

Transformation of existing urban district heating and cooling systems from fossil to renewable energy sources

Fonti energetiche rinnovabili nel teleriscaldamento e raffrescamento
ANALISI INIZIALE – ITALIA



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No. 952873.

Informazioni sul documento:

Autori: Riccardo Battisti, Ambiente Italia S.r.l.
Giulio Buffo, IREN
Luca Piantelli, IREN

Contatti: Ambiente Italia S.r.l.
riccardo.battisti@ambienteitalia.it

Aggiornamento: Febbraio 2021

Front page image: IREN

Work Package: WP2: Preparing the ground

Task: Task 2.1: Baseline surveys

Deliverable: D2.1: Regional and EU level surveys

Stato: Documento pubblico

Sito web di progetto: www.res-dhc.eu

AMBIENTEITALIA
we know green



Disclaimer:

The sole responsibility for the contents of this publication lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. Neither the European Commission nor the authors are responsible for any use that may be made of the information contained therein.

INDICE

1. Confini dell'analisi	2
2. Fonti di informazione	2
3. Stato dell'arte & mercato	2
4. Analisi degli stakeholder	5
5. Finanziamento & incentivi	5
6. Politiche & normative	7
7. Ostacoli e barriere per il TLR da FER.....	7
8. Opportunità per il TLR da FER.....	8
9. Altri aspetti	9
10. Esempi e buone pratiche.....	9
11. English summary	10

1. CONFINI DELL'ANALISI

Secondo i temi trattati, l'analisi riassunta in questo documento si riferisce talvolta al livello nazionale e talvolta alla specifica realtà delle reti di teleriscaldamento di IREN.

Nel documento si utilizzano frequentemente i seguenti acronimi: TLR per 'teleriscaldamento' e FER per 'fonti energetiche rinnovabili'.

2. FONTI DI INFORMAZIONE

Le principali fonti di dati utilizzate per la compilazione di questa analisi iniziale sono le seguenti:

- 'Il riscaldamento urbano – Annuario 2019', AIRU, 2020 (scaricabile a richiesta da www.airu.it).
- 'Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale', Lavoro congiunto di Politecnico di Milano e Politecnico di Torino commissionato da AIRU e UTILITALIA, 2021 (scaricabile a richiesta da www.airu.it).
- Informazioni dirette raccolte da IREN.

3. STATO DELL'ARTE & MERCATO¹

Se nel periodo 2006-2010 ben 70 nuove città si sono dotate di una rete di TLR, l'esaurimento della possibilità di accesso ai Certificati Bianchi (con la revisione della scheda 22T dal 2015), assieme alla mancanza di un sistema di sostegno alternativo, ha causato un crollo delle nuove iniziative. Nel 2015, 2016 e 2018, infatti, le nuove volumetrie teleriscaldate hanno riguardato solo estensioni di reti esistenti ma nessun nuovo centro. Nel 2017, si è vista la nascita di una sola nuova rete.

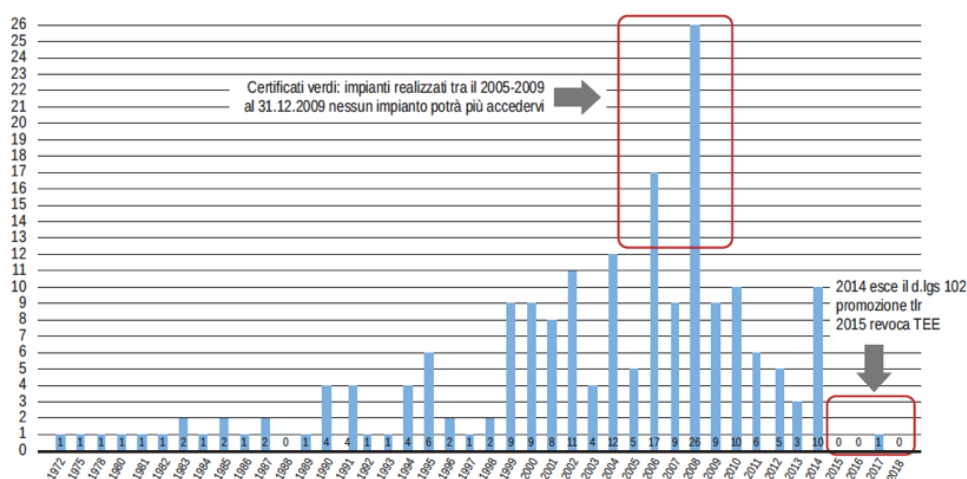


Figura 1: Numero di città teleriscaldate per anno
(fonte: 'Il riscaldamento urbano – Annuario 2019', AIRU)

¹ Fonte dei dati: 'Il riscaldamento urbano – Annuario 2019', AIRU.

