



Migliorare le prestazioni delle reti di teleriscaldamento

Approcci tecnici e non

Una guida

- Autori:** Dominik Rutz¹, Carlo Winterscheid², Thomas Pauschinger², Sebastian Grimm⁶, Tobias Roth⁶, Borna Doračić⁷, Gillian Dyer⁸, Thomas A. Østergaard⁸, Reto Hummelshøj⁸
(i numeri in apice si riferiscono ai partner di progetto a pagina 4)
- Recensori:** Rainer Janssen¹, Rita Mergner¹, Cosette Khawaja¹, Anes Kazagic⁵, Ajla Merzic⁵, Dino Tresnjo⁵, Matteo Pozzi⁹, Stefano Morgione⁹, Aksana Krasatsenka¹¹, Ilaria Bottio¹²
(i numeri in apice si riferiscono ai partner di progetto a pagina 4)
- ISBN:** 978-3-936338-49-2
- Traduzioni:** La lingua originale di questo manuale è l'inglese.
L'opera è altresì disponibile nelle seguenti lingue: Bosniaco, Danese, Croato, Italiano, Lituano e Polacco
- Pubblicato:** © 2019 da WIP Renewable Energies, Monaco, Germania
- Edizione:** 1° edizione
- Contatto:** WIP Renewable Energies, Sylvensteinstr. 2, 81369 Monaco, Germania
Dominik.Rutz@wip-munich.de, Tel.: +49 89 720 12 739
www.wip-munich.de
- Contatto Nazionale:** Optit, via Amendola 56/D, 40026 Imola (BO), Italia
matteo.pozzi@optit.net, Tel.: +39 051 4381574
www.optit.net
- Sito Internet:** www.upgrade-dh.eu
- Copyright:** Tutti i diritti riservati. È vietata la riproduzione di parti del presente volume in qualsiasi forma e con qualsiasi mezzo a fini commerciali, senza aver ricevuto l'autorizzazione scritta dell'editore. Gli autori non garantiscono la correttezza e/o la completezza delle informazioni e dei dati contenuti o descritti all'interno del manuale.
- Esonero responsabilità:** Questo progetto ha ottenuto i finanziamenti del programma europeo per l'innovazione e la ricerca "Orizzonte 2020", nell'ambito dell'accordo di sovvenzione n. 785014. La responsabilità per il contenuto del presente report incombe esclusivamente sugli autori. Il report non riflette necessariamente l'opinione dell'Unione Europea, né della sua Agenzia Esecutiva per le Piccole e Medie Imprese (EASME). Né l'EASME, né la Commissione Europea risultano responsabili per l'utilizzo che viene fatto delle informazioni in esso contenute.

Ringraziamenti

Il presente manuale è stato elaborato nell'ambito del progetto Upgrade DH. Gli autori ringraziano la Commissione Europea per il supporto al progetto e le organizzazioni menzionate per aver concesso l'utilizzo di informazioni, immagini e grafici.

Il progetto Upgrade DH

L'obiettivo generale del progetto Upgrade DH è il miglioramento delle prestazioni delle reti di teleriscaldamento (DH) in Europa fornendo sostegno a casi dimostrativi selezionati, che potrebbero essere replicati altrove nel continente.

Il progetto Upgrade DH promuove l'ammodernamento e il rinnovamento degli impianti di teleriscaldamento in varie zone climatiche europee, all'interno dei seguenti paesi: Bosnia-Erzegovina, Croazia, Danimarca, Germania, Italia, Lituania, Polonia e Paesi Bassi. In ciascuna delle nazioni prese in considerazione (Figura 1), il processo di ammodernamento verrà avviato nelle centrali di teleriscaldamento definite come casi dimostrativi Upgrade DH (casi demo). L'esperienza e le competenze sviluppate saranno poi riproposte in altre centrali ubicate in paesi europei diversi (casi replicati), così da aumentarne l'impatto.

Le attività principali del progetto Upgrade DH comprendono la raccolta dei migliori strumenti e metodologie di ammodernamento, il supporto al processo di miglioramento delle prestazioni per le reti di teleriscaldamento selezionate, l'organizzazione di azioni volte al creare competenze riguardo l'ammodernamento, il finanziamento e i modelli di business per il teleriscaldamento, oltre alla redazione di piani di intervento a livello nazionale e regionale.

Il progetto Upgrade DH prevede inoltre una campagna d'immagine per le reti di teleriscaldamento moderne, che porti all'avvio del processo di ammodernamento all'interno e all'esterno delle nazioni suddette.

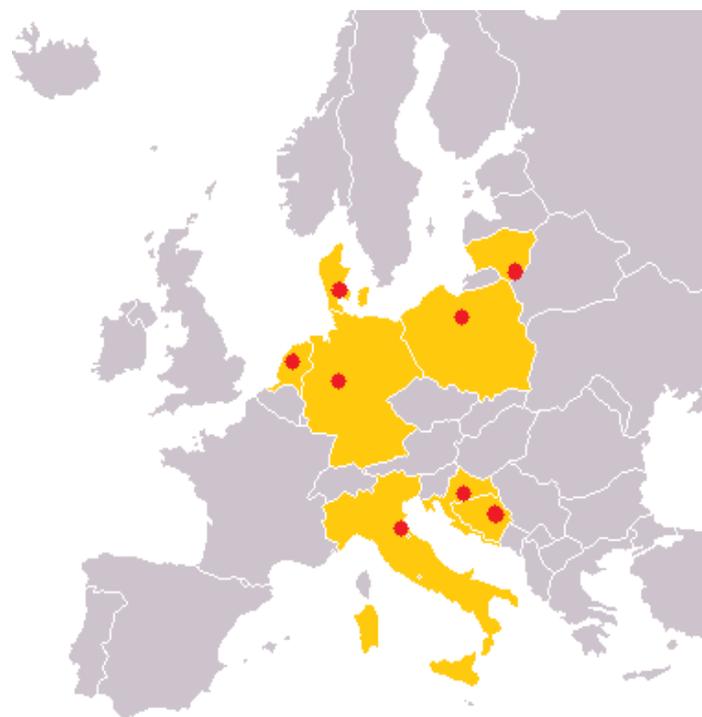


Figura 1: Nazioni coinvolte nel progetto Upgrade DH e casi demo

Consorzio di progetto e punti di contatto nazionali:



WIP Renewable Energies, coordinatore di progetto, Germania¹
Dominik Rutz [Dominik.Rutz@wip-munich.de]
www.wip-munich.de



Istituto di ricerca per gli impianti di energia solare e termica sostenibile Steinbeis, Germania²
Carlo Winterscheid [Winterscheid@solites.de]
www.solites.de



Associazione lituana per il teleriscaldamento
(Lietuvos Šilumos Tiekėjų Asociacija), Lituania³
Audrone Nakrosiene [audronenakrosiene@gmail.com]
www.lsta.lt



Salcininku Šilumos Tinklai, Lituania⁴
Elena Pumputienė [elena.pumputiene@sstinklai.lt]
www.sstinklai.lt



JP Elektroprivreda BiH d.d.-Sarajevo, Bosnia-Erzegovina⁵
Anes Kazagic [a.kazagic@epbih.ba]
www.epbih.ba



AGFW Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH, Germania⁶
Sebastian Grimm [s.grimm@agfw.de]
www.agfw.de



Università di Zagabria, Facoltà di Ingegneria Meccanica e Architettura Navale, Croazia⁷
Tomislav Pukšec [tomislav.puksec@fsb.hr]
www.fsb.unizg.hr



COWI A/S, Danimarca⁸
Reto Michael Hummelshøj [rmh@cowi.com]
www.cowi.com



OPTIT Srl, Italia⁹
Matteo Pozzi [matteo.pozzi@optit.net]
www.optit.net



Gruppo Hera, Italia¹⁰
Simone Rossi [simone.rossi@gruppohera.it]
www.gruppohera.it



Euroheat & Power – EHP, Belgio¹¹
Alessandro Provaggi [ap@euroheat.org]
www.euroheat.org



Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, Italia¹²
Ilaria Bottio [segreteria.generale@airu.it]
www.airu.it

Indice

Ringraziamenti.....	2
Il progetto Upgrade DH	3
1 Introduzione.....	7
2 Il teleriscaldamento in Europa.....	9
2.1 Classificazione degli impianti di teleriscaldamento	10
2.1.1 <i>Classificazione degli impianti di teleriscaldamento per dimensione.....</i>	<i>11</i>
2.1.2 <i>Classificazione per sviluppo storico e geografico.....</i>	<i>12</i>
2.1.3 <i>Classificazione del teleriscaldamento per generazioni tecnologiche</i>	<i>13</i>
2.1.4 <i>Classificazione per problematiche tecniche</i>	<i>15</i>
2.2 Panoramica dell'attuale distribuzione del teleriscaldamento in Europa	19
2.3 Condizioni generali: concorrenti del teleriscaldamento	21
3 Il processo di ammodernamento.....	25
3.1 Motivazione delle Società per i processi di ammodernamento	26
3.1.1 <i>Obiettivi aziendali.....</i>	<i>26</i>
3.1.2 <i>Vantaggi economici</i>	<i>27</i>
3.1.3 <i>Effetti sull'ambiente.....</i>	<i>29</i>
3.2 Definizione delle condizioni iniziali	30
3.3 Analisi dei dati	32
3.4 Individuazione delle possibilità di ammodernamento: studi di fattibilità	34
3.5 Definizione dei criteri di valutazione per il confronto tra varie opzioni	34
3.6 Sviluppo di un piano di attuazione	35
3.7 Applicazione delle misure di ammodernamento	36
3.8 Monitoraggio continuo degli esiti positivi delle misure di ammodernamento	36
4 Aspetti non tecnici	37
4.1 Strategie e politiche.....	37
4.2 Parti coinvolte.....	39
4.3 Analisi finanziaria e opzioni	40
4.4 Procedura di autorizzazione	40
4.5 Questioni contrattuali.....	42
4.6 Modelli di business per i progetti di ammodernamento.....	43
5 Opzioni tecniche di ammodernamento.....	44
5.1 Sottostazioni e utilizzo del calore.....	44
5.1.1 <i>Valutazione dell'infrastruttura di utilizzo del calore.....</i>	<i>44</i>
5.1.2 <i>Opzioni di rinnovamento delle sottostazioni</i>	<i>48</i>

5.2	Tecnologie per le condutture e la distribuzione del calore	49
5.2.1	<i>Valutazione dell'infrastruttura di distribuzione del calore</i>	49
5.2.2	<i>Durata della vita delle tubature per il teleriscaldamento</i>	50
5.2.3	<i>Panoramica delle nuove tecnologie per le condutture</i>	54
5.2.4	<i>Opzioni di rinnovamento dell'impianto di distribuzione del calore</i>	57
5.3	Tecnologie di produzione del calore	58
5.3.1	<i>Valutazione dell'attuale infrastruttura di generazione del calore</i>	59
5.3.2	<i>Integrazione del calore solare</i>	60
5.3.3	<i>Integrazione del calore da biomassa</i>	65
5.3.4	<i>Integrazione del calore geotermico</i>	69
5.3.5	<i>Integrazione del calore in eccesso</i>	71
5.3.6	<i>Elettrotermia</i>	76
5.3.7	<i>Integrazione delle tecnologie di stoccaggio del calore</i>	79
5.3.8	<i>Rinnovamento con energie pulite - l'equilibrio giusto</i>	83
5.4	Monitoraggio, controllo e digitalizzazione dei dati tecnici	86
5.5	Opzioni di Demand-Response	88
	Glossario e abbreviazioni	90
	Riferimenti	94

1 Introduzione

La storia del teleriscaldamento iniziò nell'Impero Romano, quando l'acqua riscaldata in maniera centralizzata arrivava alle terme, nelle case e nelle serre. Nel corso dei secoli sono stati sviluppati altri sistemi semplici per il riscaldamento a distanza. Naturalmente gli impianti moderni sono molto diversi dal punto di vista tecnologico, ma il principio del trasferimento del calore, utilizzando di solito l'acqua in circuito chiuso, dalla fonte fino all'utente è rimasto lo stesso. Durante l'ultimo secolo in particolare, il teleriscaldamento è stato visto come un modo per evitare lo spreco di calore da alcune tipologie di centrali elettriche, dai termovalorizzatori o dalle industrie, valorizzandolo invece per rispondere alla domanda termica degli utenti (Figura 2).

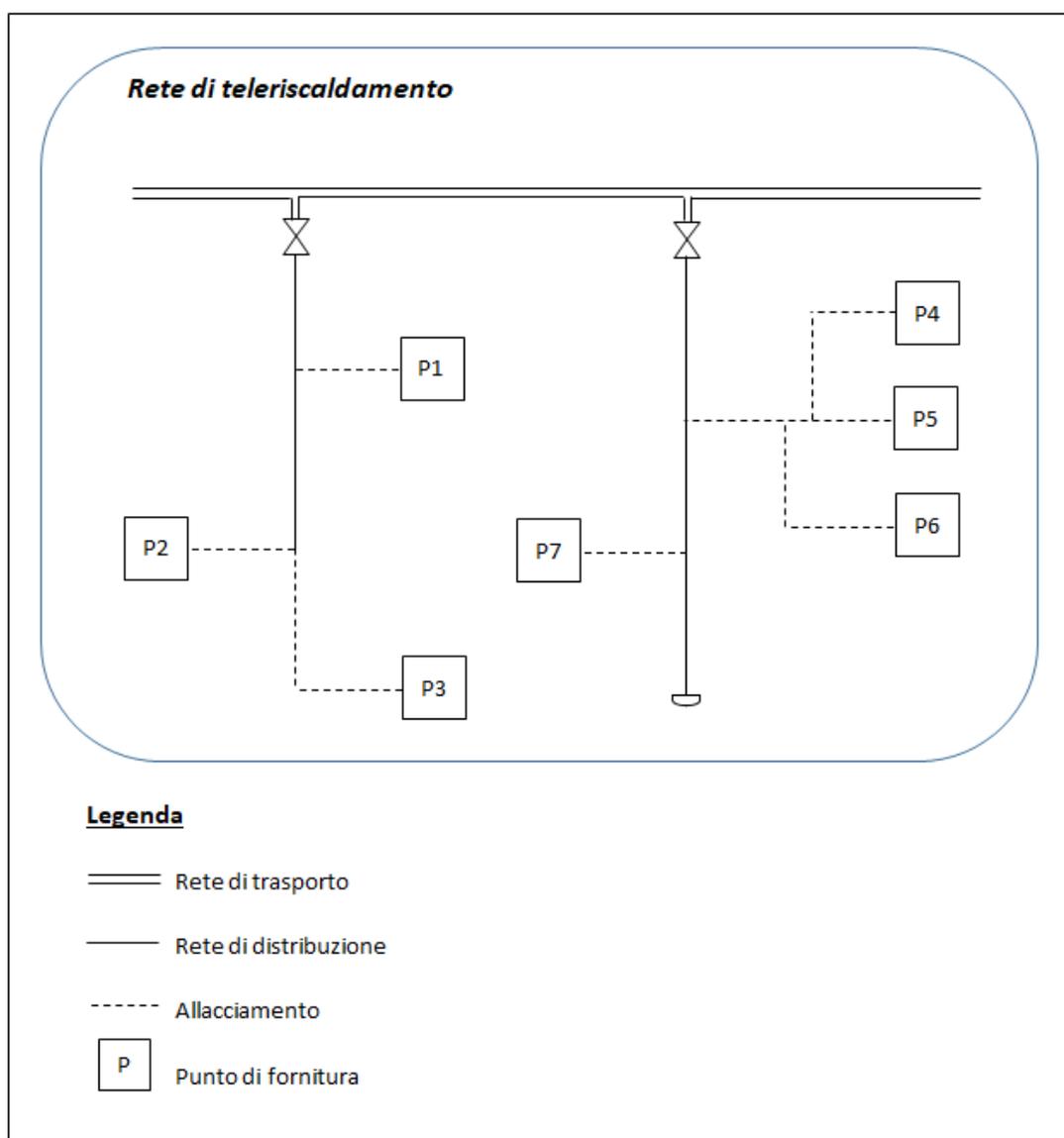


Figura 2: Esempio di rete di teleriscaldamento

I moderni concetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento definiscono la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da fonti centrali o decentrate di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffrescamento di spazi o di processi di lavorazione. Secondo la Strategia europea per il riscaldamento e il raffrescamento (CE, 2016), il contributo del teleriscaldamento ammonta al 9% ed è principalmente alimentato a combustibili fossili, come

gas (40%) e carbone (29%).

Le reti di teleriscaldamento presentano un elevato potenziale per la transizione del settore del riscaldamento, sia dal punto di vista tecnico sia organizzativo. Permettono l'integrazione delle energie rinnovabili e di migliorare l'efficienza energetica complessiva, e agevolano l'integrazione tra settori energetici (riscaldamento, elettricità e mobilità). L'obiettivo è l'ammodernamento degli impianti di teleriscaldamento, in modo da renderli efficienti e privi di emissioni (o prossime a zero), cosicché contribuiscano a mitigare il cambiamento climatico. Né a livello mondiale, né in Europa, pochi operatori del settore del teleriscaldamento hanno già esplorato le opportunità effettive in termini di riduzione delle emissioni di CO₂, come invece hanno fatto i paesi precursori quali l'Islanda, la Svezia e la Norvegia (Werner, 2017). Nel 2016 sono stati realizzati alcuni modesti miglioramenti del teleriscaldamento a livello mondiale, con l'integrazione di fonti rinnovabili, dove le attuali energie rinnovabili rispondono a circa il 9% della domanda globale. La parte preponderante di calore rinnovabile è generata dalle biomasse, con un contributo inferiore da parte della geotermia e del solare termico (REN21, 2018).

Per sfruttare questo potenziale, è necessario un ammodernamento o un rinnovamento tecnico degli impianti di teleriscaldamento, che in Europa sono datati o scarsamente mantenuti. Tra l'altro, questo implica un miglioramento dell'**utilizzo del calore** (integrazione efficiente di sottostazioni, previsioni delle future condizioni di coibentazione delle abitazioni, ecc.), **distribuzione del calore** (condutture ottimizzate, riduzione delle perdite, livelli di temperatura, ecc.) e **generazione del calore** (mix di fonti ottimizzato, stoccaggio, ecc.). Molti degli attuali impianti di teleriscaldamento richiedono inoltre interventi non tecnici.

Il processo di miglioramento dell'efficienza degli impianti di teleriscaldamento è molto complesso, richiede tempo e investimenti consistenti. In particolare, è necessario valutare interventi negli edifici teleriscaldati, ad esempio l'impatto della riduzione delle temperature di esercizio. Questo implica una collaborazione diretta con i proprietari e con gli utenti finali. Un processo così ampio ed esteso genera anche conseguenze sulla vita della città o del territorio, che è opportuno non sottovalutare. Per questo è necessaria una pianificazione accurata e sul lungo termine.

Nell'intenzione di essere di ausilio a questo processo, il **presente manuale** è stato redatto per informare le parti coinvolte quali decisori, politici, operatori, utenti finali o potenziali sviluppatori di sistemi di teleriscaldamento, sulle possibilità di ammodernamento. Questa guida non intende quindi fornire una descrizione tecnica per gli addetti ai lavori, quanto piuttosto offrire una panoramica generale delle opportunità di rinnovamento. Il manuale è stato tradotto in sei lingue (bosniaco, croato, danese, italiano, lituano e polacco), poiché in molti paesi le informazioni qui riportate risultano carenti nella lingua nazionale.

2 Il teleriscaldamento in Europa

Secondo la Commissione Europea, il riscaldamento e il raffrescamento dei nostri edifici e stabilimenti costituisce circa la metà del consumo energetico europeo (CE, 2018a). L'84% del riscaldamento e raffrescamento viene ancora prodotto a partire da combustibili fossili, mentre solo il 16% deriva dalle fonti rinnovabili. Per poter raggiungere gli obiettivi europei per l'energia e il clima, il settore del riscaldamento e raffrescamento deve ridurre drasticamente i propri consumi energetici e diminuire l'uso dei combustibili fossili (CE, 2018a).

Solo il riscaldamento e la produzione di acqua calda rappresentano il 79% dell'utilizzo finale di energia (192,5 Mtep) delle **famiglie europee** (CE, 2018a). Nel 2016, il settore residenziale corrispondeva al 25,4% del consumo finale d'energia e il 17,4% del consumo lordo interno dell'Unione Europea (CE, 2018b). Le famiglie utilizzano l'energia per impieghi diversi: riscaldamento dell'acqua e degli ambienti, raffrescamento degli ambienti, cucina, illuminazione ed elettrodomestici e altri usi finali. La Figura 3 illustra le quote del consumo energetico delle famiglie europee. **Nell'industria**, il 70,6% dei consumi energetici (193,6 Mtep) viene utilizzato per il riscaldamento degli ambienti e dei processi industriali (CE, 2018a).

Attualmente, il teleriscaldamento in Europa serve circa 60 milioni di cittadini europei e oltre 140 milioni di persone vivono in città dove è presente almeno un impianto di teleriscaldamento (Euroheat & Power, 2018a). Secondo i dati della Heat Roadmap Europe, se le tendenze di urbanizzazione restano costanti e con investimenti adeguati, quasi metà della domanda europea di calore potrebbe essere soddisfatta dal teleriscaldamento entro il 2050 (Euroheat & Power, 2018a). I risultati del progetto¹ della Heat Roadmap Europe mostrano che il teleriscaldamento potrebbe quadruplicare la propria quota in Europa, passando dal 13% odierno a quasi il 50% nel futuro. La Tabella 1 illustra la classifica dei primi 5 paesi per applicazioni del teleriscaldamento, sulla base di una ricerca globale.

Le reti di teleriscaldamento presentano un elevato potenziale per la transizione del settore del riscaldamento, sia dal punto di vista tecnico sia organizzativo. Permettono l'integrazione delle energie rinnovabili, al fine di migliorare l'efficienza energetica generale, e agevolano l'integrazione tra settori (integrazione tra riscaldamento, elettricità e mobilità). Tuttavia, molti degli impianti di teleriscaldamento presenti in Europa hanno ancora un potenziale di miglioramento della propria efficienza e di riduzione dell'impiego di combustibili fossili. Spesso i sistemi non vengono mantenuti in maniera adeguata, i costi per gli utenti sono elevati e la loro capacità di controllo è limitata, il che inficia l'immagine del teleriscaldamento.

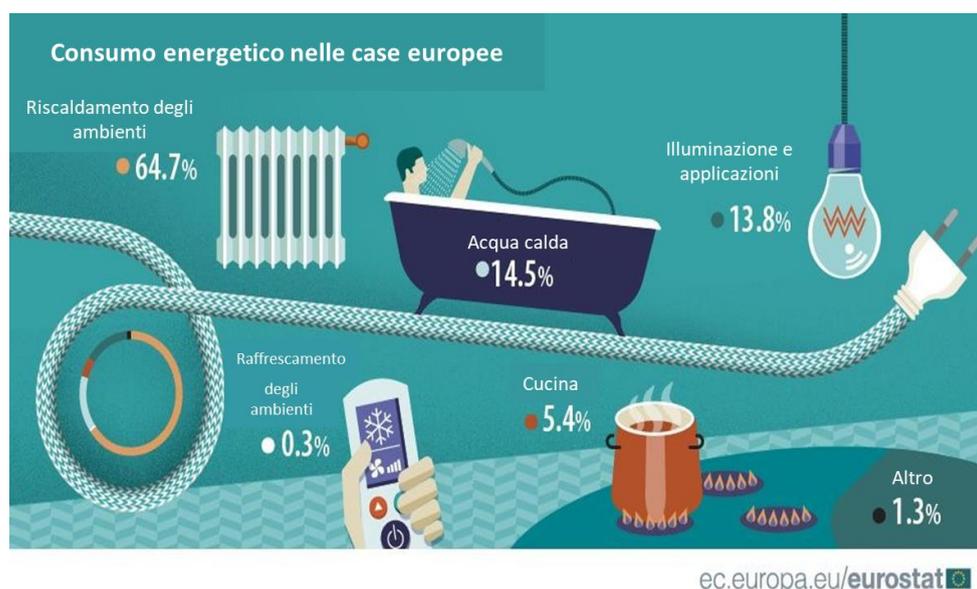


Figura 3: Quote di consumo energetico nelle famiglie europee (Fonte: CE, 2019c)

Tabella 1: Primi 5 paesi per le applicazioni di teleriscaldamento, sulla base della tabella riassuntiva 2013, pubblicata da Euroheat & Power nel marzo 2015 (Euroheat & Power, 2018b)

Primi cinque paesi per il teleriscaldamento	1	2	3	4	5	Nessun dato
Percentuale maggiore di cittadini serviti dal teleriscaldamento	Islanda (92%)	Lettonia (65%)	Danimarca (63%)	Estonia (62%)	Lituania (57%)	Cina e Giappone
Maggiore capacità installata di teleriscaldamento totale nel 2013 (in GW _{th})	Cina (463)	Polonia (56,5)	Germania (49,7)	Corea del Sud (30)	Finlandia / Repubblica Ceca (23)	Danimarca e Svezia
Maggiore aumento della lunghezza delle tubature per sistemi di teleriscaldamento tra il 2009 e il 2013	Italia (58%)	Norvegia (53%)	Svizzera (52%)	Cina (43%)	Svezia / Austria (21%)	Islanda, Romania, Corea del Sud, Slovacchia
Maggiori vendite di calore generali nel 2013 (in milioni di terajoule)	Cina (3,2)	Germania (0,26)	Polonia (0,25)	Svezia (0,18)	Corea del Sud (0,17)	Romania
Quota maggiore di energie rinnovabili (esclusi gli impianti CHP)	Islanda (76%)	Norvegia (61%)	Danimarca (46%)	Francia (39%)	Svizzera (31%)	Bulgaria, Cina, Croazia, Italia, Giappone e Corea del Sud

2.1 Classificazione degli impianti di teleriscaldamento

Il “**teleriscaldamento**” (TLR) può essere definito e classificato in maniere diverse. Secondo la DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, il teleriscaldamento o teleraffrescamento è “la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da fonti centrali o decentrate di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffrescamento di spazi o di processi di lavorazione”. (Art.2 punto 19)

Tuttavia, con una definizione più ampia, anche mezzi di trasporto diversi dall'acqua o dal vapore possono potenzialmente trasferire il calore. O ancora, un “**impianto di teleriscaldamento**” può comprendere, oltre alla distribuzione di un mezzo di trasporto caldo, la distribuzione di un mezzo di trasporto refrigerato per il raffreddamento. Per questo motivo viene spesso usata la denominazione “**teleriscaldamento e teleraffrescamento**” (TLRR).

Nelle sue statistiche sull'energia in Europa, l'Eurostat ha compreso il termine “**calore derivato**”, che non deve essere confuso con il teleriscaldamento (Eurostat, 2019). Il calore derivato copre l'intera produzione di calore nelle centrali di riscaldamento e nelle centrali cogenerative. Questo include il calore utilizzato dai sistemi ausiliari dell'impianto, che impiegano fluidi caldi (riscaldamento degli ambienti, riscaldamento dei carburanti liquidi, ecc.) e le perdite negli scambi di calore dell'impianto o della rete. Per le realtà autonome dal punto di vista della produzione (ovvero quelle che generano elettricità e/o calore per il loro utilizzo totale o parziale, come attività di supporto dell'attività primaria), il calore utilizzato per i propri processi non è stato calcolato.

I sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento sono sempre molto specifici e variano da

un luogo all'altro, a seconda di dimensioni, clima, fonti di calore, tecnologie, storia e altri fattori. Per la loro caratterizzazione è possibile classificarli in categorie sulla base di aspetti comuni.

2.1.1 *Classificazione degli impianti di teleriscaldamento per dimensione*

Le dimensioni dei sistemi di teleriscaldamento possono variare, approvvigionando zone ampie, come fa ad esempio l'impianto della zona urbana di Copenaghen, oppure zone piccole o centri di poche case (Rutz et al. 2017). I seguenti parametri sono utili alla definizione della dimensione di un sistema:

- Lunghezza delle condutture (lunghezza dello scavo) [m, km]
- Numero di sottostazioni
- Numero di utenti collegati
- Importo degli investimenti [milioni di €]
- Complessità (es. numero di generatori di calore, punti di collegamento, livelli di rete)
- Energia distribuita (calore venduto) [MWh, GWh, TWh]
- Capacità installata di generazione del calore [MW, GW]
- Copertura spaziale del territorio [km²]

Spesso questi parametri sono legati l'uno all'altro, ad esempio, se il numero di utenti collegati è elevato, lo è anche l'energia distribuita e, di conseguenza, lo sono anche gli investimenti complessivi. Talvolta invece i parametri non sono correlati, come nel caso in un numero esiguo di utenti collegati, ma la cui domanda energetica è molto alta (es. industrie). In ogni caso, questa classificazione non comporta definizioni e soglie rigide e viene usata principalmente per fornire una descrizione generale dei sistemi di teleriscaldamento.

Spesso vengono impiegate denominazioni come microreti, piccoli o grandi sistemi di teleriscaldamento, sebbene la distinzione non sia netta. Normalmente i **grandi sistemi di teleriscaldamento** hanno una tradizione più lunga, essendo spesso storicamente collegati con centrali di produzione combinata di calore ed elettricità. Oggi, i grandi sistemi di teleriscaldamento integrano sempre più le energie rinnovabili su larga scala, come ad esempio l'energia geotermica o la bioenergia. Rutz et al. (2017) definiscono le reti di teleriscaldamento piccole e piccolissime come segue, mentre i grandi sistemi di teleriscaldamento sono semplicemente più estesi rispetto a queste due categorie.

Le **piccole reti di teleriscaldamento** sono presenti a livello locale e forniscono calore a famiglie e piccole e medie industrie, spesso prodotto da fonti rinnovabili. In alcuni casi, queste vengono combinate con reti di teleriscaldamento su larga scala, ma il concetto generale è una singola rete di condutture che collegano un numero di utenti relativamente ridotto. Queste soluzioni vengono spesso adottate nei piccoli centri urbani o nelle città di dimensioni ridotte. Le fonti di calore possono essere molteplici, tra cui collettori solari, impianti a biomassa, pompe di calore e fonti di calore in eccesso (es. calore da processi industriali o un impianto a biogas non ancora in uso). È possibile installare caldaie a combustibile fossile per far fronte ai picchi di carico e come back-up per migliorare la fattibilità economica generale dell'impianto. Le reti piccole dispongono normalmente di operatori commerciali e sono più grandi rispetto alle micro-reti.

Le **micro-reti di riscaldamento** vengono normalmente installate per un numero inferiori di utenti, da 2 a 10. Un vantaggio delle micro-reti è la possibilità di installarle in modo più rapido e semplice, grazie al numero ridotto di utenti, senza dover seguire i lunghi procedimenti pubblici. Gli utenti si accordano su una modalità adeguata di conteggio del calore utilizzato e sul chi opererà l'impianto.

A prescindere dall'estensione del sistema, è importante evitare di sovradimensionare la rete durante la progettazione, poiché dimensioni ampie implicano maggiori dispersioni di calore e maggiori costi di investimento.

2.1.2 *Classificazione per sviluppo storico e geografico*

Dal momento che il teleriscaldamento è stato introdotto in diverse regioni europee con condizioni diverse e differenti obiettivi, risulta possibile categorizzare gli impianti in base alla loro ubicazione.

Europa centrale e settentrionale

Gli impianti di teleriscaldamento nell'Europa centrale e settentrionale mostrano analogie tecniche. Normalmente le temperature di esercizio sono 120-80 / 50-40°C. In alcune città sono ancora presenti sistemi a vapore, ma questi sono man mano convertiti in impianti ad acqua calda. Si sta lavorando infatti per ridurre le temperature, progettando nuove aree per raggiungere intervalli di temperatura di 70/40 o 60/30°C. Gli impianti vengono utilizzati a temperature e portate variabili. Solitamente le tubature sono pre-coibentate e spesso vengono impiegati tubi in polietilene per le dimensioni più ridotte. Si fa sempre maggiormente ricorso ad energia da biomassa, pompe di calore e collettori termici solari.

Per lo sviluppo del settore del teleriscaldamento in Europa, la Danimarca svolge un ruolo significativo, dal momento che è una delle nazioni più avanzate in questo senso. In Danimarca, il TLR è uno dei sistemi più comuni per il riscaldamento e per l'approvvigionamento di acqua calda sanitaria negli edifici. A Copenaghen, oltre il 98% della superficie interna viene riscaldata tramite teleriscaldamento. Questa tecnologia è stata vista come un modo per risolvere il problema della dipendenza dal petrolio di importazione e per garantire un approvvigionamento affidabile. Per assicurarsi la convenienza, in termini di economia nazionale, degli ingenti investimenti in centrali di cogenerazione, sistemi di trasmissione e reti di distribuzione, è stato realizzato un grande lavoro di pianificazione. La suddivisione della Danimarca in piccole zone ha permesso la definizione della soluzione di riscaldamento più appropriata: teleriscaldamento, caldaie a gasolio o a gas naturale. Questo piano di riscaldamento nazionale ha evitato la concorrenza e il raddoppio degli investimenti per le condutture del gas naturale e del teleriscaldamento all'interno della stessa zona. La maggior parte delle famiglie hanno aderito ai sistemi di teleriscaldamento pubblico, poiché godevano di incentivi fiscali.

Dopo l'anno 2000, il settore del teleriscaldamento ha di nuovo cambiato direzione. È stato dedicata maggiore attenzione all'efficienza energetica e alla riduzione delle perdite dalle reti di condutture, oltre che al miglioramento della gestione dei terminali presso l'utente finale. La generazione di calore da biomassa, da centrali solari, l'introduzione di serbatoi per lo stoccaggio del calore, l'utilizzo di pompe di calore e l'energia geotermica sono solo alcuni esempi delle tecnologie che si ritrovano nei sistemi di teleriscaldamento presenti nel paese. La vasta ristrutturazione del settore energetico, insieme all'attenzione per gli effetti sull'ambiente, il risparmio energetico e gli impatti economici hanno dato una notevole spinta al settore.

Europa orientale

Anche nell'Europa orientale il teleriscaldamento è una tecnologia molto diffusa e conosciuta. Rispetto ai sistemi dell'Europa occidentale, nell'Europa dell'Est / ex URSS, il teleriscaldamento è stato sviluppato in circostanze decisamente diverse. Molti sistemi sono stati costruiti in un sistema economico a pianificazione centralizzata e il costo del riscaldamento per gli utenti finali è ancora oggi una delle grandi sfide. In molti paesi dell'Est, l'industria pesante che utilizzava vapore (e acqua calda ad alta temperatura) ha chiuso o è stata convertita in altre tipologie, facendo così svanire parti significative degli introiti per i sistemi di teleriscaldamento (e produttori di calore).

Spesso il teleriscaldamento in Europa orientale utilizzava vapore o acqua surriscaldata. Le condutture erano spesso composte di tubi in acciaio non sufficientemente coibentati, che sono poi stati gradualmente sostituiti con tubature pre-coibentate. Il controllo dei parametri di sistema non era sempre flessibile: la portata, ad esempio, era fissa. Il controllo del carico

(calore fornito agli utenti collegati) avveniva regolando la temperatura erogata a livello centrale. Questo tipo di controllo è semplice, ma presenta molti svantaggi, ad esempio la difficoltà nella regolazione della fornitura al singolo utente. Di conseguenza, l'impianto subisce squilibri

idraulici che causano una situazione nella quale alcune abitazioni sono riscaldate adeguatamente, mentre altri edifici sono portati a temperature interne basse. I progetti originali potevano prevedere 150/70°C, ma oggi i sistemi vengono utilizzati con temperature decisamente inferiori. Negli impianti spesso si verificavano squilibri termici, sporcamento degli scambiatori di calore e perdite d'acqua. L'introduzione di nuove tecnologie e concetti moderni rappresenta una grande sfida oggi, dal momento che in molti casi i mezzi finanziari sono insufficienti e il recupero dei costi sostenuti è insoddisfacente.

Nuovi paesi

In molti paesi europei, l'utilizzo del teleriscaldamento è relativamente recente. In queste nazioni, talvolta le abitazioni non sono dotate degli impianti di riscaldamento centralizzati ad acqua necessari per l'approvvigionamento di calore tramite teleriscaldamento. L'introduzione del teleriscaldamento non implica solo una conversione della fonte di calore, ma richiede anche investimenti significativi da parte dei proprietari delle abitazioni.

Un'altra sfida è rappresentata dal superamento della percezione negativa nei confronti del teleriscaldamento presente in alcuni paesi, dove viene spesso considerato una tecnologia centralista ed inefficiente. La volontà di affidarsi a un fornitore pubblico per il riscaldamento può risultare piuttosto diversa in termini di percezione dei paesi settentrionali e nel sud d'Europa.

Questa immagine sta gradualmente migliorando, dal momento che gli impianti odierni sono molto efficienti, anche rispetto ai costi, e presentano un'elevata penetrazione delle energie rinnovabili (es. biomassa o solare termico). Per alcuni di questi sistemi, un nuovo approccio è facilitare l'integrazione tra settori (riscaldamento, elettricità e trasporti). Molti dei più recenti impianti di teleriscaldamento che usano energie rinnovabili sono di piccole dimensioni.

2.1.3 Classificazione del teleriscaldamento per generazioni tecnologiche

A seconda del periodo di costruzione dei sistemi di teleriscaldamento e delle tecnologie impiegate, è possibile distinguere tra quattro diverse generazioni di impianti (Lund et al., 2014).

Prima generazione

La prima generazione è un sistema a vapore alimentato a carbone, introdotto inizialmente negli USA negli anni '80 del XIX secolo e che si diffuse anche in alcuni paesi europei. È stato all'avanguardia fino agli anni '30 e utilizzava condotte in cemento e temperature molto elevate. Di conseguenza, questi impianti non erano molto efficienti. Si verificavano anche problemi legati all'affidabilità e alla sicurezza, a causa delle tubature per il vapore in pressione ad alta temperatura. Ad oggi, questa generazione è obsoleta dal punto di vista tecnologico. Ciononostante, alcuni di questi sistemi sono ancora in uso in città come New York o Parigi. Altri impianti originariamente di prima generazione sono poi stati convertiti in generazioni successive. (Lund et al., 2014)

Seconda generazione

La seconda generazione è stata sviluppata negli anni '30 del XX secolo ed è proseguita fino agli anni '70, bruciando principalmente carbone e petrolio. Il calore veniva trasmesso utilizzando come vettore l'acqua calda in pressione. Normalmente la temperatura di mandata di questi sistemi era superiore a 100°C e l'acqua scorreva all'interno di tubature in calcestruzzo, perlopiù assemblate in loco, e attrezzature pesanti. Una delle motivazioni principali per l'installazione di questi sistemi era il risparmio di energia primaria derivante dal ricorso a centrali cogenerative. Sebbene fossero impiegati anche in altri paesi, i sistemi tipici di questa generazione erano gli impianti di teleriscaldamento costruiti dopo la Seconda

Guerra Mondiale in varie nazioni dell'Europa orientale. (Lund et al., 2014)

Terza generazione

Negli anni '70 del XX secolo ha visto la luce la terza generazione, utilizzata in seguito nella maggior parte dei sistemi e ovunque nel mondo. Questa generazione è anche detta "tecnologia

scandinava per il teleriscaldamento", poiché molti dei produttori di componenti si trovano in Scandinavia. Questa terza generazione utilizza tubature pre-fabbricate e pre-coibentate, installate sotto terra, con temperature di esercizio inferiori, normalmente sotto i 100°C. Una ragione fondamentale per la costruzione di questi impianti è la sicurezza della fornitura, grazie al miglioramento dell'efficienza energetica, nel periodo successivo alla crisi petrolifera, che causò problematiche nell'approvvigionamento del petrolio. Questi sistemi utilizzavano perlopiù carbone, biomassa e rifiuti come fonti di energia, trascurando il petrolio. In alcuni casi, il mix energetico prevedeva anche l'impiego di energia geotermica e solare (Lund et al., 2014). Ad esempio, a partire dagli anni '70, per il riscaldamento delle abitazioni parigine viene usato il riscaldamento geotermico proveniente da una fonte a 55-70°C che si trova 1-2 km sotto la superficie.

Quarta generazione

La quarta generazione è attualmente in corso di sviluppo (Lund et al., 2014) ad esempio in Danimarca (Yang et al., 2016). La quarta generazione viene studiata per contrastare il cambiamento climatico e integrare quote elevate di energia rinnovabile variabile all'interno degli impianti di teleriscaldamento, offrendo così un'elevata flessibilità al sistema elettrico.

Secondo lo studio di Lund et al. (2014), questi sistemi devono garantire:

- La possibilità di erogare teleriscaldamento a bassa temperatura per il riscaldamento degli ambienti e per l'acqua calda sanitaria (ACS) agli edifici esistenti, a quelli riqualificati dal punto di vista energetico e a quelli poco energivori di nuova costruzione.
- La possibilità di distribuire il calore della rete con dispersioni limitate.
- La possibilità di riciclare il calore da fonti a bassa temperatura e integrare fonti rinnovabili, come geotermico e solare.
- La possibilità di costituire parte integrante di sistemi energetici intelligenti (ovvero integrazione di reti termiche, fluidi, gas ed elettricità), oltre che della quarta generazione di impianti di teleriscaldamento.
- La possibilità di offrire un'adeguata pianificazione, costi e motivazioni sulla base del funzionamento e degli investimenti strategici per la trasformazione in futuri sistemi di energia sostenibile.

