

**Paola Caputo**

Dipartimento di Architettura, Ingegneria delle Costruzioni e Ambiente Costruito (ABC), Politecnico di Milano.

Ingegnere per l'ambiente e il territorio con dottorato in Energetica, nel 2002 diviene ricercatore di ruolo di fisica tecnica ambientale al Politecnico di Milano, dove diventa Professore Associato nel 2017. In tale ambito svolge attività didattica e di ricerca sui temi dell'efficienza energetica, dell'integrazione di fonti rinnovabili e dell'ottimizzazione di sistemi energetici a scala di edificio, quartiere e città. Ha partecipato a numerosi progetti di ricerca nazionali e internazionali, pubblicandone i risultati in diversi ambiti scientifici.

1. INTRODUZIONE

Sezione pompaggio - Centrale TLR a biomassa

Fonte: Giovanni Riva



La sezione tecnica della presente pubblicazione illustra i risultati ottenuti in termini di prestazioni energetiche e ambientali di 65 impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa associati FIPER.

Il coinvolgimento di un significativo numero di operatori e l'analisi delle varie iniziative hanno permesso

di definire un quadro rappresentativo della realtà italiana del settore, stimolando un confronto costruttivo sul livello di efficienza energetica oggi conseguito, sul legame con il territorio e sulle molteplici ricadute di carattere extra-energetico. Tra i vari obiettivi del lavoro un aspetto saliente ha riguardato l'analisi degli aspetti suscettibili di miglioramento tecnologico e gestionale, indicazioni utili per definire le potenzialità del settore a livello nazionale.

2. METODO DI RACCOLTA DEI DATI

Al fine di raccogliere le informazioni necessarie nel corso del 2017 si è proceduto alla definizione di un apposito questionario (Allegato 1) poi trasmesso agli associati FIPER. Il questionario è stato organizzato per raccogliere dati di tipo:

- generale (sede, il tipo di gestione, il/i comune/i serviti, ecc.);
- tecnico (tipologie e caratteristiche delle caldaie, energetiche, alla rete di trasporto del calore e all'utenza);
- energetico (consumi di combustibile, energia prodotta, venduta, ecc.);
- ambientale (informazioni sulle emissioni in atmosfera);
- economico (informazioni relative alle più importanti voci di bilancio).

Installazione rete TLR in comune alpino

Fonte: Giovanni Riva



In aggiunta a questi dati raccolti sul campo si sono tenuti da un lato numerosi confronti con i referenti degli impianti associati, dall'altro si sono consultati dati disponibili nella letteratura tecnica e in altri data-base di settore (annuari AIRU, dataset della Regione Lombardia, database della Provincia Autonoma di Bolzano, ecc.).

La messa a sistema di tutte le informazioni ha consentito la definizione di un campione significativo di 65 impianti che sicuramente può essere considerato rappresentativo non solo degli impianti associati, ma anche dell'intero panorama nazionale degli impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa.

3. CARATTERISTICHE DEL CAMPIONE ANALIZZATO

Veduta del Pizzo Scalino

Fonte: Giovanni Riva



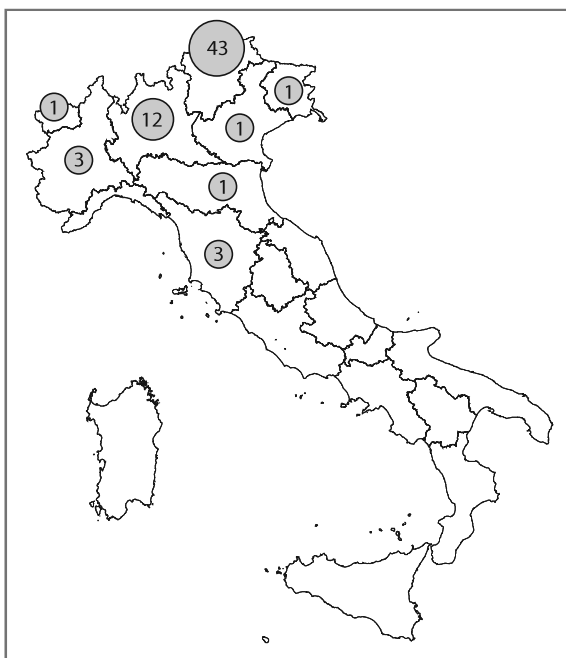
In generale, le caratteristiche e le dimensioni di ciascun impianto analizzato dipendono dall'effettiva disponibilità di biomassa, dalle condizioni orografiche e morfologiche, dalla volumetria complessiva, dalla destinazione d'uso degli edifici da riscaldare e dal quadro programmatico vigente.

Le esperienze relative al contesto italiano fanno riferimento a potenze termiche contenute (< 1 MW), a sistemi di media potenza (1-6 MW) e a sistemi relativamente grandi (10-20 MW e oltre). È inoltre possibile affiancare alla generazione termica dei moduli di tipo cogenerativo. Va tenuto conto che, all'aumentare delle dimensioni e della complessità delle diverse configurazioni, assumono sempre maggiore importanza gli aspetti legati all'approvvigionamento (raccolta, trasporto e stoccaggio), alle caratteristiche del combustibile (dimensioni, contenuto di umidità e potere calorifico), che sono fortemente variabili in funzione del luogo e delle condizioni di raccolta, e alla corretta gestione dell'abbinamento tra l'andamento della domanda di energia, la produzione, l'accumulo, la distribuzione e la contabilizzazione del calore.

3.1. Distribuzione per zone geografiche e climatiche

La rappresentazione geografica dei dati di localizzazione raccolti costituisce un'interessante informazione per tutti gli attori coinvolti nel settore. Tale rappresentazione può essere impiegata anche per favorire sinergie derivanti dalla sovrapposizione cartografica del dato di potenza installata con altre informazioni legate alla densità abitativa, alla presenza della risorsa locale, alle condizioni climatiche, morfologiche, infrastrutturali (ad esempio, presenza della rete del gas metano e di sistemi di cablaggio per la connessione internet veloce) e idrogeologiche.

Figura 1: localizzazione e dati salienti del campione oggetto dell'analisi



Sebbene non sia stato possibile riprodurre una vera e propria rappresentazione geografica per ciascun impianto, i dati di seguito riportati fanno emergere, come è naturale, una forte concentrazione degli impianti nel nord-entro Italia. In particolare, la maggior parte della potenza installata si concentra nelle aree non metanizzate di due sole regioni del nord Italia: Trentino-Alto Adige e Lombardia. Mentre, è interessante notare come alcune aree appenniniche del centro Italia, potenzialmente adatte alla realizzazione di impianti di teleriscaldamento a biomassa, non siano fino ad ora state coinvolte (figura 1).

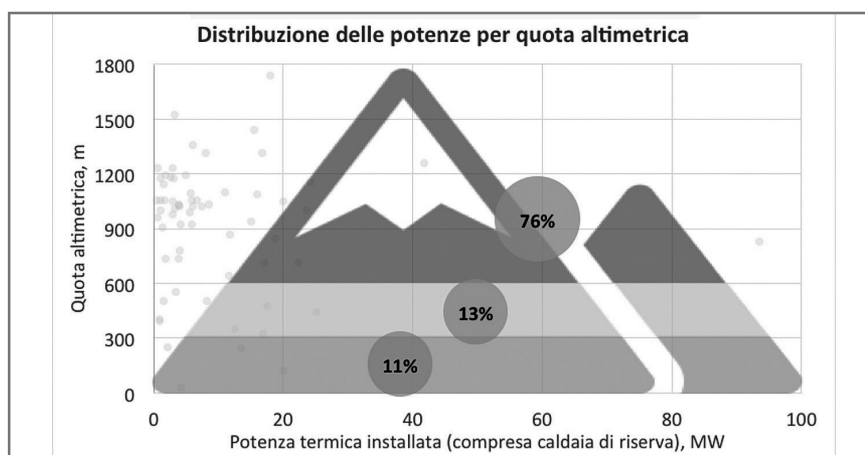
Con un totale di 367 MW a biomassa, il campione rappresenta il 77% degli impianti associati in numero e l'83% in termini di potenza termica delle caldaie a biomassa installate nelle centrali termiche.

Nel campione analizzato, è evidente la predominanza di impianti di piccola taglia, compatibili con l'approccio della valorizzazione sostenibile delle risorse localmente presenti. I dati di potenza installata acquisiti sono stati elaborati ricavando dei valori medi regionali. Per questo indice, il valore più elevato è quello che caratterizza gli impianti lombardi, con circa 10 MW di potenza media a biomassa per impianto⁽¹⁾. Dei

(1) Per completare i dati di altitudine e i gradi giorno si è fatto riferimento a: <http://www.comuni-italiani.it/014/060/clima.html>

65 impianti analizzati, pochissimi si trovano in aree non montane, come si evince dalla figura 2, che descrive la potenza installata per fasce altimetriche.

Figura 2: distribuzione del campione oggetto dell'analisi in funzione della quota altimetrica e della potenza installata



La forte presenza di questi impianti in territori montani conferma l'imprescindibile legame tra l'approvvigionamento locale della biomassa legnosa derivante dalla filiera bosco-legno e il suo impiego energetico.

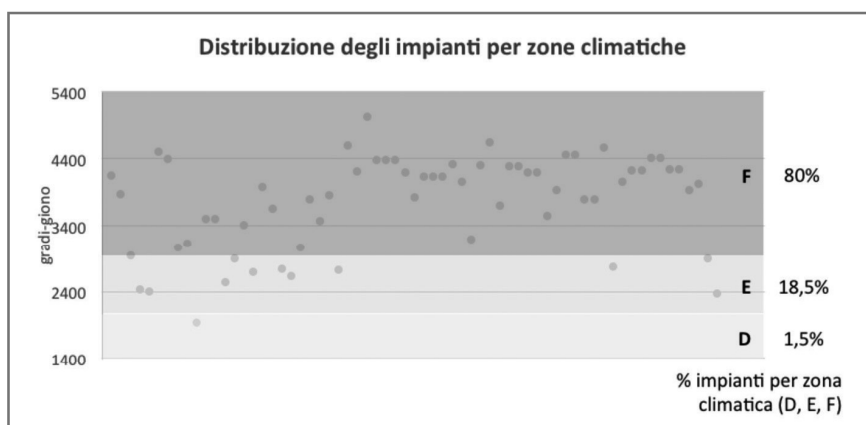
Questa peculiarità ha ripercussioni sulla struttura, sullo sviluppo e sulla gestione della rete di distribuzione, che deve sostenere percorsi piuttosto tortuosi e dislivelli considerevoli. Le condizioni morfologiche dei territori hanno importanti effetti sulle prestazioni economico-energetico-ambientali degli impianti e vanno considerate nell'interpretazione dei risultati contenuti nelle successive sezioni del presente studio. L'analisi delle peculiarità operative, infatti, può stimolare interessanti riflessioni utili all'ottimizzazione della distribuzione del calore sperimentando diversi scenari operativi, tra cui i sistemi di accumulo, la definizione dei profili di temperatura, l'integrazione di altre fonti energetiche locali, ecc.

Le condizioni climatiche sono uno dei fattori più importanti per la verifica della fattibilità tecnico-economica degli impianti di teleriscaldamento. Infatti, circa l'80% dei casi analizzati opera in comuni appartenenti alla zona climatica F, caratterizzati da un inverno lungo e rigido, ovvero da un clima con un numero di gradi giorno⁽²⁾ superiore a 3000 (figura 3). Ciò permette di vendere calore all'utenza per un periodo sufficientemente lungo e con un andamento piuttosto costante nella stagione invernale. Tuttavia, la presenza di impianti in zona climatica E e D sottolinea come tale tecnologia sia fattibile anche in zone climaticamente più miti. Proprio in queste zone potrebbe diventare strategico, a livello tecnico ed economico, valutare la possibilità

(2) I gradi giorno di una località rappresentano la somma estesa a tutti i giorni della stagione di riscaldamento, delle differenze positive giornaliere tra la temperatura desiderata, fissata convenzionalmente a 20°C, e la temperatura media esterna giornaliera

di utilizzare il calore prodotto con finalità di teleraffrescamento, di promuovere sistemi trigenerativi e un eventuale uso di calore in cascata, anche con sistemi a bassa temperatura. Altri sviluppi della ricerca potrebbero riguardare l'integrazione di altre fonti rinnovabili locali, con particolare riferimento al funzionamento degli impianti nella stagione estiva, nel caso della sola produzione di acqua calda sanitaria.

Figura 3: distribuzione del campione oggetto dell'analisi in funzione dei gradi giorno dei comuni su cui operano gli impianti e delle rispettive zone climatiche⁽³⁾



3.2. Evoluzione storica

La realizzazione delle centrali e delle reti degli impianti analizzati inizia verso la fine degli anni '90, in presenza di un regime fiscale particolarmente favorevole per l'uso della biomassa legnosa. Il picco della promozione di tali impianti avviene all'inizio degli anni 2000, grazie anche ad alcune lungimiranti iniziative locali e politiche di incentivazione, come, ad esempio, quelle promosse dalla Regione Lombardia con i bandi del 1999 e del 2004⁽⁴⁾.

Se si analizza l'evoluzione storica per numero di impianti e per potenza installata, si evince che la maggior parte dei sistemi analizzati è entrata in esercizio tra il 2000 e il 2010 e che il picco di potenza complessivamente installata si colloca nel periodo 2000-2005. Inoltre, la maggior parte degli impianti più grandi è entrata in esercizio prima del 2000, mentre gli ultimi anni denotano una penetrazione sul territorio di minore entità (figura 4). Il motivo di tale fenomeno non può essere solo ricondotto a una progressiva saturazione dell'utenza; sicuramente l'evoluzione del contesto economico e fiscale (incluso l'andamento prezzi dei combustibili) e la mancanza di politiche forti di supporto hanno contribuito a rallentare la crescita e il potenziamento di tali impianti.