Nel 2018, in Italia, sono state censite 368 reti di TLR, 129 delle quali di piccole o piccolissime dimensioni, per uno sviluppo totale pari a 4.446 km, con una crescita del 2,5% rispetto all'anno precedente.

Il TLR è disponibile in 196 centri urbani e alimenta complessivamente una volumetria di quasi 360 milioni di metri cubi, realizzando un risparmio di energia primaria pari a 0,5 Mtep/anno e un quantitativo di emissioni di CO₂ evitate che raggiunge il valore di 1,7 milioni di tonnellate.

L'energia prodotta vale 11.250 GWh termici all'anno (e 6.329 GWh elettrici da cogenerazione) e 133 GWh frigoriferi. L'energia termica netta ammonta invece a quasi 9.300 GWh/anno, in grado di coprire circa il 3% della domanda termica nazionale.

Una tendenza che, è necessario sottolineare è la riduzione nel tempo della densità lineare, vale a dire il rapporto tra la volumetria teleriscaldata e l'estensione lineare delle reti, che evidenzia come i nuovi sviluppi siano focalizzati sempre più su centri a bassa densità abitativa, come le aree montane, tralasciando, invece, i medi e grandi centri urbani.

In merito alle quasi 83.000 sotto-centrali di utenza, si segnala che prevale, con circa il 70% del totale, la soluzione impiantistica con la fornitura di calore per il riscaldamento degli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria.

La distribuzione geografica della volumetria oggetto di TLR, poi, evidenzia una chiara prevalenza del nord del Paese: più del 97% di tale volumetria, infatti, è concentrata in sole cinque regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Trentino-Alto Adige e Veneto.

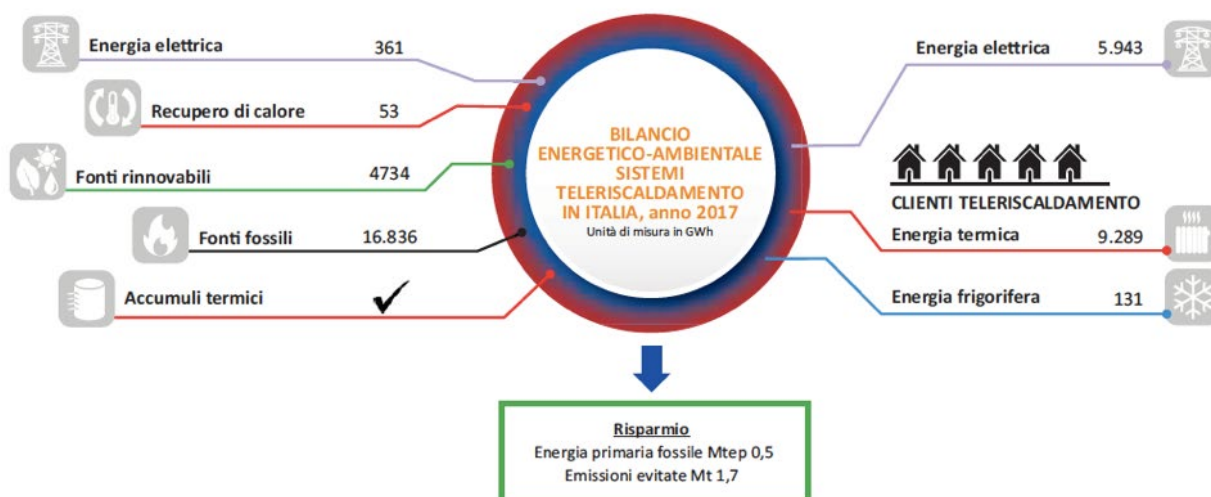


Figura 2: I valori chiave del TLR in Italia
(fonte: 'Il riscaldamento urbano – Annuario 2019', AIRU)

Si consiglia, inoltre, la consultazione di ulteriori dati statistici riguardanti la tipologia di utenza alimentata, il tipo di fluido termovettore, le sotto-centrali di utenza, le tecnologie di alimentazione e le fonti energetiche impiegate nelle pagine 42-45 del già citato Annuario 2019 dell'associazione AIRU.

