

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale DII
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**Strategie di controllo del carico termico in reti di
teleriscaldamento: il caso studio di Verona**

Relatore

Prof. Angelo Zarrella

Correlatori

Jacopo Vivian

Davide Quagiotto

Laureando

Federico D'Isep

Matricola

1115811

Anno accademico 2018/2019

Sommario

Indice delle figure.....	3
Capitolo 1 Introduzione	5
1.1 Efficienza energetica in Europa.....	5
1.2 Reti di teleriscaldamento.....	9
1.2.1 Teleriscaldamento in Europa.....	10
1.2.2 Teleriscaldamento in Italia.....	14
1.3 Stato attuale e sviluppi futuri reti TLR.....	17
1.4 Reti TLR e accumulo termico.....	18
1.5 Obiettivi della tesi.....	20
Capitolo 2 Modello di simulazione	21
2.1 Metodo ai nodi.....	22
2.2 Metodo agli elementi.....	23
2.3 NeMo.....	25
2.3.1 Pre-processing e caricamento degli input.....	25
2.3.2 Risoluzione del problema idraulico.....	26
2.3.3 Risoluzione del problema termico.....	29
2.3.4 Output.....	31
Capitolo 3 Caso studio	33
Capitolo 4 Metodo	37
4.1 Strategie di pompaggio.....	37
4.1.1 Strategia di spostamento del carico.....	38
4.1.2 Costruzione del profilo di portata modificato.....	41
4.2 Rielaborazione dei dati.....	43
4.2.1 Dati del gestore di rete.....	43
4.2.2 Semplificazione topologica della rete TLR.....	45
4.2.3 Scelta del periodi di simulazione.....	46
4.3 Simulazioni.....	48
4.4 Analisi dei risultati: valutazione del potenziale di spostamento del carico.....	50
Capitolo 5 Risultati	53
5.1 Simulazioni con una centrale di produzione.....	54
5.1.1 Simulazioni con τ variabile.....	54
5.1.2 Simulazioni con combinazione variabile e $\tau = 2.5$	57

5.1.3 Simulazioni con combinazione variabile e $\tau = 4.5$	60
5.2 Simulazioni con CCC e CRV.....	61
5.3 Discretizzazione della rete	65
Capitolo 6 Conclusioni	67
Bibliografia	71

Indice delle figure

Figura 1. Consumi finali di energia nei 28 paesi dell'UE, 2017, misurati in TEP [2].	7
Figura 2. Consumi finali di energia per il settore residenziale, distinti per utilizzo, EU-28 [3]. .	8
Figura 3 Fonti di energia impiegate negli edifici per tipologia di utilizzo, anno 2017. [3]	8
Figura 4. Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento in Europa [6].	11
Figura 5. Percentuale di energia primaria usata nelle reti TLR per singola fonte (a) e produzione totale (b) nei 28 paesi dell'UE [7].	12
Figura 6. Percentuale di energia elettrica da cogenerazione nell'anno 2012 per 25 paesi [9]. ..	13
Figura 7. Andamento della volumetria totale riscaldata [10].	14
Figura 8. Energia termica immessa in rete, distinta per sistema di produzione [10].	14
Figura 9. Risparmio di energia primaria fossile conseguito dalle reti di teleriscaldamento [10].	16
Figura 10. Bilancio delle emissioni di CO ₂ conseguito dai sistemi di teleriscaldamento [10]. ..	17
Figura 11. Volume di controllo dell'i-esimo nodo.	29
Figura 12. Rappresentazione della rete di teleriscaldamento di Verona Centro Città ottenuta con QGis [29].	33
Figura 13. Attuale regolazione della portata di massa in CCC: (a) Δp al variare della portata di massa; (b) Profili di portata di massa e di carico termico nel tempo.	38
Figura 14. Parametri utilizzati per valutare la variazione della portata di massa.	42
Figura 15. Carico termico prodotto dalla centrale CCC nella settimana di Febbraio.	47
Figura 16. Carico termico prodotto dalla centrale CCC nella settimana di Aprile.	47
Figura 17. Andamenti di alcune caratteristiche topologiche di rete: (a) lunghezza media di tubazione al variare della lunghezza massima imposta; (b) Numero di rami totali di rete al variare della lunghezza massima imposta.	49
Figura 18. Grafici di potenza e di temperatura media di una giornata tipo.	54
Figura 19. Profili di portata ottenuti variando τ , giorno Martedì, settimana di Aprile.	56
Figura 20. Profili di potenza ottenuti variando τ , giorno Martedì, settimana di Aprile.	57
Figura 21. Profilo di portata al variare delle combinazioni per la giornata di domenica, settimana di Febbraio.	59
Figura 22. Profilo di potenza al variare delle combinazioni per la giornata di domenica, settimana di Febbraio.	59
Figura 23. Differenza tra il profilo di potenza della CCC mentre soddisfa da sola l'intero carico termico e il profilo di potenza della CCC con l'ausilio di CRV nella settimana di Febbraio.	62
Figura 24. Differenza tra il profilo di potenza della CCC mentre soddisfa da sola l'intero carico termico e il profilo di potenza della CCC con l'ausilio di CRV nella settimana di Aprile.	62
Figura 25. Profili delle temperature di mandata e di ritorno per modello di rete a 160 e a 177 rami nella settimana di Aprile.	66

Capitolo 1 Introduzione

1.1 Efficienza energetica in Europa

E' evidente come sia presente in tutta Europa un trend in crescita per quanto riguarda politiche che focalizzano l'attenzione sul miglioramento dell'efficienza energetica nel tentativo di ridurre la domanda di energia e disaccoppiarla dalla crescita economica [1]. Questo processo è in atto grazie all'integrazione tra le varie fonti di energia e alla strategia per fronteggiare il cambiamento climatico che l'Unione Europea ha intrapreso per ridurre il proprio consumo totale di energia del 20% entro il 2020 e simultaneamente affrontare i problemi riguardanti la dipendenza dalle importazioni di energia, le emissioni e i costi derivanti dall'utilizzo dell'energia. La Commissione Europea ha adottato un piano di efficienza energetica nel Marzo 2011, seguito poi da una direttiva (2012/27/EU) in Ottobre 2012 del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica. Lo scopo era quello di stabilire una struttura comune per promuovere l'efficienza energetica e definire i target sull'efficienza energetica per ogni nazione per il 2020. Nel dicembre 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sull'efficienza energetica (che modifica la direttiva UE (2018/2002) aggiornando alcune disposizioni specifiche e introducendo nuovi elementi. Soprattutto, stabilisce un obiettivo di efficienza energetica globale dell'UE per il 2030 di almeno il 32,5% (rispetto alle proiezioni) con una clausola per un'eventuale revisione verso l'alto entro il 2023. Inoltre è stato stilato un Roadmap al 2050 per muoversi verso un'economia low carbon. Il piano di efficienza energetica propone numerosi azioni, tra cui:

- l'elaborazione di piani d'azione nazionali per l'efficienza energetica ogni tre anni da parte dei paesi dell'UE;
- promuovere il ruolo del settore pubblico e proporre un target restrittivo per accelerare la ristrutturazione degli edifici pubblici;
- incentivare il processo di rinnovamento degli edifici privati e migliorare le performance energetiche degli elettrodomestici;

- norme minime di efficienza energetica ed etichettatura per una serie di prodotti quali caldaie, elettrodomestici, illuminazione e televisori (progettazione ecocompatibile);
- imporre requisiti di efficienza energetica alle industrie e alle aziende, con audit energetici e sistemi di gestione dell'energia obbligatori per le grandi aziende;
- certificati di efficienza energetica obbligatori che accompagnano la vendita e la locazione di edifici;
- tutelare il diritto dei consumatori a ricevere un accesso facile e gratuito ai dati sui consumi energetici in tempo reale e storici.

All'interno delle politiche per migliorare l'efficienza energetica, l'UE ha adottato una serie di misure per migliorare l'efficienza energetica in Europa. Tra queste:

- riduzione annuale dell'1,5% delle vendite nazionali di energia;
- aumentare il rendimento di produzione dell'energia termica ed elettrica;
- riduzione della domanda di importazioni di gas dell'UE;
- i paesi dell'UE devono effettuare ristrutturazioni ad alta efficienza energetica per almeno il 3% degli edifici posseduti e occupati ogni anno dai governi centrali;
- installazione di contatori intelligenti elettrici e termici che diano ai consumatori informazioni e servizi necessari per ottimizzare il loro consumo di energia e calcolare il loro risparmio di energia;
- riduzione dei costi energetici per le persone che vivono e lavorano in edifici efficienti dal punto di vista energetico, nonché ulteriori benefici come il miglioramento della qualità dell'aria e la protezione dal rumore esterno offerta dalle finestre ad alta efficienza energetica;
- focalizzarsi sulla realizzazione di smart grid elettriche e termiche, edifici intelligenti capaci di autoprodurre energia elettrica e termica con l'integrazione di meccanismi di accumulo per aumentare la flessibilità delle reti.

Utilizzando l'energia in modo più efficiente, gli europei possono ridurre le loro bollette energetiche, ridurre la loro dipendenza da fornitori esterni di petrolio e gas e contribuire a proteggere l'ambiente. Per ottenere questi benefici, l'efficienza energetica deve essere migliorata lungo l'intera catena energetica, dalla produzione al consumo finale. Allo stesso tempo, i benefici del risparmio energetico devono essere superiori ai costi, ad esempio quelli derivanti dalle ristrutturazioni. Le misure dell'UE si concentrano pertanto sui settori in cui il potenziale di risparmio energetico è maggiore, come gli edifici, o in cui è necessario un approccio coordinato.

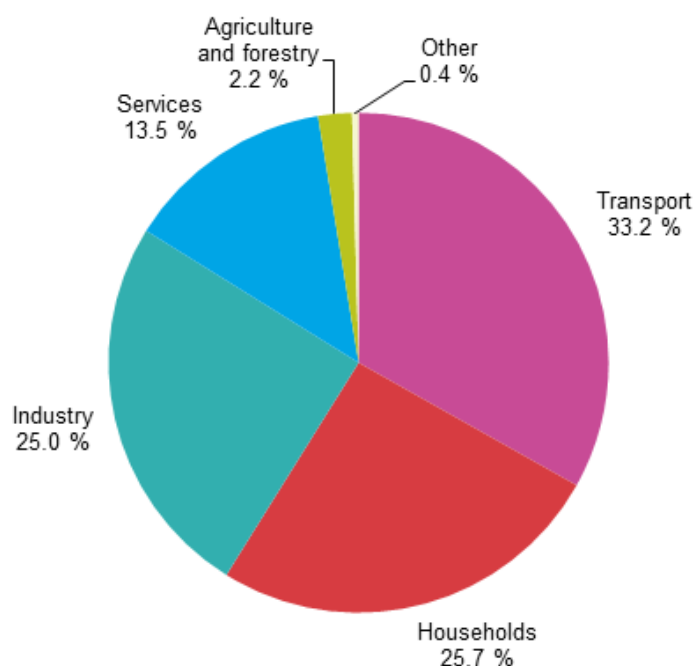


Figura 1. Consumi finali di energia nei 28 paesi dell'UE, 2017, misurati in TEP [2].

Come si può vedere dalla Figura 1, gli edifici sono responsabili approssimativamente del 40% del consumo totale di energia (sommando le quote degli edifici pubblici e privati) e del 36% delle emissioni di CO₂ in Europa. Inoltre il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici e dell'industria rappresentano la metà del consumo energetico dell'UE. Attualmente, circa il 35% degli edifici in Europa ha più di 50 anni e quasi il 75% di tutti gli edifici esistenti non è efficiente dal punto di vista energetico. Allo stesso tempo, solo il 0.4-1.2% (valore che oscilla da nazione a nazione) degli edifici viene ristrutturato ogni anno. Il massiccio rinnovamento degli edifici esistenti comporterebbe ad un significativo risparmio di energia primaria e giocherebbe un ruolo fondamentale verso una transizione ad energia pulita, abbassando il consumo totale di energia del 5-6% e le emissioni di CO₂ circa del 5%.

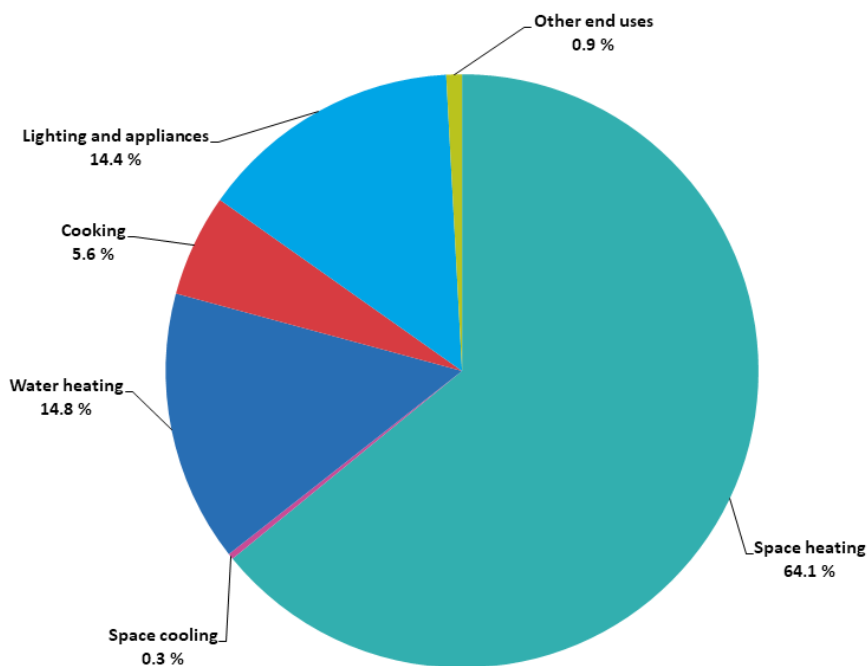


Figura 2. Consumi finali di energia per il settore residenziale, distinti per utilizzo, EU-28 [3].

