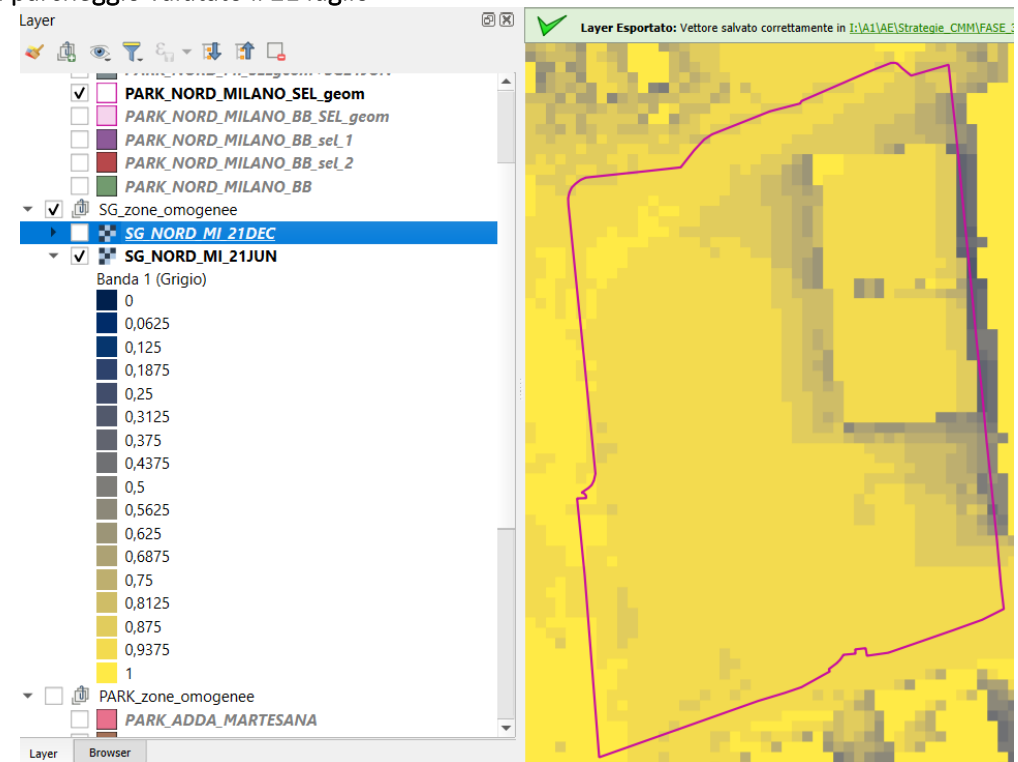
Per ciascun parcheggio selezionato (poligono fucsia) si associano i valori dei pixel che descrivono la frazione d'ombra (vedi in legenda valori compresi tra 0 (ombra) e 1 (sole)). Si calcola il valore medio tra tutti i pixel che ricadono nell'area del poligono e tale valore diventa un attributo del poligono stesso.

Esempio : parcheggio valutato il 21 dicembre



(f)

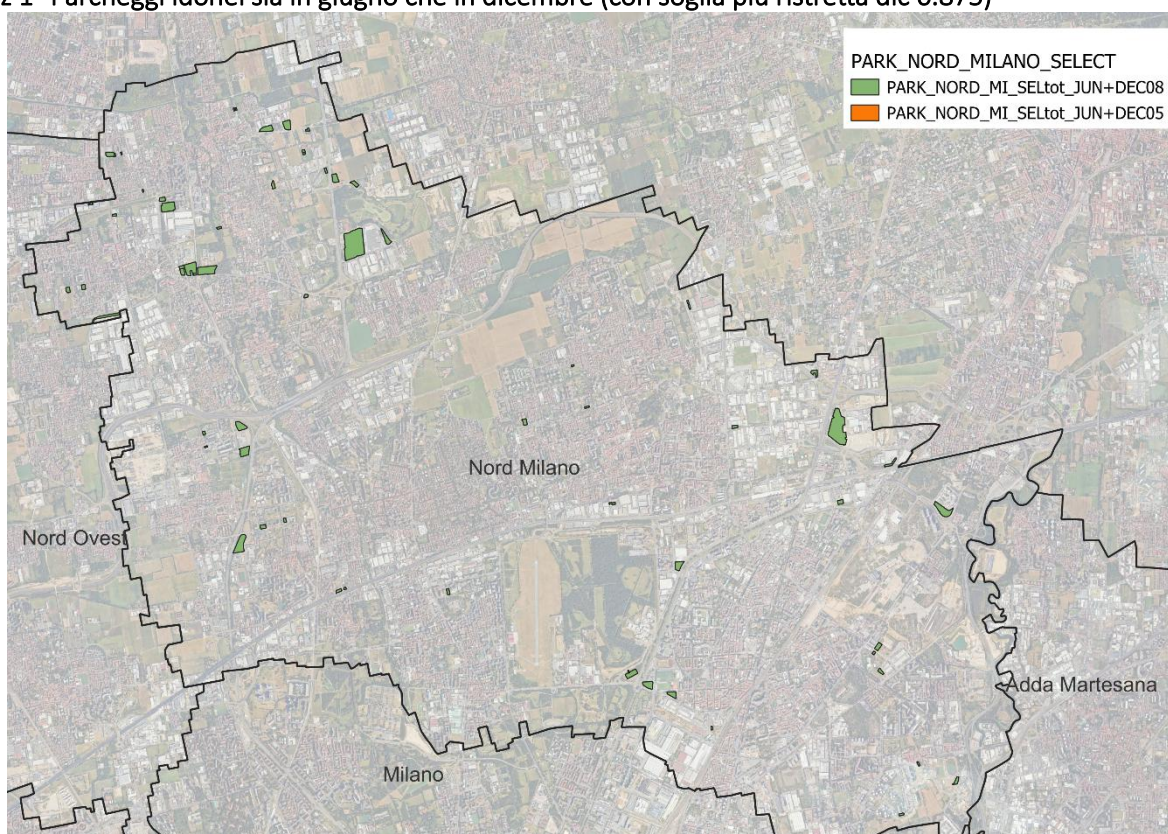
Esempio : parcheggio valutato il 21 luglio



(g)

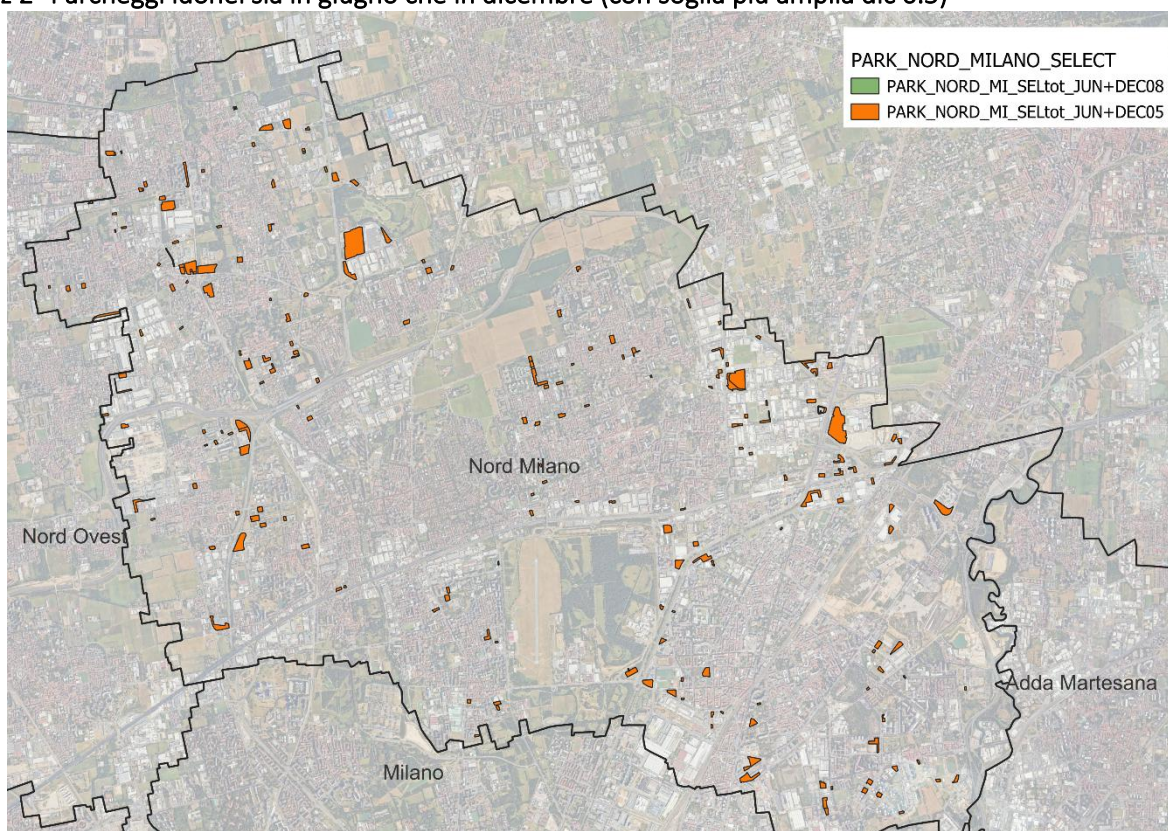
Riassunto della selezione finale dei parcheggi nell'area Nord Milanese

Opz 1- Parcheggi idonei sia in giugno che in dicembre (con soglia più ristretta dic 0.875)



(h)

Opz 2- Parcheggi idonei sia in giugno che in dicembre (con soglia più ampia dic 0.5)



(i)

Parte D. Risultati

➤ Risultati a scala di zona omogenea

Nella Tabella 19 si riportano i risultati delle analisi, per ciascuna delle 7 zone omogenee e per l'intero territorio metropolitano (CMM), espressi in numero di unità [N] e in superficie [mq]. A partire dal numero di parcheggi totali presenti (*Park totali*), si riporta il risultato finale dei parcheggi risultanti idonei ai criteri di selezione geometrica (***Totale selezionati per geometrie***), con anche i risultati parziali (*sel_1* e *sel_2*). Le percentuali fanno riferimento al numero di parcheggi totali per ciascuna zona di riferimento, esclusa Milano.

Tabella 19 – Risultati intermedi di selezione dei parcheggi per criteri geometrici.

Nome zona	Park totali		da selezione geometrica (sel_1)			Recuperati (sel_2)			Totale selezionati per geometrie			
	N	mq	N	mq	(%)	N	mq	(%)	N	(%)	mq	(%)
ADDA MARTESANA	4835	3.698.446	839	1.437.767	39%	118	718.502	19%	957	20%	2.156.269	58%
ALTO MILANESE	3132	2.076.865	509	735.775	35%	58	327.554	16%	567	18%	1.063.329	51%
MAGENTINO ABBIATENSE	2443	1.663.423	423	652.463	39%	57	290.873	17%	480	20%	943.336	57%
NORD MILANESE	1405	1.335.506	283	583.338	44%	44	210.250	16%	327	23%	793.588	59%
NORD OVEST	2834	2.642.354	570	1.208.071	46%	74	410.899	16%	644	23%	1.618.970	61%
SUD EST	1866	1.539.381	332	646.690	42%	45	293.606	19%	377	20%	940.296	61%
SUD OVEST	2477	1.933.598	373	763.095	39%	61	335.358	17%	434	18%	1.098.452	57%
CMM	18.992	14.889.572	3.329	6.027.200	40%	457	2.587.040	17%	3.786	20%	8.614.239	58%

A partire dai risultati della Tabella 19 (***Totale selezionati per geometrie***), le aree a parcheggio già corrispondenti ai criteri di selezione geometrica, sono stati ulteriormente selezionati, applicando i valori soglia del criterio di buona esposizione alla radiazione solare, come descritto nella metodologia.

Pertanto, la Tabella 20 riporta, per ciascuna delle 7 zone omogenee e per l'intero territorio metropolitano (CMM), il numero di parcheggi idonei sia per criterio geometrico che buona esposizione, espressi in numero di unità [N] e in superficie [mq]. Inoltre, si riportano due valutazioni che differiscono per l'applicazione della soglia di accettabilità nel mese peggiore (dicembre): una valutazione più cautelativa, con soglia RISTRETTA ($R_{mean} > 0.875$) e una valutazione più ottimista, con soglia AMPLIA ($R_{mean} > 0.5$). Le percentuali fanno riferimento al numero di parcheggi totali (*Park Totali*) per ciascuna zona di riferimento.

Tabella 20- Risultati intermedi di selezione dei parcheggi per criteri geometrici e di buona esposizione.

