



LINEE GUIDA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA DELLA CITTÀ METROPOLITANA DI MILANO

Ricostruzione della domanda e dell'offerta
energetica allo stato di fatto

Nota metodologica per la valutazione
degli scenari territoriali



Città
metropolitana
di Milano



Hanno collaborato alla redazione del documento:

AMAT – Agenzia Mobilità Ambiente Territorio

Eleonora Ferrari (project manager), Silvia Santantonio, Alberto Colombo, Marta Papetti, Sami Shams Eddin, Riccardo Salimbeni

Centro studi PIM

Angelo Armentano, Francesca Boeri

ENEA

Maurizio Matera, Fabio Cignini, Luca Colasuonno, Carla Delfino, Francesca Hugony, Alessandro Pannicelli, Patrizia Pistochini, Sara Piccinelli

Collaboratori per Città Metropolitana di Milano

Giovanni Di Maio, Luisa Marinoni, Massimo Ughini

Città Metropolitana di Milano

Consigliere delegato alle politiche energetiche, Roberto Maviglia

Settore qualità dell'aria ed energia

Servizio azioni per la sostenibilità territoriale, Servizio efficienza energetica, Servizio gestioni procedimenti AUA, Servizio inquinamento atmosferico, Servizio sviluppo sostenibile produzione energia

Gruppo di lavoro intersettoriale

Area Ambiente e Tutela del territorio, Settore Risorse idriche e attività estrattive, Settore Rifiuti e Bonifiche, Settore Efficientamento energetico delle infrastrutture, Area Sviluppo Economico e Sociale, Settore Pianificazione territoriale generale e rigenerazione urbana, Settore Idroscalo, Avvocatura, Vicedirezione generale, Direzione di progetto riforme istituzionali e funzioni delegate.

Indice

Introduzione	6
1. Ricostruzione dei flussi per l'analisi della domanda e dell'offerta energetica allo stato di fatto	7
Figura 1 – Schema dei flussi per la ricostruzione della baseline energetica (Anno 2023).....	8
1.1. Metodologia e fonti dati per ciascuna fonte/vettore	9
1.1.1. Approfondimento Teleriscaldamento.....	12
2. Ricostruzione della domanda energetica allo stato di fatto	17
2.1. Consumi energetici a scala metropolitana per vettore e settore	17
2.2. Consumi energetici a scala comunale per vettore e settore	18
3. Ricostruzione dell'offerta energetica da fonti FER allo stato di fatto	22
3.1. Impianti FER elettrici installati a scala metropolitana e comunale	22
4. Metodologia per la valutazione degli scenari territoriali	24
4.1. Valutazione dello sviluppo previsionale della domanda energetica	24
4.2. Valutazione dello sviluppo previsionale dell'offerta energetica	24
4.2.1. Fotovoltaico/Agrivoltaico.....	25
4.2.2. Biogas/Biometano	29
4.2.3. Teleriscaldamento	33
4.2.4. Geotermia	37
4.2.5. Efficientamento	38
4.3. Data Center	43
4.4. Metodologia per l'analisi della CO2 risparmiata	45
4.5. Conclusioni (riduzione consumi vs installazione fonti FER).....	45
5. Bibliografia.....	46
6. Appendice	47
6.1. Allegato II - Nota esplicativa d'accompagnamento	47
6.2. Allegato III - Focus edifici pubblici.....	53

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 che si intende adottare per stimare la loro evoluzione di scenario.

Le modalità seguite poggiano sugli esiti delle attività già svolte nell'ambito del progetto, in particolare l'analisi del contesto normativo e pianificatorio 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 saranno 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).

Disporre di tale visione del sistema energetico è propedeutico allo svolgimento di attività successive al completamento delle linee guida, quali lo sviluppo di attività di coordinamento proprie dell'Ente metropolitano e la definizione di accordi volontari su temi specifici.

1. 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 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 seguente.

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.

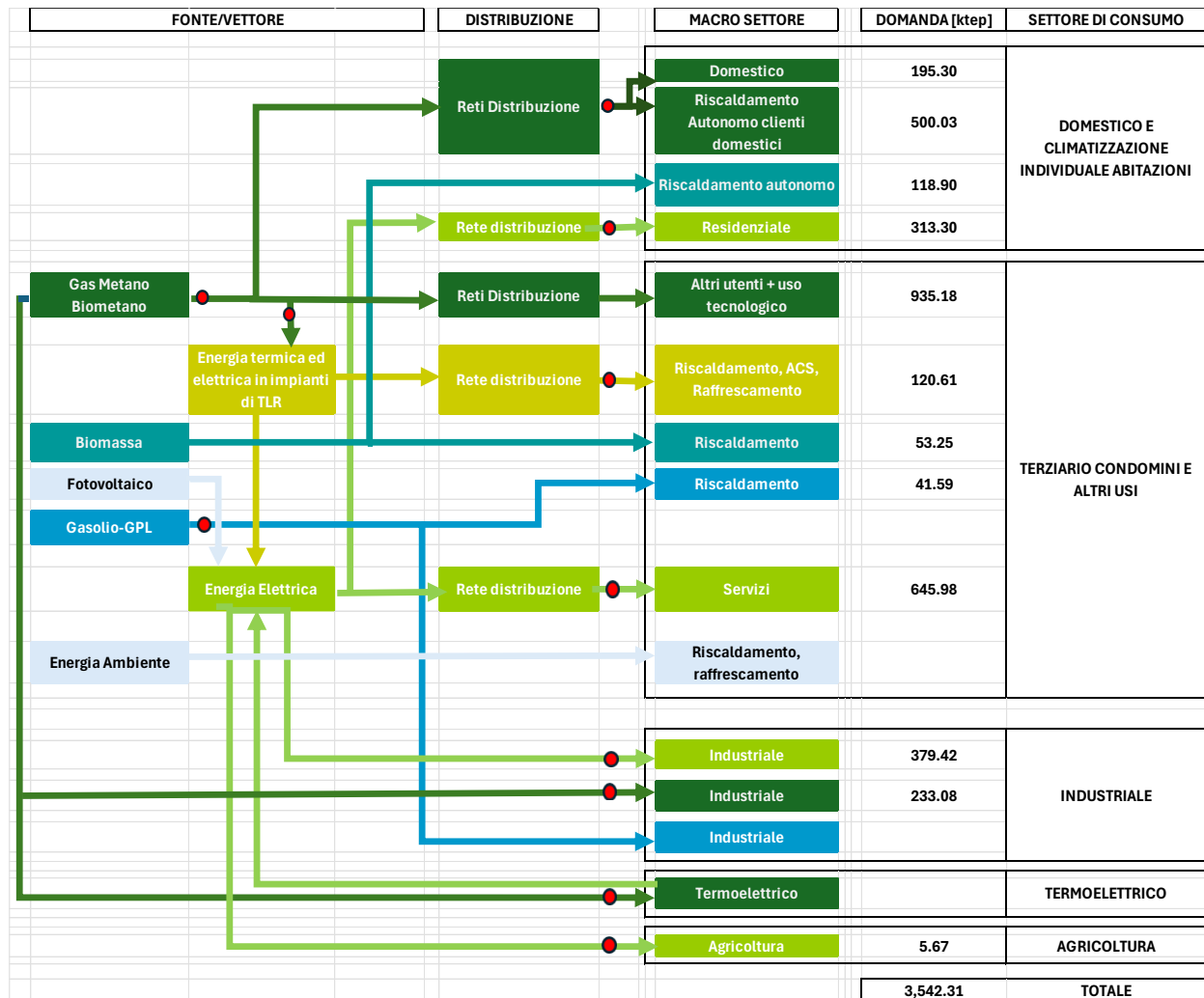
Terziario, condomini e altri usi

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%**).

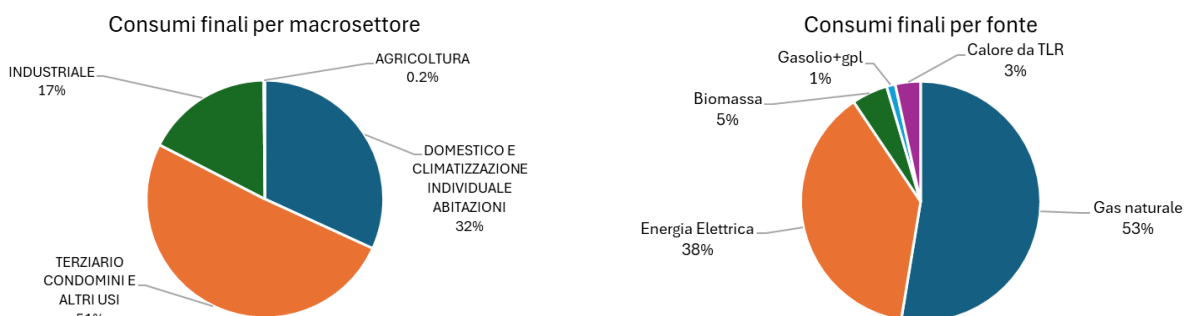


Figura 2 – Consumi finali per settori di consumo e per tipologia di fonte.

1.1. 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.

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 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.

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.

	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.piattaformaunicanazionale.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.piattaformaunicanazionale.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. Il dettaglio sul teleriscaldamento viene messo in evidenza in Tabella 2, in quanto costituisce una delle analisi puntuali che saranno effettuate nell'ambito delle linee guida. Al paragrafo seguente, un approfondimento sul sistema energetico per lo sviluppo del servizio di teleriscaldamento.

Tabella 2- 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

1.1.1. Approfondimento Teleriscaldamento

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.

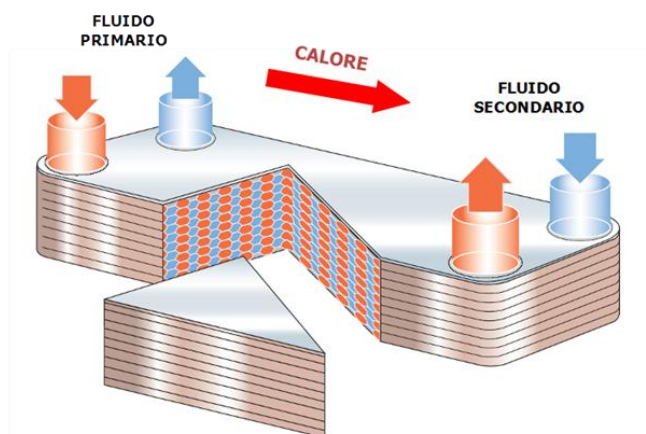


Figura 3 – Schema di funzionamento di uno scambiatore di calore.

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 sottoterraneo possono essere utilizzate indifferentemente tubazioni precoibentate oppure tubazioni in acciaio nudo con coibentazione in opera mediante lana di roccia o altro.



Figura 4 – 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:

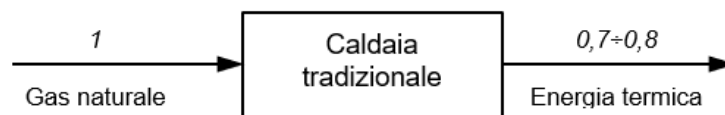
- acqua surriscaldata: dispersione di calore annuo circa 12÷16%
- acqua calda: dispersione di calore annuo circa 9÷11%
- acqua calda a bassa entalpia: dispersione di calore annuo circa 4÷5%.

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

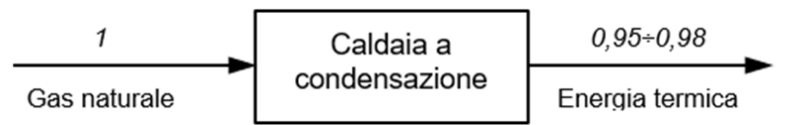
Per quanto riguarda l'efficienza dei sistemi di produzione e/o di recupero del calore, nel seguito vengono riportati gli schemi e i rendimenti dei sistemi più adottati.

➤ Caldiaia tradizionale alimentata a gas naturale



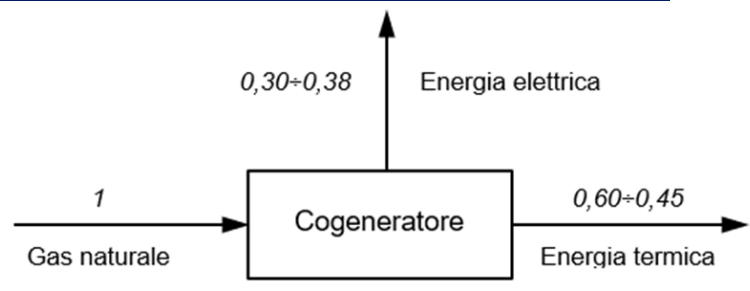
rendimento medio annuo da energia chimica a energia termica circa 70÷80%.