Nelle famiglie dell'UE, al 2017 il riscaldamento e l'acqua calda rappresentano da soli il 79% del consumo finale totale di energia (192,5 Mtep). Dalla Figura 3 si vede come questo 79% sia diviso tra le varie fonti di energia. Il raffreddamento rappresenta una quota piuttosto modesta del consumo finale totale di energia, ma la domanda da parte delle famiglie e delle imprese come l'industria alimentare è in aumento durante i mesi estivi. Questa tendenza è legata anche ai cambiamenti climatici e all'aumento globale della temperatura.

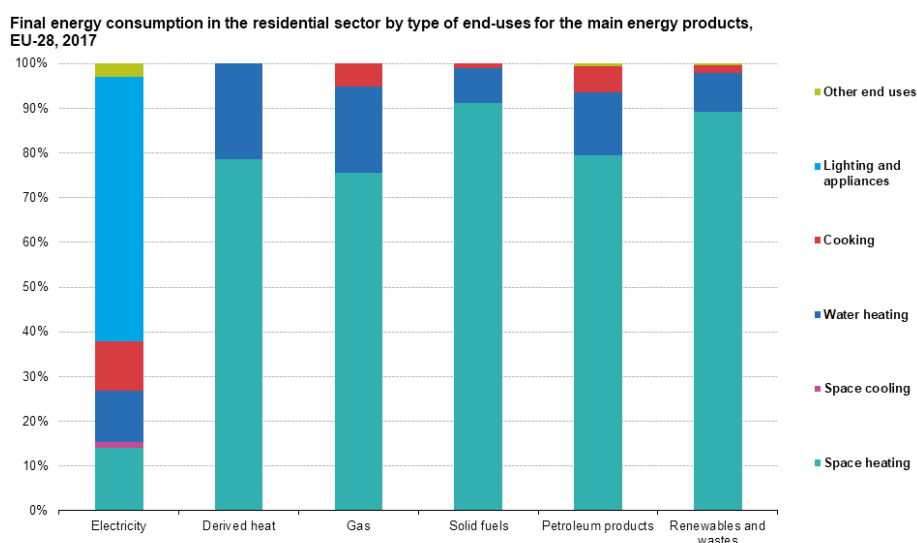


Figura 3 Fonti di energia impiegate negli edifici per tipologia di utilizzo, anno 2017. [3]

Nell'industria, il 70,6% del consumo energetico (193,6 Mtep) è stato utilizzato per il riscaldamento di ambienti e processi industriali, il 26,7% (73,3 Mtep) per l'illuminazione e i processi elettrici come i motori delle macchine e il 2,7% (7,2 Mtep) per il raffreddamento. Per raggiungere gli obiettivi climatici ed energetici dell'UE, il settore del riscaldamento e raffreddamento deve ridurre drasticamente il consumo energetico e l'uso di combustibili fossili. La riduzione del consumo energetico per il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici e dell'industria può essere ottenuta aumentando l'uso di tecniche di costruzione e progettazione avanzate e di materiali isolanti ad alte prestazioni in caso di ristrutturazione degli edifici. Il consumo di energia può anche essere ridotto fornendo migliori informazioni e controllando meglio il consumo di energia con termostati intelligenti. Possono spegnere il riscaldamento quando la temperatura impostata è raggiunta, o addirittura spegnere quando non c'è nessuno nell'edificio, in particolare negli edifici ad uso ufficio. L'energia può essere risparmiata anche migliorando le apparecchiature di riscaldamento e raffreddamento, come le caldaie, con le tecnologie più moderne ed efficienti. Altre tecnologie di riscaldamento e raffreddamento rinnovabili, come le caldaie a biomassa e i sistemi di riscaldamento solare, riducono l'uso di combustibili fossili. Nell'industria, l'energia per il riscaldamento e il raffreddamento può essere risparmiata con tecnologie ad alta efficienza energetica, come le unità di cogenerazione che producono sia calore che elettricità, e con soluzioni e tecnologie di gestione dell'energia. Poiché, come detto, quasi la metà degli usi finali di energia in Europa è legata al riscaldamento degli edifici, la costruzione e l'espansione di sistemi di teleriscaldamento efficienti sono alcuni dei punti chiave della politica energetica europea [4]. Essi rientrano perfettamente nella panoramica delle tecnologie atte ad una produzione di calore più efficiente e più sostenibile. Le principali ragioni per l'utilizzo di questi sistemi sono state l'incentivo a ridurre il consumo di combustibili fossili e incentivare l'espansione della tecnologia della cogenerazione nelle aree urbane, la quale ben si accoppia con questi sistemi.

1.2 Reti di teleriscaldamento

Le reti di teleriscaldamento (DH) svolgono un ruolo chiave nella transizione verso città più sostenibili, grazie alla loro capacità di fornire efficacemente il riscaldamento degli ambienti e l'acqua calda sanitaria agli edifici. L'idea fondamentale su cui si basa questa tecnologia è di utilizzare fonti di calore e combustibili reperibili nelle vicinanze delle reti stesse che altrimenti verrebbero non sfruttati o dispersi nell'ambiente [5]. L'obiettivo è quello di utilizzare il calore disponibile per soddisfare la domanda di energia termica locale per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici e per l'acqua calda sanitaria. Un sistema di teleriscaldamento competitivo si basa su una produzione di calore a basso costo e su una richiesta di calore locale degli utenti cosicché la lunghezza delle tubazioni

per la trasmissione del calore dalla produzione alle utenze sia la minima possibile. Le fonti di calore e i combustibili strategici per il teleriscaldamento sono:

- calore prodotto dagli impianti di cogenerazione (CHP);
- calore ottenuto dall'incenerimento dei rifiuti;
- calore in eccesso prodotto da processi industriali;
- calore prodotto da fonti geotermiche;
- combustibili di difficile utilizzo in piccole caldaie, che includono biomasse e biocombustibili.

I vantaggi del teleriscaldamento sono sostanziali, dal punto di vista energetico e ambientale: essendo una infrastruttura energetica locale le reti consentono l'utilizzo di risorse energetiche rinnovabili locali (come biomassa, la geotermia, il solare) su scala più ampia, oltre al recupero di calore residuo industriale e da centrali termoelettriche. Rispetto alle soluzioni tecnologiche tradizionali per la produzione di energia termica ad uso riscaldamento ed acqua calda sanitaria le emissioni di CO₂ sono ridotte e gli inquinanti più efficacemente controllati grazie all'applicazione di tecnologie di filtraggio dei fumi che non sono sostenibili economicamente agli utenti domestici. Inoltre l'installazione delle reti di teleriscaldamento porta spesso vantaggi nella pianificazione urbana, poiché contribuisce alla ristrutturazione di pavimentazioni, strade e posa di reti di telecomunicazioni, migliorando la qualità ambientale e la vita dei cittadini. Non da ultimo con il teleriscaldamento si garantisce una sicurezza degli edifici maggiore riducendo l'utilizzo di gas nei condomini. Nel futuro prossimo, grazie alle reti a bassa temperatura, si potranno utilizzare pompe di calore per la produzione termica e ciò consentirà una maggiore penetrazione dell'utilizzo di fonti rinnovabili e una maggiore integrazione tra reti elettriche e reti termiche.

1.2.1 Teleriscaldamento in Europa

In Europa il teleriscaldamento fornisce il 9% del calore richiesto nel settore residenziale, il 10% del settore servizi e l'8% dei fabbisogni del settore industriale. Ci sono più di 10000 reti di teleriscaldamento operative e attualmente circa 70 milioni di persone usufruiscono di tale servizio: chiaramente è presente una grande differenza in termini di densità di strutture, come è ben esplicito in Figura 4.

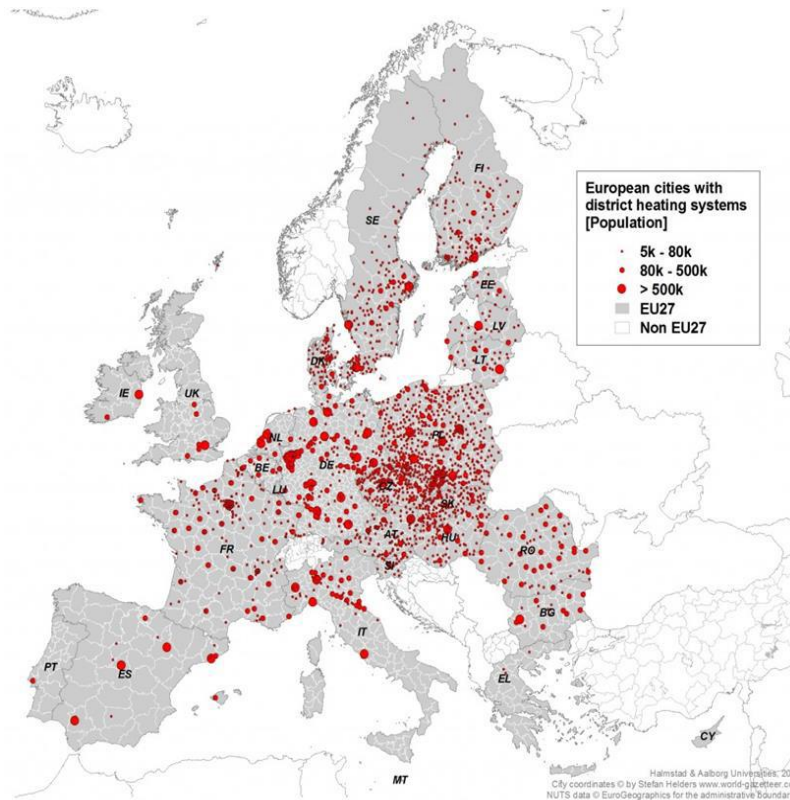


Figura 4. Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento in Europa [6].

Nel Nord Europa questa tecnologia è molto diffusa, dati i lunghi e freddi inverni e grazie alle politiche energetiche di lunga data. Anche nell'Europa dell'Est c'è una notevole concentrazione di installazioni: ciò è dovuto alle politiche energetiche portate avanti dall'Unione Sovietica nei paesi sotto il suo controllo. In passato utilizzava molto questa tecnologia, anche se la gestione di questi sistemi non era ottimale (mancava il controllo termico all'utenza e le perdite di calore erano piuttosto elevate). Queste reti comunque sono state e sono tuttora una solida base che si presta ad ammodernamenti ed estensioni di rete. In Figura 5 viene riportata la progressione nell'utilizzo di energia primaria nelle reti in Europa dal 1995 al 2012.

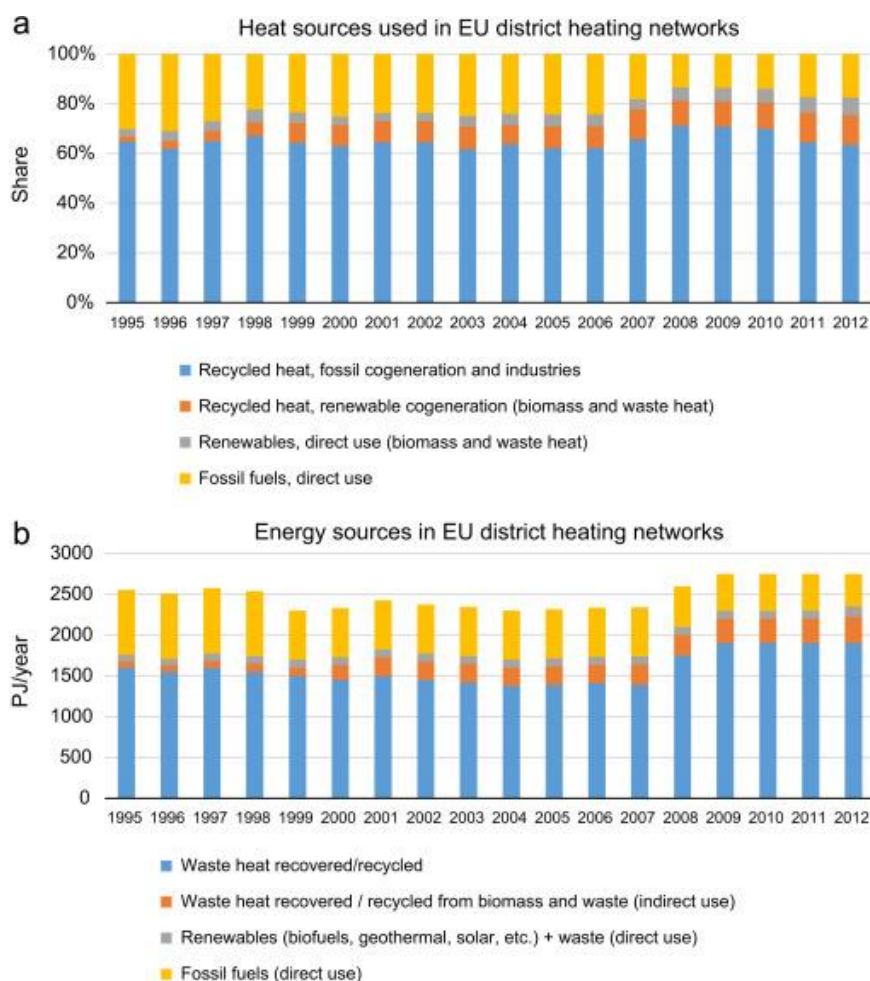


Figura 5. Percentuale di energia primaria usata nelle reti TLR per singola fonte (a) e produzione totale (b) nei 28 paesi dell'UE [7].