Rispetto alle generazioni precedenti, i sistemi di quarta generazione hanno visto un abbassamento dei livelli di temperatura fino a 70°C o meno, così da migliorare l'efficienza energetica del sistema. Potenziali fonti di calore sono il calore di scarto delle industrie, impianti termovalorizzatori ad assetto cogenerativo, centrali a biomassa, impianti di energia geotermica e solare termica (riscaldamento solare centralizzato), pompe di calore di grande taglia, calore di scarto da sistemi di raffrescamento (es. dal condizionamento dei data center) e altre fonti energetiche. Grazie a queste e a stoccaggi termici ad elevata capacità, compresi impianti di accumulo stagionali, si prevede che i sistemi di teleriscaldamento di quarta generazione forniscano la flessibilità necessaria per bilanciare la generazione di energia solare ed eolica. Ad esempio, le pompe di calore possono essere impiegate per sfruttare l'energia elettrica in eccesso per la produzione del calore in caso di surplus di produzione eolica (Lund et al., 2014). Per questo motivo, le pompe di calore industriali vengono considerate una tecnologia chiave per i sistemi energetici intelligenti con quote elevate di energie rinnovabili, fino al 100%, e per gli impianti avanzati di quarta generazione (Lund et al., 2014). Una delle sfide dei sistemi a bassa temperatura è la garanzia del mantenimento di una temperatura minima per l'acqua sanitaria, utile per scongiurare le contaminazioni da

legionella, che può resistere a temperature superiori a 50°C per alcune ore (si veda la Figura 4).

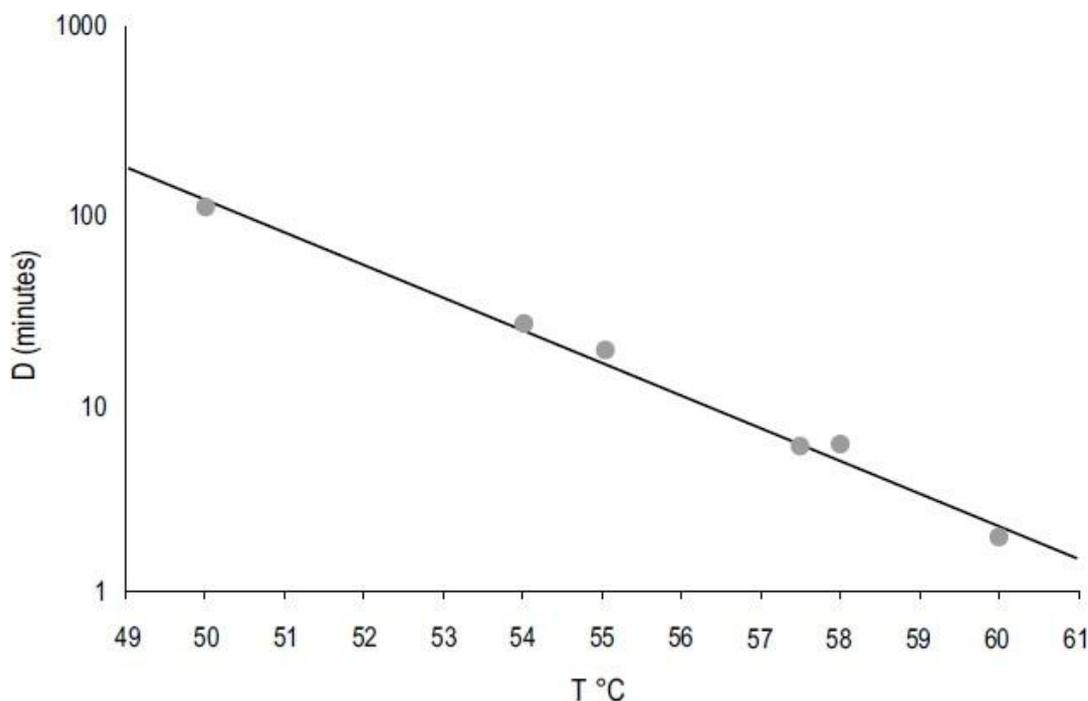


Figura 4: Tempi per la riduzione decimale della *Legionella pneumophila* sierogruppo 1 a diverse temperature (Organizzazione Mondiale della Sanità, 2007)

A seconda della dimensione del serbatoio d'acqua calda e dei requisiti nazionali, potrebbe essere necessario riscaldare l'acqua sanitaria in maniera permanente, o almeno temporaneamente ad una temperatura di 60°C. Solitamente questo richiede una temperatura di approvvigionamento leggermente superiore presso la fonte di calore. Esistono tuttavia soluzioni tecniche per garantire i 60°C per l'acqua sanitaria, anche se la temperatura di flusso della rete di teleriscaldamento è inferiore.

2.1.4 Classificazione per problematiche tecniche

I sistemi di teleriscaldamento possono essere classificati sulla base di varie problematiche tecniche. Il presente capitolo descrive le suddivisioni più frequenti.

Classificazione per generazione di calore

Gli impianti di teleriscaldamento possono essere classificati sulla base dell'ubicazione della produzione di calore all'interno di sistemi centralizzati e decentralizzati. Storicamente, la maggior parte degli impianti impiegavano solamente uno o pochi generatori di calore **centralizzati**. Normalmente, il teleriscaldamento utilizzava il calore proveniente dalle centrali di cogenerazione, che funzionavano di solito a carbone, gas o petrolio. Al fine di bilanciare il funzionamento del sistema e produrre quanta più elettricità possibile, questi impianti usavano spesso stoccaggi di calore di taglia limitata.

Oggi, tuttavia, si ha un numero crescente di sistemi di teleriscaldamento **decentralizzato**, che utilizzano il calore derivante da varie strutture. In Danimarca si trovano vari sistemi di questo tipo, ad esempio quello illustrato nella Figura 5, ovvero l'impianto di Gram. Questo utilizza diverse tecnologie, come collettori solari termici, cogenerazione a gas naturale, calore in eccesso dall'industria, pompa di calore, caldaia elettrica, serbatoio tampone e stoccaggio stagionale.

Sebbene il teleriscaldamento in Europa sia ancora dominato dai combustibili fossili, la tendenza futura è quella di impiegare fonti di energia rinnovabile, come geotermica, solare termica, biomassa, elettrotermia (cd power-to-heat") e calore in eccesso proveniente da varie

fonti, come le industrie o il settore dei servizi.

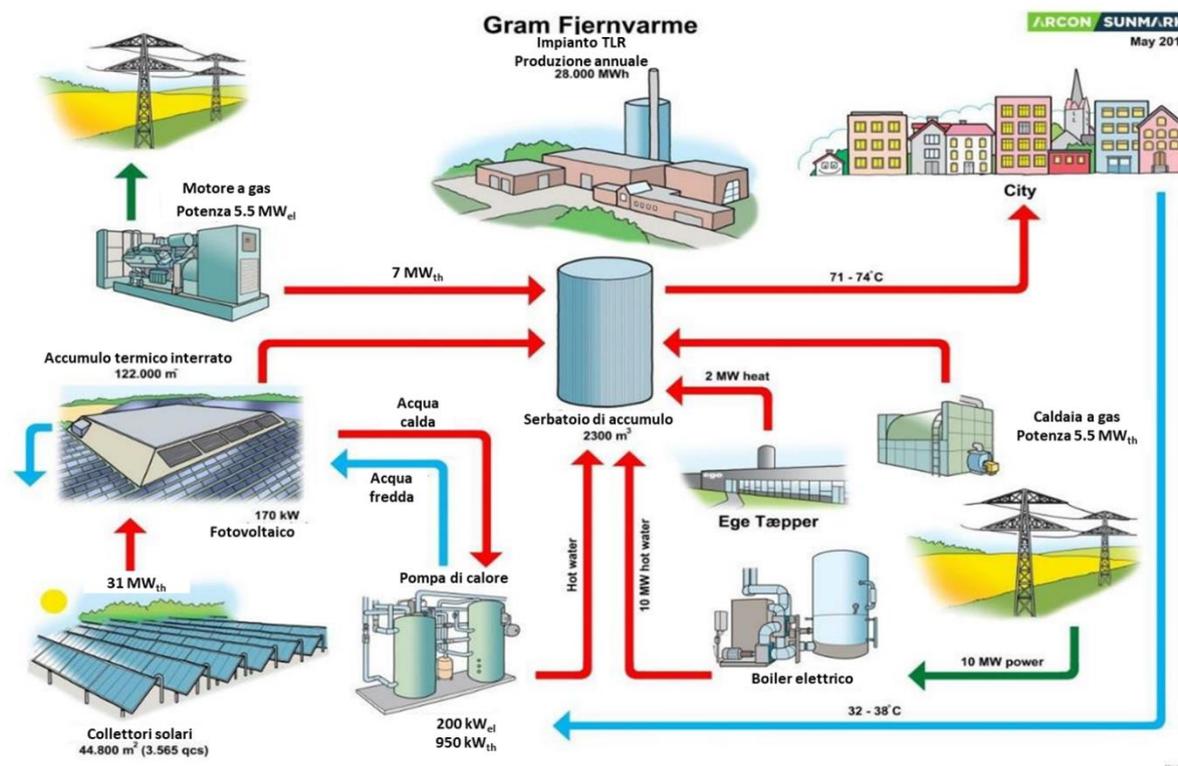


Figura 5 Il sistema di teleriscaldamento decentralizzato con varie fonti di calore di Gram, Danimarca (Fonte: <http://www.gram-fjernvarme.dk>)

Classificazione per distribuzione del calore

I sistemi di teleriscaldamento distribuiscono il calore all'interno di reti di condutture, in cui il mezzo di trasferimento passa dalle centrali di generazione agli utenti finali. Come vettore di trasferimento dell'energia termica è possibile utilizzare vapore e acqua, a seconda del tipo di utente, dell'età del sistema, ecc. Diversi livelli di temperatura sono spesso associati a sistemi di teleriscaldamento appartenenti a diverse generazioni, come spiegato in precedenza.

Ad esempio, il **vapore** era utilizzato principalmente nella prima generazione di teleriscaldamento. Tuttavia, alcuni sistemi vengono ancora utilizzati oggi, soprattutto se tra gli utenti figurano stabilimenti industriali. Il vapore è un vettore a scarsa efficienza, poiché la sua temperatura è molto elevata. Spesso gli impianti di prima generazione non prevedevano nemmeno una tubatura di ritorno per la condensa, che veniva scaricata nelle fogne al termine di un circuito aperto.

Nella maggior parte degli impianti moderni, il vapore è stato sostituito da **acqua calda** a diversi livelli di temperatura. Dal momento che la pressione è necessaria per poter trasportare l'acqua di circuito, le reti di teleriscaldamento sono sempre impianti in pressione. Questo significa che la temperatura dei sistemi di teleriscaldamento può essere superiore ai 100°C mantenendo lo stato liquido dell'acqua di circuito, dal momento che il punto di ebollizione dell'acqua in pressione è superiore a 100°C. Ad oggi, molti impianti utilizzano ancora temperature dell'acqua di circuito uguali o superiori a 100°C. Sebbene questi sistemi possano risultare molto efficienti, il rischio di dispersioni di calore, con conseguente perdita di efficienza, aumenta per temperature superiori. Questo è particolarmente vero per gli impianti che utilizzano tubature non correttamente coibentate.

Molti sistemi di teleriscaldamento funzionano a temperature decisamente inferiori a 100°C. Se dotati di tubature pre-coibentate, che ne aumentano l'efficienza, i vantaggi possono essere molteplici: minori perdite nella rete di distribuzione (inferiori al 10%), l'uso di energie

rinnovabili a bassa temperatura e fonti di calore in eccesso, insieme allo stoccaggio termico. Grazie ai benefici offerti, la tendenza generale è proprio l'adozione di **teleriscaldamento a bassa temperatura**, con temperature di mandata inferiori ai 50°C e "unità ausiliarie" installate presso

gli utenti, aventi lo scopo di innalzare localmente la temperatura di fornitura. La possibilità di impiegare questi sistemi dipende dagli edifici collegati e dall'infrastruttura di riscaldamento degli stessi.



Figura 6: Il teleriscaldamento a bassa temperatura permette l'uso di tubature in plastica (si veda qui una tubatura binata), che hanno costi inferiori e risultano più semplici da montare, grazie alla loro flessibilità (Fonte: B. Doračić)

Classificazione per distribuzione del calore

Il calore viene normalmente trasferito all'interno della rete fino agli utenti finali (si veda la Figura 2),.

Rete di trasporto (che a volte coincide con la rete di distribuzione): sistema di tubazioni atto a trasportare il calore dalle Centrali di produzione agli stacchi predisposti con valvole ("baricentri" di carico termico), ove ha origine la rete di distribuzione. E' caratterizzata dal fatto di non avere stacchi per l'alimentazione diretta di utenze. In generale è composta da collettori principali di grande diametro e da diramazioni di alimentazione ai "baricentri", e comprende anche stazioni di rilancio.

Rete di distribuzione: sistema di tubazioni atto a distribuire il calore dalle centrali di produzione alle utenze. In presenza di una rete di trasporto, la rete di distribuzione ha origine in corrispondenza del c.d. "baricentro" di carico termico: punto nodale della rete di trasporto che costituisce il punto di consegna dell'energia termica dalla rete di trasporto a quella di distribuzione. Corrisponde fisicamente ad una coppia di valvole tramite le quali è possibile alimentare o intercettare la rete di distribuzione e quindi separare eventualmente i due sistemi di tubazioni. Tali valvole fanno parte della rete di trasporto del calore. In questi punti nodali possono essere installati, all'origine della rete di distribuzione, stazioni di rilancio o gruppi di scambio termico con relativo sistema di pompaggio che alimentano reti di distribuzione con parametri di funzionamento diversi (pressioni e/o temperature) rispetto alla rete di trasporto.

Allacciamento. Sistema di tubazioni atto a distribuire il calore dalla rete di distribuzione alla sottostazione d'utenza o al punto di collegamento con la rete d'utenza

È possibile inoltre distinguere tra sistemi diretti e indiretti. In un **sistema diretto** (Figura 7) il vettore di trasporto del calore (anche detto **acqua di circuito**) della rete primaria passa direttamente all'interno della rete di riscaldamento dell'utente. In questi impianti, l'acqua dalla rete di distribuzione scorre nelle tubature e nei radiatori dell'edificio. Ciononostante, i sistemi diretti sono sempre meno utilizzati, a causa dei loro notevoli svantaggi (temperature elevate, problematiche legate alle perdite). I più comuni oggi sono i **sistemi indiretti** (Figura 8), in cui la rete primaria è separata dalle tubature degli utenti (rete del secondario) tramite scambiatori di calore.

Un'ulteriore classificazione riguardante le utenze comprende i sistemi che erogano **calore esclusivamente per il riscaldamento degli ambienti** e quelli che gestiscono anche la produzione di acqua calda sanitaria. **I sistemi che forniscono anche acqua calda sanitaria** devono funzionare tutto l'anno, mentre gli impianti per il solo riscaldamento degli ambienti possono essere spenti durante l'estate. In questo caso, normalmente l'acqua calda sanitaria viene scaldata con dispositivi elettrici. Nei moderni sistemi di teleriscaldamento, tuttavia, vengono utilizzate fonti come il solare termico e il calore in eccesso, permettendo così di fornire acqua calda sanitaria per aumentare il numero di ore di esercizio e, di conseguenza, la fattibilità dell'intero sistema (Figura 9).

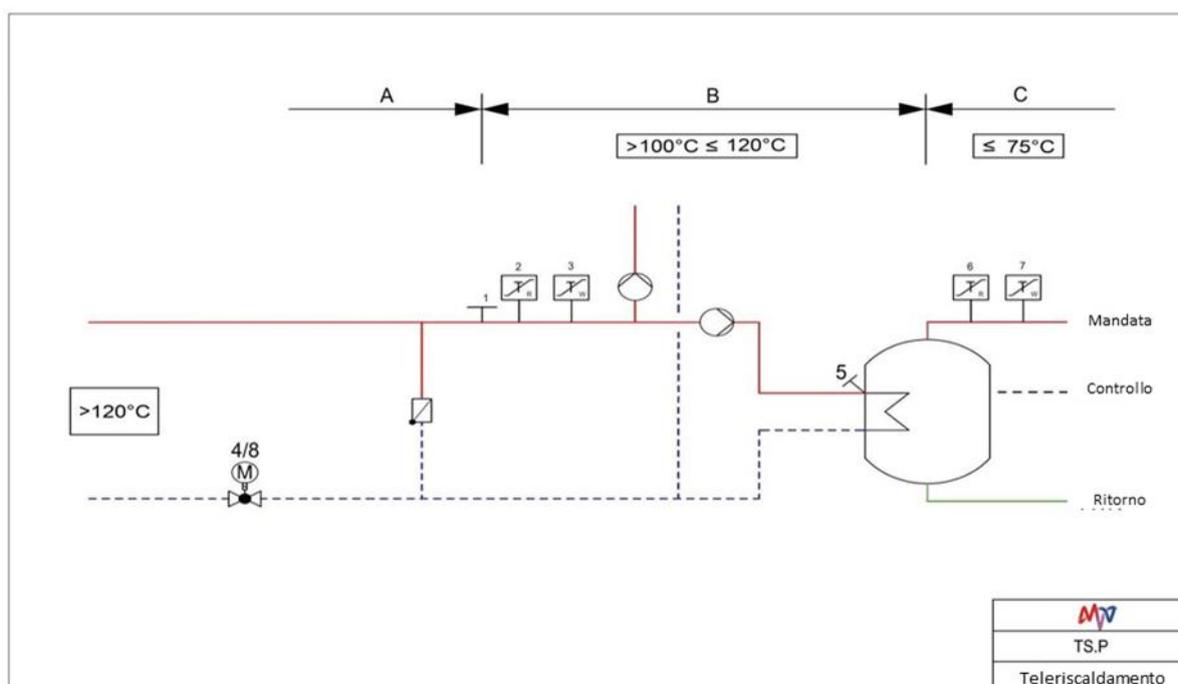


Figura 7: Lo schema di un sistema diretto (Fonte: MVV Netze, 2015)

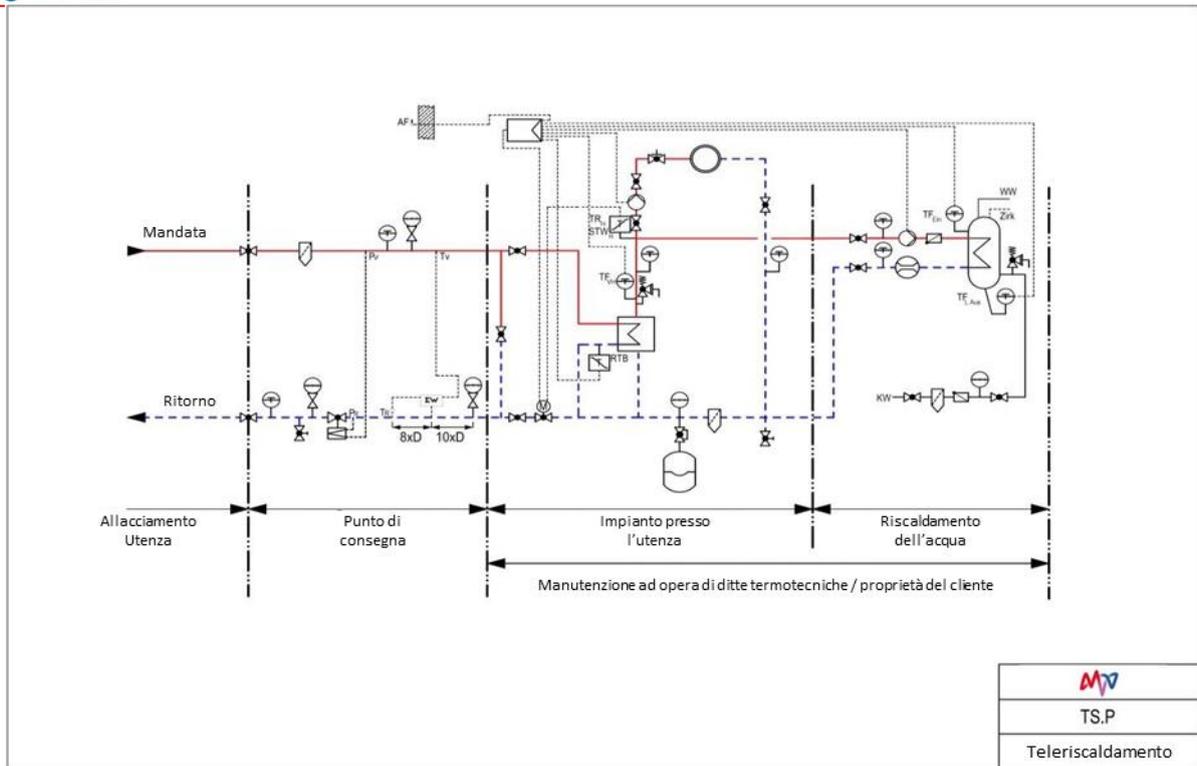


Figura 8: Lo schema di un sistema indiretto (Fonte: MVV Netze, 2015)

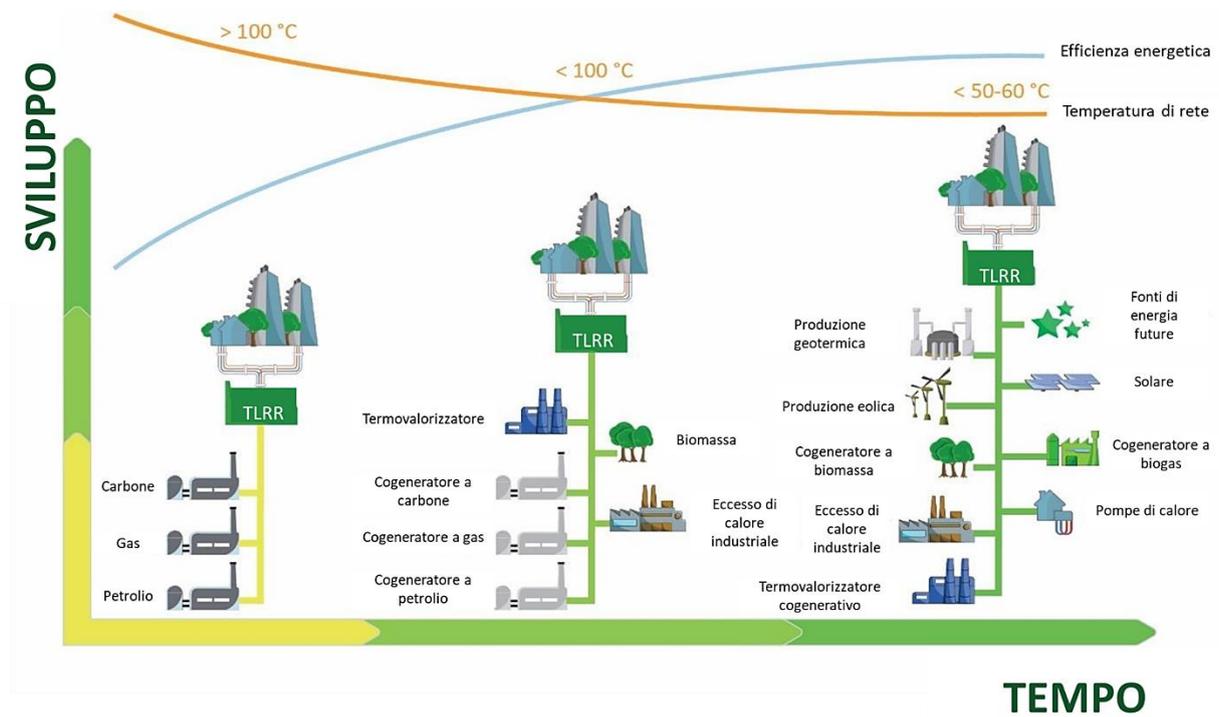


Figura 9: Sviluppo degli impianti di teleriscaldamento nel tempo (Fonte: Euroheat & Power)

2.2 Panoramica dell'attuale distribuzione del teleriscaldamento in Europa

Per poter sviluppare opzioni tecniche e non per l'ammodernamento del teleriscaldamento in Europa, è importante conoscere gli sviluppi passati e gli attuali mercati nei vari paesi europei. Il report per paese di Euroheat & Power (2017) fornisce una panoramica statistica dettagliata dell'attuale presenza del teleriscaldamento in Europa. Le seguenti sezioni sono fondate su una ricerca realizzata da Gerdvilia (dati di mercato del 2015), con membri e associati di Euroheat & Power.

L'importo totale delle vendite di calore agli utenti europei è ancora relativamente basso. La quota è di circa l'11-12% della domanda europea di calore soddisfatta da 6.000 reti di teleriscaldamento. Il teleriscaldamento è più comune nei paesi con inverni più freddi, nell'Europa orientale e settentrionale. Come mostrato dalla Figura 10, il mercato del teleriscaldamento più esteso è in Germania, seguito da Polonia e Svezia. Nell'Europa meridionale, questo settore è attualmente minoritario. Il teleriscaldamento serve circa 60 milioni di cittadini europei, con ulteriori 140 milioni di persone che vivono in città dove è presente almeno un sistema di teleriscaldamento.

A partire dal 2011, la capacità installata totale è aumentata in dieci paesi (Figura 11), mentre l'aumento percentuale maggiore si è avuto in Svizzera (36%), seguita dall'Italia (24%), dalla Norvegia e dalla Lituania (entrambe 16%).

La quota di DHC rispetto ad altri sistemi di riscaldamento è più elevata in Danimarca, Lituania, Svezia, Polonia e Finlandia, come illustrato dalla Figura 12. Le quote nelle altre nazioni sono inferiori al 15%. La riduzione di quota più notevole si è avuta in Svezia, dove alcuni utenti hanno deciso di adottare il riscaldamento elettrico, pompe di calore comprese, a causa del costo modesto dell'elettricità. La quota di riscaldamento elettrico è quindi aumentata del 4%.

In generale, il teleriscaldamento e teleraffreddamento in Europa sta diventando sempre più rinnovabile, come indicato dalla Figura 13. In media, la quota di energia rinnovabile in questo settore è aumentata del 10% dal 2011 al 2015.

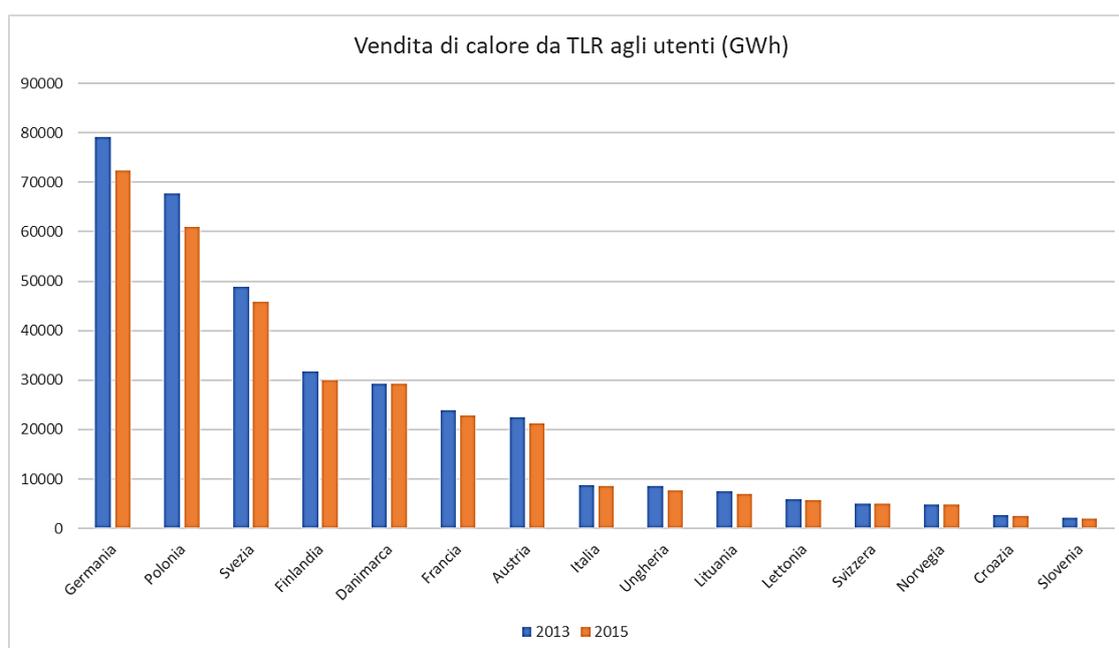


Figura 10: Vendite di teleriscaldamento verso utenti (in GWh) (Fonte: Executive Summary by Gerdvilia, Country by Country 2017, Euroheat & Power)

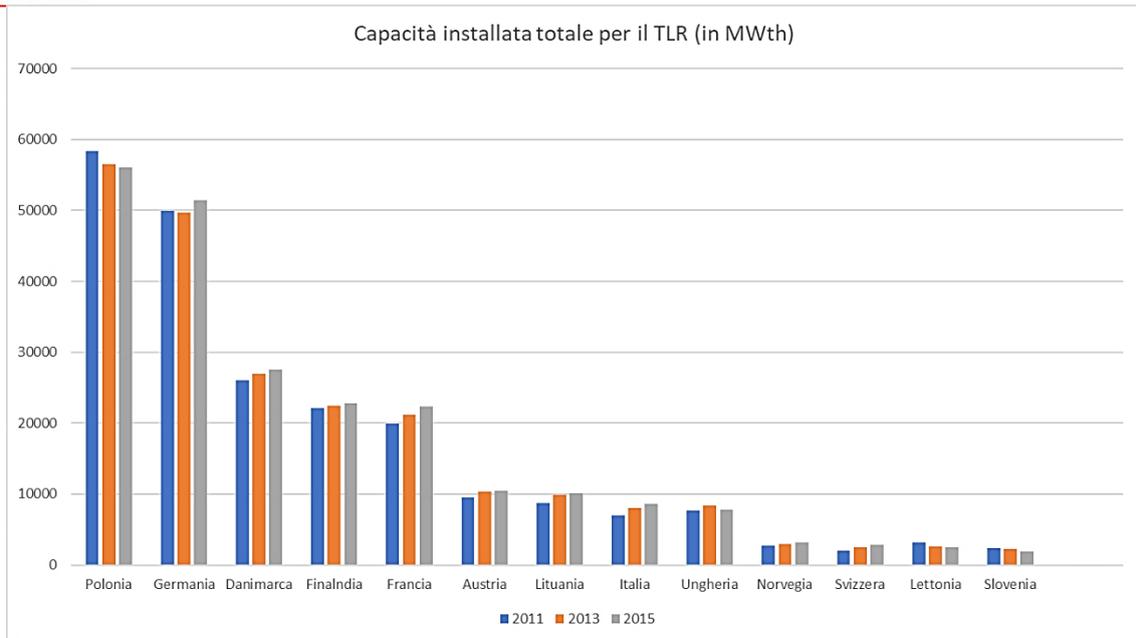


Figura 11: Capacità TLR installata totale (in MWth) (Fonte: Executive Summary by Gerdvila, Country by Country 2017, Euroheat & Power)

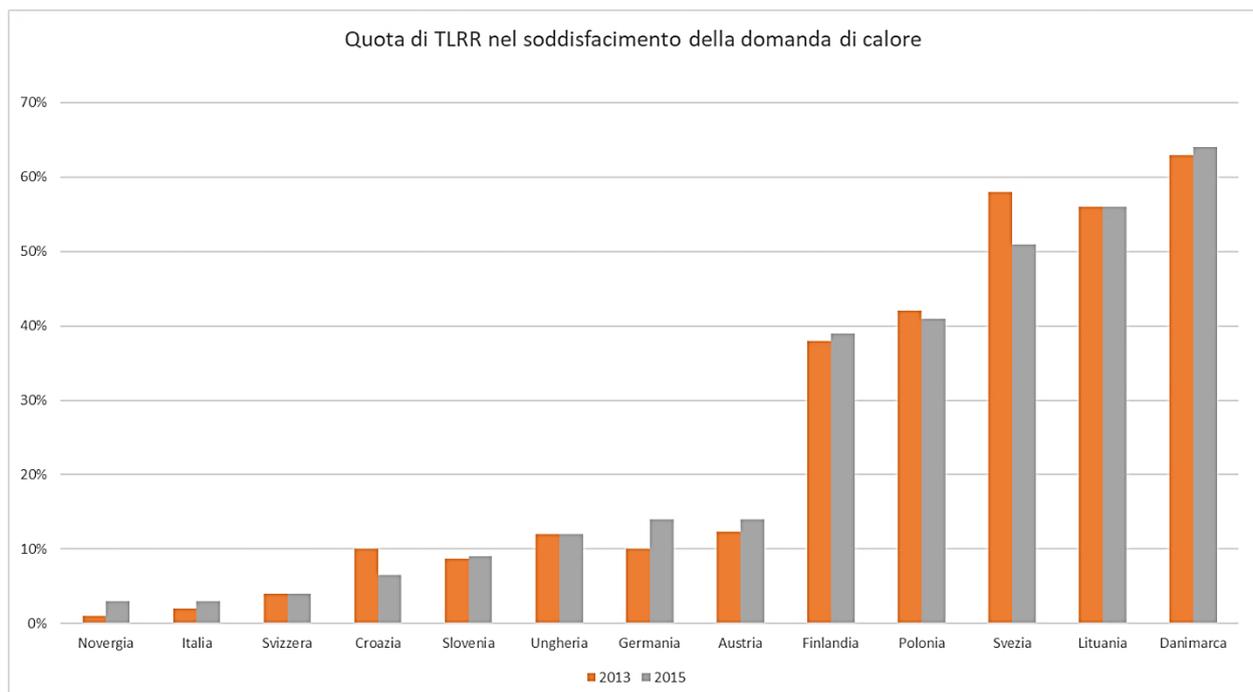


Figura 12: La quota di teleriscaldamento e teleraffrescamento rispetto ad altre soluzioni di riscaldamento in Europa (Fonte: Executive Summary by Gerdvila, Country by Country 2017, Euroheat & Power)

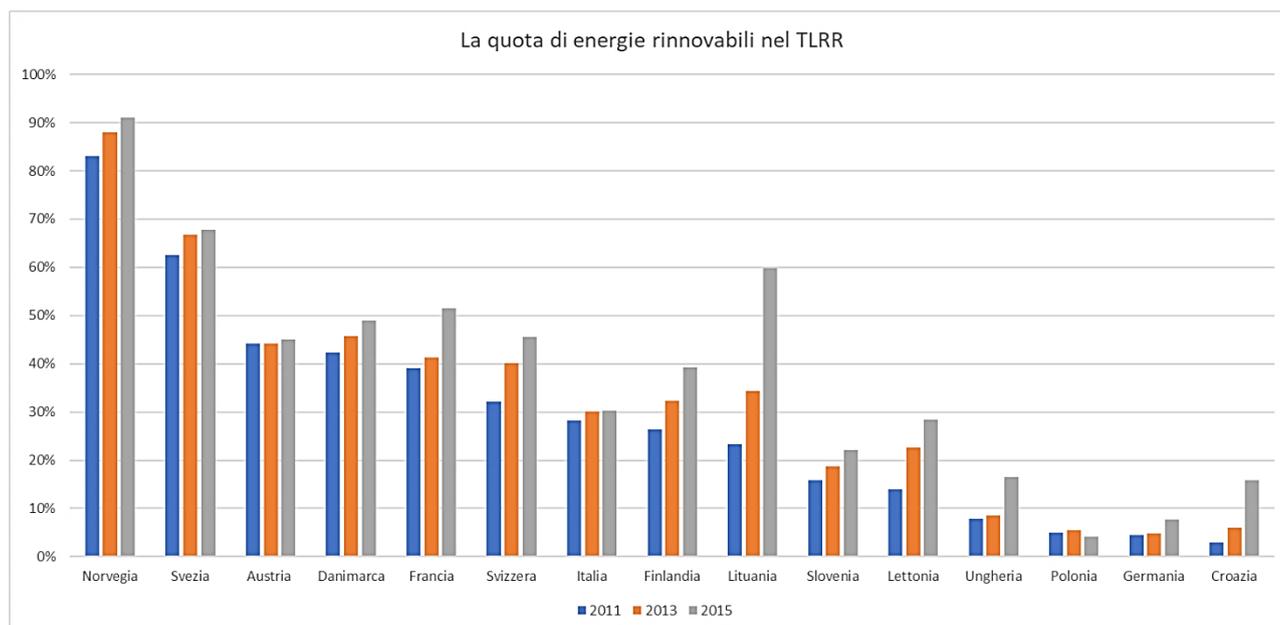


Figura 13: La quota di energie rinnovabili per il teleriscaldamento e teleraffrescamento in Europa (Fonte: Executive Summary by Gerdvila, Country by Country 2017, Euroheat & Power)

2.3 Condizioni generali: concorrenti del teleriscaldamento

Sebbene ci siano oltre 7.000 impianti di teleriscaldamento in Europa, questi coprono solo circa il 13% della domanda di calore di paesi europei. Di conseguenza, molti edifici sono ancora riscaldati con mezzi diversi, soprattutto soluzioni individuali per la famiglia o per lo stabile. Le motivazioni alla base di questa situazione sono varie e verranno esplorate all'interno di questo capitolo.

La quota di teleriscaldamento nella risposta alla domanda di calore di un certo paese dipende molto dalla posizione geografica della nazione in questione, oltre al suo sviluppo storico. Danimarca, Lituania e Svezia sono i leader europei dell'utilizzo del teleriscaldamento. La quota delle famiglie collegate al sistema di teleriscaldamento in Islanda è del 92% ed è completamente rinnovabile, poiché utilizza l'energia geotermica. Anche la Danimarca è nota per la scelta di soluzioni di energia sostenibile e il 63,3% dei suoi cittadini sono collegati al teleriscaldamento. Spostandosi verso il Sud d'Europa è necessario sempre meno calore e quindi questa quota diminuisce considerevolmente. In paesi come la Spagna, la Grecia, il Portogallo, ecc., il riscaldamento è comunque necessario durante il periodo invernale. In queste nazioni vengono utilizzate soluzioni diverse, come il condizionamento dell'aria e caldaie individuali.

Spesso i paesi dell'Europa orientale hanno una quota elevata di sistemi di teleriscaldamento, ma spesso sono alimentati da generatori obsoleti e sovradimensionati, che bruciano combustibile fossile con scarsa efficienza di processo. Per questo motivo, spesso i cittadini le considerano pessime soluzioni e tendono quindi sempre più a scollegarsene.

La sostituzione più comune per il teleriscaldamento nei paesi dell'Europa orientale e meridionale sono le **caldaie individuali** all'interno degli edifici o a livello familiare. I carburanti utilizzati per queste caldaie sono principalmente gas naturale e biomassa in forme diverse (ceppi di legno, pellet). Anche il gasolio viene in qualche modo utilizzato, seppure con una frequenza sempre minore. Normalmente le caldaie a gas naturale vengono utilizzate in città, poiché uno dei prerequisiti è che sia presente una rete di distribuzione. Le caldaie

moderne sono molto efficienti, oltre il 90%, e sono quindi una soluzione adottata spesso dai cittadini. Il gas naturale è comunque un combustibile fossile e non rappresenta quindi una soluzione sostenibile da un punto di vista ambientale per il riscaldamento a livello individuale. Inoltre, l'uso di questo carburante riduce la sicurezza dell'approvvigionamento, perché la maggior parte dei paesi europei dipendono dal gas importato da paesi extra-europei. I prezzi del carburante possono variare significativamente e ci si aspetta un aumento in futuro. Infine, dal punto di vista energetico, l'utilizzo del gas naturale per produrre energie a valore inferiore, come il calore, non è efficiente.

Molto spesso le caldaie a biomassa vengono utilizzate nei contesti rurali, poiché le biomasse sono normalmente reperibili nei dintorni e risultano molto economiche per gli utenti. In alcuni paesi, le foreste sono di proprietà dei cittadini, che possiedono quindi l'intera soluzione di riscaldamento. Le moderne caldaie a biomassa sono dotate di un sistema di filtraggio di alta qualità e ad alta efficienza, che abbatte considerevolmente le emissioni inquinanti. Questo rappresenta una buona alternativa al teleriscaldamento nelle zone in cui la densità della richiesta di calore non è abbastanza elevata per poter realizzare un tale sistema. Molte aree rurali presentano una quota elevata di stufe a biomassa inefficienti e obsolete, che causano forti emissioni di ossidi di azoto, monossido di carbonio e particolato. Questo può presentare un problema serio durante i mesi invernali, dal momento che questi inquinanti restano nella zona e causano seri problemi alla salute pubblica. La principale difficoltà per la sostituzione delle vecchie caldaie nelle zone rurali sono la loro demografia e l'accontentarsi di standard più bassi da parte della sua popolazione da un lato e i bassi costi d'esercizio dall'altro.

Nei paesi dell'Europa meridionale, molte famiglie utilizzano le unità di condizionamento dell'aria anche per il riscaldamento durante i mesi invernali. Questa prassi è comune nelle zone in cui le necessità di raffreddamento sono elevate in estate, ma in riscaldamento non è sempre necessario durante l'inverno. Le unità di condizionamento dell'aria sono fondamentalmente costituite da piccole pompe di calore aria-aria. Si prevede che le pompe di calore siano una fonte importante nei sistemi energetici del futuro. Più precisamente, le pompe di calore aria-acqua, terra-acqua e acqua-acqua verranno utilizzate come alternativa ai sistemi di teleriscaldamento nelle zone d'Europa in cui le densità della domanda di calore sono ridotte. Tuttavia, l'attuale utilizzo di pompe di calore aria-aria per il riscaldamento è un sistema inefficiente, poiché il rendimento in tale assetto (COP) è basso durante l'inverno, ovvero è al minimo nel momento della maggiore richiesta di calore.