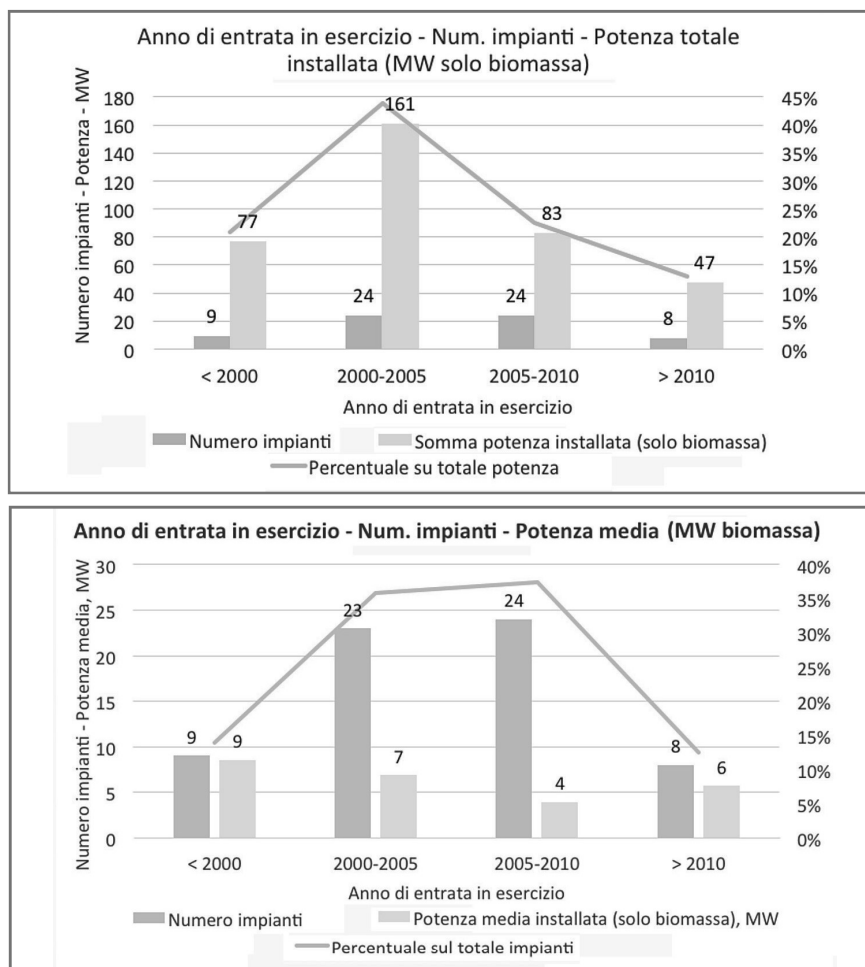
⁽³⁾ Come da DPR 412/1993

⁽⁴⁾ D.G.R. 6/42621 del 1999 e D.G.R. 7/20119 del 2004

Tuttavia, la maggior parte degli impianti entrati in esercizio tra il 2000 e il 2005 è stata interessata, nel corso degli anni successivi, da un apprezzabile incremento della rete e delle utenze allacciate, come dimostra l'aumento della volumetria servita descritta dai referenti di impianto e nella letteratura tecnica (annuari AIRU). Infatti, l'andamento storico della vendita di calore negli ultimi anni, calcolato per circa un terzo degli impianti analizzati, dimostra che:

- si è registrato un incremento della vendita del calore nel 42% dei casi;
- la vendita del calore si è mantenuta pressoché costante nel 20% dei casi;
- si è registrato un decremento della vendita del calore legato nel 38% dei casi, causato molto probabilmente dal cambiamento climatico (inverni in genere più miti) e dall'attivazione di politiche di efficientamento energetico degli edifici.

Figura 4: distribuzione del campione oggetto dell'analisi in funzione dell'anno di entrata in esercizio (64 dati disponibili, valutazione per potenza complessivamente installata e per potenza media)

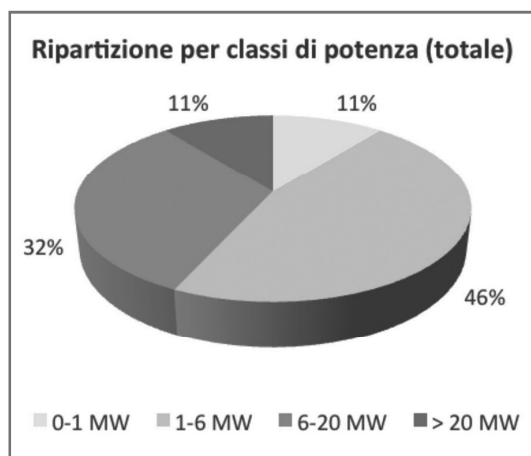


3.3. Dimensioni e contesto operativo

Per analizzare il panorama degli impianti di teleriscaldamento a biomassa in rapporto al contesto nazionale della generazione termica, nella figura 5 viene riportato il dato di potenza di base assicurata dalle caldaie a biomassa (la potenza abitualmente utilizzata nella stagione di riscaldamento) e il dato di potenza complessiva, ovvero la somma della potenza di base e di quella assicurata dalle caldaie di integrazione, in genere alimentate con fonti fossili e azionate in caso di guasto o di picchi estremi di domanda termica da parte dell'utenza.

Il panorama degli impianti analizzati dimostra una netta prevalenza di piccole taglie sia come potenza termica totale sia come potenza termica relativa alla sola biomassa. Infatti, compare un solo impianto (con caratteristiche molto particolari) con potenza complessiva superiore a 50 MW, mentre quasi il 60% degli impianti analizzati ha una potenza termica complessiva inferiore a 6 MW. Tale fenomeno conferma nuovamente il fatto che la dimensione di tali impianti è coerente con la realtà locale, le necessità, le disponibilità e le peculiarità del contesto di inserimento. Ne discende che la gestione di impianti di così piccole dimensioni è stata organizzata con poche risorse e prevedendo un contatto diretto e personale con l'utenza. Tali aspetti non possono essere trascurati nel momento in cui si promuovono nuovi schemi regolatori e nuove indicazioni standardizzate per il monitoraggio delle condizioni operative degli impianti.

Figura 5: distribuzione del campione oggetto dell'analisi in funzione della taglia



Storicamente gli impianti di teleriscaldamento a biomassa si sono sviluppati in zone dove non era presente la rete di distribuzione del gas metano. In tali territori la biomassa legnosa vergine ha potuto sostituire l'uso del gasolio, combustibile sicuramente peggiore sotto il profilo ambientale ed economico. Nel corso del tempo, la progressiva espansione della rete di distribuzione del metano ha sicuramente ral-

lentato lo sviluppo di tali sistemi. Non mancano tuttavia esperienze collocate in aree dove la rete del gas metano è presente. Infatti, circa un terzo degli impianti analizzati opera in aree metanizzate, segno della fattibilità di tali sistemi anche in presenza di un vettore energetico più competitivo.

Inoltre, la recente sentenza con cui sono stati respinti i ricorsi di Amalfitana Gas, Cilento Reti Gas, Selgas Net e di alcuni Comuni della Provincia di Bolzano contro la delibera Arera 704/2016, che aveva introdotto un tetto al riconoscimento in tariffa dei costi per la metanizzazione, segna un interessante spartiacque rispetto a questo tema. Come sottolineato da Walter Righini, Presidente FIPER, la sentenza chiarisce l'opportunità di valutare alternative energetiche per le zone dove la realizzazione della rete del gas metano si dimostrasse economicamente troppo onerosa, condizione ricorrente nei territori a bassa densità abitativa e ridotte attività del settore industriale. La messa in discussione della prassi secondo cui i costi di infrastrutturazione delle reti del gas naturale sono a carico della fiscalità generale potrebbe costituire un ulteriore motivo per promuovere fattivamente le rinnovabili termiche, anche alla luce delle indicazioni del Decreto Legislativo n. 28/2011. Pertanto, i numerosi comuni italiani ricadenti nelle zone climatiche E ed F e privi della rete di distribuzione del gas metano costituiscono realmente un importante potenziale di espansione per gli impianti a biomassa.

Figura 6: distribuzione del campione oggetto dell'analisi in funzione della presenza della rete di distribuzione del gas naturale

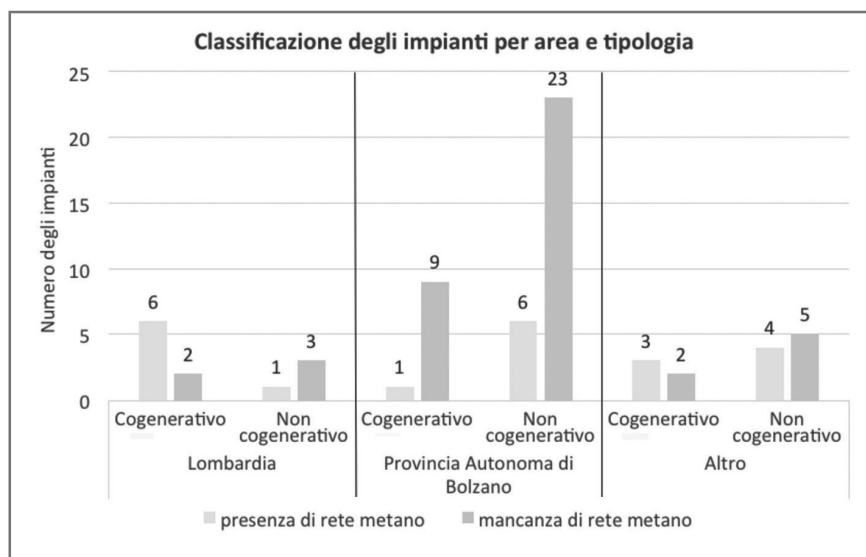


La prevalenza degli impianti analizzati è situata nella Provincia Autonoma di Bolzano e in Lombardia. Per questo motivo si è deciso di snellire la rappresentazione seguente raggruppando geograficamente i 65 casi analizzati in tre classi geografiche: Provincia Autonoma di Bolzano, Lombardia e Altro (figura 7).

Inoltre, il campione dei casi analizzati include sia impianti in esercizio con lo scopo di produrre solo calore e acqua calda sanitaria (ACS), sia impianti con una sezione di cogenerazione di elettricità e calore. Questi ultimi costituiscono circa il 35% dei casi analizzati e, proporzionalmente,

sono principalmente diffusi in Lombardia. In questa regione, dove la maggior parte degli impianti opera in comuni metanizzati, gli impianti operanti in aree non metanizzate funzionano quasi sempre in assetto cogenerativo. Diversamente, più di tre quarti degli impianti localizzati nella Provincia Autonoma di Bolzano operano in aree non metanizzate e la maggior parte non dispone di cogenerazione. Nel resto di Italia la classificazione non è così netta; dipende dal contesto energetico locale.

Figura 7: distribuzione del campione oggetto dell'analisi in funzione di: vettori energetici, area geografica e cogenerazione



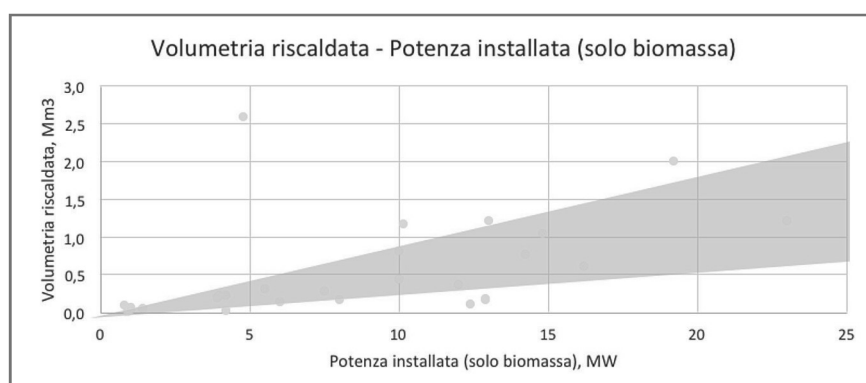
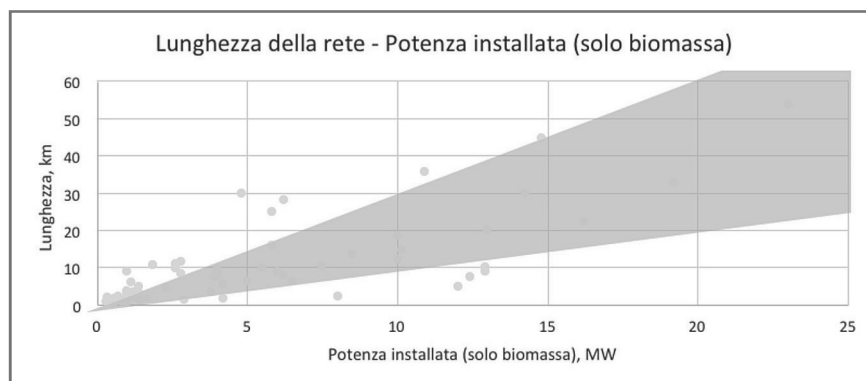
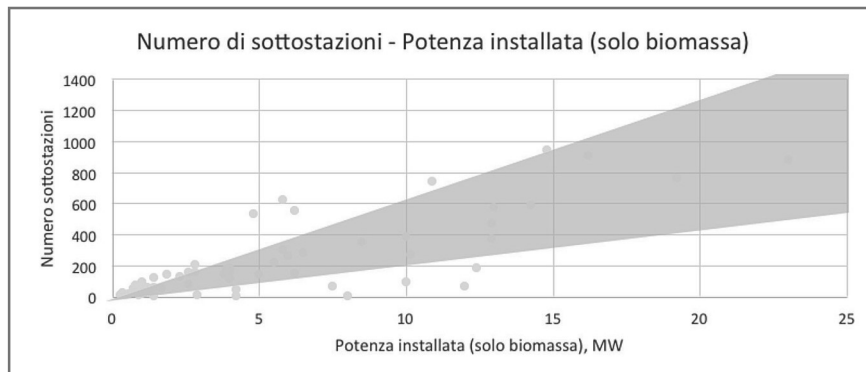
Passando dal lato della generazione termica (o cogenerazione) al lato utenza (domanda termica), il campione dei dati disponibili ci permette di riportare le seguenti osservazioni.

In riferimento al primo grafico della figura 8, le lunghezze delle reti sono generalmente contenute e piuttosto proporzionali alle potenze termiche installate nelle centrali termiche. È possibile pertanto individuare una fascia in cui ricadono i punti di intersezione tra il dato di lunghezza delle reti e il dato di potenza di base installata. Le peculiarità territoriali si traducono in un discreto numero di impianti le cui caratteristiche cadono al di fuori della fascia di correlazione e che in genere indicano casi di utenze più densificate lungo la rete (lunghezze minori a parità di potenza).

In riferimento al secondo grafico della figura 8, i dati relativi al numero di sottostazioni letti in funzione del dato di potenza termica installata di base denotano una maggiore dispersione e un andamento non sempre proporzionale a causa delle peculiarità locali. Un discreto numero di impianti presenta infatti poche sottostazioni concentrate oppure, viceversa, molte sottostazioni disperse lungo la rete.

In riferimento al terzo grafico della figura 8, i dati relativi alla volumetria allacciata letti in funzione del dato di potenza termica di base denotano una forte dispersione dovuta in parte a differenti prestazioni del parco edilizio, differenti mix di destinazioni d'uso e a differenti sistemi di gestione delle reti, variabili da caso a caso.

Figura 8: analisi delle reti, delle sottostazioni e della volumetria allacciata in funzione della potenza a biomassa installata in centrale



4. ASSUNZIONI PER L'ELABORAZIONE DEI DATI

Movimentazione cippato Fonte: Giovanni Riva



I dati raccolti sono stati elaborati con il fine di esplorare e chiarire le prestazioni energetiche e ambientali degli impianti analizzati e confrontarle con quelle delle tecnologie di riferimento dei sistemi sostituiti.

Le assunzioni alla base di tali elaborazioni costituiscono la parte più delicata perché influenzano il calcolo degli indicatori e i risultati complessivi del lavoro. Per questo motivo, sono state consultate diverse fonti di letteratura e sono state effettuate delle analisi di sensitività⁽⁵⁾ rispetto ai parametri più sensibili. In generale, l'approccio tenuto è stato quello di fare riferimento a fonti documentate, coerenti, autorevoli e il più possibile imparziali.

Le assunzioni hanno caratterizzato numerosi parametri utilizzati: le caratteristiche dei combustibili (ad esempio il potere calorifico della biomassa in ingresso, qualora non specificato dai gestori degli impianti associati, la densità per passare da metri cubi steri a tonnellate), le tecnologie di riferimento e i relativi parametri prestazionali energetici e ambientali.