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



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

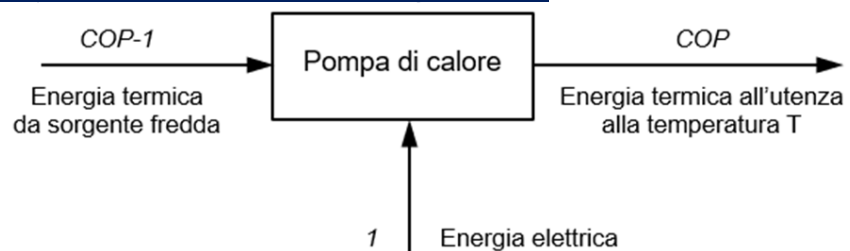
➤ Cogeneratore a combustione interna alimentato a gas naturale



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'utente 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

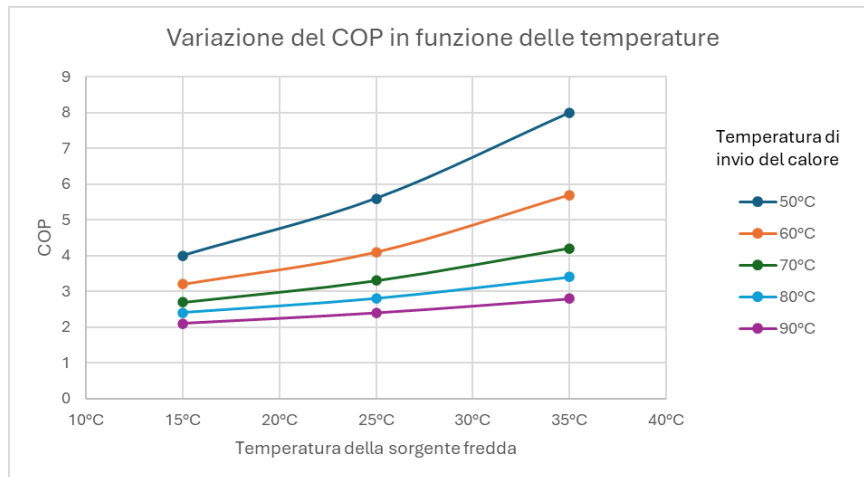
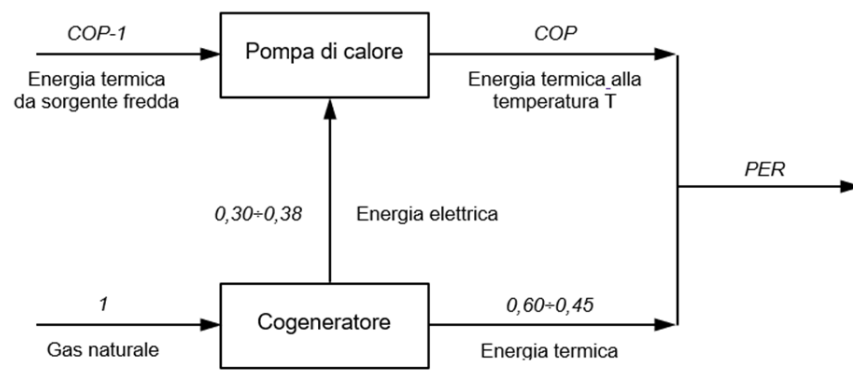


Figura 5 – Variazione del COP in funzione delle temperature.

➤ 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

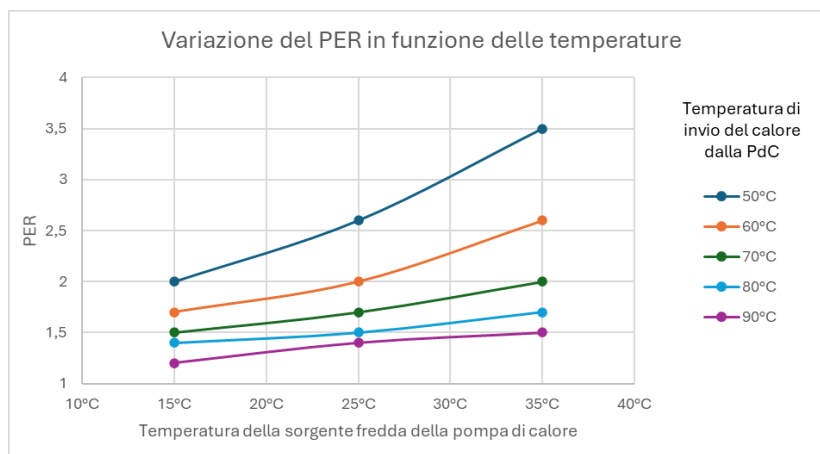


Figura 6 – Variazione del PER in funzione delle temperature.

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 (vedi capitolo dedicato).

Mediamente si può riscontrare che il costo all'utente finale, oltre agli indubbi vantaggi ambientali e di affidabilità della fornitura, sia circa il 20% inferiore al riscaldamento con caldaia tradizionale e circa il 10% rispetto a quello con caldaia a condensazione e/o alto rendimento.

2. Ricostruzione della domanda energetica allo stato di fatto

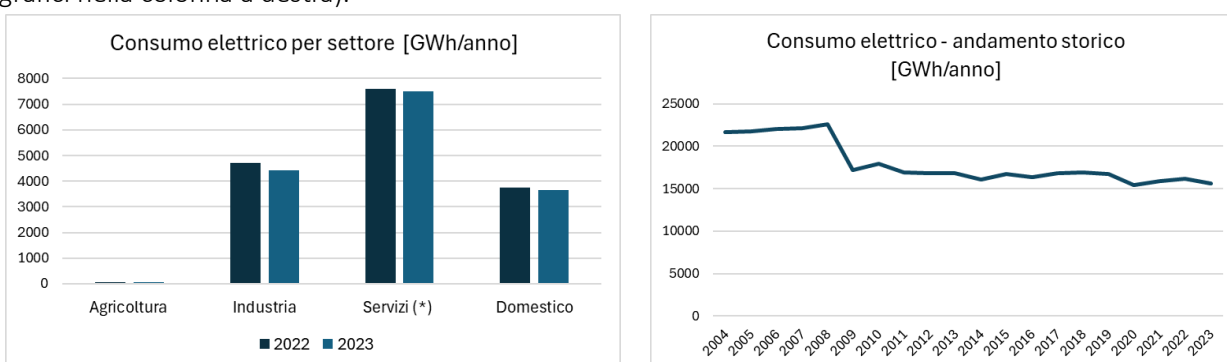
Il seguente paragrafo presenta i risultati dell'analisi di ricostruzione della domanda energetica del sistema metropolitano milanese allo stato di fatto, in relazione alle banche dati presentate precedentemente e utilizzate nello schema di flussi in Figura 1.

La ricostruzione dei consumi energetici per vettore e settore è stata valutata sia alla scala metropolitana (paragrafo 2.1), che a scala comunale (paragrafo 2.2), in relazione alle fonti utilizzate in ciascuna analisi.

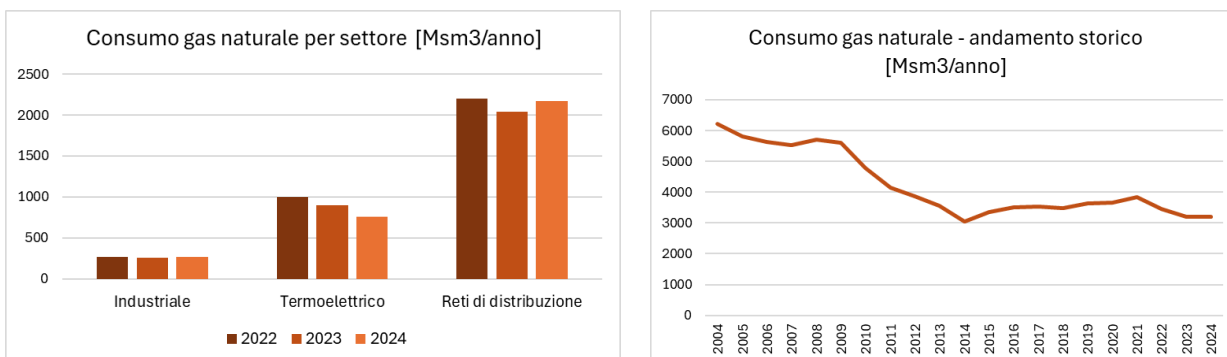
2.1. Consumi energetici a scala metropolitana per vettore e settore

Risultati analisi

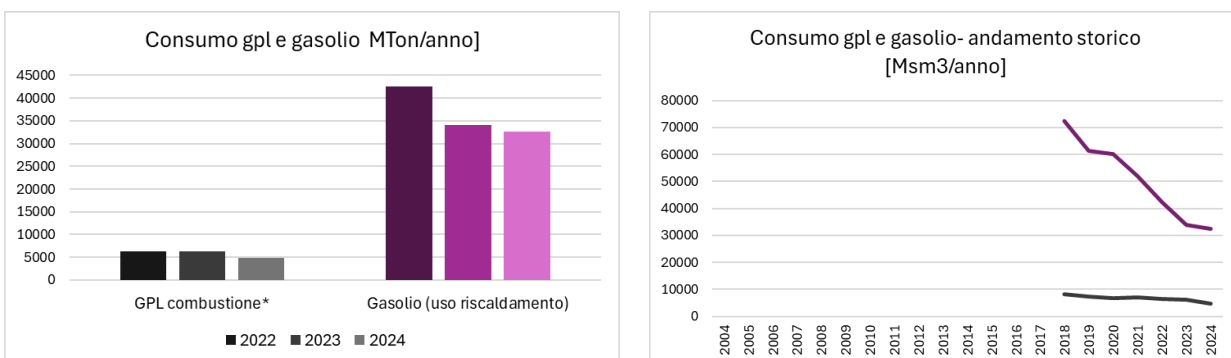
I grafici sottostanti (Fig.7) riportano il consumo energetico annuo per ciascuno dei vettori principali (elettrico, gas naturale, gpl e gasolio); sono rappresentati i dati di consumo annuo per settore confrontando gli ultimi tre anni disponibili 2022, 2023 e 2024 (grafici nella colonna a sinistra) e 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 7 – Consumi energetici a scala metropolitana per vettore e settore e andamento storico.

2.2. Consumi energetici a scala comunale per vettore e settore

Premessa

Il seguente paragrafo riporta la metodologia di 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). 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 II - Nota esplicativa di accompagnamento, Allegato III – Focus edifici pubblici*) 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 consumo annuo 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 vettore
- Emissioni di CO₂ annua per vettore e settore negli anni 2017- 2023 (ton), applicando il fattore di emissione specifico per ciascun vettore.

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.

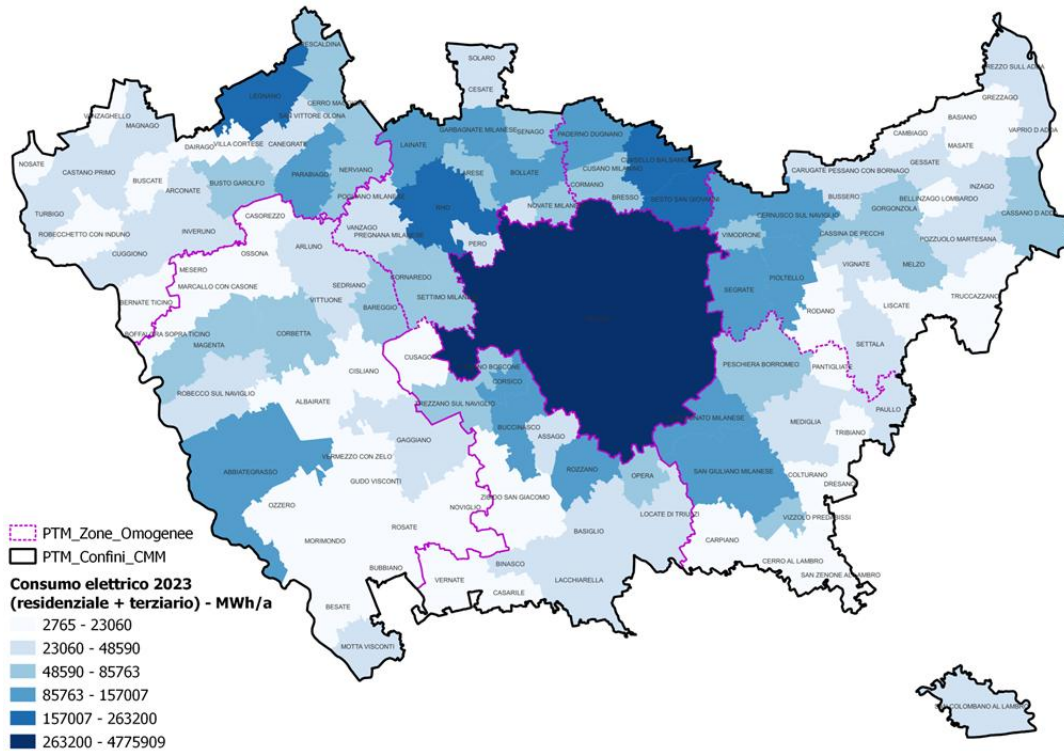
Relativamente al settore edilizio, si considerano il settore residenziale e il terziario, in particolare, i m² rilevati, ad uso abitazione, nell'ultimo censimento universale dell'ISTAT (2011) su base comunale.

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).