Normalmente il teleriscaldamento è conveniente dal punto di vista economico nelle zone in cui la densità della domanda termica è sufficientemente elevata. Dunque, la maggior parte dei quartieri urbani potrebbe essere collegata al teleriscaldamento. Uno strumento utile per l'analisi del potenziale del teleriscaldamento è la mappatura della domanda di calore, realizzata tramite sistema informativo geografico (GIS), che è in grado di rappresentare graficamente la portata del potenziale sistema, come illustrato nella Figura 14.

Attualmente il potenziale del teleriscaldamento è molto elevato. Per poter ottenere un settore del riscaldamento effettivamente decarbonizzato e sostenibile, il TLR dovrebbe arrivare a coprire una quota della domanda molto più elevata. Questo dovrebbe essere associato all'applicazione di misure per il risparmio energetico negli edifici al fine di permettere l'uso di calore a bassa temperatura prodotto da varie fonti rinnovabili, come il solare, il geotermico, ecc. La parte restante della domanda di calore nelle zone a bassa densità dovrebbe essere soddisfatta con pompe di calore individuali, come spiegato in precedenza in questo capitolo.

Una delle attuali difficoltà per l'aumento della quota di teleriscaldamento in Europa è la **concorrenza di questo settore con il gas naturale**. Inoltre, il teleriscaldamento è in concorrenza anche con altre opzioni di riscaldamento. Una volta scelto un sistema di riscaldamento, normalmente verrà mantenuto per un po'. Questa questione è stata risolta, in paesi come la Danimarca ad esempio, con la definizione di zone specifiche per la costruzione delle reti di teleriscaldamento e di altre per le reti a gas naturale. In altre parole, i piani municipali per il riscaldamento separano fisicamente le zone per il teleriscaldamento, in

cui tutte le unità abitative devono essere collegate a questa fonte, dalle zone a gas naturale. La situazione è invece completamente diversa nell'Europa sud-orientale, in cui normalmente il teleriscaldamento e il gas naturale sono entrambi presenti e a disposizione degli utenti. A causa della scarsa conoscenza del teleriscaldamento da parte del grande pubblico e dei prezzi ridotti per il gas naturale in alcune zone, non è raro che i nuovi edifici siano collegati alla rete del gas naturale invece che al teleriscaldamento, nonostante questo sia disponibile.

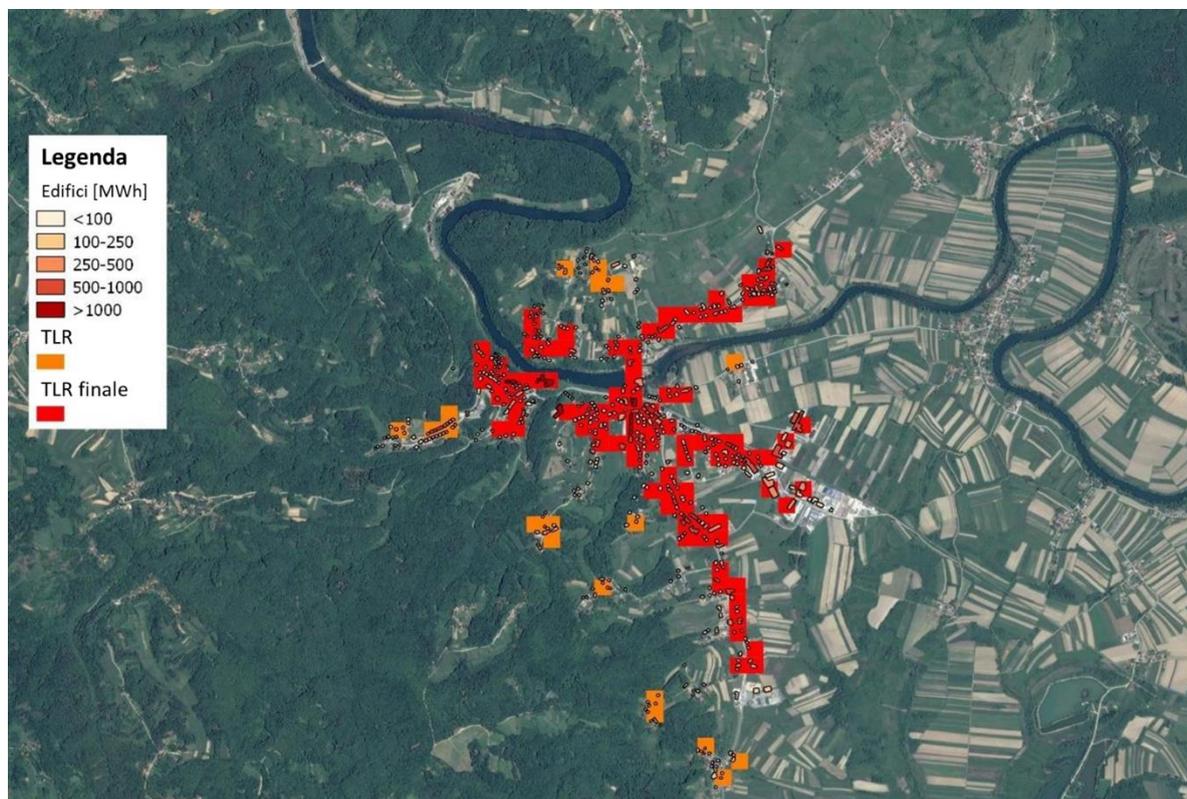


Figura 14. Mappa della domanda di calore nella città di Ozalj in Croazia, che mostra anche le parti della città in cui sarebbe possibile effettuare il collegamento con un sistema di teleriscaldamento (parti arancioni e rosse) (Fonte: Doračić et al. 2018)



Figura 15. Rete TLR e gas naturale nella città di Velika Gorica in Croazia (Fonte: T. Novosel)

3 Il processo di ammodernamento

Le reti di teleriscaldamento presentano un elevato potenziale per la transizione del settore del riscaldamento, sia dal punto di vista tecnico sia organizzativo. Permettono l'integrazione delle energie rinnovabili, al fine di migliorare l'efficienza energetica generale, e agevolano l'integrazione tra settori energetici (integrazione tra riscaldamento, elettricità e trasporti).

Normalmente il processo di ammodernamento generale per migliorare l'efficienza delle reti di teleriscaldamento è molto complesso. Richiede tempo, lunghe attese e investimenti consistenti. È necessario valutare gli effetti sugli edifici collegati, ad esempio della riduzione delle temperature di esercizio. Questo implica solitamente una collaborazione diretta con i proprietari e con gli utenti finali. Un processo così ampio ed esteso genera anche conseguenze sulla vita della città o del territorio, che è opportuno non sottovalutare. **Per questo è necessaria una pianificazione del processo di ammodernamento accurata e sul lungo termine.**

Teoricamente, il processo di ammodernamento generale viene programmato all'interno di un **processo olistico come singolo progetto**, che tenga conto di tutti gli aspetti di un sistema, ovvero la generazione, la distribuzione e l'utilizzo, al fine di massimizzare l'efficienza complessiva del sistema. Essendo il processo in molti casi lungo e costoso, spesso solo alcune sezioni del sistema vengono ammodernate poco alla volta. Questo permette di procedere più rapidamente e diluire gli investimenti, ma implica il rischio di realizzare misure meno armonizzate e quindi meno efficienti. Ogni impianto di teleriscaldamento ha caratteristiche specifiche e non esiste quindi alcun processo di ammodernamento standard. Tuttavia le procedure possono essere simili e molti aspetti di questo processo vengono descritti nei capitoli successivi.

È importante coinvolgere tutte le **parti interessate** già nella fase di progettazione, così da assicurare un comune allineamento: i fornitori di calore, compreso quello derivante dai processi industriali, gli operatori della rete, le associazioni responsabili del settore abitativo, i proprietari degli edifici, gli utenti finali e le autorità locali. La fase di progettazione dovrebbe dar

luogo a uno schema concreto che includa tutte le misure tecniche e organizzative fondate su una diagnosi dettagliata della situazione attuale. In considerazione dell'investimento elevato e della durata dello schema di rinnovamento, la diagnosi dovrebbe anche considerare l'evoluzione futura della domanda di calore, sulla base delle tendenze demografiche e degli scenari attualmente disponibili, oltre alle condizioni al contorno locali.

È necessario inoltre valutare attentamente la questione della **convenienza economica** e del finanziamento delle misure proposte. Lo schema deve indicare l'opportunità di scegliere determinati modelli organizzativi e di business per la realizzazione delle misure previste, comprendendo modelli di partecipazione dei cittadini e di raccolta fondi.

Lo schema dovrebbe tendere anche ad una **maggiore efficienza, qualità del servizio e competitività**, oltre ad una **riduzione delle emissioni di CO₂**. Risulta quindi necessario ridurre il consumo energetico primario. Il teleriscaldamento è una soluzione ideale per l'utilizzo del calore in eccesso e per l'integrazione delle energie rinnovabili. Ciò dovrebbe risultare in un miglioramento dell'immagine del teleriscaldamento a livello locale, il suo riconoscimento come soluzione per la transizione energetica e una maggiore accettazione da parte dei cittadini. Lo schema dovrebbe quindi includere una strategia comunicativa aperta e coinvolgere gli utenti finali con diversi modelli di partecipazione.

Per poter sfruttare questo potenziale, il rinnovamento dei sistemi di teleriscaldamento dovrebbe innanzitutto analizzare la domanda di calore dei consumatori, e in seguito ammodernare i sistemi di distribuzione esistenti, comprese le sottostazioni e i collegamenti con gli utenti. Ciò si può tradurre in minori perdite idriche e termiche, minori temperature di esercizio, adattamento del dimensionamento e dell'idraulica delle condutture,

introduzione di moderni sistemi di gestione informatici e opzioni per il controllo dell'approvvigionamento di

calore da parte degli utenti. La generazione e la distribuzione del calore risultano di conseguenza più efficienti, e si agevola anche l'integrazione delle energie rinnovabili e del calore di scarto. In un secondo momento, anche misure di rinnovamento atte all'aumento dell'efficienza dovrebbero essere applicate sia per quanto riguarda la distribuzione che per la generazione. La quota di rinnovabili e calore di scarto può essere introdotta e aumentata gradualmente. Queste operazioni devono essere svolte in concomitanza con la previsione della domanda futura e con l'applicazione di misure volte a migliorare l'efficienza presso gli utenti.

3.1 Motivazione delle Società TLR per i processi di ammodernamento

I principali obiettivi alla base dei progetti di ammodernamento dei sistemi di teleriscaldamento sono la mitigazione del cambiamento climatico attraverso la decarbonizzazione del settore del riscaldamento in Europa tramite la generazione di calore sostenibile, insieme alla riduzione dei costi. La situazione in ambito politico e non, a livello nazionale e internazionale, condiziona l'applicazione delle misure di ammodernamento. È tuttavia opportuno riconoscere che i responsabili dell'applicazione di tali misure sono le Società di teleriscaldamento, le cui agende possono variare molto.

All'interno del progetto Upgrade DH vengono analizzati vari progetti di ammodernamento (esempi di pratiche virtuose) realizzati in precedenza (Upgrade DH, 2018a). La seguente sezione contiene una descrizione della gestione da parte delle Società dei vari obiettivi e relative motivazioni. Tali motivazioni alla base dei progetti sono suddivise in tre categorie: **obiettivi aziendali, vantaggi economici, impatti ambientali.**

3.1.1 Obiettivi aziendali

Gli obiettivi aziendali strategici dipendono dalla tipologia di Società. Le Società di teleriscaldamento possono essere pubbliche o private, avere uno o più azionisti, avere, o meno, come finalità il profitto. Gli obiettivi aziendali sono di conseguenza condizionati dal marketing (immagine verde), dalle decisioni politiche e dai requisiti legali, e possono essere definiti dalla dirigenza, dagli azionisti o dai politici.

Gli obiettivi aziendali specifici possono rappresentare un elemento motivazionale molto forte per l'applicazione delle misure di ammodernamento. L'interesse stesso della Società fa sì che la volontà di realizzare degli sforzi per il raggiungimento degli obiettivi sia più netta. Secondo Hungenberg & Wulf (2015), gli obiettivi aziendali possono essere classificati secondo tre dimensioni: contenuto, obiettivo specifico e tempistica. A queste tre dimensioni è possibile aggiungere la portata dell'applicazione, la priorità e la responsabilità (Töpfer, 2006).

Nella definizione degli obiettivi delle misure di ammodernamento, è possibile stabilire una categorizzazione su base **temporale**, ovvero obiettivi a breve, medio e lungo termine. Secondo Hungenberg & Wulf (2015), il tempo per la realizzazione degli obiettivi a breve termine arriva ad un anno, dal momento che spesso fanno riferimento all'esercizio fiscale. Il tempo determinato per gli obiettivi a medio termine è di circa due o tre anni, mentre per quelli a lungo termine sono necessari anche cinque o, in casi eccezionali, dieci anni. Nel caso dei progetti di ammodernamento del teleriscaldamento, è necessario regolare ed estendere tali finestre temporali, in quanto spesso devono essere di maggior respiro rispetto alle normali tempistiche aziendali. Il tempo per gli **obiettivi a breve termine** rimane quindi di un anno, per gli **obiettivi a medio termine** arriva a cinque anni e per gli **obiettivi a lungo termine** è di dieci anni o più. L'adattamento dei tempi e delle relazioni tra le tempistiche è illustrato nella Figura 16.

La Tabella 2 riporta diversi obiettivi aziendali identificati nell'ambito dei progetti esaminati per

il progetto Upgrade DH (Upgrade DH 2018a), suddivisi nelle tre categorie temporali.

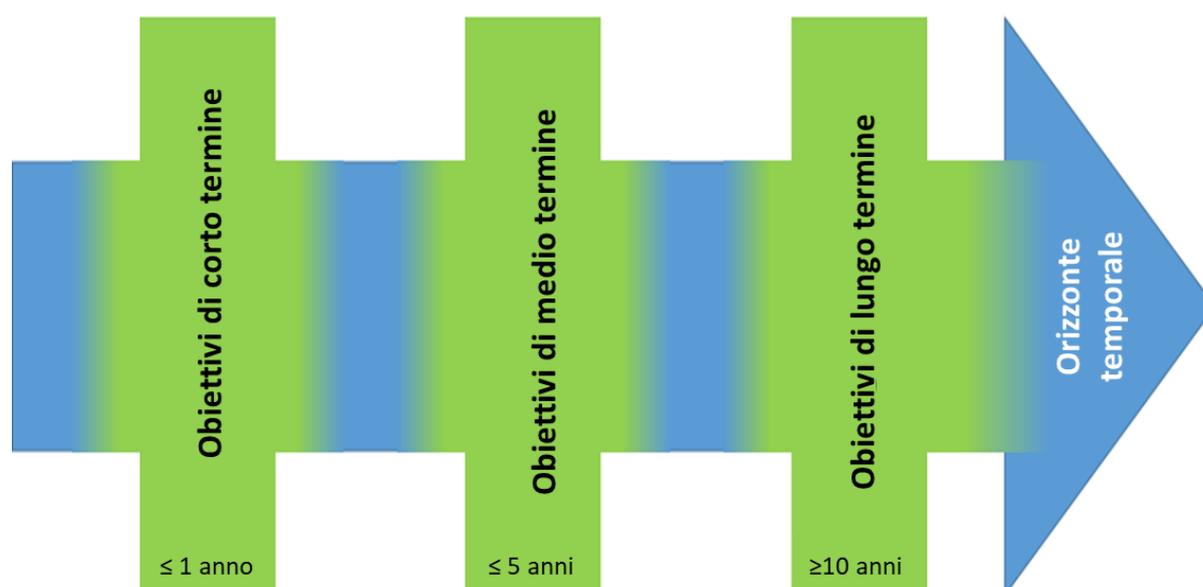


Figura 16 Tempistica tipica degli obiettivi per le misure di ammodernamento del teleriscaldamento

Tabella 2 Obiettivi aziendali per le misure di ammodernamento

Obiettivi a breve termine	Obiettivi a medio termine	Obiettivi a lungo termine
<ul style="list-style-type: none"> • Vantaggio economico • Risparmio di energia primaria e secondaria • Ottimizzazione delle capacità installate • Iniziale integrazione di una quota di fonti rinnovabili 	<ul style="list-style-type: none"> • Trasformazione e rinnovamento del sistema di teleriscaldamento utilizzando tecnologie moderne • Acquisizione di nuovi utenti • Ulteriore aumento della quota di rinnovabili • Integrazione di fonti di energia/calore diverse 	<ul style="list-style-type: none"> • Generazione del calore sostenibile e rispettosa delle risorse • Decarbonizzazione del settore TLR • Mantenimento della competitività del settore • Maggiore sicurezza dell'approvvigionamento di calore e minori fluttuazioni di prezzo

3.1.2 Vantaggi economici

I vantaggi economici dell'ammodernamento del teleriscaldamento possono riguardare tre livelli: la Società (massimizzazione dei profitti), gli utenti (soprattutto se questi sono anche azionisti) e l'economia locale.

A seconda degli obiettivi aziendali specifici, la motivazione fondamentale per la realizzazione di processi di ammodernamento da parte delle Società è normalmente legata ai vantaggi economici. I costi inferiori o i risparmi e i maggiori profitti possono essere utilizzati per ulteriori investimenti, per i pagamenti agli azionisti o per ridurre i prezzi del riscaldamento. Tutto dipende dagli obiettivi strategici generali della Società. Nel caso si voglia ottenere una massimizzazione dei profitti, una strategia è la diminuzione dei costi operativi mantenendo gli stessi introiti, il che equivale a migliorare l'efficienza energetica degli impianti e aumentare il profitto. Nel caso si intenda ridurre al minimo i prezzi del riscaldamento, una strategia prevede la semplice diminuzione dei costi operativi grazie a misure di ammodernamento.

Un approccio per la diminuzione del costo operativo può essere la transizione verso altre

fonti energetiche, i cui costi sono inferiori o più stabili. Le fonti energetiche disponibili a livello locale, come il cippato di legno, possono sostituire i combustibili fossili, che sono spesso

d'importazione. L'utilizzo di fonti energetiche locali o regionali può offrire vari benefici. Grazie alla riduzione della dipendenza dai fornitori internazionali, si abbassano i rischi per l'operatore dell'impianto e aumenta la sicurezza del servizio agli utenti. Nel caso del cippato di legno, i prezzi sono spesso più stabili, il che agevola il calcolo dei costi per la generazione del calore. Inoltre, il sostegno alle attività locali contribuisce all'economia del territorio.

Molti progetti dimostrano che le misure di ammodernamento tendono a ridurre la domanda d'energia sia primaria che secondaria. Sulla domanda di energia primaria si agisce riducendo i consumi o sostituendo i combustibili fossili. Sulla domanda di energia secondaria, invece, si agisce riducendo l'energia elettrica destinata all'utilizzo del sistema e dei suoi componenti. Un confronto tra le domande di elettricità (Figura 17) per il processo di pompaggio in rete prima e dopo uno specifico processo di rinnovamento dimostra il potenziale risparmio energetico.

Un ulteriore indicatore economico importante è il **periodo di rientro dell'investimento** del progetto. Soprattutto per i progetti onnicomprensivi, come il rinnovamento dell'intero sistema di teleriscaldamento, la redditività o il ritorno degli investimenti sono aspetti decisivi. I costi elevati dell'investimento devono essere ammortizzati dopo un periodo definito. I periodi di ammortizzazione più estesi per costi di investimento elevati possono essere spesso compensati con gli altri costi operativi e di esercizio. Qui di seguito viene illustrato un esempio di ammortizzazione con flusso di cassa del Green Energy Park Livno, Bosnia Erzegovina, Figura 18.

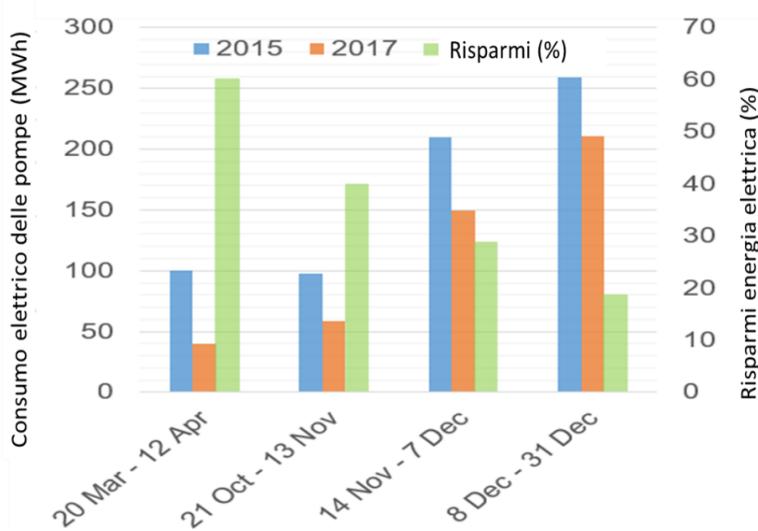


Figura 17: Domanda energetica per le operazioni di pompaggio nel 2015 e 2017 (Upgrade DH 2018b)

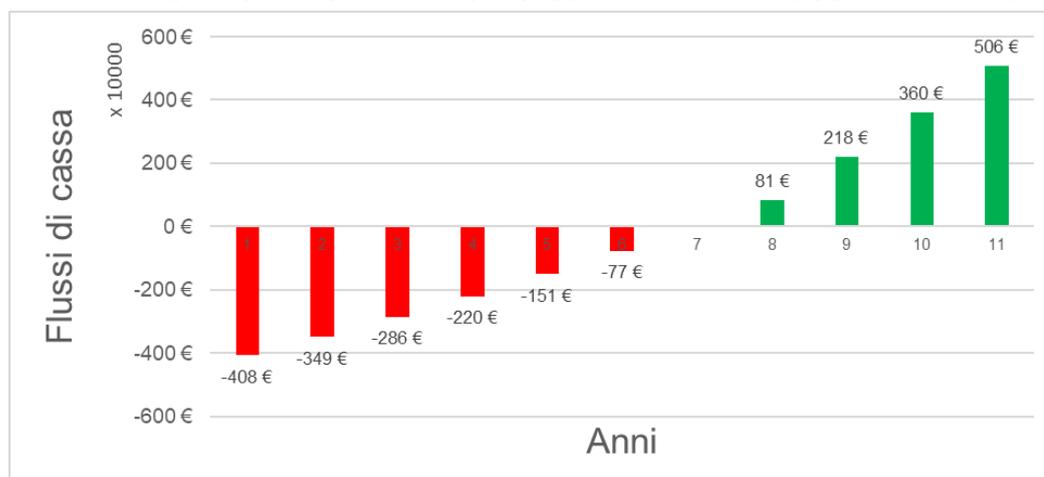


Figura 18: Stima del flusso di cassa del progetto di ammodernamento Green Energy Park Livno, Bosnia Erzegovina, (Upgrade DH 2018a)

Con gli i software di ottimizzazione, ci si propone di migliorare la pianificazione operativa, in particolare per le centrali di cogenerazione (Kühne & Hinz, 2016). Inoltre, è possibile definire le condizioni di ottimo per la massimizzazione del margine, in termini della più efficiente pianificazione operativa rispetto a tutti i parametri economici e alla capacità installata. Sulla base di diversi parametri, calcoli e stime, è possibile ottimizzare l'esercizio senza misure di rinnovamento dell'hardware, come ad esempio nuove centrali di generazione del calore, nuovi impianti di pompaggio per le reti di distribuzione o nuovi scambiatori di calore. Vengono quindi esaminati tutte le possibili modalità operative, le fonti di introiti e gli effetti prevedibili sul sistema (Kühne & Hinz, 2016).

Un ulteriore obiettivo economico è l'acquisizione di nuovi clienti, che rappresentano da un lato una nuova fonte di reddito da vendita di calore e, dall'altro, i nuovi utenti sostengono la crescita della Società e possono pubblicizzare il teleriscaldamento.

3.1.3 Effetti sull'ambiente

Il miglioramento degli effetti sull'ambiente può rappresentare un obiettivo importante per il processo di ammodernamento. Le motivazioni per l'aumento delle performance ambientali dal punto di vista della Società possono essere molteplici:

- **Motivazione idealista:** applicabile in particolare alle cooperative, Società pubbliche o aziende di proprietà degli utenti del riscaldamento.
- **Motivazione di marketing:** l'immagine ecologica di una Società può aiutarla ad acquisire nuovi clienti.
- **Motivazione forzata:** i requisiti vincolanti o la legislazione possono obbligare le Società a rispettare alcuni principi ambientali, come le disposizioni sulla riduzione delle emissioni.
- **Motivazione economica:** i miglioramenti delle performance ambientali possono contribuire ai vantaggi economici, ad esempio nel caso di carburanti più economici o all'interno dello schema per lo scambio di quote di emissioni di CO₂.

La riduzione delle emissioni di CO₂ e l'incremento dell'efficienza del sistema di teleriscaldamento sono gli elementi fondamentali della maggior parte dei miglioramenti ambientali. Una maggiore efficienza di processo, in particolare, offre un risultato positivo sulla Società di teleriscaldamento.

Infatti, questa implica spesso anche vantaggi economici dovuti a minori consumi di combustibile o energia elettrica. Il miglioramento dell'efficienza è un fattore determinante per la riduzione delle emissioni di CO₂, impattando la generazione, la distribuzione e il consumo del calore nei termini di un risparmio energetico lungo tutta la filiera. In particolare, i vecchi sistemi di teleriscaldamento che utilizzano tecnologie obsolete (si veda il progetto di rinnovamento di Green Energy Park Livno; in Upgrade DH, 2018b) presentano un potenziale elevatissimo per quanto riguarda il miglioramento della loro performance. Anche i sistemi più moderni offrono margini di efficientamento elevati, guidati dall'obiettivo dell'ottimizzazione (Ottimizzazione delle operazioni di pompaggio nell'impianto di teleriscaldamento di Ferrara; in Upgrade DH, 2018b). In questi casi, ci si propone di incrementare le performance senza impattare il sistema nel suo insieme, utilizzando tecnologie e attrezzature all'avanguardia.

Gli esempi di buone pratiche dell'Upgrade DH (Upgrade DH, 2018a, b) hanno dimostrato un'ampia gamma di misure di ammodernamento applicabili e di problematiche risolte. Alcuni esempi hanno dimostrato che sofisticazioni impiantistiche hanno portato ad ottimizzare il processo di generazione del calore, ovvero aumentando la produzione mantenendo inalterato il consumo di combustibile. Inoltre, la rete di distribuzione ha mostrato un elevato potenziale di ottimizzazione dell'inefficiente tecnologia delle condutture e delle attrezzature

ausiliarie (pompe, scambiatori di calore nelle sottostazioni), oltre ad inefficienti strategie operative. L'adattamento dei parametri operativi di rete, volto alla riduzione dei consumi elettrici e alla limitazione delle perdite termiche e idrauliche, costituisce una leva importante per l'efficienza del sistema.

Varie misure di ammodernamento tendono ad aumentare la sensibilità degli utenti rispetto al tema del riscaldamento e dei loro comportamenti, così da migliorare l'efficienza generale. Grazie alle ulteriori misure di rinnovamento di case ed edifici, è possibile far fronte alla sfida di ridurre la domanda di calore aumentando il livello di confort per gli utenti. Anche l'innalzamento del livello dell'automazione è una misura di ottimizzazione. Un'opzione è quindi rappresentata dalla riduzione o dalla semplificazione delle procedure, insieme ai processi interni e ai percorsi decisionali. Un'altra possibilità è la realizzazione di strategie di automazione per la definizione dei parametri di sistema.

All'interno del progetto Upgrade DH, sono state individuate altre misure più specifiche per il miglioramento delle performance ambientali, ad esempio una maggiore flessibilità degli impianti, un incremento delle ore di esercizio delle centrali di cogenerazione o un sempre minore apporto richiesto alle centrali di produzione di riserva (per situazioni di carico di picco).

Un'altra possibile strategia è il passaggio al teleriscaldamento a bassa temperatura. Tutte queste misure possono contribuire all'aumento generale dell'efficienza, ma influiscono sulle strategie operative e sulla pianificazione delle singole aziende. In particolare, il miglioramento della flessibilità di un sistema rispetto alla generazione del calore acquista importanza nell'ottica degli sviluppi futuri (Kühne & Hinz, 2016). Sebbene la riduzione delle emissioni di CO₂ costituisca l'obiettivo più noto nelle discussioni sul cambiamento climatico e sui gas di scarico, anche gli ossidi di azoto (NO_x) svolgono un ruolo nella discussione. La riduzione mirata dei NO_x nei fumi delle centrali di cogenerazione rappresenta quindi un obiettivo supplementare delle misure di rinnovamento (Upgrade DH, 2018b).

Oltre alle misure per l'efficienza, è possibile ridurre le emissioni di CO₂ principalmente sostituendo i combustibili fossili con energie rinnovabili. Se la totalità dei sistemi di teleriscaldamento verrà ammodernata, risulterà più agevole integrare le fonti di energia rinnovabile, generando un risparmio energetico primario attraverso la riduzione del consumo di combustibile fossile o creando nuova capacità produttiva per il sistema. Un fattore chiave di questo sviluppo è la diversità delle tecnologie di generazione del calore. Attraverso un progetto di un sistema di produzione allo stato dell'arte e un progetto di rinnovamento ben pianificato, è possibile utilizzare al meglio tutte le fonti energetiche e le tecnologie disponibili. Questo insieme di fonti diverse permette di ridurre il ricorso a fonti fossili e risparmiare quindi energia primaria. Insieme all'inclusione di fonti di energia rinnovabili, anche l'utilizzo di calore in eccesso o di scarto contribuisce a migliorare la performance ambientale del sistema di teleriscaldamento.

3.2 Definizione delle condizioni iniziali

Il primo passo dell'ammodernamento della rete è la ricostruzione dettagliata dell'attuale efficienza operativa del sistema. Questa analisi fornisce una base per la valutazione delle possibilità e la misurazione dei vantaggi degli interventi di miglioramento.

È possibile esaminare lo stato iniziale a vari livelli, negli aspetti tecnici e non. Un'analisi iniziale del funzionamento della rete offre un'indicazione degli spazi di utilizzo delle risorse per massimizzare i vantaggi dell'ammodernamento. Domande iniziali come quelle riportate in seguito rappresentano un aiuto per la definizione di un quadro generale della "salute" della rete:

- La rete fornisce calore a sufficienza per l'utente finale?
- Il calore viene venduto ad un prezzo accettabile dagli utenti e confrontabile con metodi alternativi di generazione del calore?

- In che modo gli utenti pagano il servizio di fornitura del calore? Si tratta di una cifra forfetaria (es. a metro quadro di spazio riscaldato) o a consumo?
- La rete presenta un livello di dispersione elevato? Ovvero, vi è un'ampia differenza tra l'erogazione di calore alla centrale di generazione o il calore fruito dagli utenti finali?
- Si sa che la rete è obsoleta e in cattivo stato? Qual è il livello dei guasti e i costi di manutenzione?
- Qual è l'attuale fornitura di calore alla rete? È necessario ammodernare la fornitura per motivi economici o ambientali?
- Qual è la situazione politica nella regione / nel paese? Esiste una spinta politica e sociale per l'ammodernamento della generazione e della distribuzione del calore?

Il capitolo 0 presenta e spiega gli indicatori tecnici utilizzabili per la comprensione dello stato iniziale del sistema di teleriscaldamento.



Figura 19: Fattori essenziali per i progetti di ammodernamento delle reti di teleriscaldamento (Fonte: COWI)

I **dati fondamentali** necessari sono il numero di impianti di produzione, la capacità installata, l'età degli impianti, la lunghezza della rete, i livelli di temperatura e il numero di utenti. Normalmente queste informazioni sono facilmente reperibili. Per domande più complesse circa le performance, le caratteristiche delle reti o le modalità operative, è necessario contattare i vari responsabili dei sistemi. Per il funzionamento dell'impianto sono fondamentali molti dati dettagliati e i parametri di sistema, che però sono a disposizione solamente di alcuni addetti.

Qualora alcune informazioni molto specifiche non siano note, per una prima analisi è sufficiente formulare delle stime. In questo caso, una breve descrizione della procedura risulta essenziale. Ad esempio, se non viene riportata l'energia elettrica totale per il funzionamento del sistema (necessaria per calcolare l'indicatore di performance desiderato), è possibile sommare i consumi delle abitazioni e delle pompe di distribuzione.

Sempre più spesso i dati in questione risultano a disposizione di tutti gli operatori tramite lo SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, ovvero il sistema di acquisizione, controllo e acquisizione dati). In seguito agli sviluppi nel campo dell'acquisizione digitale delle misurazioni dal campo e del collegamento di sensori, attuatori e centraline, la qualità e la quantità di dati a disposizione tendono a migliorare per molti sistemi. Le informazioni hanno una risoluzione elevata e vengono aggiornate di frequente, permettendo l'esecuzione di nuove analisi sulle serie storiche.

Tuttavia, nel caso alcuni **dati fossero mancanti**, potrebbe essere necessario un ulteriore

periodo di monitoraggio e acquisizione dati. Se la rete non è al momento monitorata, è possibile raccogliere i dati tramite l'installazione di sensori di temperatura e calore nei punti chiave della rete per un certo periodo di tempo. Analogamente, se non già presente, risulterà necessario monitorare l'immissione di combustibile (es. misurazione consumo gas ogni mezz'ora) per poter analizzare i bilanci energetici.

Nelle reti di vecchia costruzione, in cui le dispersioni sono elevate, **l'acquisizione di immagini termiche aeree** permette di fornire informazioni sulle dispersioni. Per la raccolta dati viene utilizzato un drone o un piccolo velivolo dotato di dispositivi per l'acquisizione di immagini termiche e tecnologia GPS. In seguito i dati raccolti vengono confrontati con l'ubicazione delle condutture del teleriscaldamento, così da localizzare le dispersioni maggiori. Questo metodo viene utilizzato per esaminare in modo specifico le condizioni fisica della rete e richiede pochi dati supplementari. La Figura 20 ne illustra un esempio.



Figura 20: Immagini termiche di una rete di teleriscaldamento che evidenziano un'importante perdita da una tubatura (Fonte: COWI)

Dal momento che la sostituzione o il rinnovamento delle tecnologie di misurazione sono normalmente associati a costi elevati, prima di procedere è necessario confrontare i prezzi e i vantaggi. Il progetto di ricerca NEMO, attualmente in corso in Germania, sviluppa un metodo e **linee guida per il monitoraggio dei requisiti per i sistemi di teleriscaldamento**, che possono così essere continuamente migliorati (AGFW, 2018b).

La definizione di questo stato iniziale del sistema aiuta a stabilire la priorità delle misure e a prendere le prime decisioni. Al momento dell'analisi dei risultati, è possibile che le opportunità di ammodernamento specifiche appaiano ovvie e gli esperti forniscano immediatamente la loro opinione circa i miglioramenti più importanti, senza procedere ad

esami più dettagliati.

3.3 *Analisi dei dati*

Le informazioni e i dati raccolti devono essere analizzati e valutati al fine di restringere il campo sulle opportunità di ammodernamento e identificare il potenziale complessivo di rinnovamento. Le informazioni raccolte vengono utilizzate con un approccio graduale al fine di delineare i punti deboli o le anomalie del sistema. È necessario considerare la specificità di ogni impianto di teleriscaldamento e delle sue condizioni al contorno.

Nel caso in cui i dati vengano raccolti in modo automatico, risulta normalmente necessario convalidare i dati e effettuare un processo di bonifica. Ciò significa individuare dati non validi, vuoti, mancanti, incoerenti o irrealistici. In considerazione del fatto che le modifiche ai sistemi di teleriscaldamento richiedono spesso molto tempo, è fondamentale prevedere tempistiche sufficienti per questo compito.

Il **metodo di analisi dei dati** dev'essere scelto sulla base della quantità di dati disponibili e del risultato dell'analisi auspicato. Sono molti i metodi e i pacchetti software disponibili, che possono essere utili per l'esame dei dati, da un semplice foglio Excel fino a una complessa analisi termodinamica.

Per ottenere una prima panoramica del sistema TLR, è necessario realizzare **un'analisi del calore in ingresso e in uscita**, sulla base delle condizioni generali e dell'età della rete. Inoltre, un'analisi termoidraulica completa può fornire dati precisi sui parametri operativi.

Il livello di dettaglio richiesto dipenderà dalla rete e dai miglioramenti anticipati. Per le reti più vecchie, note per essere inefficienti, potrebbe non essere necessario realizzare modelli così dettagliati, poiché in questi casi i primi miglioramenti possono essere ottenuti con relativa facilità.

Tuttavia, un **modello dettagliato** può risultare molto utile se si considerano reti di teleriscaldamento a bassa o bassissima temperatura ed integrazione di fonti di calore di scarto a bassa temperatura o rinnovabili. In questi casi, il funzionamento della rete deve essere perfezionato per garantire un approvvigionamento di calore sufficiente, pur aumentando al massimo i vantaggi ambientali delle tecnologie rinnovabili. Nelle reti di teleriscaldamento a bassa temperatura, i sistemi di riscaldamento all'interno degli edifici meritano particolare considerazione per garantire che venga fornito abbastanza calore a basse temperature.

Sono inoltre disponibili programmi informativi commerciali, in grado di calcolare gli effetti delle modifiche al sistema (Upgrade DH, 2018a). Un **modello termoidraulico** può offrire un'immagine dettagliata del funzionamento della rete. Un tale modello può essere utilizzato per la realizzazione di analisi statistiche o per il monitoraggio in tempo reale della rete, al fine di effettuare continui adattamenti. Lo sviluppo del modello necessita di una ragionevole quantità di dati disponibili dalla rete. Le informazioni imprescindibili riguardano l'approvvigionamento termico, le dimensioni e l'ubicazione dei tubi e i consumi di calore a livello degli utenti. La Figura 21 illustra un modello TERMIS per una piccola città in Danimarca con un'unica fonte di calore.



Figura 21: Esempio di modello di base TERMIS (Fonte: COWI)

3.4 Individuazione delle possibilità di ammodernamento: studi di fattibilità

Il potenziale di ammodernamento della rete è fondato sull'analisi dei dati e normalmente offre varie opzioni possibili dal punto di vista tecnico. Questo costituisce la base di uno studio di fattibilità, il cui obiettivo è valutare ciascuna opzione e realizzare un confronto utile ad agevolare il processo decisionale.

Le possibili misure di ammodernamento sono presentate all'interno della brochure "Best practice examples on upgrading projects" (Upgrade DH, 2018a). La suddetta brochure riporta e descrive vari progetti di ammodernamento da diversi paesi europei già completati con successo. La Tabella 3 presenta una panoramica delle caratteristiche dei progetti di ammodernamento.

Tabella 3: Caratteristiche dei progetti di ammodernamento (sulla base dell'Upgrade DH 2018b)

Tipologie di rinnovamento	Obiettivi della misura	Aree coinvolte
	Risparmi di energia primaria	Rete primaria
Tecnica	Aumenti di efficienza	Rete secondaria
Economica	Quota di rinnovabili	Rete terziaria
Organizzativa	Integrazione di calore in eccesso	Impianti di generazione
Gestionale	Miglioramenti economici	Modelli di business
	Sostituzione di fonti fossili	Sottostazioni di scambio

Ogni studio di fattibilità dovrebbe comprendere:

- Una valutazione della rete di distribuzione attuale / metodo di fornitura di calore
- Dettagli del profilo di carico da fornire (al livello di dettaglio opportuno per l'ammodernamento proposto)
- Una panoramica delle opzioni considerate
- Un'analisi tecnica delle potenziali opzioni
- Un'analisi finanziaria che comprenda i costi e i vantaggi del capitale per un periodo di

esercizio definito

- I dettagli dei permessi necessari per il progetto
- Le conclusioni riguardo alla fattibilità tecnica e finanziaria della misura di ammodernamento proposta, insieme alle fasi successive del progetto.

3.5 Definizione dei criteri di valutazione per il confronto tra varie opzioni

In caso di reti con evidenti problemi tecnici, come ad esempio dispersioni di calore elevate e perdite di rete, la valutazione delle varie opzioni conterà di un calcolo costo/benefici relativamente semplice. Tuttavia, molti ammodernamenti delle reti sono fondati sui requisiti per l'efficienza energetica ed emissioni di CO₂ inferiori. In questi casi, risulta molto più difficile creare una base solida per la valutazione delle varie opzioni.

Nella valutazione di fattibilità, è importante considerare gli obiettivi sottesi. Alcuni progetti potrebbero non offrire risparmi economici significativi sul margine operativo, ma potrebbero rientrare in altri obiettivi, come quelli relativi al cambiamento climatico o miglioramenti significativi della qualità di vita in alcune aree. In Danimarca si è tentato di analizzare le varie opzioni dal punto di vista socio-economico. Questo approccio elabora una visione olistica degli effetti di un progetto attraverso l'analisi dell'impatto sulla società in generale. In tal modo le municipalità danesi possono confrontare i possibili progetti avendo una panoramica su un tipo

di impatto che va oltre quelli inclusi in un'analisi economica di base.

L'Autorità Danese per l'Energia fornisce e aggiorna le linee guida sui dati di input necessari e sulle metodologie per analisi socio-economiche, così che ogni analisi possa essere condotta basandosi sulle stesse tipologie di informazioni di partenza e possa fornire una base più equilibrata sulla quale valutarne la fattibilità.

In alcuni casi, gli obiettivi di un progetto possono essere in conflitto, oppure alcune parti di un progetto di ammodernamento possono realizzarne solo alcuni. In questo caso, risulta particolarmente importante avere una gerarchia chiara degli obiettivi, in modo che il progetto possa essere valutato e programmato di conseguenza.

3.6 Sviluppo di un piano di attuazione

Una volta completato uno studio che dimostri la fattibilità di un progetto, le fasi successive includono la pianificazione del finanziamento e dell'attuazione.