Si può notare come nelle reti di teleriscaldamento l'utilizzo diretto e indiretto (tramite impianti cogenerativi) di combustibili fossili è preponderante (circa l'80% del totale). Al 2012 il combustibile più usato è il gas naturale (40%), seguito dal carbone (29%) e biomassa (16%) [7]. Il gas naturale è molto diffuso perché tra i combustibili fossili è indubbiamente quello che produce minor inquinanti e minor emissioni di CO₂ per unità di combustibile utilizzato e anche per questo motivo viene impiegato molto nella cogenerazione. La sua grande diffusione in Europa non consente all'Unione Europea però di puntare all'indipendenza energetica nel breve termine poiché ne importa in grandi quantità dalla Russia. Un'altra grossa quota di energia primaria è dovuta al carbone, principalmente per il suo elevato consumo nel Regno Unito e nei paesi dell'Europa dell'Est. Anche la biomassa ha un ruolo importante soprattutto nei paesi nordici, in cui si ha una grande disponibilità di tale risorsa. Il suo utilizzo è comunque in rapida espansione. Lo sfruttamento di energia solare resta prerogativa dei paesi dell'Europa del Sud, dove si combina efficacemente alla produzione di acqua calda sanitaria. In ogni caso la quota di combustibili fossili nel medio-breve termine dovrà ridursi notevolmente a favore delle

quote di calore di scarto e rinnovabili se si vorrà perseguire una maggiore sostenibilità ed efficienza nella produzione di energia termica. Il progetto ECOHEATCOOL dimostra che le reti di teleriscaldamento hanno un notevole potenziale di espansione: è stato calcolato un incremento potenziale annuo di 6,8 EJ [8].

Inoltre si ribadisce in questo studio che le fonti energetiche e le tecnologie a bassa intensità carbonica che si addicono all'accoppiamento con il teleriscaldamento ed hanno un potenziale ancora sfruttato parzialmente sono: cogenerazione, rifiuti solidi urbani (tramite termovalorizzatori), geotermia, biomassa e calore di scarto da processi industriali. Solo per quanto riguarda la cogenerazione basti notare come sia ancora bassa la percentuale di energia elettrica prodotta da cogenerazione in Europa nel grafico proposto in Figura 6.

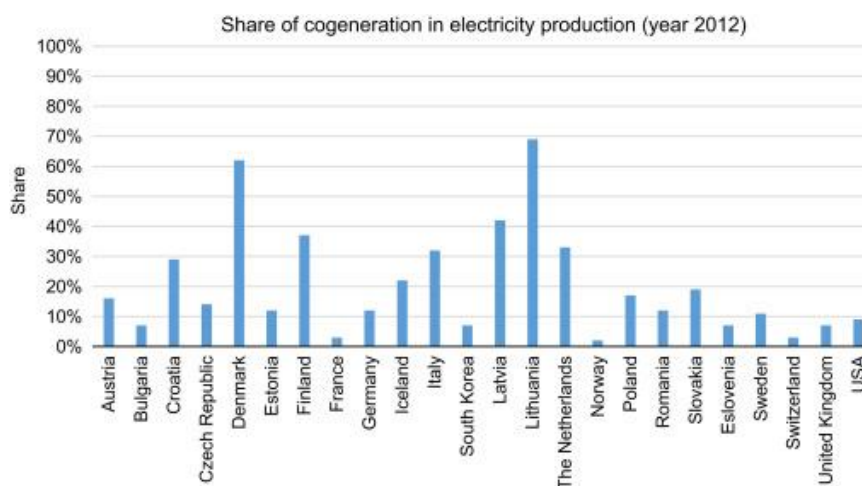


Figura 6. Percentuale di energia elettrica da cogenerazione nell'anno 2012 per 25 paesi [9].

Ciò conferma il grande potenziale di espansione della cogenerazione in Europa. Negli ultimi anni comunque è aumentata la determinazione dell'Europa verso quella trasformazione che i tecnici chiamano teleriscaldamento di quarta generazione, verso una produzione polifonte con recuperi industriali di calore altrimenti disperso, sfruttamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento. Questa decisa transizione intrapresa dall'Europa è resa possibile dalla presenza di incentivi non solo comunitari, ma anche per iniziativa dei singoli paesi più virtuosi. Infatti stravolgimenti importanti si stanno avviando in Francia, Regno Unito, Austria e Germania.

1.2.2 Teleriscaldamento in Italia

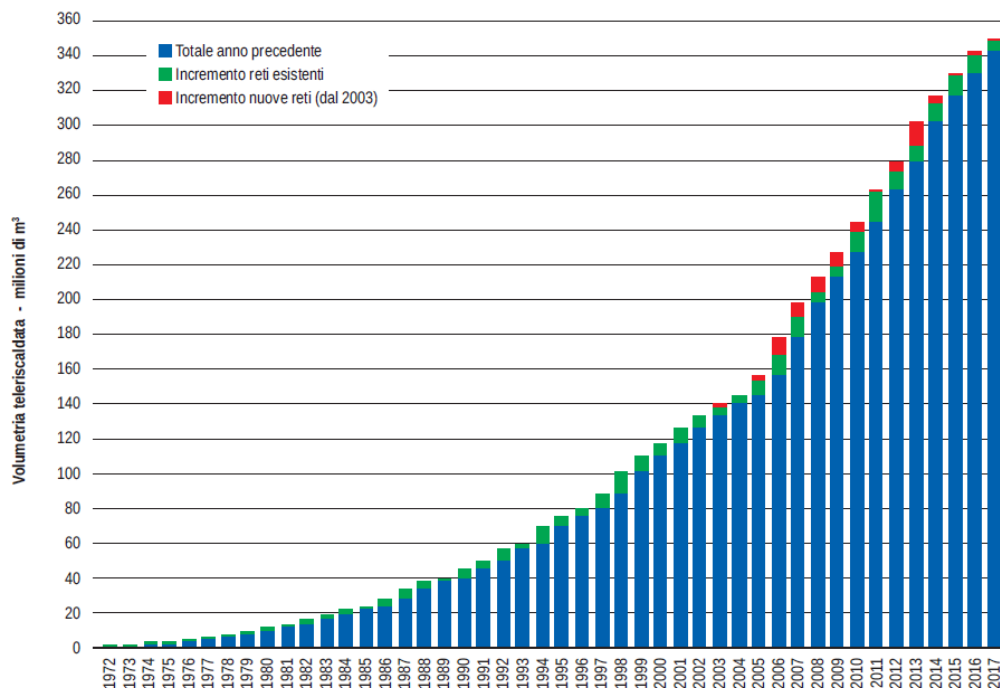


Figura 7. Andamento della volumetria totale riscaldata [10].

Come si può vedere anche dal diagramma di Figura 7, in Italia, si è assistito ad un aumento significativo della volumetria teleriscaldata, passando nel decennio 2005-2014 ad un valore di 320 milioni di m³, più che raddoppiato rispetto al decennio precedente [10]. Questa crescita importante, negli anni successivi fino ad oggi, non ha avuto un riscontro positivo, soprattutto per la quota di volumetria teleriscaldata riguardante la costruzione di nuove reti. L'assestamento dello sviluppo del teleriscaldamento in Italia emerge anche dalla quota di energia termica immessa in rete, dove dal 2013 non ci sono stati aumenti sostanziali.

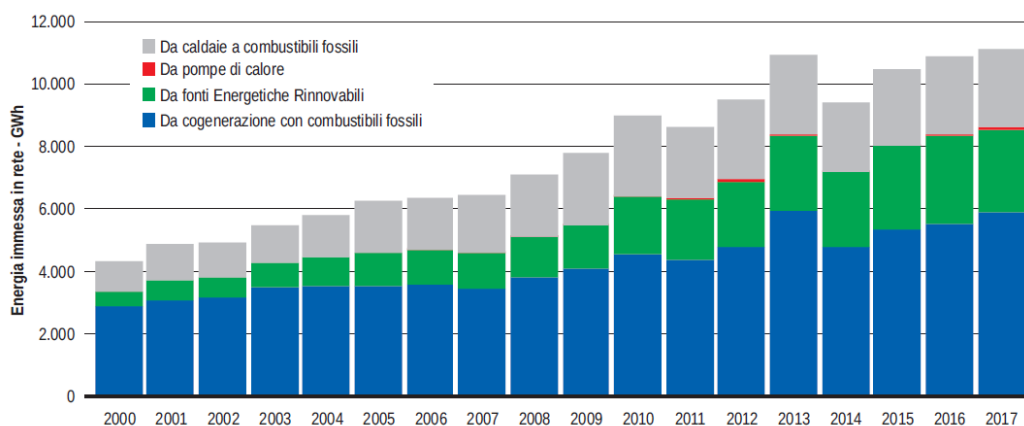


Figura 8. Energia termica immessa in rete, distinta per sistema di produzione [10].

Dai dati forniti dall’AIRU si evince che, finora, lo sviluppo del teleriscaldamento è stato trainato dagli incrementi delle reti storiche e da iniziative in centri urbani di dimensioni medio-piccole, non di rado piccolissime. Al 31 Dicembre 2017 l’estensione delle reti di teleriscaldamento urbano in Italia ha raggiunto i 4377 km di rete primaria, pari a 4 volte l’estensione nell’ anno 2000. Il confronto con la volumetria riscaldata (2.9 volte rispetto all’anno 2000) evidenzia una sostanziale riduzione di densità lineare d’utenza (rapporto tra volumetria riscaldata ed estensione delle reti), riduzione che denota la diffusione di impianti in zone a bassa densità (montane o paesi di ridotte dimensioni) e la mancanza di sviluppo nei rimanenti centri urbani. Infatti nei piccoli centri e nelle zone montane la volumetria delle utenze riscaldate è spesso minore e sono inoltre dislocate in maniera più distribuita sul territorio rispetto ai quartieri residenziali delle città medio-grandi. Permane la rilevanza della tipologia impiantistica che vede l’erogazione del calore per riscaldamento e per l’acs (circa il 70% degli impianti). Guardando alla distribuzione delle reti di teleriscaldamento a livello nazionale rimane consolidata la situazione che vede le reti concentrate nell’Italia Settentrionale, con la quasi totalità della volumetria riscaldata (96% della totale) localizzata in 5 regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Trentino-Alto Adige e Veneto.

Tabella 1. Fonti energetiche utilizzate nei sistemi di produzione [10].

Fonti di energia utilizzate	Anno 2017		Anno 2016		Anno 1995	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.377.855	71,6	1.313.657	71,1	383.521	68,9
RSU	265.247	13,8	253.215	13,7	6.708	1,2
Bioenergie [2]	175.570	9,1	171.147	9,3	-	0
Carbone	47.310	2,5	48.146	2,6	69.810	12,5
Gasolio e olio combustibile	1.863	0,1	1.531	0,1	79.726	14,3
Geotermia	23.689	1,2	24.102	1,3	4.472	0,8
Recupero da processo industriale	4.315	0,2	2.443	0,1	4.644	0,8
Solare	77	0,0	44	0	-	0
Energia primaria fossile del SEN [1]	29.397	1,5	33.082	1,8	7.750	1,4
Totale fossili	1.456.425	76	1.396.416	76	540.807	97
Totale rinnovabili	468.898	24	450.951	24	15.824	3
Totale generale	1.925.324	100	1.847.367	100	556.631	100

In Figura 8 viene riportato un grafico che ci permette di comprendere quali sono i sistemi di produzione di energia termica più utilizzati. Si vede che in Italia, come del resto anche in Europa, c’è ancora molto da fare per ridurre la percentuale di combustibili fossili usata negli impianti già esistenti. Nonostante ciò non si può dimenticare di sottolineare la versatilità di un sistema di teleriscaldamento: infatti anche sostituire il sistema di produzione dell’energia termica verso un sistema più sostenibile non significa, a parità di potenza installata, andare a stravolgere la struttura della rete idraulica e delle varie

sottostazioni. Questo si traduce in possibili riconversioni dei sistemi già esistenti. In Tabella 1 vengono elencate tutte le fonti energetiche utilizzate nei sistemi di produzione. Nonostante un utilizzo preponderante del gas naturale si osserva come l'olio combustibile sia pressoché scomparso negli ultimi 20 anni mentre l'uso del carbone sia ridotto ai minimi termini. Da notare la non trascurabile quota derivante dalle bioenergie, di cui fanno parte, oltre alla biomassa, anche biogas e biocombustibili liquidi. Nell'ottica di ottenere energia termica dal calore altrimenti disperso o dal combustibile di scarto, biomassa e recupero da processo industriale sono fonti di energia da promuovere e da incentivare. Alla luce di questi dati comunque non confortanti per quanto riguarda il massiccio impiego di gas naturale è doveroso andare a valutare sia il risparmio di energia primaria che le emissioni evitate rispetto a sistemi convenzionali sostituiti (caldaie da edificio per l'energia termica e sistema termoelettrico nazionale per l'energia elettrica). Come si può vedere dalle Figure 9 e 10 si riescono a risparmiare circa 508 ktep di energia fossile e 1743 kt di CO₂ emessa in atmosfera. I vantaggi energetici ed ambientali che ne conseguono sono evidenti.

