



Ricerca di Sistema elettrico

Impostazione di strumenti di calcolo e predisposizione di test per lo studio di soluzioni di teleriscaldamento efficiente

Mattia Ricci, Pasquale E. Lapenna, Matteo Caldera

IMPOSTAZIONE DI STRUMENTI DI CALCOLO E PREDISPOSIZIONE DI TEST PER LO STUDIO DI SOLUZIONI DI TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE

Mattia Ricci, Pasquale E. Lapenna, Matteo Caldera

Con il contributo di: A. Federici, C. Martini, M. Preziosi, G. Puglisi, P. Sdringola, C. Viola, M. Zinzi

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *4 - Reti energetiche integrate*

Linea di attività: *LA4.11 - Valutazione delle prestazioni di configurazioni di reti di teleriscaldamento efficienti a bassa temperatura*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi

Responsabile del Work package (LA4.1-LA4-15): Paolo Sdringola

Indice

SOMMARIO.....	6
1 INTRODUZIONE.....	7
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	9
2.1 ANALISI SWOT DEL TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE A BASSA TEMPERATURA.....	9
2.2 INDAGINE DI ALCUNI SOFTWARE PER L'ANALISI ENERGETICA DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO.....	11
2.2.1 <i>Validazione di un semplice caso studio con Open Modelica</i>	13
2.3 MODELLO MATLAB PER L'ANALISI PARAMETRICA DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO.....	23
2.4 PROTOTIPO DI SOTTOSTAZIONE DI SCAMBIO TERMICO BIDIREZIONALE PER TELERISCALDAMENTO ATTIVO.....	33
2.5 IMPLEMENTAZIONE DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE, MONITORAGGIO E CONTROLLO DEL PROTOTIPO DI SOTTOSTAZIONE TERMICA BIDIREZIONALE.....	36
2.5.1 <i>Strumentazione di misura e di controllo della sottostazione</i>	36
2.5.2 <i>Sistema di acquisizione e di monitoraggio</i>	39
2.5.3 <i>Logiche di controllo della sottostazione</i>	44
2.5.4 <i>Implementazione del sistema di controllo della sottostazione</i>	45
2.6 PIANIFICAZIONE DELLA PRIMA CAMPAGNA DI TEST SUL PROTOTIPO DI SOTTOSTAZIONE.....	47
3 CONCLUSIONI.....	57
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	59
5 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	60

Indice delle figure

Figura 1. Analisi SWOT del teleriscaldamento efficiente a bassa temperatura	9
Figura 2. Schema della rete [14].....	14
Figura 3. Condizione al contorno utilizzata per modellare il collettore di mandata in centrale termica	16
Figura 4. Elemento “pipe”	17
Figura 5. Elemento di giunzione (3 vie)	17
Figura 6. Elemento utilizzato per modellare le utenze.....	17
Figura 7. Schema del modello di rete ad albero implementato in Open Modelica	18
Figura 8. Schema della rete a maglie [14]	19
Figura 9. Elemento utilizzato per modellare le perdite di carico concentrate.....	20
Figura 10. Schema della rete completa implementata in Open Modelica.....	21
Figura 11. Calcolo delle dispersioni termiche per tre diversi diametri e confronto con dati da catalogo	26
Figura 12. Potenza termica in centrale per tre estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno	27
Figura 13. Portata di acqua nelle tubazioni per tre diverse estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno	28
Figura 14. Potenza elettrica per il pompaggio necessaria per tre diverse estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno	29
Figura 15. Percentuale di potenza termica dissipata nella rete per tre diverse estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno	30
Figura 16. Potenza termica necessaria in centrale e perdite di calore in una rete con LTD = 2MWh/m in funzione dell’estensione della rete L e della ΔT mandata-ritorno	31
Figura 17. Portata in massa e potenza elettrica di pompaggio del fluido termovettore in una rete con LTD = 2 MWh/m in funzione dell’estensione della rete L e della ΔT mandata-ritorno.	31
Figura 18: Medie della portata, della potenza termica richiesta in centrale e della potenza elettrica richiesta per il pompaggio dell’acqua al variare della ΔT mandata-ritorno e di LTD.	32
Figura 19. Schema del prototipo di sottostazione di scambio termico bidirezionale	34
Figura 20. Sottostazione completamente assemblata	35
Figura 21. Vista interna della sottostazione	35
Figura 22. Luogo d’installazione della sottostazione presso la test facility di Eurac Research	36
Figura 23. Sensore di temperatura installato sulla sottostazione.....	37
Figura 24. Curva caratteristica dell’elemento sensibile PT100 e incertezza di misura [17]	38
Figura 25. Sensore di pressione installato sulla sottostazione di scambio termico	38
Figura 26. Flussimetro (a sinistra) e sua installazione nella sottostazione (a destra)	39
Figura 27. Incertezza di misura del flussimetro [18]	39
Figura 28. Acquisitore NI 9149 con moduli di acquisizione e controllo della sottostazione.....	40
Figura 29. Acquisitore NI 9149 installato nel quadro elettrico della sottostazione	40
Figura 30. Quadro elettrico della sottostazione.....	41
Figura 31. Menu principale dell’interfaccia di acquisizione e controllo della sottostazione	43
Figura 32. Grafici prodotti real-time dal software di acquisizione e controllo della sottostazione	43
Figura 33. Menu di configurazione dei PID nell’interfaccia grafica del software di acquisizione e controllo.	46
Figura 34. Andamento imposto di T_8 nella prova dinamica 1	51
Figura 35. Andamento imposto di T_8 e di V8 nella prova dinamica 2.....	52
Figura 36. Andamento imposto di T_8 nella prova dinamica 3	53
Figura 37. Andamento imposto di T_8 , V8 e V5 nella prova dinamica 4.....	54
Figura 38. Andamento imposto di V5 nella prova dinamica 5.....	55
Figura 39. Andamento imposto di V8 nella prova dinamica 6.....	56

Indice delle tabelle

Tabella 1. Lunghezza dei rami [14]	14
Tabella 2. Potenza termica richiesta da ciascuna utenza [14].....	15
Tabella 3. Portata in massa richiesta da ciascuna utenza [14].....	15
Tabella 4. Diametri dei rami della rete	16
Tabella 5. Portate in massa: confronto fra i valori di riferimento e quelli calcolati da Open Modelica	18
Tabella 6. Diametri e lunghezze dei tratti aggiuntivi presenti nella rete completa [14].....	19
Tabella 7. Coefficienti di perdita di carico concentrata per ogni ramo della rete [14]	20
Tabella 8. Portate in massa: confronto fra i valori di riferimento [14] e quelli calcolati da Open Modelica ..	22
Tabella 9. Pressioni: confronto fra i valori di riferimento [14] e quelli calcolati da Open Modelica	23
Tabella 10. Conducibilità termica dei materiali delle tubazioni	25
Tabella 11. Componenti del sistema di acquisizione e controllo della sottostazione.....	40
Tabella 12. Collegamenti dei sensori e degli attuatori nel sistema di acquisizione	42
Tabella 13. Collegamenti degli attuatori al sistema di controllo.....	46
Tabella 14. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 1.....	47
Tabella 15. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 2.....	48
Tabella 16. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 3.....	48
Tabella 17. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 4.....	49
Tabella 18. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 5.....	49
Tabella 19. Condizioni di prova dinamiche.....	50

Sommario

Le esperienze maturate all'estero, in particolare nel Nord Europa, dimostrano che il teleriscaldamento a bassa temperatura e il teleriscaldamento attivo sono soluzioni tecnologiche efficienti, sostenibili e con ridotto impatto ambientale. La presente linea di attività intende effettuare un'analisi su queste tematiche con particolare riferimento al contesto italiano, caratterizzato da interessanti potenziali dal punto di vista climatico e da un'importante presenza del teleriscaldamento in molte regioni. Tali analisi si propongono di fornire elementi utili per futuri investimenti in reti nuove ovvero nella riqualificazione di reti esistenti.

Nel corso della presente annualità è stata fatta un'analisi sulle opportunità e le criticità connesse con il teleriscaldamento a bassa temperatura. Inoltre sono stati confrontati alcuni software idonei a modellare sistemi di teleriscaldamento, ed è stato selezionato il linguaggio Modelica in quanto presenta interessanti caratteristiche per l'analisi del TLR a bassa temperatura, dispone di vaste librerie di componenti, si presta ad analisi multi-fisica a un costo computazionale ritenuto ragionevole. Inoltre è iniziata l'implementazione di un semplice modello in ambiente Matlab® per lo studio parametrico semplificato delle reti di TLR allacciate a distretti urbani al fine di valutare l'impatto della *deep renovation* dei distretti sulle prestazioni della centrale termica e della rete di teleriscaldamento. Tale codice di calcolo in fase di sviluppo e nelle successive versioni permetterà una valutazione tecnica preliminare.

Il secondo obiettivo è collegato allo studio del teleriscaldamento attivo; in particolare, sono stati definiti e pianificati i primi test sul prototipo di sottostazione di scambio termico bidirezionale realizzato nel corso del precedente triennio di Ricerca di Sistema. Il software di controllo e regolazione della sottostazione è stato implementato in ambiente LabVIEW®, sulla base delle logiche già definite in precedenza. Ugualmente si è utilizzato LabVIEW per implementare il sistema di monitoraggio e acquisizione dei dati nei test. Entrambi i software sono stati realizzati sulla base di specifiche ENEA dal Centro Eurac Research che dispone di una infrastruttura sperimentale idonea per i test sperimentali. Le prove della prima campagna sperimentale sono state quindi definite e sono finalizzate alla verifica del corretto funzionamento del prototipo e alla caratterizzazione delle sue prestazioni. Sono state definite prove in regime stazionario e in condizioni dinamiche, queste ultime ottenute dalla combinazione delle configurazioni base, ovvero: utenza soddisfatta dalla rete TLR in modo convenzionale (in condizioni di progetto, di minimo e di massimo fabbisogno termico), utenza soddisfatta dal sistema di generazione locale e sistema di generazione locale che alimenta l'utenza e/o cede calore alla rete TLR. I test, pianificati per il 2020, permetteranno la verifica e la caratterizzazione del prototipo di sottostazione in condizioni operative rappresentative di un uso reale (TRL 6) e forniranno indicazioni circa il suo perfezionamento.

1 Introduzione

Le direttive europee sull'efficienza energetica e sulle fonti rinnovabili pongono l'accento sul ruolo del teleriscaldamento (TLR) per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità energetica e di riduzione dell'uso dei combustibili fossili. Le reti termiche dovranno essere reti efficienti, ovvero – in base all'art. 2 della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica – dovranno usare per almeno il 50% fonti rinnovabili (FER), oppure per il 50% calore di scarto o per il 75% calore recuperato da cogenerazione oppure per il 50% una combinazione delle precedenti. La Direttiva europea 2018/2001/UE sulle fonti rinnovabili (cd. REDII) ha inoltre fornito prescrizioni concrete agli operatori del settore sull'importanza delle reti energetiche efficienti. Infatti l'art. 24 della REDII richiede agli Stati membri di provvedere affinché siano fornite ai consumatori finali informazioni *facilmente accessibili* sulla prestazione energetica e sulla quota di energia da fonti rinnovabili utilizzate nel sistema di teleriscaldamento a cui sono allacciati (coinvolgendoli e rendendoli soggetti attivi e partecipativi nel mercato dell'energia), inoltre rende possibile ai clienti la disconnessione dai sistemi di teleriscaldamento non efficienti o non resi tali entro il 31 dicembre 2025, risolvendo o modificando il contratto al fine di generare in proprio il riscaldamento con l'uso di fonti rinnovabili. Si tratta di una prescrizione che rafforza l'importanza di alimentare le reti di teleriscaldamento facendo ricorso a fonti rinnovabili ovvero a calore di scarto disponibile localmente. In tal contesto, i sistemi di teleriscaldamento a bassa temperatura possono dare un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi comunitari, in quanto la riduzione della temperatura operativa del fluido termovettore nella rete – entro i limiti imposti dai sistemi di riscaldamento e di produzione di ACS degli utenti finali – permette di incrementare la quota di calore distribuito e prodotto da fonti rinnovabili e a calore di scarto, oltre a recuperare la quota parte di calore proveniente dal circuito dell'olio e dell'acqua di raffreddamento dei cogeneratori. A ciò si aggiunga che, in base al comma 4 del citato art. 24 della REDII, i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento sono tenuti a contribuire all'aumento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili o da calore di scarto di almeno un punto percentuale quale media annua per i prossimi dieci anni, rispetto alla quota di energia prodotta dalle stesse fonti nel 2020.

Sul lato della domanda, gli interventi di *deep renovation* su larga scala del parco edilizio – anche quello attualmente allacciato alle reti di TLR esistenti – comporteranno necessariamente una riduzione del fabbisogno di energia richiesto dagli utenti e, auspicabilmente, una diminuzione della temperatura degli impianti di riscaldamento domestici. La combinazione gli obiettivi comunitari sulla produzione di energia da FER e da calore di scarto e la necessità di ridurre i consumi all'utente finale (fattore indispensabile per avere concrete chances di rispettare gli obiettivi comunitari al 2030 su efficienza energetica, utilizzo di FER e riduzione delle emissioni di gas serra), rende attuale e opportuna l'analisi delle reti di teleriscaldamento efficienti a bassa temperatura.

Un'ulteriore soluzione per favorire l'aumento delle fonti rinnovabili nelle reti di TLR è offerta dal teleriscaldamento attivo. Il TLR attivo trasforma l'utente da soggetto passivo a *prosumer* (soluzione consolidata nel settore elettrico ma assente nel settore termico) valorizzando eccessi di produzione oggi non utilizzati. Questa soluzione tecnologica è prevista dall'art. 24 della Direttiva REDII come una possibile opzione per raggiungere i target sulle FER; in particolare il punto b) del comma 4 indica che gli Stati membri assicurano che “i gestori di sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento siano tenuti a connettere i fornitori di energia da fonti rinnovabili e calore e freddo di scarto o a offrire la connessione e l'acquisto di calore e freddo prodotti da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto da parte di fornitori terzi, sulla base di criteri non discriminatori stabiliti dall'autorità competente dello Stato membro interessato, quando hanno uno degli obblighi seguenti: i) soddisfare la domanda di nuovi clienti; ii) sostituire la capacità esistente di produzione di calore o freddo; iii) ampliare la capacità esistente di produzione di calore o freddo.” Anche se i successivi commi 5 e 6 indicano diverse situazioni che possono esonerare i gestori delle reti di TLR dall'obbligo di connessione di terzi, rimane il fatto che il teleriscaldamento attivo è riconosciuto come una possibile soluzione che può contribuire all'aumento dell'uso delle fonti rinnovabili e a un mercato dell'energia maggiormente inclusivo e competitivo. Sicuramente sono da superare diverse criticità di tipo tecnico, soprattutto di bilanciamento idraulico della rete, di scelta delle configurazioni di connessione e di minimizzazione del rischio di “contaminazioni termiche” nella rete di ritorno, ed è necessaria una puntuale regolamentazione da parte delle Autorità competenti.

Riguardo il TLR attivo, le prime applicazioni abbinate a fonti rinnovabili sono state realizzate nei Paesi del Nord Europa a partire dagli anni '80. Attualmente vi sono circa 200 impianti di *solar district heating* (SDH) allacciati alle reti di TLR in 11 Stati europei (principalmente in Svezia, Austria, Germania e Danimarca). La maggior parte di queste realizzazioni sono di tipo centralizzato (tra cui l'impianto di Varese Risorse S.p.A., unico impianto del genere attualmente in Italia), tuttavia vi sono alcuni casi di impianti distribuiti collegati alla rete in modalità di scambio sul posto termico. La connessione a sistemi di teleriscaldamento efficienti può comportare, potenzialmente, una riduzione dei costi del servizio per l'utente. Nel caso del teleriscaldamento attivo, l'utente può cedere alla rete il calore in eccesso rispetto al proprio fabbisogno prodotto dall'impianto termico a fonte rinnovabile (es. solare termico) di sua proprietà, capitalizzando energia che altrimenti sarebbe dissipata (diverse possono essere le opzioni di valorizzazione economica in base ad accordi contrattuali con il gestore della rete).

Sulla base delle analisi sul TLR attivo condotte nel corso del precedente triennio di Ricerca di Sistema, nel corso del presente triennio si intende avviare la sperimentazione sul prototipo di sottostazione termica bidirezionale realizzato al fine di valutarne le prestazioni e i benefici conseguenti al suo collegamento con una rete termica in condizioni di laboratorio. Inoltre, la campagna sperimentale sul prototipo di sottostazione termica bidirezionale intende fornire elementi per valutare la convenienza, anche economica, nei confronti del TLR attivo sia per gli utenti che per i gestori delle reti.

Parallelamente alla possibile apertura delle reti di teleriscaldamento a fornitori terzi di energia e di calore, la forte diffusione delle FER elettriche non programmabili attesa nei prossimi anni – e richiesta dalle direttive europee e dal Piano nazionale per l'energia e il clima recentemente pubblicato nella sua versione finale – offre nuove opportunità di interazione tra le reti elettriche e le reti termiche, ad esempio sfruttando strategie di *power-to-heat* e convertendo in calore l'eccesso di energia elettrica disponibile localmente in determinati periodi dell'anno. Questo aspetto è richiamato al comma 8 del già citato art. 24 della REDII, in base al quale “gli Stati membri impongono ai gestori di sistemi di distribuzione dell'energia elettrica di valutare almeno ogni quattro anni, in collaborazione con i gestori di sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento nei rispettivi settori, il potenziale dei sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento di fornire servizi di bilanciamento e altri servizi di sistema, compresa la gestione della domanda e lo stoccaggio di energia elettrica eccedentaria da fonti rinnovabili e se l'uso del potenziale così individuato sarebbe più efficiente in termini di risorse e di costi rispetto a soluzioni alternative”.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 Analisi SWOT del teleriscaldamento efficiente a bassa temperatura

La valutazione critica del teleriscaldamento efficiente a bassa temperatura non può limitarsi a quelli che sono i vantaggi che lo caratterizzano a una prima vista, ovvero le minori perdite di calore lungo la rete di distribuzione e il maggiore recupero termico in centrale, ma deve valutarne anche le criticità. L'analisi SWOT è uno strumento utile per valutare i pro e i contro di questa tecnologia di grande attualità. SWOT è un acronimo che sta per *Strengths* (punti di forza), *Weaknesses* (punti di debolezza), *Opportunities* (opportunità) e *Threats* (minacce) di un progetto. I punti di forza e di debolezza riguardano l'ambiente interno (l'organizzazione che intende analizzare un determinato progetto e deve prendere una decisione al riguardo) mentre le opportunità e le minacce caratterizzano l'ambiente esterno all'organizzazione. La Figura 1 riporta i risultati dell'analisi SWOT condotta sul TLR efficiente a bassa temperatura.



Figura 1. Analisi SWOT del teleriscaldamento efficiente a bassa temperatura

Come si può notare, i pro e i contro sono diversi e riguardano ambiti energetici, economici, normativi e gestionali. Dal punto di vista energetico, tra i punti di forza si trovano ovviamente l'aumento di efficienza energetica in centrale termica legato a un maggiore recupero potenziale di calore a medio-bassa temperatura (ad esempio dagli scambiatori di olio e acqua di raffreddamento motore nel caso dei cogeneratori) e quindi un minore consumo di combustibile (tipicamente gas naturale) a parità di calore distribuito dalla rete di TLR. Inoltre, come anticipato, rientrano tra i vantaggi le minori perdite di calore nella rete. A tal proposito va evidenziato come il calcolo delle perdite di calore nel sistema di teleriscaldamento non dovrebbe limitarsi alla rete di distribuzione valutando in modo disgiunto la centrale termica (da una parte) e la rete di TLR (dall'altra), bensì la centrale termica e la rete dovrebbero essere considerate entrambe. Infatti, se è vero che nel TLR a bassa temperatura le perdite di calore nella rete sono minori rispetto a una rete tradizionale, è anche vero che, senza una gestione ottimizzata dei generatori di calore, si potrebbe avere una maggiore perdita di calore in centrale e quindi le perdite totali sarebbero uguali. Questa situazione è abbastanza frequente nel caso di cogeneratori, in quanto spesso la produzione elettrica è prioritaria rispetto al recupero termico, e si verifica soprattutto nelle mezze stagioni quando i generatori e i recuperatori di calore funzionano a carico parziale. Connesso a questo ragionamento è il fatto che un aumento della quota di calore recuperata a bassa temperatura nei cogeneratori (circuito di olio e acqua di raffreddamento motore) comporta una diminuzione della produzione elettrica, a parità di calore estratto. Dal punto di vista del gestore dell'impianto questo è generalmente un punto debole perché l'energia elettrica ha un pregio (energetico ed economico) maggiore dell'energia termica. Per lo stesso motivo, particolare attenzione va prestata ai consumi elettrici per il pompaggio del fluido termovettore nella rete. Qualora l'operatività di una rete di TLR a bassa temperatura comporti un aumento delle portate circolanti nella rete, il maggior consumo elettrico per pompaggio potrebbe controbilanciare le minori perdite di calore nella rete (senza considerare l'eventualità di dover aumentare la taglia dei gruppi di pompaggio).

Dal punto di vista economico, se è vero che una rete di teleriscaldamento a bassa temperatura permette di utilizzare materiali e componenti più economici e semplifica la manutenzione rispetto alle reti tradizionali ad acqua surriscaldata, è anche vero che il funzionamento a bassa temperatura richiede scambiatori di calore di maggiori dimensioni e con maggiori superfici di scambio termico, quindi più costosi e ingombranti. Questo aspetto si applica sia agli scambiatori di recupero termico a medio/bassa temperatura in centrale termica (per i cogeneratori e per il recupero del calore di scarto) sia alle sottostazioni di utenza.

Dal punto di vista gestionale, l'assetto attuale delle reti di TLR è tipicamente costituito da un unico operatore che gestisce verticalmente l'intero processo (generazione, distribuzione, vendita del calore), pertanto l'aspetto decisionale è relativamente semplice. Tuttavia, il teleriscaldamento è un settore *capital intensive* che richiede ingenti investimenti per costruire ed adattare le reti, pertanto l'operatore potrebbe avere poco interesse nel modificare il *business-as-usual*, anche perché nel contesto attuale i ricavi dell'attività di teleriscaldamento sono direttamente proporzionali al calore venduto. Un'evoluzione del mercato che comporti una focalizzazione dell'attività (e quindi dei ricavi) sulla gestione della distribuzione e sul bilanciamento della rete potrebbe favorire la diffusione del teleriscaldamento a bassa temperatura e del teleriscaldamento attivo.