Solitamente i progetti di ammodernamento per il teleriscaldamento hanno costi di investimento relativamente elevati. Un **esempio di attuazione di successo** (business case) del progetto risulta quindi importante per l'ottenimento di finanziamenti. A causa dei costi infrastrutturali elevati, i progetti per il teleriscaldamento comportano normalmente tempi di ritorno elevati. Questo rende a volte difficile trovare finanziamenti dal settore privato, affidandosi spesso a quello pubblico.

Nei casi in cui un progetto mostri un beneficio di natura non strettamente economica, potrebbe essere disponibile l'assistenza finanziaria necessaria a rendere sostenibile economicamente il progetto. Le modalità e l'entità del finanziamento dipendono dal paese e dalla zona di realizzazione. Gli schemi differiscono tra le varie nazioni e spesso, all'interno delle stesse, tra varie regioni, comprendendo contributi o prestiti all'interno di un piano di riduzione delle emissioni CO₂ oppure una sovvenzione / investimento da parte del settore pubblico, qualora il progetto contribuisca ad un miglioramento significativo della qualità di vita dei cittadini.

Una volta presa la decisione di proseguire sulla base dello studio di fattibilità, il progetto e la programmazione necessiteranno uno sviluppo più dettagliato. Il livello di programmazione richiesto dipende dalla portata del progetto e dai suoi impatti. In generale si deve considerare

che:

- Si deve redigere una **progettazione dettagliata** della soluzione tecnica, includendo carte del sito, nuovo impianto da installare, collegamenti a sistemi esistenti, ecc.
- Si deve effettuare **un'analisi al fine di valutare chi è coinvolto** (stakeholders), quante informazioni divulgare, chi è responsabile della comunicazione / risposta alle domande, ecc. Questo aspetto è particolarmente importante se il progetto avrà un effetto diretto sulla fornitura di calore agli utenti o se ne impatterà la quotidianità in qualche modo.
- Sulla base del progetto tecnico e dell'analisi delle parti coinvolte, è necessario redigere un **piano** che dettagli le tempistiche di tutte le attività.

Il risultato dovrà essere un **piano di implementazione dettagliato**, il quale dovrà essere revisionato dalla squadra di progetto al fine di confermare la possibilità di realizzare quanto programmato. Presumendo che sia questo il caso, si può decidere come assegnare il progetto per arrivare alla fase di realizzazione.

Per l'intera programmazione e applicazione per un progetto di ammodernamento, è importante considerare l'effetto sugli utenti finali, sui quali impatterà la fase di implementazione e alcuni cambiamenti sul loro modo di interagire con il futuro approvvigionamento di calore. Un **piano per l'informazione degli utenti** e un potenziale **piano di formazione** sul nuovo sistema devono essere valutati già all'inizio del processo di progettazione. Durante questa fase, è importante considerare l'interazione tra l'utente e il fornitore di calore, che è anch'essa fondamentale per il successo del progetto.

3.7 Applicazione delle misure di ammodernamento

La realizzazione delle misure di ammodernamento deve avvenire sulla base del piano di implementazione. Laddove vi è un effetto sull'approvvigionamento di calore per gli utenti, è necessario prestare maggiore attenzione e realizzare una corretta pianificazione dell'intero progetto, al fine di garantire che i lavori causino meno disagi possibili agli utenti.

Durante la fase di applicazione della misura di ammodernamento, l'informazione e la formazione degli utenti riveste una certa importanza. Spesso i progetti di ammodernamento comportano differenti modalità di fornitura di calore agli edifici, con conseguenti effetti anche sui consumatori, i quali devono essere messi al corrente, affinché sia possibile raggiungere tutti gli obiettivi a lungo termine.

3.8 Monitoraggio continuo degli esiti positivi delle misure di ammodernamento

Per alcuni progetti di ammodernamento, gli effetti possono essere percepiti subito dopo l'applicazione. Ad esempio, un intervento volto alla riduzione delle perdite nelle condotte implica una minore quantità di acqua di reintegro necessaria. Tuttavia, molti dei benefici sono visibili solo dopo un certo periodo di tempo ed è quindi fondamentale eseguire un monitoraggio continuo per valutare il raggiungimento degli obiettivi del progetto.

A seconda delle finalità del progetto, la tipologia e la frequenza del monitoraggio possono essere tra quelle riportate di seguito.

Nella maggior parte dei progetti di ammodernamento del teleriscaldamento, la **contabilizzazione del calore agli utenti** è cruciale per misurare i progressi compiuti. Se la quantità di calore utilizzato e le temperature di mandata e ritorno vengono misurate ad ogni sottostazione e le temperature e la portata dalla centrale sono noti, è possibile calcolare le perdite in rete. Maggiore è la frequenza della raccolta dati dal misuratore, più dettagliata risulta l'immagine che è possibile definire sul funzionamento della rete e sugli effetti di alcuni parametri (es. temperatura dell'aria esterna) sull'efficienza della fornitura di calore.

Come sottolineato in precedenza, la quantità di **acqua di reintegro supplementare** da aggiungere alla rete darà una misura di quanta acqua viene dispersa dalla rete.

A seconda degli obiettivi di progetto, i **reclami dagli utenti** costituiscono una base per la valutazione della buona riuscita del progetto. Nel caso in cui venga abbassata la temperatura, il livello e la natura dei reclami da parte degli utenti darà un'idea dell'adeguatezza della regolazione della temperatura del flusso per le necessità di riscaldamento dei consumatori e può eventualmente segnalare la necessità di ulteriori informazioni.

In alcuni paesi è preferibile **domandare agli utenti** la loro opinione sull'approvvigionamento di calore, invece di basarsi sui reclami. Le differenze culturali e, in alcuni casi, le basse aspettative a riguardo possono far sì che i pochi reclami non riflettano necessariamente l'efficienza del sistema di fornitura di calore.

4 Aspetti non tecnici

Per sfruttare a pieno i potenziali benefici da interventi di tipo tecnico, è necessario trattare anche tutti gli aspetti non tecnici, che portano idealmente a vantaggi economici e ambientali. La “Raccolta di buone pratiche riguardo progetti di ammodernamento” (Upgrade DH, 2018a) illustra esempi di applicazioni, in cui gli aspetti tecnici ed economici sono strettamente legati. Tali casi dimostrano che ciascuna situazione è caratterizzata da punti di forza e debolezza specifici da definire per selezionare la misura di ammodernamento più adeguata al caso in esame.

Il Capitolo 4 mostra diverse maniere di identificare i punti critici del sistema tramite vari strumenti, ad esempio l'analisi dei dati. Nell'ambito del progetto Upgrade DH è stato sviluppato un modello di **valutazione globale dei sistemi di teleriscaldamento** (Miedaner et al. 2018). Questo modello è un aiuto per enumerare e comprendere gli attuali indicatori tecnici di un sistema e valutare gli elementi non tecnici. Comprende questioni organizzative, oltre a linee guida e modelli di **interviste** con diversi attori coinvolti, che potrebbero indicare alcune potenziali misure di ammodernamento.

In particolare, se la struttura di comunicazione non è molto solida, è raccomandabile dare il via ai contatti tra le parti. Più efficace delle interviste è la creazione di **gruppi di lavoro** comuni con rappresentanti da diversi attori (stakeholders) coinvolti. Questa piattaforma può permettere la discussione di vari punti di vista, problemi e sfide nel processo di ammodernamento complessivo. Alcuni consigli sulla costituzione di un gruppo di lavoro locale vengono dispensati da Miedaner et al. (2018).

4.1 Strategie e politiche

Storicamente, molti impianti di teleriscaldamento utilizzano il calore prodotto da centrali cogenerative, spesso alimentate con combustibili fossili, come lignite, carbon fossile, petrolio o gas naturale. La finalità iniziale delle centrali era l'aumento della generazione di elettricità e il calore veniva spesso considerato un sottoprodotto. Il primo e più importante aspetto delle procedure di ammodernamento è la questione della **finalità attuale e futura degli impianti di produzione di energia**. Eventuali misure di ammodernamento dovrebbero tener conto dei seguenti punti:

- **Futuri cambiamenti del settore energetico:** A seguito del cambiamento climatico e delle politiche energetiche europee, la transizione energetica sta procedendo e si prevedono cambiamenti considerevoli nel settore dell'elettricità. In passato, uno degli obiettivi principali delle centrali di cogenerazione era la fornitura di elettricità per il carico di base, mentre il calore era considerato solo un sottoprodotto. Questa tipologia di centrale, tuttavia, viene sempre più sostituita in seguito alla maggiore integrazione delle energie rinnovabili decentralizzate all'interno del settore energetico. Le vecchie centrali sono meno flessibili, caratteristica necessaria per i nuovi mercati elettrici, e quindi meno compatibili con i sistemi più recenti. Inoltre, molti governi stanno optando per la dismissione delle centrali di cogenerazione a combustibile fossile (es. come viene discusso attualmente in Germania).
- **Requisiti di efficienza:** L'efficienza elettrica delle centrali a combustibile fossile è del 30-40%. La connessione del teleriscaldamento a queste centrali è stato spesso un modo per aumentare l'efficienza generale utilizzando una quota del calore. Tuttavia, la quota che permette di incrementare l'efficienza totale dipende dalla domanda termica e dall'ubicazione della centrale. In particolare, le centrali a carbone si trovano in prossimità delle miniere e spesso lontano dagli utenti. Inoltre, la minore richiesta di calore durante il periodo estivo riduce l'efficienza delle centrali. Nei futuri sistemi energetici, che non utilizzano i combustibili fossili, è discutibile che tali siti e modalità di esercizio abbiano ancora senso sul lungo termine.

- **Domanda di calore in futuro:** È possibile che la domanda di calore di un sistema di teleriscaldamento esistente vari in futuro. Da un canto, l'efficienza degli edifici può aumentare, riducendo la necessità di calore, e dall'altro è possibile collegare i nuovi insediamenti e quartieri al teleriscaldamento. In aggiunta, l'ammodernamento della rete di condutture e del sistema di teleriscaldamento in generale può comportare una variazione della domanda di calore generale.

Le strategie e politiche ufficiali svolgono un ruolo molto importante per l'applicazione delle misure di ammodernamento a livello europeo, nazionale e locale. A seguito delle molte strategie e politiche, non è possibile (e non sarebbe comunque l'obiettivo di questo manuale) produrre un riassunto di tutti questi aspetti. Si è quindi proceduto a una panoramica della legislazione più recente e rilevante a livello europeo, che ogni Stato Membro è tenuto a recepire nella propria legislazione nazionale.

Al termine del 2018 sono stati pubblicati tre diversi atti legislativi compresi nel **Pacchetto energia pulita per tutti gli Europei**, entrati in vigore il 24 dicembre 2018. La Direttiva sulle energie rinnovabili rivista (RED II) (UE, 2018/2001) pone un obiettivo europeo vincolante di almeno il 32% entro il 2030, con una revisione nel 2023 per l'aumento di questo dato. La Direttiva sull'efficienza energetica rivista (UE, 2018/2002) stabilisce un obiettivo del 32,5% entro il 2030, anch'essa con una possibile revisione al rialzo nel 2023. La nuova Regolamentazione sulla *governance* (UE) 2018/1999 illustra il requisito per gli Stati Membri di redigere Piani nazionali integrati per il clima e l'energia per gli anni dal 2012 al 2030, indicando come raggiungere gli obiettivi, le cui bozze dovevano essere sottoposte alla Commissione europea entro la fine del 2018. (CE, 2019a)

La **Direttiva sull'energia rinnovabile** (UE) 2018/2001 (RED II) definisce il "teleriscaldamento" o "teleraffrescamento" come la distribuzione dell'energia termica sotto forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati da centrali o fonti di produzione decentralizzate, per mezzo di una rete che raggiunge vari edifici o luoghi, al fine di riscaldare o raffreddare uno spazio o un processo. La revisione della direttiva contiene molti aspetti importanti per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento. Qui di seguito un riassunto delle relative misure di ammodernamento. Il contenuto della RED II deve essere recepito nelle legislazioni nazionali dei paesi membri:

- ad oggi il teleriscaldamento e il teleraffrescamento rappresentano circa il 10% della domanda di calore nell'Unione, con grandi differenze tra un paese e l'altro. La strategia della Commissione per il teleriscaldamento e teleraffrescamento ha riconosciuto il potenziale di decarbonizzazione del settore, grazie a una maggiore efficienza energetica e l'utilizzo di energie rinnovabili.
- al fine di agevolare e accelerare la definizione dei livelli minimi di utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili negli edifici, gli Stati Membri devono permettere l'impiego, tra l'altro, di un sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente. Qualora teleriscaldamento o teleraffrescamento non fossero disponibile, un'altra infrastruttura energetica dovrà rispettare questi requisiti.
- Gli Stati Membri devono, soprattutto, promuovere l'energia da fonti rinnovabili per il teleriscaldamento ed il teleraffrescamento e al tempo stesso promuovere competitività ed efficacia del teleriscaldamento e teleraffrescamento.
- Nell'ambito del teleriscaldamento, è fondamentale permettere il passaggio all'energia da fonti rinnovabili ed evitare un blocco normativo e tecnologico, rinforzando i diritti per i produttori di energia rinnovabile e gli utenti finali. Inoltre, questi ultimi dovrebbero ricevere gli strumenti necessari a prendere una decisione tra le migliori soluzioni energia-performance, che prendano in conto le future necessità di riscaldamento e raffreddamento sulla base dei criteri di performance dell'edificio. Gli utenti finali devono ricevere informazioni affidabili e chiare sull'efficienza e sulla quota di energia da fonti rinnovabili inclusa nella loro fornitura.

- Al fine di tutelare i fruitori dei sistemi TLRR non efficienti e per permettere loro di

produrre utilizzando fonti rinnovabili e con una performance energetica decisamente migliore, gli utenti devono poter scollegare, e quindi interrompere, il servizio dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento inefficienti a livello di edificio, tramite la rescissione dal contratto o, qualora questo includa più edifici, modificandone i termini insieme all'operatore del servizio.

È necessario tenere conto delle politiche nazionali e locali in tutti i progetti di ammodernamento. Questo significa considerare gli aspetti legali delle singole misure di ammodernamento e, in particolare, le strategie e gli sviluppi a lungo termine, come quelli indirizzati dalla RED II. Le politiche sulla transizione energetica, la chiusura delle centrali di cogenerazione a carbone e l'interconnessione dei settori potrebbero essere incluse in documenti politici, come i piani d'azione nazionali per l'energia rinnovabile (NREAP), i piani speciali, i piani d'azione ambientale locali, i piani d'azione sull'energia sostenibile o i piani d'azione per l'efficienza energetica (PAEE).

4.2 Parti coinvolte (Stakeholders)

I sistemi di teleriscaldamento coinvolgono vari attori. Oltre a proprietari degli edifici e locatori, gli **utenti** sono molto importanti, dal momento che pagano l'approvvigionamento di calore e sostengono quindi la rete. Gli utenti del calore possono essere enti pubblici, famiglie, società private e industrie. È importante che le loro aspettative vengano soddisfatte e che vengano offerti servizi di alta qualità con una fornitura competitiva con i sistemi a gas naturale o individuali. Il prezzo del calore è un aspetto fondamentale.

Un altro soggetto importante è l'**ente di fornitura di calore**, che può essere una singola società o un gruppo di aziende incaricate di svolgere diversi servizi, come la fornitura o l'esercizio della rete. In molti casi si tratta di una sola Società o di aziende che collaborano strettamente. Con l'ammodernamento generale del teleriscaldamento, è probabile che venga coinvolto un numero maggiore di organizzazioni che si occupano di generazione del calore. Ad esempio, nel caso in cui venga integrato il calore di scarto, il suo produttore diventerà un altro attore importante.

Un effetto rilevante sul modello di business generale di un progetto di ammodernamento è dovuto alla **proprietà** delle società di fornitura del calore, che possono essere pubbliche, private o una combinazione delle due (si vedano i modelli di business, capitolo 4.6). Talvolta anche gli utenti possono essere azionisti o diventarlo durante il processo di ammodernamento, aiutando così a coprire i costi di investimento potenzialmente elevati delle misure eseguite.

I **manager e i tecnici** delle organizzazioni di fornitura svolgono un ruolo speciale nei processi di ammodernamento, poiché conoscono i dettagli tecnici e direzionali e possono prendere le decisioni relative alle singole misure da attuare. Si raccomanda tuttavia di coinvolgere anche consulenti ed **esperti esterni** e indipendenti, che abbiano competenze ed esperienze specifiche sulla realizzazione dei progetti. In quanto soggetti esterni, hanno una visione diversa del sistema, oltre alle esperienze legate ad interventi su altri impianti. Un fattore importante è la valutazione dell'ammodernamento dell'intero sistema, con conseguente elaborazione di strategie e soluzioni a lungo termine, invece che meri adattamenti per risolvere singoli problemi.

A prescindere dalla proprietà delle organizzazioni di fornitura di calore, i **politici** possono svolgere un ruolo centrale nel processo di ammodernamento, grazie alla loro capacità di promuovere o bloccare qualsiasi misura. Naturalmente questi hanno maggiore influenza nei confronti delle organizzazioni pubbliche, ma talvolta sono determinanti anche nei confronti delle organizzazioni private. Ad esempio, possono influenzare i piani strategici, energetici o la concessione di permessi utili alla realizzazione delle misure di ammodernamento.

Nel caso di un processo sofisticato, può essere utile eseguire un'**analisi degli attori coinvolti**, che descriva gli obiettivi e le relazioni tra le varie parti. I risultati permettono di valutare il livello di coinvolgimento delle parti, soprattutto degli utenti, all'interno del percorso.

4.3 Analisi finanziaria e opzioni

Una parte molto importante di ogni progetto di ammodernamento è il calcolo della sua fattibilità finanziaria, dal momento che è probabile che il progetto non venga realizzato se gli investitori o i proprietari non ricevono prova della sua redditività. Il vantaggio dei progetti per il teleriscaldamento è che normalmente l'investitore è la stessa Società che già gestisce il sistema esistente e, di conseguenza, il tempo minimo di rientro degli investimenti può risultare più lungo rispetto al caso in cui il sistema venga costruito da zero. Per poter calcolare la fattibilità di un progetto, è necessario realizzare uno studio dettagliato, definendo tutti i costi e i profitti per tutta la durata del progetto. È possibile dividere i costi in costi del capitale e costi operativi.

I **costi del capitale** includono tutti gli investimenti necessari per la realizzazione del progetto. Devono quindi essere sostenuti nella fase iniziale e prima dell'inizio dell'esercizio. Normalmente sono composti da costi per la programmazione, studi di fattibilità e documentazione, tecnologie e opere civili.

I **costi operativi** possono variare a seconda del tipo di progetto di ammodernamento e includono assicurazioni, spese per gli interessi, costi della manodopera, imposte di proprietà, spese per le strutture e ammortamento dei cespiti. Nell'ambito dell'ammodernamento dei sistemi di generazione del calore, i costi del combustibile rappresentano un aspetto importante dell'analisi.

Per completare lo studio, è necessario definire anche i vantaggi del progetto, come le previsioni di profitto lungo tutta la sua durata, che possono variare significativamente a seconda della tipologia di progetto. Ad esempio, i profitti possono comprendere le maggiori vendite di calore, la riduzione dell'uso del combustibile, ricavi supplementari per il bene aggiunto, ecc.

I progetti di ammodernamento del teleriscaldamento richiedono spesso molto capitale e costi immediati importanti. Per realizzare il progetto, è quindi necessario un prestito bancario, il cui importo esatto dipende dal capitale a disposizione dell'investitore, la quota o l'investimento personale, che normalmente ammonta al 15-30% dell'intero investimento. Se possibile, il resto viene coperto con prestiti o sovvenzioni.

4.4 Procedura di autorizzazione

Una volta completato lo studio di fattibilità e presa la decisione di eseguire il processo di ammodernamento, la fase successiva prevede la valutazione della necessità di eventuali permessi, che dipendono dalle attività programmate. Molte attività di ammodernamento non richiedono l'autorizzazione, come ad esempio la sostituzione di singoli componenti senza effetti di pubblico interesse. Al contrario, può essere necessario un permesso per le attività con un potenziale impatto economico, ambientale o sociale sul pubblico. La tipologia di autorizzazione e il tempo necessario per ottenerla dipendono dalle condizioni e dalla legislazione locale.

Un'ulteriore difficoltà per l'ottenimento dei permessi per i progetti di ammodernamento è la complessità delle misure, se molte di queste, su varie parti della filiera, vengono programmate contemporaneamente. Le procedure di autorizzazione per le tecnologie di generazione del calore possono richiedere molto tempo, soprattutto nel caso di fonti geotermiche, in cui possono essere necessari svariati anni.

Maggiore è il numero di tecnologie e opzioni in questione, più difficoltosa è la procedura di autorizzazione. Inoltre, sono spesso molte le autorità coinvolte nella concessione dei vari permessi. Ad esempio, la Commissione Europea ha prodotto un elenco di varie difficoltà per l'ottenimento dei **permessi per progetti bioenergetici** (CE, 2019b):

- troppe fasi del processo e autorizzazioni concesse da autorità diverse
- permessi soggetti a svariati atti legislativi

- mancanza di calendari precisi
- mancanza di conoscenza locale e capacità di analizzare le complesse applicazioni dei permessi in campo bioenergetico
- mancanza di procedure chiare per l'accesso alla rete energetica
- resistenza locale ai progetti bioenergetici

La seguente sezione descrive alcuni aspetti relativi alle procedure di autorizzazione, senza avere l'ambizione di essere completa.

Pianificazione territoriale / permessi di pianificazione

La pianificazione territoriale (a volte detta anche pianificazione urbana o del paesaggio) comprende metodi e approcci utilizzati dal settore pubblico e privato per programmare l'utilizzo del territorio a vari livelli, ma normalmente su larga scala. Si tratta del coordinamento delle pratiche e delle politiche concernenti l'organizzazione territoriale. Un particolare livello di pianificazione può riguardare pianificazione d'uso, urbana, regionale, dei trasporti, delle infrastrutture e ambientale. La pianificazione territoriale viene realizzata a livello locale, regionale, nazionale e internazionale e spesso porta alla creazione di un programma per il territorio.

Queste pianificazioni territoriali possono comportare effetti sulle reti di teleriscaldamento, dal momento che potrebbero contemplare aree prioritarie per l'ampliamento della rete. Inoltre, è possibile che abbiano effetti sulla concessione delle autorizzazioni, come i permessi di pianificazione. Ad esempio, il permesso di costruire una nuova centrale di cogenerazione può essere dato solo in una zona (industriale o residenziale) dedicata all'interno del piano territoriale.

Per l'integrazione del solare nel teleriscaldamento, vengono normalmente utilizzati collettori installati a terra, per i quali può essere necessario un permesso edilizio specifico per la zona (piano locale). Lo stesso vale anche nel caso dei collettori solari da montare su tetti e tettoie, per i quali può essere necessario un permesso locale. Il rischio di causare danni ambientali con i collettori solari è molto ridotto. È possibile che si verifichino perdite di fluidi dal collettore, perturbazioni del riflesso o "danni" estetici. Normalmente queste questioni vengono trattate nel permesso di pianificazione, in modo da evitare la necessità di un permesso ambientale speciale. (SDH, 2012)

Edifici / concessione edilizia

Questa autorizzazione è normalmente necessaria in base ai regolamenti edilizi locali, regionali e nazionali e può essere legata a strategie territoriali e ai permessi di pianificazione. Generalmente le nuove costruzioni e le ristrutturazioni devono essere esaminate durante i lavori e dopo il loro completamento.

Nel caso dei progetti di ammodernamento, riguardanti la costruzione o la ristrutturazione di edifici, ciò può essere richiesto sia nell'ambito della generazione che della distribuzione del calore. Ad esempio, normalmente non è necessario un permesso di costruire per i collettori solari installati a terra, a meno che non sia previsto uno stabile dedicato o un serbatoio di stoccaggio. Al contrario, l'autorizzazione potrebbe essere necessaria per i collettori da montare sul tetto, dal momento che è necessario provare che il loro peso non è eccessivo per la struttura (SDH 2012).

Permessi ambientali

A seconda della natura della misura di ammodernamento, per l'ottenimento del permesso ambientale, può essere necessaria una valutazione ambientale, di impatto ambientale o di sostenibilità, come previsto, ad esempio, dalla Legge federale tedesca per il controllo delle

emissioni. Questa può sostenere la tutela di persone, animali, piante, suolo, acqua, atmosfera e beni culturali contro l'inquinamento e le emissioni, regolamentando gli effetti in termini di aria, rumore, vibrazioni, acqua, persone ecc.

I permessi ambientali possono essere particolarmente pertinenti in un progetto di ammodernamento di strutture di generazione del calore, soprattutto se queste si basano su tecnologie a combustione, come ad esempio le centrali a biomassa. Nel caso dei collettori solari termici, le conseguenze potrebbero essere causate dalle perdite e dalle emissioni dei fluidi (come acqua e glicole) nei corpi idrici (SDH, 2012). Nelle zone sensibili dal punto di vista idrico, ad esempio, può essere richiesto di utilizzare per il ciclo del collettore solo acqua e non glicole. Per le pompe di calore geotermiche, oltre al permesso ambientale, è necessario ottenere anche autorizzazioni per gli scavi e l'utilizzo dell'acqua di falda. Potrebbe inoltre essere necessario valutare l'impatto ambientale della rete di distribuzione del calore.

Permessi sulla base della pianificazione del calore / dell'energia elettrica

I piani per il calore e l'energia possono porre dei limiti circa la tipologia di combustibile utilizzato per la generazione del calore. Ad esempio, in Danimarca non è possibile approvare una nuova caldaia a biomassa insieme ad una centrale di cogenerazione a gas naturale e il teleriscaldamento solare può essere autorizzato solo se gli aspetti socio-economici sono positivi (SDH, 2012). Possono essere sollevate questioni specifiche relative all'accesso alla rete elettrica, nel settore della generazione di potenza, che può essere interconnessa al teleriscaldamento tramite le centrali di cogenerazione o progetti di elettrotermia (power-to-heat), in questo caso permessi sulla base della pianificazione dell'energia elettrica possono essere richiesti.

4.5 Questioni contrattuali

La realizzazione dei progetti di ammodernamento del teleriscaldamento può richiedere la conclusione di una serie di contratti con le parti coinvolte. La cosiddetta Direttiva sulle condizioni generali per la fornitura di teleriscaldamento (Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme; AVBFernwärmeV) in Germania è un ottimo documento legale che riporta le questioni contrattuali di base tra le strutture e gli utenti (contratti di fornitura di teleriscaldamento con gli utenti) (BMJV, 2019).

Un'ulteriore panoramica delle questioni contrattuali per i sistemi di teleriscaldamento di piccole dimensioni viene riportata nelle linee guida di Laurberg Jensen et al. (2017), che è applicabile a molti ambiti progettuali. In seguito viene riportato un riassunto di alcuni estratti dalle linee guida.

Il settore del riscaldamento e del raffrescamento è regolamentato in Europa, dove sono presenti mezzi normativi per ridurre il rischio di monopolio. Il teleriscaldamento è una questione locale, nella quale utenti, datori di lavoro, proprietari e strutture produttive restano fondamentalmente gli stessi per decenni. I contratti e gli obblighi normativi garantiscono la qualità del servizio e la tutela dei diritti degli utenti. (Laurberg Jensen et al., 2017)

Inoltre, nella fase di sviluppo dei progetti, i contratti offrono una mitigazione del rischio e una base affidabile per un dimensionamento dell'intervento. In generale, è necessario notare che i contratti più importanti per progetti di teleriscaldamento devono contemplare la consulenza professionale di un avvocato. I contratti devono rispettare vari quadri giuridici e per una persona senza esperienza può essere quindi difficile preparare un documento vincolante che definisca tutti gli aspetti della fornitura e del consumo di calore in modo chiaro, trasparente e conforme con le leggi e le disposizioni nazionali. (Laurberg Jensen et al., 2017)

Nel caso di progetti di ammodernamento del teleriscaldamento, i seguenti contratti sono applicabili:

- Contratti di costruzione e pianificazione con le Società che realizzano il progetto
- Contratti di fornitura di calore con gli utenti

- Contratti di proprietà con gli azionisti
- Contratti con regolatori e società di produzione d'energia

- Contratti con i fornitori del combustibile (per i progetti di bioenergia)
- Contratti per l'accesso ai terreni
- Contratti per esercizio e manutenzione.

I contratti in vigore per la fornitura del calore a unità abitative private ed edifici pubblici sono normalmente a disposizione, quindi i nuovi progetti possono utilizzarli come modello. Al contrario, i contratti per la fornitura alle industrie vengono pubblicati di rado. (Laurberg Jensen et al., 2017)

4.6 Modelli di business per i progetti di ammodernamento

I modelli di business per i progetti di ammodernamento del teleriscaldamento sono specifici per ogni progetto e caratterizzati dai seguenti aspetti:

- Obiettivi strategici (obiettivi su target pubblici, questioni aziendali, riduzione dei costi)
- Struttura proprietaria
- Piano di investimento
- Aspetti economici: ricavi, profitto, no-profit
- Questioni contrattuali e autorizzative
- Attori (stakeholders) coinvolti

Un modello di business sostenibile dovrebbe permettere a tutti gli attori coinvolti, quali investitori, utenti finali, autorità locali, ecc., di ottenere i benefici previsti. Per gli investitori e gli utenti finali, l'elemento più importante è il ritorno economico. Per le autorità pubbliche, invece, i vantaggi auspicati potrebbero anche essere di natura sociale e ambientale. Le autorità locali sono spesso coinvolte nei progetti, almeno nelle procedure e nella documentazione, regolamentate dal quadro giuridico. È tuttavia possibile applicare diversi modelli di proprietà per l'ammodernamento del teleriscaldamento, sulla base della struttura esistente. Una guida per le reti di riscaldamento e raffrescamento rinnovabili di piccole dimensioni, parzialmente applicabile ai progetti di ammodernamento, viene offerta da Sunko et al. (2017). È normalmente possibile applicare tre modelli diversi, quello totalmente pubblico, il partenariato pubblico/privato o il modello privato.

Nel **modello totalmente pubblico**, il rischio per l'investimento viene preso dalla città o dal comune e il progetto è realizzato dal servizio pubblico. Questo modello prevede un tasso di ritorno inferiore, può essere suddiviso in altri progetti di servizio pubblico aventi tassi più elevati, riducendone così il rischio.

Nel **modello privato**, il progetto viene sviluppato e realizzato completamente dall'investitore privato, che intende aumentare al massimo il profitto. La cooperativa può essere una forma di proprietà privata, in cui i cittadini decidono di investire nel sistema e nel quale non è necessario il profitto, il che riduce i prezzi del calore.

Infine, il **partenariato pubblico/privato** si sta diffondendo sempre più, poiché unisce i vantaggi del coinvolgimento sia del partner privato, sia di quello pubblico. In questa forma di partenariato, l'investitore privato partecipa a progettazione, investimento, costruzione, proprietà e gestione del sistema di approvvigionamento energetico per un certo numero di anni, normalmente da 15 a 25.

5 Opzioni tecniche di ammodernamento

Le misure di ammodernamento tecnico sono allo stesso modo importanti, se non di più di quelle non tecniche. Queste comprendono l'integrazione delle nuove tecnologie, l'ottimizzazione di quelle esistenti e la sostituzione di attrezzature e componenti usurati. Si possono classificare come illustrato nella Figura 22.

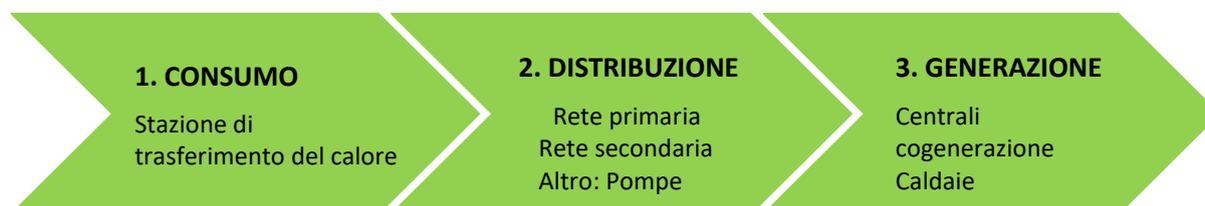


Figura 22: Classificazione delle misure di ammodernamento tecnico (Roth, 2018)

Come già affermato nel capitolo 3.2, è fondamentale procedere ad una valutazione delle condizioni reali dell'intero sistema di teleriscaldamento, partendo dagli impianti di riscaldamento degli utenti, dalle sottostazioni, per arrivare alla distribuzione del calore (rete di trasmissione e distribuzione) e alle centrali di generazione. Come base per l'avvio del processo di ammodernamento tecnico, il modello di valutazione definito nel documento "Valutazione globale di sistemi di teleriscaldamento" (Miedaner et al., 2018) può essere utile per la determinazione dello stato iniziale. Il modello comprende anche alcuni principi per la valutazione dei singoli componenti del sistema, descritti in breve nei prossimi capitoli (5.1.1; 5.2.1; 5.3.1). I dati raccolti grazie al modello di valutazione permettono agli esperti di delineare una prima panoramica e alcuni cenni sulle aree più importanti, nelle quali le misure di ammodernamento e ottimizzazione porterebbero "più facilmente/al meglio" (basandosi sull'esperienza) ad un miglioramento dei sistemi di teleriscaldamento.

5.1 Sottostazioni e utilizzo del calore

Il consumo di calore negli edifici è imprescindibile per l'approvvigionamento efficiente dello stesso. Nell'ammodernare una rete di teleriscaldamento, i punti centrali per gli utenti finali sono due:

- i miglioramenti dell'efficienza energetica dell'edificio e la modalità di utilizzo del calore al suo interno, poiché questi possono ovviamente ridurre la necessità generale di fornitura energetica.
- Alcuni impianti di riscaldamento esistenti negli edifici non sono adeguati a flussi con temperature inferiori e necessitano un rinnovamento.

Questi due punti sono parzialmente connessi, dal momento che maggiori livelli di coibentazione aumentano la possibilità di servire una abitazione a basse temperature. I punti verranno discussi in maggiore dettaglio nelle prossime sezioni.

5.1.1 Valutazione dell'infrastruttura di utilizzo del calore

La **fornitura di calore annua** è un indicatore importante per la dimensione del sistema in generale. Si tratta inoltre di un elemento utile al calcolo di altri indicatori ed è la fonte principale del profitto del teleriscaldamento.

La complessità dell'infrastruttura di utilizzo del calore viene espressa con il **numero di sottostazioni di utenza**, in particolare le unità abitative collegate. Le dimensioni di ogni utente influenzano le modalità operative del sistema. Gli edifici residenziali hanno requisiti diversi in termini di sistema rispetto a utenti industriali, presentando normalmente maggiori fluttuazioni. Di conseguenza, gli edifici hanno elevati carichi di picco, mentre le industrie hanno elevati carichi di base, influenzando la selezione delle fonti di calore.

La tipologia e il metodo di **integrazione delle sottostazioni degli utenti** influenza il sistema nel suo complesso. Ogni sottostazione degli utenti causa una caduta di pressione all'interno del sistema, che dovrà essere tenuta in considerazione al momento della progettazione, ad esempio per quanto concerne i requisiti di pompaggio. Nella progettazione dell'infrastruttura sarebbe opportuno tenere conto anche di fattori quali il tipo di valvole e il numero e il tipo di scambiatori di calore.

I **livelli di temperatura** degli utenti, invece, hanno conseguenze sui livelli minimi di temperatura necessari nel sistema di teleriscaldamento. Anche senza considerare le dispersioni di calore e senza i componenti aggiuntivi da parte dell'utente, la temperatura minima richiesta per gli utenti corrisponde alla temperatura minima di fornitura del sistema di teleriscaldamento. Le temperature richieste variano in funzione dei sistemi di riscaldamento diversi, rendendo necessario analizzare l'intero contesto. Un altro aspetto importante è rappresentato dalle temperature di esercizio da progetto per i radiatori o altri sistemi di riscaldamento, dal momento che queste, insieme alle temperature di rete, determinano il dimensionamento delle sottostazioni dell'abitazione. Spesso i radiatori sono sovradimensionati e permettono di ridurre le temperature. È fondamentale che i radiatori siano dotati di valvole termostatiche. Le temperature possono essere ridotte nel caso in cui venga aggiunto un sistema di coibentazione agli edifici.

È necessario valutare la tipologia e il concetto di integrazione delle **sottostazioni di utenza** all'interno del sistema, poiché fa la differenza nella preparazione dell'acqua calda. Così come devono essere valutate le **cadute di pressione** dovute alle valvole di regolazione principali e agli scambiatori di calore. La caduta di pressione della valvola (valore KV) dovrebbe essere almeno 2/3 di quella di uno degli scambiatori di calore o più, se le emissioni sonore lo permettono. La caduta di pressione della valvola dev'essere il più elevata possibile, poiché è progettata per il pieno carico. Per la maggior parte dell'anno, le sottostazioni vengono utilizzate a mezzo carico, il che significa che la caduta di pressione della valvola è molto inferiore rispetto alla modalità progettata. Dal momento che la caduta di pressione varia con il quadrato della portata in massa, in caso di riduzione del 50% di questa la caduta di pressione diventa il 25% del valore di progetto. Di nuovo, questa condizione può portare a un funzionamento molto instabile della valvola (apertura o chiusura permanenti della valvola) e può causare danni allo scambiatore di calore e avere anche ripercussioni sulla rete.

La **mappatura del calore** della zona può costituire un elemento importante per i consumi energetici. Nella Figura 23, la dimensione dei punti indica il consumo di calore totale dell'edificio, mentre il colore rappresenta la fornitura da teleriscaldamento (verde) o di altro tipo. I dati disponibili relativamente all'approvvigionamento di calore e ai consumi permettono di ottenere una panoramica visiva delle zone in cui sarebbe necessario concentrarsi sulla riduzione dei consumi e/o sulla conversione in teleriscaldamento e combustibili a basso tenore di carbonio.

Le **temperature ridotte nella fornitura di teleriscaldamento** possono creare difficoltà nell'approvvigionamento di calore agli edifici. Al fine di garantire i livelli di comfort nelle abitazioni e la fornitura di acqua calda sanitaria senza rischi di proliferazione di legionella, è necessario procedere a un'analisi attenta degli edifici collegati alla rete a bassa temperatura.

Nelle zone in cui saranno collegati edifici di nuova costruzione a reti TLR a bassa temperatura, è possibile progettare gli impianti per lavorare a temperature ridotte. Normalmente questo include:

- Pannelli radianti a pavimento o a parete, se possibile
- Qualora il punto precedente non fosse possibile, i radiatori devono essere dimensionati sulla base della temperatura di esercizio
- Il progetto per l'impianto dell'acqua calda nell'edificio deve evitare serbatoi per l'acqua e tubature lunghe.

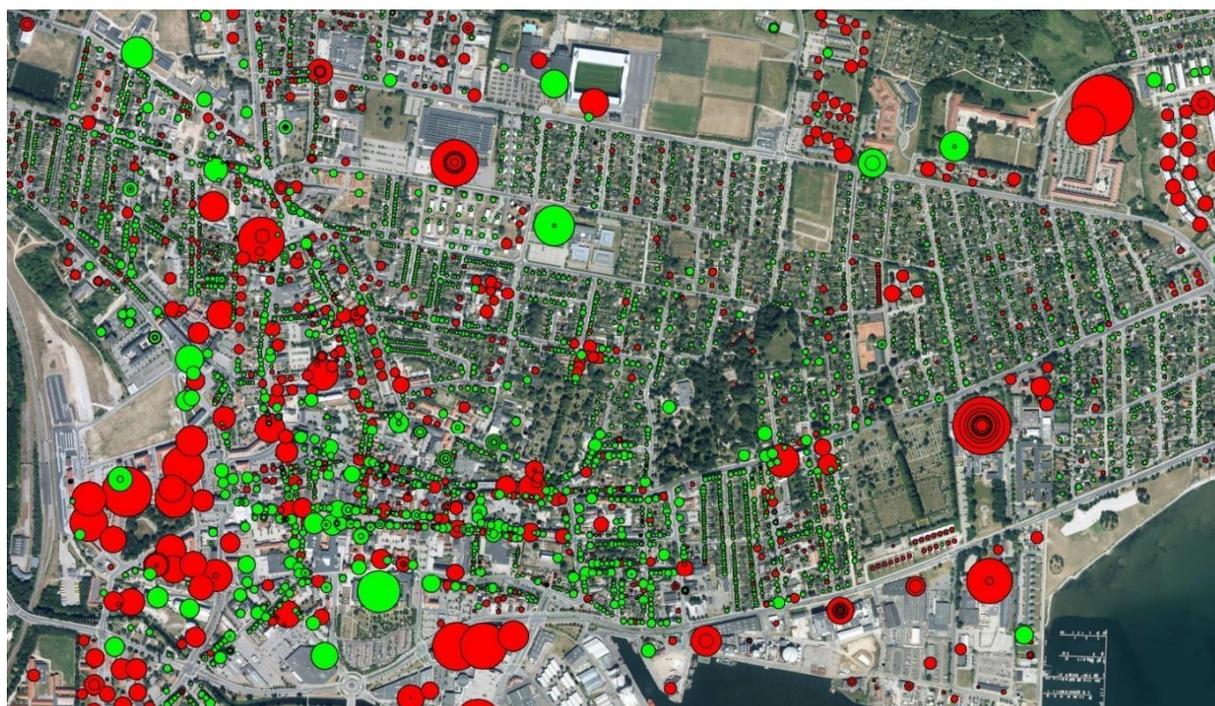


Figura 23: Fornitura e consumi energetici (Fonte: COWI A/S)

Il collegamento degli **edifici esistenti** con le reti a temperatura molto bassa può essere difficoltoso, se questi sono stati progettati originariamente per il riscaldamento con temperature molto più elevate. In alcuni casi, soprattutto negli edifici più datati, i miglioramenti della coibentazione possono rendere i radiatori sovradimensionati nelle nuove condizioni di dispersione termica. In questo caso, la fornitura a temperatura inferiore potrebbe essere possibile. Diversamente, l'unica opzione sarebbe una ristrutturazione più completa dell'impianto di riscaldamento interno.