Nome zona	Totale parcheggi selezionati per geometria e buona esposizione					
	con SOGLIA RISTRETTA (dicembre $R_{mean} > 0.875$)			Con SOGLIA AMPLIA (dicembre $R_{mean} > 0.5$)		
	N	mq	(%)	N	mq	(%)
ADDA MARTESANA	308	961.361	26%	762	1.936.556	52%
ALTO MILANESE	205	461.832	22%	455	961.069	46%
MAGENTINO ABBIATENSE	205	502.580	30%	423	881.285	53%
NORD MILANESE	64	293.811	22%	208	652.214	49%
NORD OVEST	222	783.539	30%	537	1.483.125	56%
SUD EST	177	553.879	36%	324	883.287	57%
SUD OVEST	159	507.476	26%	378	1.013.408	52%
CMM	1.340	4.064.478	27%	3.087	7.810.943	52%
*con 4,0mq/kWp		1,0	GWp		1,9	GWp

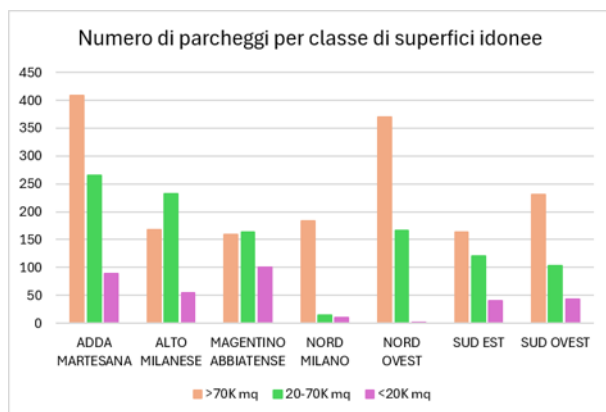
Sommando i contributi di ciascuna zona omogenea, per l'intero territorio metropolitano (ultima riga, CMM) e considerando un valore medio di 4mq/kWp e una superficie disponibile pari a 7.810.943 mq, risultano installabili circa 1.9 GWp di solare fotovoltaico.

➤ Risultati a scala comunale

Nella Tabella 21 e 22 si riportano i risultati delle analisi, per ciascun comune del territorio metropolitano, riportando il numero totale di parcheggi selezionati come idonei [N] e la superficie totale [mq] come sommatoria dei parcheggi idonei per ciascun comune. In dettaglio, la Tabella 21 riporta i risultati in ordine alfabetico per ciascuna delle sette zone omogenee; nella Tabella 22, i risultati sono ordinati per ordine di grandezza della superficie totale disponibile, individuando così tre ipotesi di raggruppamento per i Comuni con superfici adatte disponibili (>70k mq, 20-70k mq e <20k mq), come indicato nei grafici di Figura 24.

Tabella 21- Risultati finali: numero [n] e superfici totali [mq] selezionate come aree adatte per ciascun comune in ogni zona omogenea (ordine alfabetico).

Comune	Totale parcheggi idonei	
	Num	Mq
ADDA MARTESANA		
BASIANO	7	9.226
BELLINZAGO LOMBARDO	3	1.341
BUSSERO	21	25.359
CAMBIAGO	18	26.702
CARUGATE	30	74.686
CASSANO D' ADDA	28	60.520
CASSINA DE PECCHI	27	46.649
CERNUSCO SUL NAVIGLIO	64	178.265
COLOGNO MONZESE	66	147.345
GESSATE	13	10.696
GORGONZOLA	34	67.590
GREZZAGO	13	11.488
INZAGO	23	26.344
LISCATE	15	47.677
MASATE	19	14.788
MELZO	31	98.530
PESSANO CON BORNAGO	16	18.658
PIOTTELLO	59	160.456
POZZO D' ADDA	34	197.529
POZZUOLO MARTESANA	19	49.890
RODANO	14	21.292
SEGRATE	49	202.704
SETTALA	22	49.828
TREZZANO ROSA	18	19.249
TREZZO SULL' ADDA	21	72.488
TRUCCAZZANO	25	55.320
VAPRIO D' ADDA	19	60.146
VIGNATE	25	110.045
VIMODRONE	29	71.747
ALTO MILANESE		
ARCONATE	16	13.941
BERNATE TICINO	5	15.368
BUSCATE	9	30.140
BUSTO GAROLFO	18	25.600
CANEGRATE	18	35.817
CASTANO PRIMO	26	35.726
CERRO MAGGIORE	21	52.824
CUGGIONO	33	45.624
DAIRAGO	8	14.032
INVERUNO	19	29.650
LEGNANO	59	160.802
MAGNAGO	25	69.131
NERVIANO	39	73.808
NOSATE	4	2.971
PARABIAGO	36	103.900
RESCALDINA	34	100.205
ROBECCHETTO CON INDUNO	9	10.390
SAN GIORGIO SU LEGNANO	12	14.572
SAN VITTORE OLONA	29	44.523
TURBIGO	8	35.493
VANZAGHELLO	18	25.570
VILLA CORTESE	9	20.984
SUD EST		
CARPIANO	30	46.757
CERRO AL LAMBRO	7	7.950
COLTURANO	9	7.410
DRESANO	8	7.421
MEDIGLIA	16	22.356
MELEGNANO	15	39.207
PANTIGLIATE	23	74.659
PAULLO	15	71.037
PESCHIERA BORROMEO	36	64.291
SAN COLOMBANO AL LAMBRO	14	32.983
SAN DONATO MILANESE	69	248.564
SAN GIULIANO MILANESE	57	208.353
SAN ZENONE AL LAMBRO	12	13.152
TRIBIANO	9	26.400
VIZZOLO PREDABISSI	4	12.746
MAGENTINO ABBIA TENESE		
ABBATEGRASSO	62	78.531
ALBAIRATE	16	43.287
ARLUNO	21	31.572
BAREGGIO	30	44.687
BESATE	7	5.770
BOFFALORA SOPRA TICINO	5	7.172
BUBBIANO	4	16.450
CALVIGNASCO	5	4.394
CASOREZZO	10	8.461
CISLIANO	8	12.568
CORBETTA	39	113.502
GAGGIANO	17	50.144
GUDO VISCONTI	11	8.169
MAGENTA	58	176.558
MARCALLO CON CASONE	13	24.163
MESERO	11	47.244
MORIMONDO	2	1.197
MOTTA VISCONTI	8	10.827
NOVIGLIO	8	7.272
OSSONA	4	6.852
OZZERO	10	24.870
ROBECCO SUL NAVIGLIO	8	7.368
ROSATE	15	15.008
SANTO STEFANO TICINO	9	23.541
SEDRIANO	10	26.052
VERMEZZO	10	21.806
VITTUONE	17	60.602
ZELO SURRIGONE	5	3.216
NORD MILANO		
BRESSO	10	15.659
CINISELLO BALSAMO	67	214.549
CORMANO	14	50.571
PADERNO DUGNANO	79	259.617
SESTO SAN GIOVANNI	38	111.818
NORD OVEST		
ARESE	63	151.891
BARANZATE	13	70.237
BOLLATE	40	94.149
CESATE	42	188.430
CORNAREDO	35	166.158
GARBAGNATE MILANESE	52	123.082
LAINATE	28	73.966
NOVATE MILANESE	34	72.210
PADERNO DUGNANO	1	441
PERO	17	38.594
POGLIANO MILANESE	17	59.552
PREGNANA MILANESE	19	29.046
RHO	63	198.660
SENAGO	38	64.771
SETTIMO MILANESE	26	63.705
SOLARO	25	44.021
VANZAGO	24	44.213
SUD OVEST		
ASSAGO	8	26.220
BASiglio	21	64.075
BINASCO	5	14.399
BUCCINASCO	57	132.389
CASARILE	12	17.595
CESANO BOSCONI	41	124.206
CORSICO	45	82.057
CUSAGO	14	13.653
LACCHIARELLA	29	69.088
LOCATE DI TRIULZI	26	70.107
OPERA	13	32.561
PIEVE EMANUELE	15	94.956
ROZZANO	47	194.533
TREZZANO SUL NAVIGLIO	21	41.172
VERNATE	12	27.043
ZIBIDO SAN GIACOMO	12	9.353



Numero di parcheggi per 3 classi di superfici idonee			
Zona omogenea	>70K mq	20-70K mq	<20K mq
ADDA MARTESANA	408	265	89
ALTO MILANESE	168	233	54
MAGENTINO ABBIA TENSE	159	164	100
NORD MILANO	184	14	10
NORD OVEST	370	166	1
SUD EST	164	120	40
SUD OVEST	231	104	43

Figura 24 – Numero di parcheggi idonei per classe di dimensionamento delle superfici in ciascuna zona omogenea.

Tabella 22- Risultati finali: numero [n] e superfici totali [mq] selezionate come aree adatte per ciascun comune ordinato per estensione della superficie totale dei parcheggi idonei e disponibili (ordine decrescente), suddivisi in 3 classi: sup>70k (a), 20k<sup<70k (b), sup<20k (c).

Classe Sup > 70,000 mq		Superficie Totale Parcheggi	Numero Totale Parcheggi
Zona omogenea	Comune	Mq	Num
Nord Milanese	PADERNO DUGNANO	259.617	79
Sud Est	SAN DONATO MILANESE	248.564	69
Nord Milanese	CINISELLO BALSAMO	214.549	67
Sud Est	SAN GIULIANO MILANESE	208.353	57
Adda Martesana	SEGRATE	202.704	49
Nord Ovest	RHO	198.660	63
Adda Martesana	POZZO D` ADDA	197.529	34
Sud Ovest	ROZZANO	194.533	47
Nord Ovest	CESATE	188.430	42
Adda Martesana	CERNUSCO SUL NAVIGLIO	178.265	64
Magentino Abbiatense	MAGENTA	176.558	58
Nord Ovest	CORNAREDO	166.158	35
Alto Milanese	LEGNANO	160.802	59
Adda Martesana	PIOLTELLO	160.456	59
Nord Ovest	ARESE	151.891	63
Adda Martesana	COLOGNO MONZESE	147.345	66
Sud Ovest	BUCCINASCO	132.389	57
Sud Ovest	CESANO BOSCONI	124.206	41
Nord Ovest	GARBAGNATE MILANESE	123.082	52
Magentino Abbiatense	CORBETTA	113.502	39
Nord Milanese	SESTO SAN GIOVANNI	111.818	38
Adda Martesana	VIGNATE	110.045	25
Alto Milanese	PARABIAGO	103.900	36
Alto Milanese	RESCALDINA	100.205	34
Adda Martesana	MELZO	98.530	31
Sud Ovest	PIEVE EMANUELE	94.956	15
Nord Ovest	BOLLATE	94.149	40
Sud Ovest	CORSICO	82.057	45
Magentino Abbiatense	ABBIATEGRASSO	78.531	62
Adda Martesana	CARUGATE	74.686	30
Sud Est	PANTIGLIATE	74.659	23
Nord Ovest	LAINATE	73.966	28
Alto Milanese	NERVIANO	73.808	39
Adda Martesana	TREZZO SULL` ADDA	72.488	21
Nord Ovest	NOVATE MILANESE	72.210	34
Adda Martesana	VIMODRONE	71.747	29
Sud Est	PAULLO	71.037	15
Nord Ovest	BARANZATE	70.237	13
Sud Ovest	LOCATE DI TRIULZI	70.107	26

(a)

Classe 20,000 < Sup (mq) < 70,000		Superficie Totale Parcheggi	Numero Totale Parcheggi
Zona omogenea	Comune	Mq	Num
Alto Milanese	MAGNAGO	69.131	25
Sud Ovest	LACCHIARELLA	69.088	29
Adda Martesana	GORGONZOLA	67.590	34
Nord Ovest	SENAGO	64.771	38
Sud Est	PESCHIERA BORROMEO	64.291	36
Sud Ovest	BASIGLIO	64.075	21
Nord Ovest	SETTIMO MILANESE	63.705	26
Magentino Abbiatense	VITTUONE	60.602	17
Adda Martesana	CASSANO D' ADDA	60.520	28
Adda Martesana	VAPRIO D' ADDA	60.146	19
Nord Ovest	POGLIANO MILANESE	59.552	17
Adda Martesana	TRUCCAZZANO	55.320	25
Alto Milanese	CERRO MAGGIORE	52.824	21
Nord Milanese	CORMANO	50.571	14
Magentino Abbiatense	GAGGIANO	50.144	17
Adda Martesana	POZZUOLO MARTESANA	49.890	19
Adda Martesana	SETTALA	49.828	22
Adda Martesana	LISCATE	47.677	15
Magentino Abbiatense	MESERO	47.244	11
Sud Est	CARPIANO	46.757	30
Adda Martesana	CASSINA DE PECCHI	46.649	27
Alto Milanese	CUGGIONO	45.624	33
Magentino Abbiatense	BAREGGIO	44.687	30
Alto Milanese	SAN VITTORE OLONA	44.523	29
Nord Ovest	VANZAGO	44.213	24
Nord Ovest	SOLARO	44.021	25
Magentino Abbiatense	ALBAIRATE	43.287	16
Sud Ovest	TREZZANO SUL NAVIGLIO	41.172	21
Sud Est	MELEGNANO	39.207	15
Nord Ovest	PERO	38.594	17
Alto Milanese	CANEGRATE	35.817	18
Alto Milanese	CASTANO PRIMO	35.726	26
Alto Milanese	TURBIGO	35.493	8
Sud Est	SAN COLOMBANO AL LAMBRO	32.983	14
Sud Ovest	OPERA	32.561	13
Magentino Abbiatense	ARLUNO	31.572	21
Alto Milanese	BUSCATE	30.140	9
Alto Milanese	INVERUNO	29.650	19
Nord Ovest	PREGNANA MILANESE	29.046	19
Sud Ovest	VERNATE	27.043	12
Adda Martesana	CAMBIAGO	26.702	18
Sud Est	TRIBIANO	26.400	9
Adda Martesana	INZAGO	26.344	23
Sud Ovest	ASSAGO	26.220	8
Magentino Abbiatense	SEDRIANO	26.052	10
Alto Milanese	BUSTO GAROLFO	25.600	18
Alto Milanese	VANZAGHELLO	25.570	18
Adda Martesana	BUSSERO	25.359	21
Magentino Abbiatense	OZZERO	24.870	10
Magentino Abbiatense	MARCALLO CON CASONE	24.163	13
Magentino Abbiatense	SANTO STEFANO TICINO	23.541	9
Sud Est	MEDIGLIA	22.356	16
Magentino Abbiatense	VERMEZZO	21.806	10
Adda Martesana	RODANO	21.292	14
Alto Milanese	VILLA CORTESE	20.984	9