4.1. Caratteristiche dei combustibili in ingresso

Le principali caratteristiche dei combustibili in ingresso sono riportate nella tabella 1. Si descrivono in particolare i poteri calorifici inferiori (PCI) medi della biomassa utilizzata negli impianti analizzati, salvo diversamente specificato dai referenti dei vari impianti, e dei combustibili utilizzati nei dispositivi termici sostituiti.

Tabella 1: assunzioni per la valutazione dell'energia primaria in ingresso

Parametro	Valore	Riferimento
PCI biomassa	9 MJ/kg	Letteratura tecnica e dati riferiti dagli associati
Densità biomassa	250 kg/mcs (*)	Letteratura tecnica e dati riferiti dagli associati
PCI gasolio	36 MJ/l	Letteratura tecnica
PCI gas naturale	34 MJ/Sm ³ (**)	Letteratura tecnica

(*) mcs: metri cubi steri

(**) Sm³: metri cubi in condizioni standard

(5) Analisi per quantificare gli effetti sui risultati indotti da una modifica di uno o più parametri con i quali sono calcolati gli indicatori. Si altera un parametro ritenuto critico e si valutano le conseguenze in termini di risultati. Si desumono informazioni utili per valutarne l'incertezza del risultato. L'analisi non fornisce, tuttavia, alcuna indicazione circa la probabilità che i parametri raggiungano le soglie scelte

4.2. Conversione in energia primaria



Per la conversione dei quantitativi di combustibili utilizzati in energia primaria si è preso come riferimento il DM 26 giugno 2015 (Decreto Requisiti Minimi), che definisce l'applicazione omogenea di fattori di conversione delle fonti energetiche impiegate per la fornitura di servizi energetici agli edifici ai fini della determinazione della loro prestazione energetica. L'Allegato 1 del decreto identifica i fattori di conversione dell'energia fornita per il funzionamento degli impianti in energia primaria, ripartita in energia rinnovabile (EP,ren) e non rinnovabile (EP,nren).

L'attribuzione del fattore di conversione superiore all'unità per i combustibili fossili (1,05 gas e 1,07 gasolio) rappresenta l'impatto dell'intera filiera fossile in termini di energia primaria, antecedente all'impiego del combustibile presso gli utenti finali.

In altri termini, per ogni 100 unità energetiche di gas naturale utilizzato nei nostri edifici, si assume che ne vengano prelevate all'ambiente 105 unità (tabella 2). Dalla lettura dei fattori di conversione riportati nell'Allegato 1 del DM "requisiti mini-

mi”, si evince che la biomassa solida è considerata rinnovabile all'80%. Tale assunzione non è conforme all'opinione comune che ritiene la biomassa legnosa ricavata dalla manutenzione boschiva locale totalmente rinnovabile e impatta ovviamente sui risultati rappresentati nelle sezioni successive. Per questo motivo, a titolo di confronto, le elaborazioni comprendono anche un'analisi di sensitività in cui la quota fossile viene considerata nulla ($fP_{nren} = 0$ e $fP_{ren} = 1$).

Tabella 2: fattori per la conversione in energia primaria non rinnovabile e rinnovabile

Vettore	fP_nren	fP_ren	Riferimento
Gas naturale	1,05	0	DM 26 giugno 2015 (Decreto Requisiti Minimi), Allegato 1 (Articoli 3 e 4): Criteri generali e requisiti delle prestazioni energetiche degli edifici
Gasolio	1,07	0	
Biomassa solida	0,2 (*)	0,8 (*)	
Elettricità da rete elettrica nazionale	1,95	0,47	

4.3. Scenari *ex ante* e rendimenti di conversione energetica

I seguenti dati prestazionali si riferiscono ai componenti tecnologici confrontati con i sistemi di teleriscaldamento considerati nel presente studio. Tali dati servono a definire i cosiddetti sistemi *ex ante*, ovvero quelli che presumibilmente sono stati sostituiti dagli impianti di teleriscaldamento considerati.

Lo scenario *ex ante* convenzionale (*baseline*) è il sistema termico sostituito per la produzione di calore a scopo di riscaldamento e ACS rappresentato da una caldaia a gas nei comuni metanizzati e da una caldaia a gasolio nei comuni non metanizzati⁽⁶⁾, mentre il sistema elettrico sostituito è rappresentato dal mix elettrico nazionale.

Per alcuni indicatori si introdurranno poi altri due scenari di confronto: uno in cui il sistema termico sostituito per la produzione di calore a scopo di riscaldamento e ACS è rappresentato da una pompa di calore e uno in cui si ipotizzano dispositivi termici a legna individuali. Rispetto a questi ultimi, un recente studio riporta come la maggior parte dei dispositivi diffusi sul territorio nazionale sia ancora rappresentato da caminetti e stufe, mentre la diffusione di dispositivi con prestazioni energetiche e ambientali ottimali è ancora limitata⁽⁷⁾.

(6) Per l'elenco dei comuni non metanizzati di è fatto riferimento al D.M. 9 marzo 1999 e successive modificazioni

(7) INNOVHUB STAZIONI SPERIMENTALI PER L'INDUSTRIA, Studio comparativo sulle emissioni di apparecchi a gas, GPL, gasolio e pellet, 2016

Si sottolinea che i valori riportati di seguito fanno riferimento a condizioni medie di funzionamento su base annua che possono differire notevolmente da misurazioni istantanee di tipo puntuale.

I dati tecnici e prestazionali caratterizzanti gli impianti oggetto dell'analisi verranno invece descritti, caso per caso o in forma aggregata, nella parte dedicata al calcolo degli indicatori.

Tabella 3: assunzioni per le prestazioni energetiche delle tecnologie impiantistiche di riferimento (valori medi annui)

Tecnologia/ componente	Rendimento termico, %	Coefficiente di prestazione	Rendimento elettrico, %	Riferimento
Caldaia a gas naturale	85			Elaborazioni a partire dalla norma UNI EN 11300-2 e da dati di letteratura
Caldaia a gasolio	81			
Dispositivo domestico individuale a legna	75			
Pompa di calore		2,5		
Rete elettrica nazionale			48	IsprAmbiente, anno 2015

4.4. Fattori di emissione rispetto all'energia primaria in ingresso

Il fattore di emissione (FE) rappresenta la quantità di inquinante emesso per unità di combustibile consumato.

Secondo quanto affermato da ARPA Lombardia, la scelta dei fattori di emissione costituisce un aspetto particolarmente critico e presenta non pochi problemi di affidabilità.

I FE devono essere scelti in base alle caratteristiche dell'impianto, ricavando i dati dalla letteratura tecnico - scientifica del settore, e adattando i dati bibliografici alla particolare situazione applicativa.

I dati sono generalmente disponibili in funzione del tipo di processo, del tipo di combustione e/o delle tecnologie di depurazione dei fumi.

Per alcuni tipi di combustioni è possibile ricavare i FE di alcuni inquinanti in base alla composizione del combustibile stesso (gas, gasolio).

Nel caso della CO₂, i FE qui considerati sono coerenti con le indicazioni del Decreto Requisiti Minimi e con i fattori di conversione dell'energia fornita ivi definiti. Infatti, come riportato nella tabella 4, la biomassa solida non viene considerata totalmente neutrale sotto il profilo del carbonio.

Tabella 4: CO_{2-EQ}, fattori di emissione (FE) per energia primaria

Vettore	gCO _{2-EQ} /kWh	Note	Riferimento
Gas naturale	210	Tiene conto del fp_nren	Elaborazioni a partire da dati di letteratura
Gasolio	283	Tiene conto del fp_nren	Elaborazioni a partire da dati di letteratura
Biomassa solida	53	Calcolato assumendo il FE del gasolio e il fp_nren della biomassa solida	Elaborazioni a partire da dati di letteratura
Elettricità da rete elettrica nazionale	489 (*)	Riferito al parco di generazione termoelettrica del 2015	Ispra-Sinanet

(*) per kWh di elettricità all'utente finale

In riferimento ai macroinquinanti tipicamente considerati nella comparazione di differenti scenari di approvvigionamento energetico, i FE dipendono dalle concentrazioni di inquinanti nei fumi prodotti dalla combustione che, a loro volta, sono influenzate dal tipo di combustibile, dall'età e dalla manutenzione dei dispositivi di combustione e di filtrazione utilizzati e dai parametri gestionali che governano la combustione (le 3 T: temperatura, turbolenza e tempo). A causa dello stato fisico gassoso, è ovvio che il gas naturale, ad esempio, presenti fattori di emissione, soprattutto per le polveri, decisamente inferiori rispetto a quelli dei combustibili solidi.

Rispetto ai FE riportati nelle tabelle 5, 6 e 7, si segnala che, nella letteratura tecnica consultata, sono presenti valori molto differenti tra loro. Per esempio, alcune fonti possono riportare FE per gas e gasolio inferiori rispetto a quelli descritti di seguito, mentre, rispetto ai FE delle polveri per la biomassa legnosa, l'intervallo dei dati rilevati è molto ampio e può comportare una differenza anche di un fattore 10 o 20 tra l'estremo inferiore e l'estremo superiore a dipendenza del tipo di combustibile e del tipo di dispositivo, come indicato anche nella successiva figura 9 riferita al particolato.

Tabella 5: NO_x, fattori di emissione (FE) per energia primaria

Vettore	mgNO _x /kWh	Riferimento
Gas naturale	137	Elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia
Gasolio	216	Elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia
Biomassa solida	475 (*)	Caserini et al., 20142
Elettricità da rete elettrica nazionale	149 (**)	Elaborazioni a partire da dati Ispra-Sinanet

Tabella 6: polveri (PM), fattori di emissione (FE) per energia primaria

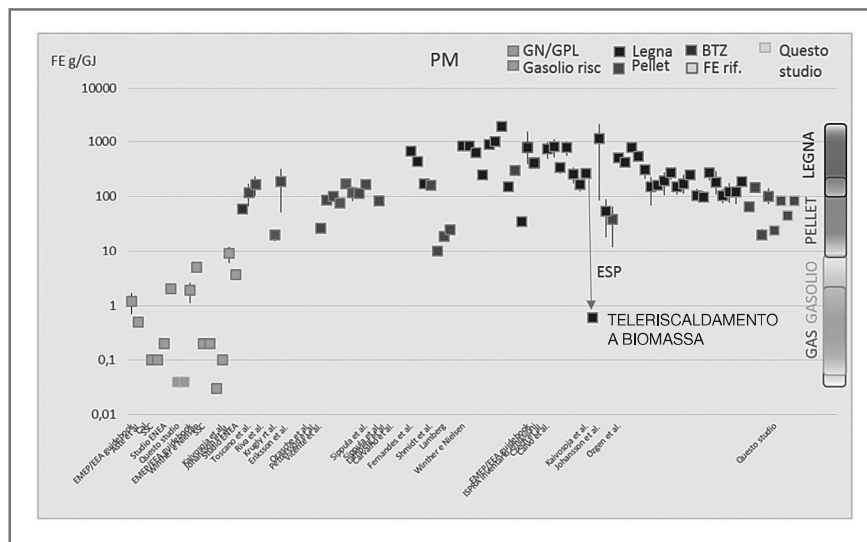
Vettore	mgPM/kWh	Riferimento
Gas naturale	0,72	Elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia
Gasolio	18	Elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia
Biomassa solida	515 (*)	Caserini et al., 2014
Elettricità da rete elettrica nazionale	3,2 (**)	Elaborazioni a partire da dati Ispra-Sinanet

Tabella 7: SO₂, fattori di emissione (FE) per energia primaria

Vettore	mgPM/kWh	Riferimento
Gas naturale	1,8	Elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia
Gasolio	360	Elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia
Biomassa solida	36 (*)	Innovhub
Elettricità da rete elettrica nazionale	71,8 (**)	Elaborazioni a partire da dati Ispra-Sinanet

(*) si assume un valore medio rappresentativo della combustione nei dispositivi domestici italiani
(**) per kWh di elettricità all'utente finale

Figura 9: fattori di emissione delle polveri per differenti sistemi di generazione termica, fonte: InnovHub Stazioni Sperimentali per l'Industria



5. RISULTATI

Scorcio Adda a Tirano

Fonte: Giovanni Riva

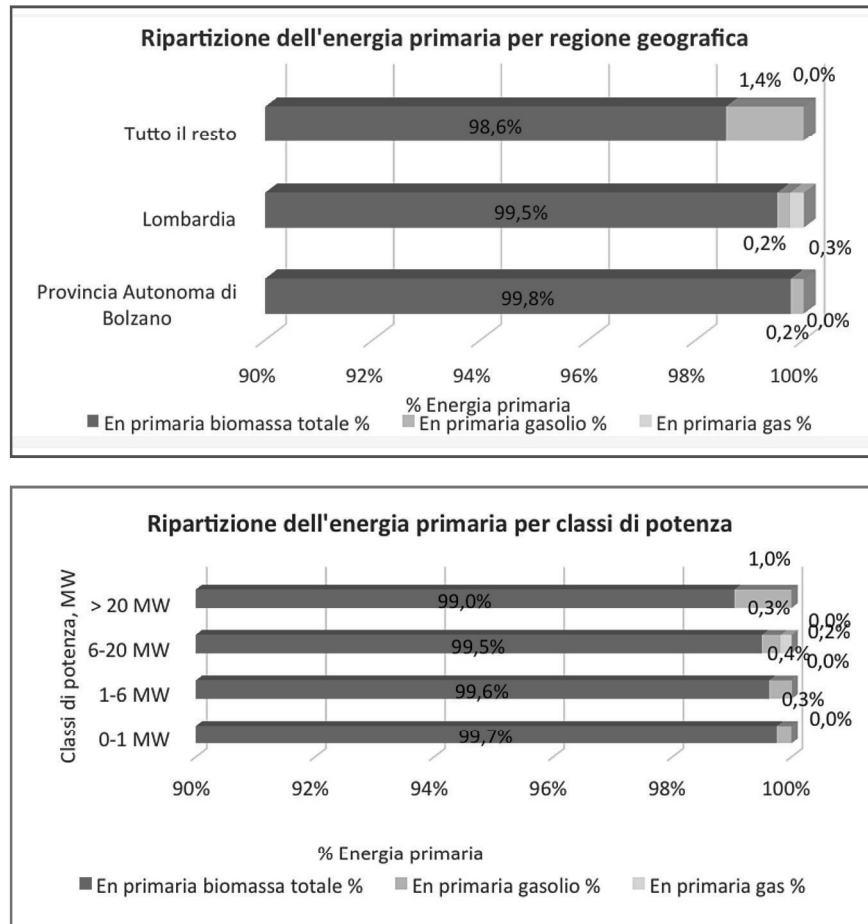


L'elaborazione dei dati raccolti ha consentito di conseguire risultati puntuali in termini di emissioni, di effetti positivi sul cambiamento climatico e sul bilancio del materiale particolato. Le valutazioni sono riferite a un anno solare, tipicamente il 2016 o il 2015, a seconda della disponibilità dei dati.

5.1. Energia primaria in ingresso

Tra i dati di input del database Excel, sono indicati i quantitativi annuali di combustibili in ingresso dei 65 impianti del campione. Globalmente la biomassa rappresenta la quasi totalità dell'energia primaria (EP) in ingresso, consentendo quindi una considerevole valorizzazione delle risorse locali, anche a fronte del fatto che, da una stima preliminare basata sulle informazioni acquisite in termini di bacino di approvvigionamento, circa l'83% di questa risorsa impiegata a fini energetici è di provenienza locale.