Finora ci si è soffermati sui punti di forza e di debolezza. Valutando gli aspetti positivi e negativi legati all'ambiente esterno, si possono sicuramente annoverare tra le opportunità le recenti direttive europee sull'efficienza energetica [1] e sulla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili [2] che riconoscono l'importanza del teleriscaldamento efficiente e prevedono una serie di misure volte a favorirne la diffusione. Inoltre l'attività di regolamentazione del settore in capo all'Autorità per l'energia (ARERA), in base al D.lgs. 4 luglio 2014 n. 102 che recepisce la direttiva sull'efficienza energetica, è un fatto positivo per l'evoluzione del settore in conformità con le disposizioni a livello nazionale e comunitario. La possibilità di accedere ad incentivi statali e locali per la realizzazione e l'ampliamento di reti di teleriscaldamento efficienti (tra cui il Fondo Nazionale per l'efficienza energetica) è sicuramente una leva importante a favore di questa tecnologia, così come la possibilità, negli impianti esistenti, di aumentare il numero di utenti allacciati con un minore impatto sulla taglia dei generatori di calore nel momento in cui aumenta la quota di calore recuperato a media temperatura. Tra le "minacce" di tipo tecnico, quella più rilevante concerne i limiti di temperatura richiesti dai terminali di emissione degli impianti di riscaldamento degli utenti allacciati, che rendono poco

praticabile una rete di TLR a bassa temperatura qualora l'impianto di riscaldamento non sia a bassa temperatura (es. pannelli radianti). Ugualmente critica è la produzione di ACS, soprattutto del tipo centralizzata nei condomini dove tipicamente vi sono accumuli in cui l'ACS è mantenuta a temperature ben superiori a quelle di erogazione (anche per il contrasto alla legionella). In tali casi la temperatura di mandata nella rete di TLR è imposta a valori che non possono scendere sotto un certo limite. Ulteriori criticità riguardano la convenienza di utilizzare fonti rinnovabili, in quanto sono ancora caratterizzate da elevati costi di investimento e da una produzione dipendente dalla stagione, con una resa generalmente inferiore in inverno proprio quando il fabbisogno di calore è maggiore (es. solare termico). Anche per il recupero del calore di scarto si rilevano delle criticità, in quanto spesso i siti industriali che producono calore di scarto sono lontani dai centri urbani e l'allaccio alla rete di TLR richiede importanti opere di allacciamento. Inoltre non sono da trascurare possibili criticità che riguardano gli aspetti contrattuali tra l'azienda che fornisce il calore di scarto e l'operatore della rete di TLR, legati ad esempio a garanzie sulla potenza/energia termica immessa in rete, sul livello di temperatura, sulla qualità del servizio oltre che sulla garanzia del servizio in caso di eventi imprevedibili (es. crisi aziendali).

Una possibile limitazione a un'evoluzione del settore del teleriscaldamento verso nuove configurazioni aperte al mercato è rappresentata dal fatto, già anticipato in precedenza, che ad oggi la filiera è caratterizzata dall'integrazione verticale tra le varie attività, concentrate nelle mani di un unico operatore a livello locale. Questo aspetto è critico soprattutto per l'accesso della rete da parte di soggetti terzi (produttori e utenti prosumer nel teleriscaldamento attivo). Non sono tuttavia da trascurare i benefici conseguenti all'adozione di tecnologie innovative ed efficienti di teleriscaldamento, in termini di valorizzazione dell'immagine aziendale.

Per approfondimenti sul teleriscaldamento a bassa temperatura si rimanda a [3] - [4], mentre una indagine sulle principali realizzazioni a livello internazionale è riportata in [5] - [6].

2.2 Indagine di alcuni software per l'analisi energetica delle reti di teleriscaldamento

Sono stati analizzati alcuni software per lo studio dei sistemi di teleriscaldamento efficienti, che ricadano in due ambiti:

1. pianificazione e valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento;
2. analisi energetica ed idraulica della rete di TLR.

Nel primo ambito rientra HOTMAPS¹: si tratta di un progetto che si propone di sviluppare uno strumento open source a supporto delle autorità locali, delle agenzie energetiche e dei pianificatori di impianti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento in accordo con le politiche energetiche europee. HOTMAPS è stato sviluppato partendo da sette aree pilota europee. A partire dalla prima release di gennaio 2019, il software viene aggiornato con regolarità ogni 3÷4 mesi. Uno dei possibili utilizzi di HOTMAPS è a supporto alla redazione della Valutazione globale sull'utilizzo del calore di scarto in impianti di teleriscaldamento, richiesta agli Stati membri sulla base del Regolamento Delegato UE 2019/826 [7]. In particolare, può fornire supporto nella redazione della parte I (*Overview of heating and cooling*), fornendo dati di default (i dati disponibili si riferiscono al fabbisogno per riscaldamento e raffrescamento, al potenziale di utilizzo delle fonti rinnovabili, all'eccesso di calore prodotto nelle industrie), oltre a mettere a disposizione linee guida contenenti indicazioni sul modo in cui utilizzare i dati di default per la redazione dell'Allegato VIII. Per quanto riguarda la parte III (*Analysis of the economic potential for efficiency in heating and cooling*), sono stati sviluppati vari moduli di calcolo, che consentono di realizzare un'analisi costi benefici. Lo strumento è ancora in fase di sviluppo e, in base a quanto riferito dagli sviluppatori nel corso di contatti diretti intercorsi, a breve saranno resi disponibili nuovi moduli per l'analisi di casi studio selezionati dagli utenti che possono essere caricati nel software partendo da *shape* file e utilizzando codici creati in ambiente Python. Questo strumento risulta quindi utile per la valutazione del potenziale a livello locale di sfruttamento del calore di scarto in abbinamento al teleriscaldamento, mentre per l'analisi energetica ed idraulica delle reti di TLR.

Per quanto riguarda l'analisi energetica delle reti di TLR, nel corso del precedente triennio di Ricerca di Sistema si è utilizzato il software TRNSYS® per l'analisi dettagliata di alcuni scenari di efficientamento di una

¹ <https://www.hotmaps-project.eu/>

rete di TLR, considerando il caso studio dell'Aeroporto di Fiumicino. TRNSYS si è dimostrato adeguato per l'analisi energetica oltre che "leggero" dal punto di vista computazionale, ma ha mostrato limitazioni nella modellazione della rete di distribuzione del calore, in termini di definizione del layout della rete e di analisi idraulica. Infatti nella libreria base dei componenti non è presente un modulo che permette di modellare il moto bidirezionale del fluido nel tratto di tubazione, inoltre TRNSYS non è nato per analisi idrauliche. Pertanto, sulla base di questa esperienza e di un'analisi della letteratura tecnica [8] - [9] - [10], si è deciso di valutare le potenzialità del linguaggio Modelica nella simulazione del funzionamento annuale delle reti di teleriscaldamento a bassa temperatura. Come descritto nella Sezione 2.1, a differenza delle reti TLR tradizionali, le reti LTDH sono caratterizzate da temperature di esercizio che favoriscono, almeno in linea di principio, l'utilizzo di impianti a fonti rinnovabili (es. solare termico). Oltre a essere un ambiente di lavoro nativo multi-fisica in grado quindi di gestire anche problemi idraulici complessi, Modelica dispone di svariate librerie con una vasta scelta di componenti continuamente aggiornati e validati. Gli autori di [8] riportano che Modelica presenta costi di sviluppo minori, maggiori possibilità di modellazione e di post processing rispetto a TRNSYS, di contro il costo computazionale è generalmente superiore. Modelica è un linguaggio ad oggetti distribuito dalla *Modelica Association* per simulare svariati sistemi fisici complessi. Alcune potenzialità che hanno reso Modelica estremamente versatile sono:

- La modellazione dei sistemi multi dominio;
- L'utilizzo di una struttura gerarchica nella costruzione dei sistemi, i quali sono costituiti dai modelli dei singoli componenti, ciascuno dei quali è validato singolarmente. Ciò permette di avere un maggiore controllo sullo sviluppo del modello dell'intero sistema, con un *debug* più veloce ed efficace;
- La modellazione dei sistemi tramite equazioni differenziali ordinarie;
- La possibilità di modellare i sistemi sia per righe di comando che con la tecnica *drag and drop* nell'ambiente di lavoro, semplificando il setup del modello complessivo;
- L'assenza di causalità nelle equazioni: Modelica non recepisce il simbolo "=" in termini di assegnazione ma come uguaglianza concettuale;
- L'ordine delle equazioni non è importante ai fini della risoluzione dell'algoritmo, in quanto Modelica riconosce automaticamente quali siano i parametri e le incognite.

Modelica permette di modellare sistemi complessi appartenenti a diversi ambiti ingegneristici, potendo contare su vaste librerie continuamente aggiornate. Ad esempio, la libreria *Modelica Standard Library* (MSL), la quale è presente di default in tutti gli ambienti di lavoro compatibili, presenta oltre 1600 modelli validati ed utilizzabili nell'ambito di sistemi meccanici, idraulici, elettrici, elettronici e termici complessi.

Esistono diversi software che usano il linguaggio a oggetti Modelica. Tra questi si segnalano il software commerciale Dymola® e il software open source *Open Modelica* (OM). Dymola è un software proprietario sviluppato e distribuito dalla Dassault Systèmes ed è considerato il più avanzato strumento basato sul linguaggio Modelica, in quanto molte librerie sono implementate e validate a partire dal tale software. Open Modelica è sviluppato dall'organizzazione no-profit *Open Source Modelica Consortium*² con l'obiettivo di offrire un software gratuito a supporto di ricercatori e industria. Data la sua diffusione in ambito accademico ed industriale e la possibilità di accedere al codice sorgente, il software si rivela essere uno strumento promettente per indagare le reti di teleriscaldamento; per questo motivo è stato selezionato nel corso della presente annualità. OM è disponibile in tre versioni:

- *Official Release*, comprende i modelli validati e stabili, e può essere utilizzata per scopi applicativi; nell'ambito della presente linea di attività si è utilizzata questa versione.
- *Stable Development*, contiene sia modelli validati e altri ancora da validare (maggiore scelta di componenti);
- *Nightly Build*, pensata principalmente per gli sviluppatori, contiene nuovi modelli ancora da validare.

Al fine di modellare i componenti di una rete TLR, comprese le utenze e le unità di produzione di energia, è stata condotta una ricerca bibliografica per selezionare le librerie gratuite disponibili [11] - [12] - [13]. Le librerie Annex60 e IBPSA risultano utili per modellare questo tipo di sistema e sono compatibili con i modelli presenti in MSL. Le principali librerie di interesse pratico che includono modelli di Annex60 e IBPSA sono:

² <https://openmodelica.org/home/consortium>

AixLib, Buildings, BuildingSystems. In particolare, la libreria “Buildings” contiene modelli utili a simulare il funzionamento ed il controllo dei sistemi energetici negli edifici, sia in condizioni stazionarie che dinamiche, e permette di:

- Costruire rapidamente i modelli, utilizzando i componenti disponibili o creandone di nuovi sulla base di quelli presenti;
- Modellare le condizioni climatiche della particolare località analizzata (richiede file meteorologici in formato TMY3);
- Modellare gli impianti di riscaldamento e condizionamento e i sistemi di distribuzione del calore;
- Modellare edifici e distretti;
- Sviluppare degli algoritmi di controllo dei sistemi implementati.

“Buildings” fornisce i componenti necessari a modellare l’utenza e la rete di teleriscaldamento ma non quelli per modellare le unità di produzione del calore, in particolare il cogeneratore con recuperatori di calore separati per il circuito fumi, acqua di raffreddamento motore ed olio motore. La libreria “AixLib” presenta gli unici due modelli di cogeneratore finora trovati (di cui uno a inseguimento elettrico, mentre l’altro a inseguimento termico o elettrico), tuttavia senza il livello di dettaglio desiderato. La ricerca di un modello adeguato di cogeneratore e di altre tipologie di unità di produzione dell’energia sarà approfondita nel corso della prossima annualità. In bibliografia sono riportati alcuni articoli che dimostrano come il linguaggio Modelica sia sempre più utilizzato per lo studio del teleriscaldamento. Nel corso della presente annualità si è deciso di valutare le potenzialità di OM in un semplice caso studio di piccola rete di TLR.

2.2.1 Validazione di un semplice caso studio con Open Modelica

Al fine di verificare le potenzialità di OM per l’analisi di reti termiche, in termini sia di prestazioni di calcolo che di affidabilità dei risultati, nel corso della presente annualità si è proceduto con l’analisi di un semplice caso studio tratto da [14] di piccola rete di TLR schematizzata in Figura 2. I risultati ottenuti dalla simulazione con OM sono quindi stati confrontati con quelli riportati in [14]. In questa fase, l’interesse è limitato all’analisi idraulica (direzione del moto, portate e perdite di carico), trascurando l’analisi termica. Oltre alla necessità di acquisire dimestichezza nell’uso del software, questa scelta è dettata dall’esigenza di verificare che OM non fosse affetto dalle limitazioni sulla modellazione idraulica della rete sperimentate con TRNSYS.

La Figura 2 rappresenta la sola rete di mandata, la quale è costituita da una centrale termica (nodo 0), dalle utenze (nodi terminali di colore blu) e dalle diramazioni delle tubazioni (nodi intermedi di colore nero); le lunghezze di ciascun ramo sono riportate in Tabella 1, mentre la potenza termica richiesta da ciascuna utenza è riportata in Tabella 2.

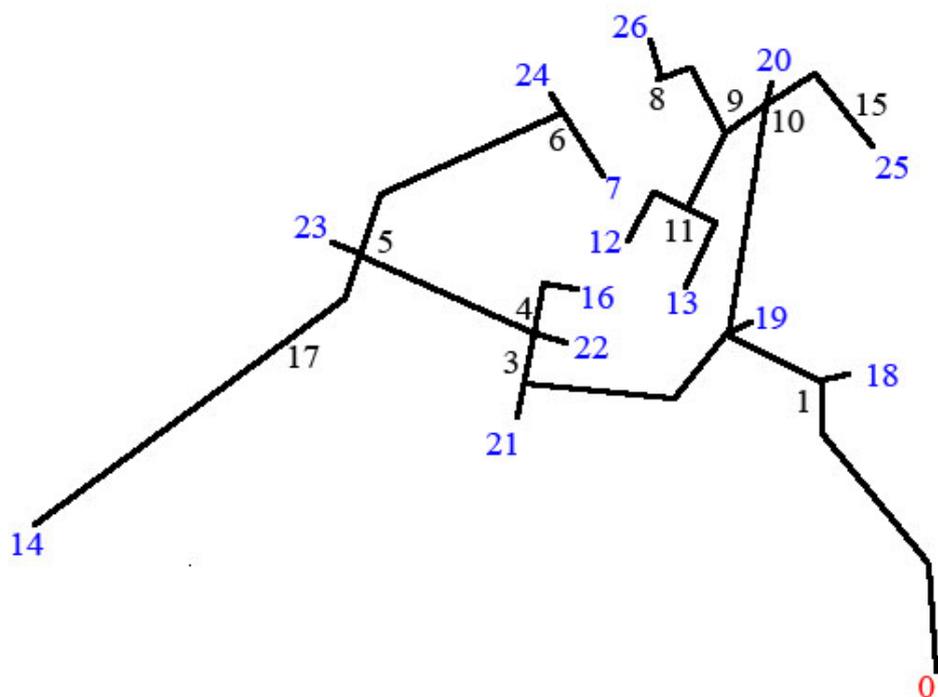


Figura 2. Schema della rete [14]

Tabella 1. Lunghezza dei rami [14]

RAMO [-]	L [m]
0-1	660
1-2	260
2-10	360
2-3	500
3-4	100
4-5	380
5-6	400
6-7	140
8-9	180
9-10	60
9-11	180
11-12	160
11-13	120
5-17	180
4-16	240
10-15	330
17-14	720
1-18	20
2-19	20
10-20	20
3-21	20
4-22	20
5-23	50
6-24	50
15-25	50
8-26	70

Tabella 2. Potenza termica richiesta da ciascuna utenza [14]

UTENZA [-]	Q [MW]
7	5,5
12	6,4
13	7,5
14	7,2
16	18,3
18	3,6
19	13,2
20	8,4
21	0,9
22	13,5
23	16,4
24	7,1
25	4,4
26	6,6

Si ipotizza che la temperatura del fluido in mandata dalla centrale termica sia di 120 °C, mentre quella di ritorno sia pari a 65 °C. Le portate in massa richieste dalle singole utenze sono quindi calcolate con la ben nota equazione:

$$G_i = \frac{Q_i}{c_p \Delta T'}$$

dove G_i è la portata in massa per l'utenza i , Q è la potenza termica, c_p è il calore specifico dell'acqua e $\Delta T' = (120 - 65)^\circ\text{C}$. I valori di portata in massa così calcolati per ogni utenza sono riportati in Tabella 3.

Tabella 3. Portata in massa richiesta da ciascuna utenza [14]

UTENZA [-]	G [kg · s ⁻¹]
7	23,71
12	27,60
13	32,34
14	31,05
16	78,92
18	15,52
19	56,92
20	36,22
21	3,88
22	58,21
23	70,72
24	60,61
25	18,97
26	28,46

Poiché la rete di Figura 2 ha una struttura ad albero, è possibile calcolare le portate in ciascun ramo con l'equazione di conservazione della massa partendo dalla Tabella 3. Al fine di pre-dimensionare i diametri delle tubazioni, si assume una velocità del fluido massima pari a 1,5 m/s per tubi con diametro inferiore a 450 mm e pari a 2,5 m/s per tubi con diametro superiore 450 mm (come riportato in [14]). I diametri di ciascuna tubazione D_i vengono calcolati mediante l'equazione:

$$D_i = \left(\frac{4G_i}{\pi\rho v_i} \right)^{0.5}$$

verificando che l'ipotesi sulla velocità imposta v_i sia rispettata. I diametri calcolati sono utilizzati per la scelta del diametro commerciale più prossimo. Il diametro selezionato per ciascun ramo è riportato in Tabella 4.

Tabella 4. Diametri dei rami della rete

RAMO [-]	D [mm]
0-1	500
1-2	500
2-10	350
2-3	450
3-4	450
4-5	350
5-6	250
6-7	250
8-9	250
9-10	350
9-11	250
11-12	250
11-13	250
5-17	75
4-16	300
10-15	50
17-14	250
1-18	125
2-19	250
10-20	250
3-21	75
4-22	250
5-23	250
6-24	250
15-25	125
8-26	250

Si è quindi implementato in OM il modello della rete ad albero. La condizione al contorno utilizzata è costituita da un vincolo di pressione imposta al nodo 0, coincidente con la centrale termica. Il componente utilizzato (simbolo in Figura 3) impone una pressione costante alla sorgente. È importante osservare che il valore di pressione imposto al nodo 0 per il caso della rete ad albero è arbitrario, poiché i flussi nella rete sono indipendenti da tale valore. Ad ogni modo, il solutore di OM considera anche l'equazione di conservazione dell'energia, quindi è necessario utilizzare al nodo 0 un valore di pressione sufficientemente alto al fine di raggiungere la convergenza del calcolo, ovvero sufficiente a compensare le perdite di carico distribuite nella rete.

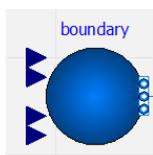


Figura 3. Condizione al contorno utilizzata per modellare il collettore di mandata in centrale termica

Per quanto riguarda le tubazioni, esse sono state modellate tramite l'elemento "pipe" mostrato in Figura 4. Tale elemento consente la bidirezionalità del flusso, ma la sua formulazione trascurava l'accumulo di massa ed energia. Per quanto riguarda la scabrezza, si è utilizzato il valore di default indicato dal software, ovvero $2,5e^{-5} m$, corrispondente ad una tubazione in acciaio liscia. Si evidenzia che, data la conformazione ad albero della rete, tale valore non influisce sul calcolo delle portate nei singoli rami.

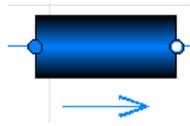


Figura 4. Elemento "pipe"

I collegamenti fra diversi tratti di tubazione sono stati modellati mediante l'elemento "joint" mostrato in Figura 5. Tale elemento costituisce un giunto ideale, ovvero con perdite di carico nulle.

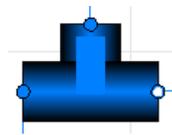


Figura 5. Elemento di giunzione (3 vie)

Infine, poiché la sola rete di mandata è stata analizzata, le utenze sono modellate come flussi di massa imposti mediante l'elemento che impone una portata in massa uscente dalla rete costante, il cui simbolo è mostrato in Figura 6. Lo schema complessivo implementato in OM è riportato in Figura 7.

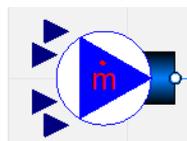


Figura 6. Elemento utilizzato per modellare le utenze

Le portate ottenute in ogni ramo (G_{OM}) sono state confrontate con le portate di riferimento (G_{target}) calcolate considerando l'equazione di conservazione della massa in ciascun nodo. I risultati ottenuti sono riportati in Tabella 5, assieme alla differenza relativa così calcolata:

$$Rel. Err. = \frac{M_{OM} - M_{target}}{M_{target}} * 100,$$

dove M_{OM} rappresenta il valore ottenuto da Open Modelica mentre M_{target} rappresenta il valore di riferimento per il confronto. Come è possibile osservare in Tabella 5, i risultati ottenuti dal OM sono in ottimo accordo con i valori di riferimento.

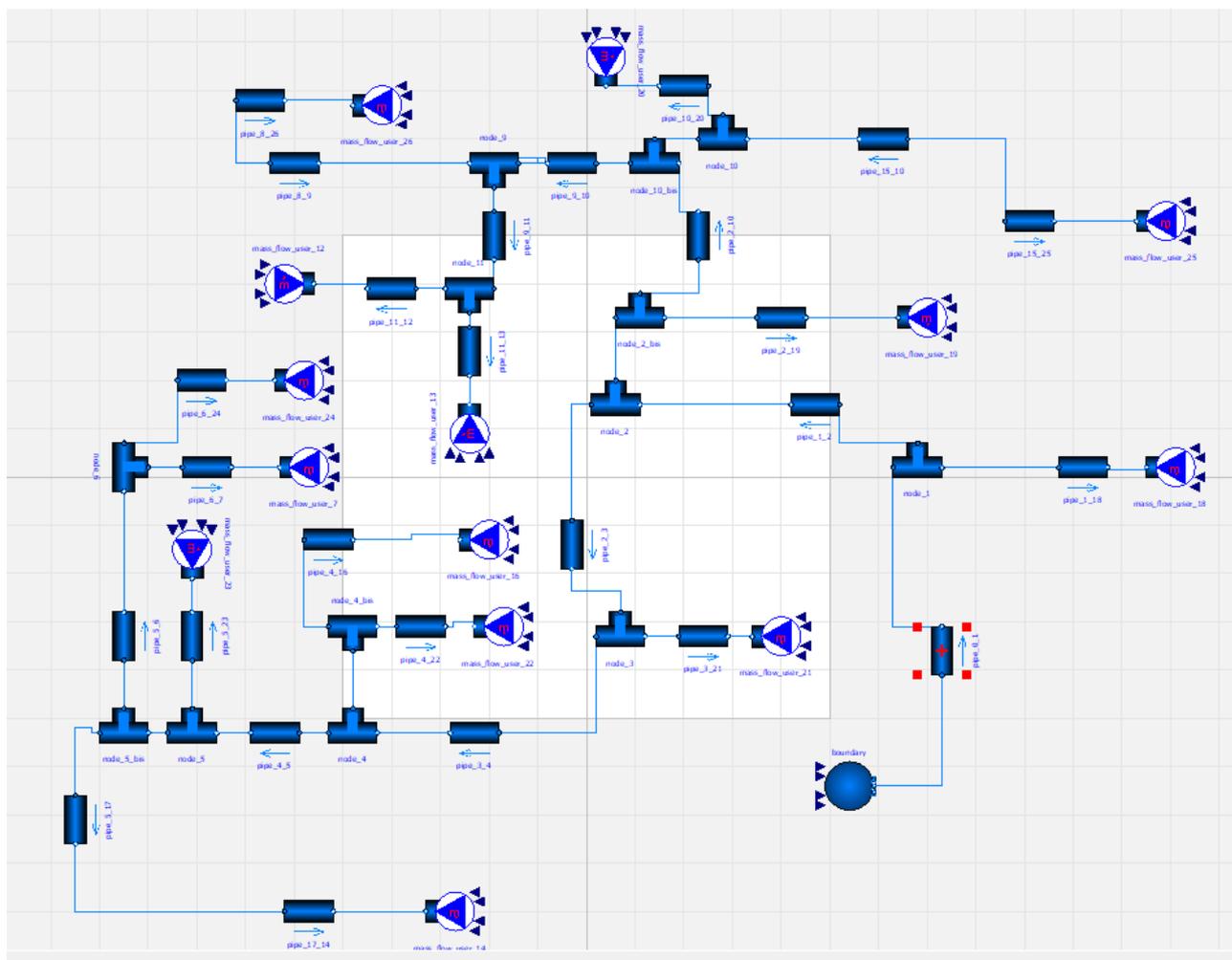


Figura 7. Schema del modello di rete ad albero implementato in Open Modelica

Tabella 5. Portate in massa: confronto fra i valori di riferimento e quelli calcolati da Open Modelica

RAMO [-]	$G_{target} [kg \cdot s^{-1}]$	$G_{OM} [kg \cdot s^{-1}]$	Rel. Err [%]
0-1	513,19	513,13	-0,01
1-2	497,67	497,61	-0,01
2-10	143,60	143,59	-0,01
2-3	293,13	297,10	1,35
3-4	293,25	293,22	-0,01
4-5	156,11	156,09	-0,01
5-6	54,33	54,32	-0,02
6-7	23,71	23,71	0,00
8-9	28,46	28,46	0,00
9-10	88,40	88,40	0,00
9-11	59,94	59,94	0,00
11-12	27,60	27,60	0,00
11-13	32,34	32,34	0,00
5-17	31,05	31,05	0,00
4-16	78,92	78,92	0,00
10-15	18,97	18,97	0,00
17-14	31,05	31,05	0,00

1-18	15,52	15,52	0,00
2-19	56,92	56,92	0,00
10-20	36,22	36,22	0,00
3-21	3,88	3,88	0,00
4-22	58,21	58,21	0,00
5-23	70,72	70,72	0,00
6-24	30,61	30,61	0,00
15-25	18,97	18,97	0,00
8-26	28,46	28,46	0,00

Al fine di analizzare il comportamento di una rete dalla topologia più comune, le cui portate siano ottenibili utilizzando l'equazione di continuità e l'equazione di conservazione dell'energia, nella rete di Figura 2 sono stati aggiunti 3 rami che realizzano delle maglie chiuse, come riportato in Figura 8 (rami in rosso). Le caratteristiche di queste tubazioni in termini di diametro e lunghezza sono riportate in Tabella 6.