(b)

Classe Sup < 20,000 mq		Superficie Totale Parcheggi	Numero Totale Parcheggi
Zona omogenea	Comune	Mq	Num
Adda Martesana	TREZZANO ROSA	19.249	18
Adda Martesana	PESSANO CON BORNAGO	18.658	16
Sud Ovest	CASARILE	17.595	12
Magentino Abbiatense	BUBBIANO	16.450	4
Nord Milanese	BRESSO	15.659	10
Alto Milanese	BERNATE TICINO	15.368	5
Magentino Abbiatense	ROSATE	15.008	15
Adda Martesana	MASATE	14.788	19
Alto Milanese	SAN GIORGIO SU LEGNANO	14.572	12
Sud Ovest	BINASCO	14.399	5
Alto Milanese	DAIRAGO	14.032	8
Alto Milanese	ARCONATE	13.941	16
Sud Ovest	CUSAGO	13.653	14
Sud Est	SAN ZENONE AL LAMBRO	13.152	12
Sud Est	VIZZOLO PREDABISSI	12.746	4
Magentino Abbiatense	CISLIANO	12.568	8
Adda Martesana	GREZZAGO	11.488	13
Magentino Abbiatense	MOTTA VISCONTI	10.827	8
Adda Martesana	GESSATE	10.696	13
Alto Milanese	ROBECCHETTO CON INDUNO	10.390	9
Sud Ovest	ZIBIDO SAN GIACOMO	9.353	12
Adda Martesana	BASIANO	9.226	7
Magentino Abbiatense	CASOREZZO	8.461	10
Magentino Abbiatense	GU DO VISCONTI	8.169	11
Sud Est	CERRO AL LAMBRO	7.950	7
Sud Est	DRESANO	7.421	8
Sud Est	COLTURANO	7.410	9
Magentino Abbiatense	ROBECCO SUL NAVIGLIO	7.368	8
Magentino Abbiatense	NOVIGLIO	7.272	8
Magentino Abbiatense	BOFFALORA SOPRA TICINO	7.172	5
Magentino Abbiatense	OSSONA	6.852	4
Magentino Abbiatense	BESATE	5.770	7
Magentino Abbiatense	CALVIGNASCO	4.394	5
Magentino Abbiatense	ZELO SURRIGONE	3.216	5
Alto Milanese	NOSATE	2.971	4
Adda Martesana	BELLINZAGO LOMBARDO	1.341	3
Magentino Abbiatense	MORIMONDO	1.197	2
Nord Ovest	PADERNO DUGNANO	441	1

(c)

La mappa degli impianti di logistica esistenti (*Tavola Aree della Logistica*, in allegato) che possono costituire una dotazione interessante per l'installazione di pannelli fotovoltaici è stata realizzata a partire dalle informazioni sulla localizzazione geografica dei principali depositi dei corrieri espressi e dei magazzini dei principali punti vendita presenti sul territorio di Città metropolitana di Milano.

Si tratta degli impianti oggetto della ricognizione effettuata nel periodo 2022/2023 per la stesura della “Strategia Tematico Tematico-Territoriale Metropolitana STTM3 per l'innovazione degli spazi della produzione, dei servizi e della distribuzione” (poi approvata con Deliberazione del Consiglio Metropolitan n. 5 del 28.02.2024), ossia dei depositi dei corrieri espressi GLS, TNT/Fedex, BRT (Bartolini), UPS e DHL e dei magazzini o punti vendita di aziende come Amazon, IKEA ed Esselunga (di cui alla Figura 25).

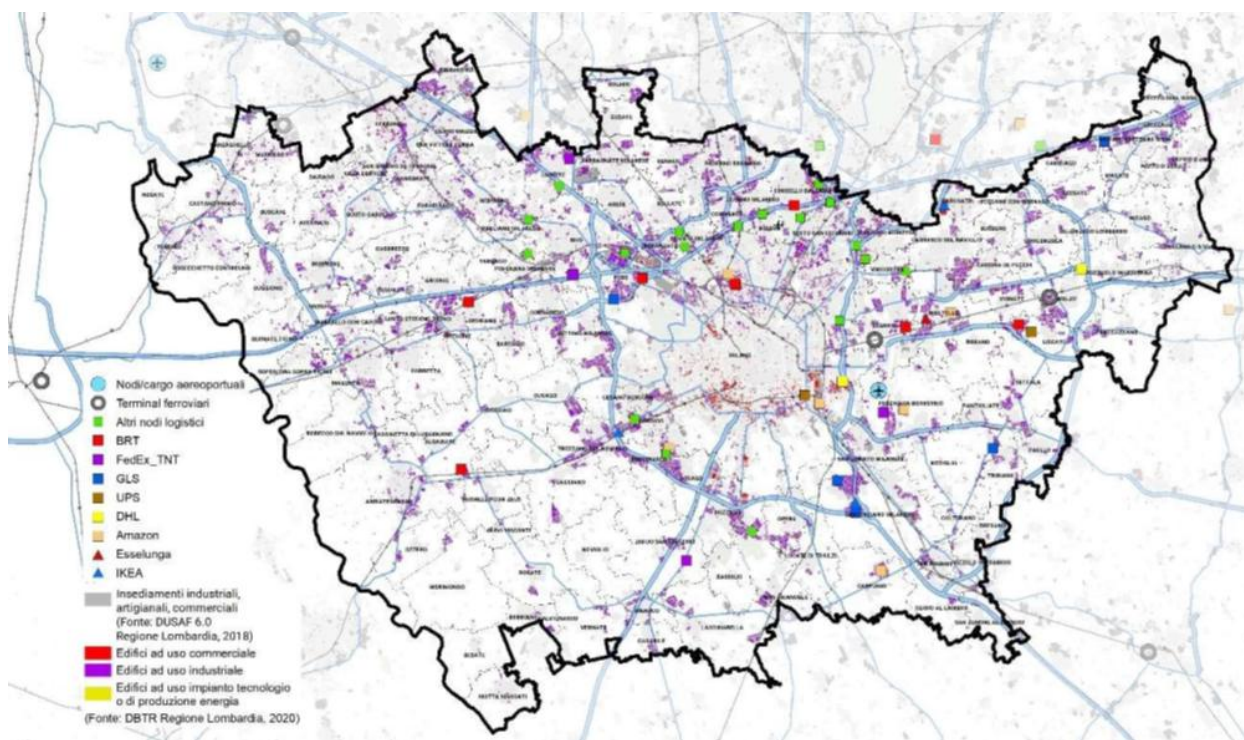


Figura 25- Localizzazione dei magazzini dei principali distributori logistici nel territorio metropolitano milanese (elaborazione PIM, ricognizione 2022/2023).

Dalla sovrapposizione tra la localizzazione puntuale di questi impianti (desunta dai siti web degli operatori stessi) con la rappresentazione cartografica degli edifici ad uso industriale/commerciale presente nel DBTR – Data base topografico di Regione Lombardia (aggiornato al 2021), sono stati estrapolati gli effettivi poligoni corrispondenti ad ogni impianto di deposito e magazzino considerato.

Ulteriormente, tramite confronto con le foto aeree, è stato verificato quali degli impianti di deposito e magazzino considerati risultano essere, già ad oggi, dotati di pannelli fotovoltaici installati sulle coperture del tetto. La Tavola rappresenta, pertanto, i soli edifici, tra tutti quelli sopra considerati, che risultano potenzialmente sfruttabili per l'installazione di nuovi pannelli.

Premessa

Il Decreto 340 del 15 settembre 2022 detto Decreto Biometano, prevedeva l'incentivazione di biometano immesso in rete, secondo la definizione del decreto stesso, tramite il riconoscimento di impianti produttivi idonei alla produzione di contingenti di capacità produttiva attribuiti tramite aste competitive. Queste aste si sono svolte tra il 2023 ed il 2025 ed attualmente sono concluse.

Se ne deduce che tutta la capacità produttiva attribuibile sia stata allocata. È altresì vero che non tutto il contingente, necessario a coprire gli obiettivi di produzione che l'Italia col decreto 340/2022 si era prefissa di raggiungere, sia stato oggetto di richieste, lasciando quindi "scoperti" quantitativi che potrebbero essere messi ad asta per futuri nuovi bandi.

Il decreto in analisi prevedeva esplicitamente un numero di aste limitate nel tempo; quindi, sarebbe necessaria l'emissione di un nuovo strumento legislativo allo scopo di cui sopra.

Ai fini del coinvolgimento all'interno di progetti di Città Metropolitana di Milano, delle iniziative già risultate in posizione utile nelle graduatorie passate, è possibile operare in diversi modi per la selezione di possibili target:

- 1) esplorare quelle che geograficamente si trovino in un'area limitrofa alla zona di utilizzo dell'energia (dintorni di Milano città o provincia),
- 2) esplorare i settori con un maggior beneficio ambientale (agricoltura, industria, urbano),
- 3) esplorare la tipologia di matrici che siano minormente impattanti (colture agroenergetiche, sottoprodotti vegetali o animali, rifiuti agricoli, rifiuti industriali, rifiuti urbani),
- 4) analizzare la dimensione critica dell'attività produttiva,
- 5) analizzare il contesto competitivo
- 6) analizzare il contesto speculativo

Criteri di analisi

- 1) la **vicinanza geografica** è un fattore relativamente importante dal punto di vista dell'efficienza energetica, stante il fatto che esistono reti di trasporto e distribuzione che permettono il conferimento a destino dell'energia (gas, energia elettrica, teleriscaldamento) anche da posti remoti verso centro urbani, nel caso di reti elettriche o reti metano, lo scambio tra produttore e consumatore è di tipo virtuale. La molecola di CH₄ o l'elettrone immessi in rete in territori rurali o con alta disponibilità di materie prime, non sono quelli consumati direttamente dalla Città Metropolitana ma vengono immessi in consumo a beneficio di tutto il sistema paese, mentre il risparmio carbonico che è il vero valore aggiunto, viene attribuito al vero acquirente. Questo apre anche la possibilità di valutare il semplice acquisto di energia senza necessariamente impegnarsi nella realizzazione e gestione di uno o più impianti di produzione. L'acquisto dell'energia rinnovabile e delle relative garanzie di origine permette di intraprendere un percorso virtuoso verso la decarbonizzazione rispettando o promuovendo filiere 'carbon negative' ove il soggetto agricolo possa esprimere la propria competenza e il proprio radicamento sul territorio.
- 2) la scelta del settore in cui operare dipende dalla vocazione produttiva del territorio ed ognuno ha **peculiarità normative** (autorizzazioni, normative sull'esercizio) che possono rendere conveniente o meno l'intraprendere o meno una nuova attività. Altro aspetto importante è l'**accettazione sociale** dell'iniziativa, un'attività di gestione e trasformazione rifiuti ha diverso impatto sulla popolazione locale diversa da un'attività agricola. (fenomeno NIMBI).

Normalmente il soggetto agricolo locale e l'iniziativa di piccole dimensioni sono meglio accettati rispetto a nuovi grandi progetti intrapresi da grandi soggetti estranei al contesto locale.

- 3) Il territorio in cui si utilizzerebbe l'energia prodotta, potrebbe avere una **prevalenza di attività industriali o agricole**, questo guida la scelta del tipo di attività, in base quindi a quanto il territorio offra già disponibile senza sconvolgere il tessuto produttivo esistente.

Molte iniziative intraprese da grossi fondi di investimento o grossi soggetti industriali, hanno optato per la realizzazione di grandi impianti che inevitabilmente creeranno sconvolgimenti nei tessuti imprenditoriali locali, i quali sono spesso quelli che generano la materia prima necessaria alla realizzazione di bioenergie di qualità, ad alto risparmio carbonico, come i piccoli e medi allevamenti zootecnici.

- 4) A seconda del tipo di produzione (elettrica o biometano) il sito produttivo ha delle **soglie critiche** da rispettare, in caso di dimensioni troppo scarse rischia di avere una scarsa stabilità nel processo, nel caso di dimensioni eccessive potrebbe richiedere quantitativi in ingresso superiori a quelli localmente disponibili ed avere anche necessità gestionali eccessive.