Figura 10: valutazione dell'energia primaria in ingresso per regione e per taglia



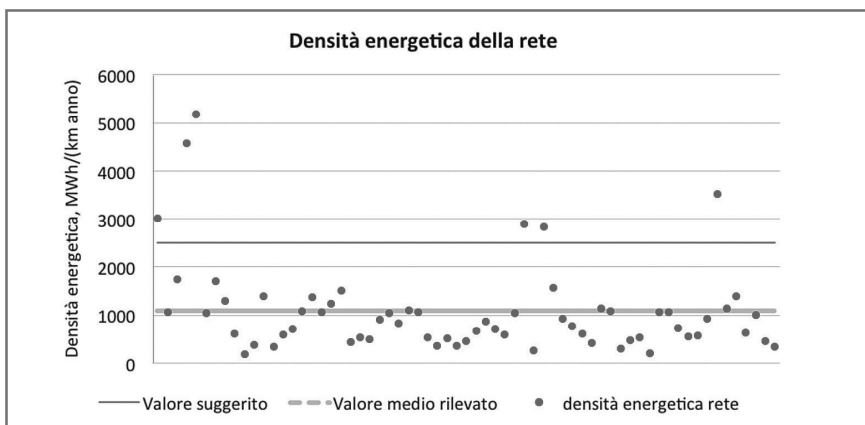
5.2. Distribuzione del calore

I comuni montani, così come i comuni rurali delle aree interne, sono caratterizzati da una bassa densità abitativa. Tuttavia, negli ultimi anni si sta assistendo a un interessante fenomeno di “ritorno” verso la realtà montana da parte di giovani generazioni per avviare nuove attività economiche. Questo fenomeno coinvolge principalmente i comuni dotati di infrastrutture tecnologiche, quali la banda larga e ultra-larga, che permettono lo svolgimento del telelavoro.

La scarsa densità dell'utenza e la presenza di rilievi si traducono in una bassa densità di calore ceduto lungo la rete (figura 11). In alcuni casi la lunghezza della rete viene estesa nel tentativo di creare un'infrastruttura capace di raggiungere tutte le utenze di una località. Poche reti presentano una densità superiore ai 2500 MWh di calore distribuito per chilometro di rete su base annua⁽⁸⁾, tenendo in considerazione sia la stagione di riscaldamento sia la stagione estiva in cui l'unico impiego del calore generato è la produzione di acqua calda sanitaria, in condizioni operative standard, per la fattibilità tecnico-economica delle reti di teleriscaldamento⁽⁹⁾.

Densità maggiori permetterebbero un'efficienza migliore della distribuzione del calore. Nonostante questo parametro sia profondamente legato alle caratteristiche intrinseche dei territori su cui operano le reti, esso non deve essere sottovalutato nella progettazione di nuove reti o dell'espansione di reti esistenti. Ulteriori considerazioni potrebbero discendere a valle del calcolo del medesimo parametro non su base annua, ma rispetto al funzionamento invernale ed estivo degli impianti e a valle di valutazioni tese alla verifica di un'eventuale domanda di energia frigorifera nella stagione estiva.

Figura 11: analisi della densità della distribuzione del calore su base annua in funzione della lunghezza della rete



(8) Valore indicato in letteratura tecnica come limite minimo

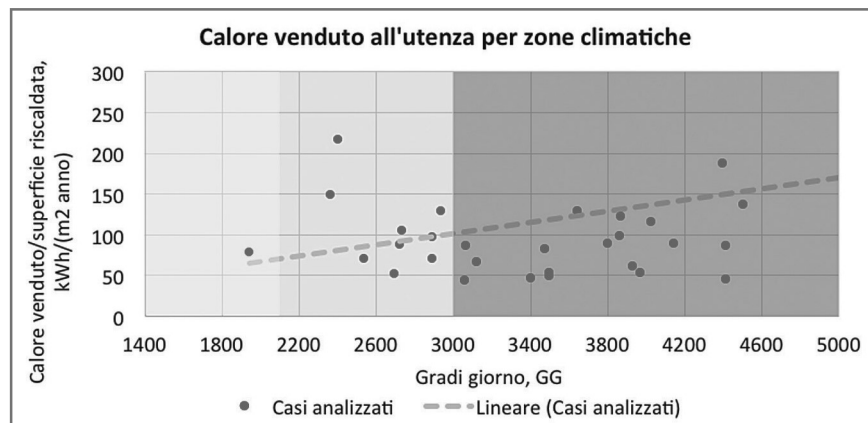
(9) Aste et al., *District heating in Lombardy Region (Italy): Effects of supporting mechanisms*, Sustainable Cities and Society 14 (2015) 43-55

Considerazioni analoghe possono essere riferite all'indice che esprime la densità energetica del territorio, ovvero la quantità di calore distribuito dalla rete rapportato alla superficie di territorio servita dalla rete.

Nella figura 12 si riporta il rapporto tra l'energia termica venduta all'utenza su base annua per riscaldamento e acqua calda sanitaria e le utenze servite. Si riportano, nel dettaglio, i valori relativi ai casi analizzati e la tendenza lineare in funzione dei gradi giorno. L'indicatore calcolato come kWh/(m² anno) può essere assunto come un indice, seppur approssimativo, della prestazione energetica degli edifici presenti sui territori analizzati. Salvo alcune eccezioni, globalmente i risultati descrivono una discreta prestazione del parco edilizio. Va tenuta presente la necessità di monitorare e aggiornare tale indice nel tempo perché, come conseguenza dei provvedimenti finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica nell'ambiente costruito, il patrimonio edilizio sta evolvendo verso domande di riscaldamento sempre minori, con un impatto diretto sulla vendita del calore.

Ulteriori sviluppi dell'analisi potrebbero essere orientati a rivalutare il medesimo indice in riferimento ai differenti usi finali del calore: calore venduto per il solo riscaldamento degli ambienti, calore venduto per la sola produzione di acqua calda sanitaria e calore eventualmente impiegabile in sistemi di teleraffrescamento.

Figura 12: stima della prestazione del parco edilizio in funzione del calore venduto (riscaldamento e ACS) su base annua



5.3. Valutazione degli effetti energetici

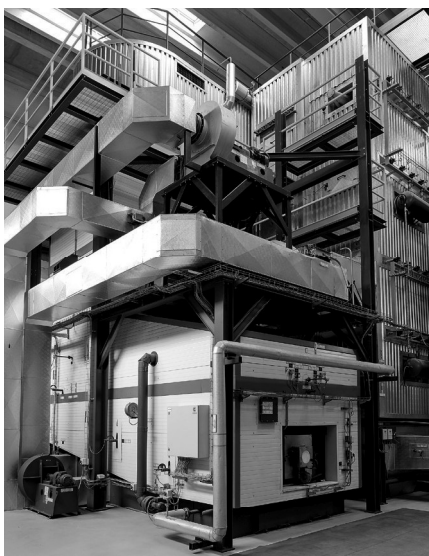
Se rapportato all'impiego di caldaie a gas o a gasolio, il teleriscaldamento a biomassa può offrire ulteriori vantaggi: richiede ingombri ridotti, non presuppone la presenza di serbatoi come nel caso del gasolio, permette l'eliminazione di camini e canne fumarie presso gli utenti, non richiede controlli di manutenzione presso l'utenza, e consente un controllo accurato con supervisione e gestione a distanza. Un ulteriore beneficio riguarda la possibilità di migliorare la classe dell'attestato di prestazione energetica dell'edificio, ove si fa riferimento al consumo di energia primaria fossile, e

di soddisfare i requisiti normativi previsti sull'integrazione delle rinnovabili termiche. Tuttavia, beneficio indiscusso dei sistemi di teleriscaldamento a biomassa è la possibilità di valorizzare con tecnologie appropriate una fonte di energia rinnovabile e programmabile localmente disponibile, che altrimenti non verrebbe valorizzata⁽¹⁰⁾.

5.3.1. Valutazione dei rendimenti di conversione energetica su base annua

Esempio di caldaia a biomassa TLR

Fonte: Giovanni Riva



La valutazione degli effetti della conversione dell'energia primaria contenuta nella biomassa legnosa in calore non può prescindere dal considerare i rendimenti termici e, per i casi cogenerativi, elettrici così calcolati:

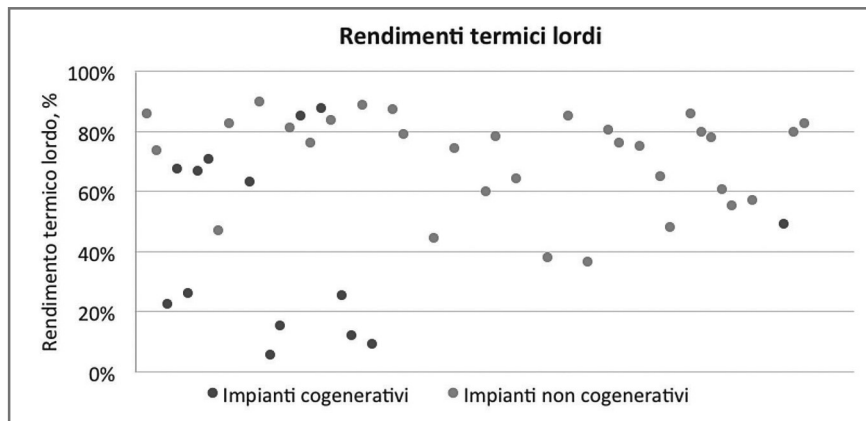
- Rendimento termico: rapporto tra il calore al collettore di centrale e l'energia primaria in ingresso, in percentuale;
- Rendimento elettrico: rapporto tra elettricità prodotta e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione, in percentuale.

I rendimenti termici valutati su base annua sono descritti nella figura 13, dove i valori ottenuti sono differenziati per impianti di sola produzione termica e

cogenerativi. I rendimenti degli impianti di sola produzione termica, valutati su base annua, sono compresi tra il 75% e il 90% e denotano quindi buone prestazioni delle sezioni di generazione termica. I rendimenti più bassi fanno riferimento a impianti per i quali quasi tutta l'energia primaria in ingresso viene destinata alla produzione combinata di elettricità e calore. In questi casi limitati del campione infatti, si predilige la produzione elettrica invece di seguire la domanda di calore richiesta dall'utente finale. Diverso è il caso degli impianti cogenerativi in cui vi è un bilanciamento ottimale della generazione di elettricità e calore, come risulta per gli impianti che presentano prestazioni termiche analoghe a quelle dei sistemi non cogenerativi. Si ribadisce che i rendimenti riportati fanno riferimento al funzionamento medio annuo degli impianti e, pertanto, non vanno confrontati con i rendimenti istantanei puntuali delle caldaie; tutti i rendimenti istantanei del campione oggetto di studio sono superiori all'85%.

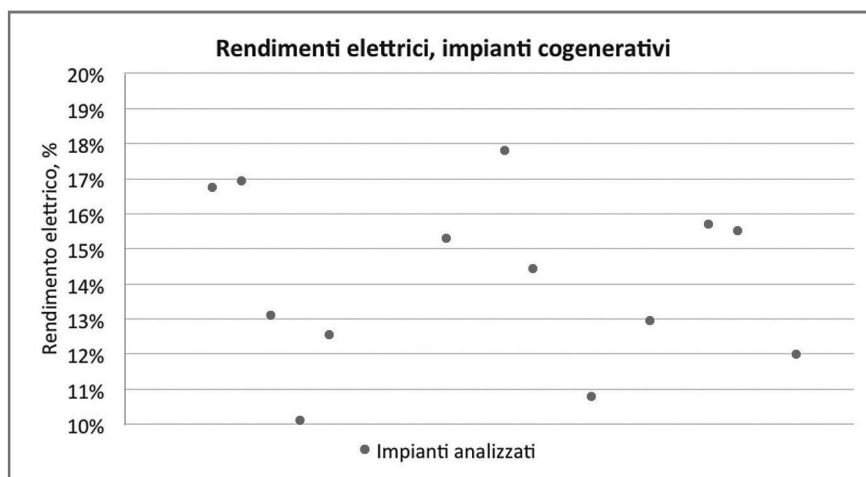
(10) Differenti usi della biomassa legnosa risulterebbero più critici: la generazione elettrica implica rendimenti di conversione bassi e taglie non compatibili con la promozione delle filiere locali; la produzione di biocombustibili non è ancora sufficientemente matura

Figura 13: rendimenti medi annui di conversione termica degli impianti analizzati



Nella figura 14 si riportano i rendimenti elettrici medi annui disponibili per gli impianti cogenerativi. Tali rendimenti, che fanno riferimento solo ai sistemi Organic Rankine Cycle (ORC) alimentati a biomassa, sono compresi tra il 10% e il 18% e pertanto sono perfettamente in linea con le prestazioni abituali di tale tecnologia.

Figura 14: rendimenti medi annui di conversione elettrica degli impianti cogenerativi analizzati



5.3.2 Valutazione dell'efficienza dell'uso e del trasporto del calore su base annua
Il calore prodotto in centrale deve poter essere ceduto alle utenze allacciate nella maniera più efficiente possibile, ovvero riducendo la quota di calore dissipato e di calore disperso lungo la rete di distribuzione.

Nel presente studio, l'efficienza dell'uso e del trasporto del calore è stata valutata prendendo in considerazione la differenza tra calore prodotto in centrale e calore venduto e la differenza tra calore immesso in rete e calore venduto.

Il primo indice permette di valutare l'efficienza complessiva dell'uso del calore prodotto, che è condizionata dalle modalità di gestione, mentre il secondo fa riferimento alle prestazioni della rete di distribuzione⁽¹¹⁾. I risultati ottenuti si collocano in un intervallo di valori piuttosto ampio, a seconda delle condizioni operative dei singoli impianti. I valori più elevati riguardano pochi sistemi di tipo cogenerativo, non rappresentativi della realtà media operativa degli impianti analizzati, in cui si predilige la generazione elettrica.

In generale si può affermare che il miglioramento dell'efficienza dell'uso del calore prodotto e la riduzione delle perdite di rete rappresentano un'importante leva per migliorare le prestazioni complessive degli impianti analizzati. In questo contesto, i sistemi di accumulo, i livelli di temperatura e altri parametri di gestione assumono un ruolo chiave. Il secondo indice, ovvero quello relativo alle perdite lungo la rete di distribuzione, andrebbe ricalcolato in riferimento al calore venduto per il riscaldamento durante la stagione invernale e al calore venduto per la produzione di acqua calda sanitaria nella stagione estiva. La disponibilità di dati su base annua per la maggioranza degli impianti non ha permesso tale valutazione.

Ciononostante, a partire da valutazioni preliminari condotte su alcuni impianti campione, si ritiene di estremo interesse valutare nuovi sistemi di gestione degli impianti nella stagione estiva, integrando altre risorse rinnovabili locali disponibili e ridurre la quantità di calore prodotta a biomassa.