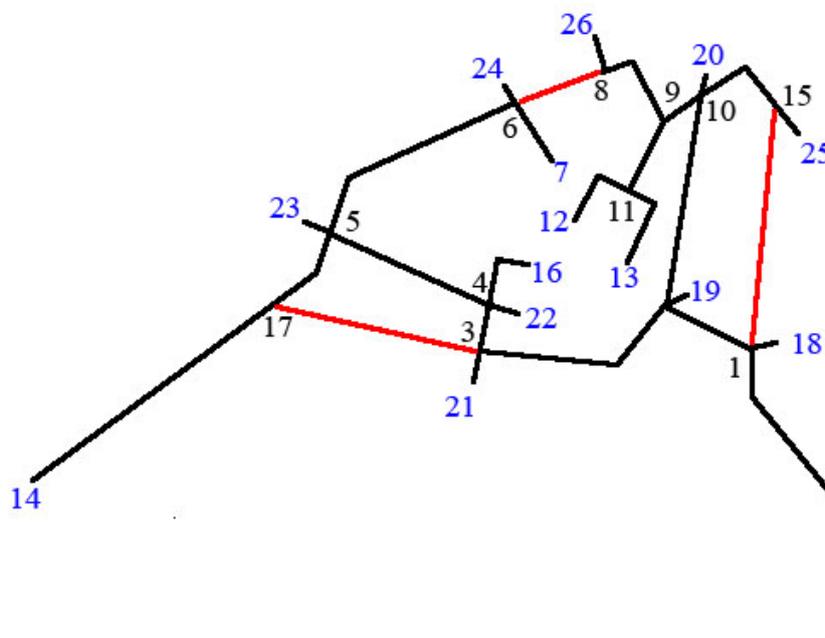


Figura 8. Schema della rete a maglie [14]

Tabella 6. Diametri e lunghezze dei tratti aggiuntivi presenti nella rete completa [14]

RAMO [-]	D [mm]	L [m]
6-8	250	300
1-15	250	380
3-17	250	400

Poiché le portate nei singoli rami dipendono anche dalle perdite di carico, per analizzare la rete in Figura 8 risulta necessario definire correttamente le perdite di carico concentrate e distribuite. Per quanto riguarda le perdite concentrate, esse vengono calcolate come:

$$\Delta p = \beta \rho \frac{v^2}{2},$$

dove Δp è la perdita di pressione, ρ è la densità dell'acqua, v è la sua velocità mentre β è il coefficiente che dipende dalla tipologia di perdita di carico concentrata (es. curve, giunti, valvole). La somma dei coefficienti β è un input di calcolo, poiché dipende dalla forma e dai componenti, ed è riportata in Tabella 7.

Tabella 7. Coefficienti di perdita di carico concentrata per ogni ramo della rete [14]

RAMO [-]	$\Sigma \beta$ [-]
0-1	2.6
1-2	4
2-10	4
2-3	4.3
3-4	4
4-5	4
5-6	4.3
6-7	2
6-8	4
8-9	3.8
9-10	4
9-11	4
11-12	2.9
11-13	2.9
5-17	4.3
4-16	2.9
10-15	4.9
1-15	4
3-17	4
17-14	2
1-18	2
2-19	2
10-20	2
3-21	2
4-22	2
5-23	2
6-24	2
15-25	2
8-26	2

Dal punto di vista modellistico, le perdite di carico concentrate sono implementate tramite l'elemento mostrato in Figura 9, che rappresenta una generica resistenza che calcola la perdita di carico in termini di velocità del fluido (al quadrato) in quel tratto. Tale elemento è stato inserito in ciascun ramo tenendo conto dei coefficienti riportati in Tabella 7.

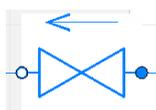


Figura 9. Elemento utilizzato per modellare le perdite di carico concentrate

Per quanto riguarda le perdite di carico distribuite, il testo di riferimento [14] propone di utilizzare un coefficiente di perdita di carico $f = 0,014$. Si osserva che tale coefficiente è funzione della scabrezza ε , che è una caratteristica intrinseca della tubazione, e del numero di Reynolds, che invece caratterizza il flusso. OM calcola f a partire da queste due informazioni per ogni ramo, quindi non è possibile imporre tale coefficiente come input mentre è necessario specificare la scabrezza di ciascuna tubazione. Poiché lo scopo della presente attività è confrontare i risultati ottenuti da OM con i valori di riferimento tratti da [14], si è proceduto in maniera iterativa aggiornando il valore di ε (uguale per tutti i tratti di tubazione) fino a quando il valore di pressione ottenuto al nodo 1 non fosse analogo a quello riportato in [14]. La scabrezza così ottenuta è pari a $\varepsilon = 1,15e^{-4} m$. Lo schema della rete a maglie implementata in OM è riportato in Figura 10. In questo caso,

a differenza della rete ad albero, è importante assegnare una realistica condizione di pressione al nodo 0. Come valore di tentativo iniziale, al nodo 0 è stata imposta una pressione pari a 8 bar.

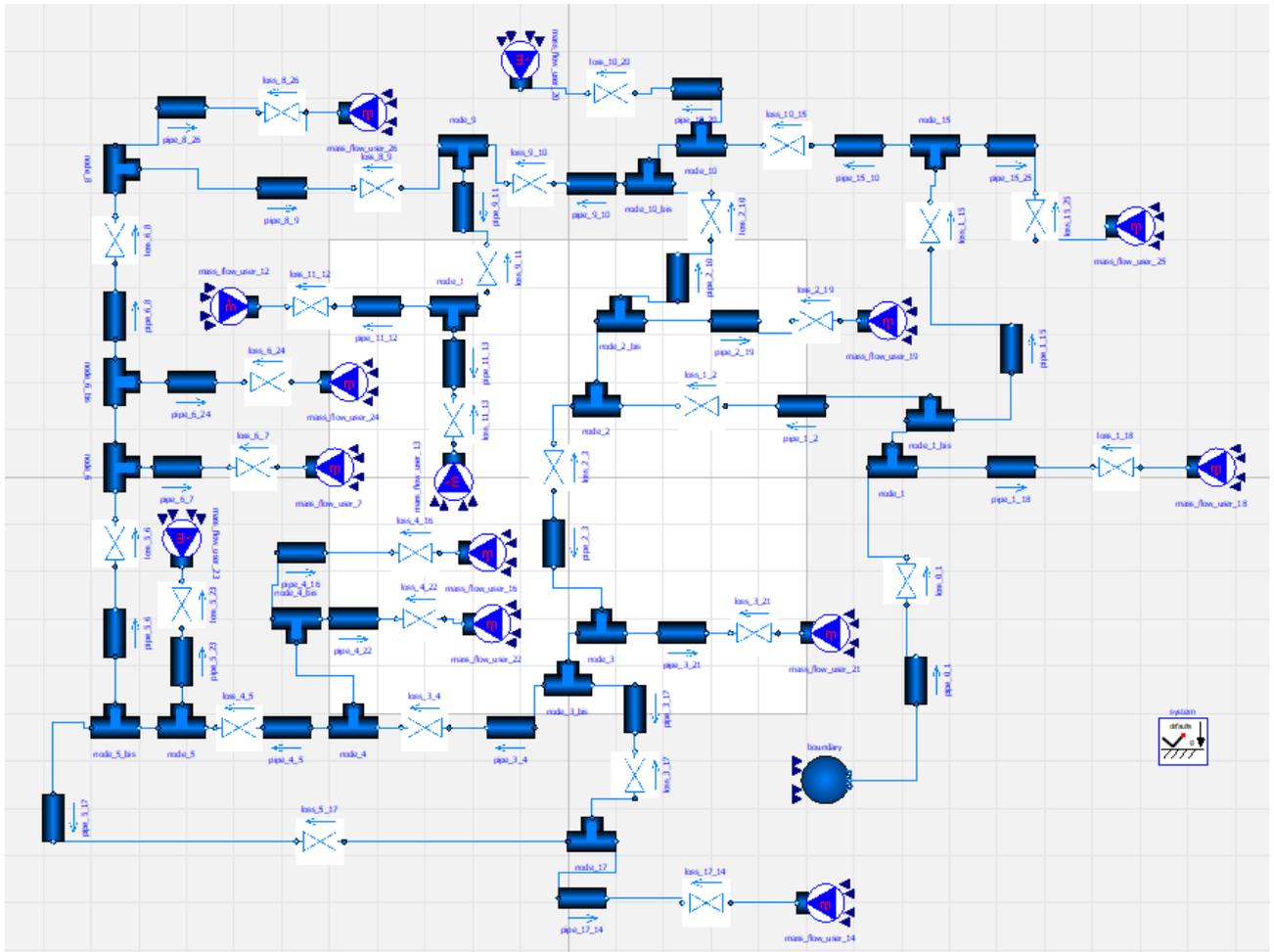


Figura 10. Schema della rete completa implementata in Open Modelica

Le portate ottenute in ciascun ramo (G_{OM}) sono state confrontate con le portate di riferimento (G_{target}) e i risultati ottenuti sono mostrati in Tabella 8. Come è possibile osservare, un buon accordo è stato raggiunto in termini di portate in massa fra i dati ottenuti dal software e quelli di riferimento tratti da [14]. Le differenze maggiori in termini di errore relativo percentuale si osservano nei rami 10-15 e 5-17. In tali rami, però, è stato osservato, tramite il diagramma di Moody, che l'ipotesi di $f = 0,014$ non è verificata, quindi il dato di riferimento non è accurato e non può costituire un confronto appropriato per validare i risultati di OM. A titolo di esempio, si consideri il ramo 10-15 e si utilizzi l'equazione di Swamee-Jain per il calcolo del coefficiente di perdita di carico distribuita:

$$f \cong \frac{0.25}{\left[\log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2},$$

dove Re è il numero di Reynolds e D il diametro della tubazione. Se per il numero di Reynolds si utilizza la portata in massa di riferimento di Tabella 8, ovvero $2,09 \text{ kg/s}$ e la viscosità cinematica dell'acqua, considerata pari a $1,01e^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, il coefficiente f risulta pari $0,0204$ anche inserendo un valore nullo di scabrezza. È possibile ottenere conclusioni del tutto analoghe anche esaminando il ramo 5-17.

In generale, le discrepanze osservate in termini di portate in massa fra valori di riferimento e valori ottenuti con Open Modelica possono essere imputate all'approssimazione del coefficiente di perdita di carico distribuita f , che OM calcola per ogni singolo tratto in base alle condizioni idrauliche ivi presenti.

Analogamente a quanto fatto per le portate in massa, anche le pressioni nodali ottenute da OM sono state sistematicamente confrontate con quelle di riferimento. Il risultato di tale confronto è mostrato in Tabella 9.

Tabella 8. Portate in massa: confronto fra i valori di riferimento [14] e quelli calcolati da Open Modelica

RAMO [-]	$G_{target} [kg \cdot s^{-1}]$	$G_{OM} [kg \cdot s^{-1}]$	Rel. Err [%]
0-1	513,14	513,13	0,00
1-2	476,55	477,09	0,11
2-10	155,87	155,29	-0,37
2-3	263,76	264,88	0,42
3-4	225,80	227,57	0,79
4-5	88,67	90,44	2,00
5-6	20,99	22,10	5,28
6-7	23,72	23,71	-0,04
6-8	33,34	32,22	-3,36
8-9	61,80	60,68	-1,81
9-10	121,74	120,62	-0,92
9-11	59,94	59,94	0,00
11-12	27,60	27,60	0,00
11-13	32,34	32,34	0,00
5-17	3,04	2,38	-21,85
4-16	78,91	78,92	0,01
10-15	2,09	1,55	-25,75
1-15	21,06	20,52	-2,56
3-17	34,08	33,43	-1,92
17-14	31,05	31,05	0,00
1-18	15,52	15,52	0,00
2-19	56,92	56,92	0,00
10-20	36,22	36,22	0,00
3-21	3,88	3,88	0,00
4-22	58,21	58,21	0,00
5-23	70,72	70,72	0,00
6-24	30,62	30,61	-0,03
15-25	18,97	18,97	0,00
8-26	28,46	28,46	0,00

Tabella 9. Pressioni: confronto fra i valori di riferimento [14] e quelli calcolati da Open Modelica

NODO	p_{target} [bar]	p_{OM} [bar]	Rel. Err [%]
0	8,00	8,00	0,00
1	7,24	7,24	0,00
2	6,90	6,89	-0,12
3	6,61	6,59	-0,28
4	6,53	6,51	-0,24
5	6,45	6,41	-0,55
6	6,42	6,38	-0,66
7	6,41	6,36	-0,74
8	6,47	6,44	-0,53
9	6,59	6,56	-0,39
10	6,64	6,62	-0,32
11	6,48	6,44	-0,66
12	6,46	6,41	-0,72
13	6,46	6,41	-0,75
14	6,45	6,40	-0,82
15	7,22	7,21	-0,15
16	6,44	6,41	-0,48
17	6,54	6,51	-0,43
18	7,21	7,20	-0,19
19	6,87	6,87	-0,03
20	6,63	6,61	-0,32
21	6,59	6,56	-0,48
22	6,51	6,49	-0,30
23	6,40	6,36	-0,68
24	6,41	6,37	-0,68
25	7,12	7,09	-0,48
26	6,46	6,43	-0,51

Come è possibile osservare, la pressione nel nodo 1 ottenuta tramite Open Modelica è identica a quella di riferimento. Infatti, come precedentemente indicato, tale nodo è stato scelto per calibrare il valore della scabrezza utilizzato poi in tutti i rami del modello. È possibile concludere che, in termini di pressioni, i risultati ottenuti dal software sono molto simili a quelli di riferimento, essendo la differenza relativa percentuale fra le due sorgenti di dati sempre inferiore a 1% (in valore assoluto).

Pertanto Open Modelica ha dato risultati positivi nell'analisi idraulica del caso studio analizzato. Inoltre, i tempi di calcolo risultano essere accettabili, nell'ordine di pochi minuti (su una macchina a 4 CPUs, 8 GB RAM). Per questi motivi e per la sua caratteristica open-source, il linguaggio Modelica risulta adeguato per l'analisi idraulica delle reti di TLR. Negli sviluppi dell'attività di simulazione con Modelica si intende effettuare un'analisi idraulica ed energetica, selezionando i componenti più idonei a una valutazione globale della rete di TLR.

2.3 Modello Matlab per l'analisi parametrica delle reti di teleriscaldamento

In questa sezione viene descritto il modello Matlab implementato per l'analisi parametrica semplificata di una generica rete di teleriscaldamento. In particolare, il modello nasce con l'intento di analizzare scenari di *deep renovation* dei distretti urbani, che comporta una marcata diminuzione del fabbisogno di energia termica per riscaldamento degli edifici rispetto alla situazione precedente. La riduzione di tale fabbisogno si

traduce in una riduzione della densità termica lineare delle reti (LTD [MWh/m]) la quale rappresenta l'energia distribuita nella rete in rapporto alla sua estensione. La LTD è uno dei parametri principali per le reti di TLR in quanto può essere utilizzata come una prima stima della loro sostenibilità economica. Indicazioni di LTD nelle reti di TLR presenti in Italia sono riportate in [15]. La *deep renovation* offre la possibilità di ridurre le temperature di mandata e di ritorno del fluido termovettore della rete di TLR. Questa riduzione permette di recuperare quantità maggiori di calore nella centrale termica, in particolare andando a sfruttare le fonti di calore solitamente dissipate in quanto caratterizzate da livelli termici non compatibili con il funzionamento della rete di TLR nella situazione preesistente. Ad esempio, considerando un gruppo cogenerativo con motori a combustione interna si può ipotizzare di avere livelli termici della rete di TLR compatibili con il recupero dai circuiti di raffreddamento di acqua ed olio motore. Inoltre, livelli termici più bassi nella rete di TLR possono esseri utili ad ottenere un maggior apporto termico tramite fonti di energia rinnovabili, come ad esempio il solare termico. Di contro, un eccessivo abbassamento delle temperature di mandata e di ritorno nella rete può causare un aumento considerevole delle portate e quindi eccessive velocità del fluido termovettore e, in ultima analisi, potenze di pompaggio eccessive.

In questo contesto, risulta dunque molto interessante capire come una diminuzione di LTD influisca sulle caratteristiche globali una rete TLR preesistente, con lunghezza e diametri fissati. Contestualmente, si analizza l'effetto dell'abbassamento della differenza di temperatura mandata-ritorno. Pertanto, i parametri utilizzati nel modello implementato sono:

- Densità termica lineare (LTD);
- Estensione della rete (L);
- Differenza di temperatura mandata-ritorno (ΔT).

Al fine di effettuare uno studio parametrico sono state introdotte le semplificazioni riportate di seguito:

- Diametro unico su tutta la rete per rami di mandata e di ritorno;
- Lunghezza della rete invariata tra mandata e ritorno.
- Flusso turbolento completamente sviluppato nelle tubazioni;
- Perdite di carico concentrate non analizzate esplicitamente;
- Proprietà costanti del fluido termovettore. Il fluido termovettore considerato è acqua con le seguenti proprietà fisiche: densità $\rho = 971,8 \text{ kg/m}^3$, calore specifico a pressione costante $c_p = 4182 \text{ J/(kgK)}$, viscosità $\mu = 8,9 \cdot 10^{-4} \text{ Pa s}$, conducibilità termica $k = 0,6406 \text{ mW/(m} \cdot \text{K)}$.

La potenza dissipata dal fluido termovettore verso l'ambiente esterno viene calcolata sulla base della resistenza termica assegnata (R). In particolare, la dissipazione per unità di lunghezza viene calcolata come:

$$q = \frac{\Delta T}{\sum R}$$

Considerando tubi standard è possibile individuare tre strati di materiale (acciaio pareti tubature, isolante termico, rivestimento esterno) più ovviamente il terreno in cui sono posate le tubature. Data la tipologia di tubo (diametro e isolamento) è possibile calcolare la resistenza termica. La resistenza dello strato i -esimo della tubazione viene calcolata in maniera semplificata come:

$$R_i = \frac{1}{2\pi\lambda_i} \ln \frac{d_{ext}}{d_{int}}$$

dove λ_i è la conducibilità termica del materiale mentre d_{ext} e d_{int} rappresentano rispettivamente il diametro esterno e quello interno dello strato di materiale considerato. La tabella seguente riporta i valori di conducibilità utilizzati per i tubi considerati.

Tabella 10. Conducibilità termica dei materiali delle tubazioni

Strato	Materiale	λ [W/(m·K)]
1	Acciaio	17
2	Isolante	0,026
3	Guaina plastica	0,2

Alla resistenza termica della tubazione va aggiunto il contributo del terreno e della tipologia di posa utilizzata. Per il presente studio, è stata ipotizzata una semplice posa interrata con tubi di mandata e ritorno dello stesso diametro. Lo strato di copertura ipotizzato è pari a $H = 0,6$ m mentre la conducibilità del terreno è $\lambda_E = 1,2$ W/mK e la resistenza è stimata in maniera semplificata con la seguente relazione:

$$R_E = \frac{1}{2\pi\lambda_E} \operatorname{acosh} \frac{2H}{D_E}$$

dove D_E è il diametro della tubazione a contatto con il terreno. La resistenza termica complessiva è formata dalla somma dei tre strati della tubazione a cui è aggiunta la resistenza del terreno.

L'approccio semplificato è stato validato utilizzando i dati riportati in un catalogo di tubi commerciali per teleriscaldamento [16] per tre diametri: DN100, DN250 e DN500. I grafici in Figura 11 mostrano gli andamenti nominali della dispersione termica al variare della temperatura di esercizio T_B .

In questa fase si sono considerate reti con tre lunghezze differenti - $L = 1$ km, 10 km, 100 km - LTD variabile tra 0,1MWh/m e 5MWh/m e ΔT variabile tra 20°C e 50°C, fissando la temperatura minima di ritorno di 45 °C. Al fine di ottenere velocità plausibili del fluido termovettore nella rete, si è utilizzato come riferimento DN100 per la rete più corta ($L=1$ km), DN250 per la rete intermedia ($L=10$ km) e DN500 per la rete più estesa ($L=100$ km). L'obiettivo di questa prima analisi è stimare, al variare dei parametri sopra citati, la portata della rete \dot{m} , la potenza elettrica di pompaggio P_E , la potenza termica dissipata Q_{diss} e la potenza termica richiesta in centrale $Q_{centrale}$.

L'analisi parte dalla ripartizione giornaliera della LTD utilizzando una distribuzione normalizzata giornaliera ϕ funzione della temperatura esterna media giornaliera della località in maniera tale da stimare la potenza termica media giornaliera richiesta dalle utenze allacciate. Questa prima analisi si è limitata a considerare il giorno di massimo carico ϕ_{max} ; la potenza richiesta dalle utenze è calcolata come:

$$Q_{utenze} = LTD \cdot L \cdot \phi_{max}$$

Una volta nota Q_{utenze} è necessario calcolare Q_{diss} per ottenere la potenza complessiva richiesta in centrale $Q_{centrale}$. La potenza dissipata è funzione della dissipazione per unità di lunghezza oltre che della differenza di temperatura $\Delta T = T_{in} - T_{ret}$, della lunghezza della rete L e della temperatura del terreno T_E considerata pari a 10 °C:

$$Q_{diss} = \frac{T_{in} - T_E}{R} \frac{L}{2} + \frac{T_{ret} - T_E}{R} \frac{L}{2}$$

Una volta calcolate le potenze termiche è possibile determinare la portata del fluido termovettore:

$$\dot{m} = Q_{centrale} / (c_p \Delta T)$$

e la velocità media (w) nella rete di distribuzione. Quest'ultima, insieme alla rugosità superficiale dei tubi ($\epsilon = 0,045$ mm), permette la caratterizzazione delle perdite di carico tramite le equazioni di Colebrook e di Darcy-Weisbach. Infine, note le perdite di carico è possibile calcolare la potenza elettrica di pompaggio P_E assumendo un rendimento medio pari a 0,70.