Anche l'approvvigionamento d'acqua calda sanitaria con un sistema di teleriscaldamento a bassa temperatura potrebbe rappresentare un problema negli edifici esistenti, a causa del rischio di legionella. La questione può essere affrontata con uno scambiatore di calore ideato appositamente, dotato di un piccolo elemento elettrico per l'acqua calda.

Il miglioramento dell'**efficienza energetica degli edifici esistenti** è una delle sfide più importanti e difficili da vincere nel settore privato. Nonostante le regolamentazioni, le politiche e gli incentivi tendano a stimolare il miglioramento dell'efficienza energetica, molti edifici richiedono ancora moltissima energia. L'estensione della durata dei materiali edili, rispetto al ritmo lento del rinnovamento implica che la modifica dell'uso energetico negli edifici esistenti avvenga lentamente.

Uno studio dell'Università di Aalborg in Danimarca (Wittchen et al., 2014) fornisce un'indicazione del consumo energetico previsto per gli edifici esistenti nell'anno 2050, se i rinnovamenti energetici verranno realizzati in linea con le regolamentazioni del settore, come mostrato nella Figura 24.

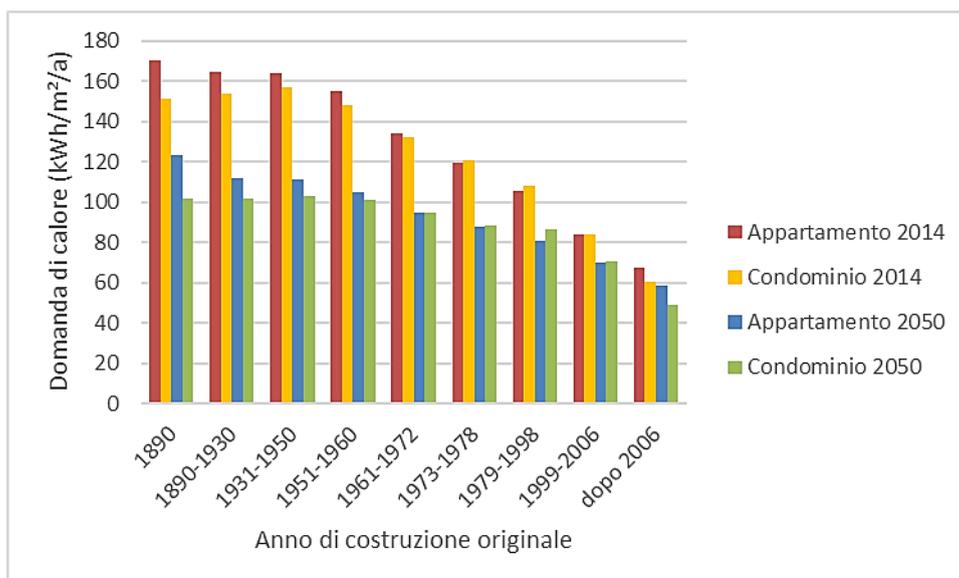


Figura 24: Potenziale di riduzione della domanda energetica 2050 (Fonte: Wittchen et al. 2014)

Sebbene sia basato su dati e tassi di miglioramento dell'efficienza energetica in Danimarca, questo grafico mostra la possibilità di realizzare una riduzione significativa dei consumi di calore, soprattutto per le abitazioni costruite prima degli anni '70, in cui la diminuzione del consumo di calore arriva al 30% per m².

Al contrario delle modifiche incrementali, un **piano di rinnovamento totale** offre vantaggi significativi in tutti gli ambiti e agevola lo sviluppo di una rete a bassa temperatura. È questo il caso ad Albertslund, in Danimarca, dove il comune ha stabilito l'obiettivo di rendere l'intero sistema di fornitura di elettricità e calore a zero emissioni di carbonio entro il 2025. Una parte di questo lavoro prevede la sostituzione della rete TLR esistente (costruita nel 1964 e operante al momento a circa 90°C) con una rete a bassa temperatura (ovvero 50-60°C).

La maggior parte delle abitazioni di Albertslund (Figura 25) è stata costruita negli anni '60 e '70 del secolo scorso e rappresenta quindi una sfida per il riscaldamento a bassa temperatura. Gli standard di coibentazione e gli impianti di riscaldamento non sono progettati per basse temperature e non si riesce a fornire un adeguato livello di servizio con una mandata a 50°C. La municipalità ha definito un ambizioso programma da rinnovamento degli edifici, con standard elevati di efficienza energetica, includendo il miglioramento della coibentazione e l'installazione di impianti di riscaldamento a pavimento. Gli appartamenti ristrutturati vengono collegati in maniera coordinata con il piano di rinnovamento e la dismissione del sistema di distribuzione ad alta temperatura. Il circuito a bassa temperatura viene alimentato dal ritorno del "vecchio" sistema di teleriscaldamento, miscelato a 55°C con una valvola di derivazione.



Figura 25: Edifici a Albertslund, Danimarca, prima (sinistra) e dopo (destra) la ristrutturazione (Fonte: COWI)

5.1.2 Opzioni di rinnovamento delle sottostazioni

Sono molte le possibilità per collegare gli utenti al teleriscaldamento, che possono essere riassunte nelle tre seguenti **opzioni di collegamento**, come illustrato per edifici multipiano nella Figura 26. La prima possibilità è quella tradizionale, in cui è presente una sottostazione nel seminterrato dell'edificio. La seconda soluzione vede la stazione all'interno degli appartamenti, prevedendo un microscambiatore di calore al loro interno, in aggiunta alla sottostazione centrale. Infine, l'ultima opzione è quella di avere una stazione all'interno dell'appartamento, ma senza alcuna sottostazione.

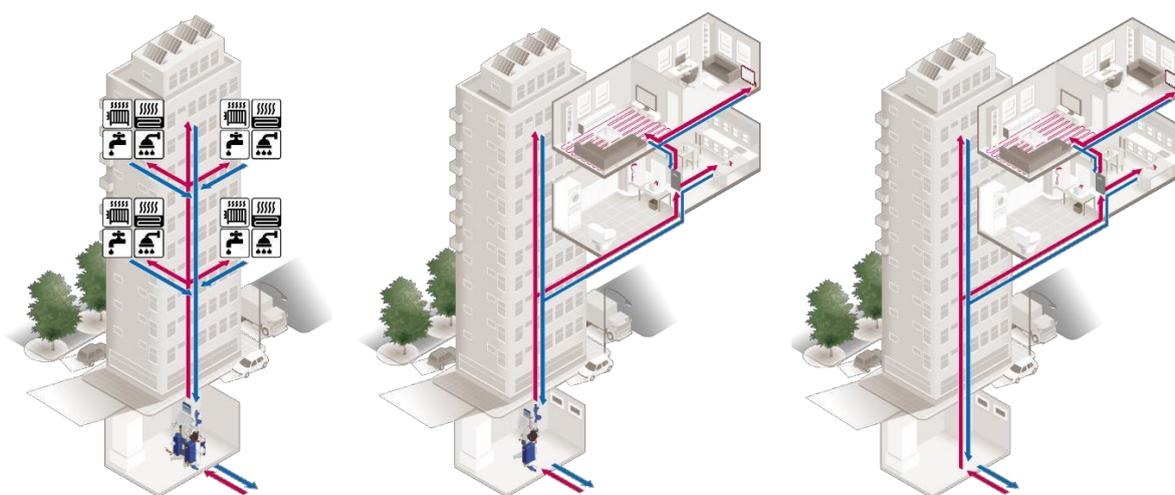


Figura 26: Concetti di collegamento tra unità abitative e teleriscaldamento (Fonte: Alfa Laval / Cetetherm – COOL DH project)

Le **stazioni di teleriscaldamento tradizionali** spesso prevedono serbatoi per l'acqua calda sanitaria per il livellamento del carico e per garantire una temperatura di ritorno sufficientemente bassa. Tuttavia, nelle case multifamiliari, anche scambiatori di calore correttamente progettati (collegamenti a 5 tubi) possono essere efficaci. Se l'acqua è "dura", si raccomanda l'installazione di un addolcitore a monte dello scambiatore di calore per l'acqua calda sanitaria, in modo da evitare le incrostazioni.

Il vantaggio di utilizzare **microscambiatori di calore** ben coibentati negli appartamenti è la possibilità di ridurre la temperatura di approvvigionamento del teleriscaldamento fino a circa 8°C al di sopra della temperatura richiesta per l'acqua calda sanitaria, che in alcuni casi scende a 45°C, quando il volume dell'acqua calda all'interno dei tubi è inferiore a 3 litri.

La combinazione di un numero inferiore di colonne montanti (i tubi verticali mostrati nella Figura 26), la non necessità di un serbatoio per l'acqua calda sanitaria e le temperature inferiori permette di ridurre le dispersioni di calore in generale. Tuttavia, il costo risulta essere leggermente superiore rispetto alla soluzione tradizionale.

Il **teleriscaldamento ad accoppiamento diretto**, ad oggi non molto frequente, necessita di radiatori con livelli di pressione superiori e acqua di teleriscaldamento pulita. Il vantaggio di questo sistema è una temperatura di ritorno inferiore e costi minori. Questa opzione viene utilizzata solo in alcuni paesi, come la Danimarca.

Per gli impianti ad accoppiamento diretto è necessario disporre di due flussometri monitorati, uno per la tubatura di mandata e l'altro per il ritorno. Sono inoltre necessarie valvole per chiudere automaticamente il collegamento con il sistema di teleriscaldamento nel caso venga rilevata una perdita.

non solo sui consumi e sui profili di domanda, ma anche su delta T insufficienti, temperature di ritorno elevate, eventuali fluttuazioni indesiderate che la Società di teleriscaldamento ha così la possibilità di risolvere. Inoltre, i dati raccolti possono essere utilizzati per rilevare le perdite dalle tubature sotterranee, che potrebbero causare perdite di calore elevate.

Il **telecontrollo** può comprendere un dispositivo di comando on/off per regolare il riscaldamento degli ambienti, cosicché gli edifici stessi possano agire come un dispositivo di gestione dei picchi di carico nei momenti in cui la domanda di preparazione di acqua calda sanitaria è elevata.

5.2 Tecnologie per le condutture e la distribuzione del calore

Una parte fondamentale dei sistemi di teleriscaldamento è la rete di distribuzione del calore, che collega gli impianti di produzione agli utenti. Normalmente la rete di riscaldamento è composta da una rete di mandata, che trasporta l'acqua calda o il vapore dalla fonte alle utenze, e una rete di ritorno parallela che riporta l'acqua "usata/fredda" verso gli impianti. L'obiettivo è garantire una fornitura di calore affidabile, che sia adeguata alle necessità della rete e il più efficiente possibile.

A questo fine, è possibile utilizzare diverse **tecnologie per le condutture**, con diverse dimensioni e caratteristiche. Nella storia del teleriscaldamento sono state utilizzate molte tecnologie diverse per le tubature, alcune delle quali sono state abbandonate perché i tubi avevano una durata inferiore al previsto o a causa di un livello di efficienza energetica insufficiente. Altri sistemi hanno invece resistito per molti decenni. (Frederiksen & Werner, 2013)

La scelta del sistema di condutture più adeguato è influenzata principalmente dal mezzo (vapore o acqua), livello di temperatura e quantità di calore da trasportare e la lunghezza della rete. Gli obiettivi di sviluppo per le nuove tecnologie di distribuzione del calore servono normalmente a ridurre i costi dell'investimento, lo spazio necessario, il tempo di installazione e i costi d'esercizio.

5.2.1 Valutazione dell'infrastruttura di distribuzione del calore

La **lunghezza della rete** fornisce informazioni sulla portata e la dimensione della rete. Questi dati sono un elemento importante per calcolare gli indicatori di performance, come ad esempio la densità calore-utilizzo. La lunghezza totale non è quindi la sola informazione importante, ma lo sono anche la lunghezza accumulata per tipologia di tubatura avente un certo diametro.

Il **carico collegato** riflette la somma dell'intero carico termico di tutti gli edifici, senza nessun fattore di simultaneità. Il fattore di simultaneità rappresenta l'immissione di potenza termica nella rete in MW dalle centrali di produzione (solitamente valutato in condizioni di picco) diviso per il carico termico collegato in MW ed è un fattore di performance molto importante (con valore inferiore a "1"). Minore tale valore, e migliore è la performance.

L'**età della rete di teleriscaldamento** insieme alla condizione tecnica reale della rete fornisce un'indicazione, che la modalità di esercizio sia corretta o necessiti di un miglioramento. È importante sapere se la modalità d'esercizio è stata modificata nel passato (temperature, pressioni, ecc.). I costi di esercizio e manutenzione, l'età e la condizione presente possono essere utili a definire un piano di investimento per la rete.

Le **caratteristiche principali della rete** devono essere note, ad es. se si tratta di una rete primaria o secondaria. Inoltre, è fondamentale sapere la tipologia installata: tubi pre-coibentati, condotta in canale (vedi Sezione 5.2.3), tubature di superficie, ecc.

La **qualità** di una rete di teleriscaldamento può essere descritta tramite i seguenti indicatori:

- **Numero di reintegri all'anno:** Per reintegri si intende la frequenza con la quale è stato cambiato il volume d'acqua totale di tutte le tubature nell'arco di un anno. Si presume

quindi che le perdite d'acqua siano state misurate. La misurazione può essere effettuata sul livello dell'acqua, che è stata trattata e rabboccata all'interno della rete nella centrale di trattamento; si parla di acqua di reintegro.

- **Corrosione:** Corrosione interna o esterna. Se si verifica una corrosione interna, è necessario migliorare la qualità dell'acqua presso la centrale di trattamento (AGFW FW 510 2018). La corrosione esterna può avvenire nelle tubature a canale o in quelle di superficie. La corrosione interna non dovrebbe mai verificarsi.
- **Condizioni dei canali per le tubature di questo tipo:** Spesso le condotte in canale vengono inondate, come conseguenza della corrosione o perché il canale è stato raggiunto dall'acqua piovana o sotterranea, con conseguente aumento delle dispersioni di calore e peggioramento delle performance. La termografia permette di rilevare questi canali. Le condotte di tal tipo devono essere rimodernate con la tecnologia pre-coibentata.
- **Dispersioni di calore:** Le dispersioni di calore devono essere ridotte al minimo. È importante conoscerne la portata e come sono state determinate (si veda anche "Numero di reintegri all'anno").
- **Temperature dell'acqua:** Minore è la temperatura di un sistema, maggiore è normalmente l'efficienza e più agevole risulta l'integrazione con le rinnovabili. Le dispersioni di calore diminuiscono se le temperature di esercizio sono inferiori. In caso di modalità di esercizio a temperatura variabile, è opportuno dichiararlo, ad esempio, 1 Kelvin (K) di variazione di temperatura esterna causa una modifica della temperatura del flusso di 3,5 K, ecc. Normalmente i sistemi di teleriscaldamento vengono sempre utilizzati in modalità di esercizio variabile.
- **Numero di arresti:** Nel caso la rete debba essere fermata per manutenzione, fissare le aree di dilatazione (espansori per tubi ad U) prima di ridurre la temperatura al di sotto di 80°C nella tubatura. La mancata osservanza di questa regola può causare guasti statici alla rete. Una volta effettuato l'arresto, è necessario adattare metodi di riparazione specifici.
- **Guasti al km:** Il numero di anomalie/guasti al km di tubatura e per anno dovrebbe essere il minore possibile.
- **Qualità dell'acqua:** La qualità dell'acqua deve rispettare le normative, ad esempio l'AGFW FW 510 2018 in Germania.
- **Informazioni statistiche:** Il numero di collegamenti, il carico di collegamento per km di tubatura o la domanda di calore per km² sono dati meramente statistici e fungono da indicatori della densità del calore.

Le **pompe di rete** sono tra i componenti maggiormente energivori. La capacità di pompaggio troppo elevata e le tecnologie obsolete causano spesso costi d'esercizio elevati. Inoltre, sono in grado di variare di molto l'indicatore di performance, che ne caratterizza l'utilizzo, definito come kWh_{el}/MWh_{th} , ovvero kWh di elettricità di pompaggio divisi per MWh di calore venduti. Valori elevati indicano problemi alla rete e/o alle pompe, le quali risulta evidente siano necessariamente da monitorare. Le pompe con controllo in frequenza, a giri variabili, sono le più all'avanguardia. La dimensione delle pompe di rete deve essere calcolata con attenzione utilizzando modelli di calcolo validi e procedendo a verifiche a seconda del punto della rete in cui la pressione differenziale è più bassa, poiché questa non dovrebbe essere inferiore a 0,7 bar.

5.2.2 Durata della vita delle tubature per il teleriscaldamento

Un semplice modulo o questionario è sufficiente per valutare la durata rimanente delle tubature per il teleriscaldamento. La **vita utile delle condotte per il TLR** dipende da molti fattori legati

alle condizioni ambientali e alla gestione operativa. Ad esempio, dipende dai livelli e dalle variazioni di temperatura e dalla qualità dell'acqua nel circuito. Al termine della vita utile possono verificarsi perdite, usura termomeccanica o fenomeni di degrado termo-ossidativo, che causano, ad esempio, la riduzione o la perdita delle proprietà di isolamento. La durata stimata delle tubature con rivestimento plastico è di almeno 30 anni (AGFW FW 401, 2018), ma sono molti gli esempi di impianti utilizzati per tempi molto più lunghi senza che siano insorti problemi.

Il **comportamento sul lungo termine** della tubatura dipende dalla stabilità termica della schiuma poliuretanicca rigida e dal suo legame con la tubatura. Le alte temperature prolungate causano un degrado termico, che porta ad un indebolimento (AGFW FW 401, 2018). Tuttavia, dal momento che la vita delle reti esistenti è breve rispetto ad altri sistemi dell'infrastruttura, non disponiamo di esperienze sul lungo termine che permettano di stimare la durata effettiva dei componenti del sistema. Gli approcci alla valutazione del ciclo di vita delle reti infrastrutturali sono diversi, tra cui modelli statistici, modelli di degrado termico o teorie sull'accumulo dei danni; tutte le metodologie sono soggette ad incertezza.

Una caratteristica importante delle tubature per il teleriscaldamento è la loro tolleranza alle variazioni di temperatura del mezzo di trasporto del calore (acqua di circuito). Queste modifiche implicano l'insorgere di forze importanti tra il suolo e le condutture, dal momento che queste si espandono o si restringono al variare della temperatura. Questa tolleranza può essere espressa con l'indicatore del numero di cicli di carico completi che un sistema deve sopportare prima di cedere. Un **ciclo di carico completo** è la differenza massima di temperatura tra quella presente durante l'installazione e quella massima di esercizio. Il numero assoluto di cicli di carico totali sopportabili cambia molto a seconda del tipo di tubature e rappresenta un indicatore per la progettazione del sistema. Con l'aumento della quota di rinnovabili nei sistemi di teleriscaldamento, si prevede che le variazioni di temperatura nelle tubature aumentino (Sauerwein, 2013a, 2013b).

Sulla base dell'utilizzo previsto dei tubi per 30 o 50 anni, si calcolano diverse quantità di cicli di carico totali, come indicato nella Tabella 4.

Tabella 4: Cicli di carico totali per tubature diverse (sulla base dell'AGFW FW 448, 2018; prEN 13941)

	Cicli di carico totali calcolati per 30 anni	Cicli di carico totali calcolati per 50 anni
Rete di trasmissione	100 – 250	170 – 420
Rete di distribuzione	250 – 500	420 – 840
Collegamenti con abitazioni	1.000 – 2.500	1.700 – 4.200

Per la valutazione delle infrastrutture di distribuzione del calore, non esiste una procedura corretta al 100% da raccomandare. Attività di ricerca sono in corso per migliorare la qualità della stima della durata rimanente o della valutazione delle condizioni attuali (AGFW, 2015, 2018a). Tuttavia, vi sono alcune procedure che permettono di trarre conclusioni sullo stato presente di una rete di teleriscaldamento.

Un'opzione è l'esecuzione di una semplice **verifica delle condizioni del sistema**. A questo fine, l'osservazione visiva e la verifica di caratteristiche importanti, come le perdite di calore, di pressione e idriche, possono rappresentare una base di valutazione. Le tecnologie e i metodi utili per le procedure di verifica delle condizioni e di identificazione di comportamenti anomali sono descritte nelle regole tecniche riconosciute per il teleriscaldamento,

raffrescamento e la cogenerazione e vengono periodicamente aggiornate da AGFW (2018).

Le procedure previste da AGFW FW 435 2018 sono suddivise in sette gruppi:

1. Tecniche operative

Grazie ai parametri di sistema e alle misurazioni, queste tecniche permettono di rilevare le perdite idriche. Cali di pressione drastici e reintegri d'acqua frequenti indicano la presenza di perdite idriche nell'impianto. Queste tecniche permettono una migliore localizzazione e contribuiscono a un'applicazione più efficace di misure ulteriori.

2. Procedure visive

Il controllo visivo delle condizioni delle tubature è fondamentale per valutare lo stato di manutenzione delle condutture ed esaminare e valutare eventuali difetti che non hanno ancora causato guasti. Tali difetti determinano la pianificazione degli interventi e delle strategie di manutenzione. Oltre alla funzione di prevenzione, è possibile utilizzare le procedure visive per rilevare la posizione precisa delle perdite all'interno del sistema. Il catalogo "strumenti di ammodernamento" (Upgrade DH, 2018c) del progetto Upgrade DH descrive più dettagliatamente lo strumento ottico Crawler-Eye (Figura 27). In breve, si tratta dell'utilizzo della termografia da un velivolo. Grazie alla contestuale mappatura della rete, è possibile documentare il percorso effettivo della stessa, in quanto, soprattutto nel caso di reti datate, la documentazione è spesso inadeguata, imprecisa o irreperibile.

3. Procedure meccaniche e tecnologiche

Le procedure meccaniche e tecnologiche comprendono la misurazione con ultrasuoni dello spessore delle pareti delle tubature. I risultati ottenuti permettono di valutare le condizioni dei materiali e rappresentano un indicatore per la stima della vita utile residua delle condutture, utile a migliorare la programmazione degli interventi manutentivi.

4. Procedure trasferibili

Le procedure termografiche e l'analisi delle correlazioni sono utili ad individuare la posizione precisa della perdita (sulla base dell'ubicazione stimata con le tecniche operative utilizzate in precedenza). Entrambe le applicazioni permettono una localizzazione precisa, ma funzionano con principi diversi. La ripresa di immagini termiche da velivolo (Figura 28), parte delle procedure termografiche, viene descritta anche nel catalogo degli strumenti di ammodernamento (Upgrade DH, 2018c).

5. Sostanze traccianti

Le sostanze traccianti sono utili ad individuare la posizione precisa della perdita (sulla base dell'ubicazione valutata con le tecniche operative utilizzate in precedenza). Il ricorso alle sostanze traccianti non influenza il funzionamento dell'impianto.

6. Misurazione dello spessore delle pareti tramite robot

L'utilizzo di robot per l'ispezione e la misurazione dello spessore delle pareti tramite ultrasuoni migliora la qualità dei risultati, permettendo una valutazione più precisa delle condizioni delle condutture.

7. Procedure integrate / specifiche per sistema

Durante l'installazione (e la produzione) delle tubature per il teleriscaldamento, è possibile procedere all'integrazione di sistemi di monitoraggio. Ad esempio, questi sistemi vengono impiegati per verificare eventuali infiltrazioni d'acqua nella coibentazione. Il monitoraggio continuativo è garantito da un cavo installato nell'isolante delle tubature pre-coibentate e da attrezzature supplementari. Il cavo è visibile anche nella Figura 29.



Figura 27 Ispezione visiva con il “Crawler Eye” dell’Institut für Angewandte Bauforschung Weimar gGmbH tedesco (Fonte: AGFW)



Figura 28: Immagini termiche acquisite da veivolo (Fonte: SCANDAT GmbH)

La qualità del sistema di tubature per il teleriscaldamento dipende anche dalla qualità del **mezzo di trasporto del calore**, descritto nell’AGFW FW 510, 2018. La qualità dell’acqua comporta un effetto sulla durata utile della rete di tubature, poiché agisce sulla velocità di corrosione dei tubi in acciaio. Inoltre, la qualità insufficiente dell’acqua può causate malfunzionamenti della rete in seguito ad incrostazioni nei tubi o nelle valvole. I singoli elementi disciolti nell’acqua e la loro composizione sono decisivi per la valutazione della qualità dell’acqua. Nel teleriscaldamento, il foglio di lavoro corrispondente distingue tra due

modalità operative: l'acqua di circolazione salina e l'acqua di circolazione a basso tenore di sali (AGFW FW 510, 2018). I valori di riferimento per le due modalità sono specifici, ma i criteri di valutazione sono condivisi. I principi di valutazione dell'acqua per il teleriscaldamento sono:

- Conducibilità elettrica a 25°C
- Aspetto
- Valore pH a 25°C
- Ossigeno
- Totale delle terre alcaline (durezza)
- Ferro
- Rame
- Solfuro
- Solfato
- Capacità acida $K_{S8.2}$
- Capacità acida $K_{S4.3}$

Dal momento che le caratteristiche dell'acqua possono variare nel tempo, è consigliabile eseguire controlli o valutazioni periodiche. La valutazione della qualità dell'acqua rappresenta un metodo di prevenzione a lungo termine e uno dei primi indicatori di potenziali guasti (ad esempio quelli dovuti alla corrosione). L'acqua per il teleriscaldamento scorre in un circuito chiuso ed è opportuno evitare le perdite il più possibile. (AGFW FW 510, 2018)

5.2.3 *Panoramica delle nuove tecnologie per le condutture*

La maggior parte delle condutture per il teleriscaldamento sono posate sottoterra (soprattutto nel terreno), mentre una parte si trova in superficie o all'interno di tunnel o edifici.

Condutture sotterranee

La struttura di base impiegata per le condutture prevede l'installazione concentrica di due tubature (si veda la Figura 29). Il tubo interno (grigio) serve al trasporto del mezzo senza che si verifichino perdite ed è immerso nel materiale coibentante (giallo) per ridurre la dispersione del calore. Il tubo di rivestimento esterno (nero) protegge l'isolante e il tubo interno sia dall'acqua che da eventuali danni. Le moderne tubature interrato sono inoltre dotate di due cavi affogati nel materiale isolante, utili a rilevare le perdite. (AGFW, 2013).

L'utilizzo di materiali diversi per i tre componenti principali determina la tipologia di condutture. La struttura più comune prevede tubature legate tra loro con un rivestimento plastico, come quelle presenti nei vari progetti di ammodernamento presi in esame nel quadro dell'Upgrade DH (Upgrade DH, 2018b).

Nei **tubi in plastica rivestiti (PJP)**, la tubatura centrale è normalmente in acciaio, ma è possibile utilizzare anche tubi in plastica, soprattutto nel caso di reti a bassa temperatura. Il tubo di rivestimento è in polietilene (PE) o in polietilene ad alta densità (PEHD) ed è montato in maniera forzata con il materiale isolante, composto da schiuma poliuretanicale alveolare (PUR-foam) (Frederiksen & Werner, 2013). Si tratta quindi di segmenti di condutture pre-coibentate.

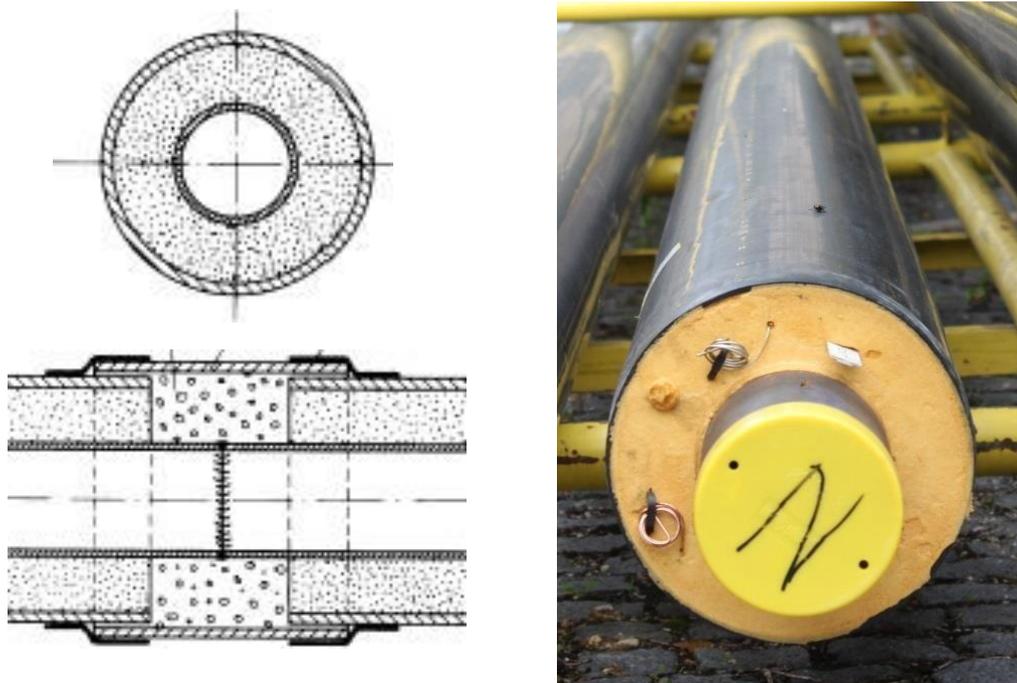


Figura 29: Sezione dei PJP e dei relativi collegamenti (Fonte: AGFW, 1993) (sinistra) e tubature (Fonte: D. Rutz) (destra)

Per l'unione tra due segmenti di tubo, si ricorre alla saldatura per la tubatura centrale e all'inserimento di un manicotto per il rivestimento. Le tubature PJP non sono adatte a temperature superiori a 120°C (funzionamento continuo). Questa tecnologia può sopportare carichi di temperatura fino a 130°C-140°C solo per brevi periodi di tempo. Normalmente le tubature di questo tipo hanno una dimensione DN 600, ma possono essere impiegati anche diametri DN 1200. Sulla base della stessa tecnologia, ma solo in caso di tubi centrali con diametri ridotti, è possibile posizionare la mandata e il ritorno all'interno dello stesso rivestimento (tubatura doppia / binata). (AGFW, 2013; AGFW FW 401, 2018)

Frederiksen & Werner (2013) forniscono maggiori dettagli su sviluppo storico, raccordi, componenti ecc. Le normative di riferimento sono la EN 13941 - teleriscaldamento, progettazione e installazione di condutture coibentate singole e doppie per reti di acqua calda interrate, e la DIN EN 253 - teleriscaldamento, condutture assemblate pre-coibentate per reti di acqua calda interrate.

Una variante valida, ma poco comune, sono le **tubature rivestite in acciaio**, in cui il tubo centrale e quello esterno sono in acciaio. La coibentazione del tubo centrale viene normalmente ottenuta applicando materiale a fibre isolanti allo stesso, o creando il vuoto tra le due tubature. Considerando il materiale della tubatura esterna, è inoltre necessario proteggere la conduttura dalla corrosione causata dall'ambiente (es. Acqua), così da garantirne la durata. Questa tecnologia è utile per le applicazioni che prevedono temperature superiori ai 130°C ed è vantaggiosa per le reti aventi un numero ridotto di ramificazioni, quindi in particolare per le linee di trasporto del teleriscaldamento con diametri ampi. (AGFW, 2013)

Un'altra versione delle tubature interrate sono le **condutture posate all'interno di un condotto**. Anche in questo caso, i tubi si trovano sottoterra, ma sono racchiusi all'interno di condotti in calcestruzzo che garantiscono la protezione meccanica. Per loro natura, questi canali tengono lontana l'umidità e preservano il buono stato della coibentazione. In caso di grandi quantità di acqua nel terreno, è necessario adottare ulteriori misure per migliorare la resistenza delle condutture. Sono molte le forme dei canali e un esempio classico è il canale rivestito (Figura 30). (AGFW, 2013)

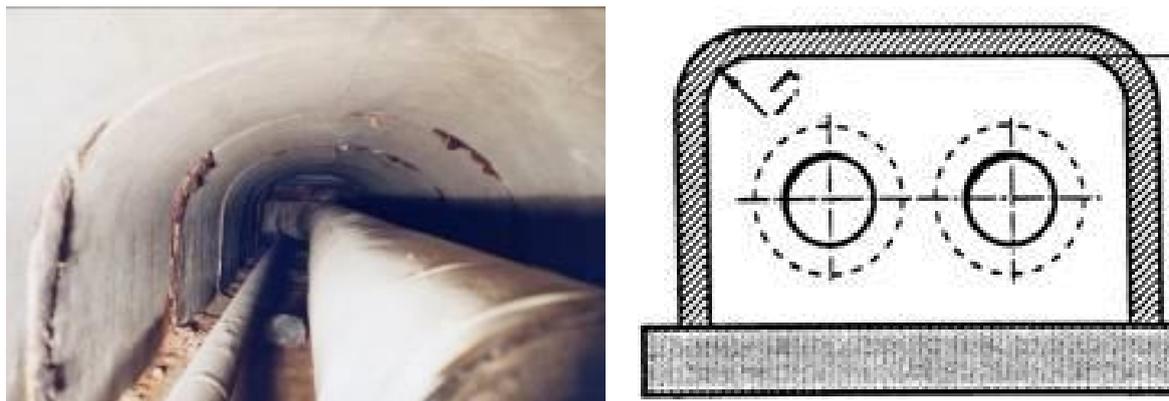


Figura 30: Condotture sotterranee, immagine di un canale rivestito (AGFW, 2013) (sinistra) e un canale rettangolare, come previsto dalla norma DIN 18178 (AGFW, 1993) (destra)

I canali ricoperti sono composti da due parti. La parte inferiore (“base”) è in calcestruzzo colato in loco o calcestruzzo pronto e la copertura è normalmente pre-fabbricata. Le condotte sono montate con un supporto nella parte inferiore e ricoperte da un rivestimento. A causa delle giunzioni nella composizione, questa soluzione è meno adatta in caso di terreni contenenti molta acqua. (AGFW, 2013)

Se lo spazio non rappresenta un problema, vengono talvolta installate le **tubature in superficie**. Si tratta di un’alternativa valida dal punto di vista dei costi per la costruzione delle reti di teleriscaldamento. I metodi edilizi devono considerare la pianificazione urbana e i vincoli paesaggistici. Le condotte possono essere montate su basi in calcestruzzo o su strutture in acciaio. Ulteriori opzioni per rispondere a requisiti locali specifici sono le strutture sospese e i ponti. Le condotte possono essere posate, ad esempio, lungo le strade, mentre le soluzioni sospese possono essere montate sui ponti. Sebbene l’installazione delle tubature sospese possa essere molto pratica, bisogna tenere conto nell’aspetto estetico, soprattutto nelle zone urbane e residenziali. (AGFW, 2013)

È anche possibile installare le tubature sospese all’interno degli edifici (Figura 31), il che permette di ridurre notevolmente i costi di costruzione. Soprattutto se gli edifici sono vicini gli uni agli altri, le tubature possono essere installate nelle cantine o nei parcheggi sotterranei. È necessario, tuttavia, tenere conto di elementi quali l’accessibilità degli strumenti di controllo e la progettazione delle installazioni a muro. (AGFW, 2013)

Infine, occorre sottolineare che in molti impianti di teleriscaldamento vengono utilizzati tubi di diverso tipo, poiché questi vengono posati in momenti diversi.



Figura 31: Esempi di tubature in superficie e sospese (Fonte: AGFW, 1987)

5.2.4 Opzioni di rinnovamento della rete di distribuzione del calore

Le opzioni di ammodernamento di condutture esistenti sono piuttosto limitate. Nel caso venga rilevata una perdita, sono necessari sforzi considerevoli per raggiungere il punto della tubatura in questione, soprattutto se questa è interrata, dal momento che è necessario operare uno scavo. L'opzione di ammodernamento più comune per migliorare l'efficienza del sistema è la sostituzione della tecnologia obsoleta con una più moderna, così come descritta negli esempi di buone pratiche del progetto Upgrade DH (Upgrade DH, 2018a).

La tecnologia per le tubature è avanzata negli ultimi decenni, con lo sviluppo di nuove soluzioni. Le nuove tubature possono ridurre i costi di investimento, le dispersioni di calore e i rischi di guasto. Una soluzione frequente per l'ammodernamento del teleriscaldamento è la **sostituzione delle tubature**.

Un progetto danese (rinnovamento energetico con teleriscaldamento a bassa temperatura, Albertslund, Upgrade DH, 2018a) ha dimostrato che, in alcune condizioni, è possibile installare l'intera rete senza portare alla luce le vecchie condutture. Di conseguenza, si possono diminuire le temperature d'esercizio della rete e realizzare un sistema a bassa temperatura. Le dispersioni di calore del sistema sono così diminuite, grazie alle nuove tubature e alla temperatura inferiore. Questo i requisiti legali nazionali determinano la possibilità di lasciare le vecchie tubature nel terreno, come in questo esempio.

Un'altra possibilità di miglioramento dell'efficienza del sistema di distribuzione è la **diminuzione della domanda di energia**, dovuta principalmente al funzionamento delle pompe di circolazione nel sistema. Il loro consumo energetico non può essere eliminato, ma vari progetti hanno mostrato un potenziale significativo per l'ottimizzazione del loro funzionamento e per la riduzione al minimo dei consumi di elettricità. Questo livello è legato alla pressione minima tale da garantire la fornitura di calore. La pressione nel punto dell'impianto con il valore più basso deve essere uguale o superiore al valore minimo di pressione tale da garantire una corretta funzionalità. Con l'ammodernamento tramite sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) e i necessari strumenti di misurazione, è

possibile controllare con continuità il livello di pressione adottato per la rete, sulla base della differenza di pressione minima richiesta. Con il sistema SCADA e l'utilizzo di pompe VSD (a velocità variabile), è possibile ridurre la domanda energetica per la distribuzione del calore, senza ridurre il livello di sicurezza della fornitura. Oltre all'applicazione di tecnologie di monitoraggio, nella raccolta degli strumenti di buone pratiche (Upgrade DH, 2018c), è possibile trovare un approccio generale per la "regolazione del flusso di massa rispetto alle necessità/domanda reale, così da risparmiare energia per il pompaggio e raggiungere temperature di ritorno limitate".

Un'ulteriore opzione per l'ammodernamento dei sistemi di distribuzione del calore è il **collegamento di due reti di teleriscaldamento separate**, come mostrato in uno degli esempi di buone pratiche dell'Upgrade DH (Interconnessione di due reti di teleriscaldamento separate in Italia, Upgrade DH, 2018a). La rete di distribuzione è stata estesa così da ottenere vari benefici. Due reti separate e operate indipendentemente sono state collegate, con le loro rispettive centrali di generazione del calore. I vantaggi raggiunti comprendono la diversificazione e il miglioramento del mix di combustibili, l'aumento dell'utilizzo del calore da centrali di termovalorizzazione e l'acquisizione di nuovi utenti. Questo è stato possibile dal momento che le condutture, installate tra le due reti, passavano attraverso una zona residenziale con nuovi potenziali utenti. Questo aspetto è stato considerato anche durante la programmazione del progetto, sostenuto con strumenti software specifici, come la soluzione Optit per l'ottimizzazione dello sviluppo delle reti. Il software utilizzato per questo calcolo e gli altri strumenti di ammodernamento vengono descritti dell'Upgrade DH (2018c).

Il **monitoraggio delle performance** e la raccolta dati sono misure di ammodernamento mirate per gli obiettivi a medio e lungo termine, ma non producono effetti diretti sul sistema. Ciononostante, si tratta di una fase importante verso il suo sviluppo sostenibile. L'applicazione di strumenti software, sistemi di monitoraggio e controllo e raccolta dati aiutano a identificare i punti deboli degli impianti e avviare misure di ammodernamento continuative. A questo fine, è presente anche un sistema di rilevamento dei componenti difettosi, con conseguente programmazione delle strategie e delle misure di manutenzione. (Upgrade DH, 2018b)

5.3 Tecnologie di produzione del calore

Dal momento che la tendenza generale nel settore energetico e relative politiche propende verso l'utilizzo delle rinnovabili per coprire il 100% del fabbisogno energetico complessivo entro il 2050, le misure di ammodernamento della generazione di calore sono legate all'integrazione delle energie rinnovabili. Tutti i processi di pianificazione degli ammodernamenti caratterizzati da un certo livello di sofisticazione dovrebbero quindi prevedere il completo passaggio del sistema di generazione dal mix attuale a un 100% di energie rinnovabili, sebbene gli interventi nel breve termine sostituiranno solo in parte le tecnologie esistenti. La pianificazione strategica porterà a una riduzione dei costi sul lungo termine, dal momento che tutte le modifiche tecniche condividono lo stesso obiettivo, evitando anche di intraprendere misure efficaci nel breve termine ma che si possano poi rivelare contraddittorie nel lungo periodo.