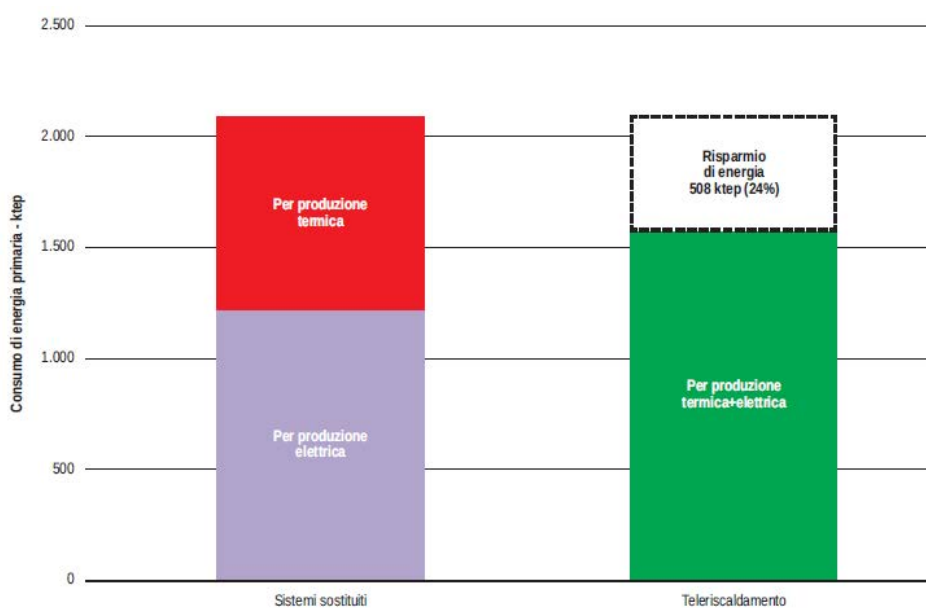


Figura 9. Risparmio di energia primaria fossile conseguito dalle reti di teleriscaldamento [10].

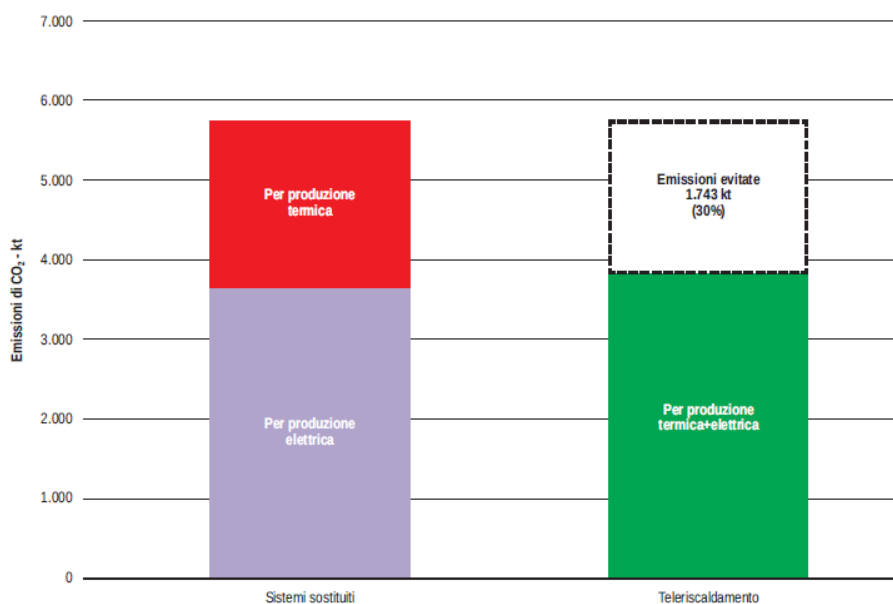


Figura 10. Bilancio delle emissioni di CO₂ conseguito dai sistemi di teleriscaldamento [10].

1.3 Stato attuale e sviluppi futuri reti TLR

La stragrande maggioranza delle reti di teleriscaldamento esistenti e delle future installazioni appartengono alla terza generazione di reti di teleriscaldamento. Questa generazione è stata sviluppata commercialmente negli anni '70 ed ha continuato a diffondersi fino ad oggi. Tutte le nuove installazioni in Cina, Europa, Stati Uniti, Corea, Canada e le numerose riqualificazioni delle reti esistenti in Europa Centrale sono di questa tipologia. Il fluido termovettore è acqua pressurizzata, ma la sostanziale differenza rispetto alla seconda generazione è la temperatura di mandata che si attesta a valori inferiori ai 100 °C. I componenti tipici di questa generazione sono tubazioni prefabbricate e pre-isolate direttamente posate nel terreno, e sottostazioni composte da scambiatori a piastre piuttosto compatti. Generalmente le motivazioni che hanno portato allo sviluppo della terza generazione erano l'utilizzo di combustibili più economici e spesso di scarti quali ad esempio rifiuti e biomassa, l'aumento dell'efficienza energetica del sistema utilizzando la cogenerazione, e in alcuni casi l'utilizzo di fonti rinnovabili quali geotermico e solare termico. Il trend generale tra le varie generazioni di reti è la costante diminuzione della temperatura del fluido termovettore e la possibilità di utilizzare materiale più economici, meno ingombranti, flessibili e possibilmente prefabbricati. Nel 2014 Lund et al. [11] hanno teorizzato e sviluppato il concetto di teleriscaldamento a bassa temperatura (LDTH), o teleriscaldamento di quarta generazione (4GDH). L'idea basilare su cui si fonda il concetto di 4GDH è la riduzione della temperatura di mandata allo scopo di ridurre le perdite di calore nella distribuzione dello stesso alle utenze e per consentire l'integrazione nella rete di fonti di calore non convenzionali e a bassa

temperatura (fonti rinnovabili e calore di scarto). Un orientamento deciso verso sistemi di teleriscaldamento di quarta generazione è stato veicolato dalla tendenza alla riduzione della domanda di calore in atto negli ultimi anni che si prevede continuerà nei prossimi decenni grazie alla progressiva ristrutturazione degli edifici esistenti e alle elevate prestazioni energetiche dei nuovi edifici. Progetti dimostrativi realizzati in diverse località d'Europa hanno dimostrato l'efficacia e la competitività dei sistemi di teleriscaldamento a bassa temperatura sia per i nuovi edifici a basso consumo energetico [12] che per gli edifici esistenti [13]. Nell'ultimo decennio sono stati messi in funzione circa 40 sistemi di teleriscaldamento della cosiddetta quinta generazione: il fluido termovettore di queste reti circola ad una temperatura inferiore a 45°C (temperatura minima richiesta per la produzione di acqua calda sanitaria) e sono in grado di soddisfare sia il fabbisogno di riscaldamento che di raffreddamento degli edifici mediante pompe di calore distribuite presso le sottostazioni dei clienti [14]. In uno studio precedente, i vantaggi di queste reti e la loro sensibilità ai principali parametri di progettazione sono stati analizzati per uno studio sui soli casi di riscaldamento [15]. Oltre alla pianificazione, alla progettazione e agli aspetti commerciali, il controllo di reti nuove ed esistenti può migliorare significativamente le loro prestazioni economiche ed ambientali.

1.4 Reti TLR e accumulo termico

Sia per reti già esistenti che per le reti future riuscire a disaccoppiare il profilo di carico termico delle centrali di produzione dalla domanda di calore richiesto alle utenze potrebbe portare ad un risparmio di energia primaria sia nella produzione termica che nel pompaggio. Al fine di ottimizzare la gestione energetica delle reti, i ricercatori hanno cercato di analizzare le possibilità di spostamento dei picchi di carico termico tramite simulazioni basate su modelli fisici della rete. Guelpa et al. [16] hanno messo in evidenza la possibilità di minimizzare il consumo di energia primaria negli impianti termici tramite la riduzione del picco di potenza termica prodotto. Ciò consente un miglior sfruttamento degli impianti di cogenerazione che sono tipicamente dimensionati per coprire solo una parte del picco di carico termico massimo. Lo spostamento del picco di carico inoltre permette di massimizzare la produzione termica ed elettrica nei momenti della giornata in cui risulta economicamente conveniente. Poiché la richiesta di calore degli utenti non varia, la differenza di energia termica non prodotta durante il picco di carico deve essere accumulata in precedenza in qualche tipologia di accumulo o fornita dall'esterno. Serbatoi per l'accumulo d'acqua sono già molto diffusi nelle caldaie degli impianti di riscaldamento domestici: essi permettono di disaccoppiare l'energia termica prodotta dalla caldaia dalla domanda di calore dell'utente. Chiaramente l'efficacia del serbatoio di accumulo dipende dalla sua capacità termica, che, per queste applicazioni, dipende molto dal volume del serbatoio. Applicando il concetto di accumulo termico alle reti di

teleriscaldamento, Turski et al. [17] mostrano che i metodi di immagazzinamento del calore nei sistemi di teleriscaldamento possono essere suddivisi in due tipi: l'immagazzinamento diurno e l'immagazzinamento stagionale. In Scandinavia è molto diffuso l'uso di accumulatori sensibili a breve termine per coprire i periodi di picco della domanda, consentendo all'impianto di essere progettato più piccolo e di funzionare a piena capacità. Altri studi descrivono gli accumulatori di calore distribuiti e gli accumulatori di calore e di freddo a cadenza oraria, giornaliera, settimanale e stagionale, ma utilizzando solo condizioni simulate. Tutte le soluzioni sopraindicate richiedono l'espansione dei sistemi di teleriscaldamento con elementi aggiuntivi (accumulatori di calore di diverso tipo), il che comporta spesso investimenti considerevoli. Una soluzione alternativa, che non richiede l'installazione di elementi aggiuntivi, è l'uso della rete di teleriscaldamento per immagazzinare il calore. In questo studio il concetto è di considerare la rete di teleriscaldamento come un sistema di accumulo, utilizzando la capacità termica derivata dal volume d'acqua contenuto nelle tubazioni della rete per ridurre efficacemente i picchi di carico termico, come è riportato in [18] dove è stata proposta e valutata una tecnica di controllo del carico utilizzando metodi di simulazione. La temperatura media di rete verrà usata come indicatore dello stato di carica del sistema d'accumulo. Vandermuelen et al. [19] hanno confrontato la flessibilità energetica (capacità di stoccaggio dell'energia) fornita dal volume d'acqua racchiuso nelle tubazioni della rete con quella fornita dagli edifici collegati alla rete. Ciò consentirebbe ai gestori di rete di aumentare la competitività dei loro sistemi di produzione di energia mediante l'accumulo termico. Altri ricercatori hanno sviluppato modelli predittivi di regolazione per determinare la temperatura ottimale di mandata delle reti di teleriscaldamento- si veda ad esempio [20]. Le differenze tra questo sistema di accumulo e uno tradizionale sono principalmente due:

- l'accumulo nelle reti non è separato dalle tubazioni di mandata e di ritorno poiché esse stesse sono il sistema di accumulo;
- il fluido all'interno della rete assolve contemporaneamente due funzioni: il trasferimento e l'accumulo di calore. Maggiore è la portata di massa che circola in rete, più velocemente avvengono questi fenomeni a causa di una velocità del fluido nelle tubazioni maggiore. Come risultato la capacità teorica della rete può differire da quella reale.

Proprio per quest'ultimo motivo e per la maggiore complessità di dover trattare un sistema di accumulo così esteso sorge la necessità di avere un modello per simulare il comportamento termico e idraulico della rete. Diversi modelli di rete di teleriscaldamento sono stati proposti dalla comunità scientifica. La maggior parte di essi sono basati sul metodo dei nodi o su metodi agli elementi [21]. Per riprodurre il comportamento idraulico

e termico delle reti di teleriscaldamento e di teleraffreddamento è stato sviluppato dall'Università di Padova un modello che risolve il problema idraulico in condizioni stazionarie e il problema termico in condizioni transitorie. Il modello, denominato NeMo, è simile a quello proposto dal Politecnico di Torino, utilizzato per lo studio del comportamento termico e idraulico di reti termiche complesse [22]. Per analizzare l'accuratezza del modello, basato su schemi alle differenze finite, è stato condotto uno studio per riprodurre le onde termiche lungo una singola tubazione [23]. Il suddetto articolo dimostra che la propagazione del calore attraverso la rete può essere riprodotta con precisione, a condizione che la rete sia correttamente discretizzata. Lo studio ha rivelato che la discretizzazione che dà i migliori risultati dipende dal time-step del solutore interno al modello e dal numero di Courant. Inoltre, sia l'accuratezza del modello che il tempo di calcolo aumentano asintoticamente con il numero di nodi impostato dall'utente.

1.5 Obiettivi della tesi

Il lavoro di tesi si propone di utilizzare NeMo per simulare il comportamento idraulico e termico di una vera e propria rete di teleriscaldamento urbano, studiando la fattibilità di applicazione di strategie di controllo con lo scopo di spostare il carico termico a seconda delle esigenze del gestore di rete. La capacità termica dell'acqua racchiusa nelle tubazioni della rete viene sfruttata per disaccoppiare il profilo di carico termico dalla domanda di calore richiesto alle utenze. A differenza di altri modelli esistenti usati nelle simulazioni di reti TLR, NeMo opera con una temperatura di mandata costante, impostata ad un certo valore, e una portata di massa di mandata variabile a seconda della produzione di calore (in accordo con la reale gestione della rete di Verona). Il lavoro si incentrerà sulla definizione di un metodo, quanto più generale possibile, per modificare la strategia di pompaggio, allo scopo di ottenere spostamento del carico e riduzione del picco giornaliero di potenza. Si andrà a valutare come questo metodo modifichi la produzione di calore della centrale termica principale e se la presenza di altre centrali di erogazione del calore influenzi i risultati ottenuti.