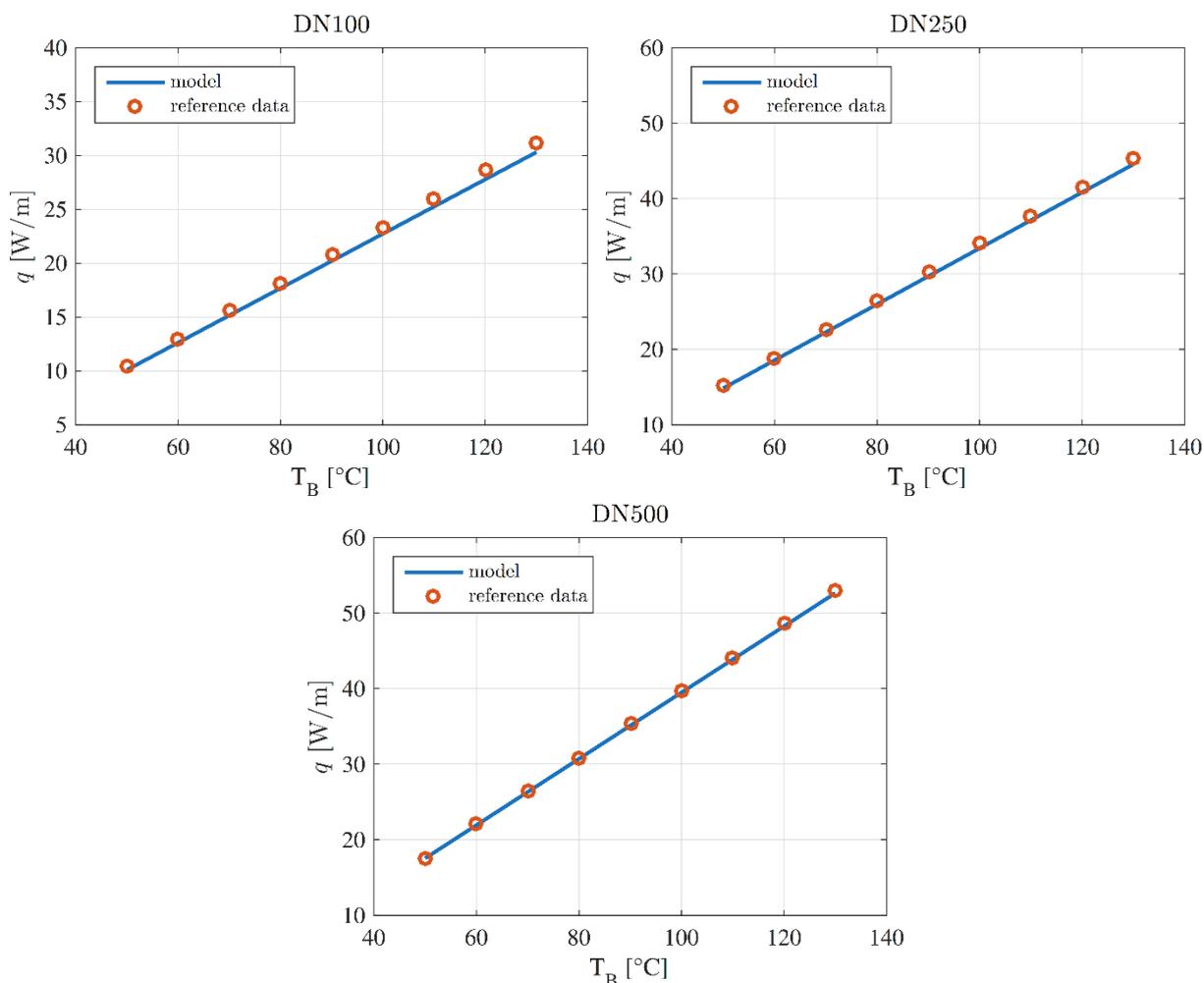


Figura 11. Calcolo delle dispersioni termiche per tre diversi diametri e confronto con dati da catalogo

La struttura dei dati gestiti dal codice Matlab consiste in una matrice a quattro dimensioni per la generica variabile di interesse $\sigma = \sigma(i, j, k, d)$ con i quattro indici che rappresentano rispettivamente i valori di L , ΔT e LTD considerati dallo studio parametrico mentre d è un indice che tiene conto dei 365 giorni per la distribuzione ϕ . Pertanto, nella prima analisi i cui risultati sono presentati in questa sezione, i risultati presentano una struttura bidimensionale in quanto vengono ottenuti a parità di L e solo per il giorno di massimo carico.

Figura 12 e Figura 13 mostrano come, all'aumentare della LTD, la potenza in centrale e la portata di fluido termovettore aumentino in maniera lineare. Come facilmente intuibile dalle relazioni prima mostrate, l'effetto di un aumento del ΔT è di aumentare $Q_{centrale}$ a parità di LTD e contestualmente di diminuire la portata. È importante ricordare che ad ogni estensione delle reti corrisponde un opportuno diametro nominale delle tubazioni in maniera tale da ottenere delle velocità accettabili del fluido termovettore nella rete. In particolare, nei casi presentati la velocità risulta essere sempre inferiore a 1 m/s. La potenza per il pompaggio, calcolata tramite il rendimento citato in precedenza è riportata in Figura 14 per le tre lunghezze considerate. La suddetta figura mostra innanzitutto i diversi valori di potenza di pompaggio richiesti per reti differenti, che vanno da pochi kW per $L = 1$ km a qualche MW per $L = 100$ km. È possibile inoltre osservare come l'effetto del ΔT sia più importante per valori elevati di LTD e, in ogni caso, la P_E risulti inferiore a ΔT maggiori.

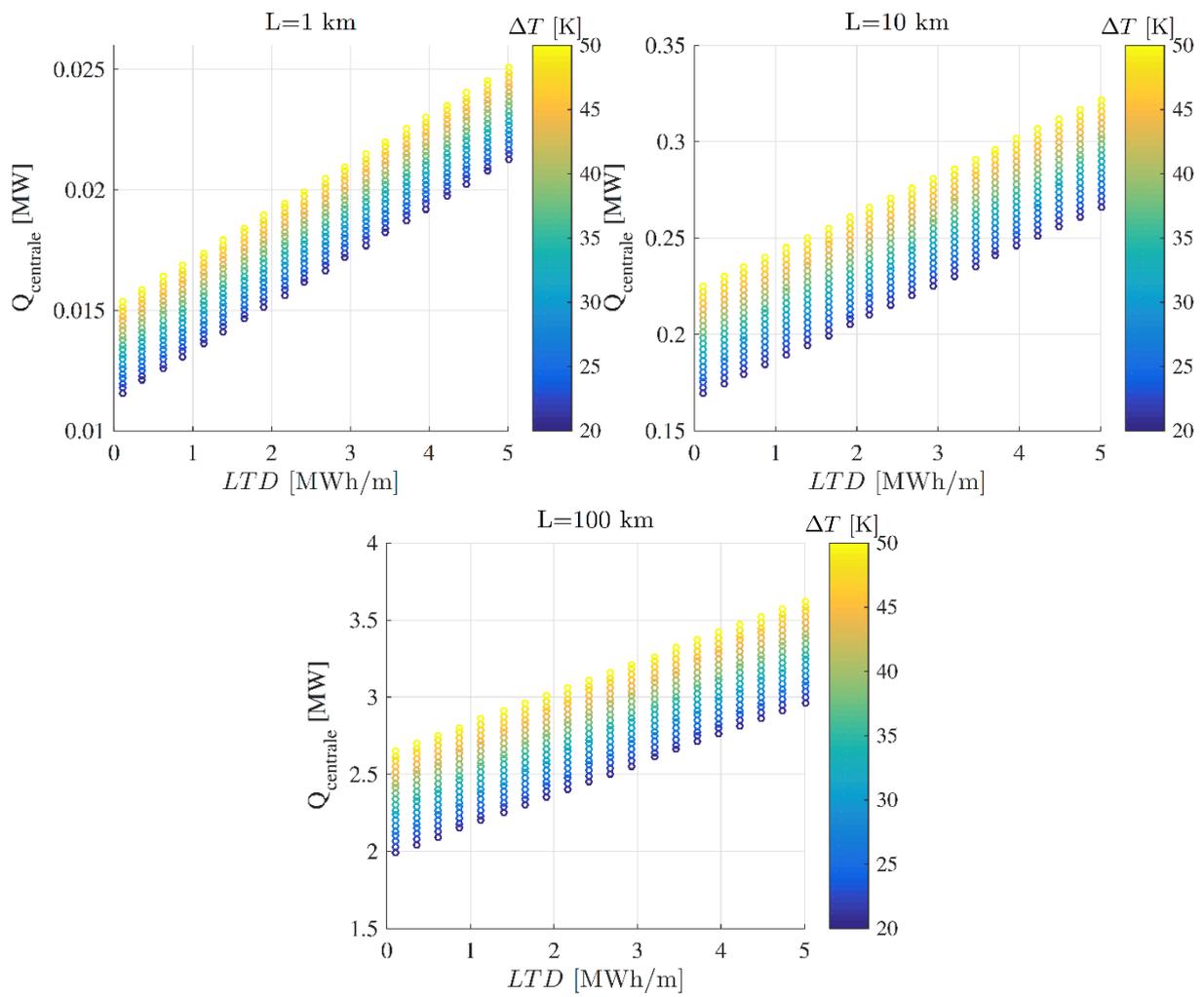


Figura 12. Potenza termica in centrale per tre estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno

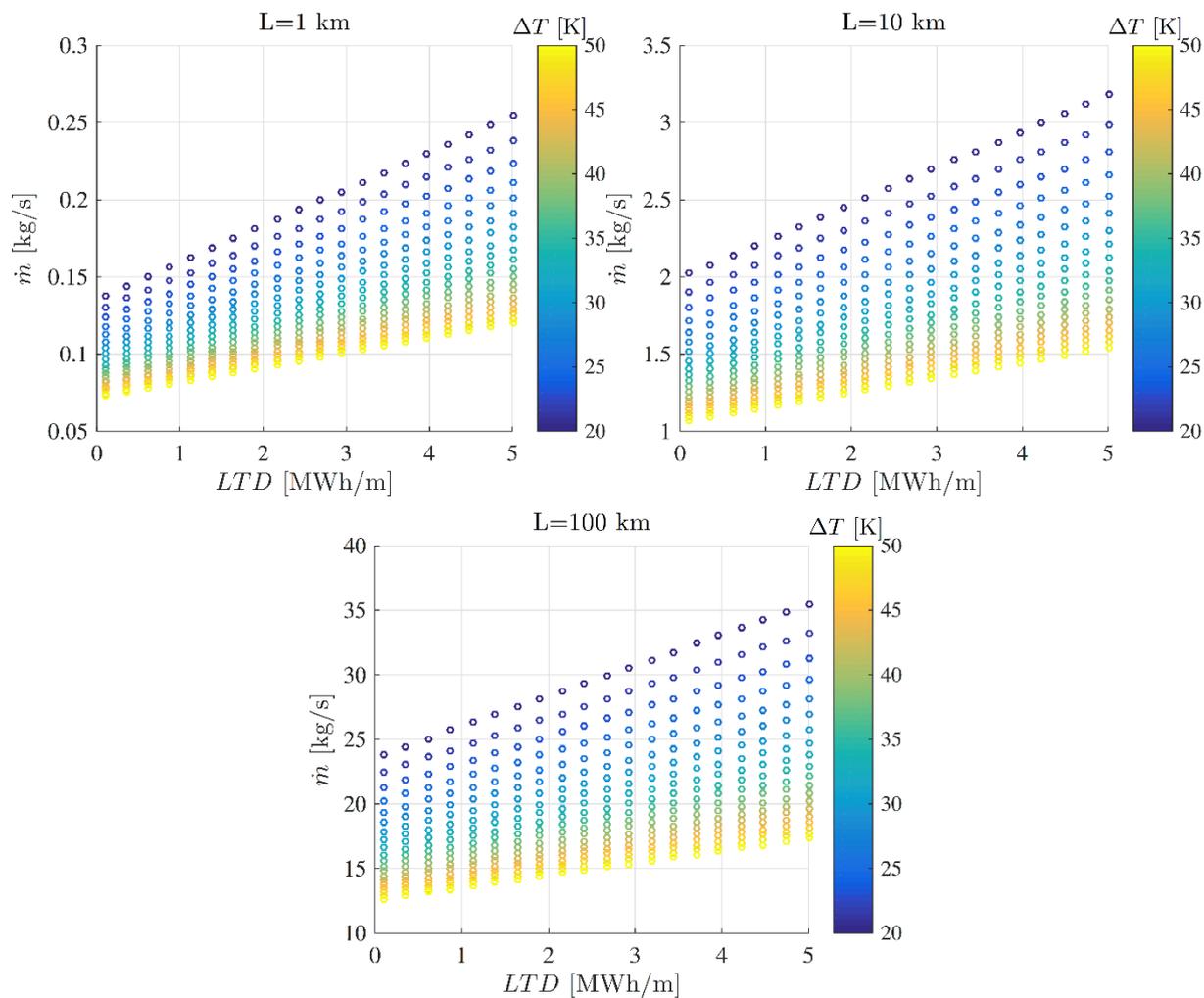


Figura 13. Portata di acqua nelle tubazioni per tre diverse estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno

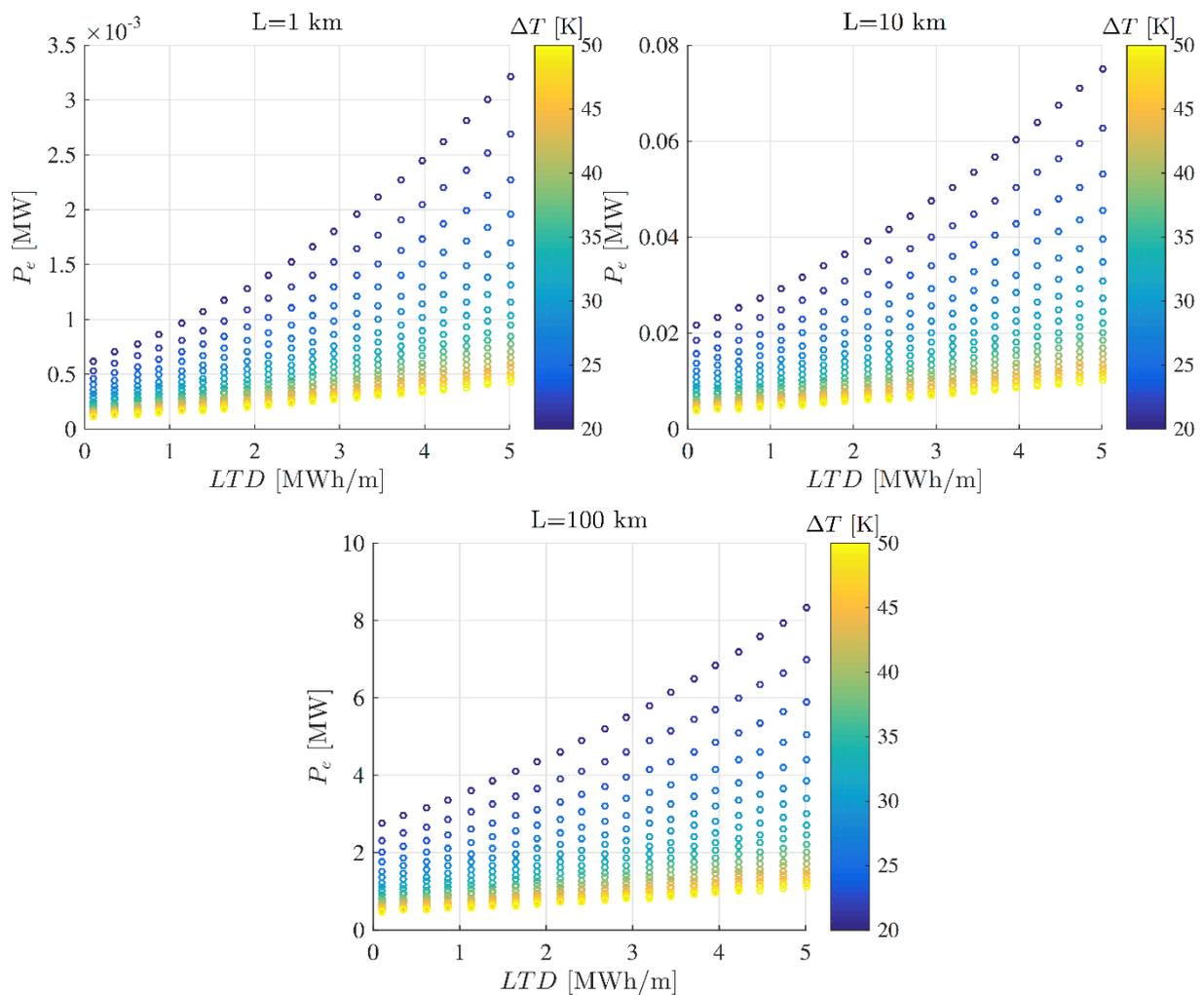


Figura 14. Potenza elettrica per il pompaggio necessaria per tre diverse estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno

La percentuale di potenza termica dissipata nella rete in funzione dell'estensione della rete, al variare dei parametri considerati, è calcolata tramite la seguente relazione:

$$\alpha = (Q_{diss}/Q_{centrale}) \cdot 100$$

È possibile osservare lo stesso trend in tutti e tre i grafici proposti in Figura 15, seppur più marcato per le reti meno estese, con la α che diminuisce all'aumentare della LTD. L'abbassamento del ΔT porta a minori dissipazioni a parità di LTD, con un effetto che viene amplificato con l'aumentare del valore di LTD. Questo vantaggio nell'abbassare il ΔT va ovviamente confrontato con il conseguente aumento della P_e . Un possibile approfondimento di questo aspetto potrebbe essere una analisi exergetica dello studio parametrico proposto per poter confrontare la P_e e Q_{diss} sullo stesso piano.

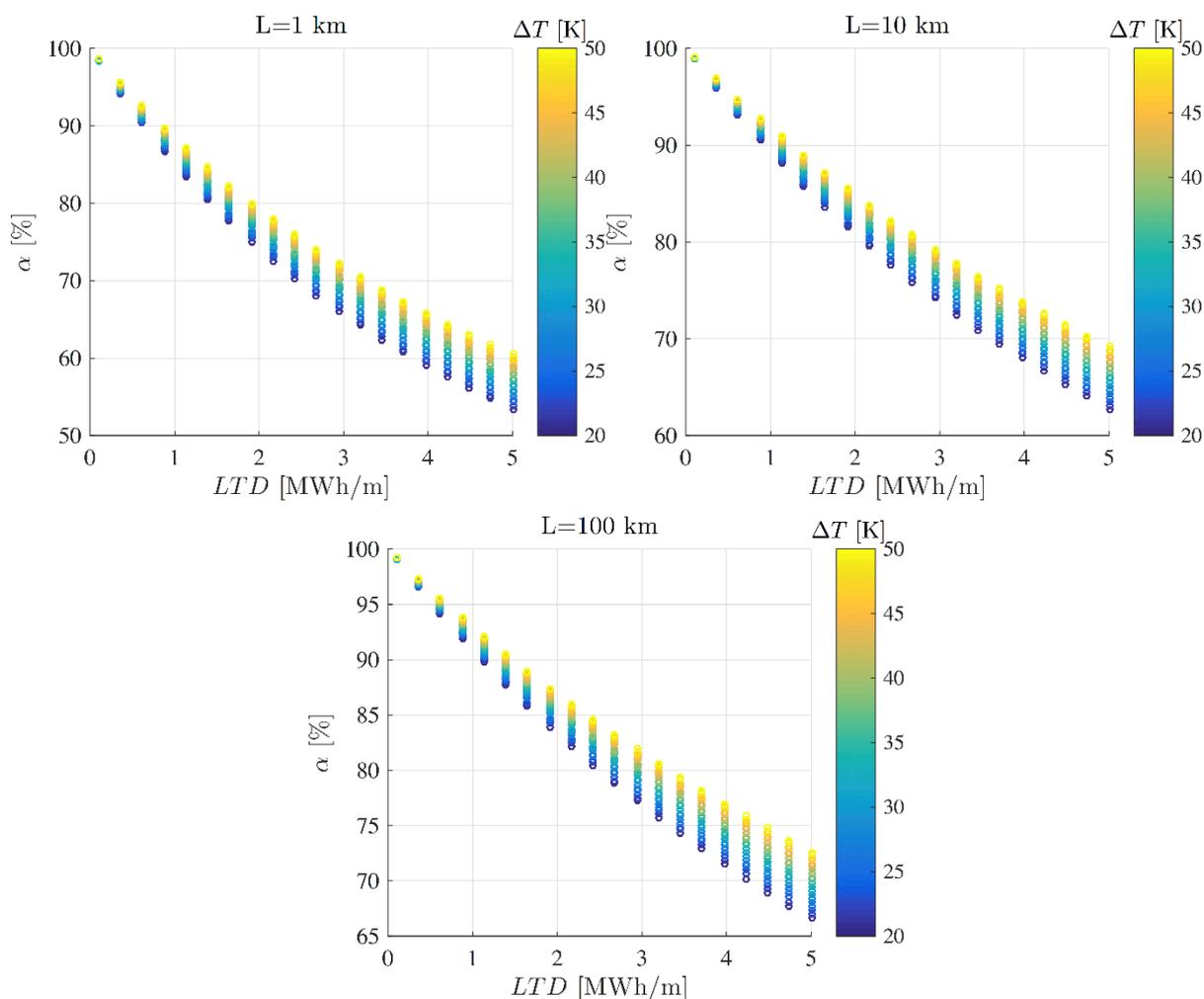


Figura 15. Percentuale di potenza termica dissipata nella rete per tre diverse estensioni della rete in funzione di LTD e di ΔT mandata-ritorno

Una seconda analisi parametrica è stata svolta considerando una rete con LTD = 2 MWh/m e lunghezza variabile tra 1 km e 500 km. I valori di temperatura considerati sono del tutto analoghi allo studio precedente così come i modelli impiegati per modellare i vari contributi. Inoltre, anche in questo caso viene preso in considerazione solo il giorno di maggior carico termico medio. A differenza dell'analisi precedente, in cui le caratteristiche geometriche del tubo utilizzato per ogni estensione erano fissate in input, in questo caso la scelta del tubo con diametro nominale opportuno si basa su una valutazione diretta della velocità del fluido termovettore. Infatti, a parità di LTD come in questo caso, un incremento di lunghezza della rete comporta un incremento della portata e di conseguenza un aumento della velocità delle tubazioni. Risulta dunque necessario valutare caso per caso che la velocità del fluido termovettore non assuma dei valori eccessivamente elevati.

Sulla base di queste considerazioni, il codice permette di selezionare automaticamente il diametro della tubazione a seconda della velocità risultante. Considerando un valore soglia di riferimento per la velocità di $w^* = 0.5 \text{ m/s}$, se $w > w^*$ il codice aumenta automaticamente il diametro. Le caratteristiche geometriche di vari tubi sono memorizzate in un file di input al modello. Questa funzionalità del codice consente di studiare parametricamente l'effetto della lunghezza della rete limitando in automatico la velocità del fluido termovettore e quindi la potenza elettrica di pompaggio.