5.3.3. Risparmio di energia primaria fossile

Inverno in Val Savio

Fonte: M. Cervelli



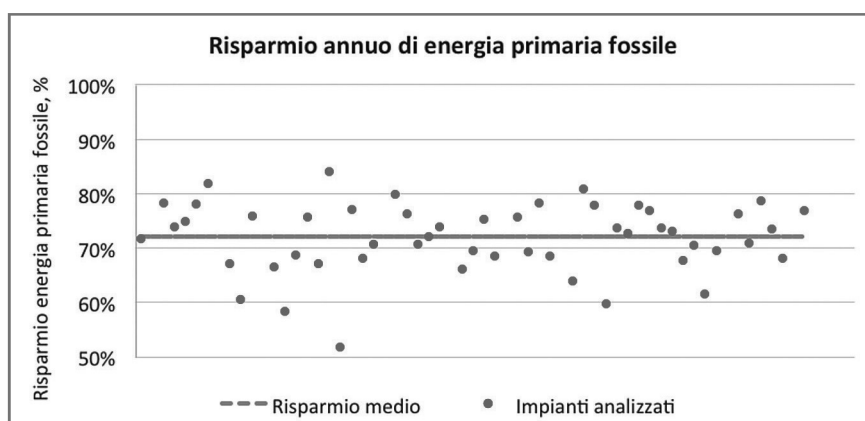
L'uso della biomassa legnosa locale permette ai comuni dove hanno sede gli impianti di intraprendere con maggiore facilità e più rapidamente il cammino verso l'autonomia energetica. Il risparmio di energia primaria fossile conseguibile grazie alla presenza degli impianti analizzati viene calcolato sulla base delle indicazioni fornite dal DM 26 giugno 2015 "Requisiti Minimi" dalla differenza tra il consumo di energia primaria non rinnovabile *ex ante* in riferimento all'utenza allacciata alla rete nella condizione *ex post*) e il consumo di energia primaria non

(11) La differenza tra calore prodotto e calore immesso in rete dipende da quanto calore viene dissipato in centrale e da come vengono organizzati gli accumuli termici

rinnovabile *ex post* dagli impianti analizzati.

A tal scopo, come già descritto nella sezione 4, viene definito uno scenario di confronto *ex ante* di tipo convenzionale (*baseline*) in cui si fa riferimento a caldaie a gas per i comuni metanizzati e a caldaie a gasolio per i comuni non ancora metanizzati. In tutti i casi, per valutare anche i risparmi riferiti alla produzione elettrica da parte di impianti di tipo cogenerativo, nello scenario *ex ante* si ipotizza di prelevare dalla rete elettrica nazionale una quantità di elettricità pari a quella cogenerata nella condizione *ex post*. La figura 15 illustra i risparmi di energia primaria fossile ottenuti, su base annua, nel caso in cui il fattore di conversione in energia primaria fossile (fP_nren) della biomassa solida è posto pari a 0,2, in accordo con le assunzioni riportate nella sezione 4. Globalmente, i benefici sul bilancio delle fonti termiche rinnovabili e sull'energia primaria fossile evitata sono evidenti perché la maggior parte dei risparmi si colloca tra il 60% e l'80%; questo è sicuramente uno dei principali punti di forza degli impianti di teleriscaldamento a biomassa.

Figura 15: energia primaria fossile evitata in termini percentuali per gli impianti analizzati (fP_nren =0,2)



Visto che convenzionalmente la biomassa legnosa localmente disponibile è considerata totalmente rinnovabile, è stata svolta anche un'analisi di sensitività considerando il fP_nren nullo, diversamente da quanto riportato nel DM 26 giugno 2015 citato. In questo caso:

il risparmio di energia fossile >90% per tutti gli impianti di teleriscaldamento a biomassa.

L'analisi di sensitività è stata poi estesa alle tecnologie caratterizzanti la situazione *ex ante*, considerando anche le pompe di calore.

Si è ipotizzato di produrre tutto il calore fornito all'utenza mediante pompe di calore alimentate con elettricità prelevata dalla rete nazionale; tale scenario è stato ipotizzato come contesto di confronto estremo, in coerenza con la possibilità di installare pompe di calore in aree metanizzate e non metanizzate. Anche in questo caso, per

valutare i risparmi riferiti alla produzione elettrica da parte di impianti di tipo cogenerativo, nello scenario *ex ante* si ipotizza di prelevare dalla rete elettrica nazionale una quantità di elettricità pari a quella cogenerata nella condizione *ex post*. I calcoli relativi a tale analisi fanno riferimento alle assunzioni riportate nella sezione 4 e nel DM 26 giugno 2015.

Anche nel confronto con le pompe di calore e con fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile della biomassa pari a 0,2 si rilevano importanti benefici sul bilancio delle fonti termiche rinnovabili e sull'energia primaria fossile evitata: per la maggior parte degli impianti i risparmi di energia primaria fossile si collocano tra il 45% e il 75%, in tre casi intorno all'80% e in 4 casi sotto il 45%.

5.4. Valutazione degli effetti ambientali

Risorse naturali montane

Fonte: Giovanni Riva



Le biomasse agroforestali rappresentano un'importante risorsa per perseguire benefici energetici, ambientali, economici e di sviluppo locale (filiera corte), capaci di creare reddito aggiuntivo per il settore agricolo e forestale e per il raggiungimento degli impegni di lotta al cambiamento climatico in termini di riduzione delle emissioni da fonti

fossili e assorbimento della CO₂ atmosferica. Già nella precedente pubblicazione promossa da FIPER dal titolo: "Biomasse legnose: Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano"⁽¹²⁾ si richiamava all'importanza di attivare la filiera bosco-legno-energia per garantire la gestione attiva del patrimonio boschivo e prevenire i rischi idrogeologici. Nel corso della trattazione economica che seguirà nella seconda parte della presente pubblicazione, si porrà maggiore attenzione sul costo-opportunità di una gestione attiva delle foreste nazionali a partire dall'avvio di centrali di teleriscaldamento a biomassa.

Nel quadro della gestione attiva delle foreste la biomassa è considerata una risorsa di valore nella transizione verso un'economia circolare. La valorizzazione energetica delle biomasse costituisce quindi un prerequisito per una corretta gestione del patrimonio forestale e rappresenta un'azione importante volta a incrementare il valore dei *carbon sink* forestali, servizio climatico-ambientale che oggi viene contabilizzato

(12) AA.VV., *Biomasse legnose: Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano*, Fiper, 2015

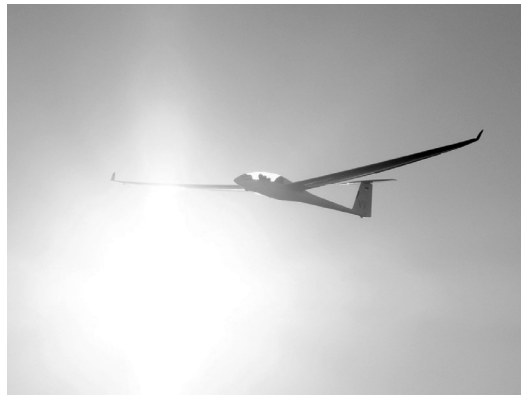
a vantaggio dei bilanci emissivi nazionali, ma che non viene ancora riconosciuto e valorizzato in termini di servizio reso dal settore agro-forestale.

In questa sezione si analizzano in particolare i principali effetti ambientali degli impianti sul cambiamento climatico e sulle emissioni atmosferiche in termini di materiale particolato.

5.4.1. Emissioni di gas effetto serra

Prospettive rinnovabili

Fonte: Giovanni Riva



La valutazione del ciclo del carbonio relativo all'uso energetico delle biomasse forestali lungo l'intera catena (dalla foresta alla centrale termica) è fondamentale per descrivere l'opportunità dell'impiego a fini energetici di questa risorsa.

Se il bacino di approvvigionamento è definito e gestito correttamente, la biomassa legnosa locale è *carbon neutral* (a bilancio di carbonio complessivamente nullo, o quasi), visto che la combustione di residui legnosi non producono impatto sull'incremento di CO₂ in atmosfera.

Alcuni studi propongono una quantificazione della CO₂ lungo la filiera bosco-energia, tenendo conto delle attività di preparazione e trasporto del biocombustibile. In tale ambito si colloca la valutazione seguente, che propone il calcolo del risparmio di emissioni effetto serra (CO₂) conseguibile grazie alla presenza degli impianti analizzati.

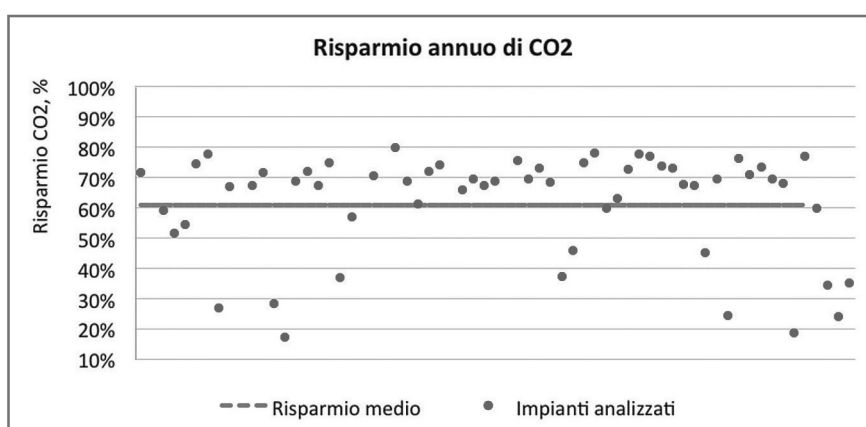
Per tener conto delle emissioni di CO₂ lungo tutta la filiera di approvvigionamento, il calcolo è stato impostato in coerenza con il fatto che nel DM 26 giugno 2015 il *fP_nren* della biomassa legnosa è posto pari a 0,2.

Da questo discende un FE della CO₂ pari a 52,8 gCO₂/kWh, calcolato assumendo che il 20% di quota non rinnovabile possa essere riferita a trasformazioni energetiche basate sull'uso di gasolio. Il FE così ottenuto è coerente con alcune fonti disponibili nella letteratura scientifica, che riportano un valore dell'ordine dei 50 gCO₂/kWh e con altre elaborazioni riportate nel testo "Biomasse legnose: Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano" in relazione al panorama europeo e nazionale della gestione forestale.

Nella figura 16 si riportano i risparmi annuali di CO₂ ottenuti come differenza tra le emissioni di CO₂ relative allo scenario *ex post* (campione di impianti considerato) e

quelle relative allo scenario sostituito (*ex ante*), come definito nella sezione 4. Dalla figura appare chiaro come globalmente si abbiano evidenti benefici sul bilancio del carbonio e sul cambiamento climatico, perché la maggior parte dei risparmi si colloca tra il 60% e l'80%; questo è un altro fondamentale punto di forza degli impianti teleriscaldamento a biomassa.

Figura 16: CO₂ evitata in termini percentuali per gli impianti analizzati (FE_CO₂ = 52,8 gCO₂/kWh)



A valle di queste valutazioni si è cercato di calcolare i risparmi di CO₂ conseguiti in termini assoluti ovvero in tonnellate di CO₂ risparmiata all'anno per impianto, facendo la media dei flussi annuali di CO₂ risparmiata disponibili.

I risultati ottenuti riferiti al caso *ex ante* di tipo convenzionale e ripartiti sulla base della presenza o meno della rete del metano (ovvero sul fatto che l'impianto sostituisca caldaie a gas o a gasolio) e del funzionamento solo termico o cogenerativo, sono riportati nella tabella successiva, da cui appare che i sistemi cogenerativi sono quelli che permettono di massimizzare i risparmi di CO₂. Risultati analoghi si otterrebbero se si facesse lo stesso calcolo per l'energia primaria fossile risparmiata.

Tabella 8: risparmi di CO₂ in t/anno per un impianto medio (media dei casi analizzati)

Media per il caso convenzionale nel suo complesso	2212
Media per impianto in c. metanizzato	1778
Media per impianto in c. non metanizzato	2360
Media per impianto cogenerativo	4935
Media per impianto non cogenerativo	1282

Per tener conto del fatto che convenzionalmente la biomassa legnosa derivante da una corretta manutenzione delle foreste locali è considerata neutrale sotto il profilo

del carbonio, è stata fatta un'analisi di sensitività considerando il FE della CO₂ nullo, analogamente a quanto descritto nella sezione precedente per l'energia primaria fossile. In questo caso, i benefici vengono massimizzati e si ottiene che per quasi tutti gli impianti il risparmio percentuale è superiore al 90%.

Anche per questo indice, l'analisi di sensitività è stata estesa alle tecnologie caratterizzanti la situazione *ex ante*. In questo caso, si è ipotizzato di produrre tutto il calore fornito all'utenza mediante pompe di calore alimentate con elettricità prelevata dalla rete nazionale, in analogia con quanto descritto nella sezione precedente per l'energia primaria fossile. I calcoli relativi a tale analisi fanno riferimento al FE della CO₂ pari a 52,8 gCO₂/kWh.

Anche nel confronto con le pompe di calore, la maggior parte dei risparmi di CO₂ conseguibili si colloca tra il 40 e il 70%. I risultati globalmente dimostrano, in quasi tutti i casi analizzati, apprezzabili benefici sul bilancio del carbonio e sul cambiamento climatico.

5.4.2. Emissioni di polveri

Vista di un elettrofiltro di una sezione fumi in un impianto di teleriscaldamento a biomassa

Fonte: Provana Calore



Gli impianti di teleriscaldamento sono sempre dotati di apposite sezioni per il controllo delle emissioni al camino. Le emissioni più importanti sono quelle relative alle polveri, agli ossidi di azoto e, eventualmente, a macroinquinanti la cui presenza è strettamente collegata alla presenza di metalli e altri contaminanti nella biomassa in ingresso.

Le emissioni di polveri sottili (PM), in particolare, hanno assunto una particolare importanza in ambito padano e rappresentano una tematica molto discussa proprio in relazione alla combustione della biomassa e alle ricadute sulla salute degli abitanti, per cui in questa sede l'attenzione viene concentrata solo su questo macroinquinante.

In tutti i casi analizzati, le rilevazioni dei valori di concentrazioni sono nettamente inferiori ai limiti previsti dalla legge.

La valutazione dei fattori di emissione è stata qui condotta sulla base dei dati disponibili di concentrazione di polveri nei fumi, dei flussi annuali dei gas ai camini, a loro volta valutati in funzione della portata e del numero di ore di funzionamento degli impianti, ovvero:

$$FE \left(\frac{mg}{kWh} \right) = \frac{conc. \left(\frac{mg}{Nm^3} \right) \times port. media annua \left(\frac{Nm^3}{h} \right) \times ore di funz. (h/anno)}{en. primaria (kWh/anno)}$$

Per elaborare il calcolo dei FE sono necessari valori di concentrazione, portata dei fumi e ore di funzionamento rappresentativi delle condizioni medie annue. Dal momento che la legislazione prevede l'installazione del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) a partire da potenze superiori ai 6 MWt, le informazioni necessarie sono risultate disponibili per 6 impianti ottenendo per 4 casi FE inferiori a 10 mg/kWh e in 2 casi FE dell'ordine dei 22-23 mg/kWh.