Ecco che un impianto che sia sotto la taglia dei 300kW elettrici o sotto la taglia dei 250 Sm³/h di biometano, potrebbe risentire della stagionalità delle materie prime a causa del tempo di adattamento delle colonie batteriche a condizioni continuamente mutevoli dovute alla scarsa inerzia biologica.

- 5) In caso di territori con larga presenza di attività esistenti, considerare il possibile scenario di **manca** di materie prime o di **inflazione** sul mercato delle stesse dovute all'elevata richiesta e quindi la possibilità che l'iniziativa diventi antieconomica.

Vedasi quanto considerato al punto 3), focalizzato sull'aspetto economico per garantire la stabilità finanziaria delle iniziative.

- 6) Negli anni 2009-2012 si è assistito ad una **speculazione** legata alla vendita di progetti ed autorizzazioni che non si basavano su concrete basi imprenditoriali, oggi potrebbe ripetersi lo stesso fenomeno, viste le dimensioni media e la collocazione geografica delle autorizzazioni. L'incremento degli impianti a biogas agricoli si ebbe nel 2011/2012, quando la tariffa incentivante dell'epoca si stava avviando a conclusione, e l'incremento di domande di accesso ad aste per biometano stava avendo lo stesso andamento. Bisogna tenere conto del fatto che molte filiere agricole ed industriali sono già occupate dalla produzione di biogas fino al 2027 e che quindi siano in attesa della scadenza della tariffa per effettuare le riconversioni in futuro senza lasciare spazio a nuovi progetti. Sarebbe quindi meglio porre attenzioni sui progetti di riconversione anziché su progetti nuovi in cui le filiere di sostegno non siano consolidate.

Analisi- Scenari di approvvigionamento biometano da filiere agricole limitrofe alla provincia di Milano

Per considerare il probabile approvvigionamento di energia da filiere biometano agricolo o da rifiuto, sono state consultate le liste, pubblicate dal GSE sul proprio sito, degli impianti autorizzati a produrre biometano.

Queste liste sono create dal GSE a valle di procedure di asta competitiva, indetta nell'ambito del DM 340 del 15/09/2022 in base agli obblighi di assicurare il conseguimento di target e milestone e degli obiettivi finanziari stabiliti nel PNRR in cui il target M2C2-5 prevede, nell'ambito della misura M2C2-I1.4, entro il 30 giugno 2026, lo sviluppo della produzione di biometano da impianti nuovi e riconvertiti fino ad almeno 2,3 miliardi di m³.

Il biometano deve essere conforme ai criteri stabiliti dalla direttiva (UE) 2018/2001 sulle energie rinnovabili (direttiva RED II). Le liste riportano, tra l'altro:

Il comune di appartenenza,

- la fonte di materie prime (agricolo o rifiuto FORSU),
- la finalità di utilizzo del biometano (trasporti o altri usi)
- capacità produttiva oraria autorizzata (Sm³/h).

Individuati i comuni con presenza di impianti, su una carta geografica centrata sulla provincia di Milano, vediamo in essa solamente 3 comuni con presenza di impianti di nostro interesse, per un totale di 4 iniziative che assommano 1200 Smc/h di capacità produttiva autorizzata.

Per accedere ad un maggiore bacino di approvvigionamento e quindi avere maggiore possibilità di stringere accordi, è necessario spostarsi verso province a maggior vocazione agricola come Cremona, Lodi, Pavia, nelle quali si contano, in modo cumulato, 128 iniziative.

Perseguendo un criterio di prossimità territoriale (Fig.26) e quindi non oltrepassando i 10km di distanza dal confine della provincia di Milano, la lista degli impianti di interesse ne include 37 dislocati in 33 comuni, per un totale di 12.546 Smc/h di capacità produttiva, calcolata sommando le singole capacità produttive autorizzate.

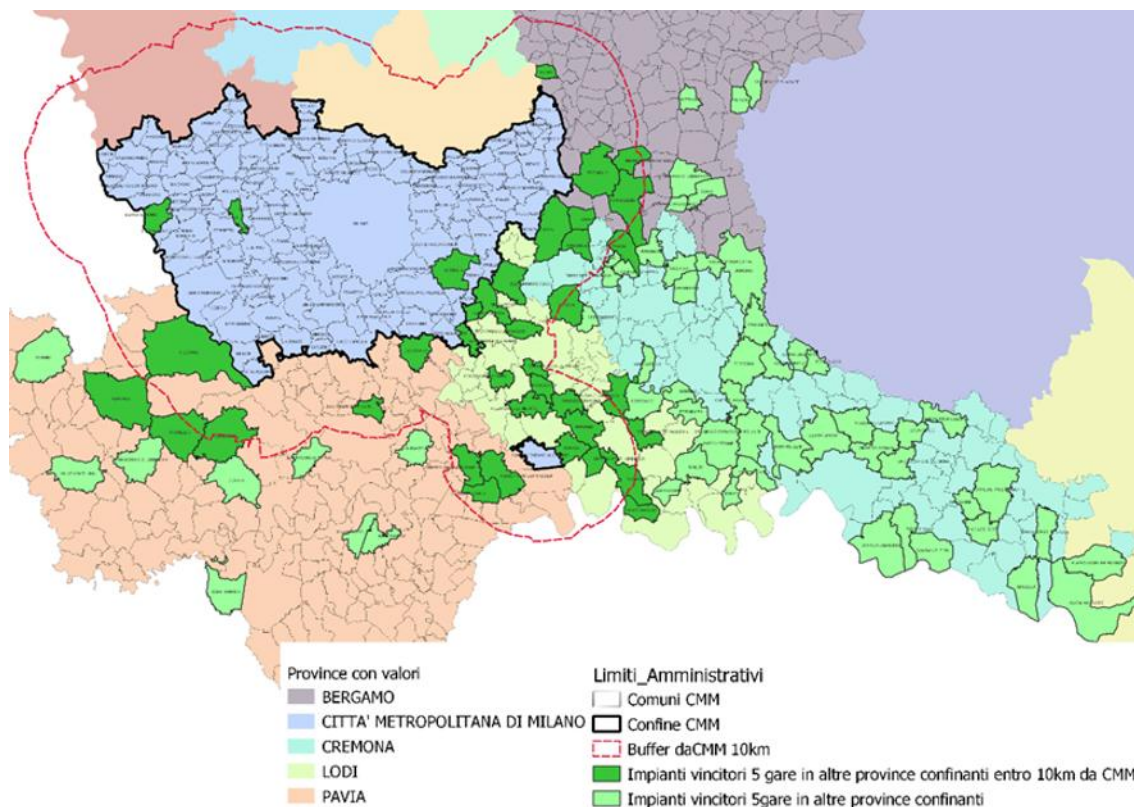


Figura 26 – Selezione degli impianti dislocati in un raggio di 10 km dall'area metropolitana.

Questa produzione energetica potrebbe ragionevolmente avere le seguenti destinazioni:

1. già assegnata al GSE (per questioni di bancabilità dei progetti nel caso di impianti di capacità produttiva inferiore ai 250 Smc/h (opzione Tariffa Omnicomprensiva),
2. conferita a shipper privati, grandi operatori che acquistano e rivendono energia, nel caso di impianti maggiori di 250 Smc/h (opzione Tariffa Premio)
3. conferiti ad utenti privati Hard To Abate, nel caso di adesione all'art. 5 bis del decreto-legge 63/2024.

Per esplorare la disponibilità di biometano da conferire a Città Metropolitana di Milano, si potrebbe proporre ad ogni azienda una contrattualizzazione diretta in Tariffa Premio, oppure rivolgersi ai grandi shipper manifestando l'interesse per il biometano delle aziende rientranti nel perimetro.

Ogni azienda produttrice di biometano deve obbligatoriamente aderire ad un sistema di certificazione che assicura che la produzione del gas derivi da filiere interamente rinnovabili e delle quali si calcola con precisione il risparmio carbonico in base al tipo di settore nel quale si opera (agricolo o rifiuto) alle materie prime utilizzate per la produzione del biogas (coltivazioni o sottoprodotti), al tipo di biometano prodotto (liquido o gassoso) al sistema di trasporto del biometano (carri bombolai, rete di distribuzione gas a 40-70 bar, rete di trasporto gas a 5 bar). Il biometano è suddiviso in lotti produttivi mensili. Ogni lotto produttivo di biometano è obbligatoriamente accompagnato da un Certificato Di Sostenibilità e da Garanzie D'Origine, che ne garantiscono e quantificano il risparmio carbonico. Questa produzione documentale certificata permette all'acquirente di calcolare quanta CO₂ sia stata risparmiata con l'utilizzo di biometano dalla filiera specifica.

5.2.3. Teleriscaldamento

Analisi della produzione calore attuale

Nel presente paragrafo vengono riportati alcuni dati estratti dall'annuario AIRU 2024 relativo ai dati del 2023. L'AIRU è l'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (associazione di categoria).

I dati non rispecchiano esattamente la situazione e l'estensione delle reti di teleriscaldamento all'interno della Città Metropolitana in quanto l'iscrizione all'AIRU è facoltativa per i gestori, tuttavia offrono un campione statisticamente significativo.

Dagli ultimi dati disponibili del 2023 risulta che i cogeneratori che alimentano alcune piccole reti di teleriscaldamento diffuse nella Città Metropolitana di Milano hanno lavorato poco più di 1'100 ore equivalenti all'anno (Tabella 23), probabilmente per la scarsa redditività della produzione elettrica, non più incentivata a causa della scadenza dei "Certificati Bianchi" e degli incentivi per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) ma soggetta ai liberi prezzi di mercato.

Giova ricordare che un cogeneratore, essendo una macchina di taglia industriale, può teoricamente lavorare circa 7'000 ore/anno; pertanto, le suddette macchine risultano ampiamente sotto-utilizzate.

Il venir meno degli incentivi per l'energia cogenerata si inserisce nel quadro più generale di decarbonizzazione descritto nella fase 1 del progetto, e rappresenta uno dei driver del cambiamento e della transizione graduale dei sistemi verso configurazioni decarbonizzate. A questo obiettivo tende la Direttiva "Case Green" (Energy Performance of Buildings Directive- EPBD).

Tabella 23 – Impianti di cogenerazione presenti nell'area metropolitana – dati AIRU 2023

Rete TLR	Pot elettrica installata [MW]	EE prodotta [MWh]	Ore eq. di funzionamento
Cinisello Balsamo	9,7	27.671	2.843
Legnano-Castellanza	6,9	6.275	905
Milano 277 G2	5,8	2.867	496
Milano Aldini	12,0	496	41
Rho Sud	1,0	943	900
Rho Nord	8,4	9.928	1.182
Rozzano	6,9	10.777	1.563
Valore medio			1.133

Il paradigma costituito da cogeneratore e caldaia di integrazione, in queste nuove condizioni di esercizio, non permette di esprimere il pieno potenziale dei sistemi di teleriscaldamento (Tabella 24).

Risulta quindi evidente che la semplice estensione delle reti attuali non è in linea con le politiche di decarbonizzazione, in quanto con i sistemi di produzione calore in essere il rendimento complessivo di conversione da energia chimica del gas a energia termica utile non sarebbe competitiva rispetto ad altre tecnologie presenti sul mercato.

Tabella 24 – Rendimento degli impianti cogenerativi presenti nell'area metropolitana – dati AIRU 2023

Rete di TLR	Energia Elettrica				Energia Termica				Energia chimica da fonti fossili	Rendimento di produzione
	EE in	EE out	EE netta	ET equivalente*	ET in	ET out**	ET netta	ET totale		
Cinisello Balsamo	-242	27.671	27.429	68.573	-10.411	49.168	38.757	107.330	95.624	112%
Legnano-Castellanza	-1.119	6.275	5.156	12.890	0	65.100	65.100	77.990	94.177	83%
Milano 277 G2	-93	2.867	2.774	6.935	0	33.186	33.186	40.121	44.838	89%
Milano Aldini	-451	496	45	113	0	22.105	22.105	22.218	32.101	69%
Rho Sud	-240	943	703	1.758	0	6.188	6.188	7.946	11.419	70%
Rho Nord	-39	9.928	9.889	24.723	0	18.817	18.817	43.540	41.413	105%
Rozzano	-680	10.777	10.097	25.243	0	65.976	65.976	91.219	96.526	95%

Note

* considerando un rendimento medio del parco termoelettrico nazionale pari al 40%

** calcolata come somma di energia termica venduta all'utenza residenziale, industriale e terziaria nonché energia frigorifera convertita in energia termica con rendimento medio di gruppi frigoriferi ad assorbimento pari a 0,6

Scenari di sviluppo del teleriscaldamento nella Città Metropolitana di Milano

Sintesi dei risultati provenienti dal Politecnico di Milano

Nel seguito vengono sintetizzati i dati relativi alla Città Metropolitana di Milano prodotti da un recente studio a livello nazionale redatto dal Politecnico di Milano e commissionato da AIRU intitolato *“Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale Rapporto 2023”*^[1]

Come meglio specificato nel suddetto studio la domanda di calore viene stimata in base a parametri statistici provenienti dall'ISTAT quali le caratteristiche degli edifici, la numerosità della popolazione e la variabile climatica “gradi-giorno” per il settore residenziale e dal numero di lavoratori e dalla destinazione d'uso per il settore terziario.