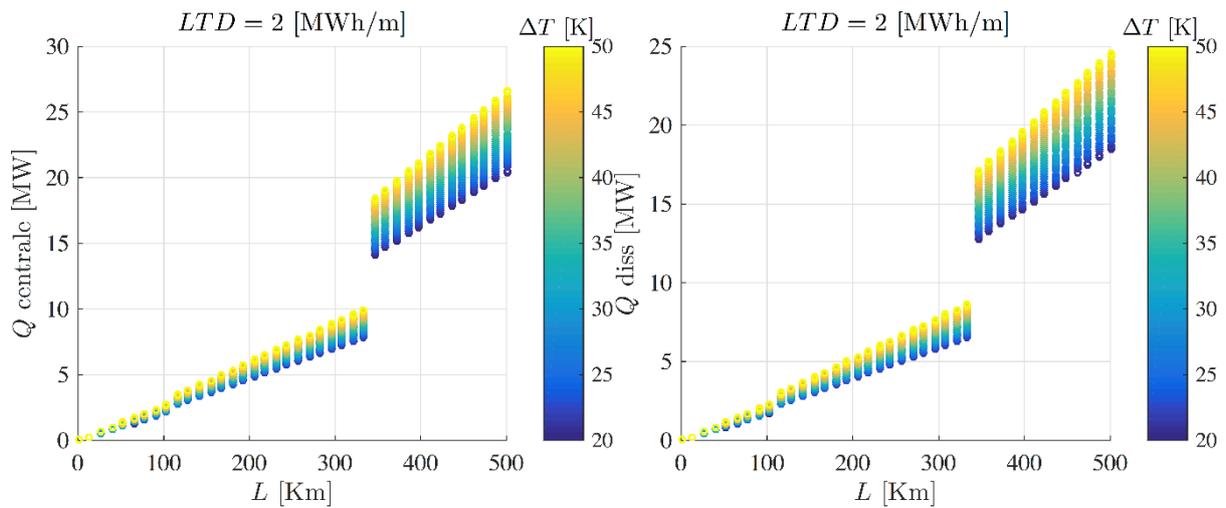


Figura 16. Potenza termica necessaria in centrale e perdite di calore in una rete con LTD = 2MWh/m in funzione dell'estensione della rete L e della ΔT mandata-ritorno

La Figura 16 riporta l'andamento della potenza termica in centrale e della potenza dissipata in funzione della lunghezza della rete. Entrambe le potenze aumentano con L mostrando delle discontinuità negli andamenti causate dal brusco passaggio ad un nuovo DN per la tubazione in virtù di un valore di velocità fuori dall'intervallo prestabilito. Si nota come il passaggio da una tubazione DN250 ad una DN500 (intorno a $L=100\text{km}$) siano molto meno brusco in termini di valori risultanti di potenza termica rispetto al passaggio da DN500 a DN1000. Inoltre, è facilmente osservabile come le reti di piccola estensione siano molto meno sensibili, in termini assoluti, alle variazioni di ΔT . La portata e la potenza elettrica richiesta per il pompaggio del fluido termovettore sono mostrate in Fig. 17. La portata in massa segue lo stesso andamento delle potenze termiche rispetto all'estensione della rete e ovviamente diminuisce all'aumentare del ΔT . La risultante P_E mostra un andamento più complesso dove i passaggi da un DN al successivo sono evidenti. Si noti che sono stati mostrati solo valori di P_E inferiori ad un valore soglia di 30 MW.

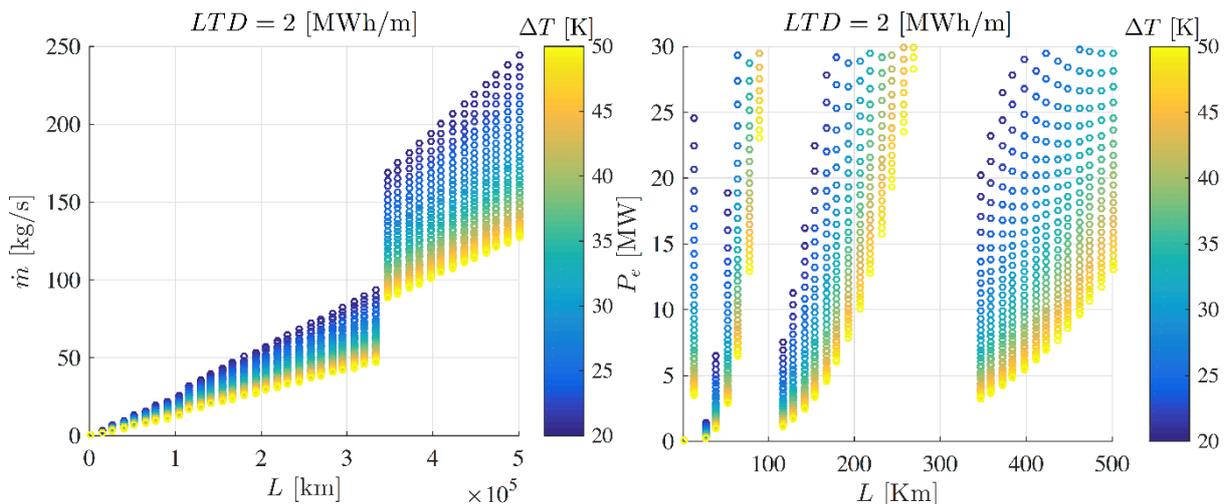


Figura 17. Portata in massa e potenza elettrica di pompaggio del fluido termovettore in una rete con LTD = 2 MWh/m in funzione dell'estensione della rete L e della ΔT mandata-ritorno.

A valle di queste due analisi preliminari in cui si è andato ad analizzare solo il giorno di massimo carico della distribuzione considerata, viene ora considerato un caso in cui viene presa in considerazione l'intera distribuzione. Si andranno pertanto ad analizzare le medie degli output di interesse e in particolare l'effetto della diminuzione di LTD da 2,5 a 0,5 MWh/M su una rete di estensione $L = 10$ km e con tubazioni DN100.

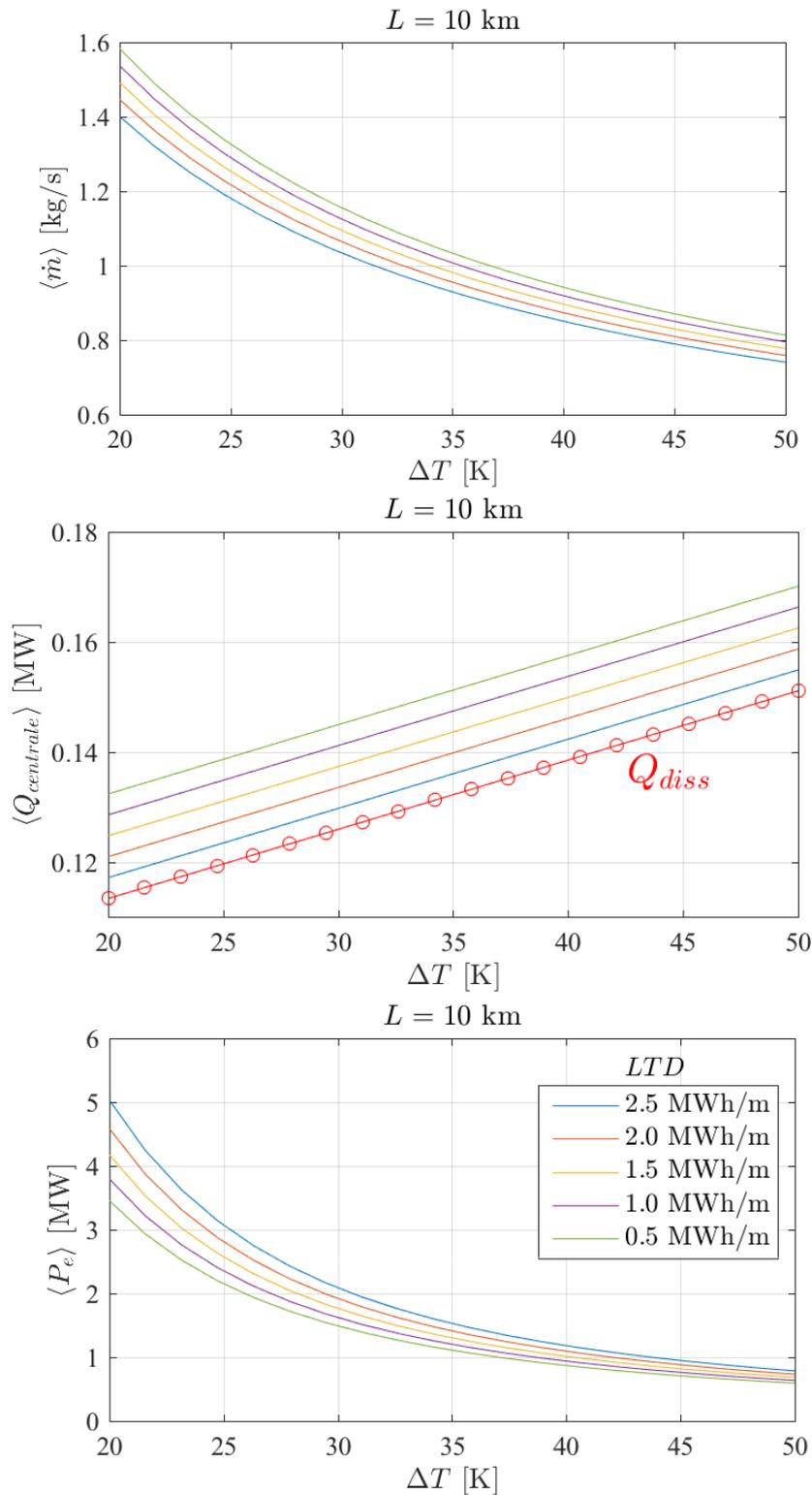


Figura 18: Medie della portata, della potenza termica richiesta in centrale e della potenza elettrica richiesta per il pompaggio dell'acqua al variare della ΔT mandata-ritorno e di LTD.

La Figura 18 riporta i risultati dell'analisi in termini di valori medi sulla distribuzione annuale. Il primo plot della figura mostra come la portata diminuisca con la minor richiesta di potenza termica della rete (diminuzione di LTD) e con l'aumentare della differenza di temperatura mandata-ritorno. Il secondo plot mostra invece la media della potenza termica richiesta in centrale confrontandola con la potenza termica dissipata, che per le assunzioni ed ipotesi semplificative del presente modello non varia con la LTD, a parità di ΔT del fluido termovettore nella rete. La $Q_{centrale}$ diminuisce LTD avvicinandosi a Q_{diss} . Infine, il terzo plot riporta la P_E , dove si nota come questo output sia molto più sensibile alle variazioni di LTD quando vengono considerati dei ΔT bassi. Infatti, per ΔT che tendono al valore massimo considerato di 50 °C la P_E assume valori confrontabili tra i vari LTD considerati.

A valle di queste analisi preliminari, ulteriori studi parametrici verranno effettuati andando ad analizzare possibili scenari di interesse pratico. Inoltre, sarà implementato un modulo per calcolare i contributi di energia provenienti dai recuperi termici in centrale. Questo upgrade consentirà di valutare il potenziale utilizzo di recuperi come ad esempio quello effettuabile dai circuiti di raffreddamento olio nei motori a combustione interna di un gruppo cogenerativo.

2.4 Prototipo di sottostazione di scambio termico bidirezionale per teleriscaldamento attivo

Il prototipo di sottostazione di scambio termico bidirezionale per teleriscaldamento, realizzato nel corso del precedente triennio di Ricerca di Sistema, è un assemblato in grado di scambiare il calore sia con la rete TLR (scambio termico convenzionale) sia con un sistema di generazione "distribuito", che potrebbe essere assimilato a un impianto solare termico o a un micro-cogeneratore. Il prototipo è equipaggiato con diversi sensori (meglio dettagliati più avanti) per monitorare e registrare i flussi energetici, oltre a diversi attuatori per il controllo delle grandezze di funzionamento e il rispetto dei settaggi. In Figura 19 è riportato uno schema della sottostazione con l'indicazione della strumentistica installata e il suo posizionamento nell'assemblato. La sottostazione è stata costruita per poter essere installata all'esterno, essa infatti è dotata di un telaio di contenimento resistente agli agenti atmosferici, come mostra la Figura 20 nella quale sono anche visibili il quadro elettrico e i collegamenti elettrici cablati. Una vista interna della sottostazione è mostrata in Figura 21, dove si vedono i tubi coibentati, gli scambiatori di calore a piastre (anch'essi coibentati), i flussimetri e i vasi di espansione.

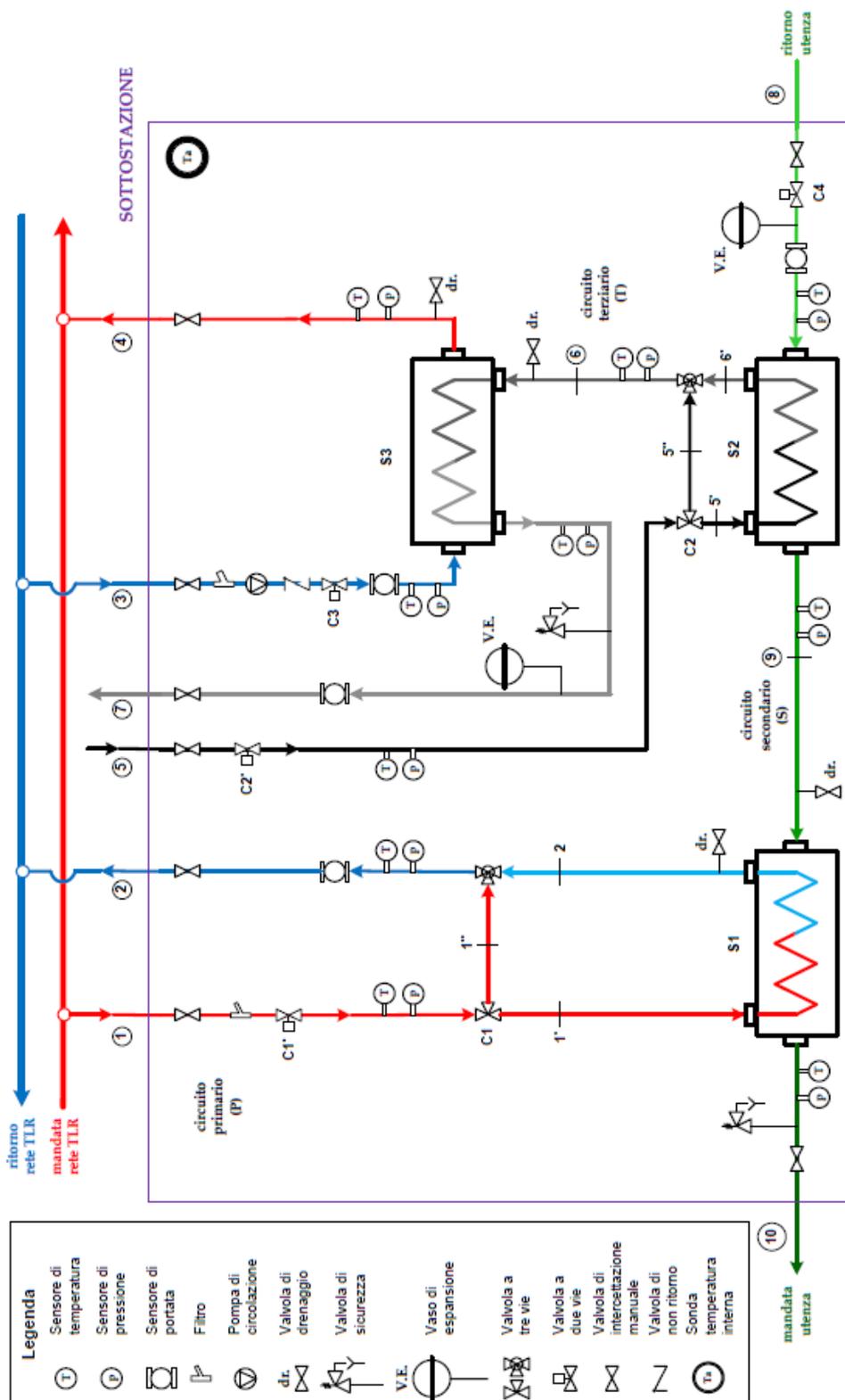


Figura 19. Schema del prototipo di sottostazione di scambio termico bidirezionale



Figura 20. Sottostazione completamente assemblata



Figura 21. Vista interna della sottostazione

Come si può notare dallo schema di Figura 19 e dalla vista interna di Figura 21, la sottostazione è dotata di 8 terminali costituiti da una valvola manuale per il sezionamento e da un attacco cam-lock, che rappresentano i punti di collegamento tra la sottostazione e la test facility che avverrà utilizzando dei tubi flessibili. In Figura 22 è riportato il luogo in cui la sottostazione verrà installata per i test e le tubazioni flessibili che saranno usate per il collegamento.



Figura 22. Luogo d'installazione della sottostazione presso la test facility di Eurac Research

2.5 Implementazione del sistema di acquisizione, monitoraggio e controllo del prototipo di sottostazione termica bidirezionale

L'implementazione del sistema di acquisizione, controllo e monitoraggio della sottostazione è stata svolta in ambiente LabVIEW® da Eurac Research sulla base delle specifiche tecniche fornite da ENEA. Il Centro di Ricerca Eurac dispone di una infrastruttura per prove sperimentali in grado di replicare varie configurazioni di funzionamento del prototipo, fornendo al contempo misure in grado di analizzare nel dettaglio i parametri di funzionamento della sottostazione. L'implementazione software assicura completa compatibilità di funzionamento del prototipo nell'infrastruttura sperimentale di Eurac.

2.5.1 Strumentazione di misura e di controllo della sottostazione

Le grandezze (temperature e portate) che devono essere misurate per il controllo e la gestione della sottostazione sono (in Figura 19 è indicato il punto di installazione):

- portata sezione 2 (M_2);
- portata sezione 3 (M_3);
- portata sezione 7 (M_7);
- portata sezione 8 (M_8);
- temperatura sezione 1 (T_1);
- temperatura sezione 2 (T_2);
- temperatura sezione 2' ($T_{2'}$ indicata con T_{2A} nel sistema di acquisizione);
- temperatura sezione 3 (T_3);
- temperatura sezione 4 (T_4);
- temperatura sezione 5 (T_5);
- temperatura sezione 6 (T_6);
- temperatura sezione 6' ($T_{6'}$ indicata con T_{6A} nel sistema di acquisizione);
- temperatura sezione 7 (T_7);

- temperatura sezione 8 (T_8);
- temperatura sezione 9 (T_9);
- temperatura sezione 10 (T_{10});
- pressione sezione 1 (p_1);
- pressione sezione 2 (p_2);
- pressione sezione 3 (p_3);
- pressione sezione 4 (p_4);
- pressione sezione 5 (p_5)³;
- pressione sezione 6 (p_6);
- pressione sezione 7 (p_7);
- pressione sezione 8 (p_8)⁴;
- pressione sezione 9 (p_9);
- pressione sezione 10 (p_{10}).

I componenti necessari al controllo della sottostazione sono (in Figura 19 è indicato il punto di installazione):

- n°1 valvola a due vie (C_1 , indicata con C_{1A} nel sistema di acquisizione);
- n°1 valvola a due vie (C_2 , indicata con C_{2A} nel sistema di acquisizione);
- n°1 valvola a due vie (C_3);
- n°1 valvola a due vie (C_4);
- n°1 valvola a tre vie (C_1);
- n°1 valvola a tre vie (C_2);
- n°1 pompa a controllo elettronico (P).

Le grandezze sopra elencate sono monitorate tramite i sensori di temperatura e pressione e i misuratori di portata, le cui caratteristiche tecniche sono di seguito descritte.

Le sonde di temperatura installate sulla sottostazione (Figura 23) sono del tipo PT100 ad immersione (lunghezza d'immersione 100 mm) e sono di marca Siemens, modello QAE2111.010. L'intervallo di misura è compreso tra -40 °C e $+130\text{ °C}$. La sonda misura la temperatura attraverso l'elemento sensibile la cui resistività elettrica varia in funzione della temperatura con la curva caratteristica e l'incertezza di misura riportate in Figura 24. La sonda di temperatura consiste di una custodia, costituita da una basetta con i morsetti e una custodia rimovibile (innesto a scatto), e di un bulbo d'immersione con incorporato l'elemento sensibile.



Figura 23. Sensore di temperatura installato sulla sottostazione

³ Trasduttore installato e cablato ma al momento non collegato al sistema di acquisizione

⁴ Trasduttore installato e cablato ma al momento non collegato al sistema di acquisizione

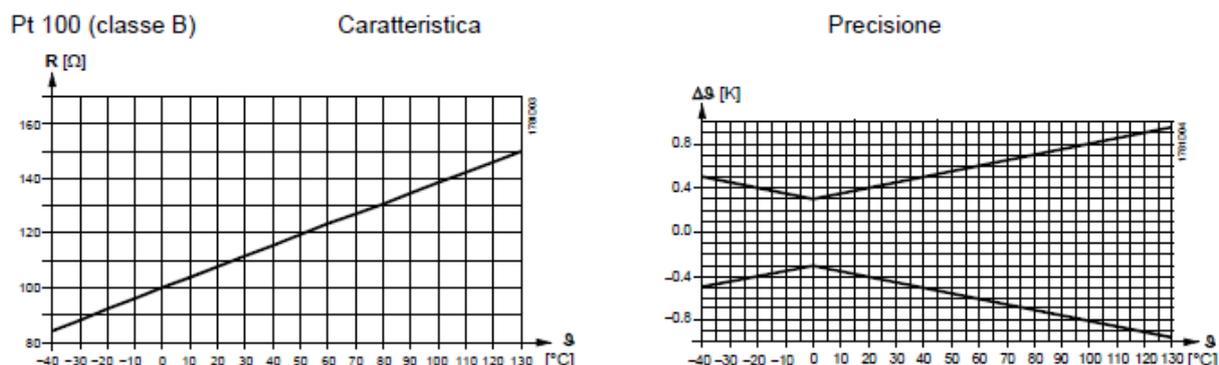


Figura 24. Curva caratteristica dell'elemento sensibile PT100 e incertezza di misura [17]

I sensori di pressione sono di marca Siemens, modello QBE2103-P4. L'intervallo di misura è 0 ÷ 4 bar. Essi funzionano secondo il principio piezoresistivo. Il diaframma ceramico (tecnologia ibrida a film spesso) acquisisce la pressione attraverso il contatto diretto con il mezzo. La misurazione viene convertita elettronicamente in un segnale di uscita lineare in corrente continua 4 ÷ 20 mA.

Il sensore di pressione è composto da:

- Testa del sensore con connessione DIN EN 175301-803-A;
- Elemento di misura piezo-resistivo integrato nella cassa in acciaio inossidabile;
- Raccordo a pressione filettatura esterna G ½ "e filettatura interna M5;
- Spina DIN EN 175301-803-A (inserita).

L'incertezza di misura è ± 0.3 % FS. La Figura 25 riporta un'immagine dell'installazione di una sonda di pressione sulla sottostazione.



Figura 25. Sensore di pressione installato sulla sottostazione di scambio termico

I misuratori di portata installati sulla sottostazione sono di marca Siemens, modello SITRANS F M MAG 5000. Il misuratore comprende un trasmettitore (SITRANS F M MAG 5000) e un sensore (SITRANS F MAG 3100 P). Il trasmettitore si basa su un microprocessore con un display alfanumerico incorporato. Il principio di misurazione del flusso si basa sulla legge dell'induzione elettromagnetica o legge di Faraday. Le bobine magnetiche montate diametralmente sul tubo di misurazione generano un campo elettromagnetico. Il liquido che fluisce attraverso questo campo elettromagnetico induce una tensione. Il trasmettitore converte i segnali in segnali standard (es. 4 ÷ 20 mA) e alimenta le bobine del magnete con una corrente costante. Il trasmettitore è costituito da una serie di blocchi funzionali che convertono la tensione del sensore in letture di flusso. La Figura 26 riporta uno dei flussimetri installati sulla sottostazione. Il misuratore di portata è alimentato 220 V AC. Il modulo di uscita converte il segnale di portata in un segnale analogico in corrente 4÷20 mA. L'errore di misura massimo del flussimetro è $0,4\% \pm 1$ mm/s per velocità del flusso maggiori di 0,1 m/s (Figura 27).