Capitolo 2 Modello di simulazione

Una rete di teleriscaldamento è essenzialmente un sistema termodinamico costituito da un complesso insieme di tubazioni, che utilizza un fluido termovettore caldo per trasportare calore dal sito di produzione agli utenti finali. Tale sistema è risolto quando sono note tutte le portate di massa e le temperature dei vari nodi. Nel caso in cui il fluido sia incomprimibile sono sufficienti tre bilanci per risolvere il sistema:

- il bilancio di conservazione della massa;
- il bilancio di conservazione del momento della quantità di moto;
- il bilancio di conservazione dell'energia.

Le prime due equazioni permettono di ricavare le pressioni e le velocità del fluido nella rete, e di conseguenza è possibile ricavare anche le portate di massa (risoluzione del problema idraulico), mentre dall'ultima equazione è possibile ottenere le temperature lungo la rete (risoluzione del problema termico).

In letteratura si possono trovare due grandi famiglie di modelli che analizzano il comportamento termico delle reti di teleriscaldamento con due sistemi differenti, il metodo agli elementi e il metodo ai nodi [21]. Entrambi i metodi si basano sulla teoria dei grafi per la rappresentazione delle reti, questo porta alla necessità di definire nodi e rami orientati portando infine ad una matrice di incidenza che definisce le mutue connessioni tra i rami del grafo. Quando ci si trova in un funzionamento in convezione forzata, la velocità di propagazione del calore non dipende dalla distribuzione delle temperature, questo permette di disaccoppiare il problema idraulico ed il problema termico, che quindi possono essere risolti in separata sede. In genere il primo passo è quello di risolvere il problema idraulico trovando le portate di massa nei rami e le perdite di carico. In seguito, si utilizzano questi risultati per risolvere il bilancio di energia e trovare quindi la distribuzione di temperature nella rete.

2.1 Metodo ai nodi

Il metodo ai nodi si rifà al metodo di discretizzazione semplificata, in cui i parametri della rete sono concentrati in nodi collocati alle tubazioni. Di seguito vengono indicate le caratteristiche principali:

- il calcolo delle portate e delle temperature in un determinato istante è basato sulla conoscenza dell'istante precedente di quelle grandezze in un singolo punto della rete;
- il metodo presenta dei problemi con l'effetto diffusivo, specialmente con un numero di Courant vicino a 0.75, ma il problema non sussiste se i time step sono piccoli;
- le perdite di calore sono calcolate assumendo differenti temperature dell'acqua e dell'acciaio delle pareti di tubazione. La capacità termica dell'isolamento e del terreno circostante non sono prese in considerazione, perciò non vengono calcolate le variazioni di temperatura dell'isolamento nel tempo;
- se implementato correttamente, il metodo richiede un numero costante di operazioni in virgola mobile, indipendente dal time step.

Inoltre è doveroso specificare che per tale sistema generalmente si fanno le seguenti assunzioni [24]:

- la velocità del fluido all'interno dei tubi è distribuita uniformemente;
- i parametri caratteristici dell'acqua sono presi ad una temperatura media tra quella di mandata e quella di ritorno in centrale;
- lo scambio di calore per conduzione assiale è trascurabile sia per la tubazione che per l'acqua, mentre rimane quello per conduzione radiale;
- il numero di Biot considerato è $< 0,1$ (Il numero Biot è calcolato come $B_i = h_l/L$ λ_s dove h_l è il coefficiente di scambio termico con l'esterno, L è la lunghezza caratteristica considerata e λ_s è la conducibilità termica del suolo).

La temperatura al nodo di uscita è stimata partendo dalla temperatura al nodo di ingresso e considerando la velocità del flusso. In seguito, la temperatura ottenuta è modificata tenendo presente il contributo delle perdite di calore e l'apporto dato dalla capacità termica delle tubazioni. Il metodo si compone essenzialmente di tre passaggi:

1. Calcolare la temperatura al nodo di uscita T_j al tempo t , tramite un'equazione in cui le variabili sono:

- la portata volumetrica;
- l'intervallo di tempo considerato;
- il volume totale di acqua all'interno della tubazione;

- la temperatura al nodo di ingresso all'istante iniziale;
 - il numero di intervalli di tempo in cui la portata è uscita dal nodo di ingresso.
2. Si considera l'effetto della capacità termica delle pareti delle tubazioni tramite un'equazione in cui le variabili sono:
- la temperatura della parete del tubo al momento precedente l'istante considerato;
 - la capacità termica della parete [J/K];

Una volta che la temperatura della tubazione al nuovo istante viene stimata, si aggiorna la temperatura alla parete del tubo e la si utilizza nell'ultimo passaggio.

3. Si prendono in considerazione gli effetti delle perdite di calore verso l'ambiente tramite un'equazione le cui variabili sono:
- la lunghezza della tubazione;
 - il coefficiente di trasmissione globale del calore dell'elemento che stiamo considerando (considerando i coefficienti convettivi con il fluido, e quelli conduttivi con il terreno);
 - la temperatura del terreno.

In quest'ultimo passaggio è necessario fare una stima della portata volumetrica tramite un'ipotesi sulla velocità media all'interno della condotta.

2.2 Metodo agli elementi

Il software utilizzato per questa tesi fa parte di questa famiglia di modelli, tra cui si citano i più utilizzati: modello agli elementi finiti, modello ai volumi finiti e modello alle differenze finite. NeMo appartiene proprio a quest'ultima branca di modelli. Di seguito viene brevemente descritta la logica di tale famiglia di modelli, mentre il software NeMo verrà descritto successivamente nel capitolo. Tutti i metodi agli elementi suddividono le tubazioni in un numero discreto di elementi. Qui sono riassunte le principali caratteristiche di questi metodi:

- i calcoli numerici si basano su un profilo di temperatura lungo la tubazione;
- il metodo presenta un eccessivo effetto diffusivo quando il numero di Courant tende a zero;
- le perdite di calore in direzione radiale sono calcolate assumendo un'unica temperatura uniforme per l'acqua, per la parete di acciaio della tubazione, per l'isolamento e per il terreno circostante;
- per compensare l'effetto diffusivo, questi metodi richiedono un numero di operazioni in virgola mobile diverse per ogni tubazione, in numero proporzionale al valore di time step utilizzato.

Tutti i metodi agli elementi necessitano di rappresentare la rete come un insieme di nodi e rami orientati e una matrice di incidenza ne determina le reciproche connessioni. Una volta fissata la geometria, vengono calcolati i profili di pressione e di temperatura. Come già anticipato, in caso di convezione forzata, la velocità del fluido termovettore non dipende dalla distribuzione di temperatura. Pertanto, i sottomodelli idraulico e termico possono essere disaccoppiati. Questo permette di calcolare le portate di massa e le pressioni attraverso la rete in una prima fase; dopodiché, note le portate di massa, si effettua il bilancio energetico per conoscere la distribuzione della temperatura. Il metodo parte dalla formulazione dei due principi essenziali della conservazione della quantità di moto e dalla conservazione della massa. Il primo dei due principi afferma che la variazione di portata all'interno di una condotta è direttamente proporzionale alla variazione di pressione: essendo nota la portata all'interno delle tubazioni, è possibile ottenere le perdite di carico tramite la correlazione di Darcy-Weisbach, che mette in relazione la dissipazione dell'energia all'interno della tubazione con vari fattori di attrito e il diametro della tubatura. Il secondo principio afferma che la somma delle portate in ingresso ad un nodo è uguale alla somma delle portate in uscita al medesimo nodo; ciò è valido se si considera un fluido incomprimibile, come di fatto sono i fluidi utilizzati nel teleriscaldamento. In caso contrario si dovrebbe tenere in considerazione la variazione di massa nel volume di controllo del nodo. Il trasferimento di calore tra il fluido e il terreno è espresso tramite un'equazione le cui variabili sono:

- la temperatura del fluido e della parete del tubo;
- la portata volumetrica;
- la superficie interna del tubo per unità di lunghezza;
- la resistenza termica totale del sistema terreno-tubazione.

La resistenza termica totale è espressa in termini di somma delle singole resistenze di ogni strato della tubazione, poiché il calore viene trasferito dal fluido più caldo, fino al terreno freddo tramite un percorso costituito da vari passaggi attraverso diversi strati di materiali. In questi sistemi la quota di calore maggiore viene trasferita tramite il meccanismo della convezione, per cui è molto importante stimare il coefficiente di scambio termico convettivo. Dato che la differenza di temperatura tra le pareti del tubo e il fluido termovettore è molto bassa, tale coefficiente può essere stimato tramite la correlazione di Dittus-Boelter, valida solo in caso di moto turbolento. Solitamente viene trascurato il trasferimento in direzione assiale al tubo, mentre si considera solamente quello in direzione radiale. Lo stesso discorso è valido per il calore trasferito per conduzione. Per ogni meccanismo di trasmissione del calore è necessario valutare la conducibilità termica di tutti i materiali costituenti la tubazione (acciaio, isolante e rivestimento). Infine, la resistenza termica del terreno è generalmente calcolata tramite il

modello della sovrapposizione, che eguaglia la resistenza del terreno a quella di un cilindro di diametro noto, funzione del diametro della tubazione.

Ora si esamina il modello utilizzato per affrontare le simulazioni, NeMo, su cui si basa l'intera tesi. Sono stati fatti diversi studi per vedere quale dei due metodi sia migliore per specifici problemi, evidenziando che il metodo ai nodi a parità di ordine di equazioni è migliore per reti in cui si abbiano tubazioni molto estese e picchi di temperatura elevati. Inoltre tale metodo risulta meno oneroso dal punto di vista computazionale. Esso tuttavia è limitato a reti con schema topografico ad albero, che sono in genere reti poco estese. Il metodo agli elementi risulta migliore per la previsione dell'ampiezza del fronte d'onda e quando vi sono rapide oscillazione della temperatura. NeMo è un modello alle differenze finite che ricalca quello sviluppato presso il Politecnico di Torino.

2.3 NeMo

NeMo è il software su cui si sviluppa il progetto di tesi e si tratta di un modello alle differenze finite sviluppato internamente all'università da Jacopo Vivian [25]. Tale programma permette di effettuare analisi idrauliche e termiche su reti di teleriscaldamento anche molto sviluppate in tempi ragionevoli. Il programma consiste in un codice matlab suddiviso in quattro parti:

- pre-processing e caricamento degli input della rete
- risoluzione del problema idraulico
- risoluzione del problema termico
- post-processing degli output

2.3.1 Pre-processing e caricamento degli input

Il primo blocco del modello consiste nella lettura degli input, che sono su file esterni (file excel). Il primo file Excel è suddiviso in tre fogli i cui input sono:

- i carichi termici di ogni utenza e di ogni centrale di produzione esclusa quella della centrale principale (CCC);
- le portate di masse di ogni utenza e di ogni centrale di produzione esclusa quella della centrale principale (CCC);
- le temperature di erogazione del calore delle centrali termiche.

All'interno del secondo file Excel si specifica la tipologia del nodo, ovvero si indica se il nodo è un consumer (consumatore) o un supplier (generatore). Il terzo file Excel presenta due fogli: uno in cui si descrive la topologia della rete tramite una matrice di incidenza composta da n righe e b colonne, dove n è il numero di nodi, mentre b è il numero di rami. Il programma funziona in modo tale che un consumatore non possa avere due rami a

monte, per cui nella costruzione della rete se ne terrà conto; l'altro in cui vengono specificate le caratteristiche tecniche di ogni singola tubazione, tra cui la lunghezza della tubazione, i diametri interno ed esterno, lo spessore dell'isolante, la conduttività termica dell'isolante, il coefficiente di rugosità delle tubazioni e il coefficiente di perdite concentrate. Dall'interfaccia di NeMo si devono fissare le condizioni al contorno della simulazione ed alcune caratteristiche della rete, tra cui:

- la temperatura del terreno;
- la conducibilità del terreno;
- la profondità a cui sono interrate le tubature;
- il numero di nodi della rete;
- il numero di rami della rete;
- il numero di centrali di fornitura del calore;
- la temperatura iniziale a cui si trova la rete (sia all'andata che al ritorno);
- la portata di massa di design (valore di primo tentativo al programma);
- il time step degli input;
- il tempo totale di simulazione.