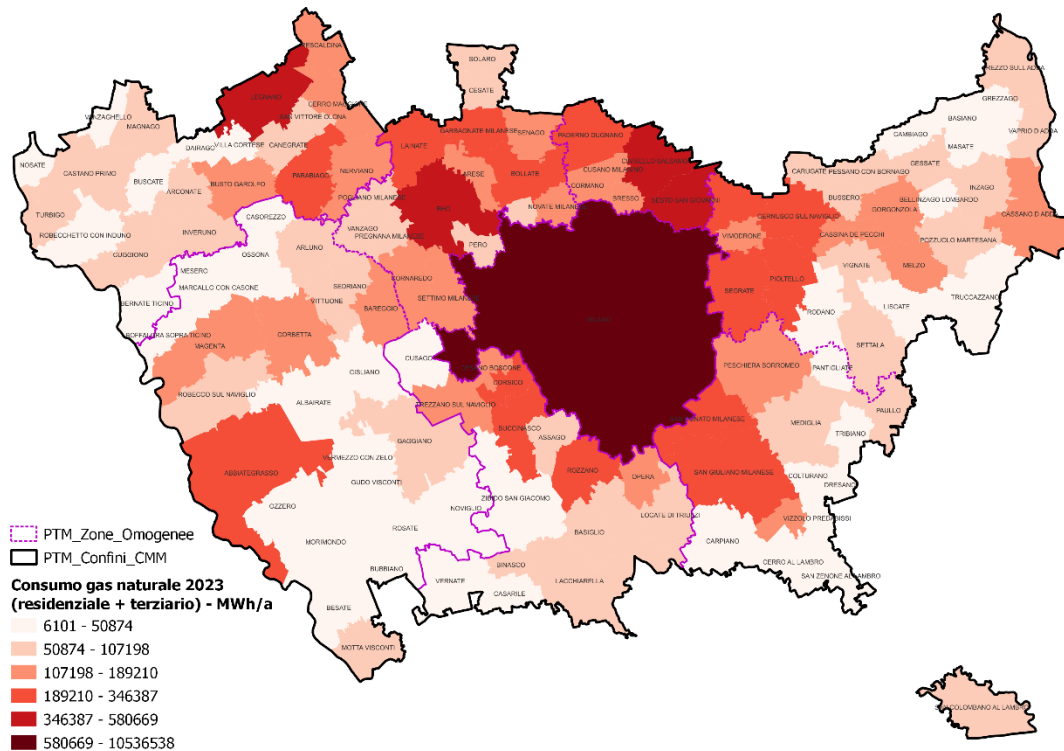
Poiché nelle indagini ISTAT il settore terziario è rappresentato in unità immobiliari e non come superficie (m²), per la stima dei consumi energetici è stato usato il riferimento al rapporto tra la distribuzione territoriale della superficie tra residenziale e terziario, già riportata dal CRESME (Centro 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

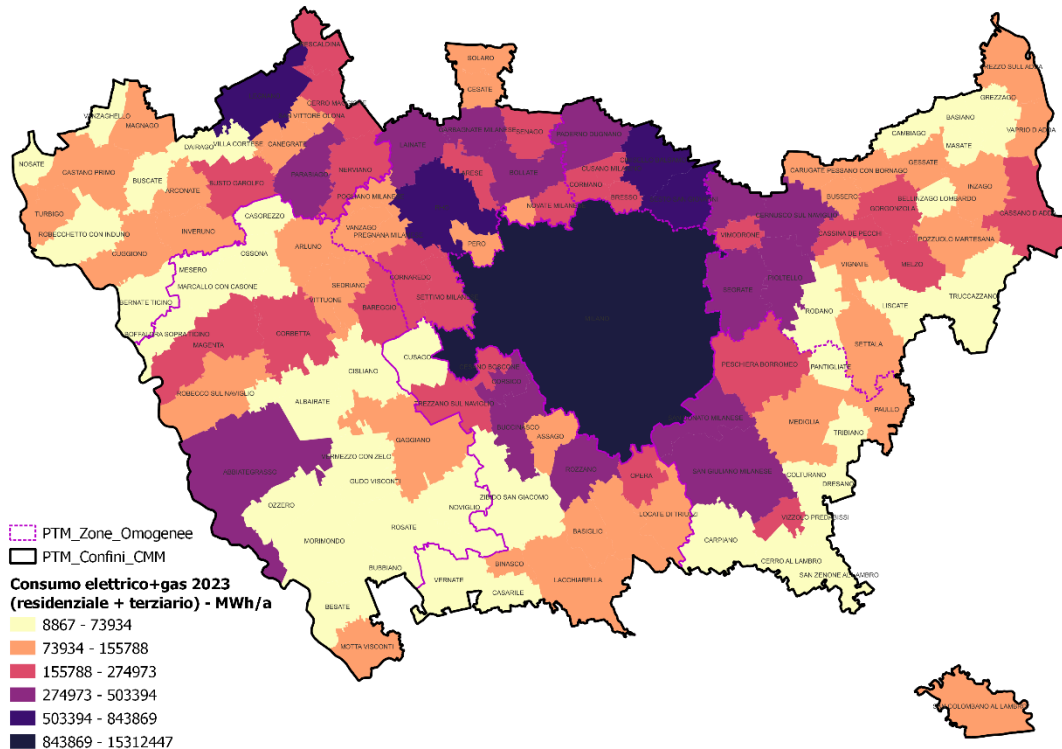
I principali risultati descritti precedentemente sono rappresentati nelle mappe sottostanti. Per ciascuno dei 133 comuni, è descritto: il consumo elettrico totale annuo (Fig. 8a), il consumo di gas naturale totale annuo (Fig. 8b), il consumo totale annuo considerando i vettori elettrico e gas naturale (Fig. 8c), il consumo totale annuo considerando tutti i vettori (elettrico, gas naturale, biomassa, TLR, gasolio e gpl) (Fig. 8d). I dati rappresentati si riferiscono all'anno 2023, ma sono disponibili i dati per gli anni 2017-2023.



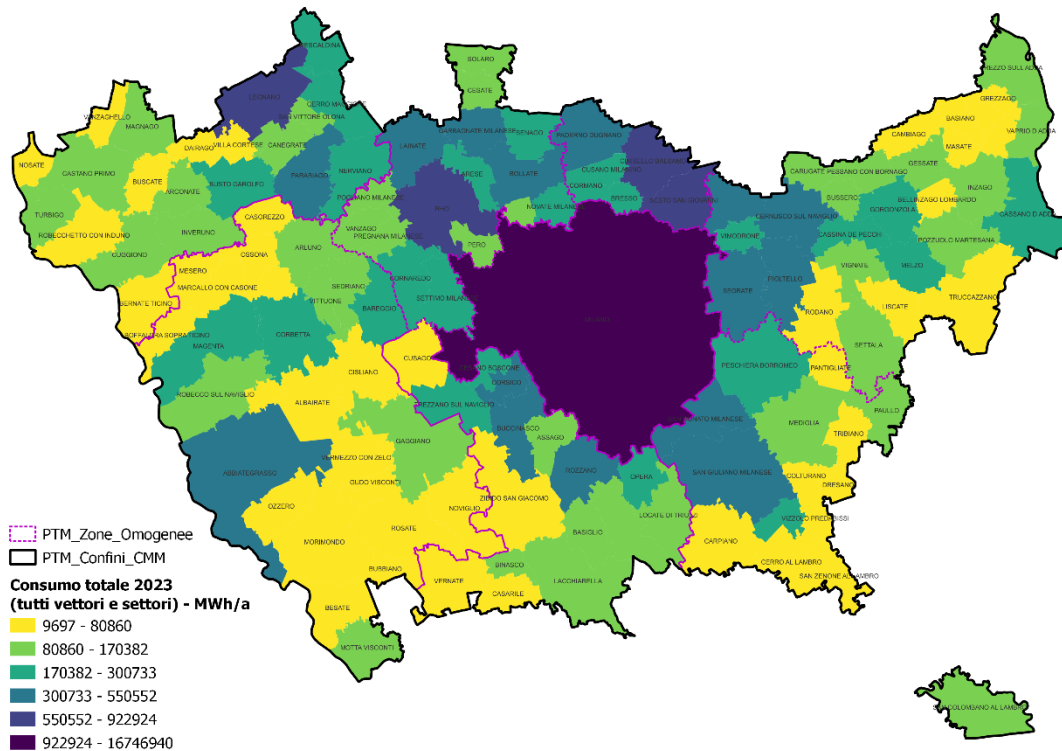
a) Consumo annuo di energia elettrica [MWh/anno] (residenziale + terziario)



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 8 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 3 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 3 – 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-animati/piano-aria-e-clima>

3. Ricostruzione dell'offerta energetica da fonti FER allo stato di fatto

Premessa

L'offerta energetica attuale tiene conto della distribuzione sul territorio di Città Metropolitana di Milano delle fonti energetiche rinnovabili all'interno della propria provincia.

Nel primo sottoparagrafo, la produzione locale di energia rinnovabile allo stato di fatto riporta l'analisi degli impianti FER elettrici esistenti, in funzione e/o in costruzione.

Per quanto riguarda gli impianti di teleriscaldamento, impianti a biomassa, biogas e/o biometano si rimanda all'approfondimento nei paragrafi successivi, per fonte.

3.1. 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 al novembre 2025. Nella Figura 9 viene riportata la distribuzione sul territorio di Città metropolitana degli impianti entrati in esercizio in base al loro livello di tensione (grafico a torta in Fig.9a) e tipologia di fonte rinnovabile e potenza totale installata (istogramma in Fig.9b). 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 10-11, evidenziano il contributo di ciascun comune in termini di potenza totale installata (Fig.10) e tipologia di fonte energetica installata, o mix energetico comunale (Fig.11).

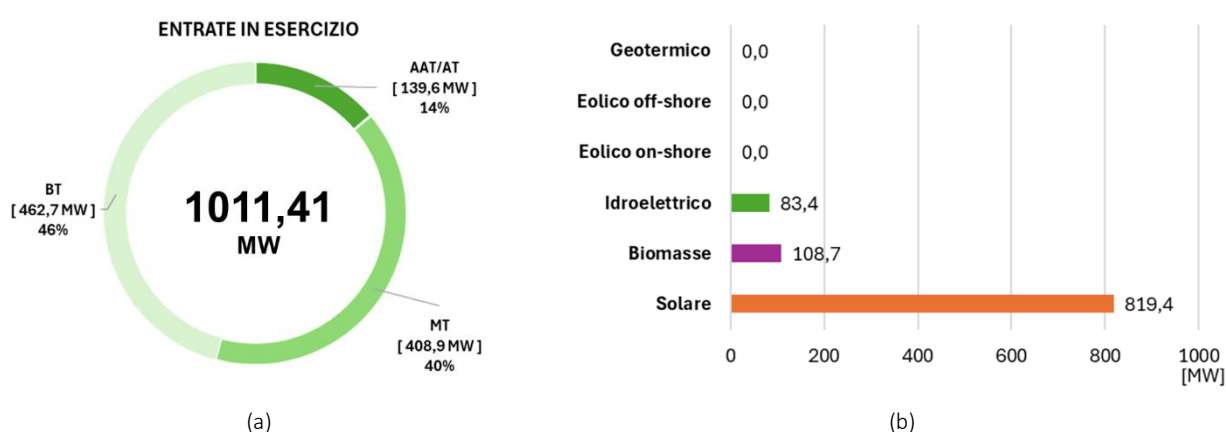


Figura 9 – Impianti FER esistenti sul territorio metropolitano per la produzione di energia elettrica per livello di tensione (a) e tipologia di fonte rinnovabile e potenza installata (b).

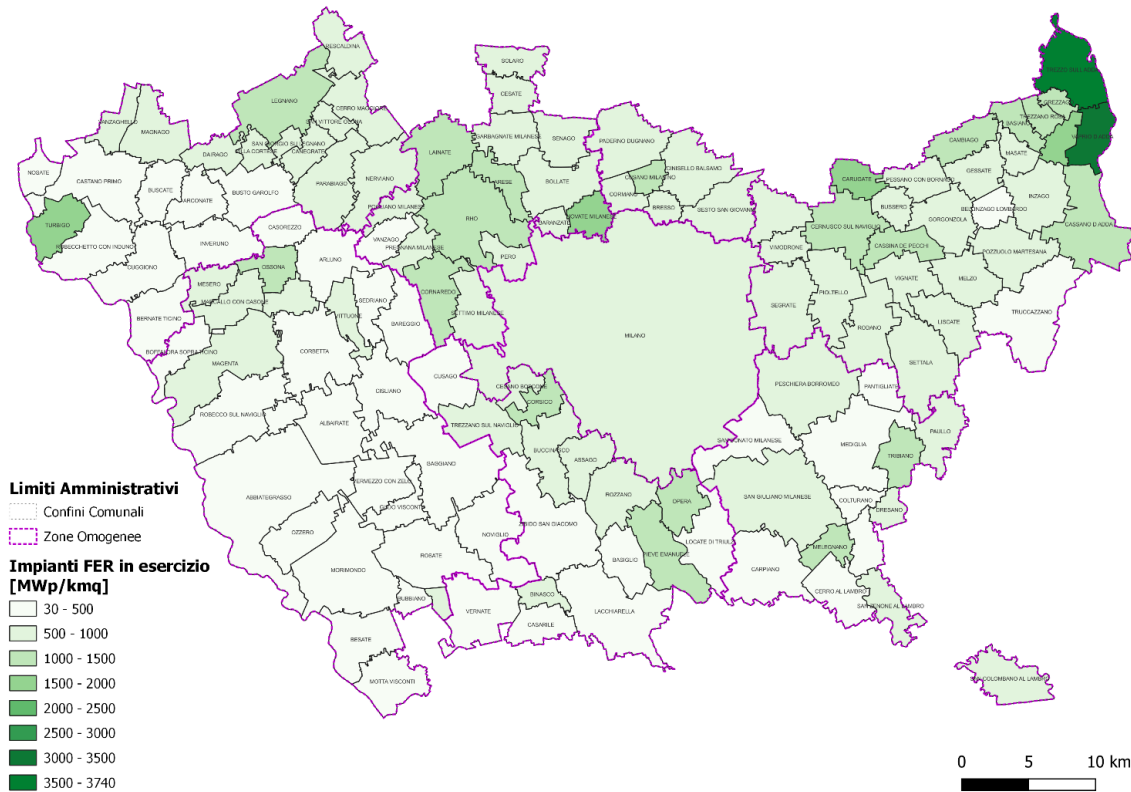


Figura 10 – Contributo di ciascun comune metropolitano espresso in potenza totale installata per chilometro quadrato territoriale.