Per quanto riguarda, poi, le tipologie di centrali di produzione, la cui potenza termica complessiva raggiunge quasi i 3,5 GW², la distribuzione, come si evince dal grafico sotto riportato, è ancora spostata prevalentemente su centrali termoelettriche, unità cogenerative e sistemi di recupero energetico da rifiuti. L'attuale situazione, quindi, lascia molto spazio a un utilizzo più diffuso delle FER. Tali fonti, infatti, coprono al momento solo il 25% della produzione energetica annuale a servizio delle reti di TLR e, inoltre, questo valore include anche il recupero energetico da rifiuti. Si tenga conto, comunque, che la copertura delle rinnovabili nel 1995 era pari ad appena il 3%.

Un segnale positivo in questo senso viene dal fatto che le seppur poche nuove iniziative di TLR registrate nel 2018 si concentrano proprio sul recupero di calore di scarto e su un maggior ricorso a FER termiche disponibili a livello locale.

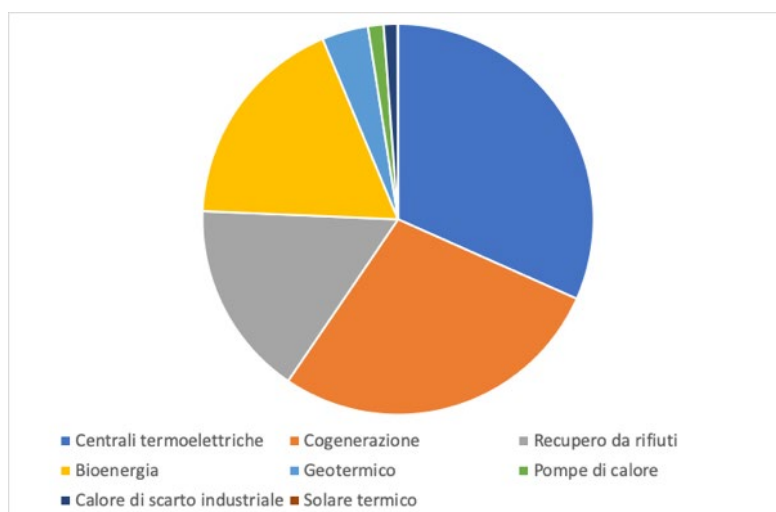


Figura 3: Tipologia delle centrali per TLR
(elaborazione di dati da 'Il riscaldamento urbano – Annuario 2019', AIRU)

Il gruppo IREN è il primo operatore italiano nel settore del teleriscaldamento per calore venduto con cinque reti attive nel Nord-Ovest per un totale di circa 95 milioni di metri cubi allacciati nelle aree urbane di Torino (ca. 70 mil. m³), Genova (ca. 4 mil. m³), Parma (ca. 6 mil. m³), Piacenza (ca 2 mil. m³) e Reggio Emilia (ca. 14 mil. m³).

Nell'ambito del progetto RES-DHC, il gruppo IREN sta valutando l'introduzione di tecnologie di generazione rinnovabile in progettualità di reti di teleriscaldamento esistenti e di nuova realizzazione.

Gli strumenti di valutazione techno-economica e le azioni di miglioramento dei framework regolatori/comunicativi risultanti dall'analisi condotta su questa rete costituiranno una solida base per futuri progetti di estensione ed ammodernamento di altre reti di teleriscaldamento operanti nei territori di interesse.

² Quasi 9 GW termici considerando anche le caldaie di integrazione e riserva.

4. ANALISI DEGLI STAKEHOLDER

Il Gruppo IREN sarà fulcro di un gruppo di portatori di interesse che definirà strategie e strumenti per 1) il miglioramento delle policy regionali e nazionali e dei framework regolatori per lo sviluppo di sistemi TLR alimentate da fonti rinnovabili, 2) aumentare la consapevolezza e il coinvolgimento degli utenti finali, 3) mobilitare investimenti nel settore. Fissati tali obiettivi, IREN mira a coinvolgere:

- alcune delle autorità locali (es. Comuni, Regioni e loro uffici ed agenzie) competenti in materia autorizzativa e regolatoria nelle aree in cui opera il gruppo IREN;
- gli organi amministrativi coinvolti nel rilascio degli atti di assenso in materia (es. Vigili del Fuoco);
- tecnici, progettisti ed esperti di gestione razionale e pianificazione delle risorse energetiche (es. energy managers e heat planners);
- fornitori di tecnologie di generazione rinnovabile compatibili con le specifiche delle reti 4.0 (es. temperatura e portata, sufficienti livelli di sicurezza, disponibilità etc.);
- gruppi di ricerca in enti ed università attivi nello studio delle reti di teleriscaldamento 4.0 e di sistemi di accumulo innovativi, con possibilità di sperimentazioni su scala di laboratorio/demo;
- altre utilities attive in Italia nel settore del teleriscaldamento e consorziate con l'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU);
- comitati di zona ed associazioni di tutela del patrimonio locale interessate a partecipare allo sviluppo delle progettualità in fase istruttoria.