2.3.2 Risoluzione del problema idraulico

Una volta fissata la geometria, come detto, vengono calcolati i profili di pressione e di temperatura. Essendo che i sottomodelli idraulico e termico sono disaccoppiabili si possono calcolare le portate di massa e le pressioni attraverso la rete in una prima fase; dopodiché, note le portate di massa, si effettua il bilancio energetico per conoscere la distribuzione della temperatura. Il modello idraulico si basa sull'ipotesi di fluido in regime slug flow, il che implica che la velocità del fluido termovettore è uniforme in direzione radiale (modello monodimensionale). Dato che il fluido termovettore utilizzato, acqua pressurizzata, è di natura incompressibile, sono sufficienti due equazioni per descrivere il flusso di portata e la distribuzione delle pressioni: l'equazione di continuità e l'equazione del momento. Le condizioni al contorno del problema idraulico per una rete di teleriscaldamento generalmente sono due: la pressione del nodo di ingresso del ramo che si connette alla generazione del calore (le centrali termiche) e le portate che arrivano agli utenti finali. Infatti per un sistema che lavora con fluido incompressibile è necessario settare una pressione ad un nodo che sia di riferimento per tutti gli altri (verrà scelto il nodo a valle della centrale termica più grande a cui è affidato il pompaggio della rete nelle stagioni prese in considerazione). L'equazione di continuità applica la conservazione della massa all'*i*-esimo nodo della rete (bilancio di portata della rete):

$$G_{i,in} - G_{i,out} = G_{i,ext} \quad (1)$$

dove: $G_{i,in}$ è la portata di massa in ingresso ai nodi; $G_{i,out}$ è la portata di massa in uscita ai nodi; G_{ext} è la portata estratta dalla rete (estratta alle utenze). L'equazione del momento applica le equazioni di Navier-Stokes al j-esimo tubo delle rete includendo l'effetto della viscosità:

$$-\Delta p_j = -\Delta p_{frict,j} - \Delta p_{loc,j} + \Delta p_{pump,j} \quad (2)$$

dove: Δp_j è la perdita di carico lungo la j-esima tubazione; $\Delta p_{frict,j}$ sono le perdite di carico distribuite lungo la j-esima tubazione; $\Delta p_{loc,j}$ sono le perdite di carico concentrate lungo la j-esima tubazione; $\Delta p_{pump,j}$ è la prevalenza fornita dalle pompe. Le perdite di carico distribuite possono essere espresse in funzione del quadrato della velocità del fluido nelle tubazioni tramite la seguente equazione:

$$-\Delta p_{frict,j} = \frac{1}{2} \rho v_j^2 \left(f_j \frac{L_j}{D_j} \right) \quad (3)$$

dove: ρ è la densità del fluido circolante nelle tubazioni; v_j è la velocità del fluido nella j-esima tubazione; f_j è il fattore d'attrito della j-esima tubazione; L_j è la lunghezza della j-esima tubazione; D_j è il diametro della j-esima tubazione. Le perdite di carico concentrate possono anch'esse essere espresse in funzione del quadrato della velocità del fluido nelle tubazioni tramite la seguente equazione:

$$-\Delta p_{loc,j} = \frac{1}{2} \rho v_j^2 \beta_j \quad (4)$$

dove β è il fattore di attrito. Quindi conoscendo queste due equazioni, si può riscrivere l'equazione delle perdite di carico come:

$$\Delta p_j = \frac{1}{2} \rho v_j^2 \left(f_j \frac{L_j}{D_j} + \beta_j \right) - \Delta p_{pump,j} \quad (5)$$

Poiché le velocità sono legate alla portata di massa tramite l'equazione:

$$G_j = \rho S_j v_j \quad (6)$$

dove S_j è l'area della sezione di tubazione. Sostituendo la (6) nella (5) si ottiene la seguente equazione:

$$\Delta p_j = r_j G_j^2 - \Delta p_{pump,j} \quad (7)$$

Dove tutti i termini costanti riferiti alla j-esima tubazione sono raggruppati nella costante r_j :

$$r_j = \frac{1}{2 \rho S_j^2} \left(f_j \frac{L_j}{D_j} + \beta_j \right) \quad (8)$$

Perciò tutte le portate e tutte le pressioni possono essere trovate risolvendo due sistemi di equazioni che, scritte in forma matriciale, diventano:

$$\begin{cases} AG + G_{ext} = 0 \\ A^T P = rG^2 - t \end{cases} \quad (9)$$

dove G e P sono rispettivamente i vettori (b*1) delle portate di massa e i vettori (n*1) delle pressioni. La prevalenza delle pompe $\Delta p_{j,pump}$ è immagazzinata nel vettore t (b*1). Il problema idraulico è quindi composto da due sistemi, il primo formato da n equazioni, e il secondo da b equazioni, dove n è il numero di nodi del sistema e b il numero di rami. Perciò l'intero sistema è composto da (n+b) equazioni e (n+b) variabili. Il vettore G è presente in entrambe le equazioni. Inoltre il sistema è non lineare perché P dipende da G. Per poter risolvere il sistema nella sua interezza il modello utilizza un metodo semi-implicito, conosciuto come Metodo Simple [26]. In questo metodo la distribuzione delle pressioni è determinata in una prima fase calcolando una distribuzione di velocità intermedie da una stima di primo tentativo della distribuzione delle pressioni. Successivamente si ottengono delle correzioni appropriate per poter soddisfare l'equazione di continuità. L'equazione del momento viene linearizzata considerando il primo termine come prodotto di una resistenza idraulica R e di una portata di massa G:

$$\Delta p_j = R_j G_j - \Delta p_{pump,j} \quad (10)$$

In forma matriciale si ottiene quindi:

$$A^T P = R(G) G - t \quad (11)$$

Dopodiché il passo successivo consiste nel stimare le portate e le pressioni all'interno della rete: vengono fissati valori di primo tentativo delle portate per calcolare la matrice diagonale delle conduttanze idrauliche Y (b*b), dove $Y_{j,j}=1/R_j$. Poi vengono fissati anche i valori di primo tentativo per le pressioni P* e usati nell'equazione (12) per calcolare il nuovo vettore di portata G*. L'equazione (12) è ottenuta moltiplicando la (11) per Y:

$$G^* = Y A^T P^* + Y t \quad (12)$$

Con questo nuovo vettore G* una nuova matrice di conduttanze Y* può essere calcolata. Successivamente, ponendo nella prima equazione della (9) $Y=Y^*$, sia le pressioni che le portate vengono corrette simultaneamente:

$$AY^* A^T \Delta p^{corr} = -AG^* - G_{ext} \quad (13)$$

$$\Delta G^{corr} = Y^* A^T \Delta p^{corr} \quad (14)$$

La correzione delle pressioni può essere ottenuta risolvendo il sistema lineare presentato nell'equazione (13). Poi il vettore risultante può essere usato per calcolare la correzione delle portate, come mostrato nell'equazione (14). Infine fattori di rilassamento possono essere usati per calcolare i nuovi vettori P e G da impiegare nella successiva iterazione. Il ciclo iterativo di norma si arresta quando sia i residui di G e di P assumono rispettivamente valori minori di 0.01 kg/s e di 50 Pa.

2.3.3 Risoluzione del problema termico

Per risolvere il problema termico vengono fatte alcune ipotesi:

- La conduzione del calore attraverso il tubo a parete lungo la direzione assiale viene trascurata;
- Il trasferimento di calore in direzione radiale considera la convezione tra il fluido termovettore e la superficie interna del tubo, l'isolamento termico del tubo e la resistenza termica del terreno circostante;
- La capacità termica del terreno circostante è trascurata.

Una volta che le portate di massa sono state determinate per ogni tubazione (risolvendo il problema idraulico), l'insieme di equazioni del blocco termico vanno a calcolare la propagazione della temperatura nella rete e le perdite di calore verso il terreno circostante. Il bilancio termico della rete risulta dall'applicazione della conservazione dell'energia eseguita sul volume di controllo di fluido termovettore che racchiude tutti i nodi n della rete. Il volume di controllo dell'i-esimo nodo corrisponde alla metà del volume del fluido termovettore di tutti i rami ad esso collegati.

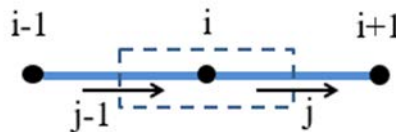


Figura 11. Volume di controllo dell'i-esimo nodo.

Perciò, si hanno n equazioni in n variabili (la temperatura in ogni nodo). Applicando il bilancio di energia all'i-esimo nodo si ottiene:

$$\frac{\partial(\rho c_p T_i)}{\partial \tau} \Delta V_i + \sum_j^b c_p G_j T_j = \sum_j^b \lambda_j \left(\frac{dT_j}{dx_j} \right) S_j + \phi_{V,i} - \phi_{L,i} \quad (15)$$

Il secondo termine dell'equazione rappresenta (con il segno corretto) la somma della portata di massa entrante ed uscente dal nodo attraverso le tubazioni che lo connettono. Entrambi sono alla temperatura T_j . Le G_j sono note dal problema idraulico. Alla destra

dell'uguale si ha un termine corrispondente alla conduzione termica in direzione assiale (lungo l'asse delle tubazioni) che nel modello viene trascurato, un termine che indica la generazione interna di calore all'interno del volume di controllo ($\phi_{v,i}=0$) e infine un termine che ci fornisce le perdite di calore dal volume di controllo al terreno, espresso nell'equazione:

$$\phi_{L,i} = \sum_j^b \frac{1}{2} L_j \Omega_j U_j (T_i - T_\infty) \quad (16)$$

Tenendo conto di queste considerazioni l'equazione (15) diventa:

$$\rho V_i c_p \frac{\partial T_i}{\partial \tau} + \sum_j^b c_p G_j T_j = -\phi_{L,i} \quad (17)$$

Mostrando solo il bilancio energetico al nodo di figura 8 si ottiene l'equazione (18):

$$\rho V_i c_p \frac{\partial T_i}{\partial \tau} = G_{j-1} c_p T_{j-1} - G_j c_p T_j - \frac{1}{2} (L_j \Omega_j U_j + L_{j-1} \Omega_{j-1} U_{j-1}) (T_i - T_\infty) \quad (18)$$

dove Ω è il perimetro della sezione di tubo, U è il coefficiente di trasmissione radiale del calore dal fluido al terreno e T_∞ la temperatura indisturbata del terreno. Nell'equazione (17) si può vedere chiaramente come siano presenti alle temperature sui nodi T_i sono associate più temperature ai rami T_j , che corrispondono a tutti i rami connessi con quell' i -esimo nodo. Di conseguenza, il sistema non può essere risolto correttamente a meno che non venga impostata una corrispondenza tra le temperature dei rami e le temperature dei nodi. La correlazione scelta segue lo schema upwind di primo ordine (FOU). Nota la distribuzione di velocità, ricavabile dagli output del problema idraulico, la temperatura associata ad ogni ramo è uguale a quella del suo nodo a monte. Questo metodo di discretizzazione può portare in certi casi a soluzioni approssimate, ma assicura facilità di convergenza del problema termico. Il problema può essere riscritto in questa forma:

$$m_i c_p \frac{\partial T_i}{\partial \tau} + k(T_i) = q \quad (19)$$

dove m_i è la massa d'acqua racchiusa nell' i -esimo nodo e k esprime la temperatura dei rami in funzione della temperatura dei nodi. Il termine noto q include tutti i termini dell'equazione che non dipendono da T_i . Partendo dalla (18), ed esplicitando i termini appena definiti, l'equazione (19) diventa:

$$m_i c_p \frac{T_i^{(\tau)} - T_i^{(\tau-\Delta\tau)}}{\Delta\tau} = G_{j-1} c_p T_{i-1}^{(\tau)} - G_j c_p T_i^{(\tau)} - \frac{1}{2} (L_j \Omega_j U_j + L_{j-1} \Omega_{j-1} U_{j-1}) (T_i^{(\tau)} - T_\infty) \quad (20)$$

Inoltre, l'equazione (19) può essere rappresentata in forma matriciale come segue:

$$M \dot{T} = q - K T \quad (21)$$

dove M e K sono rispettivamente la cosiddetta matrice di massa e la matrice di rigidità. La matrice M è una matrice diagonale (n*n) con la capacità termica del volume d'acqua racchiuso in ogni nodo posta in corrispondenza all'i-esima riga e colonna della matrice. La matrice K è la forma matriciale della funzione k. La temperatura al nodo d'ingresso è fissa (condizione di Dirichlet). L'equazione differenziale ordinaria del primo ordine (ODE) (21) è risolta dall'algoritmo di Runge-Kutta implementato dal solutore ODE di Matlab ode15s [27].

2.3.4 Output

Gli output forniti da NeMo sono sotto forma di documento di testo. Un file per ogni parametro in uscita: portata su ogni ramo, temperatura di mandata e ritorno, pressioni di mandata e di ritorno su ogni nodo e perdite di calore. Naturalmente si avranno un numero di valori numerici proporzionale al time step degli input di simulazione scelto dall'interfaccia del programma. Per ottenere risultati di più facile lettura si sono importati i file di output su di un file excel, da cui si sono fatte diverse verifiche per controllare che gli input siano stati inseriti correttamente.

Capitolo 3 Caso studio

Il caso preso in esame è quello della rete di teleriscaldamento di Verona Centro Città, riportato in Figura 12. La rete si estende per una lunghezza di circa 25 km, fornendo calore per il riscaldamento degli ambienti e, in alcuni casi, acqua calda sanitaria a 247 utenti. Le utenze fornite hanno una volumetria complessiva di circa 3.2 Mm³ e richiedono circa 70 GWh/anno di calore.