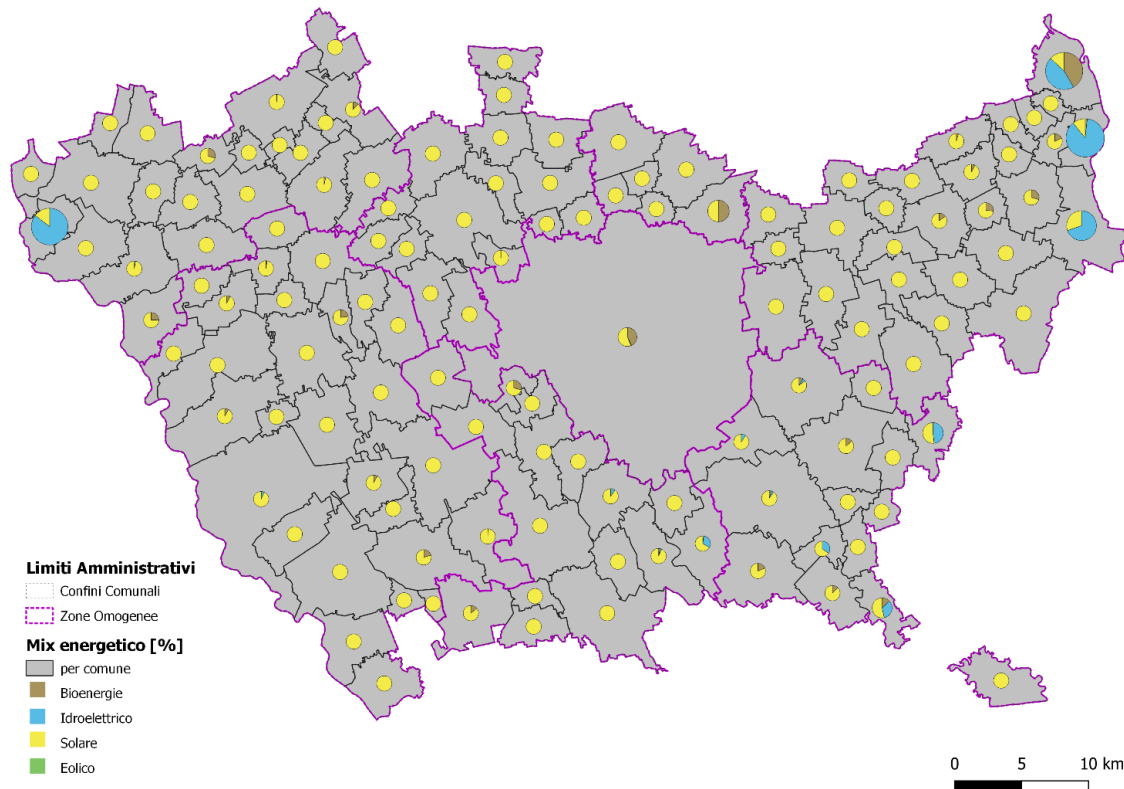


Figura 11 – Mix energetico comunale considerando le potenze installate relative alle tipologie di fonti FER in esercizio.

4. Metodologia per la 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 fornisce le premesse per 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.

4.1. Valutazione dello sviluppo previsionale della domanda energetica

Valutazione dello sviluppo previsionale

Il calcolo dello sviluppo della domanda energetica al 2030 non è una semplice proiezione lineare, ma un processo a più fasi che parte dalla ricostruzione dello stato di fatto per applicare poi fattori correttivi (in aumento e diminuzione).

Una volta definita la baseline, la domanda futura si calcola applicando due vettori contrapposti:

Per calcolare la riduzione dei consumi, il documento adotta un approccio basato sull'**andamento statistico**.

Fattori di riduzione del consumo

- **Metodologia:** Non si ipotizza un obiettivo ideale astratto, ma si proietta uno **scenario unico basato sulla tendenza storica degli interventi** di riqualificazione (cappotti termici, sostituzione infissi, nuovi impianti).

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.
- **Elettrificazione del calore:** Anche se l'efficientamento riduce l'energia primaria totale, lo spostamento verso le pompe di calore (elettriche) aumenterà la quota di domanda elettrica a discapito del gas.

4.2. Valutazione dello sviluppo previsionale dell'offerta energetica

Premessa

La costruzione dello scenario dell'offerta prenderà in considerazione gli apporti di fonti fossili esistenti, oltre che 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:
 - su edificio
 - aree impermeabilizzate / degradate / dismesse
 - Agrivoltaico: analizzati i vincoli e le aree disponibili verrà redatta una scala di priorità per l'occupazione di tali terreni da impianti da fonti rinnovabili.
- Biogas/biometano: verrà preso in considerazione un solo scenario di sviluppo, come descritto nel paragrafo successivo.

- Efficiamento: verrà preso in considerazione un solo scenario, che si basa sull'andamento statistico di tali interventi, come descritto nell'apposito paragrafo.
- Geotermia: al momento si è ancora in attesa della validazione dei dati sugli impianti esistenti, pertanto, non è possibile avere stime accurate sullo stato dell'arte e pertanto non è possibile definire una metodologia di analisi delle future prospettive.

4.2.1. 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, pur avendo la loro crescita presso la Città Metropolitana di Milano alcune criticità riguardanti il tessuto fortemente urbanizzato e il costo dei terreni, oltre che ampie aree adibite a Parchi e aree vincolate. Un'altra 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 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 quater 190/24) 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 sarà 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 verrà indicato in MW installabili per sottoclasse: parcheggi, tetti edifici agricoli, tetti edifici commerciali e logistica, cave, discariche, siti da bonificare, aree agricole, etc., al fine di calcolare con un metodo standard i GWh annui che dovranno essere installati, 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.

1) 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 georeferiti 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)

- **Terreni ex-cava, discariche e siti da bonificare**

Si valuterà come procedere, dopo un approfondimento con il settore tecnico di CMM; nel caso il numero dei siti interessanti fosse ridotto, si potrà considerare un'analisi puntuale di maggiore dettaglio per ciascun sito, valutando software di modellazione accurati; diversamente, la valutazione della radiazione solare potrà essere svolta con la metodologia del tool GIS (analisi solare con modellazione del terreno) o con la metodologia semplificata basata sui parametri PVGIS.

- **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, in modo più dettagliato rispetto al DUSAF, le aree a parcheggio pubblico, sia esistenti che previste, 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), associati ai seguenti servizi pubblici (DTIPO_SERV). Del DUSAF si fa riferimento nello specifico allo strato informativo (DCLAS_IMP), che contiene le seguenti categorie di oggetti.

La prima analisi prevede l'incrocio delle informazioni dei due layer; successivamente si effettuerà una selezione delle geometrie tramite analisi spaziali effettuate con strumenti GIS. Si considereranno criteri come la dimensioni areale (> 500mq, per categorie discrete), la geometria (per eliminare le superfici a parcheggio in linea a bordo strada), la distanza dagli edifici circostanti (per tenere conto di eventuali ombreggiamenti). Quest'ultimo criterio potrà essere omesso, nel caso in cui la valutazione della radiazione solare incidente su tali aree sarà effettuata con l'analisi solare in ambiente GIS a partire dai dati di rilevamento topografico (DSM, LIDAR).

PGT AREE A VERDE
AREE DI INTERSCAMBIO PASSEGGERI
AREE MISTE VERDE E ATTREZZATURE
ATTREZZATURE DI DEPOSITO E SERVIZIO TRASPORTI PUBBLICI
ATTREZZATURE DI INTERESSE COMUNALE
ATTREZZATURE E ZONE MILITARI
ATTREZZATURE OSPEDALIERE, SANITARIE E ASSISTENZIALI
ATTREZZATURE RELIGIOSE
CARCERI
CENTRI ANNUNARI E MERCATI GENERALI
CENTRI CULTURALI E STRUTTURE MUSEALI
CENTRI ED IMPIANTI SPORTIVI E RICREATIVI
CENTRI INTERSCAMBIO MERCI
CENTRI SCOLASTICI MEDI SUPERIORI E SEDI PER L'ISTRUZIONE MEDIA SUPERIORE E FORMAZIONE PROFESSIONALE
EDILIZIA RESIDENZIALE PUBBLICA
FIERE E CENTRI ESPOSITIVI
GRANDI IMPIANTI PER L'AGONISMO E LO SPETTACOLO
PARCHEGGI E AUTORIMESSE
SCUOLA DELL'OBBLIGO E DELL'INFANZIA
SEDE DI AMMINISTRAZIONE PUBBLICA
SEDI DI AMMINISTRAZIONE DELLA GIUSTIZIA (TRIBUNALE, PRETORIA)
SERVIZI SOCIO-SANITARI DI INTERESSE LOCALE
STRUTTURE UNIVERSITARIE

DUSAF ALTRO
CENTRALE TERMOELETTRICA
CENTRALE TERMOELETTRICA CON COGENERAZIONE
DISCARICA
IMPIANTO DI DEPURAZIONI ACQUE
IMPIANTO DI TRATTAMENTO E RECUPERO RIFIUTI
IMPIANTO IDROELETTRICO
INCENERITORE

- **Coperture di edifici annessi ad attività agricole e edifici commerciali, a servizi o logistica**

In relazione alla metodologia di analisi solare scelta e agli scenari di implementazione che ci si prefigura di raggiungere, si potrà optare per una selezione delle coperture di maggiori dimensioni, in maniera da considerare superfici idonee 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.

2) 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 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.

Per il lavoro sull'area metropolitana sono state individuate 2 modalità di analisi: la prima (analisi solare con modellazione del terreno) non è applicabile nel caso di installazioni in copertura agli edifici e sarà applicata nella valutazione degli impianti a terra, la seconda (metodologia semplificata) invece sarà applicata nella valutazione della producibilità da fonte solare sulle coperture degli edifici.

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 la descrizione delle due ipotesi metodologiche di analisi comprensive dei dati di input necessari, dei software e tool da utilizzare e del dato di output risultante.

Analisi solare con modellazione del terreno

Questa analisi più accurata sarà utilizzata per la determinazione dell'energia elettrica producibile dall'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

- **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, sarà utilizzata la banca dati europea SARA3, disponibile dal sito PVGIS dell'ente di ricerca europeo JRC (SITO).

L'analisi solare sarà eseguita tramite software GIS con la 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 metropolitani. 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 stato possibile determinare l'irraggiamento solare cumulato annuo su ogni area considerata interessante; questa informazione può condizionare l'individuazione delle superfici effettivamente disponibili, selezionate incrociando tale risultato con quello relativo alla classificazione delle aree vincolate, idonee, di accelerazione e ai 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 (azimuth 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:

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

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

4.2.2. Biogas/Biometano

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 250Sm³/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.

Volendo perseguire un criterio di prossimità territoriale (Fig.12) 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.