Ad esempio, all'interno della strategia a lungo termine, l'abbandono della produzione elettrica a carbone e la conseguente chiusura delle centrali implica la necessità di impiegare altre tecnologie sostitutive per il teleriscaldamento. Poiché in passato la posizione delle centrali elettriche a carbone è stata scelta per motivi strategici e in base alle necessità della centrale stessa, è probabile che questi siti non siano i migliori per la costruzione di nuove strutture di generazione del calore da fonti rinnovabili. I generatori di energia rinnovabile, che possono essere di dimensioni decisamente inferiori, possono essere idealmente installati in maniera decentralizzata e non occupare il sito originale dell'impianto a carbone. Nonostante la soluzione a breve termine meno costosa sarebbe l'installazione di queste nuove strutture nel sito della centrale a carbone, questa scelta verrebbe ad essere controproducente dal punto di vista economico nel lungo periodo. In questo caso, normalmente risultano necessarie modifiche alla rete, dal momento che questa è stata progettata per un sistema di

generazione del calore centralizzato. D'altro lato è vero che talvolta le centrali di cogenerazione a carbone

possono essere riconvertite all'alimentazione a biomassa, sfruttando l'impianto già esistente, la sua rete e altri componenti. Maggiori dettagli vengono descritti nel capitolo 5.3.3.

Nel caso di impianti di teleriscaldamento ammodernati, i legami tra la generazione, distribuzione ed utilizzo del calore hanno un peso maggiore rispetto agli impianti più datati. Ad esempio, l'integrazione dell'energia solare termica può risultare più efficiente nei sistemi a temperature inferiori, sebbene sia possibile effettuare l'integrazione anche con le alte temperature. La domanda di calore e il livello di temperatura presso gli utenti richiedono una pianificazione coerente ed integrata con quella della generazione.

I seguenti capitoli offrono una panoramica delle tecnologie di generazione di energia rinnovabile attualmente disponibile e delle tecnologie di stoccaggio del calore che potrebbero essere utilizzate per il passaggio graduale o completo a sistemi di teleriscaldamento totalmente rinnovabili. In seguito, il capitolo 5.3.8 fornisce alcune linee guida per il rilevamento del corretto mix tecnologico atto ad aumentare al massimo i benefici.

5.3.1 Valutazione dell'attuale infrastruttura di generazione del calore

Ai fini della valutazione dell'attuale infrastruttura di generazione del calore, è importante disporre di **mappe di tutti i generatori di calore** e le reti disponibili. Oltre ai siti di produzione, le mappe dovrebbero includere tutte le stazioni di pompaggio installate nell'impianto, tutti i flussi entranti ed uscenti dalle centrali (termici ed elettrici) e, naturalmente, il tipo di combustibile e la domanda annuale. Questi dati permettono di valutare le condizioni tecniche, come ad esempio l'efficienza termica ed elettrica di ogni centrale di generazione. È quindi possibile confrontare l'efficienza calcolata con quella delle strutture di generazione di calore più all'avanguardia e misurarne le prestazioni.

È altresì importante conoscere l'**età** dei componenti principali, come caldaie, turbine, dispositivi di trattamento dell'acqua e pompe. Sulla base dei dati della performance, l'età e i costi reali di esercizio e manutenzione, è possibile sviluppare un piano di investimento per la generazione del calore sulla base delle necessità.

Lo **stoccaggio del calore** garantisce una modalità operativa più flessibile, soprattutto per gli impianti cogenerativi. Infatti, a seconda della capacità di accumulo, si può arrestare le centrali cogenerative nei periodi in cui l'elettricità costa meno e utilizzarle per servire la domanda e caricare lo stoccaggio quando i prezzi elettrici sono più alti, permettendo così una migliore marginalità economica. Con le maggiori fluttuazioni dei prezzi dell'elettricità, modalità d'esercizio simili a questa acquisiscono sempre maggiore importanza. La capacità dello stoccaggio e la domanda di calore del sistema determinano quanto la centrale venga usata esclusivamente per la fornitura di calore.

Una soluzione per aumentare la domanda durante il periodo estivo e migliorare quindi la redditività è la **fornitura di raffrescamento**. Dal momento che la domanda di preparazione di acqua calda sanitaria in estate corrisponde a circa il 10-15% della capacità massima invernale, le perdite di calore relative durante l'estate aumentano. Inoltre, a causa della diminuzione del carico, molte centrali di cogenerazione diminuiscono la loro efficienza rispetto al periodo invernale. Questo comporta che la vendita di ogni quantità calore in eccesso in estate migliora la redditività dell'impianto.

Il mercato offre macchine frigorifere ad assorbimento in grado di funzionare a basso costo con temperature della portata dal teleriscaldamento di circa 80°C, ovvero la temperatura di mandata normale per la maggior parte dei sistemi durante l'estate. L'esperienza dimostra che l'opzione migliore è vendere il calore ad esempio per i sistemi di raffreddamento dei data center, rispetto fornire direttamente il condizionamento dell'aria.

È importante conoscere le dispersioni di calore all'interno del sistema, per la determinazione delle quali è necessario misurare, attraverso appositi contatori, il calore (o frigorifere) generato

e quello venduto agli utenti. Gli altri metodi di calcolo del calore venduto, ad esempio per m² di superficie abitabile, in questo contesto non risultano adeguati. Al fine della determinazione

delle dispersioni di calore, è importante valutare esattamente lo stesso periodo di tempo per il calore generato e per quello venduto, il quale deve essere rilevato contemporaneamente per tutti gli utenti.

Poiché le misure di ammodernamento potrebbero prevedere il passaggio alle energie rinnovabili, la valutazione dell'attuale infrastruttura di generazione del calore dovrebbe includere i dati sulla **quota di rinnovabili** ed il loro impatto. La domanda di energia primaria fornisce il valore dell'energia primaria consumata. Il rapporto tra questo e la quantità di calore generato rappresenta un fattore significativo per determinare la performance ambientale del sistema. Al diminuire di tale rapporto, gli impatti ambientali dell'impianto sono più ridotti, sempre tenendo in considerazione il dimensionamento. L'utilizzo del fattore di energia primaria agevola il confronto di sistemi con capacità diverse. Insieme alla domanda di energia primaria, anche le emissioni di gas serra rappresentano un indicatore di compatibilità ambientale. Tutti i gas in questione possono essere convertiti in CO₂ equivalente e quindi cumulati per eseguire una comparazione. Inoltre, l'approvvigionamento di combustibili mostra il livello di dipendenza da altri paesi.

5.3.2 Integrazione del calore solare

I collettori solari termici sono largamente impiegati per la preparazione di acqua calda sanitaria e per il supporto agli impianti di riscaldamento, ad esempio quelli autonomi in Germania. Questa tecnologia è ampiamente sviluppata e fa riferimento a standard elevati. I collettori solari termici vengono impiegati anche in regioni climatiche più fredde ed in Europa sono presenti in oltre 200 reti TLR con una potenza minima di 700 kW_{th}. Una breve panoramica tecnica dei collettori solari per reti TLR di piccole dimensioni viene illustrata da Rutz et al. (2017).

Gli impianti di teleriscaldamento solare sono composti da vaste superfici con collettori solari termici che alimentano la rete. I collettori possono essere installati sul terreno o sulla superficie dei tetti. Le capacità degli impianti più grandi ad oggi operativi raggiungono i 100 MW_{th}. Normalmente la quota del solare termico rispetto al totale erogato arriva al 20%, coprendo l'intero carico estivo. Con stoccaggi di calore di grandi dimensioni, utilizzati anche per l'ottimizzazione delle centrali di cogenerazione ed elettrotermiche (Power-to-heat), il contributo del solare termico raggiunge il 50%. Ad oggi, è possibile raggiungere prezzi del calore competitivi, inferiori a 50 € / MWh, grazie agli effetti di scala e all'ottimizzazione dei sistemi.

Gli impianti solari termici trovano applicazione in molti ambiti diversi e con svariate condizioni. Le differenze principali sono:

- Integrazione del solare termico nel TLR, ovvero centralizzato o decentralizzato
- Tipologia e dimensione delle reti in cui l'integrazione è stata effettuata (da quartieri a paesi, fino a grandi città)

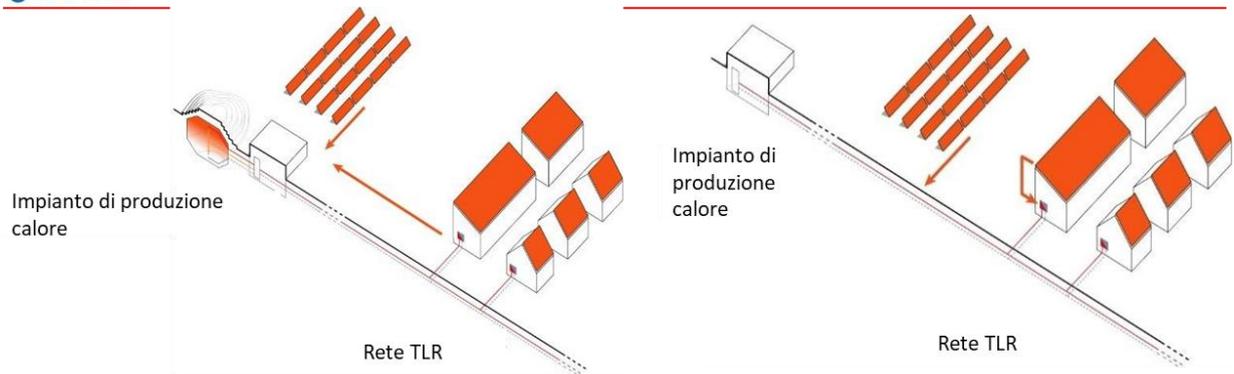


Figura 32: Concetti di integrazione del solare termico nel TLR: i collettori possono fornire calore all'unità di distribuzione centrale (sinistra), oppure, nel caso di impianti decentralizzati ubicati nelle località idonee, sono collegati direttamente con la rete (destra) (Fonti: Solites)

Teleriscaldamento solare per i territori

Un sistema di teleriscaldamento solare locale è una buona soluzione per il riscaldamento di edifici ristrutturati e nuovi centri urbani. Normalmente il solare termico contribuisce alla fornitura di calore totale per il 20%, sebbene l'aggiunta dello stoccaggio stagionale possa aumentare la frazione solare fino al 50%. Come esempio di impianto di teleriscaldamento solare locale è possibile citare il sistema di riscaldamento a biomassa della zona residenziale di Vallda Heberg (Figura 33), in Svezia, che è stato accoppiato a 680 m² di collettori solari termici installati sui tetti. Questo sistema è stato costruito nel 2013.



Figura 33: TLR solare nella zona residenziale di Vallda Heberg, in Svezia (Fonte: Jan-Olof Dalenbäck)

Teleriscaldamento solare per le comunità rurali

Teoricamente, il teleriscaldamento solare è in grado di fornire il calore a piccoli centri e comunità. I sistemi di teleriscaldamento solare che portano il calore nei piccoli centri e nella comunità rurali permettono di realizzare una transizione rapida e totale verso le fonti rinnovabili locali. A Büsinghen (Figura 34), in Germania, un sistema a collettori di 1.090 m² produce l'intero carico di calore per 100 edifici durante l'estate, evitando così l'utilizzo antieconomico di una caldaia a biomassa. Questa rete di teleriscaldamento è operativa dal 2013.



Figura 34: Impianto di riscaldamento con collettori solari termici nella cittadina di Büsingen, in Germania (Fonti: sinistra: Solites; destra: D. Rutz)

Teleriscaldamento solare per i centri urbani e le città

Le grandi reti di teleriscaldamento urbano ricavano normalmente l'energia termica da una produzione combinata di calore ed elettricità, impianti di riscaldamento o calore di scarto industriale. A condizione che sia disponibile uno spazio sufficiente, l'integrazione con il teleriscaldamento solare rappresenta una possibilità per aumentare la proporzione di energia rinnovabili all'interno di questi grandi sistemi. Ad esempio, a Graz (Figura 35), oltre 16.500 m² di collettori solari termici immettono calore nella rete cittadina e nei suoi sottosistemi in diverse località.



Figura 35: Campo con collettori solari termici a Graz, in Austria, che alimenta la rete di teleriscaldamento della città (Fonti: sinistra: SOLID; destra: D. Rutz)

Teleriscaldamento intelligente

Le grandi centrali solari possono anche essere combinate con altre tecnologie di produzione di energia e calore. In Danimarca sono presenti molte centrali di teleriscaldamento intelligenti. Quella di Gram (Figura 36) è dotata di 44.800 m² di collettori solari termici, una pompa di calore, unità di cogenerazione a gas, una caldaia a elettrodi e alcune caldaie a combustibile fossile di supporto. Il sistema di stoccaggio sotterraneo dell'energia termica misura 122.000 m³ e garantisce maggiore flessibilità di gestione delle fonti nei confronti di fluttuazioni del prezzo dell'elettricità.



Figura 36: Campo di collettori solari a Gram, in Danimarca, con stoccaggio stagionale dell'energia termica sotterraneo (Fonti: sinistra: Gram Fjernwärme, destra: D. Rutz)

In generale, l'utilizzo del calore solare termico è possibile in molti luoghi. Più ci si trova a sud dell'Europa, maggiore è l'irradiazione e quindi la produzione di energia. Tuttavia, la condizione fondamentale per il teleriscaldamento solare è la **disponibilità di terreno**. In linea di principio, i collettori solari termici possono erogare fino a 2 GWh di calore all'anno per ogni ettaro di terra. Si tratta della maniera più efficiente per generare calore rinnovabile in termini di utilizzo del suolo, poiché, ad esempio, le colture finalizzate all'uso energetico necessitano di una maggiore

estensione di terreno per produrre la stessa quantità di energia. Ciononostante, la ricerca e lo sviluppo di terreni per centrali di riscaldamento solare su larga scala, strettamente legati ai sistemi di teleriscaldamento, restano una delle sfide principali per i responsabili del progetto, vista la grande competizione per le terre, soprattutto nei centri urbani. Per vincere questa sfida, i grandi progetti di teleriscaldamento solare devono realizzare le seguenti operazioni:

- Analizzare tutte le aree possibili sulla base di aspetti legali e politici
- Coinvolgere tutti gli attori, compresi i politici e i cittadini
- Considerare il principio ecologico generale nella zona in cui installare i collettori

Un'ulteriore difficoltà è la **stagionalità** e la **fluttuazione**, legata alle condizioni atmosferiche, della produzione solare, la quale è maggiore durante l'estate, per via della maggiore irradiazione, e minore nelle stagioni in cui la domanda di calore è superiore. Inoltre, è necessario bilanciare le differenze quotidiane. Dal punto di vista tecnico, questa sfida viene superata con l'integrazione di sistemi di stoccaggio diversi, come spiegato nel capitolo 5.3.7.

Sulla base del concetto generale di teleriscaldamento, l'integrazione del teleriscaldamento solare deve tenere in attenta considerazione i **livelli di temperatura** dei flussi di mandata e ritorno. Minori sono le temperature, più efficiente può essere l'integrazione diretta del calore solare termico nel sistema. La Figura 37 mostra la dipendenza dalle condizioni atmosferiche in Germania, con diverse tipologie di collettori e differenti temperature di esercizio del teleriscaldamento.

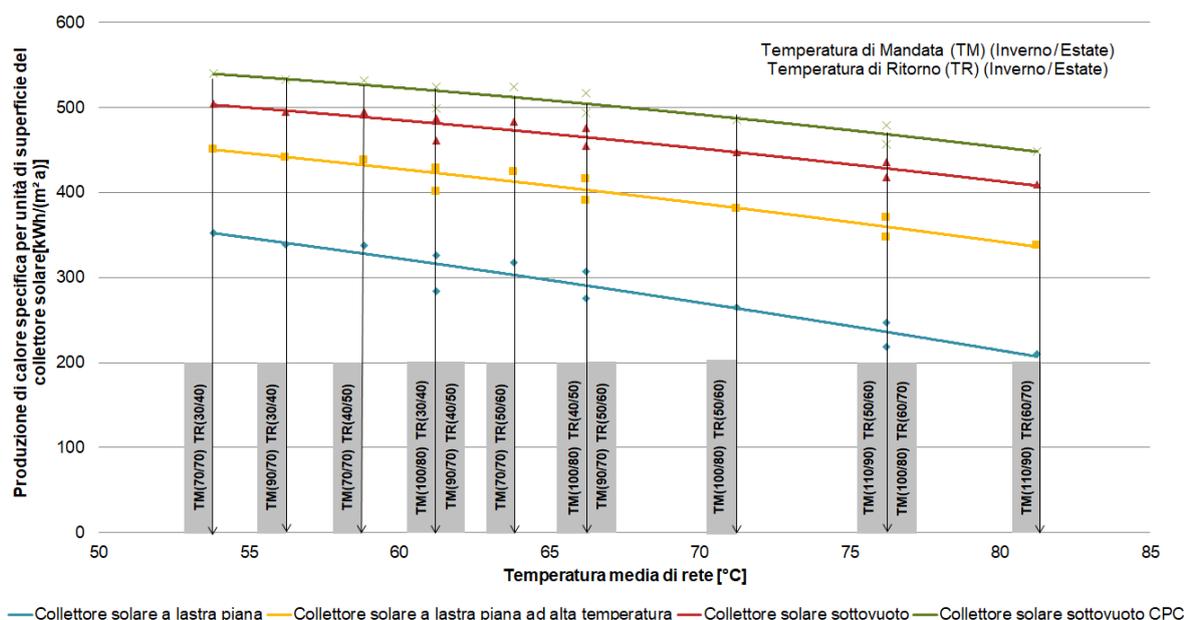


Figura 37: Resa di calore solare specifica per ogni area con collettori, rispetto alle temperature della rete di teleriscaldamento e per tipologia di collettori (dati atmosferici per la Germania meridionale) (Fonte: Solites)

L'integrazione della centrale solare termica deve essere progettata attentamente, in modo che le basse temperature del ritorno nella rete possano essere innalzate dall'azione dei collettori solari. La maggior parte degli impianti solari nel TLRR è **collegata in maniera centralizzata** con la centrale principale. In questo caso, la centrale solare termica può essere integrata in parallelo o in serie, come illustrato rispettivamente in Figura 38 e Figura 39, a seconda dei generatori di calore complementari.

L'**integrazione decentralizzata** della centrale solare termica può risultare conveniente se sono presenti vari gruppi di collettori di piccole dimensioni distribuiti sul territorio, tutti collegati a impianti di teleriscaldamento più grandi. In questo caso è possibile realizzare l'alimentazione diretta (senza stoccaggio di calore). Per questa applicazione sono state realizzate speciali

sottostazioni, Figura 40, che permettono l'immissione a temperature costanti, anche in situazioni in cui l'irradiazione solare è molto fluttuante.

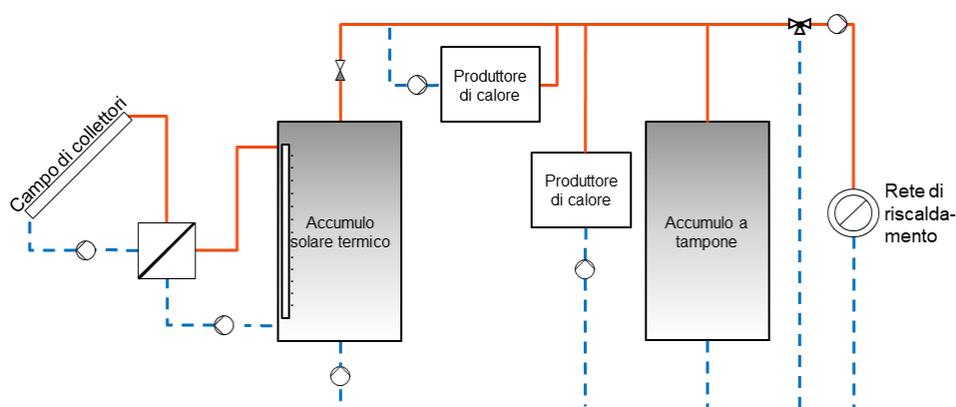


Figura 38: Collegamento in serie dei collettori solari termici alla rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento con un sistema di innalzamento della temperatura esterno allo stoccaggio (Fonte: SOLITES)

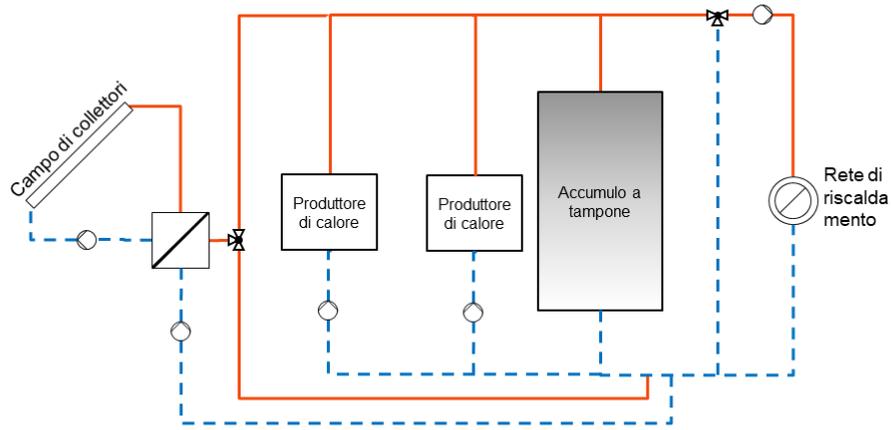


Figura 39: Collegamento in parallelo dei collettori solari termici alla rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento per aumentare il flusso di ritorno della rete (Fonte: SOLITES)

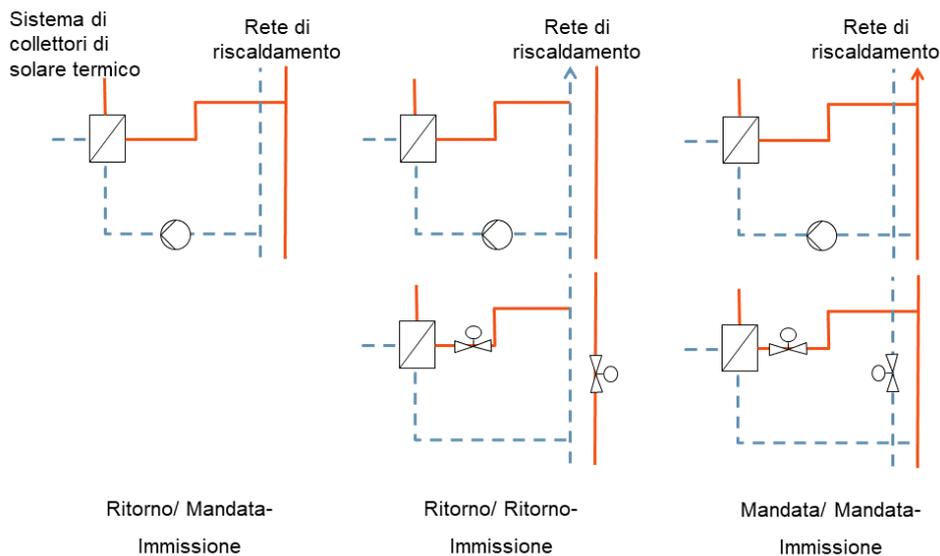


Figura 40: Tre concetti di alimentazione decentrata di calore solare nei sistemi di teleriscaldamento, con una pompa (parte superiore) o con valvole regolabili (parte inferiore) (Fonte: SOLITES)

5.3.3 Integrazione del calore da biomassa

La biomassa è una **materia organica** creata da organismi viventi (vegetali, umani e animali e relativi escrementi) o di recente esistenza. La biomassa comprende anche prodotti secondari, come rifiuti organici, carta, legno, ecc. La materia organica primaria viene prodotta dalla fotosintesi delle piante, che assorbe la CO₂ dall'atmosfera, l'acqua e l'energia dalla luce solare e produce composti a base di carbonio. Questi composti del carbonio costituiscono una scorta di energia solare, che può essere liberata tramite combustione. Il manuale CoolHeating fornisce maggiori informazioni sull'utilizzo della biomassa all'interno di piccole reti modulari di riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili (Rutz et al. 2017).

Nell'Unione Europea, la biomassa è di gran lunga la **principale fonte di energia rinnovabile**. Nell'anno 2012, la biomassa e i rifiuti coprivano circa due terzi dell'intero consumo di energie rinnovabili dell'UE. Per ridurre efficacemente le emissioni di gas serra, però, la biomassa deve essere prodotta in modo sostenibile. Questo processo è composto da una serie di attività che vanno dalla coltivazione delle materie prime, fino alla conversione finale dell'energia. Ciascuna fase comporta difficoltà diverse dal punto di vista della sostenibilità. (CE, 2019).

La Commissione Europea ha elaborato alcune raccomandazioni non vincolanti sui **criteri di sostenibilità** per la biomassa (CE, 2019). Tali raccomandazioni devono essere applicate agli

impianti da almeno 1 MW di calore o energia elettrica. In breve:

- proibiscono l'uso di biomassa proveniente da terre convertite da foreste e altre zone che presentano un elevato stock di carbonio o una grande biodiversità.
- garantiscono che i biocombustibili emettano un minimo del 35% in meno di gas serra lungo il loro ciclo di vita (coltivazione, elaborazione, trasporto, ecc.), rispetto ai combustibili fossili. Negli impianti di nuova costruzione, questa percentuale arriva al 50% nel 2017 e al 60% nel 2018.
- favoriscono i programmi nazionali per i biocombustibili per impianti ad alta efficienza
- incentivano il monitoraggio dell'origine dell'intera biomassa consumata nell'UE, così da garantirne la sostenibilità.

Per i sistemi di teleriscaldamento, l'impiego di biomassa si rivela molto interessante, poiché sono molte le possibilità di integrazione negli impianti esistenti. Per le altre tecnologie rinnovabili, la scelta della biomassa per l'ammodernamento del teleriscaldamento dipende dalla condizione attuale del sistema, dalle condizioni al contorno e dagli obiettivi.

I **modelli di utilizzo della biomassa** sono caratterizzati da molte fonti diverse per le materie prime, tecnologie e utilizzi. Questo permette l'integrazione della biomassa in molti sistemi di teleriscaldamento, a seconda delle specifiche esigenze. Per gli impianti più grandi, è possibile impiegare la seguente biomassa: legno di scarto di grandi dimensioni (mobilio, legno per edilizia, legno verniciato, ecc.), segatura, schegge da foreste (residui, legna per produzione d'energia), frammenti da bosco ceduo a rotazione rapida (SRC)², pellet industriale (pellet, pellet da biomassa misto), biomassa da torrefazione, biometano (da digestione anaerobica dei rifiuti organici) e olio da pirolisi (Figura 41). Una delle difficoltà principali per l'impiego delle biomasse, soprattutto negli impianti centralizzati e di grandi dimensioni, è la logistica. Per questo motivo, risultano particolarmente interessanti nuove soluzioni, quali il ricorso a vettori bioenergetici intermedi, come la biomassa da torrefazione, il biometano o il pellet.

² Per maggiori informazioni, si veda Rutz et al. (2015) „Sustainable Short Rotation Coppice - A Handbook“ al link https://www.srcplus.eu/images/Handbook_SRCplus.pdf





Figura 41: Materie prime comuni per la biomassa impiegata nel teleriscaldamento: cippato, pellet, pellet da torrefazione, olio da pirolisi (dall'alto a sinistra al basso a destra) (Fonti: D. Rutz)

Sebbene la biomassa sia rinnovabile e rappresenti un'importante fonte energetica, negli impianti di teleriscaldamento del futuro dovranno essere utilizzate anche altre tecnologie rinnovabili, così da **ridurre la quantità di biomassa necessaria**. La competizione per la biomassa da impiegare nella produzione di energia, cibo e altri beni è crescente, così come la concorrenza nell'utilizzo del suolo.

Sono due gli approcci principali per l'ammodernamento dei sistemi di teleriscaldamento con la biomassa: l'installazione di nuove caldaie e cogeneratori alimentati a biomassa oppure la sostituzione di impianti a combustibile fossile con impianti a biomassa.

Nel primo caso, l'**installazione di nuove caldaie a biomassa o unità di cogenerazione**, il sistema di generazione del calore garantisce massima flessibilità nella scelta delle tecnologie più adeguate, poiché si tratta di impianti completamente nuovi. Teoricamente queste installazioni dovrebbero essere ubicate nelle vicinanze degli utenti, così da ridurre al minimo la lunghezza delle condutture, ma può anche essere opportuno installare unità diverse in ubicazioni differenti. Nella maggior parte dei casi, la tecnologia selezionata comprende una o più caldaie a cippato di piccole dimensioni, oppure unità di cogenerazione a cippato con tecnologie come gassificazione, ciclo a vapore o ciclo Rankine organico (ORC). Dal punto di vista ambientale, un impianto completamente nuovo può essere la soluzione migliore, ma l'ubicazione ottimale delle nuove unità può rappresentare un problema. Inoltre, il costo dell'investimento iniziale può essere superiore rispetto a quello per la sostituzione dei combustibili fossili con la biomassa.

Nel secondo approccio, la condizione di un impianto centralizzato di grandi dimensioni resta invariata e la biomassa viene utilizzata come **sostituto integrale** del combustibile originale, oppure come **combustibile supplementare**. L'obiettivo finale è la sostituzione totale dei sistemi a combustibile fossile con la biomassa o altre fonti rinnovabili. Alcune società potrebbero decidere di utilizzare l'alimentazione combinata come soluzione intermedia per raggiungere l'obiettivo.

L'alimentazione combinata è la combustione del carburante originale e della biomassa allo stesso tempo e nello stesso luogo (ma non necessariamente nello stesso impianto). Questa

soluzione può essere realizzata direttamente (nella stessa camera di combustione), indirettamente (dopo il pre-trattamento) o in parallelo (combustione separata).

L'**alimentazione combinata diretta con biomassa** è relativamente semplice ed efficiente dal punto di vista dei costi, ma questa opzione è maggiormente sensibile alle variazioni della qualità e dell'eterogeneità dei combustibili. Le questioni tecniche possono limitare la quota di alimentazione a biomassa. Normalmente può aumentare il deposito delle ceneri, la contaminazione, la formazione di scorie e la corrosione. Questi fenomeni possono ridurre la durata della vita dei dispositivi in diretto contatto con i gas di combustione, come i surriscaldatori, gli scambiatori di calore, la riduzione catalitica selettiva (SCR), ecc. I sistemi di alimentazione combinata diretta prevedono varie soluzioni tecniche:

- *Macinazione combinata*: insieme di carbone e biomassa, macinazione combinata nel sistema originale e iniezione tramite bruciatori di carbone o sistema di alimentazione.
- *Alimentazione combinata*: macinazione separata di carbone e biomassa e aggiunta della biomassa macinata al flusso generale.
- *Bruciatore combinato*: la biomassa e il carbone vengono macinati separatamente e trasportati al bruciatore, gli ingressi originali vengono utilizzati per il carbone, mentre gli ingressi nuovi e i condotti non utilizzati vengono impiegati per la biomassa. In questo caso, l'alimentazione non implica la mescolanza fisica dei carburanti e le fasi della combustione avvengono contemporaneamente e con un'aerodinamica simile al progetto originale.
- *Nuovi bruciatori*: l'alimentazione combinata dei combustibili avviene tramite linee indipendenti. Il carbone utilizza il sistema di iniezione originale, mentre la biomassa viene portata a bruciatori speciali o a ingressi diretti alla camera di combustione. I nuovi bruciatori (sistemi di iniezione) possono sostituire i precedenti bruciatori di carbone, oppure possono essere installati in altre posizioni all'interno della camera di combustione. È possibile che questa soluzione coinvolga diversi sistemi di combustione.

I sistemi di **alimentazione combinata indiretta** principali sono:

- *Combustione separata*: combustione della biomassa in una caldaia o in un sistema separato e introduzione dei gas a valle della sezione radiante della caldaia originale.
- *Impianto accoppiato*: combustione separata in una nuova caldaia progettata e costruita per la biomassa. Le portate riscaldate del circuito TLR dell'impianto originale sono fatte confluire in quelle del nuovo impianto, mentre i fumi di combustione non vengono mescolati, in quanto da trattare separatamente.
- *Sistemi di gassificazione*: la biomassa viene trasformata in gas (caratterizzato da un certo potere calorifico) per mezzo di un gassificatore. Il gas di sintesi risultante viene iniettato, direttamente o dopo un trattamento, nella camera di combustione originale o nella caldaia attraverso nuovi dotti dedicati.
- *Pirolisi*: la pirolisi trasforma la biomassa in un insieme di gas, bio-oli e carboni. Le diverse frazioni possono essere separate e introdotte nella caldaia in luoghi diversi.

All'interno di una centrale elettrica o cogenerativa, sono spesso presenti varie caldaie e unità di cogenerazione, in modo da permettere maggiore flessibilità operativa dell'impianto in generale e da ridurre i rischi (es. manutenzione, guasti).

In molte delle caldaie o delle unità di cogenerazione utilizzate, la biomassa può essere soggetta a diverse modulazioni di combustione, in una soluzione detta **alimentazione combinata parallela**.

In conclusione, il vantaggio dell'alimentazione combinata diretta è una spesa per capitale (CAPEX) ridotta, ma è possibile utilizzare solo piccole percentuali di biomassa (meno del 20%). Il beneficio dell'alimentazione combinata indiretta è la possibilità di impiegare una

quota maggiore di biomassa (fino al 50%), mentre le spese per il capitale possono essere superiori. L'alimentazione combinata parallela è la soluzione più flessibile durante l'esercizio.

Il settore del carbone vanta già una vasta esperienza nell'alimentazione combinata con biomassa, grazie ai requisiti relativamente bassi in termini di spese per il capitale, soluzioni scalabili e una grande varietà di soluzioni per la co-combustione. L'IEA Bioenergy Task 32 detiene una base dati che contiene 150 iniziative di alimentazione combinata, Figure 42, 43 e 44 a titolo esemplificativo. Un esempio significativo è la centrale elettrica di Drax, una delle più grandi in Europa, che è alimentata perlopiù a biomassa. In futuro si prevedono ammodernamenti più completi (conversione totale).



Figura 42: Centrale di cogenerazione di Salcininkai, in Lituania, dove la caldaia a biomassa (5 MWh) ha sostituito una delle tre unità di cogenerazione a gas naturale. Le due unità rimanenti hanno una capacità di 3,5 MW_{th} e 6 MW_{th} (Fonti: D. Rutz)



Figura 43: Centrale di cogenerazione di Ena Energie a Enköping, che utilizza cippato da legno di scarto (destra) e da bosco ceduo a rotazione rapida (Fonti: D. Rutz)



Figura 44: Centrale di cogenerazione a cippato e relativa turbina a vapore di Stadtwerke Augsburg Energie GmbH in Germania (capacità: 80.000 t/a cippato; 7,8 MW_{el}; 15 MW_{th}) (Fonti: D. Rutz)

5.3.4 Integrazione del calore geotermico

L'energia geotermica è l'energia stoccata sotto forma di calore al di sotto della superficie terrestre. A seconda della profondità, è possibile suddividere l'energia geotermica in due tipologie: energia geotermica superficiale ed energia geotermica profonda. I sistemi di utilizzo più comuni per l'energia superficiale e profonda sono illustrati nella Figura 45.

L'**energia geotermica superficiale** prevede l'impiego del calore geotermico fino a una profondità di circa 400 m, per mezzo di pozzi, collettori e sonde geotermiche. Questo calore può essere utile per il riscaldamento degli edifici, ma anche per il raffreddamento tramite rete di rete teleriscaldamento a bassa temperatura e pompe di calore in assetto inverso.

L'**energia geotermica profonda** fa riferimento al calore a una profondità uguale o maggiore di 400 m. L'energia geotermica profonda può essere sfruttata nei sistemi aperti (petrotermico e idrotermico) o chiusi (sonde geotermiche di profondità). Le sonde geotermiche di profondità offrono i vantaggi dell'indipendenza dell'ubicazione senza i rischi dell'esplorazione, ma normalmente non sono applicabili per motivi economici a meno che non sia già stato scavato un pozzo. Il beneficio decisivo dei sistemi aperti è un'estrazione del calore decisamente maggiore (produzione termica da 1 fino a 50 MW_{th}) rispetto ai sistemi chiusi (max. centinaia di kW_{th}). I sistemi geotermici aperti sono molto adatti agli impianti di teleriscaldamento, vista la grande domanda di energia. Per i sistemi aperti, l'energia termica viene fornita tramite produzione di acqua calda esistente in profondità (sistemi idrotermici) o con scambiatori di calore artificiali nelle *rocce calde secche* (sistemi petrotermici). L'acqua termale viene pompata fino alla superficie attraverso un pozzo, dove una parte della sua energia termica viene estratta con uno scambiatore di calore. Dopo l'estrazione, l'acqua viene normalmente ripompata nel terreno tramite un pozzo di iniezione. La maggior parte di queste strutture geotermiche viene trivellata partendo da un unico sito di scavo. Normalmente i pozzi hanno una profondità di 2.000 - 4.000 m. A seconda dell'impianto geotermico (aspetti geologici, idrologici e operativi), è possibile utilizzare una combinazione di vari pozzi di produzione e/o re-iniezione.

Oltre alle finalità legate al teleriscaldamento, l'energia geotermica profonda può essere utilizzata per la **generazione di elettricità**. Le centrali elettriche geotermiche necessitano di una temperatura minima alla fonte di calore di circa 100°C, oltre a una portata di acqua termale sufficiente. Tuttavia, per le temperature ridotte alla fonte, l'efficienza del processo di generazione di elettricità è solo del 10%.

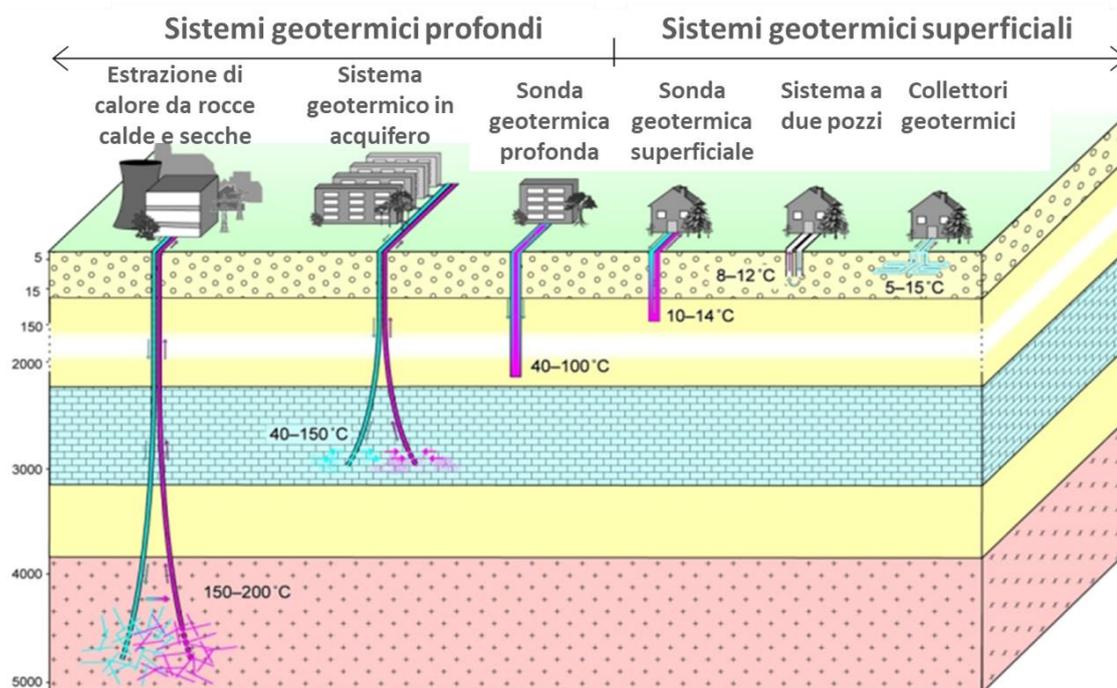


Figura 45: Diversi utilizzi dell'energia geotermica (sulla base di: Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2016)

Il **potenziale geotermico** dipende molto dalla geologia e dall'idrogeologia locali. Le zone con un maggiore potenziale geotermico dipendono dalle condizioni geologiche dell'Europa (Figura 46). Risorse ad elevata entalpia sono associate a zone vulcaniche attive, come Islanda, Turchia e Italia. I sistemi a media entalpia, legati all'acqua sotterranea ad alta temperatura nei bacini sedimentari si trovano in molti ambiti geologici, come il bacino Molasse nel fronte settentrionale delle Alpi. I sistemi di teleriscaldamento geotermico sono stati costruiti soprattutto nelle regioni in cui le condizioni geotermiche sono favorevoli e la temperatura delle risorse è elevata.

La **mappa interattiva GeoDH³** offre una panoramica della valutazione e gli aspetti principali

delle risorse geotermiche nelle zone in cui è presente un potenziale per il teleriscaldamento geotermico. Sulla base dei dati geologici, delle informazioni sugli impianti di teleriscaldamento già in funzione e della domanda di calore, questa mappa mostra il potenziale di 14 paesi europei (Italia, Francia, Germania, Paesi Bassi, Irlanda, Regno Unito, Slovacchia, Slovenia, Repubblica Ceca, Romania, Bulgaria, Polonia, Danimarca e Ungheria) (GeoDH, 2014).

L'**applicazione** dell'energia geotermica profonda nei sistemi di teleriscaldamento richiede la corrispondenza tra un potenziale geotermico elevato e una altrettanto elevata domanda di calore.

Nel 2017, il teleriscaldamento geotermico ha raggiunto una capacità di 4,9 MW_{th} e una produzione di calore annuale di calore di 11,7 GWh in Europa. Il tasso di crescita annuale medio negli ultimi anni è stato nel 10%. Alla fine dell'anno 2017, il numero di impianti operativi è 294 (Figura 47).