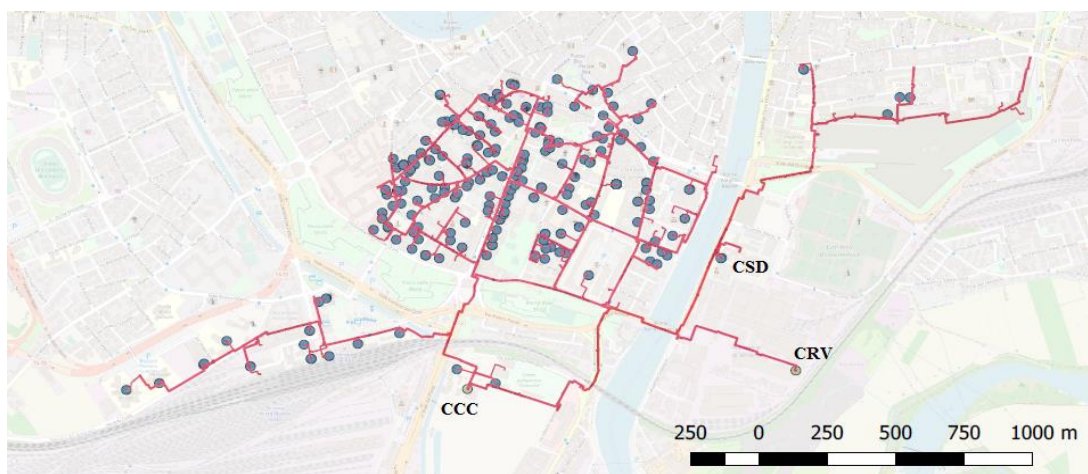


Figura 12. Rappresentazione della rete di teleriscaldamento di Verona Centro Città ottenuta con QGis [29].

I punti blu in Figura 12 indicano le sottostazioni degli utenti, mentre i tre punti verdi corrispondono alle centrali di fornitura del calore. La rete di teleriscaldamento di Verona è supportata da 3 centrali che operano in parallelo e presentano complessivamente 40 MW termici di potenza installata. I tre produttori di potenza hanno taglie e logiche di funzionamento molto diverse, i cui dettagli sono descritti di seguito. La centrale principale della rete di Centro Città è denominata CCC, con potenza termica installata pari a circa 37 MWt. La CCC fornisce la maggior parte del carico, producendo calore da cinque unità di cogenerazione, pompe di calore (alimentate dal circuito di raffreddamento del CHP) e tre caldaie ausiliarie a gas naturale; la quota dei MW installati per ogni unità di produzione termica è indicata in Tabella 2. Il sistema di automazione di CCC gestisce l'accensione in sequenza del gruppo caldaie, avviandole o fermandole in successione, in

modo da garantire sempre una temperatura di mandata di 80°C (T set CCC). Sulla stessa rete di teleriscaldamento insiste anche una seconda centrale di teleriscaldamento, denominata CSD. La CSD permette di trasferire alla rete cittadina di teleriscaldamento l'energia termica prodotta dalle tre caldaie originariamente a servizio della sede AGSM, sia nel periodo invernale che estivo. Il circuito primario (lato centrale termica AGSM) è composto da tre caldaie di potenzialità complessiva pari a circa 3000 kWt (due caldaie a gas da 1.200 kWt e un'altra caldaia a gas da 600 kWt), da due pompe di circolazione alimentate da inverter da 7,5 kWe cadauna e da uno scambiatore a piastre di potenza pari a 3.000 kWt. Il circuito secondario (lato rete di TLR) è invece principalmente costituito dallo scambiatore precedentemente descritto, da una pompa di circolazione azionata da inverter da 55 kWe e da una valvola di minima portata impianto, regolata da un trasduttore di pressione. CSD è perlopiù impiegata come centrale di supporto (nei confronti di CCC in inverno e di CRV in estate), ma anche come centrale di riferimento nel caso in cui CRV non dovesse essere disponibile, ad esempio in caso di manutenzione. La terza centrale per potenza installata che immette calore nella rete di Centro Città è denominata CRV. Questa centrale recupera il calore di scarto di Acciaierie di Verona (gruppo Pittini). L'impianto di recupero del calore esistente verrà aggiornato nel corso del 2018, portando la potenza recuperabile da 1 MWt a 3,5 MWt. Il calore di scarto del processo industriale verrà così recuperato in continuo (salvo i periodi di manutenzione) e, a seconda del ciclo produttivo, la potenza termica disponibile varierà (anche repentinamente) tra 0,5 e 3,5 MWt (mediamente sarà di circa 2,5 MWt): l'energia che sarà resa disponibile dalla nuova centrale CRV, pari a circa 11.000 MWht/anno, equivale al 15% circa del fabbisogno complessivo della rete. La CRV fornisce sempre calore alla rete quando esso è disponibile dal processo industriale. Poiché recupera calore di scarto altrimenti perso, la CRV ha priorità di disacciamento sulle altre due centrali.

Tabella 2. Potenza termica ed elettrica installata delle centrali di fornitura del calore.

Centrali di produzione	Unità	Potenza totale installata
CCC		
- CHP: motori a combustione interna a gas	5	11 MW _t (11.25 MW _e)
- HP: pompe di calore	5	2.0 MW _t
- GB: caldaie a gas	3	25.5 MW _t
CRV		
- WH: calore di scarto da fonderia	1	1.1 MW _t
CSD		
- GB: caldaie a gas	3	3.4 MW _t

La rete di teleriscaldamento è alimentata da una portata di massa variabile ad una temperatura di mandata costante (80°C in inverno e nelle mezze stagioni, 75 °C in estate). Nel corso degli anni è stato implementato un metodo di regolazione del dispacciamento di calore che permettesse un servizio di qualità, risolvendo dei problemi dovuti alla bassa portata di massa circolante in alcune tubazioni e mantenendo la differenza di temperatura tra mandata e ritorno nella centrale di produzione principale (CCC) intorno ai 20 °C. Durante la stagione di riscaldamento, la portata di massa che circola nella rete è controllata dalle pompe situate nella CCC, Quando la portata circolante nella rete scende al di sotto di una soglia predeterminata (150 m³/h), la centrale di Centro Città può anche fermare le pompe di circolazione, in quanto le centrali CRV e CSD possono gestire i carichi termici in maniera autonoma. In estate infatti il controllo viene commutato alle pompe della CRV. Come già anticipato la CRV ha sempre priorità di dispacciamento durante l'arco di tutto l'anno. La quota rimanente e rilevante di calore richiesta viene fornita da CCC in tutte le stagioni tranne in estate dove a coprire il carico termico ha la priorità la CSD rispetto alla CCC.

Tabella 3. Indicazione della priorità di dispacciamento delle centrali nel corso dell'anno.

Centrale	Priorità	
	Inverno	Estate
CRV	1	1
CCC	2	3
CSD	3	2

Come detto, il complesso di tubazioni della rete di Verona rifornisce di calore e acqua calda sanitaria 247 utenze. La posa delle tubazioni è iniziata nel 1986 e prosegue tutt'oggi, dunque ad una complessità dovuta alle dimensioni si aggiunge una complessità strutturale dovuta all'enorme differenziazione sia in termini di materiali che di conservazione delle tubature. La rete inoltre è costituita da 11 maglie. Nei dati forniti dal gestore per l'anno 2017 vi sono 1080 rami e quindi 1080 tubazioni. Poiché la rete si è espansa molto nel corso degli ultimi 30 anni la maggior parte delle tubazioni sono state posate in anni diversi e quindi presentano differenti anni di esercizio. Ciò influenza molto lo stato di conservazione di ogni singola tubazione e di conseguenza le perdite di carico. Le tubazioni inoltre sono anche differenti dal punto di vista dei materiali, sia per l'anima del tubo, sia per l'isolamento e la guaina di rivestimento; tuttavia questa differenza è stata trascurata per una maggiore semplicità del modello, oltre ad essere stato caldamente consigliato dal gestore. Un dato che non è stato fornito ma che riveste un ruolo molto importante è la profondità di interrimento e la distanza tra i tubi di mandata e i tubi di ritorno: questo dato è essenziale per valutare l'interferenza termica tra i due tubi e quindi tali parametri sono stati supposti:

- profondità di interramento tubazione di andata: 1 m;
- profondità di interramento tubazione di ritorno: 2 m.

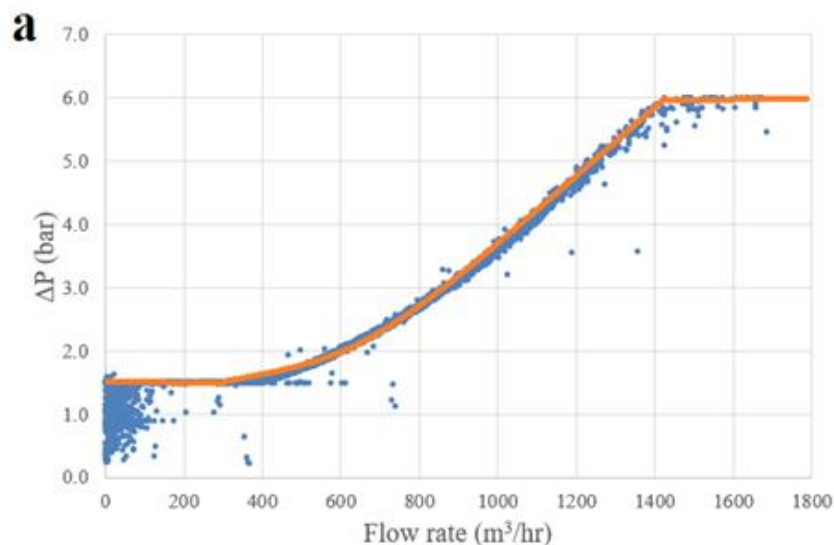
Infine, data la complessità topologica della rete, l'insieme di perdite localizzate che si trovano tra ogni tubazione e la successiva (imbocchi, sbocchi, deviazioni, valvole ecc.) sono difficili da stimare.

Capitolo 4 Metodo

4.1 Strategie di pompaggio

La strategia di pompaggio attuale è basata sull'esperienza del gestore di rete. Il pompaggio è regolato sulla base della differenza di pressione tra la mandata e il ritorno misurato a bocca di centrale: tale differenza è diversa a seconda che ci si trovi nel funzionamento estivo ($\Delta p = 1,5$ bar), o nel funzionamento invernale ($\Delta p = 6$ bar).

Un Δp più elevato nella stagione invernale è dovuto ad un carico termico maggiore nel periodo invernale, per cui sono necessarie portate maggiori; ne consegue che anche le perdite di carico lungo la rete saranno più elevate. Per funzionamenti intermedi la differenza di pressione assume valori intermedi secondo la seguente curva ricavata direttamente dai dati forniti dal gestore. La prevalenza fornita dalle pompe garantisce sempre la minima differenza di pressione accettabile alla sottostazione critica. La Figura 13 (a) mostra la correlazione tra la differenza di pressione e la portata di massa fornita dalla centrale CCC mentre la Figura 13 (b) mostra come questa strategia di regolazione permette di seguire costantemente la variazione del carico termico.



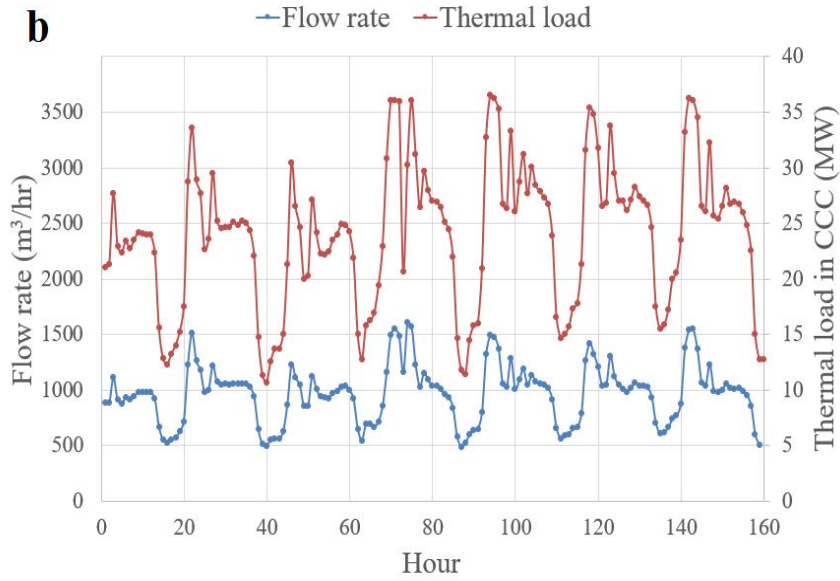


Figura 13. Attuale regolazione della portata di massa in CCC: (a) Δp al variare della portata di massa; (b) Profili di portata di massa e di carico termico nel tempo.

4.1.1 Strategia di spostamento del carico

In questo lavoro di tesi si propone di modificare la strategia di pompaggio al fine di spostare temporalmente il carico termico delle centrali (load shifting) in modo che risulti economicamente conveniente per il gestore di rete e contestualmente, soprattutto nella stagione di riscaldamento, valutare la fattibilità e quantificare l'entità della riduzione del picco di potenza termica giornaliera (peak shaving termico).

Per poter spostare il carico termico l'idea è di utilizzare la rete di teleriscaldamento come un sistema di accumulo di calore, con la temperatura media di rete come indicatore dello stato di carica del sistema di accumulo: caricando la rete si aumenta la sua temperatura media, per poi cedere l'energia accumulata dalla stessa alle utenze nei periodi di maggiore richiesta di energia termica. L'energia accumulabile dipende non solo dall'aumento della temperatura media ma anche dalla capacità termica della rete: infatti la potenza accumulabile nella rete P_{acc} si può esprimere tramite la seguente equazione:

$$C \frac{dT}{dt} = P_{acc} \quad (22)$$

Separando le variabili e integrando si ottiene l'energia accumulabile nelle tubazioni:

$$\int_{T_1}^{T_2} C dT = \int_{t_1}^{t_2} P dt \quad (23)$$

dove C è la capacità termica della rete; T_1 e T_2 sono rispettivamente le temperature medie della rete negli istanti t_1 e t_2 . Questi ultimi sono rispettivamente gli istanti di tempo in cui inizia e finisce il ciclo di carica della rete. Lo stesso vale quando la rete viene scaricata diminuendo la sua temperatura media.