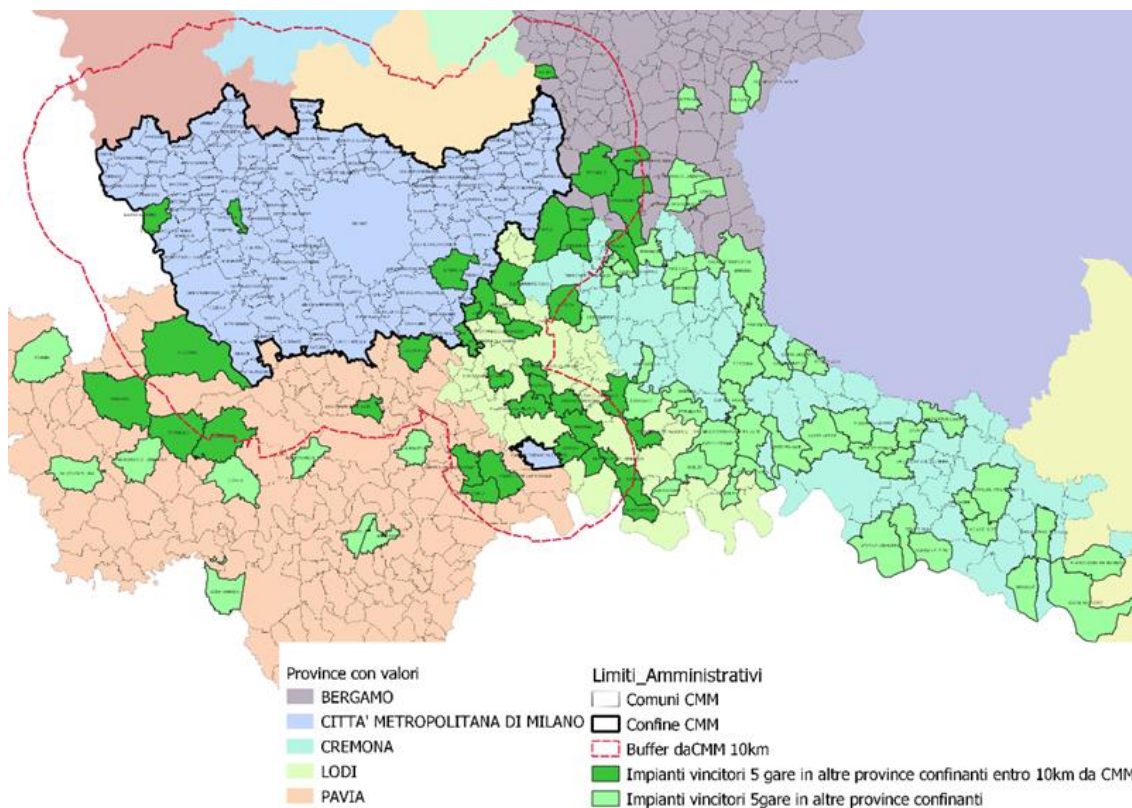


Figura 12 – Selezione degli impianti dislocati in un raggio di 10 km dall'area metropolitana.

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.

4.2.3. Teleriscaldamento

Efficienza del sistema di teleriscaldamento

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, Gallaratese, 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.

Analisi della produzione calore attuale

Vengono riportati nel seguito alcuni dati estratti dall'annuario AIRU 2024 relativo ai dati del 2023.

I dati non rispecchiano esattamente la situazione e l'estensione delle reti di teleriscaldamento all'interno della Città Metropolitana in quanto l'iscrizione all'AIRU² 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, 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).

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.

² Associazione Italiana Riscaldamento Urbano – associazione di categoria

Rete di TLR	Energia Elettrica				Energia Termica			ET totale	Energia chimica da fonti fossili	Rendimento di produzione
	EE in	EE out	EE netta	ET equivalente*	ET in	ET out**	ET netta			
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

Nei sistemi più avanzati, come quelli presenti sul territorio della Città Metropolitana, che integrano le rinnovabili e i recuperi termici, il contributo è determinate per la riduzione delle emissioni e l'efficienza energetica.

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.

SCENARI DI SVILUPPO del TLR

Diversificazione delle fonti energetiche

Alla luce di quanto esposto nei capitoli precedenti, gli scenari di sviluppo del teleriscaldamento non possono prescindere dalla necessità di operare una diversificazione delle fonti. Un sistema alimentato da un'unica fonte energetica si presenta fragile ed estremamente legato alla disponibilità e al prezzo della fonte stessa.

Appare quindi strategico, sia nell'ottica della transizione energetica che della resilienza del sistema, che un sistema di teleriscaldamento possa essere alimentato da più fonti e possa velocemente passare da un tipo di alimentazione all'altra.

Al momento gli impianti provinciali che si distinguono per diversificazione delle fonti energetiche sono:

- le reti alimentate dal termovalorizzatore Silla2 che utilizzano come combustibile principale il rifiuto e come integrazione il gas naturale
- la rete di Cesano Boscone che utilizza biomassa legnosa e all'occorrenza biomasse di qualità meno pregiata³
- la rete di Peschiera Borromeo che utilizza parzialmente biogas proveniente dalla digestione dei fanghi di depurazione e come integrazione il gas naturale.

Pur essendo alimentate a gas naturale sono inoltre da segnalare per la loro peculiarità:

- la rete di Cassano d'Adda che utilizza i cascami termici della vicina centrale termoelettrica a turbogas
- la rete di San Donato Milanese che utilizza un sistema a turbogas per la produzione elettrica anziché motori alternativi
- le reti di Comasina, Milano Est, Milano Ovest e Milano San Felice che utilizzano un sistema abbinato cogeneratore + pompa di calore alimentata elettricamente dal cogeneratore stesso e come "pozzo freddo" l'acqua della falda.

³ <https://www.edisonnext.it/impianti/teleriscaldamento/cesano-boscone/>

Per la costruzione degli scenari si sottoporrà una richiesta agli operatori delle reti di teleriscaldamento oggi operanti sul territorio di Città metropolitana, secondo il metodo previsto dalle stesse fondato sul coinvolgimento dei portatori di interesse. La richiesta sarà strutturata in modo da mettere in evidenza i seguenti orizzonti strategici.

➤ *Strategie a breve termine*

Massimizzazione dell'utilizzo dei cascami termici

L'utilizzo dei cascami termici provenienti da processi già esistenti ad esempio:

1. Interconnessione delle reti di Rho Nord e Rho Sud con la rete alimentata dal termovalorizzatore Silla2: la rete proveniente dall'impianto di incenerimento rifiuti è esercita ad acqua surriscaldata (mandata 120°C) ed è quindi adatta a cedere calore a reti esercite ad acqua calda come le due reti esistenti a Rho;
2. Interconnessione delle reti minori esistenti in zona Vialba-Quarto Oggiaro-Villapizzone (reti denominate Palizzi, Aldini, etc...) con la rete alimentata dal termovalorizzatore Silla2. La realizzazione comporta la risoluzione di notevoli interferenze sia antropiche (es. ferrovia Milano-Torino e autostrada Milano-Varese) sia naturali (fiume Olona e rete idrica minore) tuttavia il contesto fortemente urbanizzato se da un lato crea complessità realizzativa dall'altra parte offre l'opportunità di allacciamento a numerose utenze pubbliche e private.

Utilizzo di sistemi di regolazione elettronica

Per una efficiente gestione energetica delle reti di teleriscaldamento è importante l'utilizzo di **pompe di spinta azionate da inverter** così da ridurre l'effettivo fabbisogno di energia elettrica necessaria per la circolazione dell'acqua nella rete.

La portata e la prevalenza necessarie, che determinano i consumi elettrici della pompa, possono essere definite da algoritmi elaborando i dati di funzionamento delle sottocentrali e le condizioni climatiche esterne.

È inoltre importante adottare programmi di **regolazione** della temperatura di mandata in funzione dell'andamento climatico al fine di ridurre le dispersioni di calore nel terreno (si rammenta che tubazioni più calde disperdono più calore nel terreno).

In particolare, è opportuno ridurre la temperatura nella stagione estiva dove il fabbisogno è normalmente ridotto alla preparazione della sola acqua calda sanitaria, qualora la rete sia predisposta.

➤ *Strategie a medio termine*

Realizzazione e/o ampliamento reti

Si propone di realizzare e/o ampliare le reti di teleriscaldamento alimentate da cascami termici già esistenti come ad esempio:

1. Estensione della rete di teleriscaldamento di Cassano d'Adda.
2. Realizzazione della rete di teleriscaldamento di Trezzo sull'Adda come da accordi con il nuovo gestore dell'impianto (A2A).

L'Annuario AIRU 2024 evidenzia come a livello nazionale le uniche reti che abbiano avuto un incremento significativo di estensione negli ultimi anni siano quelle alimentate da cascami termici.

Abbassamento dell'entalpia delle reti

La strategia, **da adoperarsi esclusivamente per le reti di teleriscaldamento ad acqua surriscaldata e attualmente alimentate da cogeneratore + caldaie** consiste nell'abbassare la temperatura di mandata in modo da poter utilizzare con migliore rendimento una futura pompa di calore in sostituzione e/o integrazione del cogeneratore.

Un buon compromesso fra bilanciamento idraulico e necessità di scambiare sufficiente calore con i circuiti secondari può essere l'invio di acqua a 80-90°C con ritorno di progetto a 50-60°C e possibilità di innalzare la temperatura di mandata in caso di necessità (es. ondate di gelo).

Operativamente si realizza aumentando la capacità degli scambiatori di calore presso le sottocentrali di utenza così da mantenere inalterato il flusso dell'energia termica verso i corpi scaldanti delle abitazioni.

La sempre maggiore diffusione degli **scambiatori di calore a piastre** fra circuito di teleriscaldamento e circuiti interni agli edifici agevolano il potenziamento della capacità di scambio in quanto il costo dell'operazione, dell'ordine di qualche migliaio di euro per le utenze più grosse, rientra tranquillamente nei budget destinati alla manutenzione ordinaria in quando gli stessi scambiatori devono già essere periodicamente smontati e puliti per garantirne il corretto funzionamento.

Per le **reti a bassa entalpia** è invece necessario che negli edifici siano installati corpi scaldanti a bassa temperatura quali pannelli radianti a pavimento, ventilconvettori, riscaldamento mediante Unità di Trattamento Aria (UTA) con distribuzione dell'aria calda, ecc...

Sostituzione delle fonti di calore

La Città Metropolitana di Milano purtroppo non ha a disposizione grandi quantità di biomassa a km zero e eoliche di particolare interesse. Anche l'energia fotovoltaica è scarsamente disponibile durante il periodo invernale.

Nel medio termine le vie perseguibili per la decarbonizzazione delle fonti energetiche sono le seguenti:

1. Utilizzo di biogas e biometano per l'alimentazione dei cogeneratori, soluzione già adoperata in numerosi impianti in Lombardia e, nella CM di Milano nell'impianto di teleriscaldamento di Peschiera Borromeo.
2. Implementazione di sistemi di produzione calore a pompa di calore alimentata elettricamente: per avere un buon rendimento della pompa di calore (cosiddetto "COP") è necessario che le reti di teleriscaldamento siano a bassa entalpia (vedi capitolo dedicato) e che il "pozzo freddo" dal quale viene prelevato il calore non sia eccessivamente freddo: data la peculiarità dell'acquifero milanese una buona risorsa è data dalla falda freatica che scorre abbondante e a temperature pressoché costanti tutto l'anno pari a 12-15°C. Una seconda fonte può essere data dalla geotermia profonda in grado di prelevare il calore geotermico negli strati bassi della piana alluvionale lombarda (indicativamente 200-300 metri sotto il piano campagna. Una terza soluzione può essere fornita dai cascami termici dei data-center di prossima installazione

4.2.4. Geotermia

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^{4, 5}.

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 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.

⁴ Previati, 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>.

⁵ Previati, 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.

4.2.5. Efficientamento

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, 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.

La definizione del modello del sistema energetico metropolitano, finalizzata a individuare le componenti fondamentali che determinano la domanda di energia, per poi proiettare la sua evoluzione nei possibili scenari al 2030, deve pertanto contenere un dettaglio articolato del parco impiantistico metropolitano. Allo scopo si è fatto ricorso al **Catasto Unico regionale Impianti termici (CURIT)**.

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.

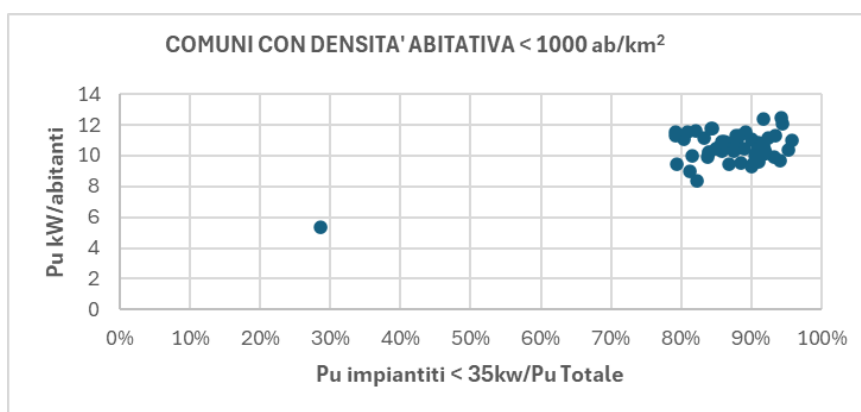
C) È stato effettuato un confronto con i profili di prelievo relativi agli utenti domestici messi a disposizione da ARERA per gli anni termici

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).