Per cercare di rendere l'analisi più rappresentativa, separatamente sono stati considerati i valori di concentrazione delle polveri nei fumi (mg/Nm³) sulla base delle analisi di tipo puntuale condotte come previsto dalla normativa vigente da parte dei referenti degli impianti. Per questi casi è stata assunta una portata standard dei fumi pari a 6 Nm³/kg di biomassa⁽¹³⁾. In questo modo è stato possibile calcolare i FE per 16 impianti. Questi sono risultati inferiori a 10 mg/kWh in 11 casi.

Nella tabella 9 si riportano il numero di casi analizzati, i valori medi riferiti ai dati disponibili in termini di concentrazione nei fumi e di FE e, a titolo di confronto, i FE relativi alle tecnologie dello scenario *ex ante* (valori in grassetto).

Gli impianti di teleriscaldamento permettono di conseguire un'importante riduzione delle emissioni rispetto ai dispositivi domestici a biomassa (caldaie/stufe a legna) e risultano comunque più vantaggiosi delle caldaie a gasolio che rappresentano il riferimento standard per le zone rurali e montane.

Si sottolinea che i FE calcolati secondo le formule precedenti fanno riferimento a un numero limitato di casi e si riferiscono all'energia primaria in ingresso. In ulteriori sviluppi della ricerca si potrebbe estendere l'analisi a un campione più ampio e, per completezza, comparare i FE delle differenti tecnologie non solo in rapporto all'energia primaria in ingresso ma anche in rapporto al calore venduto.

(13) Valore indicativo, ma sufficientemente cautelativo, riscontrabile nella letteratura tecnica.

Tabella 9: FE medi calcolati per le polveri e confronto con i FE assunti per la definizione dello scenario *ex ante*

	Polveri
Impianti TBL analizzati	
Campione disponibile (n. impianti)	16
Concentrazione media, mgPM/Nm ³	9
FE medio (mg/kWh)	14
Confronto dei FE con altre tecnologie	
Gas naturale (caldaia), (mgPM/kWh)	0,72
Gasolio (caldaia), (mgPM/kWh)	18
Biomassa solida (stufa/caldaia domestica), (mgPM/kWh)	515

A valle di queste valutazioni, sono state stimate anche le minori emissioni di polveri in termini assoluti (kg/anno) con riferimento al caso *ex ante* di tipo convenzionale. Risulta che, rispetto all'utilizzo dei dispositivi domestici a biomassa, per un impianto di medie dimensioni è possibile ottenere un risparmio di polveri pari a circa 10 t/anno.

6. VALUTAZIONE DEL POTENZIALE DI PENETRAZIONE E SCENARI EVOLUTIVI

Bosco ceduo

Fonte: Giovanni Riva



I risultati presentati nelle sezioni precedenti ci spingono a riflettere su come gli impianti di teleriscaldamento a biomassa possano essere promossi e quali siano le reali condizioni per una loro fattibilità e una loro realizzazione e gestione ottimale. A tal scopo, forti del fatto che i maggiori benefici possano essere ottenuti in aree con un clima

sufficientemente rigido e dove la rete del gas metano non è ancora presente, è stata condotta una valutazione atta a stimare un potenziale teorico di realizzazione di nuovi impianti. Il metodo descritto di seguito potrà poi essere meglio sviluppato secondo l'approccio della pianificazione energetica, teso a connettere la domanda di energia del territorio con la disponibilità delle risorse locali. Tali sistemi rappre-

sentano un'importante occasione di valorizzazione del paesaggio e del territorio, soprattutto se si considera che l'Italia dispone di un patrimonio boschivo pari a 10-11 milioni di ettari diffuso sull'intero territorio nazionale, di cui più di un terzo di pubblica proprietà, e con un prelievo dell'accrescimento boschivo pari circa al 20%, contro il 70-80% medio nel resto d'Europa.

La valutazione del potenziale dovrà essere perfezionata anche in funzione dell'evoluzione del clima, della domanda termica e delle esigenze di comfort da parte dell'utenza, fornendo interessanti occasioni di ottimizzazione della gestione delle centrali e delle reti.

6.1. Metodo per la stima del potenziale

Comune prealpino

Fonte: Giovanni Riva



A partire dall'ipotesi di definire "territorio vocato e più promettente" allo sviluppo di nuovi impianti di teleriscaldamento a biomassa" i comuni non metanizzati situati in fascia climatica E ed F, si è provveduto a definire la stima del potenziale.

La selezione dei comuni in fascia climatica E (2101- 3000 gradi-giorno (GG)) ed F (sopra

i 3000 GG) è stata effettuata a partire dalla tabella elaborata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) allegata al D.P.R. 412/93 e successivi aggiornamenti. Il *database* degli ambiti gas, sempre elaborato da ARERA, ha poi permesso di individuare i Comuni non metanizzati e la presenza o meno di rete GPL. Per individuare i Comuni con rete di teleriscaldamento già esistente a fonti rinnovabili e non è stato utilizzato l'Annuario AIRU 2017, che contiene i dati relativi al 2016. In questo modo è stato possibile individuare:

- I comuni non metanizzati situati in fascia climatica E ed F;
- I comuni non metanizzati situati in fascia climatica E ed F dove esiste una rete di GPL;
- I comuni non metanizzati situati in fascia climatica E ed F dove esiste una rete di teleriscaldamento.

Successivamente è stato interrogato il database Istat del Censimento della Popolazione e delle Abitazioni del 2011 per ottenere i seguenti valori per tutti i Comuni Italiani:

- Codice Istat: codice identificativo ISTAT del Comune;
- Numero di abitazioni occupate da persone residenti;
- Superficie delle abitazioni (m²) occupate da persone residenti;

- Popolazione residente secondo i Dati Definitivi.

Questi set di dati (ARERA, AIRU, ISTAT) sono stati incrociati fra di loro, usando il nome del comune come identificativo. Si è così ottenuta la selezione dei comuni in fascia climatica E ed F, non metanizzati, con eventuale presenza di rete GPL o di reti di teleriscaldamento.

A partire dai dati del campione degli impianti di teleriscaldamento a biomassa analizzato nelle altre elaborazioni del presente rapporto, che può essere considerato rappresentativo, almeno per i dati tecnici ed energetici, della realtà italiana si è proceduto alla definizione del potenziale.

Per tutte le reti sono stati considerati i valori di volumetria servita, energia termica venduta, potenza termica installata e sono quindi stati calcolati i valori di: Potenza termica installata su Volumetria servita (POT-VOL) e Energia termica venduta su Potenza termica installata (E-POT) ottenendo i risultati riportati nella tabella successiva. Le potenze termiche indicate sono quelle relative alla sole caldaie a biomassa, trascurando, per ora, la valutazione delle caldaie di integrazione.

Tabella 10: indici utili alla valutazione del potenziale

Zona Climatica	Valore medio POT-VOL [kW/m3]	Valore medio E-POT [MWh/MWt]
E	0,024	1345
F	0,019	2048

Tali valori sono stati assegnati ad ogni Comune selezionato nella fase precedente, a seconda della zona climatica di appartenenza.

Si è proceduto alla stima della potenza termica installata (Stima_POT) per ogni comune tramite la seguente formula:

$$Stima_POT = SUP_ab \times h_res \times POT-VOL$$

dove la SUP_ab è il valore ISTAT sulla superficie delle abitazioni e h_res è l'altezza media utilizzata (ipotizzata pari a 2.8 m).

La stima dell'energia termica erogata (Stima_E) per ogni Comune tramite la seguente formula:

$$Stima_E = Stima_POT \times E-POT$$

Le stime riportate fanno riferimento alle volumetrie residenziali potenzialmente allacciabili, mentre gli indici riportati in tabella 11 discendono dall'analisi di tutte le utenze connesse alle reti di teleriscaldamento analizzate. Per tener conto anche degli edifici non residenziali (i cui dati non sono disponibili nel database ISTAT), le valutazioni sono state ulteriormente raffinate introducendo una stima della la superficie degli

edifici non residenziali in ogni comune selezionato, basata su dati di letteratura⁽¹⁴⁾. Le informazioni reperite attestano che approssimativamente la superficie degli edifici non residenziali possa essere stimata pari al 14% della superficie totale degli edifici. Quindi la procedura descritta applicata agli edifici residenziali è stata applicata anche agli ipotetici edifici non residenziali ricavati sulla base della superficie stimata e considerando un'altezza media pari a 3,5 m.

6.2. Risultati di stima del potenziale

Nella stima del potenziale teorico non sono stati inclusi i comuni già dotati di una rete di teleriscaldamento, mentre, i comuni con rete di GPL sono stati inclusi dando origine alle seguenti quattro combinazioni, in cui si considerano:

- a** esclusivamente gli edifici residenziali e vengono inclusi anche i comuni dove è presente una rete GPL;
- b** gli edifici residenziali e non residenziali e vengono inclusi anche i comuni dove è presente una rete GPL;
- c** gli edifici residenziali e non vengono inclusi i comuni dove è presente una rete GPL;
- d** gli edifici residenziali e non residenziali e non vengono inclusi i comuni dove è presente una rete GPL.

I valori ottenuti sono riportati nella tabella 11, da cui si evince la possibilità di operare su almeno 458 comuni e di installare una potenza dell'ordine di 1-1,5 GW a biomassa, cui va aggiunta la potenza delle caldaie di integrazione e la realizzazione della rete di trasporto di calore.

Un ulteriore potenziale potrebbe collocarsi nelle porzioni dei comuni metanizzati non raggiunte dalle reti perché poste a quote elevate e distanti dal centro storico.

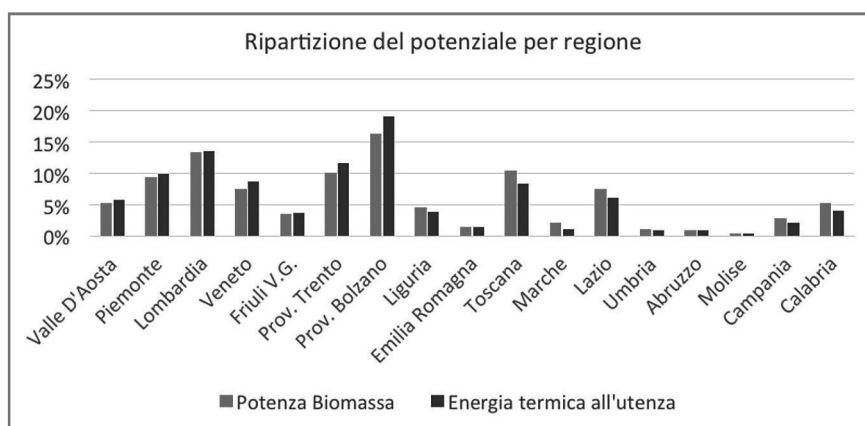
Una ipotetica ripartizione territoriale è riportata nella figura 17, dove si nota che anche alcune regioni del centro-sud Italia presentano un potenziale teorico non trascurabile.

Tabella 11: potenziale teorico di realizzazione di nuovi impianti

Scenari di sviluppo	Potenza Biomassa, MW	Calore, GWh/anno	N. Comuni	N. abitanti	Volumetria servita, Mm3
A	1.228	2.092	660	485.331	58
B	1.478	2.517	660	485.331	70
C	815	1.450	458	339.166	40
D	981	1.746	458	339.166	48

(14) <http://www.entranze.enerdata.eu/share-of-non-residential-in-total-buildings-floor-area.html#/share-of-non-residential-in-total-buildings-floor-area.html>

Figura 17: ripartizione del potenziale teorico per regione



Si sottolinea come la valutazione condotta sia molto conservativa; valutazioni basate su altri tipi di statistiche o su altri set di dati (per esempio quelle ottenute considerando i dati di tutti gli impianti di teleriscaldamento riportati nell'annuario AIRU 2017) porterebbero a un potenziale superiore, quasi doppio rispetto a quello indicato in tabella. In ogni caso, la valutazione del potenziale effettivo dovrà interessare valutazioni di fattibilità tecnico-economica più approfondite.

6.3. Indicazioni per promuovere nuovi impianti e rinnovare quelli esistenti

Percorso didattico centrale di TLR a biomassa

Fonte: Teleriscaldamento Dobbiaco San Candido



È evidente che i sistemi energetici stanno subendo una progressiva evoluzione. Politiche energetiche lungimiranti devono necessariamente tener conto di questo aspetto in relazione al tema delle reti, teleriscaldamento incluso. In particolare, le prestazioni energetiche degli edifici vanno progressivamente migliorando così come

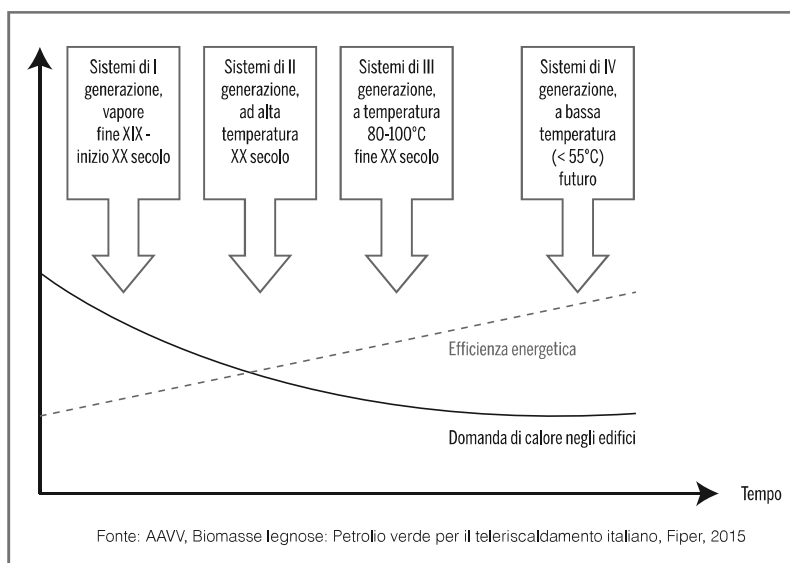
pure i componenti tecnologici. È quindi necessario che le reti di teleriscaldamento siano in grado di evolvere per adattarsi a positivo cambiamento.

In questo contesto assume particolare importanza la capacità di interagire con l'utente, cercando di ottimizzare la gestione sul lato della domanda (*demand side management*), con particolare riferimento al controllo dei profili di temperatura all'interno degli edifici (dare calore dove, quando e come serve). Ciò può contribuire anche ad abbassare i picchi giornalieri di domanda di calore, grazie alla possibilità di sfruttare la massa degli edifici e altri sistemi di accumulo termico.

Alcune ricerche evidenziano come il nord Europa si stia progressivamente spostando verso sistemi a bassa temperatura basati su "reti intelligenti" anche di tipo cogenerativo (*low-temperature district heating, smart district heating*), ottenendo vantaggi interessanti in termini di: riduzione dei costi, delle perdite di calore e dello stress termico. Le reti di teleriscaldamento intelligenti permettono infatti una fornitura flessibile del calore agli edifici grazie a un sistema di gestione intelligente basato su differenti flussi di calore a bassa temperatura disponibili.

I risultati riportati nelle sezioni precedenti, uniti alle ultime considerazioni mettono in evidenza come il teleriscaldamento non vada considerato come una tecnologia obsoleta e vincolata all'eccessiva domanda di calore degli edifici. Il teleriscaldamento assumerà un ruolo centrale nei sistemi energetici del futuro se sarà in grado di evolvere con essi, favorendo sistemi a bassa temperatura, uso di calore in cascata, uso di calore di scarto e impiego di differenti fonti rinnovabili, incluse quelle rese disponibili dall'eventuale integrazione di pompe di calore. I sistemi di gestione e controllo assumeranno un ruolo più importante e dovranno essere in grado di far comunicare meglio gli utenti con le centrali e le reti, cosa oggi possibile grazie ai progressi fatti nell'ambito della gestione delle informazioni.