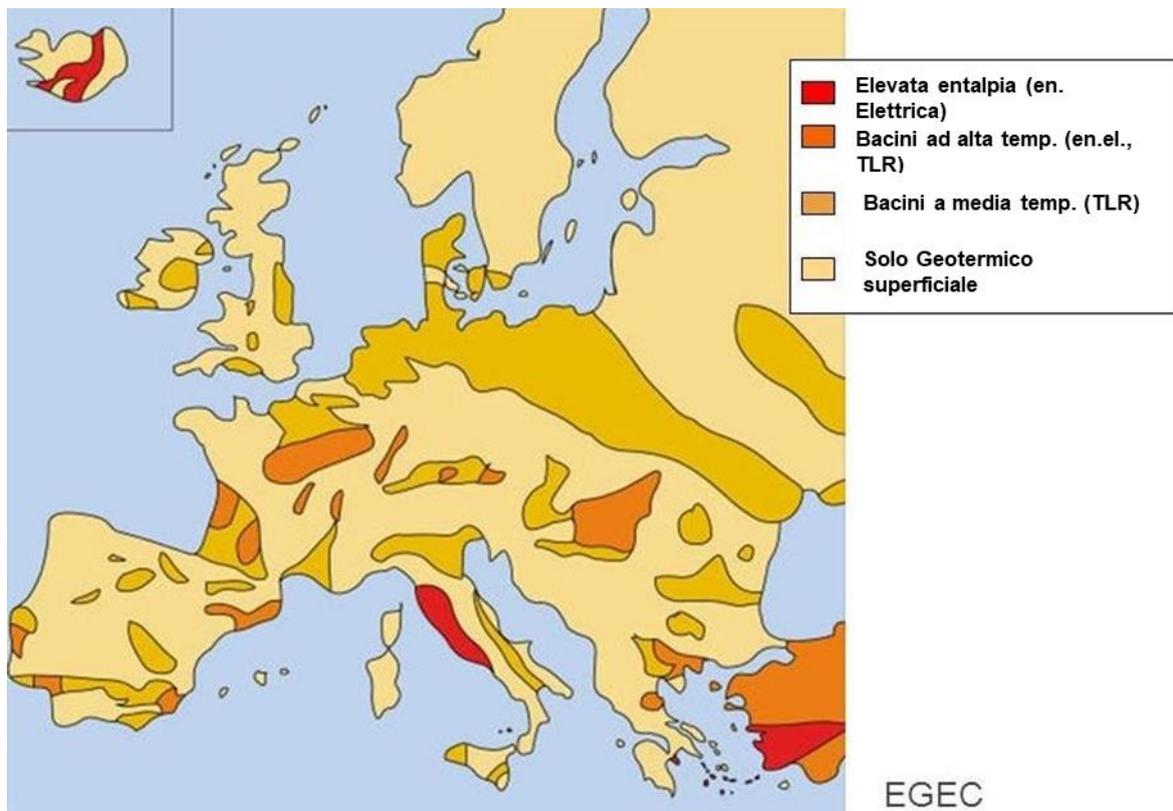


Figura 46: Panoramica semplificata del potenziale geotermico in Europa (Fonte: EGEC, 2014)

³ https://map.mbfisz.gov.hu/geo_DH/

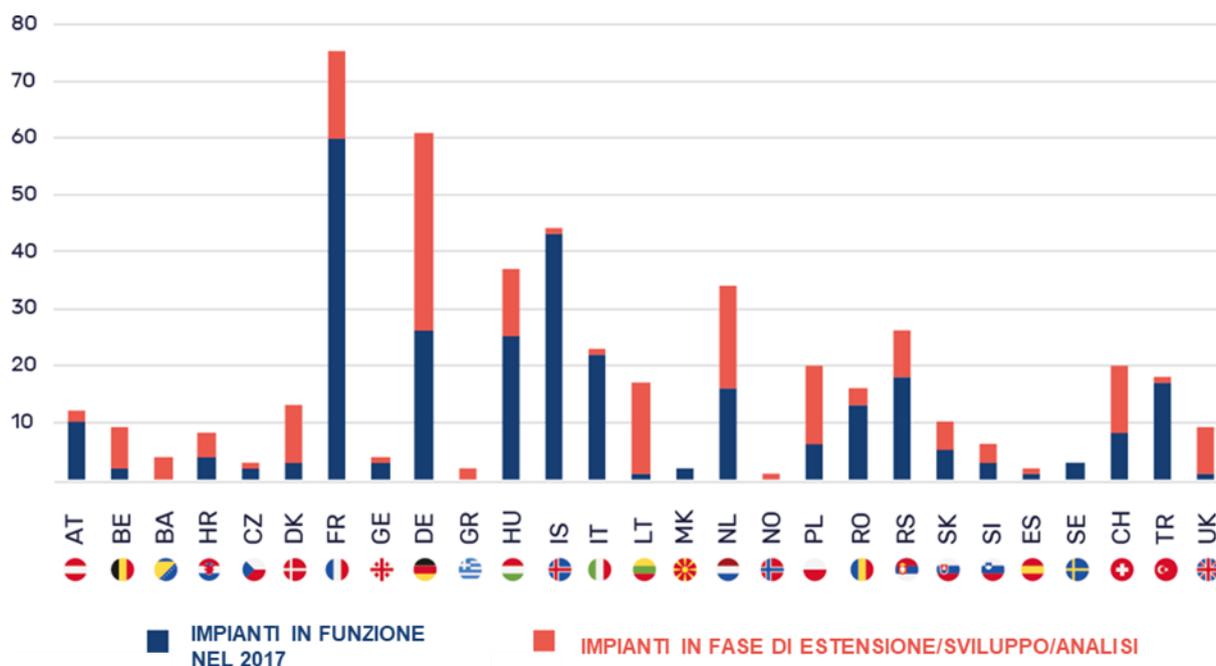


Figura 47: Numero di impianti di teleriscaldamento geotermico e estensione/sviluppo/ricerca per paese europeo (Fonte: EGEC, 2018)

Gli **intervalli di temperatura** delle risorse geotermiche profonde possono variare di molto. I sistemi a elevata entalpia possono raggiungere picchi di temperatura di oltre 180°C (Arnórsson, 1995). Sembra quindi possibile utilizzare queste fonti per approvvigionare anche reti di calore di seconda generazione o almeno impiegarle per aumentare la temperatura di ritorno nella rete (Sandrock et al., 2019).

Se necessario, a causa di temperature insufficienti nei serbatoi o temperature di mandata elevate, è possibile sfruttare le pompe di calore per portarle fino al livello desiderato.

Gli impianti geotermici aperti non producono emissioni e sono adattissimi per applicazioni con carico di base nei sistemi di teleriscaldamento. Per poter realizzare un tale impianto in modo corretto è necessario prestare attenzione ad alcuni **aspetti specifici**.

Se la rete di teleriscaldamento è già presente, il costo per l'investimento principale è rappresentato dalle trivellazioni per il sistema geotermico profondo. Poiché sono molti i rischi che si corrono durante le operazioni di trivellazione, oltre a quelli legati a temperature o portate insufficienti delle risorse geotermiche, è consigliabile stipulare un'assicurazione per i rischi dell'esplorazione geotermica.

I problemi tecnici più comuni nell'utilizzo geotermico sono legati alla chimica dei fluidi geotermici, che a volte contengono concentrazioni considerevoli di minerali e gas, i quali possono causare depositi e corrosioni nei pozzi e negli impianti in superficie (Gunnlaugsson et al., 2014). Al fine di evitare queste problematiche, è necessario adottare misure come la scelta di materiali e componenti adeguati. Un elemento molto importante è la pompa a sommersa, utilizzata nei pozzi produttivi.

5.3.5 Integrazione del calore in eccesso

Secondo l'analisi realizzata nell'ambito del progetto finanziato dall'Unione Europea STRATEGO⁴, 2.943 PJ di calore in eccesso (ad esclusione del calore derivato dalla generazione termica di elettricità) sono stati emessi nel 2010 dalle 1.222 strutture prese in considerazione in tutta Europa (Persson 2015).

⁴<http://stratego-project.eu/>

In linea teorica, questo calore in eccesso potrebbe fornire oltre il 30% dell'energia consumata per il riscaldamento degli ambienti e per l'acqua calda nelle abitazioni private, che nel 2016 corrispondeva a 9.349 PJ (CE, 2018d).

Il calore in eccesso viene definito da livelli di temperatura, quantità di energia, settore e processi industriali, disponibilità e impiego possibile. Nel presente manuale viene analizzata più a fondo la questione del calore industriale in eccesso, con l'illustrazione di due esempi incentrati sul calore in eccesso a bassa temperatura.

In generale è possibile utilizzare il calore in eccesso in maniere diverse classificandolo come, impiego interno al processo, interno alla centrale e l'impiego esterno. L'uso esterno può avvenire al di fuori delle attività, ma nelle vicinanze del luogo originale o in una località diversa, ad esempio in un sistema di teleriscaldamento. Quest'ultimo sarà il caso preso in esame.

Sono molti i fattori che intervengono nel possibile utilizzo del calore in eccesso (Hirzel et al., 2013):

- **Quantità di energia:** la quantità di energia dipende dalla capacità termica del vettore energetico utilizzato e dalla portata, oltre che dalla differenza di temperatura tra l'energia erogata e la temperatura minima richiesta.
- **Livello di temperatura:** più elevata è la temperatura del calore in eccesso e più agevole risulta l'utilizzo nei vari processi. Se la differenza di temperatura tra la fonte del calore e le utenze è ampia, dimensioni degli scambiatori di calore possono essere ridotte.
- **Composizione e tipologia:** (gassoso/liquido/solido e proprietà chimiche): Per la scelta dei componenti, quali ad esempio gli scambiatori di calore, le valvole e i tubi, è necessario valutare la composizione e la tipologia del vettore energetico che trasferisce il calore in eccesso. La corrosività del vettore energetico può ridurre drasticamente la durata di alcuni componenti. Per evitare ad esempio la formazione di condensa di liquidi corrosivi, è necessario mantenere una temperatura minima della fonte di calore. Nel caso del gas naturale, questa temperatura minima è di 120°C. Inoltre, alcuni fluidi possono comportare il rischio di formazione di sporcamenti ed incrostazioni, che riducono il flusso e l'efficienza degli scambiatori di calore e di altri componenti.
- **Disponibilità:** il calore in eccesso deriva da radiazione o convezione e risulta più difficoltoso da utilizzare rispetto all'energia legata a un fluido.
- **Simultaneità:** teoricamente il calore in eccesso è prodotto nei momenti di maggiore domanda. Diversamente, lo stoccaggio di calore aiuta a bilanciare la domanda e l'offerta.
- **Durata:** da un lato è necessario conoscere la disponibilità del calore in eccesso nell'arco dell'anno. Più il calore può essere sfruttato in maniera continua, più rapidamente è possibile ammortizzare l'investimento. D'altro canto, in caso di utilizzo esterno per il teleriscaldamento, ad esempio, è necessario stipulare un accordo sulla durata della fornitura del calore in eccesso e sulla gestione dei cambiamenti.
- **Distanza:** se le fonti del calore e le utenze sono vicini le une alle altre, gli investimenti per le infrastrutture e la dispersione di calore saranno inferiori.

La Figura 48 mostra usi diversi del calore in eccesso e le tecnologie utili per la raccolta dell'energia.

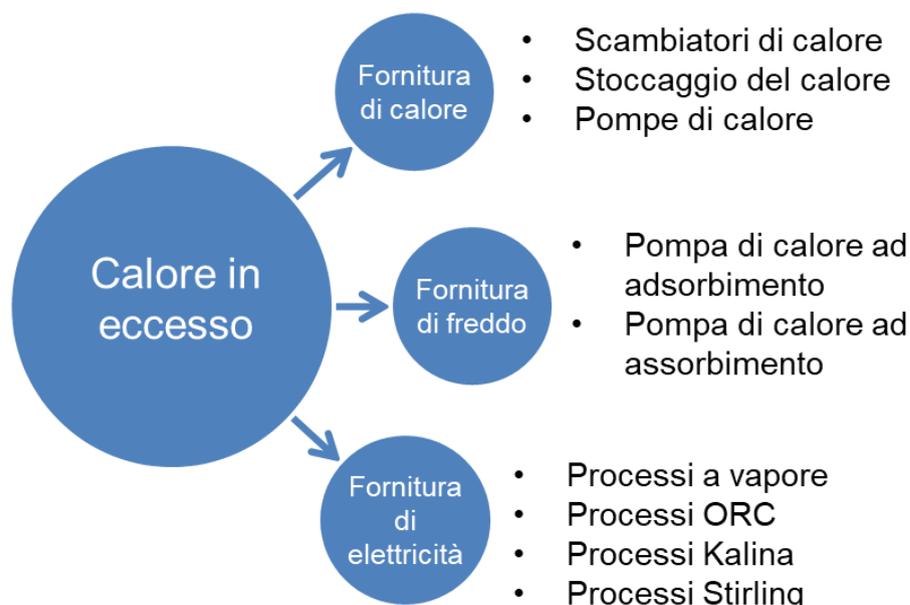


Figura 48: Utilizzo del calore in eccesso e attrezzatura utile (Secondo Hirzel et. al., 2013)

Calore industriale in eccesso

Il calore industriale in eccesso può avere caratteristiche molto diverse rispetto ai fattori descritti in precedenza. Un vantaggio del calore industriale in eccesso è che normalmente è disponibile in grandi quantità e in parte ad alte temperature.

Al fine di valutare il calore in eccesso teoricamente fruibile in Europa, il progetto STRATEGO ha considerato diversi fattori, in particolare nei settori industriali. I settori presi in esame sono: chimico e petrolchimico, alimentare, carburanti e raffinerie, metallurgico, metalli non ferrosi, minerali non metallici, carta, polpa e stampa.

All'interno di queste categorie, i carburanti e le raffinerie offrono 1.059 PJ (36%) del calore in eccesso. Secondo Persson et al. (2014), la maggior parte del calore in eccesso si trova vicino alle grandi città e quindi nei pressi delle zone in cui la domanda di calore è maggiore.

La Figura 49 fornisce una panoramica degli stabilimenti e delle strutture in Europa presi in considerazione dalle statistiche. Oltre al quadro generale, si può notare che alcune industrie non sono presenti in tutti i paesi.

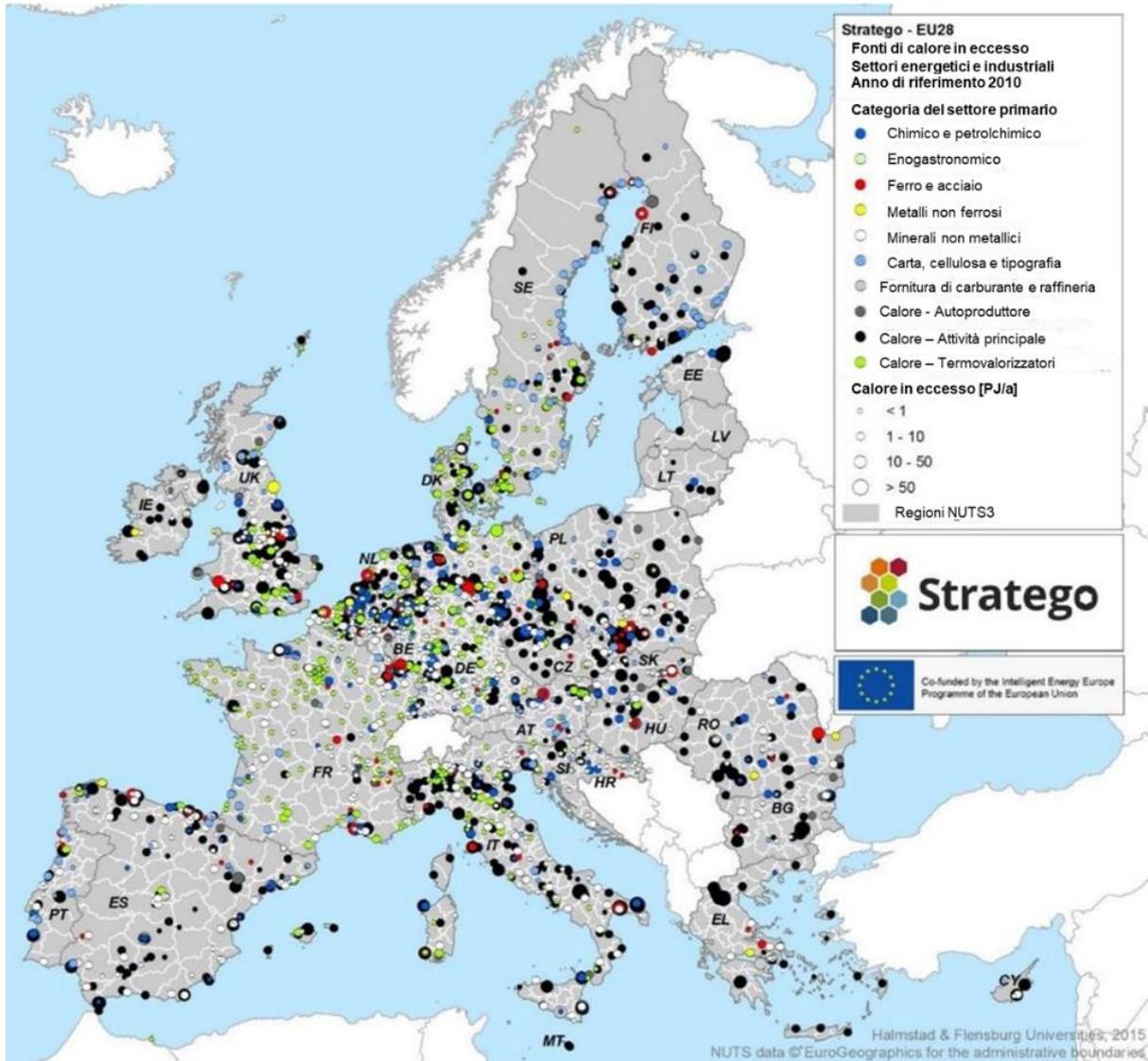


Figura 49: Mappa di diverse fonti di calore industriale in eccesso nei paesi EU28 nel quadro del Progetto STRATEGO (Fonte: Progetto STRATEGO)

Come indicato dalla mappa del Progetto STRATEGO, molti stabilimenti del **settore metallurgico** potrebbero migliorare ulteriormente la loro efficienza se riducessero il calore in eccesso. Li et. al. (2016) hanno analizzato il potenziale dell'integrazione del calore in eccesso di due acciaierie in Cina all'interno di un sistema di teleriscaldamento.

Nel caso individuato, sono state selezionate tre fonti di calore in eccesso:

- 1) Acqua di lavaggio delle scorie degli altiforni (<math><100^{\circ}\text{C}</math>)
- 2) Acqua di raffreddamento degli altiforni ($35\text{-}45^{\circ}\text{C}$)
- 3) Vapore saturo misto a bassa pressione (143°C)

Al fine di raggiungere le temperature richieste per la rete di teleriscaldamento, è stato scelto il riscaldamento a cascata dell'acqua per il teleriscaldamento. Nella prima fase, il calore proviene dall'acqua di lavaggio scorie e dal vapore saturo a bassa pressione. A questo punto, l'acqua di teleriscaldamento raggiunge circa 67°C. Nella seconda fase, le pompe di calore ad assorbimento utilizzano l'acqua di raffreddamento per aumentare ulteriormente la temperatura fino a 75°C. Inoltre, in un terzo momento le pompe di calore ad assorbimento agiscono all'interno delle sottostazioni per ridurre la temperatura del flusso di ritorno a 30°C.

Una difficoltà generalmente riscontrata in questo caso è la variazione del carico della rete di teleriscaldamento, che non viene utilizzata durante il periodo estivo. Di conseguenza, in

non è possibile utilizzare una ragionevole quantità di calore. Tuttavia, se il progetto venisse completato, le due acciaierie potrebbero fornire alla vicina città 2,35 PJ di calore.

Calore in eccesso a bassa temperatura

L'integrazione del calore in eccesso nei sistemi di teleriscaldamento offre un potenziale importante nelle città. In molti luoghi sono disponibili fonti a bassa temperatura, 20-40°C, come mostrato dai due esempi illustrati a seguire in questo capitolo.

A differenza del calore in eccesso derivante da grandi impianti o stabilimenti, il progetto europeo ReUseHeat⁵ analizza quattro casi di sfruttamento del calore in eccesso a bassa temperatura in una rete di teleriscaldamento. Alcuni di questi sistemi sono chiamati Low-Ex (a bassa exergia). Le pompe di calore risultano essere le uniche macchine di produzione calore.

Nei **data center**, l'elettricità consumata per le attività computazionale viene completamente rilasciata sotto forma di calore nei locali dei server. Se viene utilizzato un sistema di condizionamento ad aria, questa può essere fatta circolare attraverso uno scambiatore di calore da usare come fonte di calore nell'evaporatore della pompa di calore. L'energia termica del condensatore può dunque essere utilizzata per aumentare la temperatura nella rete di teleriscaldamento dal livello del ritorno a quello della mandata. È possibile utilizzare uno stoccaggio tampone per bilanciare i picchi di domanda all'interno della rete o per coprire i momenti in cui il data center non fornisce calore. In questi casi viene impiegato anche un sistema di supporto per l'erogazione del calore, dal momento che normalmente la pompa di calore è dimensionata per la fornitura del carico di base della rete di teleriscaldamento.

Nei paesi scandinavi, soprattutto in Svezia, molte pompe di calore di grandi dimensioni (> 1 MW) utilizzano le **acque reflue** come fonte per la fornitura di calore alla rete di teleriscaldamento. La maggior parte delle pompe di calore di grandi dimensioni sono state installate negli anni '80, in tempi in cui la produzione elettrica fosse in eccesso. Da allora, la capacità installata è diminuita di poco, ma si trova ora in concorrenza con le centrali di cogenerazione a biomassa e termovalorizzatori e deve affrontare le variazioni dei prezzi dell'elettricità e le imposte.

In Svezia, le temperature delle acque reflue che alimentano le pompe di calore varia tra 12 e 20°C. Normalmente vengono utilizzati turbocompressori a due stadi per raggiungere le temperature richieste dalla rete, ovvero mediamente 86°C per la mandata e 47°C per il ritorno (Averfalk, 2017).

Sulla base dell'esperienza danese nell'integrazione del calore industriale in eccesso nelle reti di teleriscaldamento, Lygnerud et al. (2017) hanno analizzato i rischi conseguenti. Al fine di valutare un potenziale caso di integrazione del calore industriale in eccesso, è necessario prendere in considerazione vari **fattori chiave**:

- Incertezza sulla durata della disponibilità del calore industriale in eccesso
- Variazioni nei costi delle fonti di calore, ad esempio in seguito a modifiche nella tassazione
- Distanza dalla rete di teleriscaldamento
- Diversa prospettiva sull'uso del calore in eccesso da parte delle industrie e degli operatori
- Obiettivo della fornitura di calore indipendente da parte dell'industria
- Volatilità della fornitura di calore da parte dell'industria
- Impossibilità di stipulare un accordo vantaggioso per entrambe le parti
- Le fonti di calore in eccesso devono disporre di una struttura di supporto per la fornitura

⁵ <https://www.reuseheat.eu/>

5.3.6 Elettrotermia (Power-to-Heat)

Le applicazioni elettrotermiche convertono l'elettricità in energia termica (Power-to-Heat). Questa tecnologia offre quindi la possibilità di collegare il settore elettrico con quello del riscaldamento, operazione detta di integrazione dei settori energetici. L'elettrotermia viene impiegata nelle abitazioni, nelle aziende o nelle industrie. Un'applicazione specifica è l'integrazione all'interno dei sistemi di teleriscaldamento. È possibile quindi utilizzare le caldaie elettriche e pompe di calore descritte in seguito.

Le **caldaie elettriche** convertono direttamente l'energia elettrica in termica. Le opzioni tecnologiche sono le caldaie a elettrodi o i riscaldatori di flusso elettrici. La scelta della tecnologia dipende dalle condizioni locali e dai requisiti specifici. Entrambe le soluzioni sono adatte per il controllo dell'energia. I costi degli investimenti dipendono dalle capacità richieste e dai dispositivi periferici necessari.

I componenti principali delle **caldaie a elettrodi** sono, appunto, gli elettrodi, che sono immersi nell'acqua e sfruttano le loro proprietà fisiche per generare energia termica. Se gli elettrodi vengono alimentati, la resistenza ohmica dell'acqua ne causa il riscaldamento. Grazie a uno scambiatore di calore supplementare, è possibile trasferire l'energia termica all'impianto di teleriscaldamento. Questa separazione è necessaria perché la caldaia e l'impianto di teleriscaldamento hanno requisiti diversi in termini di proprietà dell'acqua. La capacità della caldaia può essere regolata rispetto al livello dell'acqua e la conseguente profondità di installazione degli elettrodi. Normalmente la capacità delle caldaie a elettrodi va da 5 MW a 50 MW (AGFW, 2017). La Figura 50 offre una rappresentazione schematica di una caldaia a elettrodi e la Figura 51 presenta una installazione reale.

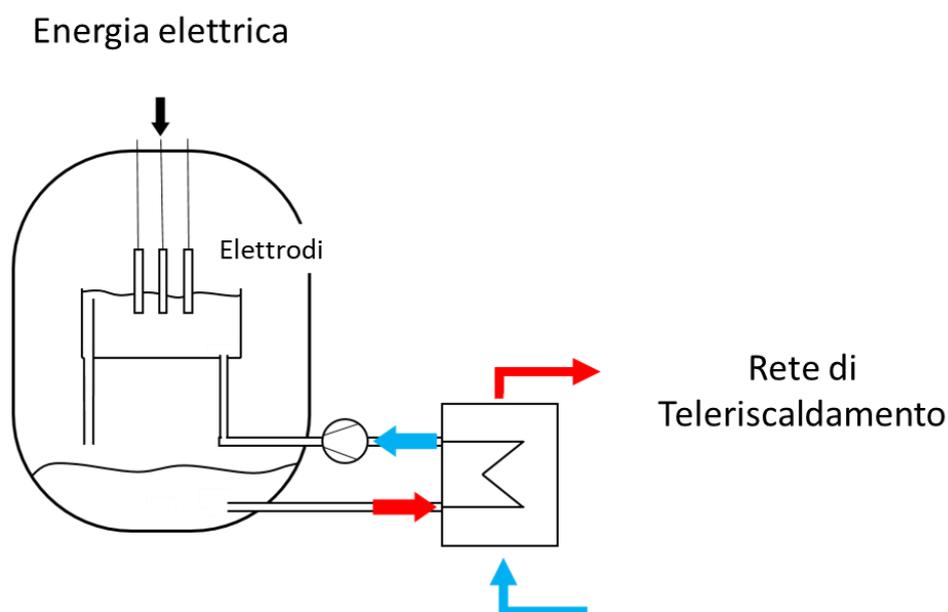


Figura 50: Schema di una caldaia a elettrodi (Fonte: AGFW)



Figura 51: Caldaia a elettrodi da 10 MW e 14,4 m³ di capacità, centrale di teleriscaldamento solare di Gram, in Danimarca (Fonte: D. Rutz)

I **riscaldatori di flusso elettrici** permettono di scaldare l'acqua per il teleriscaldamento senza bisogno di un circuito supplementare. Questi dispositivi sono composti da uno o più elementi riscaldanti, immersi nella corrente d'acqua del teleriscaldamento. Se l'elemento riscaldante viene alimentato, questo trasferisce l'energia termica all'acqua fluente. La capacità può essere regolata modificando la potenza dell'elemento o degli elementi. Anche il numero di elementi può variare. Questa tecnologia risulta quindi molto adattabile. Normalmente la capacità dei riscaldatori di flusso elettrici va da 100 kW a 10 MW (AGFW, 2017). La Figura 52 offre una rappresentazione semplificata di un riscaldatore di flusso elettrico e la Figura 53 presenta una installazione reale.

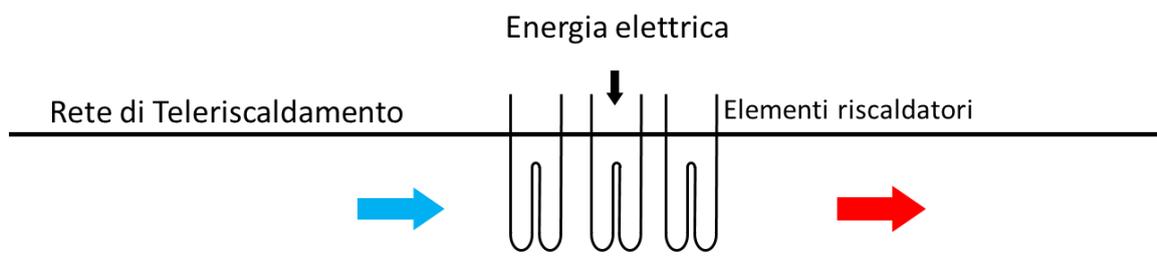


Figura 52: Schema di un riscaldatore di flusso elettrico (Fonte: AGFW)



Figura 53: Riscaldatore di flusso elettrico (Fonte: Klöpper-Therm GmbH & Co.KG)

Le **pompe di calore** possono essere a compressione, ad assorbimento e ad adsorbimento. Le pompe di calore a compressione sono le più adeguate per applicazioni elettrotermiche e vengono impiegate normalmente per il teleriscaldamento. (AGFW, 2017)

Le pompe di calore a compressione utilizzano l'energia termica a bassa temperatura proveniente da altre fonti, come aria, energia geotermica, acqua o calore in eccesso e trasferiscono questa energia ad una temperatura superiore finalizzate ad altre applicazioni. L'energia fornita è detta energia utile. La trasformazione dell'energia elettrica avviene indirettamente alimentando il compressore dell'impianto. La Figura 54 illustra il principio di funzionamento. Il compressore eleva la pressione del fluido di riscaldamento, responsabile del trasferimento del calore, all'interno di un circuito chiuso. Il fluido prescelto dipende dalla fonte di calore selezionata e dai livelli di temperatura. La trasmissione del calore avviene tramite due scambiatori di calore, uno per l'assorbimento dell'energia termica dall'ambiente e l'altra per la trasmissione dell'energia termica al sistema di teleriscaldamento. (AGFW, 2017; Wesselak et al., 2013)

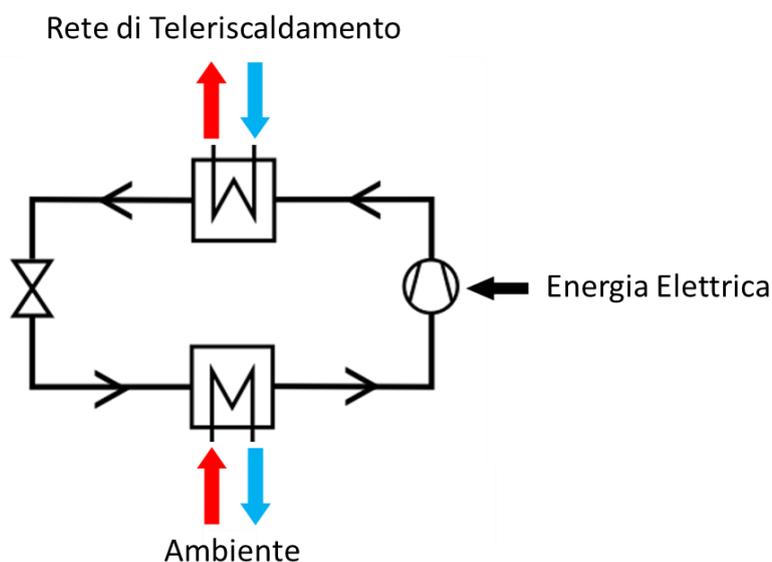


Figura 54: Principio di funzionamento delle pompe di calore a compressore (secondo AGFW, 2017)

È necessario specificare un'importante differenza nell'**obiettivo delle applicazioni** tra le due tecnologie (caldaie elettriche e pompe di calore). Nel teleriscaldamento, le caldaie elettriche vengono utilizzate per stabilizzare la rete elettrica garantendo certe gamme di potenza. Se nella rete è presente energia elettrica in eccesso, è dunque possibile attivare le caldaie elettriche e consumare questa elettricità eccedente, trasformandola in energia termica e, di conseguenza, bilanciando la rete. Un vantaggio è rappresentato dal profitto generato dalla capacità di controllare certe gamme di potenza come servizio alla rete elettrica. Inoltre, viste le fluttuazioni dei prezzi dell'elettricità, questa modalità di generazione del calore può essere più efficace dal punto di vista dei costi rispetto ad altre.

Al contrario, le pompe di calore vengono impiegate per coprire la domanda di calore di base. L'efficienza delle pompe di calore è definita dal coefficiente di performance (COP), ovvero l'energia termica utile erogata divisa per l'energia elettrica consumata (si veda l'equazione qui sotto, secondo AGFW, 2017).

$$COP = \frac{|Q_{utile}|}{P_{elettrica}}$$

Dal momento che si stima che le fonti di calore utilizzate siano liberamente disponibili (aria, energia geotermica, acqua e calore in eccesso), il loro consumo non viene considerato nel calcolo dell'efficienza. Di conseguenza, è possibile che i valori di efficienza siano superiori a uno. L'utilizzo del calore liberamente disponibile viene considerato gratuito, quindi non viene incluso nel calcolo dei costi operativi. Di conseguenza, la generazione del calore con pompe di calore può risultare molto efficiente dal punto di vista dell'energia e dei costi. Questo vantaggio può addirittura aumentare, se il raffreddamento della fonte di calore rappresenta un beneficio per altri sistemi o processi. Ad esempio, il calore di scarto dei refrigeratori può essere impiegato come fonte di calore a bassa temperatura per le pompe di calore.

Gli ostacoli principali contro l'utilizzo delle pompe di calore nei sistemi di teleriscaldamento sono i costi di investimento elevati e la dipendenza della loro redditività rispetto al prezzo dell'elettricità locale. I costi per gli investimenti sono discretamente costanti a livello internazionale, mentre i prezzi per l'elettricità variano molto a seconda dei mercati nazionali o locali. A causa dei costi per gli investimenti generalmente elevati, le pompe di calore vengono utilizzate spesso per rispondere alla domanda di calore di base, ma non per i picchi di carico, che devono essere coperti con altri generatori. Dal punto di vista tecnico, le pompe di calore non sono la tecnologia ottimale per coprire l'intera domanda di calore dei sistemi di teleriscaldamento.

5.3.7 Integrazione delle tecnologie di stoccaggio del calore

Il carico delle reti di teleriscaldamento varia di continuo. I picchi di carico si verificano nell'arco di una sola giornata e vi è una differenza tra estate e inverno. Analogamente, i costi per la produzione di calore non rimangono invariati. Lo stoccaggio dell'energia termica può essere utile nello spostare picchi di produzione o di consumo e per utilizzare alcune strutture produttive nel momento in cui risultano più convenienti dal punto di vista economico.

Stoccaggio di energia termica sul breve termine

Lo stoccaggio tradizionale sul breve termine è realizzato con **serbatoi non pressurizzati** che operano a pressione atmosferica. I serbatoi sono correttamente coibentati e vengono normalmente utilizzati per realizzare i passaggi in corrispondenza dei picchi. La temperatura di stoccaggio è leggermente inferiore a 100°C. In alcuni casi, vecchi serbatoi per petrolio sono stati rinnovati per essere impiegati per lo stoccaggio dell'energia termica per i sistemi di teleriscaldamento, la Figura 55 presenta una installazione reale.

I **serbatoi pressurizzati** possono sopportare temperature superiori ai 100°C. Questa soluzione può essere necessaria per rispondere alle necessità degli utenti o per permettere un accumulo di energia a temperature elevate, ad esempio derivante da impianti elettrotermici. I serbatoi pressurizzati possono trattenere più energia all'interno dello stesso volume d'acqua rispetto a quelli non sotto pressione, grazie alle maggiori temperature. A motivo delle pressioni elevate, è necessaria l'applicazione di misure di sicurezza più stringenti rispetto ai serbatoi non pressurizzati. Di conseguenza, i costi per la costruzione e la manutenzione sono superiori.



Figura 55: Stoccaggio termico non pressurizzato del sistema TLR di Zagabria (Fonte: www.pogledaj.to)

Nel 2015, il primo sistema di stoccaggio termico a due zone è stato messo in funzione a Norimberga, in Germania. Questa tecnologia è stata inventata dal Dr. Hedbäck ed è stato brevettato da Bilfinger VAM. In questa tecnologia, la zona d'acqua superiore è separata dalla zona inferiore con uno strato flessibile. Il peso della zona superiore applica una pressione sulla zona inferiore, che permette di mantenere una temperatura superiore a 100°C dell'acqua nella zona inferiore. Di conseguenza, la temperatura dell'acqua superiore è più bassa.

I vantaggi di questa soluzione sono una migliore capacità di stoccaggio per lo stesso volume rispetto ai tradizionali sistemi non pressurizzati e, allo stesso tempo, spese inferiori per le misure di sicurezza rispetto ai serbatoi pressurizzati.

Stoccaggio dell'energia termica sotterranea su larga scala

Negli ultimi decenni sono stati sviluppati e dimostrati quattro concetti principali per lo stoccaggio dell'energia termica sotterranea su larga scala, come illustrato nella Figura 56. Ciascun concetto ha caratteristiche diverse rispetto a capacità ed efficienza di stoccaggio, potenza massima per il carico e lo scarico, requisiti per le condizioni del terreno locale e le condizioni al contorno del sistema (es. livelli di temperatura).

I concetti più adeguati per un determinato progetto sono valutati su principi tecnico-economici rispetto alle condizioni specifiche. Nelle seguenti sottosezioni vengono presentati

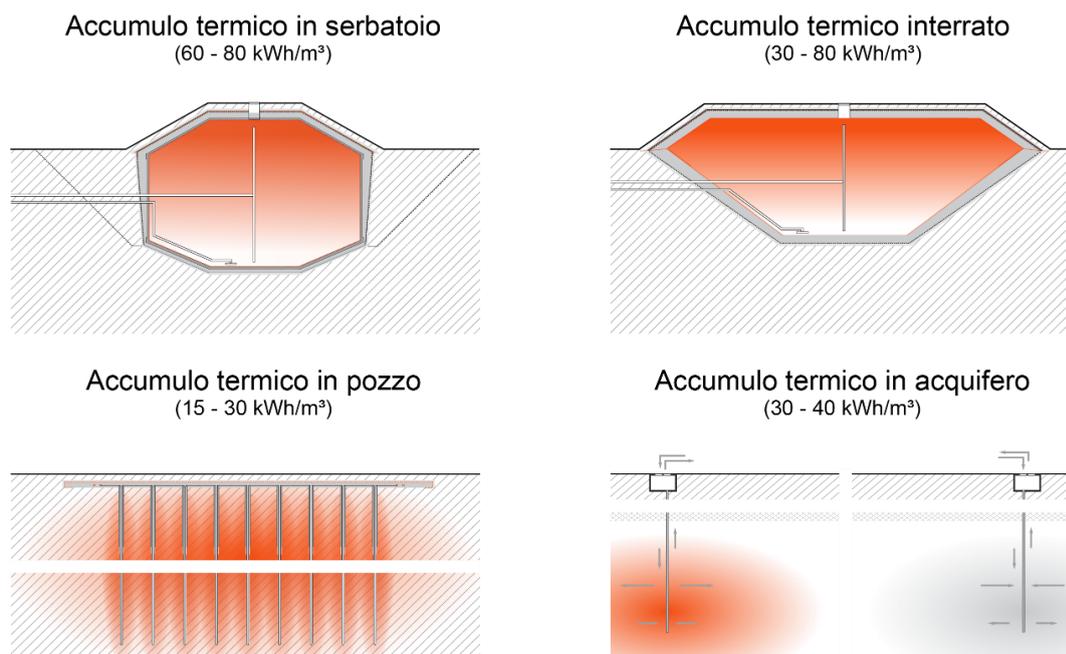


Figura 56: Panoramica dei concetti di stoccaggio dell'energia termica sotterraneo (Fonti: Solites)

I **serbatoi di stoccaggio dell'energia termica** hanno una struttura in calcestruzzo, acciaio o plastiche fibrorinforzate (elementi a strati). I serbatoi in calcestruzzo vengono costruiti con elementi pre-fabbricati o calcestruzzo colato in loco. Normalmente viene aggiunto un rivestimento interno in polimeri o acciaio inossidabile al fine di garantire la tenuta contro le fughe d'acqua e vapore. Il coibente viene installato sulla parte esterna del serbatoio. La Figura 57 presenta una installazione reale integrata nel contesto urbano.



Figura 57: Serbatoio per lo stoccaggio dell'energia termica da 5.700 m³ d'acqua costruito con elementi pre-fabbricati a Monaco, in Germania (in costruzione e terminato, Fonti: Solites)

I **sistemi di stoccaggio sotterraneo dell'energia termica** sono costruiti all'interno di uno scavo, con o senza strato coibentante. Il design del coperchio dipende dal mezzo di stoccaggio e dalla geometria. Nel caso vengano usati acqua, ghiaia, terra o sabbia come mezzo di stoccaggio, il coperchio può essere costruito con una struttura e uno strato coibentante, spesso uguale sulle pareti. La costruzione del coperchio per questa tecnologia presenta alcune difficoltà in più ed è il componente più costoso dell'intera struttura. Normalmente questo non è supportato da una struttura sottostante, ma galleggia sulla superficie dell'acqua. Normalmente le temperature di stoccaggio sono limitate dal materiale costruttivo a 80 - 90°C. Questi sistemi di stoccaggio dell'energia termica sono completamente interrati. Nel caso di sistemi di grandi dimensioni, la terra rimossa viene usata per costruire terrapieni che sollevano la struttura rispetto al livello del suolo, vedi Figura 58.