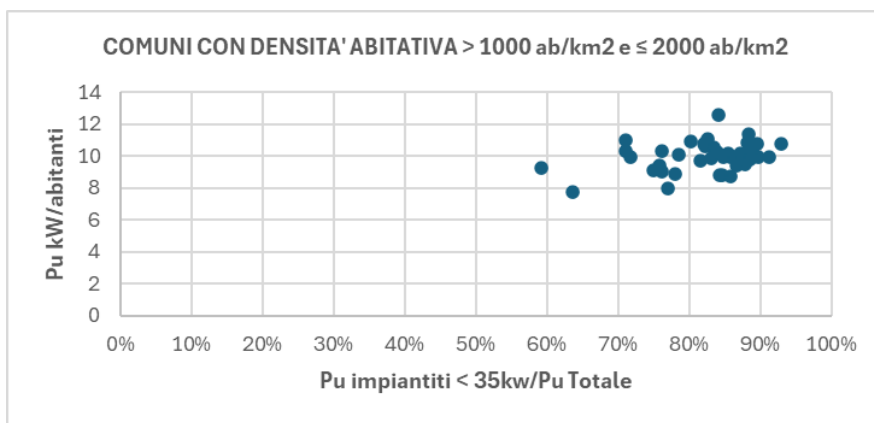
È stata effettuata una stima del numero di PDR relativi a utenze domestiche comprensive del servizio di riscaldamento e del n° di PDR per la sola cottura cibi /produzione acqua calda sanitaria. Per effettuare la suddetta elaborazione si sono confrontati gli andamenti nel tempo dei prelievi relativi ai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

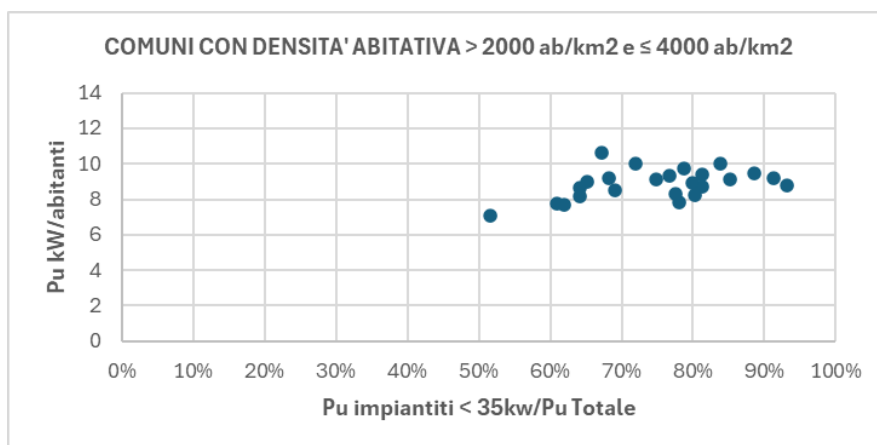
Oltre ai suddetti punti di prelievo si stimano ulteriori **745.000** PDR con la sola produzione acqua calda sanitaria /cottura cibi.



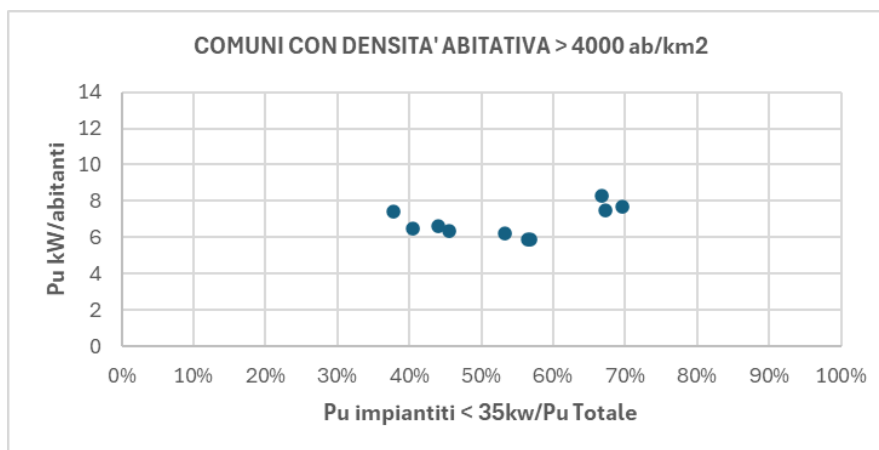
(a) *fa eccezione il Comune di Basiglio



(b)



(c)



(d)

Figura 14 a-d – Caratterizzazione delle potenze impianti per quattro classi di comuni con diversa densità abitativa.

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).

Composizione del parco impiantistico secondo dati CURIT

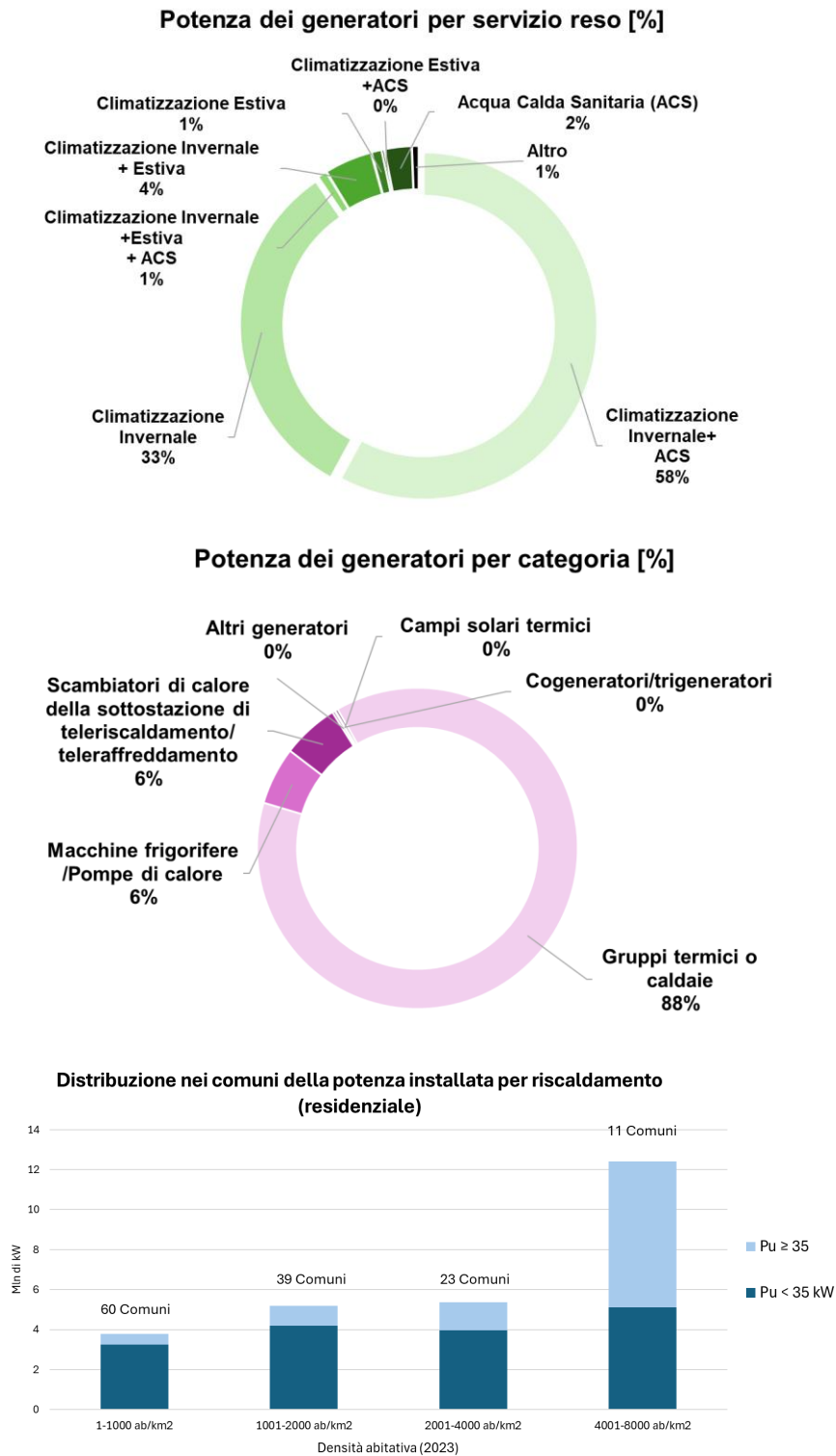





Figura 15 – Caratterizzazione del parco impiantistico (Open Data CURIT aggiornato a marzo 2025).

La modalità di stima dell'evoluzione di scenario nel settore della climatizzazione verrà affrontato analizzando le configurazioni tipiche dei sistemi edificio/impianto termico presenti sul territorio metropolitano. Alcuni esempi di tali configurazioni sono riportati di seguito:

	Retrofit di casa monofamiliare con sistema ibrido per riscaldamento e ACS
	Retrofit di condominio residenziale con sistema ibrido per il solo riscaldamento
	Retrofit di condominio residenziale con allaccio a rete di teleriscaldamento

Per tutte le configurazioni verrà effettuata una valutazione dei costi/benefici simulati, anche facendo uso del sistema DECIWATT di Città Metropolitana, oltre a un confronto con casi studio reali (per esempio quelli ottenuti nel programma Territori Virtuosi).

L'estensione al territorio metropolitano dei risultati ottenuti sulle configurazioni tipiche sarà effettuata a partire da una impostazione che assume come driver della trasformazione l'elettrificazione dei consumi, basandosi sui trend di sviluppo dello stock installato per pompe di calore e sistemi ibridi previsto dalle associazioni di settore.

4.3. Data Center

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 corretti, 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.

Distribuzione della Potenza (2024)

La concentrazione geografica è estremamente marcata nell'area milanese:

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
- **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.

Progetti Pilota

- **Progetto "Avalon 3":** Situato nel cuore di Milano, questo Data Center dal 2026 inizierà a recuperare oltre **15 GWh di energia termica all'anno**.
- **Teleriscaldamento:** Il calore di scarto dei server verrà immesso nella rete di teleriscaldamento cittadina, trasformando un "rifiuto" (calore) in una risorsa per il riscaldamento domestico.

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.

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 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.

4.4. Metodologia per l'analisi della CO2 risparmiata

Alla definizione dello stato di fatto e dello scenario futuro in termini energetici sarà associata la stima delle emissioni di CO₂, che consentirà di valutare i benefici, in termini di riduzione delle emissioni, dello sviluppo delle rinnovabili e delle ipotesi di efficientamento delineate nei paragrafi precedenti.

La stima delle emissioni sarà effettuata, nello scenario attuale e in quello previsionale, applicando ai consumi di ciascun vettore energetico il relativo fattore di emissione.

Mentre per i combustibili fossili, biogas e biomassa saranno utilizzati fattori di emissioni costanti nei diversi scenari, per l'energia elettrica nello stato di fatto verrà preso in considerazione il parco di generazione elettrica regionale (in coerenza con la metodologia utilizzata nel PREAC e nel sistema Regionale Sirena), mentre nello scenario futuro verrà considerato il contributo aggiuntivo delle rinnovabili elettriche ipotizzato nelle presenti linee guida.

Anche per il teleriscaldamento si terrà conto del mix attuale delle fonti energetiche utilizzate per la generazione di calore e del mix atteso nello scenario al 2030.

4.5. Conclusioni (riduzione consumi vs installazione fonti FER)

Una volta ricostruita la domanda al 2030 e l'offerta sarà possibile rappresentare entrambi i vettori su un grafico complessivo che tenga conto numericamente degli scambi di energia che caratterizzano la Città Metropolitana, attraverso un **bilancio e i flussi dell'energia**, in modo tale che si evinca da dove arrivano le risorse (fossili e rinnovabili), come vengono trasformate (in particolare nella generazione elettrica/termoelettrica) e come l'offerta totale di energia si ripartisce tra i consumi finali dei diversi settori (civile, industria, terziario), includendo anche le perdite di rete.

5. 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> .

6. Appendice

In questa sezione, si riporta la documentazione redatta da ENEA, descritta al paragrafo 2.2, che si compone di:

- **Allegato II - Nota esplicativa di accompagnamento**
- **Allegato III – Focus edifici pubblici**

6.1. Allegato II- Nota esplicativa d’accompagnamento

Rif: Attività 5.3: Analisi dei profili energetici dei comuni del territorio metropolitano in forma aggregata attraverso i dati estraibili dalla piattaforma PAESC di ENEA e relativa relazione tecnica di accompagnamento. Da questa attività si valuterà la possibilità di predisporre il monitoraggio delle prestazioni energetiche del territorio. Questa attività è propedeutica alla redazione delle “Linee Guida per la transizione energetica” che Città metropolitana di Milano sta sviluppando con il supporto di AMAT.”

Sommario

Nota esplicativa d’accompagnamento	47
Premesse	47
Introduzione - l’Inventario di Base delle Emissioni (IBE).....	48
Contesto di riferimento	49
Fonte Dati	50
Censimento della popolazione e abitazioni	51
Dati sul consumo di gas naturale	52
Dati energia elettrica	52
Schema esplicativo dei dati riportati nei fogli excel	52

Premesse

Per lo svolgimento dell’attività 5.3 relativa, come concordato con CMM, al settore residenziale e terziario, ENEA ha eseguito un’attenta analisi dei dati estratti dalla piattaforma PAESC, progettata, realizzata e gestita da ENEA, valutando, laddove disponibili, le fonti dati e le stime ad essi applicati, rispetto a quelli disponibili a livello regionale o locale.