Il “fabbisogno teleriscaldabile” di cui alla Tabella 25 deriva invece dall'incrocio della domanda di calore del residenziale e del terziario con la disponibilità di fonti di calore atte alla definizione di “teleriscaldamento efficiente” quali calore di recupero (es. impianti industriali, inceneritori) o risorse rinnovabili (es. biomassa, geotermia).

Secondo questo studio la Città Metropolitana di Milano, grazie alla sua densità demografica e di servizi, oltre ad essere la provincia italiana con la maggiore domanda termica, risulta essere quella con la maggior percentuale di utenza potenzialmente allacciabile a reti di “teleriscaldamento efficiente” (teleriscaldabili 4,1 TWh/anno su una domanda termica totale provinciale pari a 8,8 TWh/anno).

La fonte principale da cui attingere il calore è la geotermia, il cui contributo è rappresentato in Figura 27, a seguire il calore di scarto ad alta e bassa temperatura e la cogenerazione.

Nella Tabella 25 per ogni comune della Città Metropolitana di Milano si riporta il potenziale teleriscaldabile. I comuni che riportano come fabbisogno “zero” non hanno in prossimità, secondo la metodologia adottata nello studio, fonti energetiche di recupero o rinnovabili.

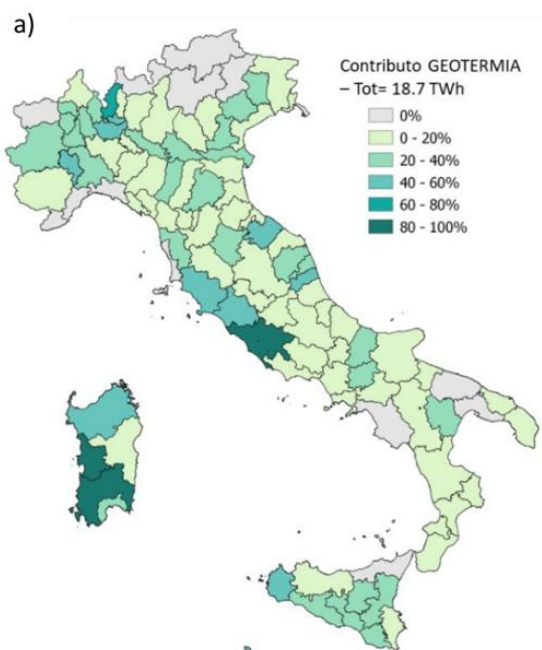


Figura 27- Contributo della geotermica sul totale dell'offerta di calore.

Tabella 25 – Potenziale teleriscaldabile per ogni comune della Città Metropolitana in [GWh/anno]

Comuni della Città Metropolitana	Fabbisogno teleriscaldabile [GWh/anno]
Abbiategrosso	28,3
Albairate	0,0
Arconate	7,1
Arese	35,0
Arluno	4,9
Assago	0,0
Baranzate	0,0
Bareggio	14,4
Basiano	4,4
Basiglio	7,4
Bellinzago Lombardo	0,0
Bernate Ticino	0,0
Besate	0,0
Binasco	3,5
Boffalora Sopra Ticino	3,4
Bollate	12,8
Bresso	84,2
Bubbiano	0,0
Buccinasco	0,0
Buscate	4,8
Bussero	6,6
Busto Garolfo	9,0
Calvignasco	0,0
Cambiago	2,8
Canegrate	5,7
Carpiano	0,0
Carugate	9,7
Casarile	0,0
Casorezzo	7,1
Cassano d'Adda	18,3
Cassina de' Pecchi	25,5
Cassinetta di Lugagnano	0,0
Castano Primo	9,5
Cernusco sul Naviglio	41,9
Cerro al Lambro	2,0
Cerro Maggiore	12,9
Cesano Boscone	42,4
Cesate	7,5
Cinisello Balsamo	89,6
Cislino	0,8
Cologno Monzese	113,3
Colturano	0,0
Corbetta	11,1

Cormano	0,0
Cornaredo	18,6
Corsico	90,8
Cuggiono	0,0
Cusago	5,1
Cusano Milanino	0,0
Dairago	6,4
Dresano	0,0
Gaggiano	0,0
Garbagnate Milanese	10,2
Gessate	4,1
Gorgonzola	23,9
Grezzago	0,0
Gudo Visconti	2,1
Inveruno	9,8
Inzago	5,6
Lacchiarella	3,3
Lainate	34,1
Legnano	15,0
Liscate	1,9
Locate di Triulzi	15,0
Magenta	44,6
Magnago	5,6
Marcallo con Casone	2,3
Masate	3,6
Mediglia	4,3
Melegnano	11,9
Melzo	21,8
Mesero	0,0
Milano	2.268,8
Morimondo	0,0
Motta Visconti	6,8
Nerviano	13,4
Nosate	0,0
Novate Milanese	22,6
Noviglio	1,5
Opera	35,8
Ossona	3,3
Ozzero	0,0
Paderno Dugnano	44,7
Pantigliate	7,9
Parabiago	23,5
Paullo	8,2
Pero	21,1
Peschiera Borromeo	33,0
Pessano con Bornago	0,0

Pieve Emanuele	3,7
Pioltello	18,4
Pogliano Milanese	2,8
Pozzo D'Adda	3,2
Pozzuolo Martesana	3,6
Pregnana Milanese	18,5
Rescaldina	10,1
Rho	90,3
Robecchetto con Induno	0,0
Robecco sul Naviglio	0,8
Rodano	0,0
Rosate	4,8
Rozzano	44,6
San Colombano al Lambro	5,4
San Donato Milanese	97,7
San Giorgio su Legnano	11,5
San Giuliano Milanese	64,8
San Vittore Olona	0,0
San Zenone al Lambro	0,0
Santo Stefano Ticino	3,8
Sedriano	15,7
Segrate	60,0
Senago	2,4
Sesto San Giovanni	0,0
Settala	2,0
Settimo Milanese	22,6
Solaro	2,2
Trezzano Rosa	2,6
Trezzano sul Naviglio	54,3
Trezzo sull'Adda	16,6
Tribiano	0,1
Truccazzano	2,4
Turbigo	7,8
Vanzaghella	5,9
Vanzago	7,3
Vaprio d'Adda	7,7
Vermezzo con Zelo	0,0
Vernate	4,3
Vignate	6,7
Villa Cortese	11,5
Vimodrone	32,5
Vittuone	9,8
Vizzolo Predabissi	0,0
Zibido San Giacomo	0,0
TOTALE	4.114,9

Prospettive di sviluppo dei principali operatori del mercato

Si riportano nelle tabelle seguenti i bilanci a consuntivo (Tabella 26) e le ipotesi di sviluppo (Tabella 27) prospettate da A2A, uno dei principali operatori di teleriscaldamento operanti nell'area metropolitana.

Si evidenzia come le principali reti di teleriscaldamento gestite da A2A e che da sole assorbono più del 85% dell'energia venduta sono quelle di Milano Ovest, Milano Est e Milano Nord, quest'ultima estesa anche nei comuni di Sesto San Giovanni, Cinisello Balsamo e, in futuro, probabilmente anche Cologno Monzese. Di queste reti si riportano le ipotesi di sviluppo con orizzonte al 2036 (Tabella 27).

Tabella 26 – Bilanci energetici a consuntivo– dati A2A

	ANNO 2023	ANNO 2024		ANNO 2025	
NOME RETE	Energia venduta [MWh]	Energia venduta [MWh]	Incremento su 2023	Energia venduta [MWh]	Incremento su 2024
Cassano D'Adda	17.345	18.094	4,3%	19.287	6,6%
Cologno Monzese	21.005	21.634	3,0%	22.262	2,9%
Milano Nord	264.630	266.780	0,8%	285.156	6,9%
Milano Est	184.809	197.892	7,1%	214.256	8,3%
Milano Ovest	439.619	493.021	12,1%	530.780	7,7%
Comasina	15.013	16.880	12,4%	17.151	1,6%
Bovisa	22.364	26.113	16,8%	27.024	3,5%
MI Centro Storico	12.722	13.219	3,9%	13.001	-1,6%
MI Rubattino	8.474	11.644	37,4%	11.419	-1,9%
MI Pompeo Leoni	11.257	15.790	40,3%	15.165	-4,0%
Novate	9.094	10.156	11,7%	10.705	5,4%
Rho Nord	18.864	19.691	4,4%	20.493	4,1%
Rho Sud	7.759	6.685	-13,8%	7.402	10,7%
Cosenz	2.746	2.342	-14,7%	3.117	33,1%
Totale/Incremento medio	1.035.701	1.119.941	8,1%	1.197.218	6,9%

Tabella 27 – Ipotesi di sviluppo al 2036 delle principali reti- dati A2A.

	ANNO 2036	
NOME RETE	Proiezione [MWh]	Incremento su 2025
Cassano D'Adda	n.d.	
Cologno Monzese	500.000	62,6%
Milano Nord		
Milano Est		
Milano Ovest	714.000	34,5%
Comasina	n.d.	
Bovisa	n.d.	
MI Centro Storico	n.d.	
MI Rubattino	n.d.	
MI Pompeo Leoni	n.d.	
Novate	n.d.	
Rho Nord	n.d.	
Rho Sud	n.d.	
Cosenz	n.d.	

Ipotesi a breve termine: conversione dell'esistente in sistemi ibridi

La realizzazione di reti di teleriscaldamento efficienti implica necessariamente tempi lunghi, necessari sia per la stipula degli accordi commerciali con clienti e fornitori di calore sia per i tempi tecnici necessari all'ottenimento dei permessi, alla progettazione e alla realizzazione delle reti e delle sottocentrali d'utenza.

Pur essendo un sistema a rete preferibile alla generazione individuale distribuita, in quanto permette l'utilizzo di fonti di calore di recupero o rinnovabili, si propone nel seguito un'ipotesi realizzabile nel breve termine per ridurre i consumi di energia primaria.

L'idea consiste nella sostituzione dei generatori di calore tradizionali a servizio di grossi complessi residenziali con innovativi sistemi ibridi in grado di incrementare di molto l'efficienza di conversione da energia chimica del combustibile fossile a energia termica erogabile all'utenza.

La base di questa idea nasce dalle seguenti considerazioni:

- la città metropolitana e in particolare il comune di Milano sono ricchi di impianti di riscaldamento centralizzati di vecchia concezione equiparabili per potenze installate, utenze servite ed estensione di rete di distribuzione a piccole reti di teleriscaldamento su suolo privato;
- l'esistente rete di distribuzione del gas naturale non presenta criticità, a meno del naturale invecchiamento della rete stessa;
- la rete elettrica presenta invece criticità legate agli aumentati fabbisogni elettrici e alle previsioni di crescita della domanda;
- quasi ovunque, nel sottosuolo della città metropolitana è presente la falda freatica utilizzabile come "sorgente fredda" di calore. Si rimanda al paragrafo 5.2.4.

La soluzione che si propone prevede la sostituzione dei grossi gruppi termici tradizionali con sistemi ibridi costituiti da un cogeneratore abbinato ad una pompa di calore: il funzionamento di produzione calore, al variare del fabbisogno termico dell'utenza e del costo dei vettori energetici, è possibile nelle seguenti modalità:

- **Funzionamento standard:** il cogeneratore produce calore ed energia elettrica, quest'ultima aziona la pompa di calore, l'eventuale differenza di fabbisogni elettrici viene acquistata o ceduta dalla/alla rete pubblica;
- **Vendita energia elettrica:** il cogeneratore produce calore e cede l'energia elettrica alla rete pubblica, la pompa di calore è ferma;
- **Acquisto energia elettrica:** il cogeneratore è fermo, il calore viene generato dalla pompa di calore acquistando energia elettrica dalla rete pubblica.

Per alimentare il cogeneratore si utilizza la rete di gas naturale che già alimenta le caldaie esistenti presso la centrale termica e che, in questa nuova configurazione, risulterebbe fra l'altro sovradimensionata a causa dei maggiori rendimenti del sistema di generazione calore; per l'espulsione di gas di scarico si possono, previa modifica autorizzativa, utilizzare i camini esistenti.

La pompa di calore trova normalmente alloggio nella medesima centrale termica o in locali attigui anche privi di caratteristiche ignifughe. Entrambi i macchinari vengono collegati idraulicamente alla rete di riscaldamento ed elettricamente alla rete pubblica: le modalità di funzionamento sopradescritte possono essere azionate localmente o con comando da remoto.

La pompa di calore necessita però di una sorgente fredda dalla quale attingere il calore: nella Città Metropolitana di Milano si utilizza normalmente l'acqua della prima falda che oltre a trovarsi a profondità non eccessive si presenta con temperature ideali.

Il rendimento complessivo del sistema ibrido costituito da cogeneratore + pompa di calore viene definito PER (*Performance Energy Ratio*) e varia in funzione del COP della pompa di calore che a sua volta migliora al diminuire della differenza di temperatura fra sorgente calda e sorgente fredda; per questo motivo ai fini del

riscaldamento di ambienti l'ideale sarebbe di disporre di sorgenti fredde il più calde possibile e di sorgenti calde il più fredde possibile.