Figura 58: Costruzione del sistema di stoccaggio sotterraneo dell'energia termica SUNSTORE 3 a Dronninglund (Dronninglund Fjernvarme)

Nel caso dello **stoccaggio dell'energia termica in pozzo di trivellazione**, viene utilizzata la geologia sotterranea come materiale di stoccaggio. Non esiste un volume di accumulo separato. Le formazioni geologiche adeguate sono rocce o terreni saturi d'acqua con un flusso sotterraneo naturale trascurabile. Il calore viene caricato e scaricato con scambiatori di calore da pozzo di trivellazione verticale, installati a una profondità da 30 a 100 m dalla superficie. Gli scambiatori di calore in pozzo di trivellazione possono essere a tubo singolo o doppio a U, Figura 59, oppure a tubature concentriche, principalmente costruite di materiali sintetici.

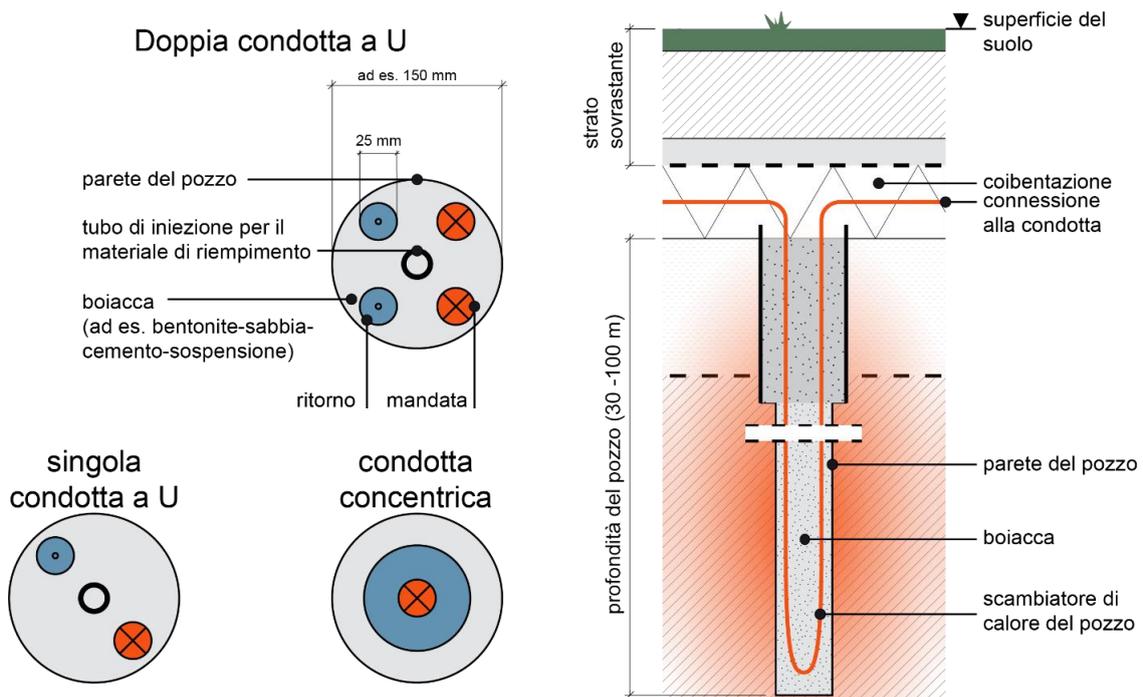


Figura 59: Tipologie comuni e sezione verticale degli scambiatori di calore in pozzo (Fonte: Solites)

Lo **stoccaggio dell'energia termica nelle falde acquifere** è realizzato con strutture sotterranee riempite d'acqua formate da strati di sabbia permeabile, ghiaia, arenaria, calcare con un'elevata conducibilità idraulica. Le falde acquifere sono adatte allo stoccaggio dell'energia termica se sono presenti strati irraggiungibili al di sopra e al di sotto e se il flusso sotterraneo naturale è trascurabile. In questo caso vengono trivellati due pozzi (o più gruppi di pozzi) all'interno dello strato della falda, che vengono utilizzati per l'estrazione e l'iniezione dell'acqua sotterranea. Durante il caricamento del calore, l'acqua sotterranea fredda viene estratta dal pozzo freddo, riscaldata con fonte di calore (o un utilizzo refrigerante) e iniettata nel pozzo caldo. Per lo scarico, la direzione del flusso viene invertita: l'acqua calda viene estratta dal pozzo caldo, refrigerata dallo scambiatore connesso all'utenza termica e iniettata nel pozzo freddo. A motivo delle diverse direzioni del flusso, entrambi i pozzi sono dotati di pompe e tubature di produzione e iniezione.

Aspetti specifici

Le finalità più comuni dello stoccaggio termico per i sistemi di teleriscaldamento sono:

- stoccaggio tampone per il calore a breve termine o per il passaggio durante i picchi
- stoccaggio a lungo termine o stagionale (ad es. calore in eccesso o solare termico)
- gestione dell'energia di vari generatori di calore, come cogenerazione, solare termico, pompe di calore e calore industriale in eccesso
- stoccaggio freddo ambientale, ad esempio (aria, acqua superficiale) o da evaporatore di pompe di calore

Un'integrazione ragionata nel sistema di fornitura energetica generale è essenziale per un funzionamento efficiente dello stoccaggio su larga scala. Questo comprende una corretta disposizione del sistema idraulico, oltre a una progettazione attenta dello stoccaggio, ma anche di altre parti del sistema, come generatori supplementari di calore e refrigerazione, reti di teleriscaldamento, sottostazioni di scambio. In particolare, il sistema di controllo del processo deve essere configurato in modo da garantire il massimo rendimento dei sistemi di stoccaggio, rispetto agli obiettivi specifici del progetto, come l'aumento della quota di energie rinnovabili o la produzione di elettricità da cogenerazione.

Le temperature di stoccaggio, la qualità della stratificazione e le temperature del ritorno della rete di riscaldamento hanno un forte effetto sull'efficienza dello stoccaggio dell'energia. Questi parametri non dipendono solo dallo stoccaggio, ma anche in gran parte dal sistema energetico collegato. Per questo motivo è necessario progettare attentamente tutte le caratteristiche dell'impianto al momento dell'ideazione del sistema di stoccaggio. Occorre prevedere le temperature di esercizio dello stoccaggio durante tutto l'anno e l'energia di carico e scarico, così come le temperature del ritorno della rete di teleriscaldamento, poiché questi elementi svolgono un ruolo chiave per le performance dello stoccaggio. Insieme alle temperature di carico massime, questi definiscono la differenza di temperatura utilizzabile e, di conseguenza, la capacità termica dello stoccaggio. Per alcuni concetti di stoccaggio, i componenti aggiuntivi, come serbatoi tampone a breve termine o pompe di calore, possono rappresentare supplementi validi dal punto di vista economico.

5.3.8 Rinnovamento con energie rinnovabili - l'equilibrio giusto

Le fonti energetiche rinnovabili possono rappresentare una fonte di calore sostenibile e neutra dal punto di vista delle emissioni di CO₂. Tuttavia, la loro integrazione e il controllo all'interno della rete di riscaldamento comportano difficoltà specifiche. Tradizionalmente, le reti di riscaldamento includono una fonte di calore, una rete di distribuzione e un'utenza finale. Le reti moderne devono essere più sofisticate e includere varie fonti di calore integrate di dimensioni, profili e ubicazioni diversi all'interno della rete. Anche il controllo della domanda e dell'offerta deve essere più attento e integrato, al fine di rispondere alle esigenze degli utenti, sfruttando al meglio le fonti energetiche rinnovabili intermittenti. Una rete di riscaldamento che considera tutti questi fattori può avere un aspetto simile a quella della Figura 60.

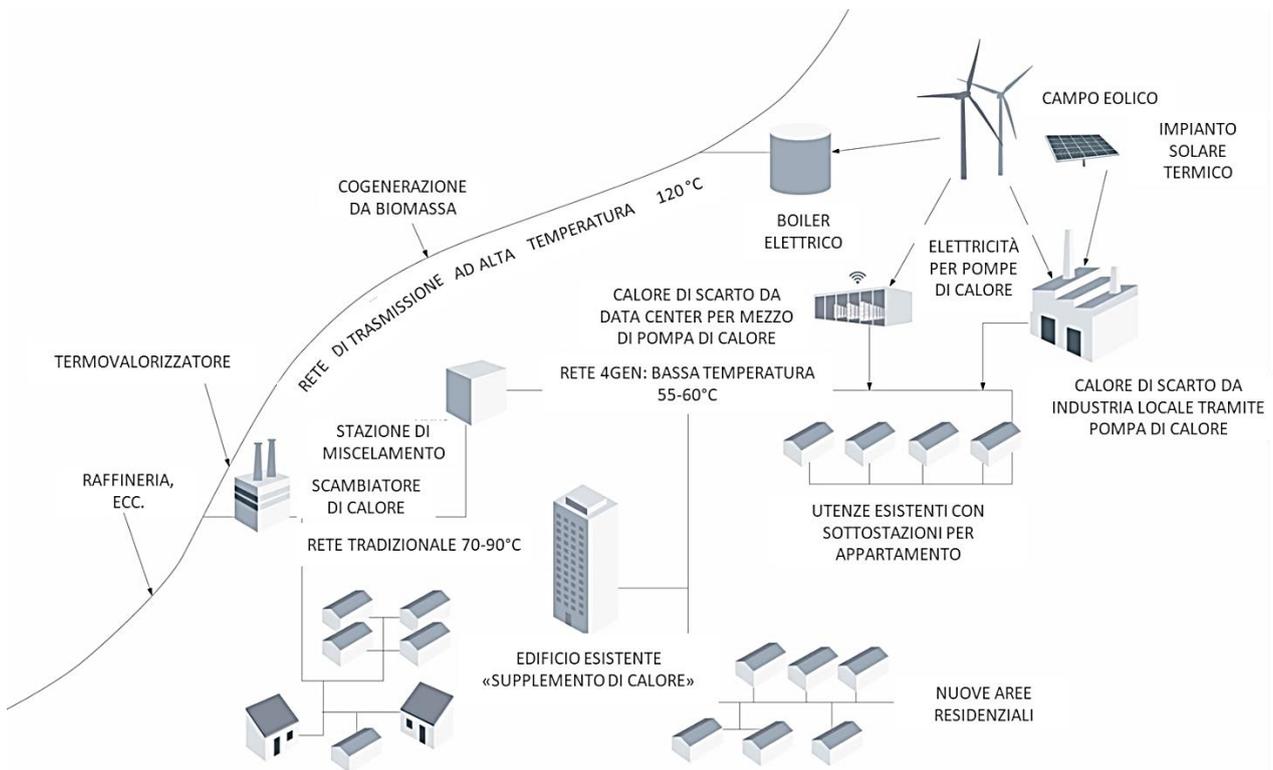


Figura 60: Teleriscaldamento con fonti di calore variabili (Fonte: COWI)

Il carico di calore di base deve essere fornito da una fonte affidabile e controllabile. Normalmente una centrale di termovalorizzazione è sempre in attività e non è facile da arrestare, per questo motivo è un'ottima candidata per il carico di base. Analogamente, il calore di scarto ad alta temperatura dell'industria pesante, come ad esempio una raffineria, rappresenta una fonte continua di calore ad alta temperatura. Le caldaie a biomassa e cogenerazione sono più flessibili (anche se non possono essere avviate in qualsiasi momento) e possono essere impiegate per aumentare la fornitura quando necessario. A differenza della termovalorizzazione, nei sistemi a biomassa è possibile stoccare il combustibile e utilizzarlo quando serve.

Le fonti rinnovabili, come il vento e il solare, sono fluttuanti per loro natura. Quando disponibili, queste devono essere integrate il più direttamente possibile, con lo stoccaggio termico integrato nella rete per massimizzare l'utilizzo.

Una rete come questa necessita di un controllo sofisticato per garantire che le parti funzionino correttamente insieme e non l'una contro l'altra. Ad esempio, la rete deve sapere quando una centrale solare termica o una pompa di calore possono fornire energia e regolare di conseguenza il calore proveniente dalle fonti ad alta temperatura.

La definizione delle opzioni e il raggiungimento della soluzione ottimale può essere un processo complicato. Le reti vengono costruite nel tempo, con aggiunte e miglioramenti realizzati periodicamente. I pacchetti software per la determinazione dei modelli delle varie opzioni possono essere un valido aiuto per valutare il mix ottimale di tecnologie di approvvigionamento per un'area specifica sulla base dei vincoli locali.

Uno di questi pacchetti software è **EnergyPro**, che può essere impiegato per costruire un modello delle opzioni di approvvigionamento di calore e le loro correlazioni. EnergyPro permette l'ottimizzazione dei parametri operativi della fornitura di calore. La Figura 61 riporta

uno screenshot di EnergyPro per la gestione della rete di una piccola cittadina danese, in cui

è presente una fonte solare termica, insieme a caldaie e un impianto di cogenerazione a gas. Il primo grafico illustra la radiazione solare oraria nel luogo. Questa informazione viene utilizzata per calcolare la produzione di calore dei collettori solari. Il secondo grafico mostra invece i prezzi orari per l'elettricità. Il terzo grafico rappresenta la domanda di calore e la produzione dei vari generatori. Il quarto fornisce un quadro della generazione di elettricità e il quinto della condizione dello stoccaggio termico su base oraria.

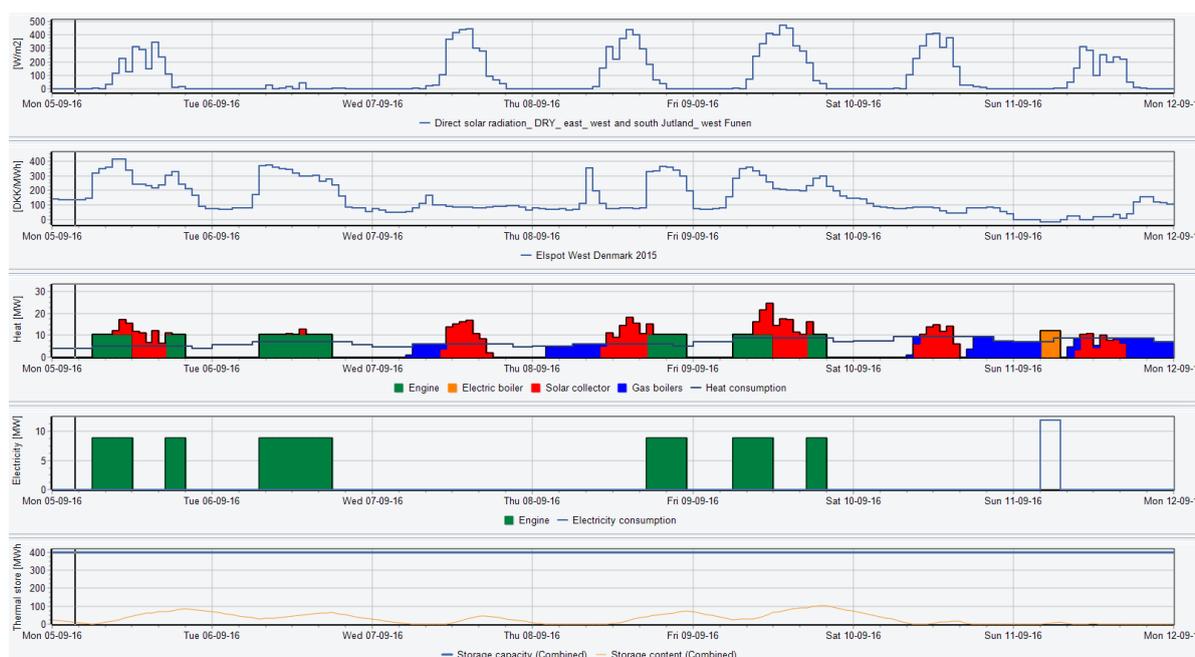


Figura 61: Modello EnergyPro (EMD international A/S)

Un ulteriore esempio è la **soluzione Optit per l'ottimizzazione della produzione energetica** (Upgrade DH, 2018c), che è già integrata nei processi operativi quotidiani di molti sistemi di teleriscaldamento italiani. Questo strumento permette l'ottimizzazione della pianificazione delle unità produttive, così da aumentare al massimo il margine operativo sul breve e lungo termine.

La definizione di modelli termodinamici tramite pacchetto software, come ad esempio **TERMIS**, può rappresentare una soluzione utile per la valutazione degli effetti tecnici delle modifiche alla fonte di calore e alla fornitura specifica della rete di teleriscaldamento. Questo modello tiene conto della dimensione e dei parametri operativi della nuova fonte di calore, così come la sua ubicazione fisica nella rete. Questa soluzione è utile per valutare il funzionamento futuro dell'intera rete sulla base delle modifiche proposte. È possibile ad esempio rispondere alle seguenti domande:

- Le tubature hanno una dimensione sufficiente per trasportare il calore dal punto di generazione ai carichi collegati sulla rete?
- Ci sono punti in cui è necessario installare pompe supplementari per mantenere la pressione sulla rete?

La Figura 62 mostra una rete esistente a cui è stata aggiunta una nuova centrale di generazione. Risulta immediatamente ovvio dalla produzione che, sebbene il luogo fosse potenzialmente adatto all'aggiunta di una centrale, sarebbe necessario l'ammodernamento di una buona parte della rete se in quel punto l'immissione di calore aumentasse come specificato.



Figura 62: Screenshot TERMIS per l'aggiunta di una nuova centrale di generazione (Fonte: COWI)

5.4 Monitoraggio, controllo e digitalizzazione dei dati tecnici

L'efficienza operativa del teleriscaldamento è fondata sull'interazione complessa di vari generatori di calore con i molti utenti. Negli impianti energetici futuri, potranno essere utilizzate fonti di calore diverse nello stesso sistema e, inoltre, sarà possibile fornire servizi supplementari, come il collegamento con la rete elettrica. L'integrazione con il teleriscaldamento solare potrebbe imporre l'uso di sistemi di stoccaggio specifici, il che aumenterebbe la complessità dell'intero sistema.

Il **monitoraggio** dei dati tecnici è un termine che spazia in molti ambiti di applicazione e che potrebbe aiutare a gestire la complessità dei futuri sistemi energetici. L'obiettivo generale del monitoraggio sembra essere semplicemente "il raggiungimento dello stato di funzionamento ottimale". Tuttavia, il concetto di "ottimale" è specifico per ogni impianto e può, tra le altre cose, essere influenzato da fattori economici, energetici o ambientali. Anche se gli obiettivi possono essere diversi, si può assumere che senza la **digitalizzazione** (in ausilio del monitoraggio e del controllo), sarà quasi impossibile utilizzare i futuri sistemi di fornitura di calore.

Per gestire la quantità di dati disponibili, è importante analizzarli sulla base dei cosiddetti **indicatori di performance**, che forniscono all'operatore un'idea chiara e istantanea della condizione del sistema. Questi indicatori possono corrispondere a parametri del sistema calcolati o misurati direttamente. Alcuni parametri di semplice definizione e uso comune sono i livelli di temperatura (condutture di mandata e di ritorno), di pressione e i consumi energetici.

Nei sistemi futuri, potrebbe essere necessario raccogliere i dati per mezzo di **strumenti di misura** installati in vari punti della rete e dell'impianto. Sulla base delle condizioni generali, della complessità del sistema (numero di centrali, utenti, collegamenti, ecc.) e degli obiettivi di ottimizzazione, alcuni parametri possono diventare più pertinenti di altri. Sarà tuttavia il livello di automatizzazione a influenzare il numero di parametri e punti di misurazione necessari. Le attività di ricerca in corso in Germania, da parte dell'AGFW e della Technische Hochschule Rosenheim, tendono a identificare i parametri e gli indicatori di performance più importanti per il monitoraggio dei dati sull'energia nel quadro del progetto NEMO⁶.

La Tabella 5 illustra i requisiti per l'acquisizione e la registrazione dei risultati delle misurazioni, utilizzati per il monitoraggio energetico di sei sistemi di teleriscaldamento nell'ambito del progetto Mona (Bücker et al., 2015). I parametri in questione sono stati determinanti per l'efficienza del monitoraggio energetico. I requisiti specificati sono classificati sulla base della rilevanza stimata e del componente coinvolto.

⁶ <https://www.agfw.de/nemo/>

Tabella 5: Requisiti per l'acquisizione e la registrazione dei dati di misurazione per un monitoraggio energetico completo (secondo Bucker et al., 2015)

Componente	Strumento di misura richiesto	Importanza
Generazione	Contatore di calore	Necessario
	Misuratore di portata massico	Importante
	Contatore elettrico	Preferibile
Stoccaggio termico	Sensore di temperatura (4 vv)	Necessario
Rete	Contatore di calore	Necessario
	Sensore di pressione differenziale	Necessario
Pompe di rete	Contatore elettrico o rilevatore di stato	Importante
Caldaia	Contatore elettrico	Necessario
	Sensore temperatura ambiente	Preferibile
Utente	Contatore di calore	Importante

La **digitalizzazione** permette di misurare un numero maggiore di parametri e di analizzarli automaticamente, rendendo così le misure di ammodernamento molto più efficienti. Con la raccolta di più dati e di qualità maggiore, è possibile identificare i potenziali di ammodernamento non sfruttati prendendo in considerazione vari indicatori chiave di performance. Tuttavia, i vantaggi devono giustificare gli sforzi per la raccolta dei dati e risulta quindi necessario identificare un corretto rapporto sforzo/vantaggio.

Nel summenzionato progetto Mona, la **frequenza di misurazione** necessaria è stata calcolata intorno ai 15 minuti (Bucker et al., 2015). In questo caso viene fornito un numero sufficiente di dettagli per evidenziare gli effetti dinamici, senza generare un volume di dati impossibile da gestire. Sulla base dei requisiti per il cambiamento e l'evoluzione continua degli strumenti di elaborazione dei dati, probabilmente questo periodo di tempo continuerà a ridursi.

Offrire una panoramica completa degli **strumenti software esistenti** per il controllo dei dati risulta impossibile. Il testo "Best practice instruments and tools for diagnosing and retrofitting of district heating" descrive alcuni di questi strumenti software (Upgrade DH, 2018c).

Un esempio è **Monisoft**, utilizzato e valorizzato dall'Università tecnica di scienze applicate di Rosenheim, in Germania. A seconda dei requisiti interni e dell'esperienza, è possibile scegliere altri software per la raccolta e la preparazione dei dati di monitoraggio. La Figura 63 illustra la presentazione visiva dei dati.

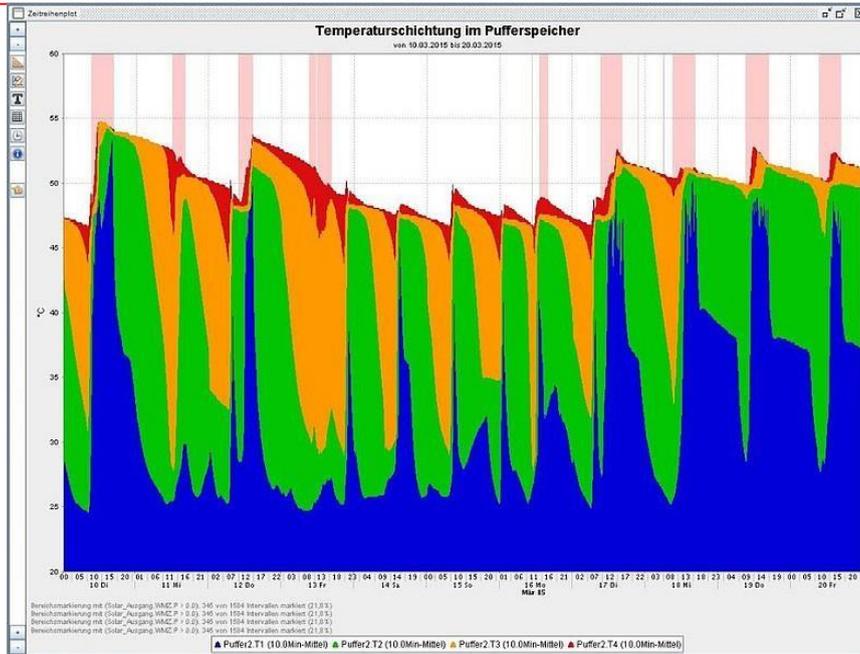


Figura 63. Stratificazione della temperatura nello stoccaggio termico monitorata da Monissoft
 (Fonte: Hochschule Rosenheim)

Vari strumenti software possono essere utilizzati per analizzare i dati. Nell'esempio seguente, viene presentata in forma anonima la valutazione dei dati relativi all'energia primaria monitorati per sei sistemi di teleriscaldamento (A, B, C, D, E e F). Il calcolo dei fattori di energia primaria è basato sulla metodologia dell'AGFW FW 309, 2018. La Figura 64 ne offre una rappresentazione grafica (i valori negativi sono dovuti alla metodologia di calcolo dell'AGFW FW 309, 2018, i valori negativi annuali sono impostati a zero).

Uno sguardo più attento sul sistema di teleriscaldamento C rivela valori significativamente più elevati nel mese di maggio, in questo caso dovuti all'arresto della caldaia a biomassa durante questo periodo. Una potenziale misura di ammodernamento prevede la riduzione del tempo di fermo della caldaia a biomassa al fine di massimizzarne l'utilizzo e quindi diminuire il ricorso a combustibili fossili.



Figura 64: Fattore energetico primario dei sistemi di teleriscaldamento A, B, C, D, E e F (grafico proprio, basato su Bücken et al., 2015)

5.5 Opzioni di Demand-Response

La definizione di Demand-Response (DR) è spesso oggetto di discussione nel settore energetico, normalmente in riferimento all'elettricità. Viene spesso impiegato come sinonimo di "gestione della domanda" (Demand Side Management, DSM). Secondo Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V (2019), una definizione adeguata è (tradotta in italiano):

Il Demand Response è una modifica prevedibile e a breve termine del carico degli utenti in seguito a segnali di prezzo sul mercato o all'entrata in vigore di accordi contrattuali sulla fornitura di determinate potenze. I prezzi di mercato o gli accordi sulla potenza sono conseguenti a eventi energetici estremi, irregolari o imprevisti.

Nel caso dei sistemi di teleriscaldamento, la **modifica del carico** ridurrà i picchi di consumo, che si verificano quando molti utenti necessitano contemporaneamente del calore. Ad esempio, nel caso in cui molte abitazioni private richiedano acqua calda sanitaria la mattina / pomeriggio, per fare la doccia, oppure nell'orario in cui la temperatura di riscaldamento richiesta aumenta, la mattina presto. Per supplire a questi picchi nella domanda di calore, la maggior parte degli impianti di teleriscaldamento è dotata di caldaie, che vengono messe in funzione solo per poche ore all'anno. Il problema è che queste comportano costi sostanziali e

utilizzano normalmente combustibile fossile (gasolio da riscaldamento, gas naturale). Per questo motivo esistono vari approcci all'ottimizzazione finalizzati a ridurre/evitare i picchi di carico, ad esempio l'applicazione di previsioni di carico precise (Faber et al., 2018) o l'integrazione di stoccaggi (tampone).

Come indicato precedentemente, anche l'integrazione dell'elettrotermia (Power-to-Heat) per lo sfruttamento dei picchi energetici nelle giornate di sole (energia fotovoltaica) o di vento (energia eolica) può essere considerata una forma di DR. In questo caso, l'integrazione di settori energetici diversi diventa un'opzione valida, dal momento che l'elettricità in eccesso può essere sfruttata come fonte per il teleriscaldamento (elettrotermia) o per la produzione di combustibile gassoso da elettricità (Power-to-Gas), che a sua volta può essere utile per la produzione di calore ed elettricità o per entrambi tramite cogenerazione (produzione combinata di calore ed elettricità).

Le opzioni di Demand-Response per il teleriscaldamento con modifica diretta del carico degli utenti vengono esaminate nelle attività di ricerca a livello europeo, ad esempio nell'ambito del Progetto STORM⁷. Il controller STORM (controllo innovativo della rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento) si basa sull'apprendimento automatico e sull'intelligenza artificiale applicata e dovrebbe essere in grado di incrementare l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e della termovalorizzazione e aumentare quindi l'efficienza energetica a livello locale (Johansson et al., 2018).

7 <https://storm-dhc.eu/>

Riferimenti

- AGFW (Hg.) (1987): Freileitungen im Gelände und im Gebäude. Eine Sammlung von Beispielen für Planung und Realisierung. Unter Mitarbeit von Andreas Schleyer. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. Frankfurt am Main (AGFW Mitgliederinformation)
- AGFW (1993) Bau von Fernwärmenetzen. - Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H – VWEW, Frankfurt am Main; 5. Aufl.
- AGFW (2013) Technisches Handbuch Fernwärme, 3. Auflage. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH. ISBN:3-89999-039-0
- AGFW (Hg.) (2015): TGdA. Technische Gebrauchsdauernanalyse von Wärmenetzen unter Berücksichtigung volatiler erneuerbarer Energien. Forschungsvorhaben. Unter Mitarbeit von Stefan Hay. Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/tgda/>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- AGFW (Hg.) (2017): EnEff: Wärme. Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 401 (2018): Verlegung und Statik von Kunststoffmantelrohren (KMR) für Fernwärmenetze. Versione: Dicembre 2007. Design and installation of preinsulated bonded pipes for district heating networks. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 435 (2018): Verfahren zur Zustandsermittlung von Fernwärmeleitungen und zur Feststellung / Einmessung von Abweichungen (Leckortung). Versione: Aprile 2010. Operations identify the conditions of district heating. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 448 (2018): Das Fernwärmenetz als thermischer Energiespeicher - Wirtschaftliche Aspekte, technische Lösungen, Beanspruchungen und Nutzungsdauern. Versione: Gennaio 2016. District heating networks used as thermal energy storages. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW FW 510 (2018): Anforderungen an das Kreislaufwasser von Industrie- und Fernwärmeheizanlagen sowie Hinweise für deren Betrieb. Versione: Dicembre 2013. Requirements for circulation water in industrial and district heating systems and recommendations for their operation. In: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.): Regelwerk Fernwärme. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.
- AGFW (Hg.) (2018a): Instandhaltung-FW. Entwicklung von neuen und verbesserten Instandhaltungsstrategien für kleine und große Wärmeverteilnetze durch Kombination statistischer Alterungsmodelle mit materialbasierten Nutzungsdauermodellen. Forschungsvorhaben. Unter Mitarbeit von Maximilian Seier. Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/forschung/instandhaltung-fw/>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- AGFW (Hg.) (2018b): Nemo. Wärmenetze im energetischen Monitoring. Unter Mitarbeit von Sebastian Grimm. Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/nemo/>, zuletzt aktualisiert am 12/2018, zuletzt geprüft am 04.01.2019.
- Arnórsson (1995): Geothermal systems in Iceland: Structure and conceptual models – I. High-temperature areas. Geothermics, Volume 24, Issues 5-6
- Averfalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U. Gong, M., Werner, S., (2017) Large heat pumps in Swedish district heating systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 79, p.1275-1284
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (2016): Erdwärme – die Energiequelle aus der Tiefe, UmweltWissen – Klima + Energie
- BMJV (2019) Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV). - [Directive on the general conditions for the supply of district heating] https://www.gesetze-im-internet.de/avbfernw_rmev/ [14.02.2019]
- Bücker, D., Jell, P., Botsch, R., Klingele, M., & (Keine Angabe). (2015). Monitoring von Nahwärmenetzen als Schlüssel zur Optimierung. Euro Heat and Power, (12), 37–39.
- Doračić, B.; Novosel, T.; Pukšec, T.; Duić, N. Evaluation of Excess Heat Utilization in District Heating Systems by Implementing Levelized Cost of Excess Heat. Energies 2018, 11, 575.
- EGEC European Geothermal Energy Council (2014): EGEN geothermal market report 2013
- EGEC European Geothermal Energy Council (2018): EGEN geothermal market report 2017 – key findings

- Euroheat & Power (2018a) European heating sector well positioned for renewables integration. - <https://www.euroheat.org/news/european-heating-sector-well-positioned-renewables-integration/> [14.09.2018]
- Euroheat & Power (2018b) Top District Heating Countries – Euroheat & Power 2015 Survey Analysis. - <https://www.euroheat.org/news/district-energy-in-the-news/top-district-heating-countries-euroheat-power-2015-survey-analysis/> [14.09.2018]
- Euroheat & Power (2017) Country by Country 2017. - <https://www.euroheat.org/publications/country-country-2017/> [23.01.2019]
- European Commission (2016) An EU Strategy on Heating and Cooling. - EC 16.2.2016 COM(2016) 51 final; https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v14.pdf
- European Commission (2018a) Heating and cooling. - <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling> [14.09.2018]
- European Commission (2018b) Energy consumption in households. - https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households [14.09.2018]
- European Commission (2018c) Glossary: City heating. - https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:City_heating
- European Commission (2018d) Energy consumption in households, Source data for tables and figures https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/1/16/Energy_consumption_households_final.xlsx [22.01.2019]
- European Commission (2019a) New Renewables, Energy Efficiency and Governance legislation comes into force on 24 December 2018. - https://ec.europa.eu/info/news/new-renewables-energy-efficiency-and-governance-legislation-comes-force-24-december-2018-2018-dec-21_en [23.01.2019]
- European Commission (2019b) Biomass. - <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/biomass> [23.01.2019]
- European Commission (2019c) Energy consumption in households. - https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households [11.02.2019]
- Eurostat (2019) CONCEPTS AND DEFINITIONS. – https://ec.europa.eu/eurostat/ramon/nomenclatures/index.cfm?TargetUrl=DSP_GLOSSARY_NOM_DTL_VIEW&StrNom=CODED2&StrLanguageCode=EN&IntKey=16452285&RdoSearch=&TxtSearch=&CboTheme=&IntCurrentPage=1%20https://www.google.de [23.01.2019]
- Faber, T., Groß, J., & Finkenrath, M. (2018). Innovative Last prognosen mit »Deep Learning«-Methoden. Euro Heat and Power, 47(1-2), 35–38. https://www.hs-kempen.de/fileadmin/fh-kempen/FZA/KWK-Flex/EuroHeat_Power_2018_1-2-18_S_35-38.pdf Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2019). Demand Response. Retrieved from <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344-demand-response> [20.01.2019]
- Frederiksen, Svend; Werner, Sven (2013): District heating and cooling. Lund: Studentlitteratur.
- GeoDH (2014): Developing Geothermal District Heating in Europe, Eu-Funded Project
- Gerdvilla, Simas (2017): Country By Country Survey 2017. - <https://www.euroheat.org/publications/country-country-2017/> [08.01.2019]
- Gunnlaugsson, E., Ármannsson, H., Thorhallsson, S., Steingrímsson, B. (2014): Problems in geothermal operation – scaling and corrosion
- Hirzel, S., Sontag, B., Rohde, C., (2013) Industrielle Abwärmenutzung - https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2013/Kurzstudie_Abwaermenutzung.pdf [11.02.2019]
- Hungenberg, Harald; Wulf, Torsten (2015): Grundlagen der Unternehmensführung. Einführung für Bachelorstudierende. 5. Aufl.: Springer Gabler
- Johansson, C., Vanhoudt, D., Brage, J., & Geysen, D. (2018). Real-time grid optimisation through digitalisation – results of the STORM project. Energy Procedia, 149, 246–255.
- Kühne, Jens; Jan Hinz, Arne (2016): Softwaregestützte Kraftwerkseinsatzoptimierung von KWK-Anlagen. Optimierungstools mit großer Einsatzbandbreite. In: Euro Heat and Power 45 (4), S. 38–43
- Laurberg Jensen L., Rutz D., Mergner R., Doczekal C., Pukšec T., Sunko R., Sunko B., Redžić E., Merzić A., Gjorgievsk V., Batas Bjelic I. (2017) Guideline on drafting heat/cold supply contracts for small DHC systems. - https://www.coolheating.eu/images/downloads/CoolHeating_D5.3_Guideline_on_drafting_heat_cold_supply_contracts_for_small_DHC_systems.pdf [16.01.2019]
- Lund H. et al. (2014) 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. Energy. 68: 1–11. doi:10.1016/j.energy.2014.02.089.

- Lygnerud, K., Werner, S., (2017) Risk of industrial heat recovery in district heating systems. Energy Procedia 116 (2017) 152-157
- Makela, V.M. 2008. Bases for the recommendations for new norms in Russian district heating. Mikkeli University of Applied Sciences
- Miedaner O. Winterscheid C., Grimm S., Heiler D., Kazagic A., (2018) Template for the global assessment of the district heating system in . – Word document template; Upgrade DH Project https://www.upgrade-dh.eu/images/Publications%20and%20Reports/UpgradeDH_Del3.2_TemplateForGlobalAssessmentOfDemoCases_Solites%20%282%29.docx [21.01.2019]
- MVV Netze (2015) TAB Heizwasser Technische Anschlussbedingungen Heizwasser für Nah- und Fernwärme. - https://www.mvv-netze.de/medien/dokumente/bauen/technische-regelwerke/fernwaerme/tab_fernwaerme_2015.pdf
- Pauschinger et al. (2018), Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling - https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_XII/IEA_DHC_AXII_Design_Aspects_for_Large_Scale_ATES_PTES_draft.pdf [04.02.2019]
- Persson, U., Möller, B., Werner, S., (2014) Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions. Energy Policy 74, 663-681.
- Persson, U., (2015) Quantifying the Excess Heat Available for District Heating in Europe - <http://stratego-project.eu/wp-content/uploads/2014/09/STRATEGO-WP2-Background-Report-7-Potenital-for-Excess-Heat.pdf> [22.01.2019]
- prEN 13941, 09/2016: Fernwärmerohre - Auslegung und Installation von gedämmten Einzel- und Doppelrohr-Verbundsystemen für direkt erdverlegte Heißwasser-Fernwärmenetze. DIN EN 13941. Online verfügbar unter <https://www.beuth.de/de/impresum>.
- REN 21 (2018) Renewables 2018 Global Status Report. - <http://www.ren21.net/gsr-2018/> [20.03.2018]
- Roth, Tobias (2018): Best Practice Analysis for the Improvement of District Heating. Bachelor Thesis. Hochschule Rhein-Main, Rüsselsheim.
- Rutz, D., Doczekal C., Zweiler R., Hofmeister M., Laurberg Jensen L. (2017) Small Modular Renewable Heating and Cooling Grids - A Handbook. - ISBN 978-3-936338-40-9; WIP Renewable Energies, Munich, Germany, 110p. www.coolheating.eu
- Rutz D. (ed.); Dimitriou I., Rutz D. (2015) Sustainable Short Rotation Coppice, A Handbook. - WIP Renewable Energies, Munich, Germany; ISBN 978-3-936338-36-2; www.srcplus.eu
- Sandrock, Maaß, Weisleder, Westholm, Schulz, Löschan, Baisch, Kreuter, Reyer, Mangold, Riegger, Köhler (2019): Kommunalen Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen. Geplante Veröffentlichung: 2019
- Sauerwein, S.T. (2013a). Einleitung: Der Rainflow Algorithmus. Retrieved from <http://lastgang.agfw.org/anleitung.php#einleitung>
- Sauerwein, Sebastian Thi (2013b): Untersuchung zu Methoden der technischen Zustandsanalyse von Fernwärmenetzen auf Basis von Ganglinien. Diplomarbeit. Technische Hochschule Mittelhessen - THM, Gießen. Fachbereich für Maschinenbau und Energietechnik. Online verfügbar unter http://lastgang.agfw.org/Untersuchung_zu_Methoden_der_technischen_Zustandsanalyse_von_Fernwaermenetzen_auf_Basis_von_Ganglinien.pdf [02.01.2019]
- SDH (2012) Solar district heating guidelines - Collection of fact sheets; WP3 – D3.1 & D3.2 https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/06/SDH-Guidelines_update_09.2017.pdf
- Siemens Building technologies (2002) District Heating Training Course. Chapter 4. Mikkeli Polytechnic
- Sunko R., Sunko B., Rutz D., Mergner R., Doczekal C., Pukšec T., Laurberg Jensen L., Redžić E., Gjorgievsk V., Batas Bjelic I. (2017) Guidelines on improved business models and financing schemes of small renewable heating and cooling grids. - https://www.coolheating.eu/images/downloads/CoolHeating_D5.1_Guideline.pdf [16.01.2019]
- Töpfer, Armin (2006): Betriebswirtschaftslehre. Anwendungs- und prozessorientierte Grundlagen. 2. Aufl.: Springer
- Upgrade DH (2018a): Upgrading the performance of district heating networks. Best practice examples on upgrading projects. Hg. v. AGFW - Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung. www.upgrade-dh.eu.
- Upgrade DH (2018b): Data sheets "Upgrading the performance of district heating networks". Best practice examples on upgrading projects. Internal Documentation, Confidential. Hg. v. AGFW - Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung

Upgrade DH (2018c): Upgrading the performance of district heating networks. Best practice instruments and tools for diagnosing and retrofitting of district heating networks. Hg. v. Solites - Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems. Online verfügbar unter www.upgrade-dh.eu, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

Werner S. (2017) International overview of district heating and cooling. – Energy 137 (2017) 617.631; <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim (2013) Regenerative Energietechnik. – Springer Verlag, Germany

Wittchen, Kim Bjarne & Kragh, Jesper (2014): "Energy Savings in the Danish building stock until 2050". [http://vbn.aau.dk/en/publications/energy-savings-in-the-danish-building-stock-until-2050\(26e1c67a-ea63-4a0d-bf78-2bbbdb9ddb15\).html](http://vbn.aau.dk/en/publications/energy-savings-in-the-danish-building-stock-until-2050(26e1c67a-ea63-4a0d-bf78-2bbbdb9ddb15).html)

World Health Organization (2007). "Legionella and the prevention of legionellosis". ISBN 92 4 156297 8; https://www.who.int/water_sanitation_health/emerging/legionella.pdf

Yang, Xiaochen; et al. (2016). "Energy, economy and exergy evaluations of the solutions for supplying domestic hot water from low-temperature district heating in Denmark". Energy Conversion and Management. 122: 142–152. doi:10.1016/j.enconman.2016.05.057