La Nota descrive le fonti dati utilizzate per la stima dei consumi energetici (kWh/anno) e delle emissioni di CO₂ (tCO₂/anno) del settore residenziale e terziario di tutti i comuni del territorio di Città metropolitana di Milano.

Nel Capitolo “Introduzione – l’Inventario di Base delle Emissioni (IBE)” viene fornita una panoramica della struttura dell’Inventario di Base delle Emissioni presente nel PAESC.

Nel Capitolo “Contesto di riferimento” si descrive la metodologia applicata per la stima dei consumi energetici ed emissioni di CO₂ del settore residenziale e terziario privato, così come da richiesta di Città metropolitana di Milano.

Nel Capitolo “Fonte dei Dati” si descrivono le fonti dati e gli open data utilizzati.

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. Tali informazioni provengono dall’elaborazione effettuata dalla piattaforma informatica ENEA-PAESC (raggiungibile al sito www.paes.enea.it), che supporta i Comuni italiani nella redazione dei Piani d’Azione per l’Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), a partire dai database a cui attinge.

In particolare, i dati in oggetto riguardano le stime prodotte attraverso la piattaforma PAESC, e riguardanti il consumo energetico ed emissioni di CO₂ per il territorio della città metropolitana di Milano.

Introduzione- l'Inventario di Base delle Emissioni (IBE)

Il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile ed il Clima (PAESC) è uno strumento introdotto nell'ambito dell'iniziativa del Patto dei Sindaci, promossa dalla Commissione Europea a partire dal 2008, a supporto dei governi locali per il raggiungimento degli obiettivi europei in materia di riduzione dei gas climalteranti, di transizione verso fonti di energia pulita e di adattamento ai cambiamenti climatici.

Il primo passo per redigere un PAESC è l'elaborazione dell'Inventario di Base delle Emissioni (IBE) che, tuttavia, è un'attività tanto indispensabile quanto complessa, in quanto richiede specifiche competenze in differenti ambiti, reperibili con difficoltà soprattutto nei Comuni di piccole-medie dimensioni.

Gli inventari delle emissioni dei PAESC, come specificato nelle linee guida del JRC⁶, quantificano le emissioni annuali associate al territorio locale per un anno di riferimento per settore di attività. In generale, gli inventari delle emissioni di gas serra vengono compilati raccogliendo i dati relativi a ciascuna attività rilevante (ad esempio, sul consumo finale di energia per fonte/vettore energetico) e moltiplicando i dati relativi all'attività per i corrispondenti fattori di emissione di gas serra (EF).

In questo contesto l'ENEA - nell'ambito del progetto ES-PA (Energia e Sostenibilità per la Pubblica Amministrazione)- ha sviluppato una piattaforma web per la gestione digitale dei PAESC, pensata come strumento di supporto alle politiche energetiche locali di mitigazione e adattamento. La piattaforma assiste in particolare nella redazione dell'Inventario di Base delle Emissioni (IBE), elaborando una stima preliminare dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ per settore (residenziale, trasporti, terziario) e per fonte energetica, associati ai dati relativi a consumi e produzione energetica locale inseriti direttamente dal Comune.

L'inventario di Base delle Emissioni (IBE) può essere considerato, nella sua struttura, un bilancio energetico comunale relativamente ai settori considerati, in quanto contiene sia la quantità di energia consumata che l'energia rinnovabile prodotta all'interno del proprio ambito territoriale.

L'IBE concerne il consumo di energia e le emissioni di CO₂ nel territorio comunale sia nel settore privato (non comunale) che pubblico, ed è suddiviso per i seguenti settori:

Consumi energetici comunali:

- a) EDIFICI PUBBLICI: riscaldamento invernale, climatizzazione estiva e funzionamento di impianti (illuminazione, macchine da ufficio, etc.) degli edifici "comunali" (di proprietà o in gestione al Comune).
- b) ILLUMINAZIONE PUBBLICA: consumo di energia elettrica per servizi specifici (illuminazione pubblica).
- c) FLOTTA COMUNALE: consumo di carburante della flotta autoveicolare comunale (polizia municipale, auto di servizio, etc.).
- d) TRASPORTO PUBBLICO: consumo di carburante del trasporto pubblico all'interno del territorio di riferimento.

Consumi energetici privati legati a:

- a) RESIDENZIALE: climatizzazione invernale ed estiva ed altri consumi elettrici degli edifici del settore residenziale.
- b) TERZIARIO: climatizzazione invernale ed estiva ed altri consumi elettrici degli edifici del terziario privato.
- c) TRASPORTO PRIVATO: consumi di carburanti legati al traffico urbano (ossia con l'esclusione delle strade di attraversamento non comunali).

⁶ How to develop a Sustainable Energy and Climate Action Plan (SECAP), JRC, 2025.
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC142148>

Nella quasi totalità dei casi, per la realizzazione dell'inventario delle emissioni, si fa riferimento, insieme ai dati forniti direttamente dal Comune, anche a database relativi ai dati nazionali, regionali e provinciali, che sono utilizzati per le stime di dati di riferimento in alcuni settori (residenziale, trasporti). Queste stime integrate con i dati comunali permettono poi di finalizzare l'IBE/IME (Inventario di Monitoraggio delle Emissioni). Per quanto riguarda le metodologie di stima, nel settore degli inventari di emissioni si fa spesso riferimento a due differenti approcci, denominati "*top-down*" e "*bottom-up*". La stima "*top-down*" è una metodologia che definisce i valori di emissioni annue calcolati partendo da set di dati aggregati a livello sovracomunale (nazionale, regionale o provinciale) e, attraverso indicatori statistici, variabili proxy, ponderazioni e calcoli specifici per settore, sono disaggregati spazialmente a livello comunale. L'approccio "*bottom-up*", invece, parte da dati a livello comunale o addirittura dall'oggetto specifico dell'emissione e, con queste informazioni e gli specifici fattori di emissione, calcola le emissioni reali a livello locale.

Nella quasi totalità dei casi gli approcci utilizzati per gli inventari sono intermedi ai due tipi, in quanto per alcune emissioni è possibile reperire dati disaggregati mentre per altri è inevitabile un approccio di disaggregazione a partire da dati provinciali.

Per questo motivo si sceglie di adottare un approccio "*bottom-up*" per tutti i settori di controllo diretto da parte dei Comuni, mentre un approccio di tipo "*top-down*", con relative elaborazioni dei dati, per i settori relativi ai consumi energetici indiretti, quali ad esempio le attività di servizi, l'edilizia residenziale e i trasporti privati. Questo approccio si rende necessario perché attualmente non è possibile reperire dati disaggregati a livello comunale nei settori appena citati.

La metodologia ENEA prevede di proporzionare a livello comunale i dati disponibili ai livelli superiori (*downscaling*) combina dati aggregati provinciali con variabili locali (popolazione, superficie edificata e variabili di ponderazione) per ottenere stime comunali sempre più robuste e comparabili.

In continua evoluzione, riteniamo di dover ancora affinare il calcolo facendo riferimento alle metodologie più recenti come il *dasymetric mapping* e i modelli di *machine learning* (es. PLS regression e Cubist). Ad esempio, stiamo valutando, per i consumi residenziali e terziario, di aggiungere variabili socio-economiche (densità abitativa, reddito) per calibrare meglio il consumo specifico.

È importante sottolineare che, per quanto sofisticate possano essere le metodologie di *downscaling*, la loro capacità di rappresentare accuratamente le condizioni locali presenta dei limiti intrinseci. In particolare, queste tecniche tendono a riprodurre con buona affidabilità gli andamenti medi e i trend statistici generali, ma risultano meno efficaci nel descrivere le singolarità rispetto alla distribuzione provinciale o regionale di riferimento. Tali metodologie sono molto utili per comparare territori affini o analizzare trend temporali.

In termini pratici, un Comune che, all'interno della propria provincia, mostri valori fortemente divergenti (dalla media provinciale) – ad esempio consumi energetici pro capite significativamente inferiori per effetto di politiche di efficienza particolarmente efficaci, oppure al contrario consumi superiori dovuti a inefficienze strutturali – tenderà a non essere correttamente rappresentato dal modello. In questi casi, le stime ottenute mediante *downscaling* rischiano di appiattire tali deviazioni verso la media provinciale, riducendo la sensibilità delle analisi proprio nei confronti delle esperienze più virtuose o più critiche.

Contesto di riferimento

Le premesse al calcolo descritte all'inizio del documento sono pertinenti anche per il settore residenziale e terziario.

Infatti, anche in questo caso, definire a livello locale l'incidenza del settore residenziale e terziario sulle emissioni partendo dai dati diretti sui consumi è impresa difficile, in quanto presupporrebbe di conoscere le informazioni puntuali sulle forniture all'interno del territorio comunale, riguardo le principali fonti (metano, gpl, biomasse, gasolio, energia elettrica).

Ad oggi, per ottenere delle stime il più realistiche possibili, su base annuale, è necessario procedere con delle stime partendo da fonti di dati certificate ed istituzionali che restituiscono dei dati puntuali a livello provinciale e comunale.

La stima dei consumi di questi settori si basa attualmente su:

- Superfici residenziali e terziarie;
- Consumi provinciale di gas naturale;
- Consumi elettrici provinciali;
- Distribuzione percentuale per fonte di riscaldamento.

I consumi vengono ripartiti proporzionalmente alle superfici 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 Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale⁷, STREPIN.

I dati su cui si fonda il metodo di calcolo relativo al settore edilizio, residenziale e terziario, sono: i m² rilevati, ad uso abitazione, nell'ultimo censimento universale dell'ISTAT⁸ su base comunale; i consumi di metano distribuito per provincia su base annuale, forniti dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE⁹); i consumi elettrici domestici e terziario distribuiti per provincia su base annuale (Terna¹⁰); la distribuzione percentuale su base regionale delle fonti utilizzate nel residenziale per il riscaldamento (ISTAT¹¹).

Il settore terziario nelle indagini ISTAT è rappresentato in unità immobiliari. Allo stesso modo i dati catastali sono riportati in numero di "vani" per unità immobiliari. Quindi, per ottenere una misura in m² che consenta di procedere con una stima sui consumi energetici abbiamo preso come riferimento la distribuzione della superficie in m² tra residenziale e terziario riportata dal CRESME (Centro Ricerche Economiche Sociali di Mercato per l'Edilizia e il Territorio) nel secondo rapporto su Energia e Costruzioni, pari a 0,27. Tale distribuzione viene applicata al valore di superficie residenziale riportato dal già citato censimento ISTAT.

Fonte Dati

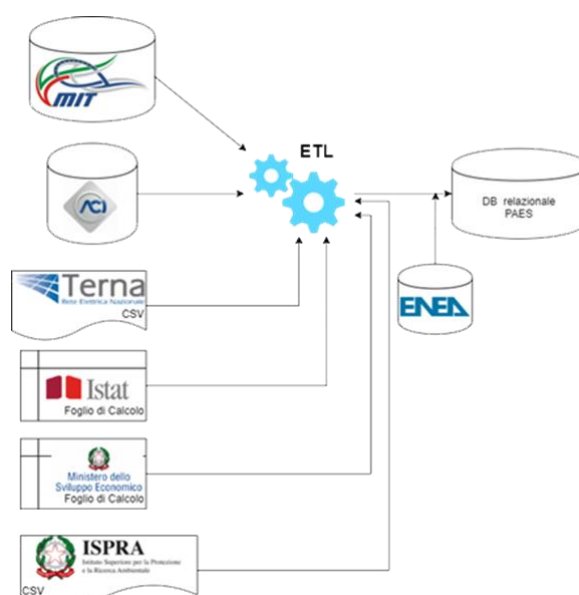


Figura 1 - Rappresentazione delle fonti dati a cui attinge la Piattaforma PAESC di ENEA.

⁷ Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2020

⁸ http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DICA_ABIT_PR_COM#

⁹ https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_consumi_provinciali.php

¹⁰ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico>

¹¹ <https://www.istat.it/informazioni-sulla-rilevazione/consumi-energetici/>

La metodologia utilizzata per la piattaforma ENEA-PAESC elabora dati allo scopo di stimare, su base comunale, i consumi di energia finale (suddivisa per vettori energetici, settori, tipologie tecniche, ecc..) ed emissioni di CO₂.

Come rappresentato in Figura 1, la metodologia adottata usa ed integra informazioni provenienti da diverse fonti di dati pubbliche, ognuna delle quali ha diversi livelli di aggregazione e codifica. I dati pubblici sono disponibili in vari formati, devono essere estratti/scaricati, trasformati e integrati nello stesso database. Il processo è codificato su base territoriale (codice ISTAT comunale). Di seguito e in Tabella si riepilogano le fonti di dati con l'ultimo anno di aggiornamento:

- **ISTAT**: il portale Istituto Nazionale di Statistica, fornisce informazioni relative alla superficie delle abitazioni residenziali, della popolazione e dell'energia necessaria per il riscaldamento usata nelle abitazioni, divisa per combustibile;
- **TERNA**: proprietario e gestore della rete di trasmissione dell'energia elettrica, fornisce i valori del consumo di energia elettrica per le province italiane diviso per settore;
- **MASE**: il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, fornisce i dati sul consumo di gas naturale, mette a disposizione i consumi di gas naturale misurati alla rete di distribuzione suddiviso per provincia;

Tabella 1 - Fonti pubbliche dei dati utilizzati dalla Piattaforma PAESC di ENEA.