5. FINANZIAMENTO & INCENTIVI

La realizzazione di nuovi sistemi di TLR (centrali di produzione + reti) è solitamente finanziata dall'investitore, che è normalmente lo stesso soggetto, una utility, che gestisce poi il sistema e vende il calore prodotto agli utenti finali.

Ciò significa, quindi, che il costo d'investimento deve essere giustificato, vale a dire recuperato, in un tempo ragionevole, dagli introiti derivanti dalle bollette. Se è vero che la vendita di energia termica non è soggetta in Italia alla regolazione del prezzo, è però chiaro che il costo del kWh termico all'utente deve essere competitivo con soluzioni alternative, come la caldaia individuale. In conclusione, perciò, gli investimenti in nuove reti, ma anche le estensioni di rete o la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili allacciati a una rete esistente, devono essere operazioni sostenibili economicamente, vale a dire non devono produrre incrementi nel prezzo del calore per gli utenti finali.

In alcuni casi, ma questo vale soprattutto per le reti di piccola dimensione, potrebbero essere utilizzati fondi regionali da fonte europea (ad esempio PSR, POR, ecc.) per finanziare gli interventi. Quasi sempre, però, si tratta di fondi destinati a soggetti pubblici.

Per quanto riguarda gli incentivi all'impiego delle FER nel TLR, è opportuno segnalare i seguenti strumenti:

- Conto Termico 2.0 per il solare termico

- Credito d'imposta per TLR da biomassa e geotermia
- Tassa sulla CO₂ ('carbon tax')
- Certificati Bianchi (Titoli di Efficienza Energetica, TEE) per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

Il **Conto Termico 2.0** prevede un incentivo³, da corrispondere in cinque rati annuali di uguale importo, per gli impianti solari termici a servizio di reti di TLR, con un limite massimo di superficie lorda pari a 2.500 m². Utilizzando collettori solari termici di buona qualità e buone prestazioni, l'ammontare dell'incentivo può facilmente arrivare a coprire una quota dell'investimento iniziale compresa tra il 50% e il 65% che, tra l'altro, è il limite massimo ammissibile.

Il **credito di imposta** applicato al consumo di calore prodotto dal TLR a biomassa e geotermico è stato istituito per la prima volta dall'art. 8, comma 10, lett. f), della legge 23 dicembre 1998, n. 448.

L'agevolazione consiste nella concessione di un credito d'imposta pari a 0,02194 € per ogni kWh (valore stabilito dal DPCM 21/03/2014) di calore fornito, da trasferire poi sul prezzo all'utente finale, vale a dire il destinatario del beneficio fiscale

A tale agevolazione si accompagna l'ulteriore credito di imposta pari a 20,6582 € per ogni kW di potenza impegnata previsto dall'art. 29 della legge 23 dicembre 2000, n. 388 (credito di imposta per allacciamenti).

Relativamente ai **Titoli di Efficienza Energetica**, possono accedere al meccanismo dei Certificati Bianchi le unità di cogenerazione riconosciute CAR entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo il 6 marzo 2007: se abbinate ad una rete di teleriscaldamento, l'incentivo è riconosciuto per un periodo di 15 anni solari a decorrere dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio.

L'applicazione del **sistema ETS** determina invece per il teleriscaldamento un'evidente distorsione del mercato, causata dal fatto che i singoli impianti di riscaldamento non sono soggetti ad ETS, mentre il teleriscaldamento, che pure ottimizza la sommatoria emissiva dei singoli impianti sostituiti, ne è invece soggetto (nel caso di installazioni > 20 MW).

Un'occasione persa, invece, è rappresentata dall'esclusione del TLR dal pacchetto di misure incentivabili tramite il **Superbonus fiscale del 110%** attivato con il c.d. Decreto Rilancio.

La competitività economica dell'utilizzo delle FER nel TLR, infine, è strettamente legata al costo dei combustibili fossili che devono essere sostituiti. Tale problematica sarà trattata più avanti, nel capitolo relativo a ostacoli e barriere.

³ Per i dettagli fare riferimento alle regole applicative del Conto Termico 2.0, scaricabili dal sito <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/conto-termico>

6. POLITICHE & NORMATIVE

A seguito del cosiddetto 'Decreto Rinnovabili' (Dlgs 28/2011), gli impianti di produzione di energia termica degli edifici realizzati o ristrutturati in base a titoli abilitativi presentati dal 1 gennaio 2018 devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso a energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e del 50% della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento.