L'utilizzo del suddetto sistema ibrido permette di generare calore con ottimi rendimenti utilizzando come vettore energetico l'esistente rete di distribuzione del gas naturale senza sovraccaricare la rete elettrica ed essendo, a seconda della modalità di funzionamento, di supporto ed integrazione ad essa mediante la generazione di energia elettrica locale.

Di seguito la Tabella 28 con riportati i complessi immobiliari con potenze termiche installate > 3 MW termici, che potrebbero in linea di massima adottare tale sistema; fonte dei dati è il portale Open Data CURIT.

Tabella 28 – Complessi immobiliari con potenze termiche installate > 3 MW per ciascun comune nell'area metropolitana- dati Open Data CURIT.

Comune	Numero di generatori di calore	Potenza totale installata [kW]
<i>Basiglio</i>	3 (di cui 1 cogeneratore)	15.882
<i>Cesano Boscone</i>	3	11.400
<i>Corsico</i>	3	8.816
<i>Corsico</i>	3	12.213
<i>Milano</i>	3	8.064
<i>Milano</i>	3	3.138
<i>Milano</i>	3	5.788
<i>Milano</i>	4	3.721
<i>Milano</i>	7	8.560
<i>Milano</i>	1	3.028
<i>Milano</i>	8	6.705
<i>Milano</i>	4	4.140
<i>Milano</i>	4	3.480
<i>Milano</i>	9 (di cui 1 coge)	3.658
<i>Milano</i>	8	11.987
<i>Milano</i>	1	3.034
<i>Milano</i>	4	4.456
<i>Milano</i>	3	6.000
<i>Milano</i>	3 (di cui 1 coge)	13.158
<i>Milano</i>	4	6.104
<i>Milano</i>	3	3.138
<i>Milano</i>	3	5.505
<i>Milano</i>	3	6.900
<i>Milano</i>	5	3.805
<i>Milano</i>	2	3.700
<i>Milano</i>	2	3.250
<i>Milano</i>	3	7.686
<i>Milano</i>	4	4.024
<i>Milano</i>	6 (di cui 2 coge)	31.002
<i>Milano</i>	3	12.213
<i>Milano</i>	3	3.489
<i>Milano</i>	3	3.429
<i>Milano</i>	3 (di cui 1 coge)	9.274
<i>Milano</i>	3	4.891

Milano	3	3.276
Milano	3	3.114
Milano	6	14.672
Milano	3	7.476
Milano	3	3.600
Milano	4	3.405
Milano	3	4.912
Milano	4	5.289
Milano	5	6.714
Milano	4	3.656
Milano	4	4.285
Milano	3 (di cui 1 coge)	8.795
Milano	4	6.400
Milano	6	3.600
Milano	4 (di cui 1 coge)	3.730
Opera	6	19.800
Rho	2	2.456
Segrate	5	24.896
Trezzano s/N	3	3.489
Vimodrone	4	6.010
TOTALE		385.212

[https://euc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=it-IT&rs=en-US&wopisrc=https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com%2Fpersonal%2Fmarta_papetti_amatmi_it%2Fvti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F421a4a03c54c4c6f854998c4f55594a8&wdenableroaming=1&mssc=0&wdodb=1&hid=86F319A2-8069-1001-6909-6F766368159C.0&uih=sharepointcom&wdlcid=it-IT&jsapi=1&jsapiver=v2&corrid=27ef48a1-28d4-eb57-cafb-ca2f9601e8b5&usid=27ef48a1-28d4-eb57-cafb-ca2f9601e8b5&newsession=1&sftc=1&uihit=docaspx&muv=1&ats=PairwiseBroker&cac=1&sams=1&mtf=1&sfp=1&sdp=1&hch=1&hwfh=1&dchat=1&sc=\("%3A"https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com"%2C"pmshare"%3Atrue}&ctp=LeastProtected&rct=Normal&wdorigin=ItemsView&wdhostclicktime=1780482806316&afdfight=30&csiro=1&instantedit=1&wopicomplete=1&wdredirectionreason=Unified_SingleFlush](https://euc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=it-IT&rs=en-US&wopisrc=https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com%2Fpersonal%2Fmarta_papetti_amatmi_it%2Fvti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F421a4a03c54c4c6f854998c4f55594a8&wdenableroaming=1&mssc=0&wdodb=1&hid=86F319A2-8069-1001-6909-6F766368159C.0&uih=sharepointcom&wdlcid=it-IT&jsapi=1&jsapiver=v2&corrid=27ef48a1-28d4-eb57-cafb-ca2f9601e8b5&usid=27ef48a1-28d4-eb57-cafb-ca2f9601e8b5&newsession=1&sftc=1&uihit=docaspx&muv=1&ats=PairwiseBroker&cac=1&sams=1&mtf=1&sfp=1&sdp=1&hch=1&hwfh=1&dchat=1&sc=()

Simulazione dei risparmi conseguibili con un sistema ibrido

Nel seguito si vogliono simulare i risparmi conseguibili da un grosso complesso residenziale attualmente munito di riscaldamento centralizzato alimentato da caldaie a condensazione che, avendo disponibilità di spazi e di escavazione di pozzi per il prelievo e la ri-immissione di acqua di falda, desidera convertirsi ad un sistema di produzione calore ibrido.

Tabella 29- Caratteristiche tecniche ipotizzate.

Consumo annuo di gas naturale	500'000 Smc/anno
Temperatura media annua di invio del fluido termovettore ai corpi scaldanti	65 °C
Rendimento medio annuo dei generatori di calore attuali	95 %
Potere calorifico inferiore (PCI) del gas naturale	9,6 kWh/Smc
Potere calorifico superiore (PCS) del gas naturale	11 kWh/Smc
Temperatura della sorgente fredda della pompa di calore (acqua di falda)	15 °C
Percentuale del calore prodotto nella nuova configurazione con caldaie	20 %

Si calcola innanzitutto il fabbisogno energetico annuo:

Fabbisogno energetico annuo:	$500'000 \times 11 \times 95\% = 5'225'000 \text{ kWh/anno}$
-------------------------------------	--

Poiché si è ipotizzato che il 20% del calore verrà comunque generato con le caldaie esistenti per supplire ai picchi di domanda termica o come riserva per indisponibilità delle altre macchine, il calore da produrre con i due sistemi sarà così ripartito:

Produzione da caldaie a condensazione:	$5'225'000 \times 20\% = 1'045'000 \text{ kWh/anno}$
Produzione da sistema ibrido:	$5'225'000 \times 80\% = 4'180'000 \text{ kWh/anno}$

Per calcolare il rendimento termodinamico della pompa di calore occorre ipotizzare la temperatura di uscita del fluido termovettore da quest'ultima.

Poiché nelle condizioni di funzionamento standard si utilizza la pompa di calore per il preriscaldamento dell'acqua di ritorno dai corpi scaldanti e il cogeneratore per il salto termico finale fino alla temperatura desiderata (set-point di invio), avendo ipotizzato una temperatura finale media annua di invio ai corpi scaldanti di 65°C si può ragionevolmente ipotizzare che il fluido esca dalla pompa di calore a 55°C. Andando sugli abachi di cui al grafico di riferimento (al paragrafo 4.2) si ricava un "PER" pari a circa 1,85.

Pertanto, per produrre i 4'180'000 kWh/a con il sistema ibrido saranno necessari 235'360 Smc/a, e per produrre i restanti 1'045'000 kWh/a con le caldaie a condensazione attuali saranno necessari 100'000 Smc/a.

Da sistema ibrido:	$4'180'000 / 1,85 / 9,6 = 235'360 \text{ Smc/anno}$
Da caldaie a condensazione:	$1'045'000 / 95\% / 11 = 100'000 \text{ Smc/anno}$

Il consumo totale di gas sarà:

Consumo totale di gas	$235'360 + 100'000 = 335'360 \text{ Smc/anno}$
------------------------------	--

Che comparato al consumo precedente di 500'000 Smc/anno comporta un risparmio di gas naturale del 33%.

L'utilizzo di sistemi di accumulo in grado di svolgere funzione di volano termico per l'assorbimento del picco di domanda può portare ulteriori benefici limitando la necessità di accensione delle caldaie.

L'ulteriore abbassamento delle temperature di mandata ai corpi scaldanti, che però necessita di una completa riprogettazione del sistema di distribuzione e riscaldamento all'interno degli edifici, comporterebbe ulteriori benefici poiché migliora il rendimento termodinamico della pompa di calore e diminuisce le dispersioni del sistema di distribuzione.

Premessa progetto “Cabina di regia geotermia milanese”

Il progetto riguarda la **gestione integrata della risorsa idrica e geotermica nel sottosuolo urbano dell’area di Milano**, con un’attenzione specifica sull’uso della geotermia a bassa entalpia, sull’evoluzione termica della falda e sui possibili scenari futuri legati a urbanizzazione e cambiamenti climatici. L’obiettivo è sviluppare un **modello operativo condiviso** per il governo del sottosuolo, capace di supportare pianificazione, autorizzazioni, progettazione e monitoraggio degli impianti geotermici^{6,7}.

Analisi dello stato dell’arte del progetto

La geotermia rappresenta una tecnologia strategica per la transizione energetica: riduce le emissioni, non ha impatti visivi o acustici ed è utilizzabile quasi ovunque. Le pompe di calore geotermiche possono operare in **circuito chiuso** (scambio termico con il terreno) o **circuito aperto** (uso diretto della falda), con rese significativamente diverse. Nell’area milanese si registrano centinaia di impianti, con un prelievo complessivo dell’ordine di **300 Mm³/anno** e una potenza installata superiore a **120 MWt** per i sistemi a circuito aperto, cui si aggiungono circa **7 MWt** da sistemi a sonde.

La quantità di energia estraibile dalla falda dipende da portata, volume emunto e salto termico. Nonostante ciò, la sostenibilità richiede di valutare:

- **interferenze idrauliche** (variazioni piezometriche, cattura idraulica, bilancio idrico);
- **interferenze termiche** (pennacchi caldi/freddi, deriva termica di lungo periodo);
- disponibilità della risorsa a terzi e mantenimento nel tempo della capacità di scambio.

La normativa attuale (ΔT max $\pm 5^{\circ}\text{C}$, T reiniezione max 21°C) non considera appieno gli effetti cumulativi degli impianti esistenti.

È in corso la costruzione di una **banca dati integrata** (SIPIUI, catasto scarichi, webGIS dedicato) che includa:

- caratteristiche dei pozzi (presa/resa), portate, volumi annuali;
- fabbisogni energetici e potenze termiche;
- dati termici e idrogeologici della falda (temperature, trasmissività).

Sono stati digitalizzati oltre **650 impianti**, con prospettiva di raccogliere automaticamente dati energetici tramite BMS o contatori di calore.

Il Progetto sviluppato dall’Università Bicocca presenta un **modello 3D FEM** che ricostruisce il bilancio idraulico e termico della falda milanese e quantifica l’**isola di calore sotterranea**. I risultati mostrano che:

- la temperatura della falda è aumentata fino a **+3°C** nell’area centrale;
- l’**85% del calore accumulato nel sottosuolo** proviene da edifici, superfici asfaltate e tunnel;
- l’accumulo netto è di circa **+ 1.4 PJ/anno**;
- la geotermia contribuisce solo marginalmente al riscaldamento complessivo.

Il modello consente inoltre di stimare il **potenziale termico geotermico**, più elevato nel settore nord della città, dove il flusso idrico è maggiore e la temperatura della falda più bassa.

Integrazione del progetto con Linee Guida per la transizione Energetica

I dati che verranno forniti nel 2026 avranno l’obiettivo di:

- Geolocalizzare gli impianti esistenti per stimare la quantità di energia fornita dagli impianti allo stato attuale.
- Ricostruire uno scenario potenziale sul territorio di Città Metropolitana di Milano.

⁶ Prevati, Crosta, Regional-scale assessment of the thermal potential in a shallow alluvial aquifer system in the Po plain (northern Italy) in *Geothermics* 90 (2021) 101999, <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101999>.

⁷ Prevati, Epting, Crosta, The subsurface urban heat island in Milan (Italy) - A modeling approach covering present and future thermal effects on groundwater regimes, in *Science of the Total Environment* 810 (2022) 152119, <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.152119>.

Al fine di integrare quest'importante fonte energetica che garantisce sostenibilità, efficienza energetica e impatti limitati nel lungo periodo; cercando di limitare l'evoluzione dell'isola di calore sotterranea e delle stesse risorse idriche.

Analisi e risultati

È stata redatta una tavola (*Tavola Prelievo Acqua di Falda nella città metropolitana milanese*, in allegato) riportante il prelievo di acqua di falda sul territorio della Città Metropolitana di Milano, per dare una rappresentazione spaziale dell'uso della risorsa in termini di l/s per kmq.