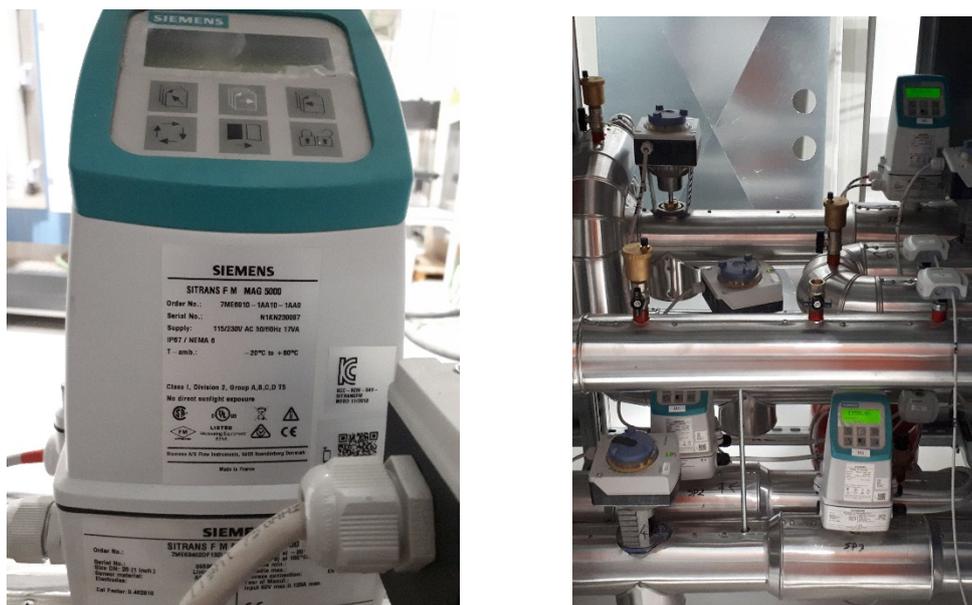


Figura 26. Flussimetro (a sinistra) e sua installazione nella sottostazione (a destra)

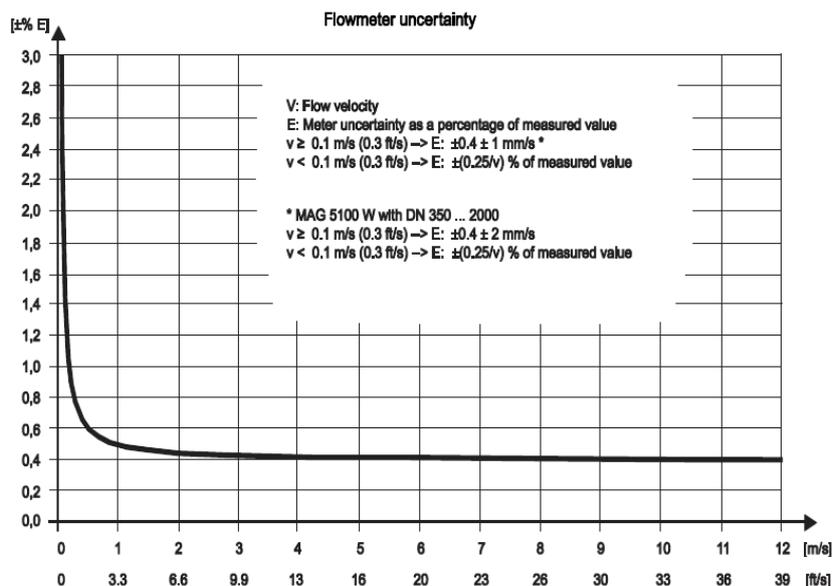


Figura 27. Incertezza di misura del flussimetro [18]

2.5.2 Sistema di acquisizione e di monitoraggio

Il sistema HW/SW di monitoraggio della sottostazione acquisisce e registra con adeguato time step (non inferiore a 3 secondi) i segnali prodotti dai sensori (temperatura, portata, pressione) e dai componenti regolabili (pompa, valvole motorizzate) della sottostazione. Il software è realizzato in ambiente LabVIEW ed è installato nell'acquisitore installato nel quadro elettrico della sottostazione. Nell'acquisitore sono presenti i moduli di marca National Instruments (NI) per l'acquisizione dei diversi segnali provenienti dai sensori e moduli per il controllo dei componenti, come riportato in Tabella 11. La Figura 28 mostra l'acquisitore NI 9149 con i moduli di acquisizione e controllo parzialmente cablati, mentre la sua installazione nel quadro elettrico della sottostazione è mostrata in Figura 29 e in Figura 30. In Tabella 12 sono riportati, per ogni sensore ed attuatore, il tipo di segnale che deve essere acquisito e i rispettivi spinotti di collegamento sulle

schede di acquisizione. In particolare, i segnali provenienti dalle valvole motorizzate rappresentano il segnale di posizione dell’otturatore della valvola.

Tabella 11. Componenti del sistema di acquisizione e controllo della sottostazione

Componente	Modello	Quantità	Note
Acquisitore NI CRIO 9149	NI CRIO 9149	1	Acquisitore
Scheda di acquisizione RTD	NI 9217	3	Per acquisire dati dai sensori di temperatura
Scheda di acquisizione 0÷20 mA	NI 9203	1	Per acquisire dati dai sensori di portata
Scheda di acquisizione 0÷20 mA, 0÷10 VDC	NI 9207	1	Per acquisire dati dai sensori di pressione e dalle valvole motorizzate con 8 canali in corrente e 8 canali in tensione
Schede con uscita analogica 0÷10 VDC	NI 9263	2	Per il controllo delle valvole motorizzate e della pompa
Scheda con uscita digitale 0÷60 VDC	NI 9475	1	Per l’avvio della pompa



Figura 28. Acquisitore NI 9149 con moduli di acquisizione e controllo della sottostazione

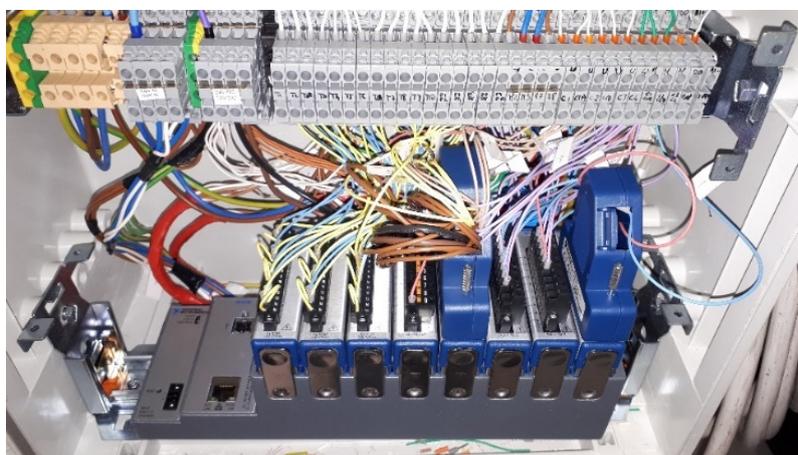


Figura 29. Acquisitore NI 9149 installato nel quadro elettrico della sottostazione

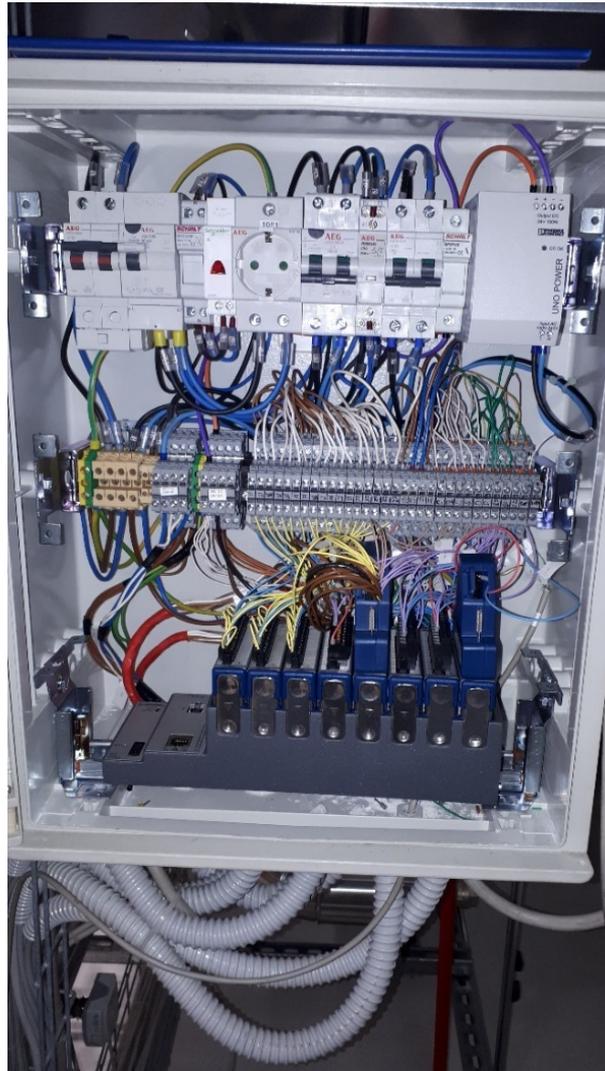


Figura 30. Quadro elettrico della sottostazione

Il software implementato in ambiente LabVIEW è composto da una routine di acquisizione e generazione dei segnali che comunica con il sistema di acquisizione in real-time. Il software è installato su un PC per la supervisione del sistema ed è dotato di una interfaccia grafica per permettere all'operatore di interagire facilmente con il sistema. I segnali acquisiti sono organizzati in un cluster nominato *Input Frame* (Figura 31), suddiviso in sotto-cluster che fanno riferimento ad una singola scheda di acquisizione e dove ogni indicatore corrisponde a un singolo canale. L'interfaccia grafica permette di visualizzare in tempo reale le grandezze acquisite in un'apposita finestra riportata in Figura 32. È inoltre possibile selezionare le grandezze da visualizzare nel grafico. Il software sviluppato permette di salvare tutti i dati acquisiti in un apposito file, rendendoli quindi disponibili per le analisi successive.

Tabella 12. Collegamenti dei sensori e degli attuatori nel sistema di acquisizione

Sensore	Segnale	Pin +	Pin -	Scheda di acquisizione	Canale
M2	4-20 mA	0	9	Slot 4 NI 9203	0
M3	4-20 mA	1	9	Slot 4 NI 9203	1
M7	4-20 mA	2	9	Slot 4 NI 9203	2
M8	4-20 mA	3	9	Slot 4 NI 9203	3
T1	RTD pt 100	1	2-3	Slot 1 NI 9217	0
T2	RTD pt 100	5	6-7	Slot 1 NI 9217	1
T2A	RTD pt 100	9	10-11	Slot 1 NI 9217	2
T3	RTD pt 100	13	14-15	Slot 1 NI 9217	3
T4	RTD pt 100	1	2-3	Slot 2 NI 9217	0
T5	RTD pt 100	5	6-7	Slot 2 NI 9217	1
T6	RTD pt 100	9	10-11	Slot 2 NI 9217	2
T6A	RTD pt 100	13	14-15	Slot 2 NI 9217	3
T7	RTD pt 100	1	2-3	Slot 3 NI 9217	0
T8	RTD pt 100	5	6-7	Slot 3 NI 9217	1
T9	RTD pt 100	9	10-11	Slot 3 NI 9217	2
T10	RTD pt100	13	14-15	Slot 3 NI 9217	3
C1A	AI 0-10 V	1 (U)	20 (M)	Slot5 NI 9207	0
C2A	AI 0-10 V	2 (U)	21 (M)	Slot5 NI 9207	1
C3	AI 0-10 V	3 (U)	22 (M)	Slot5 NI 9207	2
C4	AI 0-10 V	4 (U)	23 (M)	Slot5 NI 9207	3
C1	AI 0-10 V	5 (U)	24 (M)	Slot5 NI 9207	4
C2	AI 0-10 V	6 (U)	25 (M)	Slot5 NI 9207	5
p1	4-20 mA	11 (Pin2)	30 (Vsup-Pin1)	Slot5 NI 9207	8
p2	4-20 mA	12 (Pin2)	31 (Vsup -Pin1)	Slot5 NI 9207	9
p3	4-20 mA	13 (Pin2)	32 (Vsup -Pin1)	Slot5 NI 9207	10
p4	4-20 mA	14 (Pin2)	33 (Vsup -Pin1)	Slot5 NI 9207	11
p5	4-20 mA	-	-	-	-
p6	4-20 mA	15 (Pin2)	34 (Vsup -Pin1)	Slot5 NI 9207	12
p7	4-20 mA	16 (Pin2)	35 (Vsup -Pin1)	Slot5 NI 9207	13
p8	4-20 mA	-	-	-	-
p9	4-20 mA	17 (Pin2)	36 (Vsup -Pin1)	Slot5 NI 9207	14
p10	4-20 mA	18 (Pin2)	37 (Vsup -Pin1)	Slot5 NI 9207	15

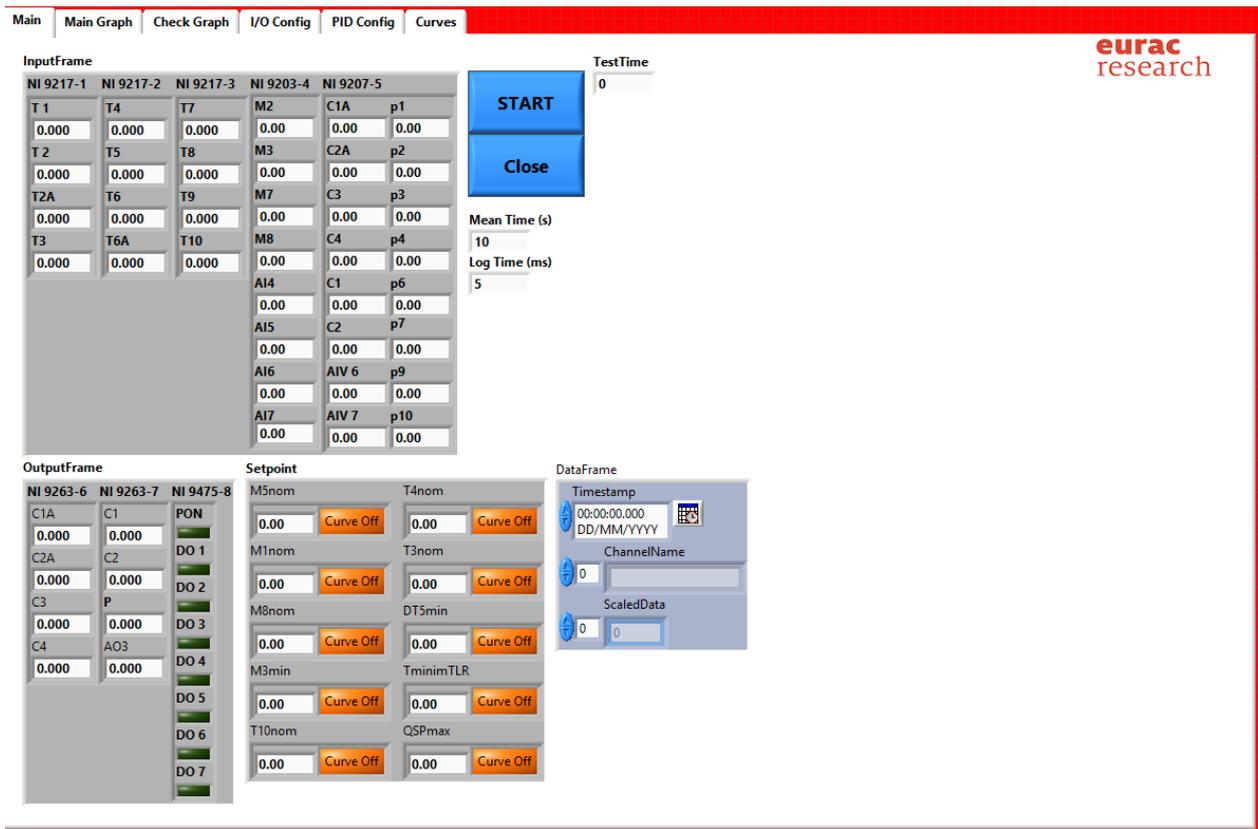


Figura 31. Menu principale dell'interfaccia di acquisizione e controllo della sottostazione



Figura 32. Grafici prodotti real-time dal software di acquisizione e controllo della sottostazione

2.5.3 Logiche di controllo della sottostazione

Le logiche di controllo della sottostazione si basano sul controllo di temperature e portate mediante l'utilizzo delle valvole motorizzate e della pompa a controllo elettronico. In particolare, le valvole possono essere divise in 3 gruppi, a seconda della logica di funzionamento:

- **Valvole C1', C2', C4.** Queste valvole controllano la portata sul circuito corrispondente mantenendola ai valori impostati;
- **Valvole C1, C2.** Queste valvole permettono la regolazione della portata sul circuito primario degli scambiatori sulla base della temperatura di setpoint impostata in uscita sul circuito secondario.
- **Valvola C3.** Questa valvola era stata inizialmente prevista per regolare la portata prelevata dal ramo di ritorno della rete di teleriscaldamento quando si verificano le condizioni per l'immissione di calore dall'utenza alla rete TLR (scambio termico attivo), in quanto la pompa P era prevista a giri costanti. In seguito a una modifica della sottostazione, la pompa P è stata equipaggiata con un modulo per la regolazione elettronica della sua velocità, che è stato acquisito nel corso della presente annualità. Pertanto, la regolazione della portata nel circuito secondario dello scambiatore S3 (Figura 19) è attualmente assolta dalla **pompa P**, pertanto la valvola C3 è lasciata completamente aperta.

Per il controllo delle valvole è necessaria la definizione di valori di set-up, i quali sono impostabili e modificabili nel software di controllo. Nella prima campagna di misure sono previsti i valori riportati di seguito (i simboli fanno riferimento allo schema di Figura 19):

- Portata nominale del sistema di generazione ($M_{5,nom}$): 1,25 kg/s (4,5 m³/h);
- Portata prelevata dalla rete TLR per lo scambio convenzionale ($M_{1,nom}$): 0,50 kg/s (1,8 m³/h);
- Portata nominale del circuito dell'utenza ($M_{8,nom}$): 0,50 kg/s (1,8 m³/h);
- Portata minima di immissione nella rete TLR per lo scambio attivo ($M_{3,min}$): 0,22 kg/s (0,8 m³/h);
- Temperatura obiettivo di mandata all'utenza ($T_{10,nom}$): 60 °C;
- Temperatura di immissione nella rete TLR per lo scambio attivo ($T_{4,nom}$): 80 °C;
- Temperatura del ramo di ritorno della rete TLR ($T_{3,nom}$): 50 °C;
- Minima differenza di temperatura tra il sistema di generazione e l'utenza ($\Delta T_{5,min}$): 10 °C;
- Minima temperatura del sistema di generazione per l'immissione di calore in rete ($T_{min,immTLR}$): 85 °C.

Le logiche di controllo delle valvole e della pompa sono di seguito dettagliate (le sigle fanno riferimento allo schema di Figura 19).

Valvola C1'

La valvola C1' mantiene la portata M_1 costante e pari al valore di set-up ($M_{1,nom}$) o esclude lo scambio termico nello scambiatore S1 quando non necessario per il raggiungimento della temperatura obiettivo di mandata all'utenza ($T_{10,nom}$). Più in dettaglio:

- se $T_9 \geq T_{10,nom}$, la valvola C1' chiude completamente;
- se $T_9 < T_{10,nom}$ controlla $M_1 = M_{1,nom}$;
- se $M_8 = 0$ la valvola C1' chiude completamente.

Valvola C1

La valvola C1 regola la portata proveniente dal ramo di mandata della rete di teleriscaldamento da inviare allo scambiatore S1, sulla base della temperatura di mandata all'utenza T_{10} . La regolazione avviene bypassando una parte del flusso dallo scambiatore S1. In questo modo si intende mantenere costante il valore della temperatura di mandata dell'utenza ($T_{10} = T_{10,nom}$). Nel dettaglio:

- se $T_{10} > T_{10,nom}$, la valvola C1 devia il fluido, bypassando S1;
- se $T_{10} < T_{10,nom}$, la valvola C1 aumenta la portata inviata a S1;
- se $T_{10} = T_{10,nom}$, la valvola C1 mantiene la posizione corrente di apertura;
- se la valvola C1' è chiusa allora la valvola C1 è inattiva.

Valvola C4

La valvola C4 mantiene la portata M_8 costante e pari al valore di set-up ($M_{8,nom}$).

Valvola C2'

La valvola C2' mantiene la portata M_5 pari al valore di set-up ($M_{5,nom}$) o esclude lo scambio termico nello scambiatore S2 quando la temperatura T_5 è inferiore ai valore di set-up ($T_8 + \Delta T_{5,min}$) e nello scambiatore S3 allorché la temperatura T_5 è inferiore ai valore di set-up ($T_{min,immTLR}$). Nel dettaglio:

- se $T_5 < T_8 + \Delta T_{5,min}$, la valvola C2' chiude completamente;
- se $T_5 \geq T_8 + \Delta T_{5,min}$ e $M_8 > 0$, la valvola controlla $M_5 = M_{5,nom}$;
- se $T_5 < T_{min,immTLR}$ e $M_8 = 0$, la valvola controlla $M_5 = 0$;
- se $T_5 > T_{min,immTLR}$ e $M_8 = 0$, la valvola controlla $M_5 = M_{5,nom}$.

Valvola C2

La valvola C2 regola la portata proveniente dal sistema di generazione dell'utente da inviare allo scambiatore S2, basandosi sulla temperatura T_9 , al fine di ottenere $T_9 = T_{10,nom}$. La regolazione avviene by-passando una parte del flusso dallo scambiatore S2. In questo modo si cerca di mantenere costante il valore della temperatura di mandata dell'utenza o comunque di sfruttare al massimo la potenza termica prodotta dal sistema di generazione dell'utente. Nel dettaglio:

- se $T_9 > T_{10,nom}$, la valvola C2 devia il fluido, bypassando S2;
- se $T_9 < T_{10,nom}$, la valvola C2 aumenta la portata inviata a S2;
- se $T_9 = T_{10,nom}$, la valvola C2 mantiene la posizione corrente di apertura;

Valvola C3

Per quanto sopra indicato, a seguito dell'installazione del modulo di controllo elettronico della velocità della pompa P, la valvola C3 è mantenuta completamente aperta.

Pompa P

La pompa P regola la portata M_3 prelevata dal ramo di ritorno della rete di teleriscaldamento da inviare allo scambiatore S3, inoltre esclude lo scambio termico su S3 nel caso in cui la temperatura T_6 risulti inferiore ad un valore minimo di set-up ($T_{min,immTLR}$). Più in dettaglio, solo nel caso in cui $T_6 \geq T_{min,immTLR}$:

- se $T_4 < T_{4,nom}$, la pompa P riduce la portata inviata a S3;
- se $T_4 > T_{4,nom}$, la pompa P aumenta la portata inviata a S3;
- se $T_4 = T_{4,nom}$, la pompa P mantiene la portata corrente.

Inoltre:

- se $M_5 = 0$, la pompa P va in stand-by.

2.5.4 Implementazione del sistema di controllo della sottostazione

Il sistema HW/SW di controllo è in grado di svolgere in maniera automatizzata e interfacciabile con la test facility le operazioni necessarie al funzionamento e alla gestione della sottostazione secondo le logiche di controllo della sottostazione descritte nel paragrafo precedente. La componentistica elettronica necessaria alla realizzazione del sistema di controllo della sottostazione è stata descritta nel Paragrafo 2.5.2. Essa comprende un acquisitore (NI 9149) sul quale è installato il codice LabVIEW che implementa le logiche di controllo, e un adeguato numero di moduli per gestire i segnali di attuatori e sensori di cui è equipaggiata la sottostazione e riportati in Tabella 11. L'elettronica di controllo è alimentata dal circuito di potenza del quadro elettrico della sottostazione. In Tabella 13 sono riportati, per ogni attuatore, il tipo di segnale usato e i rispettivi spinotti sulle schede di controllo.