Figura 18: evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento contestuale all'incremento dell'efficienza energetica negli edifici e all'innovazione tecnologica



> L'INTERVISTA



Stefano Besseghini

Presidente e Amministratore Delegato di RSE

Stefano Besseghini ha svolto la propria attività di ricerca presso il Consiglio Nazionale delle Ricerche divenendo sin dal 1996 responsabile della sede di Lecco. Dal 2007 ha contribuito allo sviluppo di un progetto di animazione scientifica territoriale promuovendo lo sviluppo del Polo dell'innovazione della Valtellina (Politec) di cui è stato Amministratore Delegato dal 2007 al 2011, è presidente di Politec Banda Larga, la startup realizzata per lo sviluppo della banda larga in Provincia di Sondrio, ed è vice presidente di CTL - Centro Tecnologico del Legno di Poschiavo (CH) nel cui consiglio siede quale rappresentante di Politec. CTL è un esempio di collaborazione transfrontaliera con la Confederazione Elvetica per lo sviluppo di formazione continua a supporto del settore del legno-arredo. Nel 2010 è stato nominato Amministratore Delegato di RSE S.p.A. - Ricerca sul Sistema Energetico e dal 2014 ricopre anche la carica di Presidente della società. Nel luglio 2017 è stato riconfermato Presidente e Amministratore delegato di RSE S.p.A per il triennio 2017-2019.



A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo - Segretario nazionale FIPER

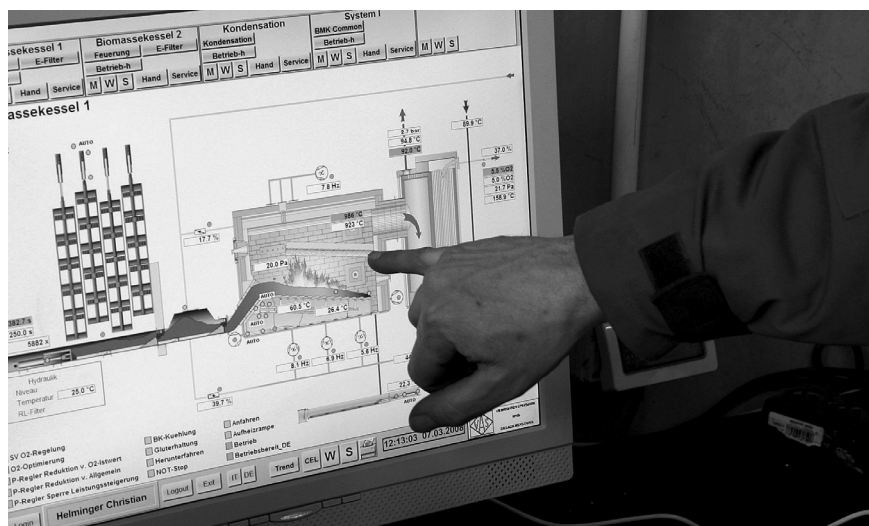
TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE E INNOVAZIONE: QUALI SCENARI?

> Il teleriscaldamento efficiente è tra le priorità dell'agenda europea; quali scenari prevede per far evolvere gli impianti esistenti di teleriscaldamento alimentati a fonti rinnovabili in funzione del parco edilizio sempre più efficiente e attento alle esigenze di comfort?

Giustamente il teleriscaldamento ha scalato l'ordine di priorità di molte pianificazioni energetiche grazie al contributo che è in grado di dare non solo al soddisfacimento delle necessità energetiche ma anche al controllo della qualità dell'aria. In Italia, e nello specifico nel nord Italia il tema della qualità dell'aria è o dovrebbe essere una grande priorità per l'impatto che ha sulla qualità della vita. Certamente negli ultimi anni abbiamo avuto significativi miglioramenti ed (ahimè) una progressiva deindustrializzazione ha contribuito positivamente in questo senso. Lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento che facciano della efficienza e della sostenibilità il criterio guida per la loro realizzazione è certamente un utile strumento. D'altra parte anche in termini di semplicità gestionale per l'utente il teleriscaldamento presenta elementi di oggettivo interesse. Un elemento di evoluzione che non può essere trascurato è l'atteso, oggettivo miglioramento delle performance energetiche degli edifici che richiederanno anche ai sistemi di teleriscaldamento un adeguamento in termini di flessibilità. In questo senso la possibilità di avere più tipologie di servizio e più tecnologie con la possibilità di venire incontro alle diverse esigenze dell'utenza rappresenterà un impegno che i gestori di teleriscaldamento dovranno giocoforza assumere.

Sistema di monitoraggio combustione della biomassa

Fonte: Giovanni Riva



> Dal presente studio emerge chiaramente che la sostenibilità di medio lungo periodo di questa tipologia di impianti a fronte dell'evoluzione dei consumi, è garantita da una spinta verso l'innovazione e dalla capacità di interagire con l'utenza finale. L'esigenza di ottimizzare la gestione sul lato della domanda (demand side management), ovvero monitorare e gestire il controllo dei profili di temperatura all'interno degli edifici è già stata affrontata da altri Paesi europei? Quali best practice suggerirebbe per gli impianti del Bel Paese?

Sì, credo che l'analisi sia corretta soprattutto come dicevo in precedenza in merito alla capacità di offrire una gamma di soluzioni che possa incontrare tipologie diverse nella richiesta degli utenti. Il teleriscaldamento si presta anche ad un controllo ottimale e selettivo delle richieste di energia integrandosi quindi in maniera ideale con sistemi di automazione che nel medio termine prenderanno via via il controllo di un sistema domestico che, arricchendosi di funzionalità, non potrà affidarsi alla gestione dei singoli utenti. L'efficienza energetica attraverso il controllo del sistema energetico domestico e non solo, attraverso più difficoltosi interventi di riqualificazione dell'involucro, appare come una delle strade più promettenti. Credo sarebbe interessante valutare anche approcci innovativi del teleriscaldamento accoppiato con pompe di calore, in sistemi di reciproco scambio con l'utente ed in generale di progressiva integrazione con il sistema elettrico. Con un certo cambio di prospettiva il teleriscaldamento può essere inteso come un sistema di accumulo termico distribuito che potrebbe anche decidere di valorizzare la cessione di calore al sistema da parte dell'utente

> Gli investimenti climatici, ha spiegato il commissario all'Energia e al Clima Miguel Arias Cañete nel corso della presentazione del bilancio EU 2020-2026, saranno inclusi in quasi tutte le politiche comunitarie, dall'integrazione regionale all'energia, dai trasporti alla ricerca e innovazione, fino all'agricoltura e al sostegno allo sviluppo. Dal punto di vista di sviluppo territoriale quali prospettive di integrazione tra digitale e energia sarebbe auspicabile promuovere attraverso un piano di ricerca e sviluppo mirato?

L'integrazione tra digitale ed energia è ormai un tema consolidato anche in rapporto al coinvolgimento dell'utente. Sia esso un prosumer (quindi direttamente coinvolto nella generazione), sia un gestore del proprio consumo (DSM), sia semplicemente l'originatore di un flusso di dati da analizzare l'utente diventa (forse è già diventato) una componente esso stesso del sistema che sino a qualche anno fa lo vedeva come semplicemente il destinatario del proprio servizio. Non è però un tema che è ancora percepito dall'utente se non limitatamente ad aspetti passivi legati ad aspetti di contabilizzazione dell'energia. Da qualche anno è abbastanza in voga il termine di "capacitazione dell'utente" ad indicare proprio quel rafforzamento della sua consapevolezza nel ruolo di utente razionale in grado di operare a pieno titolo in un libero mercato. Si tratta però di una visione limitata, che si muove ancora nell'intorno degli aspetti di mercato. L'utente può diventare più che capacitato, può assumere il ruolo pieno di utente consapevole non solo della propria possibilità di scegliere e discriminare le scelte di mercato ma anche di essere esso stesso elemento attivo del sistema.

Il primo, e forse più semplice, cambiamento che potrebbe derivare da queste considerazioni è quello di far assumere ai gestori delle reti energetiche il ruolo di costruire e offrire servizi specifici ai propri clienti. In questo senso la dimensione territoriale dell'operatore potrebbe offrire un vantaggio competitivo non utilizzabile dalle grandi aziende dando un senso diverso alla territorialità che spesso caratterizza le reti di teleriscaldamento.

> Si parla spesso di "smart energy communities", "smart district heating" quali sono a suo avviso le peculiarità proprie di una rete di teleriscaldamento abbinata a una fonte programmabile quale la biomassa? Ha ancora senso in prospettiva dei futuri sistemi energetici verso il 2030 puntare sulle rinnovabili termiche?

Nella situazione generata dalla de-carbonizzazione, il sistema elettrico nei prossimi anni avrà grandi necessità di risorse atte a bilanciare domanda e carico, per la rilevantissima penetrazione delle fonti intermittenti e la parallela riduzione della classica riserva rotante (impianti a gas e carbone). I sistemi di produzione, trasporto e utilizzo del calore (teleriscaldamento) costituiscono una soluzione efficace e potenzialmente di un certo rilievo, per una serie di ragioni. La produzione efficiente del calore per alimentare le reti di teleriscaldamento è ottenuta normalmente con impianti di cogenerazione (motori, turbine a gas o a vapore) che contemporaneamente al calore producono energia elettrica che va in rete. Un'altra opzione piuttosto diffusa sono le pompe di calore che, simmetricamente ai cogeneratori, mentre producono calore

assorbono rilevanti quantità di energia elettrica. In entrambi i casi, e a maggior ragione se su una stessa rete insistono ambedue le tecnologie, una modulazione (incluso lo spegnimento/avviamento) delle macchine è un modo per modificare rapidamente il bilancio produzione/carico sulla rete elettrica, ottenendo quindi importanti margini per la regolazione di frequenza e in generale per i “servizi ancillari” che garantiscono continuità e qualità al servizio elettrico. Queste manovre possono nuocere alla qualità del servizio calore? In realtà no, sia perché la dinamica termica degli edifici è lenta, dell'ordine delle ore, sia per l'inerzia della rete, che contiene un'elevata massa di acqua che funge da polmone termico, sia perché la presenza in quasi tutte le reti del calore di grandi accumulatori di calore, per soddisfare le punte di domanda, può essere sfruttata come un ulteriore mezzo di flessibilità nella gestione del calore. In alcuni casi, quando una rete elettrica si trova a ricevere un eccesso di energia elettrica rinnovabile, che verrebbe sprecata, avrebbe perfino senso consumarla in caldaie elettriche, andando comunque a sostituire una frazione di energia da combustibili fossili. Può apparire poco efficiente, ma per un numero di ore limitato sarebbe comunque una soluzione efficace e di basso costo. Ovviamente l'esistenza o l'installazione di pompe di calore avrebbe lo stesso effetto positivo sul sistema elettrico, ma con benefici anche energetici, oltre che di flessibilità.

> Ritiene una strada percorribile investire nell'integrazione delle FER abbinate a impianti trigenerativi capaci di soddisfare la richiesta di calore, freddo e produrre energia elettrica in autoconsumo, immaginando comunità dell'energia montane e/o rurali?

Se l'aspetto cogenerativo è, come abbiamo visto, non solo quasi connaturato al sistema di teleriscaldamento, ma addirittura auspicabile, quello trigenerativo potrebbe sembrarne quasi una ovvia estensione. Per certi versi questo può essere vero ma è necessario considerare che le tecnologie in questo ulteriore ambito presentano ancora alcune limitazioni legate soprattutto ad una certa complessità e dimensione degli impianti che potrebbero rendere più difficoltosa l'aggiunta di questa opzione. Credo quindi che certamente la strada sia percorribile ed in qualche modo lo si sta già facendo, ma proprio in questa direzione sarebbe importante specializzare lo sforzo di ricerca cui si faceva riferimento in una domanda precedente.

> L'INTERVISTA



Pierpaolo Tarantino

Direttore Tecnico COGEME

Esperto di gestione dell'energia - EGE iscritto all'Albo professionale del Collegio dei Periti Industriali Laureati e Diplomatici della Provincia di Brescia; dall'inizio della sua attività professionale si è specializzato nella progettazione di impianti industriali di processo presso lo Studio di Ingegneria e Progettazione impianti di Ing. G. Baroni, ing. P. Silveri, P.I. P. Tarantino & associati (1995-2010). Dal 2011 è direttore tecnico di COGEME, multiutility a capitale pubblico di Rovato, dove coordina i servizi energetici i servizi di teleriscaldamento abbinati all'impiego di fonti rinnovabili.

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo - Segretario nazionale FIPER

TELERISCALDAMENTO A BASSA TEMPERATURA E FONTI RINNOVABILI: IN FRANCIACORTA UN'ESPERIENZA PILOTA

Si parla da tempo di teleriscaldamento efficiente; sul territorio le imprese iniziano a investigare nuove modalità di fornitura e distribuzione di energia. Nel cuore della Franciacorta è in atto un laboratorio di idee e realizzazioni pilota nel settore del teleriscaldamento. Nell'ottica dell'ottimizzazione delle risorse rinnovabili presenti sul territorio e del risparmio energetico, COGEME ha avviato tre impianti pilota di teleriscaldamento a bassa temperatura alimentati a geotermia e un impianto che impiega il cascame di calore di un'acciaieria locale.

> Qual è la filosofia che ha spinto COGEME a favorire lo sviluppo e implementazione di reti di teleriscaldamento a bassa temperatura?

Il teleriscaldamento a bassa temperatura è una valida risposta alle esigenze di quei piccoli centri urbani interessati all'efficientamento energetico del territorio, il cui conseguimento, per le limitate dimensioni del bacino d'utenza, non può trovare una favorevole risposta nel teleriscaldamento tradizionale, sia esso cogenerativo che alimentato da fonti rinnovabili.

È altresì una valida risposta per quelle aziende che, senza dover impattare sul proprio ciclo produttivo, hanno la possibilità di ridurre i consumi energetici contribuendo alla valorizzazione di reflui a bassa e bassissima temperatura.

In questo caso si attua il trasferimento del calore da una sorgente alternativa (refluo) e/o rinnovabile (geotermica o idrotermica) alle centrali termiche da riqualificare poste al servizio di stabili esistenti, risolvendo le criticità tipiche legate all'utilizzo di fonti rinnovabili all'interno di centri storici, di zone con scarsità di spazi comuni, di contesti con vincoli di tutela paesaggistica, storica o architettonica o con aree soggette a rigorose zonizzazioni acustiche.

Per le aree geografiche caratterizzate da falde acquifere relativamente superficiali, piuttosto che da un importante reticolo di corsi d'acqua e bacini naturali, il teleriscaldamento a bassa temperatura può rappresentare un modo semplice, veloce, non in-

vasivo e rinnovabile, per qualificare energeticamente gli impianti di produzione calore di edifici pubblici, esistenti o da ristrutturare, utilizzando fonti energetiche rinnovabili. Un punto di forza sta nella possibilità di riqualificare le centrali termiche esistenti negli edifici con l'utilizzo di pompe di calore a bassa, media o alta temperatura, evitando il completo rifacimento degli impianti interni di riscaldamento.