Per realizzare la tavola "Prelievo di acque di falda, in l/s per kmq, per l'alimentazione di impianti di pompe di calore all'interno della Città Metropolitana di Milano" sono stati analizzati i seguenti database e le seguenti fonti di informazione riguardo il rilascio delle concessioni all'interno del territorio della città metropolitana milanese:

- Il dataset degli impianti geotermici realizzato dall'Università Bicocca nell'ambito dell'Accordo con Città Metropolitana sulla Geotermia
- Il dataset dei punti di presa "concessi" (sotterranei e superficiali) che fanno parte del SIPIUI (Sistema integrato di polizia idraulica e utenze idriche) di Regione Lombardia disponibile tra i dataset AMBIENTE di Città Metropolitana (aggiornato a dicembre 2020).
- Circa 620 Bollettini Ufficiali della Regione Lombardia – Serie Avvisi e Concorsi, periodo gennaio 2010-dicembre 2021, redatti con cadenza settimanale e disponibili sul sito di Regione Lombardia in cui sono riportate le richieste di istanza di nuova concessione, di rinnovo o di rinuncia di pozzi di presa e di resa ad uso scambio termico in impianti a pompa di calore.
- I PAUR, le VIA e le VAS relativi alle richieste di autorizzazione di pozzi a scopo geotermico all'interno del Comune di Milano dal 2021 al 2026.
- Le Istanze di Concessione di piccole derivazioni d'acqua superficiale e sotterranea rilasciate all'interno del comune di Milano dal 2021 al 2025 per pozzi ad uso scambio termico in impianti a pompa di calore.

I vari dataset sono stati confrontati e uniti mediante il codice pratica dell'intervento e/o la sovrapposizione spaziale (foglio e particelle catastali comunali) in modo da creare un unico dataset. All'interno del dataset è stato creato un campo "Portata massima", in cui è stata inserita la portata massima dei pozzi. Laddove non era disponibile la portata massima è stato scelto di utilizzare la portata media dei pozzi in modo da fornire un contributo parziale di tali derivazioni.

Una volta uniti i database è stato necessario verificare la presenza di eventuali pratiche doppie e la corretta ubicazione dei punti presenti nel database. In particolare, sono state individuate 103 pratiche presenti sia nel database dell'Università Bicocca che nel database interno di AMAT costituito dalle altre fonti dati sopra riportate; inoltre, grazie al confronto con dataset di Città Metropolitana ed i riferimenti catastali dei pozzi, sono state riposizionate 12 pratiche del Database Bicocca all'interno del Comune di Milano. Infine, dato che in alcuni casi nel database dell'Università Bicocca erano presenti più punti per la stessa pratica (es: verifica di VIA e istanza di concessione), ai fini di valutare la portata complessiva all'interno dei singoli comuni è stato necessario selezionare una delle due pratiche presenti.

Successivamente ad ogni comune del territorio della provincia di Milano, e ai NIL del comune di Milano, è stata attribuita la portata massima dei pozzi esistenti ed è stato calcolato il prelievo in l/s per kmq in modo da poter disporre dei consumi attuali nel territorio milanese.

Da tale ricostruzione risulta che in alcuni NIL del comune di Milano i prelievi sono molto elevati (2.940 l/s per kmq nel NIL di Porta Garibaldi/Porta Nuova; 1.486 l/s per kmq nel NIL Duomo; 1.426 l/s per kmq nel NIL di Brera e di 1.346 l/s per kmq nel NIL di Tre Torri) mentre in altri NIL non sono presenti pozzi geotermici (Cantalupa, Parco Sempione e QT8).

Per quanto riguarda gli altri comuni risulta che i prelievi massimi sono nei comuni di Sesto San Giovanni, 77 l/s per kmq, e Bresso, 76 l/s per kmq, mentre in alcuni comuni dell'hinterland non sono presenti pozzi geotermici (Cerro al Lambro, Morimondo, Vaprio d'Adda, ecc...).

Il dato riportato nella tavola, pur fornendo una buona stima approssimativa della portata massima complessiva dei prelievi ad uso geotermico nell'area milanese, non rispecchia i prelievi totali in quanto, sulla base dei bollettini BURL, siamo a conoscenza della presenza di alcuni pozzi che non è stato possibile localizzare sia nel comune di Milano sia nei comuni limitrofi. Inoltre, come precedentemente riportato, in alcuni casi è stata utilizzata la portata media perché nei dati disponibili non era presente la portata massima.

5.3. Conclusioni (riduzione consumi vs installazione fonti FER)

Una volta ricostruita la domanda al 2030 e l'offerta è stato possibile rappresentare entrambi i vettori su una tabella complessiva e semplificata che tenga conto numericamente degli apporti delle FER e dei consumi finali di energia espressi in GWh che caratterizzano la Città Metropolitana, al fine di correlare anche l'offerta e la domanda in termini di emissioni di CO₂.

I risultati sono rappresentati nella prima parte degli scenari energetici- Tali bilanci escludono esplicitamente i settori dell'industria, dell'agricoltura, del termoelettrico (ETS) e dei trasporti, concentrandosi esclusivamente sulle aree identificate dalle linee guida.

Due Scenari sono stati valutati e sono di seguito presentati:

1. Lo **Scenario 1** rappresenta la naturale evoluzione della situazione attuale, al netto di particolari incentivi e/o politiche aggiuntive di efficientamento energetico, considerando che le fonti rinnovabili siano coperte semplicemente da quanto stimato da Regione Lombardia, come descritto nel par. 5.2.1, Tab. 14 e 15.
2. lo **Scenario 2** considera la combinazione di: una politica di incentivazione di sviluppo dato dall'eventuale installazione di impianti sulle aree a parcheggio, aree logistica (**Scenario 2 - Produzione FER**) e una definizione di una maggiore incidenza dell'efficientamento energetico (**Scenario 2 – Efficientamento energetico**), come di seguito definiti.

➤ Scenario 2- Produzione FER

A fronte di una produzione esistente di 1.078 GWh, si ipotizza un potenziale significativo da nuove installazioni:

- Regione Lombardia (stima):	1.793 GWh, basati su 1,63 GW di potenza installata tra fotovoltaico e agrivoltaico.
- Aree Parcheggio:	Contributo stimato di 1.800 GWh, considerando un'installazione di 2 GW e un fattore di produttività prudenziale, 900 kWh/kWp, per tenere conto degli ombreggiamenti.
- Aree Logistica:	Contributo stimato in 0,16 Gwh, come da analisi spaziale sopra riportata, considerando una produttività di 1.100 kWh / kWp

➤ Scenario 2 – Efficientamento energetico

Le elaborazioni effettuate nelle linee guida consentono di individuare alcuni ambiti di accelerazione per l'efficienza energetica:

- **Incremento del tasso di ristrutturazione e riqualificazione**- In un contesto caratterizzato dagli elevati costi dell'energia e dall'incertezza dell'approvvigionamento è fattibile e perseguibile un maggiore tasso di riqualificazione e ristrutturazione degli edifici. Anche in considerazione degli indirizzi più recenti della politica energetica europea. Fra le opportunità individuate nell'ambito delle linee guida è emerso che sul territorio insistono complessi edilizi di grandi dimensioni che concentrano in un unico punto elevate quote del consumo di fonti fossili. Le prestazioni dell'involucro sono spesso quelle dell'epoca di costruzione⁸, antecedente all'emanazione delle norme sull'efficienza energetica. L'impianto termico è

⁸https://euc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=it&rs=en-US&wopisrc=https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com%2Fpersonal%2Fmarta_papetti_amat-mi_it%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F0a102567671f4135a1d8c5aa49d7d558&wdorigin=AuthPrompt.ItemsView&wdenableroaming=1&mssc=1

spesso caratterizzato da impianti obsoleti che non integrano sistemi per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. La possibilità di intervento sul sistema impiantistico è stata oggetto di approfondimento nelle linee guida, anche con riferimento a una simulazione specifica di dettaglio⁹.

- **Rinnovo del parco impiantistico.** Il parco impiantistico è obsoleto e rappresenta l'opportunità per un salto tecnologico, anche semplicemente in concomitanza con le normali esigenze di rinnovo dei generatori di calore, che fisiologicamente si manifestano sul territorio.
- **Integrazione delle rinnovabili.** In associazione con gli interventi di cui al p.to 2, l'integrazione del fotovoltaico negli edifici rappresenta una priorità, vista la sostenibilità dei costi messa in evidenza nelle simulazioni effettuate.

Le stime effettuate non esauriscono il potenziale di interventi sul totale del parco impiantistico e degli edifici, in quanto non sono stati approfonditi nel dettaglio i settori diversi dal residenziale. Inoltre, il PREAC individua come potenzialmente fattibili gli interventi di efficientamento che consentono di ridurre i consumi del settore civile nel suo complesso del 31% rispetto al 2019.

Nella Tabella 30 sono riportati gli esempi specifici tenendo conto di un livello rilevante di efficientamento, che andrebbe incentivato, in quanto con le detrazioni attuali / Conto Termico si incide in modo insufficiente rispetto agli obiettivi.

Tabella 30 – Interventi specifici ipotizzati per l'efficientamento energetico dello scenario 2.

	Oggetto intervento	Intervento
i	10 complessi residenziali (di oltre 300 unità immobiliari ciascuno)	l'installazione di cogeneratori, con un risparmio/efficientamento stimato di 25 GWh
ii	1000 complessi residenziali costituiti da 14 unità immobiliari da circa 11000m2	Sostituzione dell'attuale sistema di riscaldamento con un sistema ibrido in PDC e l'installazione di un impianto fotovoltaico
iii	1000 unità immobiliari (bifamiliare) da 250m2	Sostituzione dell'attuale sistema di riscaldamento con un sistema ibrido in PDC e l'installazione di un impianto fotovoltaico
iv		sostituzione di n.54 generatori di calore con potenza maggiore di 3MW, con un nuovo cogeneratore ibrido. Come specificato nel paragrafo relativo allo sviluppo del teleriscaldamento presso Città Metropolitana di Milano

&wdodb=1&hid=8C551AA2-00C8-1001-6909-658E01B3D4F3.0&uih=sharepointcom&wdlcid=it&jsapi=1&jsapiver=v2&corrid=0919531c-abac-0c0d-2c64-283d55f0929c&usid=0919531c-abac-0c0d-2c64-283d55f0929c&newsession=1&sftc=1&uihit=docaspx&muv=1&ats=PairwiseBroker&cac=1&sams=1&mtf=1&sfp=1&sdp=1&hch=1&hwfh=1&dchat=1&sc=({"pmo"%3A"https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com"%2C"pmshare"%3Atrue}&ctp=LeastProtected&rct=Normal&afdfight=58&csiro=1&instantedit=1&wopicomplete=1&wdredirectionreason=Unified_SingleFlush

⁹[https://euc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=it&rs=en-US&wopisrc=https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com%2Fpersonal%2Fmarta_papetti_amatmi_it%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F0a102567671f4135a1d8c5aa49d7d558&wdorigin=AuthPrompt.ItemsView&wdenableroaming=1&mssc=1&wdodb=1&hid=8C551AA2-00C8-1001-6909-658E01B3D4F3.0&uih=sharepointcom&wdlcid=it&jsapi=1&jsapiver=v2&corrid=0919531c-abac-0c0d-2c64-283d55f0929c&usid=0919531c-abac-0c0d-2c64-283d55f0929c&newsession=1&sftc=1&uihit=docaspx&muv=1&ats=PairwiseBroker&cac=1&sams=1&mtf=1&sfp=1&sdp=1&hch=1&hwfh=1&dchat=1&sc=\({"pmo"%3A"https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com"%2C"pmshare"%3Atrue}&ctp=LeastProtected&rct=Normal&afdfight=58&csiro=1&instantedit=1&wopicomplete=1&wdredirectionreason=Unified_SingleFlush](https://euc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=it&rs=en-US&wopisrc=https%3A%2F%2Famatmi-my.sharepoint.com%2Fpersonal%2Fmarta_papetti_amatmi_it%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F0a102567671f4135a1d8c5aa49d7d558&wdorigin=AuthPrompt.ItemsView&wdenableroaming=1&mssc=1&wdodb=1&hid=8C551AA2-00C8-1001-6909-658E01B3D4F3.0&uih=sharepointcom&wdlcid=it&jsapi=1&jsapiver=v2&corrid=0919531c-abac-0c0d-2c64-283d55f0929c&usid=0919531c-abac-0c0d-2c64-283d55f0929c&newsession=1&sftc=1&uihit=docaspx&muv=1&ats=PairwiseBroker&cac=1&sams=1&mtf=1&sfp=1&sdp=1&hch=1&hwfh=1&dchat=1&sc=({)