Tabella 13. Collegamenti degli attuatori al sistema di controllo

Attuatore	Tipo segnale	Pin +	Pin -	Scheda	Canale
C1A	AO 0-10 V	0 (Y)	1 (M)	Slot 6 NI 9263	0
C2A	AO 0-10 V	2 (Y)	3 (M)	Slot 6 NI 9263	1
C3	AO 0-10 V	4 (Y)	5 (M)	Slot 6 NI 9263	2
C4	AO 0-10 V	6 (Y)	7 (M)	Slot 6 NI 9263	3
C1	AO 0-10 V	0 (Y)	1 (M)	Slot 7 NI 9263	0
C2	AO 0-10 V	2 (Y)	3 (M)	Slot 7 NI 9263	1
P	AO 0-10 V	4	5	Slot 7 NI 9263	2
P	DO	14	2	Slot 8 NI 9475	0

L'interfaccia principale del software di acquisizione e controllo, riportata in Figura 31 e descritta nel Paragrafo 2.5.2, include un cluster denominato *Output Frame* nel quale sono organizzati i segnali di controllo della sottostazione. Analogamente al cluster *Input frame*, esso contiene sotto cluster che rappresentano le singole schede di generazione con i segnali presenti in ogni scheda.

Le logiche di controllo sono implementate nel software di controllo della sottostazione tramite dei controlli Proporzionali-Integrali-Derivativi (PID). Nell'interfaccia software è presente un apposito menu denominato *PID configuration* che permette di impostare i valori dei parametri per ogni controllore PID (Figura 33). Il sistema prevede l'uso di alcune grandezze di setpoint per i controlli. Tutti i setpoint descritti nel Paragrafo precedente sono organizzati nell'interfaccia principale del software in un apposito cluster denominato *Setpoint* (Figura 31). I setpoint possono essere fissi, variabili manualmente o generati da un file. In quest'ultimo caso il tasto *Curve off* dovrà essere posizionato su *Curve on*.

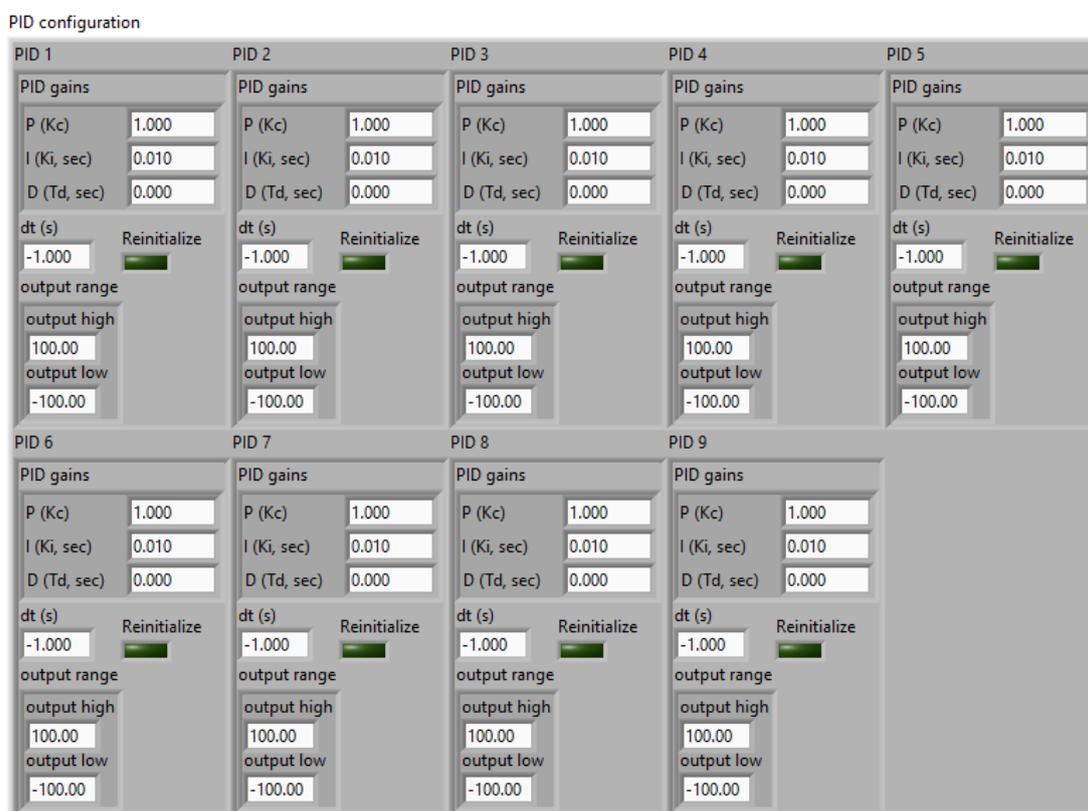


Figura 33. Menu di configurazione dei PID nell'interfaccia grafica del software di acquisizione e controllo

2.6 Pianificazione della prima campagna di test sul prototipo di sottostazione

La prima campagna sperimentale ha come obiettivo la verifica di corretto funzionamento e la caratterizzazione delle prestazioni del prototipo di sottostazione in condizioni operative controllate in una adeguata test facility sperimentale. La campagna di prova è preceduta da test preliminari necessari per la preparazione e per il corretto collegamento della sottostazione. Durante il primo avviamento della sottostazione a valle della sua installazione nella test facility è eseguito un test preliminare per verificare la corretta corrispondenza tra segnali e movimentazione degli attuatori, oltre che per confrontare la conformità dei segnali e della sensoristica e per verificare il rispetto dei requisiti di sicurezza (continuità e affidabilità del funzionamento).

La campagna di test sperimentali è suddivisa in due fasi (Fase A e Fase B). Nella Fase A sono eseguite prove in regime stazionario corrispondenti agli scenari riportati di seguito. Le prove della fase A avranno una durata idonea a mantenere il funzionamento stabilizzato della sottostazione nelle condizioni previste.

1. Scenario 1: Utenza soddisfatta dalla rete TLR (funziona solo lo scambiatore S1 della rete TLR) secondo i valori di setpoint riportati in Tabella 14:
 - 1.1. utenza in condizioni di design (carico termico nominale);
 - 1.2. utenza in condizioni di minimo carico termico;
 - 1.3. utenza in condizioni di massimo carico termico;

Tabella 14. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 1

		SCENARIO 1		
		Design	Richiesta utenza minima	Richiesta utenza massima
\dot{m}_1	[kg/s]	0.50	0.50	0.50
$\dot{m}_{1'}$	[kg/s]	0.33	0.17	0.50
\dot{m}_8	[kg/s]	0.50	0.50	0.50
\dot{m}_5	[kg/s]	0.00	0.00	0.00
\dot{m}_3	[kg/s]	0.00	0.00	0.00
T_1	[°C]	80	80	80
$T_{2'}$	[°C]	50	50	50
T_2	[°C]	60	70	50
T_8	[°C]	40	50	30
T_9	[°C]	40	50	30
T_{10}	[°C]	60	60	60
S1	[kW]	41.86	20.93	62.79
S2	[kW]	0.00	0.00	0.00
S3	[kW]	0.00	0.00	0.00

2. Scenario 2: Utenza in condizioni di progetto soddisfatta dal sistema di generazione (funziona solo lo scambiatore S2 del sistema di generazione), secondo i valori di setpoint riportati in Tabella 15;

Tabella 15. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 2

		SCENARIO 2
		Design
\dot{m}_1	[kg/s]	0.00
$\dot{m}_{1'}$	[kg/s]	0.00
\dot{m}_8	[kg/s]	0.50
\dot{m}_5	[kg/s]	1.25
\dot{m}_3	[kg/s]	0.00
T_5	[°C]	90
T_6	[°C]	82
T_7	[°C]	82
T_8	[°C]	40
T_9	[°C]	60
T_{10}	[°C]	60
S1	[kW]	0.00
S2	[kW]	41.86
S3	[kW]	0.00

3. Scenario 3: Sistema di generazione che alimenta l'utenza e la rete TLR (scambiatori S2 e S3 in funzione) e minimo carico termico dell'utenza, secondo i valori di setpoint riportati in Tabella 16;

Tabella 16. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 3

		SCENARIO 3
		Richiesta utenza minima
\dot{m}_1	[kg/s]	0.00
$\dot{m}_{1'}$	[kg/s]	0.00
\dot{m}_8	[kg/s]	0.50
\dot{m}_5	[kg/s]	1.25
\dot{m}_3	[kg/s]	0.23
T_3	[°C]	50
T_4	[°C]	80
T_5	[°C]	90
T_6	[°C]	86
T_7	[°C]	80
T_8	[°C]	50
T_9	[°C]	60
T_{10}	[°C]	60
S1	[kW]	0.00
S2	[kW]	20.93
S3	[kW]	29.07

4. Scenario 4: Utenza in condizioni di massimo carico termico soddisfatto dalla rete TLR e dal sistema di generazione (scambiatori S1 e S2 in funzione), secondo i valori di setpoint riportati in Tabella 17;

Tabella 17. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 4

		SCENARIO 4
		Richiesta utenza massima
\dot{m}_1	[kg/s]	0.50
$\dot{m}_{1'}$	[kg/s]	0.10
\dot{m}_8	[kg/s]	0.50
\dot{m}_5	[kg/s]	1.25
\dot{m}_3	[kg/s]	0.00
T_1	[°C]	80
$T_{2'}$	[°C]	50
T_2	[°C]	74
T_5	[°C]	90
T_6	[°C]	80
T_7	[°C]	80
T_8	[°C]	30
T_9	[°C]	54
T_{10}	[°C]	60
S1	[kW]	12.79
S2	[kW]	50.00
S3	[kW]	0.00

5. Scenario 5: Sistema di generazione che alimenta la rete di teleriscaldamento (scambiatore S3 in funzione) e utenza con carico termico nullo, in base ai valori di setpoint riportati in Tabella 18.

Tabella 18. Condizioni di prova stazionaria nello scenario 5

		SCENARIO 5
		Richiesta utenza nulla
\dot{m}_1	[kg/s]	0
\dot{m}_8	[kg/s]	0.50
\dot{m}_5	[kg/s]	1.25
\dot{m}_3	[kg/s]	0.40
T_3	[°C]	50
T_4	[°C]	80
T_5	[°C]	90
T_6	[°C]	90
T_7	[°C]	80
T_8	[°C]	60
T_9	[°C]	60
T_{10}	[°C]	60
S1	[kW]	0.00
S2	[kW]	0.00
S3	[kW]	50.00

Le prove inserite nella Fase B sono state definite come opportune combinazioni delle condizioni di prova della Fase A. Nelle prove della Fase B si variano i parametri di funzionamento in modo da investigare il comportamento della sottostazione in condizioni dinamiche. La fase B è costituita dai sei scenari di seguito descritti e sintetizzati in Tabella 19. I test, pianificati per il 2020, permetteranno la verifica e la caratterizzazione del prototipo di sottostazione in condizioni operative rappresentative di un uso reale (TRL 6) e forniranno indicazioni circa il suo perfezionamento.

Tabella 19. Condizioni di prova dinamiche

	Prova 1	Prova 2	Prova 3	Prova 4	Prova 5	Prova 6
Scambiatori attivi (Figura 19)	S1	S2, S3	S1, S2	S1, S2, S3	S3	S1, S2, S3
Carico termico utenza	Variabile	Variabile	Variabile	Variabile	Non attivo	Variabile
Temperatura ritorno utenza (T₈)	Variabile con andamento imposto	n.a.	Costante			
Portata utenza (V₈)	Costante	ON-OFF	Costante	ON-OFF	Nulla	Variabile con andamento imposto
Prelievo calore da rete TLR	Attivo	Non attivo	Attivo	Attivo	Non attivo	Attivo, in subordine a sistema di generazione locale
Sistema di generazione locale	Non attivo	Attivo	Attivo	Attivo	Attivo	Attivo
Portata dal sistema di generazione locale (V₅)	n.a.	Costante	Costante	Variabile con andamento imposto	Variabile con andamento imposto	Costante
Cessione di calore a rete TLR	Non attivo	Attivo	Non attivo	Attivo	Attivo	Attivo
Durata prova	5 ore	7 ore	7 ore	7 ore	7 ore	5 ore

Fase B - Prova dinamica 1

- Scambiatore attivo: S1
- Utenza variabile. \dot{V}_8 costante. T_8 variabile tra $T_{8,min} = 30\text{ °C}$ (massimo carico termico all'utenza) e $T_{8,max} = 50\text{ °C}$ (minimo carico termico all'utenza), secondo l'andamento di Figura 34.
- Prelievo calore da rete TLR attivo.
- Sistema di generazione locale non attivo.
- Circuito terziario (cessione calore a rete TLR) non attivo.
- Durata prova: 5 ore

Le altre grandezze sono mantenute costanti ai valori nominali riportati nel Paragrafo 2.5.3.

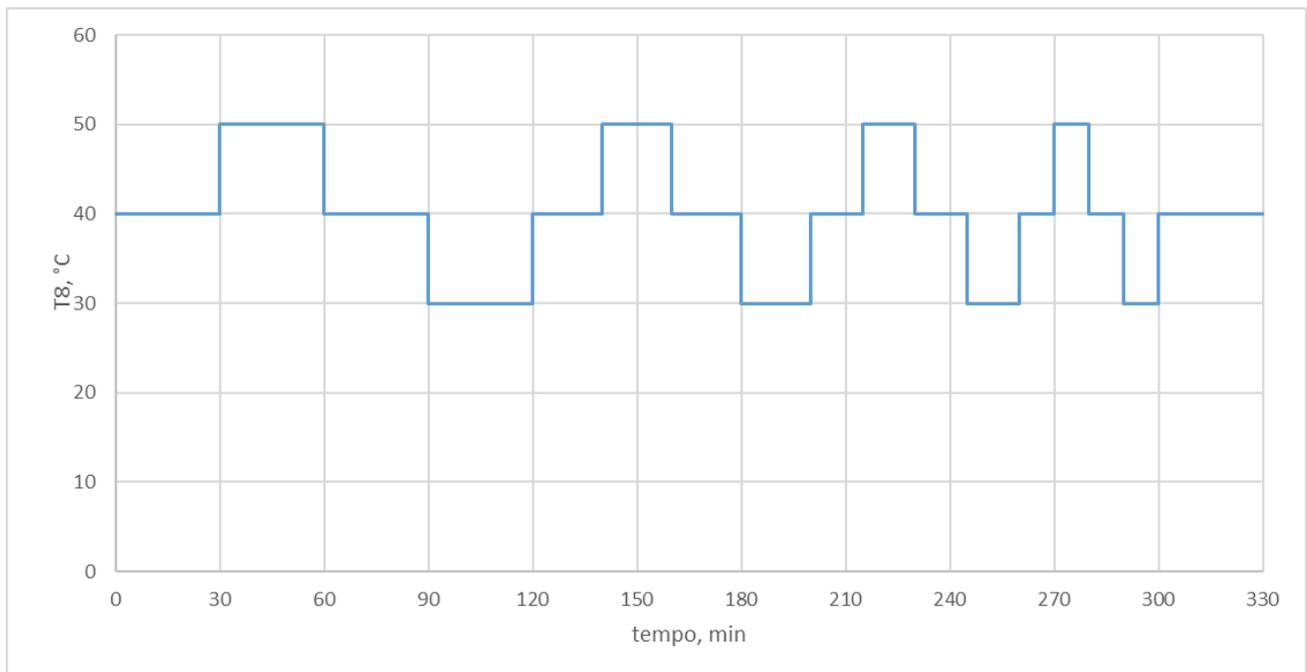


Figura 34. Andamento imposto di T_8 nella prova dinamica 1

Fase B - Prova dinamica 2

- Scambiatori attivi: S2, S3
- Utenza con temperatura di ritorno e portata variabile secondo il profilo riportato in Figura 35. In particolare \dot{V}_8 ON-OFF, T_8 variabile tra $T_{8,des} = 40\text{ °C}$ (carico termico nominale dell'utenza) e $T_{8,max} = 50\text{ °C}$ (carico termico minimo dell'utenza).
- Prelievo calore da rete TLR non attivo.
- Sistema di generazione locale attivo. $T_5 = 90\text{ °C}$, $T_7 = 80\text{ °C}$, \dot{V}_5 costante e pari a $4,5\text{ m}^3/\text{h}$ tranne quando $\dot{V}_8 = 0$ in tal caso $\dot{V}_5 = 2,7\text{ m}^3/\text{h}$ (per esigenze legate al banco prova).
- Circuito terziario (cessione calore a rete TLR) attivo, in subordine a soddisfacimento domanda utenza.
- Durata prova: 7 ore

Le altre grandezze sono mantenute costanti ai valori nominali riportati nel Paragrafo 2.5.3.

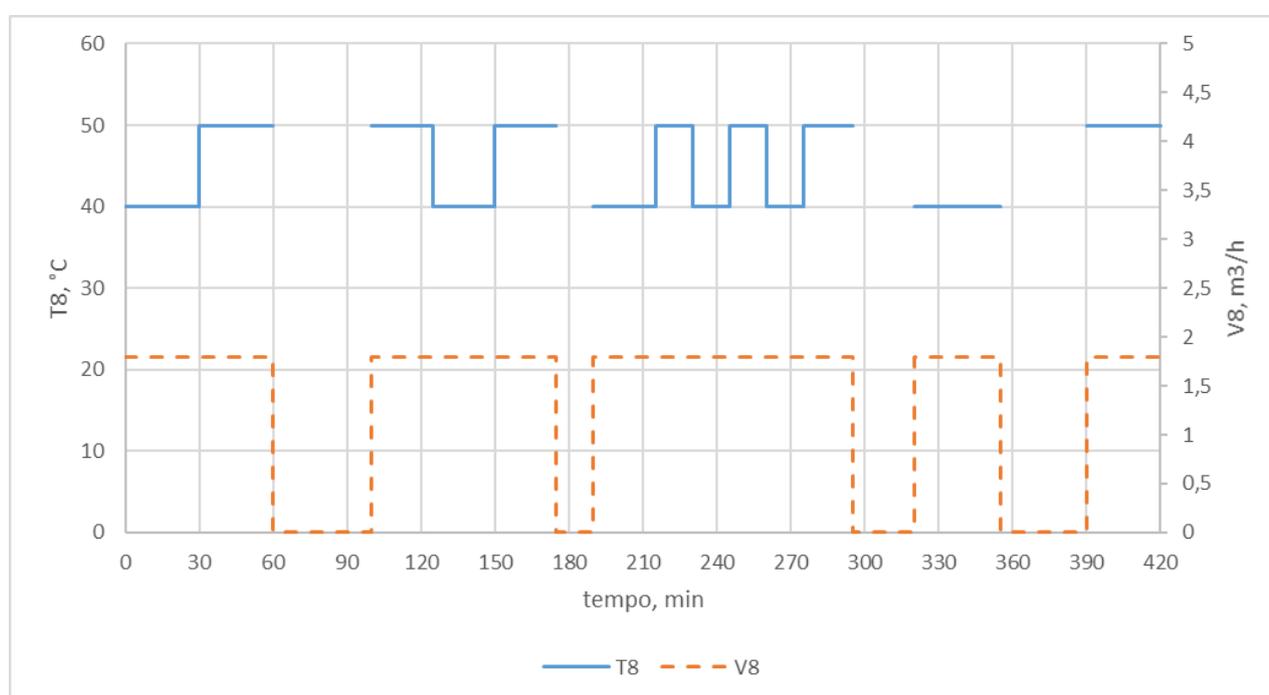


Figura 35. Andamento imposto di T_8 e di \dot{V}_8 nella prova dinamica 2

Fase B - Prova dinamica 3

- Scambiatori attivi: S1, S2
- Utente con carico termico variabile ottenuto mantenendo \dot{V}_8 costante e facendo variare T_8 tra $T_{8,min} = 30\text{ °C}$ (massimo carico termico dell'utente) e $T_{8,des} = 40\text{ °C}$ (carico termico nominale dell'utente), secondo l'andamento riportato in Figura 36.
- Prelievo calore da rete TLR attivo, in subordine a prelievo calore da sistema di generazione locale.
- Sistema di generazione locale attivo, con \dot{V}_5 costante.
- Circuito terziario (cessione calore a rete TLR): non attivo.
- Durata prova: 7 ore

Le altre grandezze sono mantenute costanti ai valori nominali riportati nel Paragrafo 2.5.3.

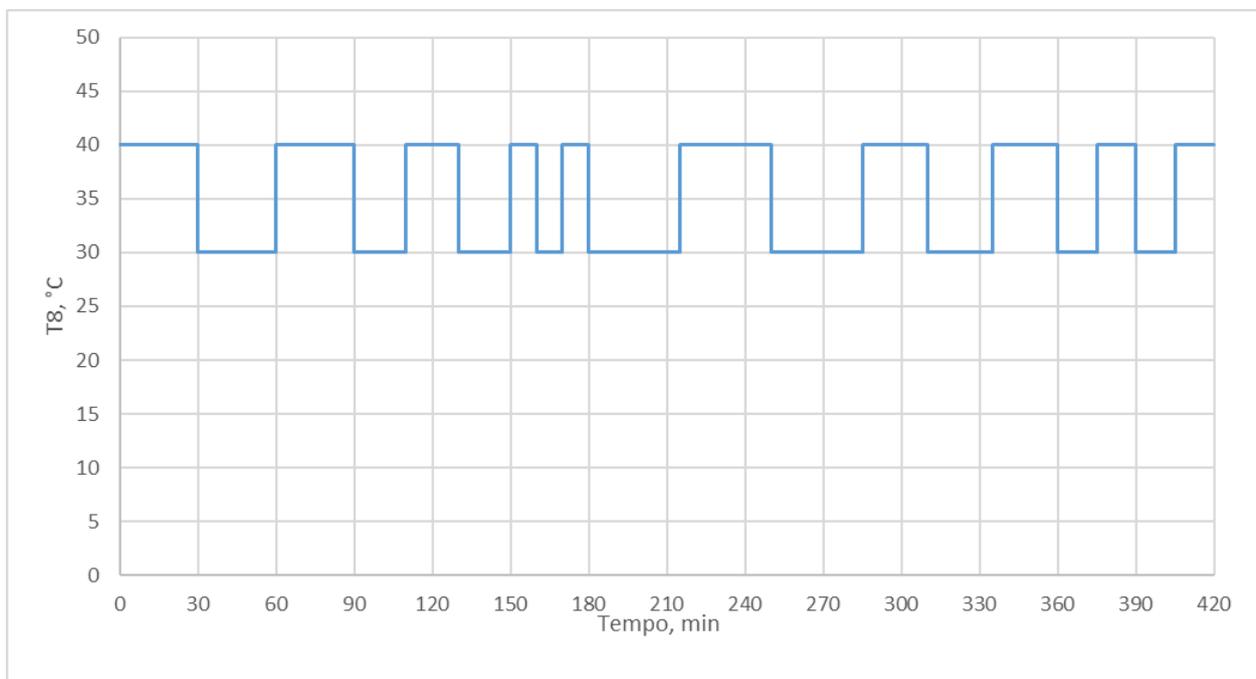


Figura 36. Andamento imposto di T_8 nella prova dinamica 3

Fase B - Prova dinamica 4

- Scambiatori attivi: S1, S2, S3. Si prevede che S1 e S3 non funzionino contemporaneamente.
- Utenza con profilo di carico termico variabile, ottenuto mantenendo \dot{V}_8 costante (quando l'utenza richiede calore) e facendo variare T_8 tra $T_{8,max} = 50 \text{ °C}$ (minimo carico termico dell'utenza) e $T_{8,des} = 40 \text{ °C}$ (carico termico nominale dell'utenza), secondo l'andamento di Figura 37.
- Prelievo calore da rete TLR attivo, in subordine a prelievo calore da sistema di generazione locale.
- Sistema di generazione locale attivo. \dot{V}_5 variabile con andamento imposto e riportato in Figura 37, $T_5 = 90 \text{ °C}$, $T_7 = 80 \text{ °C}$.
- Circuito terziario (cessione calore a rete TLR) attivo, in subordine a soddisfacimento della domanda di calore dell'utenza.
- Durata prova: 7 ore.

Le altre grandezze sono mantenute costanti ai valori nominali riportati nel Paragrafo 2.5.3.