Per quanto riguarda il TLR, il Decreto citato prevede che non siano soggetti all'obbligo sopra descritto gli edifici allacciati ad una rete di teleriscaldamento che copra l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria.

7. OSTACOLI E BARRIERE PER IL TLR DA FER

Una tendenza generale del TLR, già evidenziata nei capitoli precedenti, è un progressivo spostamento verso soluzioni tecnologiche di maggiore efficienza, come il ricorso a impianti cogenerativi ad alto rendimento o lo sfruttamento di calore di recupero, e/o che impieghino FER, come la biomassa, la geotermia, il solare termico e le pompe di calore alimentate tramite elettricità da FER.

Poiché, quindi, una maggiore diffusione delle FER nel TLR sembra strettamente legata a un più massiccio sviluppo del TLR in generale, le barriere che saranno evidenziate in questo capitolo si riferiranno a volte a specificità dell'impiego delle FER nel TLR e altre volte a caratteristiche più generali del TLR.

Le principali barriere che oggi limitano un più diffuso utilizzo delle FER nel TLR sono le seguenti:

- Elevato investimento iniziale necessario (parzialmente attutito dalla possibile disponibilità di incentivi, come descritto nel capitolo 5).
- Alti valori del tempo di ritorno economico (come spesso accade per investimenti di tipo infrastrutturale); è chiaro, però, che questa considerazione è legata anche all'orizzonte temporale considerato dall'investitore.
- TLR poco conosciuto e a volte avversato 'a priori' a livello locale, con possibile supporto politico a questa opposizione.
- Potenziale sottovalutato per il TLR da FER (si vedano i risultati di un recente studio, descritti nel capitolo che segue).
- Recupero di calore: necessità di sviluppo di un adeguato modello di business che copra anche i rischi di eventuali variazioni nella fornitura.
- Necessità di un'adeguata disponibilità di aree per le FER (pozzi per il geotermico, piattaforma logistica e di stoccaggio per la biomassa, aree per l'installazione dei collettori nel solare termico, volumi per gli accumuli termici, ecc.).
- Intermittenza nella produzione di alcune FER (p.es. il solare termico).
- Presenza di molte reti ad acqua surriscaldata, la cui elevata temperatura operativa rende meno efficiente o addirittura non implementabile l'integrazione di alcune FER, come il solare termico.

- A seconda della natura della città, della tipologia di edilizia e delle caratteristiche della rete stessa (topologia, dimensione, localizzazione, fabbisogno), potrebbe essere difficile realizzare interventi di riqualificazione volti all'efficienza.
- Per le FER: livello mediamente basso di conoscenza delle tecnologie sul mercato e pochi dati sul campo disponibili per la bancabilità dei progetti.
- Per le FER: competizione con il gas naturale defiscalizzato utilizzato in modalità cogenerativa.
- Per le FER non programmabili: numero di ore equivalenti sensibilmente inferiore rispetto ad altre fonti energetiche e minore affidabilità e disponibilità durante la stagione di riscaldamento possono limitare i vantaggi ambientali ed economici dell'integrazione di FER in reti di TLR.
- Per il solare (termico e fotovoltaico ad alimentazione di pompe di calore): necessità di installare notevoli capacità di accumulo per effettuare il peak shaving.
- TLR a biomasse al momento escluso dal Conto Termico 2.0, sulla base di una interpretazione restrittiva del GSE.
- Vincoli sulla combustione di biomasse nelle zone di pianura, come previsto dall'accordo di bacino padano per il miglioramento della qualità dell'aria.
- TLR a biomasse incentivato dai Titoli di Efficienza Energetica solo su reti esistenti per la sostituzione di vettori fossili con la biomassa; per le nuove installazioni, invece, non è riconosciuta l'addizionalità della biomassa ma solo il delta di rendimento e, pertanto, è di fatto applicabile solo alle reti di TLR esistenti.
- TLR non inserito tra le misure che possono usufruire del Superbonus fiscale del 110%.

Le soluzioni adottate per cercare di superare le barriere ora riassunte saranno oggetto di analisi e, poi, di implementazione nelle successive attività che saranno sviluppate in Italia nel corso del progetto RES-DHC.