SCENARIO 1

CONSUMI DI ENERGIA NEI SETTORI OGGETTO DELLE LINEE GUIDA-STIMA AL 2030		
Sono escluse industria e agricoltura, il termoelettrico (ETS), e i trasporti		
Scenario 1		
Consumo energia termica	GWh	NOTE
GAS NATURALE DOMESTICO	2022	Ipotizzato costante dal 2023 al 2030
GAS NATURALE CLIMATIZZAZIONE	15490	Dalla regressione lineare del distribuito normalizzato col grado giorno
CALORE TLR	1522	Dalla ricostruzione dei bilanci energetici di tutti gli impianti esistenti su CMM - con proiezione dei dati di sviluppo A2A
GASOLIO CLIMATIZZAZIONE	153	Dall'interpolazione delle vendite normalizzate con i gg
GPL	80	K pchè presumibilmente usato in aree non servite dalle reti normalizzato gg
BIOMASSA	2002	K (Maggiore diffusione compensata dalla > efficienza).
TOTALE	21269	
Consumo energia elettrica	GWh	note
Domestico + Servizi	10090	Dalla regressione lineare della serie storica senza alcuna normalizzazione. Esclusi anno 2020 e 2021 per anomalia pandemia
Datacenter	8234.46	918MW di nuove installazioni presso CMM / consumo medio annuo per ogni MW installato 8,76 GWh / anno Dato derivato dal Paper "Italia dei Datacenter"
FER		
FER IN ESERCIZIO	1078	Idroelettrico, biomasse, biogas, biometano e Solare - dato ricavato sistema Terra Terna
FER STIMATE DA REGIONE LOMBARDIA	1793	1,63 GW - Fotovoltaico / Agrivoltaico 1100 kWh / kWp stima

SCENARIO 2

CONSUMI DI ENERGIA NEI SETTORI OGGETTO DELLE LINEE GUIDA-STIMA AL 2030
Sono escluse industria e agricoltura, il termoelettrico (ETS), e i trasporti

Scenario 2

Consumo energia termica	GWh	NOTE
GAS NATURALE DOMESTICO	2022	Ipotizzato costante dal 2023 al 2030
GAS NATURALE CLIMATIZZAZIONE	15490	Dalla regressione lineare del distribuito normalizzato col grado giorno
CALORE TLR	1522	Dalla ricostruzione dei bilanci energetici di tutti gli impianti esistenti su CMM - con proiezione dei dati di sviluppo A2A
GASOLIO CLIMATIZZAZIONE	153	Dall'interpolazione delle vendite normalizzate con i gg
GPL	80	K pc h è presumibilmente usato in aree non servite dalle reti normalizzato gg
BIOMASSA	2002	K (Maggiore diffusione compensata dalla > efficienza).
TOTALE	21269	

Consumo energia elettrica	GWh	note
Domestico + Servizi	10090	Dalla regressione lineare della serie storica senza alcuna normalizzazione. Esclusi anno 2020 e 2021 per anomalia pandemia

Datacenter	8234.46	918MW di nuove installazioni presso CMM / consumo medio annuo per ogni MW installato 8,76 GWh / anno Dato derivato dal Paper "Italia dei Datacenter"
-------------------	---------	---

FER

FER IN ESERCIZIO	1078	Idroelettrico, biomasse, biogas, biometano e Solare - dato ricavato sistema Terra Terna
-------------------------	------	---

FER STIMATE DA REGIONE LOMBARDIA	1793	1,63 GW - Fotovoltaico / Agrivoltaico 1100 kWh / kWp stima
---	------	---

FOTOVOLTAICO SU AREE PARCHEGGIO	1800	2 GW Parcheggi 2200 GWh / anno 900 kWh / kWp stima - causa problemi di ombreggiamento
--	------	--

FOTOVOLTAICO SU EDIFICI INDUSTRIALI - LOGISTICA trasporti corrieri / punti vendita	0.16	depositi dei corrieri espressi GLS, TNT/Fedex, BRT (Bartolini), UPS e DHL e dei magazzini o punti vendita di aziende come Amazon, IKEA ed Esselunga - non attualmente occupati da impianti sopra le proprie coperture - 0,160 GW
---	------	--

CAVE, MINIERE, DISCARICHE, AREE DA BONIFICARE, AREE DISMESSE	0.174	Cave e miniere: 20 Discariche, aree dismesse, aree da bonificare: 14 Stimati da CMM: 0,174 GW 1100 kWh / kWp stima
---	-------	---

			Incentivi previsti
EFFICIENTAMENTO DATO DAL PASSAGGIO DI UN SISTEMA A GAS AD UN SISTEMA IBRIDO O ELETTRICO	25	Esempio su aumento del tasso di riqualificazione n. 10 complessi da più di 300 unità immobiliari efficientati con cogeneratore	2,2 MLN / complesso 22 MLN / 10 complessi 11 MLN Detrazione da incentivare 11 MLN
	370	Esempio su aumento del tasso di riqualificazione n.1000 complessi da 14 unità immobiliari efficientati con sistema ibrido PDC + FV	122.000€/complesso 122 MLN / 1000 complessi 48 MLN Detrazione da incentivare 74 MLN
	25	Esempio su aumento del tasso di riqualificazione n. 1000 villette da 250 m2 efficientate con sistema ibrido PDC + Caldaia e FV	30.000€/villetta - 30MLN / 1000 villette - detrazione fiscale 15 MLN da incentivare 15 MLN
	85	Esempio su aumento del tasso di riqualificazione Sostituzione n.54 generatori di calore con potenza > 3MW con generatore ibrido - vedere calcolo dettagliato pagina . Potere calorifico - 9,57 / risparmio in Smc 8890560 Smc	

5.4. Emissioni di gas serra

Nel presente paragrafo viene illustrata la variazione delle emissioni di gas serra nei diversi scenari ipotizzati. La stima delle emissioni è stata effettuata applicando ai consumi finali di ciascun vettore il relativo fattore di emissione. Si è scelto di adottare gli stessi fattori di emissione utilizzati da Regione Lombardia nell'ambito di Sirena20 (Sistema Informativo Regionale Energia Ambiente), del PREAC e del Compact of States and Regions, in modo da garantire coerenza fra strumenti operanti a scala regionale e a scala di città metropolitana. Nei fattori di emissione sono conteggiate le emissioni di CO₂, CH₄ e N₂O.

Nella Tabella 31 sono riportati i fattori di emissione utilizzati:

- per l'energia elettrica il fattore di emissione al 2030 è stato calcolato sulla base dello scenario 2030 del Compact of States and Regions, come rapporto fra le emissioni indirette di CO₂eq da consumo elettrico e i consumi elettrici;
- per il teleriscaldamento le emissioni sono state calcolate sulla base del mix delle fonti (vettori energetici) utilizzate.

Tabella 31- Fattori di emissione utilizzati.

Fattori di emissione	
Vettore	KgCO ₂ eq/kwh
Gasolio	0,2642
Olio combustibile	0,2704
GPL	0,2252
Benzina	0,2561
Gas naturale	0,1999
Gas di processo	0,2096
Carbone	0,3373
Rifiuti non FER	0,3026
En. elettrica 2023	0,2382
En. elettrica 2030	0,1375

Fonte: Aria SpA, Sirena 20, elaborazioni AMAT su dati Compact of States and Regions.

Per valutare le emissioni al 2030 sono stati considerati i due scenari (Scenario 1 e Scenario 2) illustrati nel paragrafo precedente. Nella Tabella 32 e nel grafico in Figura 28 sono riportate le emissioni di gas serra per usi e termici ed elettrici nello stato di fatto e nei due scenari al 2030.

Tabella 32 – Emissioni di gas serra negli scenari ipotizzati (Scenario 1 e Scenario 2).

Emissioni di gas serra (Kt CO ₂ eq)	2023	2030 Scenario 1	2030 Scenario2
usi termici	4.949	3.888	3.787
usi elettrici	2.658	2.519	2.519
Totale	7.606	6.407	6.307

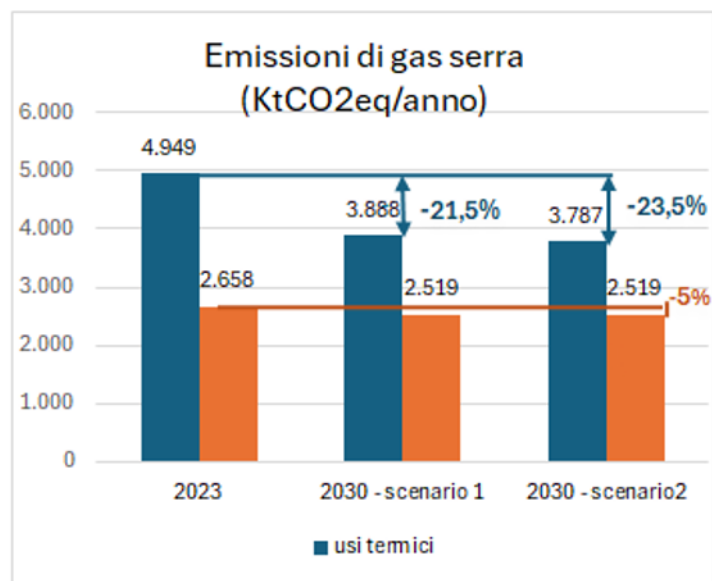


Figura 28- Emissioni di gas serra nello stato di fatto e nello scenario 2030.

Complessivamente, considerando sia *usi termici* che *usi elettrici*, fra il 2023 e il 2030 si assiste a una riduzione delle emissioni compresa fra il 16% (*Scenario 1*) e il 17% (*Scenario 2*).

Le emissioni dovute agli *usi termici* (riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria e *usi domestici*) differiscono nei due scenari, in quanto le misure aggiuntive previste nello *Scenario 2* comportano un'ulteriore riduzione dei consumi di combustibili fossili. Complessivamente le emissioni per *usi termici* diminuiscono del 21,5% nello *Scenario 1* e del 23,5% nello *Scenario 2*.

La riduzione delle emissioni indirette dovute agli *usi elettrici*, pari al 3% in entrambi gli scenari, risulta limitata in quanto nello scenario 2030 si assiste a un sostanziale aumento dei consumi elettrici superiore all'80%, dovuto principalmente all'entrata in esercizio di nuovi data center. Tale aumento è compensato dall'evoluzione del mix elettrico, per cui si prevede una quota crescente di rinnovabili e quindi un fattore di emissione (per Kwh prodotto) in calo, come emerge dalla tabella a inizio paragrafo. Alla riduzione delle emissioni connesse agli *usi elettrici* contribuiscono le nuove installazioni di fotovoltaico previste nei due scenari sul territorio di Città Metropolitana. Complessivamente si stima che il contributo in termini di emissioni evitate^[1] ottenuto grazie alle nuove installazioni sia pari a 148 Kt CO₂eq nello *Scenario 1* e a 494 KtCO₂eq nello *Scenario 2*.

^[1] Tale contributo è già compreso nei dati riportati nella tabella che illustra i diversi scenari in termini emissivi e nel relativo grafico.

6. Bibliografia

1. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)- Bollettino petrolifero <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/consumi-provinciali-gas-naturale>
2. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), Dati e statistiche, Bilancio energetico nazionale <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/bilancio-energetico-nazionale>
3. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici-gas>
4. Associazione Italiana del Riscaldamento Urbano (AIRU)- Annuario del riscaldamento urbano <https://www.airu.it/tag/annuario/>
5. Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA), Piattaforma PAES, <https://www.paes.enea.it>
6. TERNA Report Consumi di energia elettrica in Italia https://download.terna.it/terna/06_CONSUMI_8dd07bea2bd1a15.pdf
7. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)- Dipartimento Energia Direzione Generale Fonti Energetiche e Titoli Abilitativi- “La situazione Energetica Nazionale nel 2023” https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/relazione-situazione-energetica-nazionale_-2023-.pdf
8. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) – MASE, Piattaforma Unica Nazionale dei punti di ricarica per i veicoli elettrici <https://www.piattaformaunica nazionale.it/>
9. Comune di Milano, Piano Aria Clima (PAC) <https://www.comune.milano.it/argomenti/ambiente-e-animali/piano-aria-e-clima>
10. Decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63- Disposizioni urgenti per le imprese agricole, della pesca e dell'acquacoltura, nonché per le imprese di interesse strategico nazionale. <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2024-05-15:63>
11. Decreto-legge 21 novembre 2025, n. 175- Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e di produzione di energia da fonti rinnovabili, <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2025-11-21:175>
12. Decreto del 15 settembre 2022, n.340 – detto “Decreto Biometano” - Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/10/26/22A06066/SG>
13. Šúri, M., Huld, T.A., Dunlop, E.D., Ossenbrink, H.A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81(10): 1295-1305. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC30104>
14. A2A, “L'Italia dei Data Center”, presentazione a Città Metropolitana di Milano, versione di settembre 2025.
15. Regione Lombardia, DGR 3649 del 16/12/2024, *Nuovi requisiti emissivi ed impiantistici per l'installazione e l'esercizio degli impianti termici civili alimentati a biomassa con potenza termica al focolare superiore a 35 kw*. <https://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/istituzione/Giunta/sedute-delibere-giunta-regionale/DettaglioDelibere/delibera-3649-legislatura-12>
16. Alberto Previati , Giovanni B. Crosta, Regional-scale assessment of the thermal potential in a shallow alluvial aquifer system in the Po plain (northern Italy) in *Geothermics* 90 (2021) 101999, <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101999>.
17. Alberto Previati, Jannis Epting, Giovanni B. Crosta, The subsurface urban heat island in Milan (Italy)- A modeling approach covering present and future thermal effects on groundwater regimes, in *Science of the Total Environment* 810 (2022) 152119, <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.152119> .

7. Appendici

Gli allegati al presente documento sono i seguenti:

Allegato A – Linee Guida_ Agrifotovoltaico

Allegato B – Linee Guida_CER

Allegato C – Nota metodologica ENEA