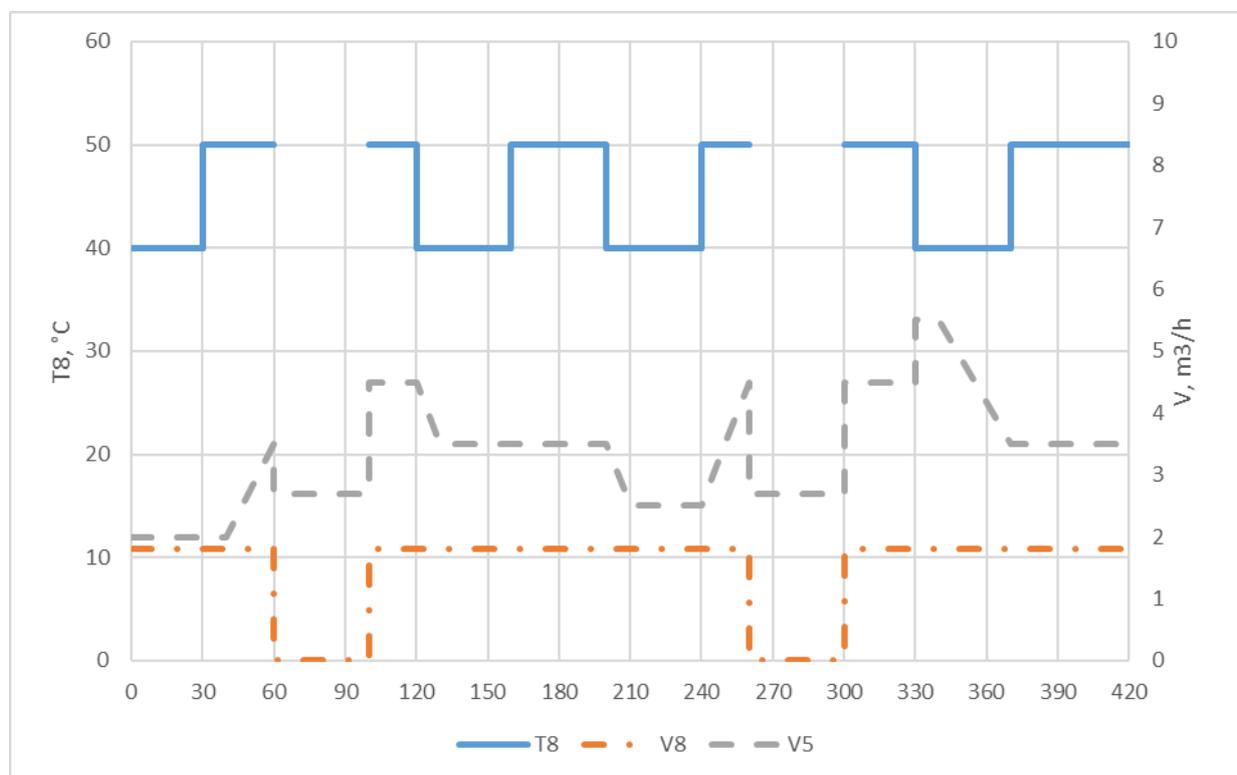


Figura 37. Andamento imposto di T_8 , \dot{V}_8 e \dot{V}_5 nella prova dinamica 4

Fase B - Prova dinamica 5

- Scambiatore attivo: S3.
- Utenza non attiva, pertanto $\dot{V}_8 = 0$.
- Prelievo calore da rete TLR non attivo.
- Sistema di generazione locale attivo, con \dot{V}_5 variabile con andamento imposto e riportato in Figura 38.
- Circuito terziario (cessione calore a rete TLR) attivo.
- Durata prova: 7 ore.

Le altre grandezze sono mantenute costanti ai valori nominali riportati nel Paragrafo 2.5.3.

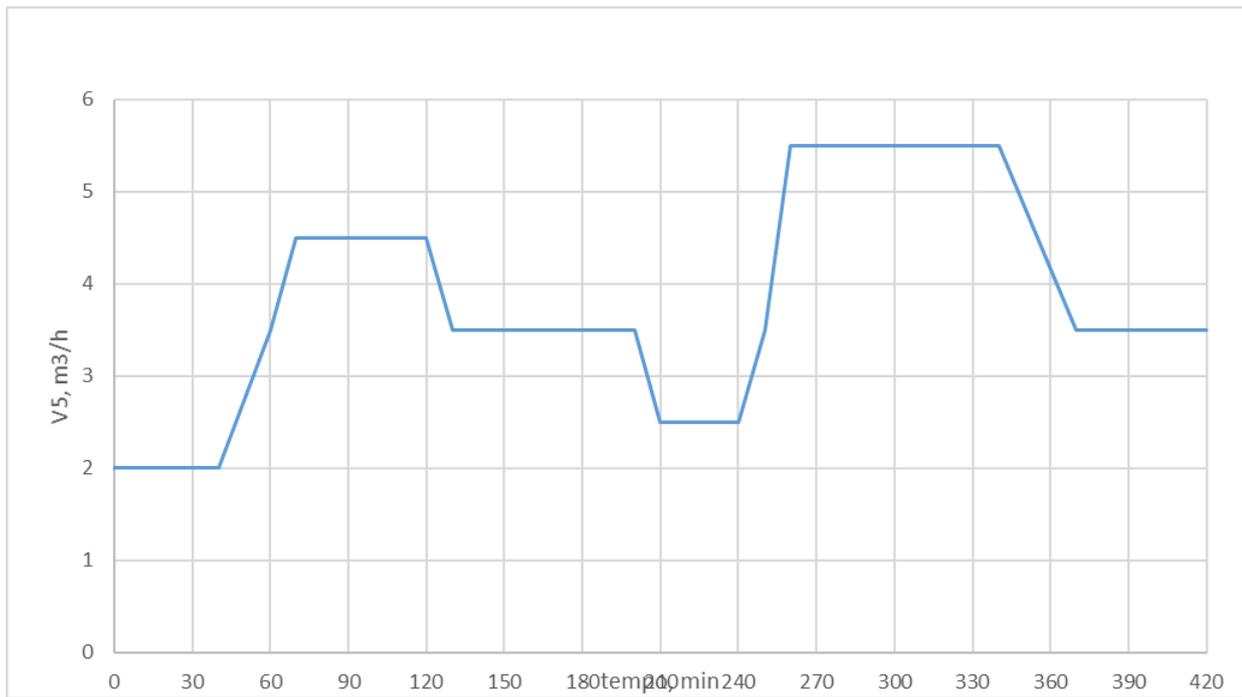


Figura 38. Andamento imposto di \dot{V}_5 nella prova dinamica 5

Fase B - Prova dinamica 6

- Scambiatori attivi: S1, S2, S3.
- Utenza con carico termico variabile, ottenuto mantenendo $T_{8,des} = 40 \text{ °C}$ costante e facendo variare \dot{V}_8 secondo l'andamento riportato in Figura 39.
- Prelievo calore da rete TLR: attivo, in subordine a prelievo calore da sistema di generazione locale.
- Sistema di generazione locale attivo, con \dot{V}_5 costante.
- Circuito terziario (cessione calore a rete TLR): attivo, in subordine a soddisfacimento domanda utenza.
- Durata prova: 5 ore.

Le altre grandezze sono mantenute costanti ai valori nominali riportati nel Paragrafo 2.5.3.

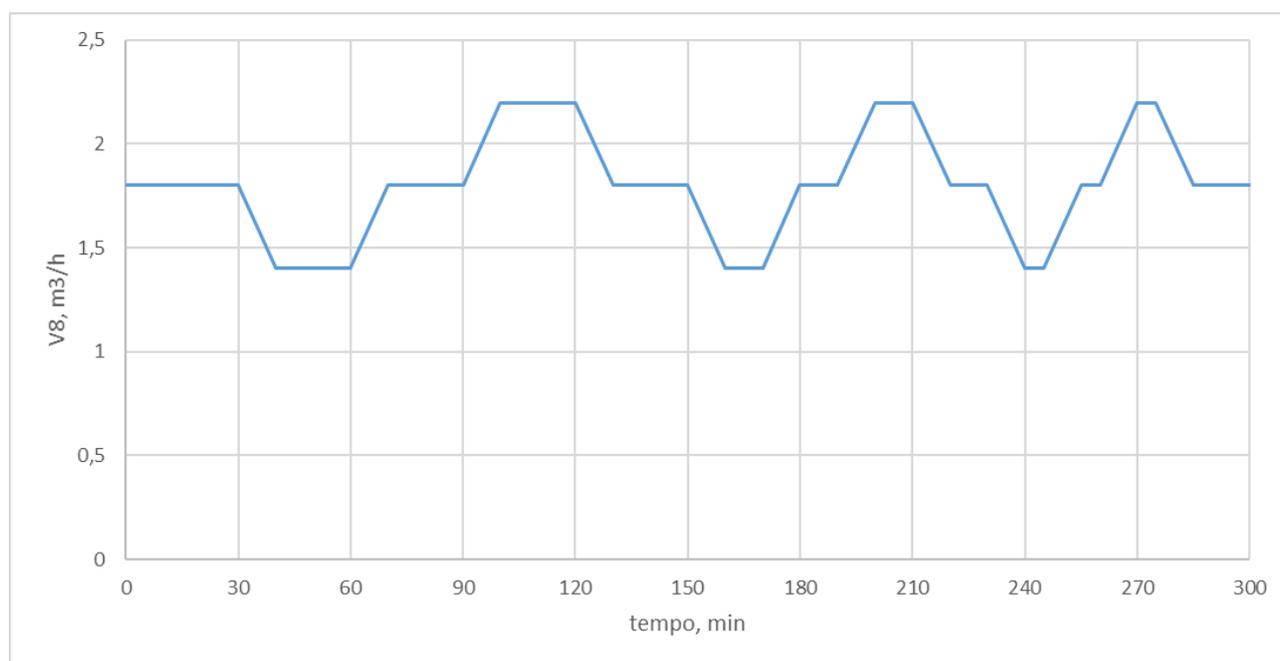


Figura 39. Andamento imposto di \dot{V}_8 nella prova dinamica 6

3 Conclusioni

La presente linea di attività ha come oggetto l'analisi del teleriscaldamento efficiente a bassa temperatura, con riferimento al contesto italiano caratterizzato da interessanti potenziali dal punto di vista climatico. Per una valutazione critica del teleriscaldamento efficiente si è innanzitutto effettuata l'analisi SWOT analizzando aspetti energetici, economici, normativi e gestionali.

L'analisi si è quindi sviluppata lungo due direttrici:

- Attività numerica: è stata condotta un'indagine di alcuni software disponibili per la simulazione numerica di reti di teleriscaldamento efficienti, e si è implementata la prima versione di un modello Matlab per l'analisi parametrica delle reti di TLR nel contesto di *deep renovation* di distretti urbani;
- Attività sperimentale: si è predisposto il prototipo di sottostazione di scambio termico bidirezionale per TLR attivo, realizzato nel corso del precedente triennio di Ricerca di Sistema, per la prima campagna di test. A tal fine è stato implementato il sistema hardware e software di controllo e regolazione del prototipo, oltre al sistema HW/SW di acquisizione e di monitoraggio interfacciato con la test facility. I software sono stati realizzati in ambiente LabVIEW. È stata quindi definita e pianificata la prima campagna di test sperimentali.

I software considerati per lo studio dei sistemi di teleriscaldamento efficienti ricadono in due ambiti: valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento e analisi energetica ed idraulica delle reti di TLR. Per quanto riguarda l'analisi energetica ed idraulica delle reti di TLR ci si è focalizzati sull'uso del linguaggio Modelica, come alternativa al software TRNSYS, utilizzato nel precedente triennio di Ricerca di Sistema, al fine di superare alcune limitazioni nella modellazione della rete di distribuzione del calore in termini di definizione del layout della rete a maglie e di analisi idraulica. Data la sua diffusione in ambito accademico ed industriale e la possibilità di accedere al codice sorgente, si è deciso di valutare le potenzialità di Open Modelica, in termini sia di prestazioni di calcolo che di affidabilità dei risultati, effettuando l'analisi idraulica di un semplice caso studio di piccola rete di TLR e confrontando i risultati con la fonte da cui si è tratto il caso studio [14]. I risultati ottenuti dal OM nel caso della rete ad albero sono in ottimo accordo con i valori di riferimento, con una differenza relativa prossima a zero, tranne che in un ramo dove la differenza è del 1,35%. Anche nel caso della rete a maglie, si ottiene un buon accordo tra il modello OM e i risultati di riferimento, con differenze inferiori al 1% sulle pressioni e inferiori al 5% sulle portate. Le discrepanze possono essere imputate all'approssimazione del coefficiente di perdita di carico distribuita f (considerato costante nell'esempio di riferimento), mentre OM lo calcola per ogni singolo tratto della tubazione in base al numero di Reynolds e alla scabrezza del tubo. Open Modelica ha quindi dato risultati soddisfacenti per il caso analizzato, anche dal punto di vista computazionale in quanto i tempi di calcolo sono dell'ordine di pochi minuti (su una macchina a 4 CPUs, 8 GB RAM). Negli sviluppi dell'attività di simulazione con Modelica si intende effettuare un'analisi idraulica ed energetica, selezionando i componenti più idonei a una valutazione globale delle reti di TLR.

Al fine di effettuare analisi parametriche semplificate di scenari di reti di TLR si è creata una prima versione, attualmente in fase di sviluppo, di un codice di calcolo in ambiente Matlab. Il codice è finalizzato allo studio parametrico semplificato delle reti di TLR allacciate a distretti urbani al fine di valutare l'impatto della *deep renovation* dei distretti sulle prestazioni della centrale e della rete di teleriscaldamento. La riduzione del fabbisogno energetico conseguente alla *deep renovation* si traduce in una riduzione della densità termica lineare nella rete di TLR (LTD) che rappresenta uno dei parametri principali per la valutazione di sostenibilità tecnica ed economica delle reti di TLR. In questo contesto risulta dunque interessante quantificare gli effetti della riduzione dell'LTD sulle prestazioni della rete di TLR, dati lunghezza e diametro. Contestualmente, è possibile analizzare l'effetto di altri parametri significativi, quali la riduzione della differenza di temperatura mandata-ritorno. Le prime analisi hanno considerato reti di lunghezza differente, ipotizzando LTD variabile tra $0,1 \text{ MW/h}$ e 5 MW/h e ΔT variabile tra 20 °C e 50 °C avendo fissato la temperatura minima di ritorno nella rete. Il valore di LTD su base annuale viene riportato ad una potenza termica assumendo una distribuzione normalizzata media giornaliera del carico termico delle utenze allacciate alla rete. L'analisi, in questa prima fase, si è focalizzata sul giorno di carico massimo secondo la distribuzione di carico considerata. Il diametro nominale delle tubazioni è stato scelto in maniera tale da

avere velocità compatibili del fluido termovettore nei rami della rete. Si sono quindi calcolati in prima approssimazione la portata della rete, la potenza elettrica di pompaggio del fluido nella rete, la potenza termica dissipata e la potenza termica prodotta in centrale. La seconda analisi svolta si è concentrata su tre reti con diverso LTD, rispettivamente di valore 1, 2 e 5 MWh/m e con lunghezza variabile tra 1 km e 100 km, utilizzando gli stessi livelli termici precedentemente assunti. Si è quindi valutata la sensibilità delle stesse variabili di output a parità di LTD. Sono in corso sviluppi del codice in modo da ampliarne le funzionalità, modellando i recuperi termici in centrale distinti per livello termico, in base alla densità termica lineare e alle condizioni climatiche della località considerata.

Il secondo obiettivo della linea di attività è collegato al teleriscaldamento attivo e, in particolare, ha riguardato la definizione e la predisposizione dei primi test sul prototipo di sottostazione di scambio termico bidirezionale realizzato nel corso del precedente triennio di Ricerca di Sistema. Il sistema di controllo e di regolazione della sottostazione è stato implementato in ambiente LabVIEW, così come il software di monitoraggio e acquisizione, il quale registra con adeguato time step (non inferiore a 3 secondi) i segnali prodotti dai sensori (temperatura, portata, pressione) e dai componenti regolabili (pompa, valvole motorizzate) della sottostazione. Il software di acquisizione è composto da una routine di acquisizione e generazione dei segnali che comunica con il sistema di acquisizione in real-time. I segnali acquisiti sono organizzati in un cluster suddiviso in sotto-cluster che fanno riferimento ad una singola scheda di acquisizione e dove ogni indicatore corrisponde a un singolo canale. Il software sviluppato permette di salvare tutti i dati acquisiti in un apposito file, rendendoli quindi disponibili per le analisi successive.

È stata inoltre definita e pianificata la prima campagna di test sperimentali, avente come obiettivo la verifica del corretto funzionamento del prototipo e la caratterizzazione delle sue prestazioni in condizioni di funzionamento di laboratorio. La campagna di prove sperimentali sarà svolta presso il Centro di Ricerca Eurac, in quanto dispone di una infrastruttura sperimentale in grado di replicare varie configurazioni di funzionamento del prototipo fornendo al contempo misure in grado di analizzare nel dettaglio i parametri di funzionamento della sottostazione. Il software di controllo e di monitoraggio del prototipo assicura completa compatibilità di funzionamento del prototipo nell'infrastruttura di prova. La campagna di test sperimentali è suddivisa in due fasi. La prima fase (Fase A) consiste in prove in regime stazionario corrispondenti ai seguenti scenari:

1. Scenario 1: Utenza soddisfatta dalla rete TLR (funziona solo lo scambiatore S1 della rete TLR):
 - 1.1. utenza in condizioni nominali di progetto;
 - 1.2. utenza in condizioni di carico termico minimo;
 - 1.3. utenza in condizioni di carico termico massimo;
2. Scenario 2: Utenza in condizioni di progetto soddisfatta dal sistema di generazione (funziona solo lo scambiatore S2 del sistema di generazione);
3. Scenario 3: Sistema di generazione che alimenta l'utenza e la rete TLR (scambiatori S2 e S3 in funzione) e utenza in condizioni di carico termico minimo;
4. Scenario 4: Utenza in condizioni di massimo carico termico soddisfatta dalla rete TLR e dal sistema di generazione (scambiatori S1 e S2 in funzione);
5. Scenario 5: Sistema di generazione che alimenta la rete di teleriscaldamento (scambiatore S3 in funzione) e utenza con carico termico nullo.

Le prove della seconda fase (Fase B) sono opportune combinazioni delle condizioni di prova della Fase A. Queste prove consistono in sei scenari ottenuti come combinazione di diversi punti di funzionamento: utenza soddisfatta dalla rete TLR in modo convenzionale (in condizioni di progetto, di minimo e di massimo fabbisogno), utenza soddisfatta dal sistema di generazione locale, sistema di generazione locale che alimenta l'utenza e/o cede calore alla rete TLR. I test, pianificati per il 2020, permetteranno la verifica e la caratterizzazione del prototipo di sottostazione in condizioni operative rappresentative di un uso reale (TRL 6) e forniranno indicazioni circa il suo perfezionamento.

4 Riferimenti bibliografici

- [1] UE, *Direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*, GU Unione Europea, 2012.
- [2] UE, *Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, GU Unione Europea, 2018.
- [3] H. Gadd e al., «Achieving low return temperatures from district heating substations,» *Applied energy*, vol. 136, pp. 59-67, 2014.
- [4] D. Schmidt e al., «Low temperature district heating for future energy systems,» *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 26-38, 2017.
- [5] F. Galatoulas e al., «An overview of renewable smart district heating and cooling applications with thermal storage in Europe,» in *Proc. of the 7th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems*, 2018.
- [6] S. Werner, «International review of district heating and cooling,» *Energy*, vol. 137, pp. 617-631, 2017.
- [7] UE, *Regolamento delegato (UE) 2019/826 della Commissione del 4 marzo 2019 che modifica gli allegati VIII e IX della direttiva 2012/27/UE riguardo al contenuto delle valutazioni globali del potenziale dell'efficienza per il riscaldamento e il raffreddamento*, GU Unione Europea, 2019.
- [8] L. Giraud e al., «Dynamic modelling, experimental validation and simulation of a virtual district heating network,» in *Proc. 28th International Conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems*, 2015.
- [9] D. Olsthoorn, F. Haghighat e P. A. Mirzaei, «Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization,» *Solar Energy*, vol. 136, pp. 49-64, 2016.
- [10] I. Del Hoyo Arce, S. Herrero Lopez, S. Lopez Perez, M. Rama, K. lobut e J. A. Febres, «Models for fast modelling of district heating and cooling networks,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 1863-1873, 2018.
- [11] IEA, «New generation computational tools for building & community energy systems,» IEA, 2017.
- [12] C. Nytsch-Geusen e al., «Template based code generation of Modelica building energy simulation models,» in *Proc. 12th International Modelica Conference*, 2017.
- [13] S. Quoilin e al., «ThermoCycle: a Modelica library for the simulation of thermodynamic systems,» in *Proc. 10th International Modelica Conference*, 2014.
- [14] A. Sciacovelli, V. Verda e R. Borchiellini, *Numerical design of thermal systems*, Ed. CLUT, 2013.
- [15] GSE, «Teleriscaldamento e teleraffrescamento 2017 - Diffusione delle reti ed energia fornita in Italia,» ottobre 2019. [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Nota%20TLR%202019.pdf. [Consultato il giorno 13 11 2019].
- [16] B. Pipesystems, «Linea di teleriscaldamento PREMANT,» 10 03 2014. [Online]. Available: https://www.pipesystems.com/fileadmin/user_upload/downloads_it/premant/PRE_UNO_Katalog_IT_INT.pdf. [Consultato il giorno 05 11 2019].
- [17] Siemens, «Immersion Temperature Sensors QAE21...,» 28 05 2018. [Online]. Available: <https://www.downloads.siemens.com/download-center/Download.aspx?pos=download&fct=getasset&id=10861>. [Consultato il giorno 30 01 2019].
- [18] Siemens, *SITRANS F Electromagnetic flowmeters*, 2013.
- [19] L. Giraud, R. Bavière e C. Paulus, «Modeling of solar district heating: a comparison between TRNSYS and MODELICA,» in *EuroSun 2014, Aix-les-Bains*, 2014.

- [20] F. Bunning, «Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization,» *Applied Energy*, vol. 209, pp. 502-515, 2018.
- [21] K. Sartor, «Simulation models to size and retrofit district heating systems,» *Energies*, 2017.
- [22] J. Duquette e al., «Thermal performance of a steady state physical pipe model for simulating district heating grids with variable flow,» *Applied Energy*, vol. 178, pp. 383-393, 2016.
- [23] M. Fuchs e al., «Evaluation of interactions between buildings and district heating networks,» in *Proc. 13th Conference of International Building Performance Simulation Association*, 2013.
- [24] H. Kauko e al., «Dynamic modelling of local low-temperature heating grids with prosumers: A case study for Norway,» *Energy*, vol. 151, pp. 261-271, 2018.
- [25] H. Kauko e al., «Dynamic modelling of local low-temperature heating grids: A case study for Norway,» *Energy*, vol. 139, pp. 289-297, 2017.
- [26] M. Kofinger e al., «Low temperature district heating in Austria: Energetic, ecologic and economic comparison of four case studies,» *Energy*, vol. 110, pp. 95-104, 2016.
- [27] G. Schweiger e al., «District heating and cooling systems - Framework for Modelica-based simulation and dynamic optimization,» *Energy*, vol. 137, pp. 566-578, 2017.
- [28] B. Van der Heijde e al., «Dynamic equation-based thermo-hydraulic pipe model for district heating and cooling systems,» *Energy Conversion and Management*, vol. 151, pp. 158-169, 2017.

5 Abbreviazioni ed acronimi

FER	Fonte di energia rinnovabile
MSL	Modelica Standard Library
OM	Open Modelica
REDII	Direttiva europea 2018/2001/UE sulle fonti rinnovabili
SDH	Solar District Heating
TLR	Teleriscaldamento