Fonte	Descrizione	Ultimo anno di aggiornamento
ISTAT	SUPERFICIE RESIDENZIALE	2011
ISTAT	POPOLAZIONE	2024
ISTAT ISTAT	FONTE ENERGETICA DI RISCALDAMENTO RESIDENZIALE	2013 +2021
TERNA	CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA RESIDENZIALE E TERZIARIO	2023
MASE	GAS NATURALE CONSUMATO NEL RESIDENZIALE E TERZIARIO	2023

Censimento della popolazione e abitazioni

Da ISTAT è possibile accedere al censimento della popolazione (numero abitanti per Comune)¹² e al censimento della superficie residenziale (numero abitazioni, superficie in m² abitata)¹³. Come già detto il codice ISTAT è il codice con cui si è scelto di collegare e integrare i dati tra le varie fonti, esso identifica univocamente la denominazione del Comune, della provincia e della regione¹⁴. L'elenco aggiornato dei Comuni italiani si può scaricare sempre dal sito ISTAT¹⁵.

Vengono memorizzati solo i dati a livello comunale, quelli provinciali e regionali si possono ottenere ovviamente per somma in base all'opportuno livello di aggregazione.

¹² <https://www.istat.it/it/popolazione-e-famiglie?dati>

¹³ http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DICA_ABIT_PR_COM#

¹⁴ <https://www.istat.it/it/archivio/6789>

¹⁵ <https://www.istat.it/storage/codici-unita-amministrative/Elenco-comuni-italiani.xls>

Dati sul consumo di gas naturale

Il MASE mette a disposizione i consumi di gas naturale misurati alla rete di distribuzione suddiviso per provincia¹⁶ La Piattaforma PAESC tiene anche conto dei Comuni non metanizzati¹⁷.

Dati energia elettrica

TERNA¹⁸ fornisce i valori del consumo di energia elettrica per le province italiane diviso per settore: domestico, terziario, trasporti e industriale.

Ai fini del calcolo dell'emissione di gas serra dovuta al consumo di energia elettrica per i comuni di CMM, sono stati presi in considerazione il settore "domestico", corrispondente al "residenziale", e il settore "terziario".

Schema esplicativo dei dati riportati

Campo	Descrizione
nome	Nome del comune
codice_istat	Codice univoco identificativo del comune (ISTAT)
energia residenziale	Energia equivalente (kWh) calcolata per il settore residenziale
energia terziario	Energia equivalente (kWh) calcolata per il settore terziario
vettore	Vettore energetico (energia elettrica*, biomassa, metano, gpl, gasolio)
quantità residenziale	Quantità di energia consumata (kWh se energia elettrica, Sm ³ se metano, kg se combustibile solido/liquido) calcolato nel settore residenziale
quantità terziario	Quantità di energia consumata (kWh se energia elettrica, Sm ³ se metano, kg se combustibile solido/liquido) calcolato nel settore terziario
CO2 residenziale	Quantità di CO ₂ emessa (t), calcolata nel settore residenziale
CO2 terziario	Quantità di CO ₂ emessa (t), calcolata nel settore terziario

* Nelle tabelle vengono riportate due voci relative al consumo di energia elettrica:

- energia_elettrica_terna: riporta tutto il consumo di energia elettrica secondo quanto riportato dalla fonte TERNA, e comprende tutti i consumi di energia elettrica nel comune relativi al settore considerato.

- energia_elettrica: è il consumo di energia elettrica usato per il riscaldamento, è stato calcolato a partire dalla ripartizione delle fonti usate per il riscaldamento secondo ISTAT, e non deve essere sommato alla voce di cui sopra in quanto già compreso.

¹⁶ https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_consumi_provinciali.php

¹⁷ D.P.R. del 26 agosto 1993 e decreti successivi

https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=1999-10-19&atto.codiceRedazionale=099A8837&elenco30giorni=true

https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=1999-10-30&atto.codiceRedazionale=099A9146&elenco30giorni=false

<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2013/03/08/57/sg/pdf>

¹⁸ Fonte: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico>

Download:

https://www.terna.it/Portals/0/Resources/visualagency/data/evoluzione_mercato_elettrico/regioni/abruzzo_consumi.xlsx

6.2. Allegato III - Focus edifici pubblici

Sulla base dei dati di superficie dei fabbricati di proprietà dei comuni e delle Città metropolitane messi a disposizione dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), è possibile svolgere un censimento degli edifici pubblici presenti sul territorio di Città metropolitana di Milano ed effettuare una stima dei consumi da essi derivati. Vista la disponibilità dei dati, si fornisce a Città metropolitana di Milano (CMM), ad integrazione dei dati di consumo energetico e delle emissioni di CO₂ estrapolati dalla Piattaforma PAESC di ENEA, come da relazione "Nota Metodologica", una panoramica dello stato attuale degli edifici di proprietà dei Comuni del territorio metropolitano e di CMM stessa.

Il Ministero dell'Economia dal 2015 ha attivato un "applicativo immobili" all'interno del "[Portale Tesoro](#)", ai sensi dell'art. 2, comma 222, della legge n. 191 del 2009 (legge finanziaria 2010), attraverso cui le amministrazioni pubbliche comunicano i dati dei propri beni immobili (fabbricati e terreni).

I dati, disponibili presso il sito "[Open data immobili PA](#)", sono liberamente scaricabili in formato CSV ed elaborabili.

Per quanto riguarda il patrimonio immobiliare di proprietà dei comuni di CMM e di CMM stessa rappresentato nella relazione, si fa riferimento al database del 2022 che raccoglie dati comunicati al 31 dicembre 2022.

A questa data sono considerate dal MEF "inadempienti" le seguenti amministrazioni comunali: Besate, Bubbiano, Buscate, Gessate, Inzago, Marcallo con Casone, Motta Visconti, Nosate, Pozzo, d'Adda, Robecchetto con Induno, San Vittore Olona, Senago, Trezzano Rosa, Trezzano sul Naviglio, Vanzago. Ciò implica che questi comuni non hanno caricato sulla piattaforma i dati degli immobili da essi detenuti.

Tutte le altre amministrazioni comprese nel territorio metropolitano e CMM stessa risultano adempienti e sottoscrittori della dichiarazione di completezza che sancisce il fatto di aver inserito tutti i beni immobili pubblici detenuti.

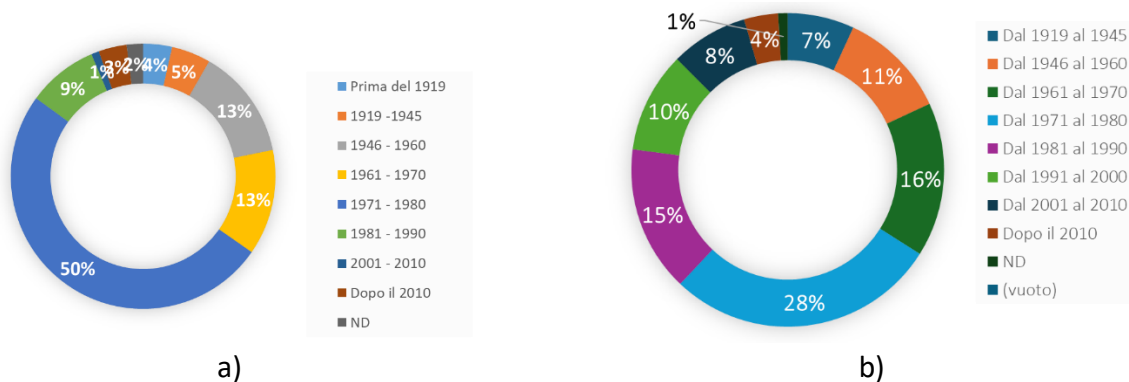


Figura 1 - Distribuzione per epoca di costruzione delle superfici degli immobili di proprietà dei comuni (a) e di Città metropolitana di Milano (b). Fonte: Open Data Immobili PA 2022

Dalla Figura 1 si osserva come in generale il parco immobiliare pubblico sia vetusto e quello di proprietà di CMM ancora di più rispetto a quello dei comuni. Circa l'85% e il 70% delle superfici immobiliari appartenenti rispettivamente a CMM e ai Comuni, sono in edifici costruiti prima della legge 373/1976, il primo riferimento significativo in termini di requisiti costruttivi per il risparmio energetico. Così come il 94% per CMM e circa l'85% per i comuni, sono le superfici immobiliari costruite prima della pubblicazione della Legge 10/1991¹⁹ che ha introdotto importanti requisiti, ancora più stringenti, per il risparmio energetico negli edifici.

¹⁹ Legge 10/1991 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

Gli immobili costruiti dopo il 2005 (riferimento DLgs 192/2005²⁰) e dopo il 2015 (Decreto Requisiti Minimi²¹) sono la stretta minoranza in entrambi i casi.

Dai dati del MEF è possibile ricavare anche la distribuzione delle superfici per destinazione d'uso dei fabbricati. Sono state selezionate quelle che riguardano immobili riscaldati e di seguito si riportano le due distribuzioni.

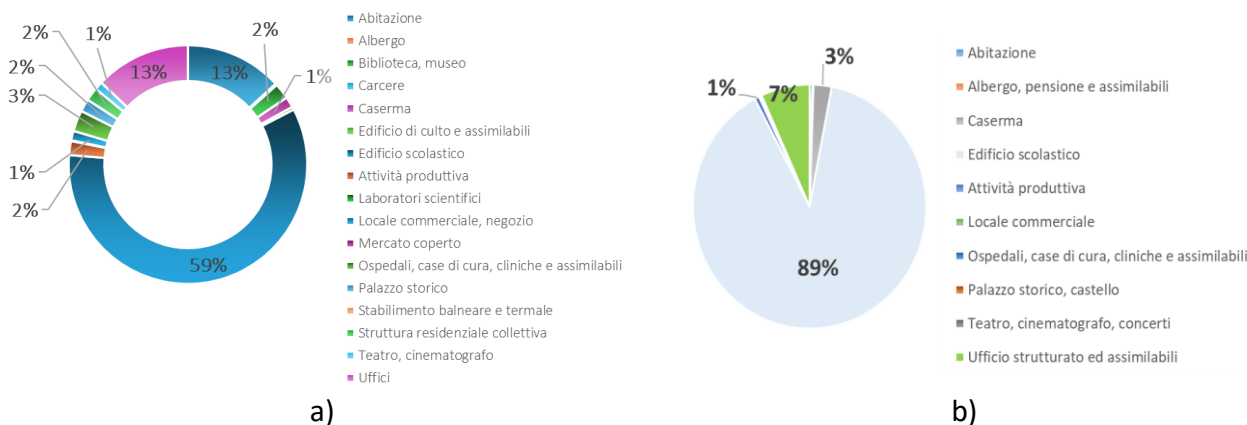


Figura 2 - Distribuzione superfici immobili di proprietà dei comuni (a) e di CMM (b) per destinazione d'uso. Fonte: Open Data Immobili PA 2022.

Dalla Figura si evince come gli immobili di proprietà dei comuni abbiano una destinazione d'uso più varia di quelli di CMM dove risultano nettamente prevalenti le scuole, 89%.

Grazie alla disponibilità degli indicatori di consumo di energia medio annuale ponderato per zona climatica e per destinazione d'uso, riportato dalla STREPIN²², è possibile effettuare una stima dei consumi di energia degli immobili appartenenti ai comuni di CMM e a CMM stessa. Dalla seguente Tabella, risulta un consumo di 159,3 GWh annui per gli immobili di proprietà di CMM e 5.499,7 GWh annui per gli immobili di proprietà dei comuni.

²⁰ Attuazione della direttiva (UE) 2018/844, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia, e della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia

²¹ Decreto interministeriale 26 giugno 2015 - Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici

²² Strategia per la Riquilificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2020

Tabella 2 Stima dei consumi degli edifici di proprietà dei comuni e di CMM per le destinazioni d'uso per le quali è disponibile un valore di consumo di energia medio ponderato per zona climatica.
Fonte: elaborazione ENEA su dati MEF e STREPIN.

	CMM	Comuni	Consumi medi annuali ²² kWh/m ² anno	CMM	Comuni
	Somma di Superficie	Somma di Superficie		Consumo annuale	Consumo annuale
	m ²	m ²		MWh/anno	MWh/anno
Abitazione	3.792	659.776	160	607	105.564
Albergo, pensione e assimilabili	1.837	1.156	260	478	301
Caserma	26.230	108.032	nd	-	-
Edificio scolastico	930.407	2.954.525	150	139.561	443.179
Attività produttiva	6.585	95.012	nd	-	-
Locale commerciale	1.092	64.438	nd	-	-
Ospedali, case di cura, cliniche e assimilabili	594	143.021	nd	-	-
Palazzo storico, castello	1.021	86.038	nd	-	-
Teatro, cinematografo, concerti	1.358	55.895	nd	-	-
Ufficio strutturato ed assimilabili	70.497	18.681.615	265	18.682	4.950.628
Totale	1.043.413	159.456		159.327	5.499.671