8. OPPORTUNITÀ PER IL TLR DA FER

Parallelamente agli ostacoli che impediscono un maggiore ricorso alle FER nelle reti di TLR, è opportuno, anzi necessario, segnalare alcune opportunità sullo stesso tema:

- Sempre crescente interesse verso il TLR efficiente e l'impiego di FER da parte dei gestori delle reti, a causa di una più generale 'transizione verde', del percorso verso il TLR efficiente introdotto dalle recenti normative europee e dalla maggiore sensibilità degli utenti finali.
- Possibilità di coinvolgimento diretto dell'utente finale in nuovi progetti di FER nelle reti di TLR, anche tramite forme di partecipazione economica come il crowdfunding.
- Disponibilità di incentivi specifici, ad esempio il Conto Termico 2.0 per il solare termico (si veda, in proposito, il capitolo 5).
- Possibile aumento in futuro della 'Carbon Tax', che favorirebbe la convenienza economica di utilizzare FER al posto di combustibili fossili.

- Le estensioni di rete per allacciamento di nuovi clienti possono richiedere forniture aggiuntive di potenza ed energia, che potrebbero essere parzialmente o totalmente coperte da impianti a FER.
- Assumendo il principio del minimo costo per l'utente finale, un recente studio⁴ ha evidenziato come sia ancora notevole il potenziale di impiego delle FER e del calore di recupero nel TLR in Italia: si tratta di un potenziale di energia producibile pari a 38 TWh/anno, contro i circa 9 TWh/anno attualmente prodotti dall'intero settore del TLR, includendo sia gli impianti alimentati a combustibili fossili sia quelli a FER. Lo studio evidenzia anche come gran parte di questo potenziale risieda nelle risorse geotermiche e nel calore di recupero industriale mentre un ruolo più contenuto è ipotizzabile per il solare termico e la cogenerazione ad alto rendimento.

9. ALTRI ASPETTI

La diffusione delle reti di TLR efficiente in Italia basata su FER e l'integrazione delle stesse in reti esistenti richiede un grande sforzo a livello autorizzativo e regolatorio, nonché progressi delle tecnologie disponibili e sviluppo di nuovi strumenti per la gestione ottimale della produzione ed il suo bilanciamento con una domanda più responsabile e razionale. A tal fine, il coinvolgimento di tutti gli attori della filiera (dai fornitori di tecnologia e gli operatori di impianti e reti fino agli utenti finali) in programmi mirati di training e campagne di informazione e sensibilizzazione sarà fondamentale per la progressiva diffusione dei sistemi di teleriscaldamento e la loro accettazione.

10. ESEMPI E BUONE PRATICHE

Privilegiare l'assetto cogenerativo degli impianti alimentanti il teleriscaldamento costituisce una delle principali strategie per rendere le reti più efficienti e sostenibili dal punto di vista ambientale. Ad esempio, più del 94% dell'energia ceduta alla rete TLR di Torino nel 2019 è stata prodotta in assetto cogenerativo.

Questo risultato è stato raggiunto anche grazie all'installazione di accumuli di energia (sensibile e/o latente) che permettono una gestione razionale degli impianti di produzione, disaccoppiandoli dalla domanda di calore ed introducendo un ulteriore grado di libertà per il peak shaving. Inoltre, tramite gli accumuli è possibile stoccare l'energia durante le ore di minore carico da parte dei cogeneratori, per renderla disponibile durante le ore di punta, massimizzando così il fattore di utilizzo di detti impianti e minimizzando l'utilizzo delle caldaie di integrazione.

Sono inoltre allo studio interventi di integrazione di tecnologie rinnovabili più efficienti (es. pompe di calore geotermiche) su porzioni di rete a bassa temperatura.

⁴ 'Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale', Lavoro congiunto di Politecnico di Milano e Politecnico di Torino commissionato da AIRU e UTILITALIA, 2021 (scaricabile a richiesta da www.airu.it).

11. ENGLISH SUMMARY

THE MARKET

While in the period 2006-2010 70 new cities installed a DH network in Italy, the exhaustion of the possibility to access White Certificates, together with the lack of an alternative support system, caused a collapse of new initiatives. Indeed, in 2015, 2016 and 2018, new district heating volumes only concerned extensions of existing networks and in 2017, only one new network was installed.

In 2018, 368 networks were operating in Italy, 129 of which are small or very small, with a total length of 4,446 km, an increase of 2.5% compared to the previous year.

DH is available in 196 urban centers and supplies a total volume of almost 360 million cubic metres, saving 0.5 Mtoe/year in primary energy and avoiding 1.7 million tons of CO₂ emissions.

The energy produced is 11,250 thermal GWh per year (and 6,329 electrical GWh from cogeneration) and 133 cooling GWh. Net thermal energy amounts to almost 9,300 GWh/year, covering approximately 3% of the national thermal demand.