> Quali sono le condizioni per poter avviare in un Comune già teleriscaldato questo tipo di sistemi?

Le condizioni sono molteplici, consentono di poter pianificare energeticamente il territorio per scenari successivi e di favorire il dialogo fra pubblico e privato, nel pieno rispetto della sostenibilità energetica, economica ed ambientale.

A tal proposito cito le seguenti condizioni promettenti:

- 1** presenza di reti di teleriscaldamento cogenerativo per le quali sia necessario ridurre la temperatura di ritorno in centrale e/o aumentare la quantità di energia distribuita incrementando la differenza di temperatura tra mandata e ritorno. Lo spillamento dalla rete tradizionale consentirebbe la realizzazione di reti di distribuzione a bassa temperatura, decentrando la produzione di calore mediante il ricorso a pompe di calore a media o alta temperatura;
- 2** necessità di servire un quartiere esistente, o una nuova lottizzazione, non serviti dal teleriscaldamento tradizionale e per la quale alimentazione il teleriscaldamento tradizionale non rispetti i requisiti previsti dal D.Lgs. 102/2014 e dal DM 26.06.2015.
- 3** necessità di recuperare l'energia termica attualmente dissipata dalle centrali di produzione sotto forma di raffreddamento degli ambienti, raffreddamento dei condensatori (cicli vapore o cicli rankine) o raffreddamento degli stadi intercooler (cogenerazione da motore endotermico).

Centrale geotermica TLR a bassa temperatura - Comune di Berlingo

Fonte: Giovanni Riva



> Può illustrarci brevemente i 3 esempi pilota avviati in Franciacorta? Quali sono state le principali criticità da affrontare?

L'esperienza di Berlingo rappresenta il primo laboratorio di prova realizzato in concomitanza alla realizzazione di un nuovo edificio scolastico. La scelta iniziale dell'amministrazione comunale era stata quella di potenziare la centrale geotermica già esistente dal 2006, posta al servizio della scuola elementare e materna, derivando dalla produzione centralizzata, una rete di distribuzione di acqua calda dedicata al nuovo edificio. L'amministrazione comunale ha dato parere favorevole alla realizzazione di un sistema geotermico dedicato nel quale implementare tutti i criteri costruttivi del teleriscaldamento a bassa temperatura (in definitiva un sistema centralizzato di emungimento, stoccaggio intelligente e distribuzione della risorsa rinnovabile), simulando il funzionamento di una rete, il cui nuovo edificio rappresentava un possibile stacco d'utenza. L'impianto è in funzione dal settembre 2013, ad oggi non ha subito manutenzioni straordinarie e le prestazioni energetiche registrate dal sistema di tele-gestione hanno confermato l'efficienza del sistema.

Il laboratorio di prova è servito soprattutto per conoscere il comportamento termico e gestionale del sistema di stoccaggio e distribuzione.

L'esperienza di Sale Marasino rappresenta un sistema geotermico posto al servizio di un polo scolastico esistente con l'annessione di un nuovo edificio in classe A, adibito a biblioteca, in un contesto sotto tutela paesaggistica. Il sistema è alimentato esclusivamente da acqua di falda e prevede un sistema di prelievo, stoccaggio e distribuzione della risorsa rinnovabile. L'impianto è in funzione dal settembre 2014 e funziona anche in estate con la tecnologia del free-cooling. Si segnala che non c'è stata alcuna difficoltà a far comprendere la valenza del sistema a Comune, Soprintendenza e Provincia.

Nell'esperienza di Ospitaletto si propone un sistema geotermico con recupero di reflui a bassissima temperatura spillati dal sistema di raffreddamento di processi industriali. La riqualifica energetica ha coinvolto il rifacimento delle centrali termiche a gas metano di 14 stabili, pubblici e privati, per un totale di 80.000 m3 di volumetria servita. L'installazione, iniziata a novembre 2017, è quasi ultimata ed entrerà in servizio nel settembre 2018.

La criticità è stata quella di superare il clima iniziale di diffidenza insito nelle aziende produttive che potrebbero cedere energia dispersa in ambiente, diffidenza motivata per la poca conoscenza verso i servizi a rete di interscambio energetico nonché verso un settore (energia, efficienza e fonti rinnovabili) sempre più penalizzato dalla presenza di consulenti ed aziende improvvisate.

> Quali sono invece le peculiarità della rete di Castegnato che valorizza il calore di processo della vicina allumineria?

La rete di Castegnato è una rete di teleriscaldamento alimentata da una centrale cogenerativa a gas metano. Non parliamo quindi di teleriscaldamento a bassa temperatura (distribuzione del fluido e generazione del calore decentrata), ma di teleriscaldamento tradizionale (generazione del calore centralizzata con distribuzione alle utenze). La peculiarità di questa rete, alimentante edifici pubblici esistenti ed

utenze private, è quella di avere una temperatura di mandata di picco di 70°C, con ritorni variabili tra 40 e 60°C. Con queste condizioni è possibile recuperare l'energia termica proveniente da processi produttivi locali, veicolandola verso la centrale di produzione mediante la tubazione di ritorno. Il sistema consente di ridurre al minimo i costi di investimento, senza variare l'assetto della centrale, e trasformare il teleriscaldamento da cogenerativo a efficiente, secondo la definizione del D.Lgs. 102.2014. Questo recupero termico ha aperto la strada ad un dialogo costruttivo tra amministrazione comunale, industrie del territorio e gestore della rete, portando altre aziende ad analizzare la possibilità di cessione del calore di scarto, o per trarre un profitto economico, o per risparmiare energia nei propri processi di raffreddamento.

Allegato 1: Questionario Fiper

L'allegato non riporta le note di chiarimento per la compilazione condivise con i referenti di impianto.

Dati generali

GENERALITA'	
Denominazione dell'impianto	
Sede (indirizzo preciso)	
Soggetto titolare	
Compilatore della scheda (inserire nome, cognome, ruolo e riferimento telefonico)	
Data di compilazione della scheda	
Anno di inizio realizzazione e di inizio esercizio (erogazione calore)	
Comuni su cui opera la rete	
Gradi giorno dei Comuni interessati (DPR 412/93)	
Temperatura media dell'aria esterna dei Comuni interessati	
Tecnologia/e di fornitura del calore presente ante operam (stima con indicazione dei valori % per ciascuna tecnologia)	
Elenco degli eventuali allegati (lay out rete, schema dell'impianto, bilancio di energia e di materia, fotografie impianti e rete, schermate del sistema di gestione e controllo, fotografie delle targhe delle caldaie, documentazione sui dispositivi, collaudi delle apparecchiature ecc.)	

Dati tecnici

CENTRALI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA TERMICA

Tipologia e identificativo	Numero di unità	Anno di entrata in servizio (1)	Potenza termica installata, MW	Potenza elettrica installata (cogenerazione), MW	Potenza allacciata totale, MW
Totale					

ESTENSIONE DELLA RETE

Tipologia:	Lunghezza, km	T. mandata, °C (1)	T. ritorno, °C (2)	Diametro medio delle tubazioni, m	Lunghezza media del doppio tubo, m
a vapore					
ad acqua surriscaldata					
ad acqua calda					
ad acqua fredda					
Totale					

SOTTOCENTRALI D'UTENZA

	Numero	Potenza totale, MW
Per solo riscaldamento		
Per riscaldamento ed ACS		
Per usi di processo		
Per raffrescamento (3)		
Totale		

VOLUMETRIA D'UTENZA

	Residenziale	Terziario	Industriale	Utenze con contratti particolari (specificare)	totale
volumetria riscaldata, m3					
volumetria servita solo per ACS, m3					
volumetria raffrescata, m3					

ACCUMULO TERMICO

	Posizione	volume, m3	temperatura h, °C	temperatura c, °C
1				
2				

Dati energetici

**ENERGIA PRIMARIA IN INGRESSO NELLE CENTRALI
DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA TERMICA**

Tipologia e identificativo	Combustibile in ingresso (4)	t	mcs	litri	m3	Ore/ anno di funzionamento	Stima del PCI medio della biomassa, MJ/kg	energia totale, MWh

ENERGIA PRELEVATA DALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE

	MWh
Elettricità	

STIMA DEGLI AUTOCONSUMI ELETTRICI

	MWh
Autoconsumi presso la centrale elettrica (5)	
Consumi per il pompaggio dell'acqua in rete (5)	
Totale (5)	

ENERGIA PRODOTTA/EROGATA

Produzione termica totale al "collettore di centrale"					
Energia termica immessa nella rete di teleriscaldamento					
energia erogata	Residenziale	Terziario	Industriale	Utenze con contratti particolari (specificare)	Totale
Energia termica per riscaldamento, MWh (6)					
Energia termica per ACS, MWh (6)					
Energia termica totale, MWh (6)					
Energia per altri usi (specificare quali), MWh					
Energia frigorifera, MWh					

ENERGIA IMMESA NELLA RETE ELETTRICA NAZIONALE

	MWh
Elettricità	

ENERGIA FATTURATA ALL'UTENZA

	Residenziale	Terziario	Industriale	Utenze con contratti particolari (specificare)	Totale
Energia termica per riscaldamento, MWh (6)					
Energia termica per ACS, MWh (6)					
Energia termica totale, MWh (6)					
Energia per altri usi (specificare quali), MWh					

Dati ambientali

EMISSIONI

Valori stimati come media dei valori rilevati dai SISTEMI DI MONITORAGGIO IN CONTINUO DELLE EMISSIONI (SME)					
CAMINO 1	kg/anno	mg/Nm3	Nm3/h	h/anno	kg/anno calcolati
Polveri, PM10					
NOx					
SO2					
CO					
COT					
Altro (specificare)					
Altro (specificare)					
CAMINO 2	kg/anno	mg/Nm3	Nm3/h	h/anno	kg/anno calcolati
Polveri, PM10					
NOx					
SO2					
CO					
COT					
Altro (specificare)					
Altro (specificare)					
CAMINO 3	kg/anno	mg/Nm3	Nm3/h	h/anno	kg/anno calcolati
Polveri, PM10					
NOx					
SO2					
CO					
COT					
Altro (specificare)					
Altro (specificare)					

SCORIE E CENERI

	Quantità, t/anno	Codice smaltimento	Impiego come sottoprodotti (sì o no e come/dove)
ceneri smaltite			
scorie smaltite			

Dati economici
VALUTAZIONI ECONOMICHE

	Euro
costo di investimento iniziale	
costo di manutenzione e gestione	
fatturato annuo (media degli ultimi 3 anni di esercizio)	
spese per personale impegnato per la realizzazione della centrale termica e della rete (stima)	
1.	
2.	
3.	
...	
totale	
spese per personale impegnato presso centrale termica e rete	Euro
1.	
2.	
3.	
...	
totale	

EFFETTI LOCALI

	anno	titolo	territorio di riferimento	stima degli effetti
1.				
2.				
3.				
...				

Allegato 2

I dati acquisiti, a valle di varie verifiche, confronti e controlli, sono stati inseriti in un database Excel organizzato con una parte di input, alcune parti di calcolo di indicatori e una parte di rappresentazione grafica dei principali risultati ottenuti. Tutte le valutazioni sono riferite a un anno solare, tipicamente il 2016 o il 2015, a seconda della disponibilità dei dati.

Nel dettaglio, sono stati calcolati i seguenti indici/indicatori:

1. Numero di operatori coinvolti nella gestione dell'impianto;
2. Tasso di crescita degli utenti nei primi 5 anni di esercizio;
3. Incremento della potenza termica installata;
4. Numero di utenti allacciati;
5. Rendimento termico calcolato in funzione del calore prodotto in centrale e del calore venduto all'utenza;
6. Rendimento elettrico calcolato in funzione dell'energia primaria inviata alla sezione cogenerativa (dato spesso non disponibile);
7. Quota cogenerativa ovvero rapporto tra l'energia primaria inviata alla sezione cogenerativa e energia primaria totale in ingresso alla centrale termica;
8. Perdite di rete, calcolate in funzione del calore al collettore di centrale e in funzione del calore immesso in rete;
9. Fattore di dispersione della rete di trasporto del calore (k)⁽¹⁾, calcolato secondo l'equazione:
$$k = (\text{perdite calore annue}) / (\text{lunghezza rete} \times 2\pi \times \text{diam. medio tubi} \times \text{gradi-ora rete})$$
10. Stima della densità energetica della rete, calcolata come rapporto tra calore immesso in rete e lunghezza della rete stessa;
11. Stima della densità energetica del territorio, calcolata come rapporto tra calore immesso in rete e area di territorio servita⁽²⁾;
12. Stima della prestazione del parco edilizio, calcolata come rapporto tra calore venduto all'utenza e la volumetria o la superficie edilizia servita;
13. Quota di energie rinnovabili locali utilizzate;
14. Risparmio di energia primaria fossile in riferimento al sistema ex ante⁽³⁾;
15. Risparmio di CO₂ in riferimento al sistema ex ante;
16. Risparmio di macroinquinanti significativi in riferimento al sistema ex ante;
17. Fattore di emissione della CO₂, calcolato come rapporto tra la quantità di CO₂ emessa e l'energia primaria in ingresso;
18. Fattori di emissione di macroinquinanti significativi, calcolato come rapporto tra la quantità di ciascun microinquinante emesso e l'energia primaria in ingresso;

(1) È stato possibile calcolare tale parametro in pochi casi a causa della mancanza dei dati relativi al diametro dei tubi della rete

(2) In assenza di informazioni, l'area è stimata considerando una fascia di influenza ampia 50 metri intorno alla rete, ovvero è data dal prodotto della lunghezza della rete per 50 metri

(3) Tutti i risparmi vengono valutati a valle della definizione dello scenario ex ante per ciascun impianto, legato alla presenza o meno della rete del gas metano; vedere la sezione 4 relativa alle assunzioni. Inoltre, per gli impianti di teleriscaldamento analizzati, vengono ovviamente considerati tutti i vettori energetici in ingresso, ovvero biomassa e fonti che alimentano le caldaie di riserva. Non vengono invece considerati i consumi elettrici relativi alle sezioni di pompaggio e agli ausiliari

19. Costi di investimento totali e ripartiti per centrale e rete;
20. Tempo di ritorno semplice dell'investimento;
21. Costo specifico per potenza installata;
22. Costo specifico per potenza allacciata;
23. Spese di manutenzione e gestione;
24. Prezzo di vendita del calore;
25. Incentivi specifici;
26. Risparmio per gli utenti;
27. Costo dell'energia primaria fossile evitata;
28. Costo della CO2 evitata;
29. Problematiche connesse alla gestione (reclami, interventi, guasti...);
30. Iniziative pubbliche connesse alla presenza dell'impianto.

Nota metodologica: a partire dai 30 indicatori appena descritti, si è proceduto a una selezione dei risultati, cercando di limitare la rappresentazione degli indici/indicatori per i quali non è stato possibile fare riferimento a un numero sufficientemente rappresentativo e uniforme di informazioni. Inoltre, il campione dei dati disponibili e verificati varia da un indicatore all'altro perché la raccolta dati non ha permesso di acquisire in modo uniforme tutte le informazioni richieste. Questa circostanza ha un effetto diretto sulla rappresentatività degli indici/indicatori elaborati.