A trend that must be underlined is the reduction over time of the linear density, i.e. the ratio between the volume of district heating and the linear extension of the networks, which shows how new developments are increasingly focused on low-density centers, such as mountain areas, leaving out medium and large urban centers.

With regard to the almost 83,000 sub-stations, it should be noted that the system solution supplying heat for space heating and the production of hot water prevails, with about 70% of the total.

The geographical distribution of DH shows a clear prevalence of the north of the country: more than 97% of this volume, in fact, is concentrated in only five regions: Lombardy, Piedmont, Emilia-Romagna, Trentino-Alto Adige and Veneto.

The production, whose total thermal power reaches almost 3.5 GW, is still mainly based on thermo-electric plants, cogeneration units and waste-to-energy systems. The current situation, therefore, leaves much room for a more widespread use of RES. These sources, in fact, currently cover only 25% of the annual energy production in DH networks and, moreover, this value also includes energy recovery from waste. It should be noted, however, that the coverage of renewables in 1995 was only 3%. A positive sign in this regard is that the few new TLR initiatives registered in 2018 focus on waste heat recovery and a greater use of locally available thermal RES.

IREN Group, one of the Italian partners (together with Ambiente Italia) in the RES-DHC project, is the first Italian operator in the DH sector with 5 networks active in the North-West of the country for a total of about 95 million cubic metres in the urban areas of Turin (about 70 Mm³), Genoa (about 4 Mm³), Parma (about 6 Mm³), Piacenza (about 2 Mm³) and Reggio Emilia (about 14 Mm³).

STAKEHOLDER ANALYSIS

The IREN Group will set up a stakeholder group for defining strategies and tools for: 1) Improving regional and national policies and regulatory frameworks for the development of RES DHC; 2) Increasing end-user awareness and involvement; 3) Mobilizing investment in the sector. This group will include:

- Some of the local authorities (e.g. municipalities, regions and their offices and agencies) responsible for authorization and regulatory matters in the areas where the IREN Group operates;
- Other administrative bodies involved in the issuing of relevant permits;
- Technicians, designers and experts in the energy management and planning (e.g. energy managers and heat planners);
- Suppliers of RES technologies compatible with 4.0 network specifications (e.g. temperature and flow rate, sufficient safety levels, availability, etc.);
- Research groups in institutions and universities active in the study of 4.0 DH networks and innovative storage systems, with the possibility of laboratory/demo scale testing;
- Other utilities active in Italy in the district heating sector and consortium members of the Italian Association of Urban Heating (AIRU);
- Local committees and associations for the protection of local heritage interested in participating in the development of projects in the preliminary stage.

FINANCING & INCENTIVES

The implementation of new DH systems is usually financed by the investor, which is normally the same entity then managing the system and selling the produced heat to the end users.

This means, therefore, that the investment cost has to be justified, i.e. recovered, in a reasonable time, from the billing revenues. While it is true that the sale of thermal energy is not subject to price regulation in Italy, it is clear that the cost of the thermal kWh to the user must be competitive with alternative solutions, such as individual boilers. In conclusion, therefore, investments in new grids, but also grid extensions or the construction of RES plants connected to an existing grid, must be economically sustainable operations, i.e. they must not produce increases in the price of heat for end users.

In some cases, especially for small networks, regional funds from European sources could be used to finance interventions but, usually, these funds address public entities.

As far as RES DHC are concerned, the following instruments should be mentioned:

- Conto Termico 2.0 for solar thermal energy
- Tax credit for biomass and geothermal
- CO2 tax ('carbon tax')

- White Certificates for high-efficiency cogeneration

Conto Termico 2.0 provides an incentive, to be paid in five equal annual instalments, for solar thermal systems serving DH networks, with a maximum gross surface area of 2,500 m². By using solar thermal collectors of good performance, the amount of the incentive can easily cover a share of the initial investment between 50% and 65%.

The tax credit applied to the consumption of heat produced by biomass and geothermal DH consists in the granting of a tax credit of € 0.02194 per kWh of heat supplied, to be then transferred in the price to the end user, i.e. the recipient of the tax benefit.

This benefit is accompanied by a further tax credit of €20.6582 for each kW of contracted power (tax credit for connections).

The White Certificates mechanism is available for high-efficiency cogeneration units that came into operation following new construction or refurbishment after 6 March 2007: if combined with a DH network, the incentive is given for a period of 15 years.

The application of the ETS leads to a clear market distortion, caused by the fact that individual heating plants are not subject to ETS, while DH, though optimizing the emission sum of the individual plants replaced, is subject to ETS (for installations > 20 MW).

A missed opportunity, on the other hand, is represented by the exclusion of DH from the package of measures included in the 110% tax Superbonus.

Finally, the economic competitiveness of the use of RES in DHC is closely linked to the cost of the fossil fuels that must be replaced. This issue is discussed below in the chapter on barriers and obstacles.

KEY POLICIES & REGULATIONS

Following the so-called 'Renewable Energy Decree' (Legislative Decree 28/2011), thermal energy production systems, in buildings constructed or renovated on the basis of planning permission submitted from 1 January 2018, must guarantee simultaneous compliance with the coverage, through the use of RES, of 50% of the consumption for domestic hot water and 50% of the sum of the consumption for domestic hot water, heating and cooling.

As far as DHC is concerned, then, the Decree states that buildings connected to a DHC network that covers the entire heat demand for space heating and domestic hot water are not subject to the above-mentioned obligation.

BARRIERS FOR RES DHC

A general trend in the DHC sector, already highlighted above, is a progressive shift towards more efficient technological solutions. Since, therefore, a greater diffusion of RES in DHC seems to be

closely linked to a more massive development of DHC in general, the barriers that will be highlighted in this chapter will sometimes refer to specificities of the use of RES in DHC and sometimes to more general characteristics of DHC.

The main barriers that today limit a more widespread use of RES in DHC are the following:

- High initial investment needed (partially mitigated by the possible availability of incentives);
- High payback time values (as often happens for infra-structures); it is clear, however, that this consideration is also linked to the time horizon assumed by the investor;
- Scarce knowledge on DHC and sometimes 'a priori' local opposition;
- Underestimated potential for RES DHC;
- Heat recovery: need to develop an appropriate business model that also covers the risks of supply variations;
- Need of availability of areas for RES (wells for geothermal, logistic and storage platforms for biomass, areas for the installation of collectors in solar thermal, volumes for storage, etc.);
- Intermittency in the production of some RES (e.g. solar thermal);
- Presence of many superheated water networks, whose high operating temperature makes the integration of some RES, such as solar thermal, less efficient or even not implementable;
- Depending on the nature of the city, the type of building and the characteristics of the network itself (topology, size, location, demand), it might be difficult to implement efficiency upgrades;
- For RES: Low average level of knowledge of technologies on the market and little field data available for project bankability;
- For RES: competition with tax-free natural gas used in cogeneration mode;
- For non-programmable RES: Significantly lower number of equivalent hours compared to other energy sources and lower reliability and availability during the heating season may limit the environmental and economic benefits of their integration;
- For solar (thermal and photovoltaic to feed heat pumps): Need to install significant storage capacity for peak shaving;
- Biomass-based DHC currently excluded from the Conto Termico 2.0;
- Constraints on biomass combustion in some areas, due to air quality issues;
- Biomass-based DHC incentivized by Energy Efficiency Certificates only in existing networks; for the substitution of fossil fuels with biomass;
- DHC not included in the 110% tax Superbonus.

OPPORTUNITIES FOR RES DHC

In parallel to the obstacles, also several opportunities should be pointed out:

- Growing interest in efficient DHC and RES deployment by grid operators, due to a more general 'green transition', the path towards efficient DHC introduced by recent European regulations and the increased sensitivity of end-users;
- Possibility of direct involvement of the end-user in new RES projects, including forms of direct economic participation such as crowdfunding;
- Availability of specific incentives;
- Possible future increase of the 'Carbon Tax', favoring the economic convenience of RES;
- Grid extensions to connect new customers may require additional power and energy supplies, which could be partially or fully covered by RES;
- Assuming the principle of minimum cost for the end user, a recent study has shown that there is still considerable potential for using RES and waste heat in the DHC sector in Italy: The study reports a potential of 38 TWh/year, compared to about 9 TWh/year currently produced by the entire sector, including both fossil fuel and RES plants. The study also shows that a large part of this potential lies in geothermal resources and industrial waste heat, while solar thermal and high-efficiency cogeneration are expected to play a smaller role.

BEST PRACTICE EXAMPLE

Supporting CHP in DHC is one of the key strategies for making networks more efficient and environmentally sustainable. For example, more than 94% of the energy sold to the Turin DH network in 2019 was produced through cogeneration.

This result was also achieved thanks to the installation of sensible and/or latent storages allowing a rational management of production plants, decoupling them from heat demand and introducing an additional degree of freedom for peak shaving. In addition, the energy can be stored during off-peak hours by the CHP units, to make it then available during peak hours, thus maximizing the utilization factor of these plants and minimizing the use of back-up boilers.

Integration of more efficient RES technologies on low-temperature grid sections is also being studied.