Come si può vedere dall'equazione (22) la potenza accumulabile nelle tubazioni della rete di teleriscaldamento è direttamente proporzionale alla capacità termica della rete.

La capacità teorica della rete per le sole tubazioni di mandata si può calcolare tramite la seguente equazione:

$$C_{teo} = \rho c_p \sum_{i=1}^n \left(\frac{D_i}{2}\right)^2 L_i \quad (24)$$

dove:

- C_{teo} è la capacità termica teorica [kJ/K];
- ρ è la densità dell'acqua pari a 970 kg/m³;
- c_p è il calore specifico dell'acqua pari a 4,183 kJ/kgK;
- D_i è il diametro dell' i -esimo tubo espresso in m;
- L_i è la lunghezza dell' i -esimo tubo espresso in m;
- n è il numero di tubazioni all'interno della rete.

Per ottenere la capacità termica totale basta moltiplicare il valore risultante dall'equazione (24) per due. Nel precedente lavoro di tesi il valore teorico della capacità di rete è stato confrontato con la capacità termica risultante per ogni simulazione.

Essa è stata calcolata tramite la seguente equazione:

$$C = \frac{(q_{in} - q_{out})}{\frac{T_{mp,i} - T_{mp,i-1}}{3600}} \quad (25)$$

Dove:

- C è la capacità della rete per la simulazione considerata;
- q_{in} è il calore in ingresso alla rete, il quale è stato calcolato tramite la seguente equazione:

$$q_{in} = c_p \sum_j^m G_j T_j \quad (26)$$

In cui G_j è la portata della j -esima centrale espressa in l/s; T_j è la temperatura di mandata della j -esima centrale; m è il numero di centrali di produzione del calore;

- q_{out} è il calore in uscita dalla rete, calcolato tramite la seguente equazione:

$$q_{out} = c_p \sum_h^k G_h T_h \quad (27)$$

In cui G_h è la portata dell'h-esimo utente; T_h è la temperatura dell'h-esimo utente; K è il numero di utenti della rete;

- $T_{mp,i}$ e $T_{mp,i-1}$ sono le temperature medie ponderate della rete calcolate nel seguente modo:

$$T_{mp} = \frac{1}{C_{teo}} C_i T_i \quad (28)$$

Dove T_i è la temperatura dell'i-esimo nodo e C_i è la capacità termica associata all'i-esimo nodo, la quale è stata calcolata tramite la seguente equazione:

$$C_i = \rho c_p (V_i + V_j) \quad (29)$$

Dove V_i è il volume dell'i-esimo nodo, pari alla metà del volume del ramo a monte di tale nodo e V_j è il volume d'acqua del ramo a monte del nodo i-esimo.

La capacità termica di ogni simulazione, è stata calcolata nelle sole simulazioni in cui abbiamo imposto un gradino di temperatura, e la capacità è stata calcolata mediando i risultati negli istanti in cui si ha il gradino [29].

L'analisi della capacità termica ha rivelato che il sistema utilizzato per le simulazioni si avvicina come risultati al metodo teorico. Il valore medio ottenuto dalle simulazioni è pari a 2540 MJ/K, mentre il valore ottenuto tramite il metodo teorico è di 2638 kJ/K, la deviazione standard è pari a 241. Si ricorda che tali valori si riferiscono alla sola mandata della rete; per ottenere la capacità totale si dovranno quindi raddoppiare i valori precedenti.

Dal lavoro di tesi precedente viene quindi confermato il valore di capacità teorica della rete. Questo è di importanza capitale per legittimare la possibilità di spostare il carico in maniera significativa.

Per elevare lo stato di carica della rete bisogna aumentarne la temperatura media. Questo incremento può essere ottenuto aumentando la portata immessa in rete, nei momenti precedenti ai picchi di carico, ottenendo così un incremento della temperatura di ritorno in centrale, e con essa della temperatura media dell'acqua nelle condotte. In alternativa si potrebbe aumentare la temperatura di mandata della rete, ma ciò implicherebbe una produzione di calore meno efficiente e maggiori perdite nella distribuzione alle utenze.

I tempi di propagazione dell'onda termica ottenuti nel lavoro di tesi precedente sono stati una base di partenza per la scelta della durata dei cicli di carica e scarica della rete.

Quindi, poiché la temperatura di mandata viene mantenuta costante, come già accennato in precedenza, l'unico modo per agire sulla temperatura media di rete è quello di far circolare più o meno portata d'acqua per diminuire o aumentare la differenza di temperatura tra la mandata e il ritorno. Con carico termico e temperatura di mandata costante, ciò risulta evidente dall'equazione (30):

$$Q = \dot{m} c_p (T_{mand} - T_{rit}) \quad (30)$$

Se le variazioni di portata e di temperatura fossero istantanee ($dT/dt=0$) non sarebbe possibile un accumulo di calore nella rete. L'accumulo di calore sotto forma di aumento della temperatura media di rete è reso possibile dalla diversa velocità con cui varia l'incremento/decremento di portata imposto e dall'inerzia termica con cui diminuiscono/aumentano le temperature di ritorno su tutti i nodi della rete. Entrambi i fenomeni sono influenzati dalla velocità del fluido termovettore nelle tubazioni della rete. Più la velocità nelle tubazioni è alta e più il processo di carica e scarica della rete è rapido. Pertanto, la portata di massa deve essere rispettivamente aumentata o diminuita in relazione all'attuale strategia di pompaggio per caricare o scaricare la rete. L'idea di base è quella di regolare la portata di massa in base alle previsioni del carico termico nelle ore successive. A seconda del profilo di portata imposto, la differenza di temperatura tra mandata e ritorno diminuirà o aumenterà cercando di seguire il più possibile il carico termico, con una certa inerzia termica. Nella costruzione del profilo di portata dovuto alla nuova strategia di pompaggio si dovrà tener conto di entrambi gli obiettivi di riduzione del picco di carico (peak shaving) e di spostamento del carico (load shifting).

4.1.2 Costruzione del profilo di portata modificato

Ora viene spiegato il metodo con cui viene costruito il profilo di portata di massa da imporre come input a NeMo. Con il metodo usato, che ambisce ad essere il più generale possibile, la costruzione del profilo modificato si basa sul profilo di portata immessa dalla centrale CCC, che, come accennato in precedenza, in prima approssimazione le viene imposto di soddisfare interamente la domanda termica alle utenze. Viene scelto di operare una regolazione di portata su CCC perché durante l'anno è la centrale che soddisfa il carico termico maggiore. Inoltre il controllo della portata di massa che circola nella rete è affidato alle pompe della CCC per la maggior parte dell'anno.

Come mostrato in Figura 14, vengono definiti cinque i parametri che determinano il profilo di portata di massa modificato.

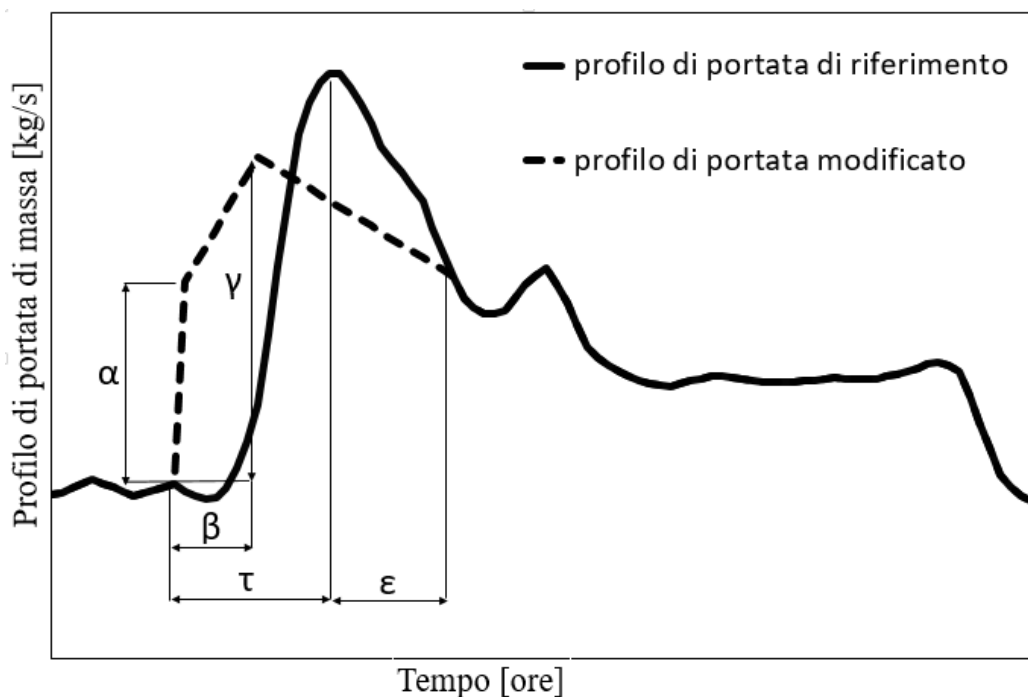


Figura 14. Parametri utilizzati per valutare la variazione della portata di massa.

Il parametro τ indica con quante ore di anticipo la portata di massa deve essere regolata rispetto al picco di carico per produrre la variazione desiderata del modello del profilo di carico termico della centrale CCC. Il parametro ϵ definisce il numero di ore successive all'ora del picco di carico previsto in cui prosegue la regolazione di portata e al termine delle quali la regolazione finisce. τ e ϵ quindi sono parametri di tempo che definiscono l'intervallo di tempo in cui il profilo di portata si discosta da quello di riferimento. Nell'attuale regolazione di portata, l'istante con la portata massima coincide con il picco di carico termico. In questo lavoro di tesi si propone di anticipare il picco della portata di massa al fine di aumentare la temperatura media di rete prima del picco di carico termico. Il parametro adimensionale β identifica l'istante di tempo in cui viene raggiunto il picco del profilo di portata modificato. Varia tra 0,1 e 1 e indica rispettivamente se il picco è immediatamente dopo l'inizio della regolazione o se coincide con il picco di carico, come nel caso del profilo di riferimento. Il parametro adimensionale α identifica il valore di portata all'inizio della regolazione. Questo valore è scelto tra il valore di portata del profilo di riferimento nell'istante di inizio regolazione stabilito da τ ($\alpha=0$) e il valore di picco del profilo di riferimento ($\alpha=1$). L'ultimo parametro che viene definito è γ : esso stabilisce il valore massimo di portata del profilo modificato. Per limitare il numero di simulazioni ma al tempo stesso ottenere profili di portata diversi, sono state scelte tre combinazioni dei parametri di α , β e γ , come riportato in Tabella 4.

Tabella 4. Le tre combinazioni di parametri α , β e γ prese in considerazione.

Combinazioni	α	β	γ
C1	0.2	0.5	0.8
C2	0.1	0.1	0.9
C3	0.7	0.5	0.7

La scelta di queste combinazioni non è casuale: la C3 produce un profilo di portata di forma trapezoidale, con la portata che per metà dell'intervallo di tempo definito da τ rimane costante sul valore di portata imposto da α e quindi anche da γ (poiché $\alpha=\gamma$). La C2 e la C1 sono evoluzioni della C3, che cercano di smorzare o accentuare alcuni effetti dovuti alla diversa forma del profilo di portata rispetto al caso di riferimento (effetti che verranno trattati nel successivo capitolo). Come anticipazione si può dire che la C1 produce una aumento progressivo della portata nella fase di carica della rete mentre la C2 impone un aumento repentino della portata nei primi istanti di regolazione (come si può notare soprattutto dal valore di β scelto).

4.2 Rielaborazione dei dati

4.2.1 Dati del gestore di rete

I dati fornitici si riferiscono agli anni di funzionamento 2017 e 2018.

Per quanto riguarda le tre centrali di produzione i dati sono stati misurati con la precisione del minuto; essi poi sono stati mediati su base oraria. Successivamente, per aver maggiore sensibilità nella regolazione, i dati sono stati interpolati sul quarto d'ora e sui 5 minuti. Alla fine si è scelto di proseguire nelle simulazioni con step degli input di 15 minuti poiché è risultato essere il miglior compromesso in termini di precisione e di tempo totale effettivo di impiegato dal software per ogni simulazione. I dati resi disponibili dal gestore sono stati i seguenti:

- Potenza generata in MW dalle centrali CCC, CSD e CRV;
- Portata erogata in m^3/h per le centrali CCC e CSD;
- Temperature di mandata e di ritorno per le centrali CCC e CSD;
- Differenza di pressione tra mandata e ritorno per le centrali CCC e CSD;
- Temperatura esterna e umidità relativa;

Per quanto riguarda le utenze le informazioni raccolte sono state:

- Il consumo termico in Mcal;
- Il consumo di acqua calda sanitaria in Mcal nelle utenze in cui il servizio è predisposto;
- La volumetria servita per ogni utenza.

Affinché i dati potessero essere utilizzati come input delle simulazioni con NeMo è stato necessario modificarli.

Il programma richiede carichi termici e portate di massa, sia dei fornitori (le centrali), sia dei consumatori (le utenze).

Non è stato possibile fare un'analisi del profilo di carico reale dell'aggregato delle utenze poiché nella rete di Verona centro le sottostazioni non sono dotate di sistemi di monitoraggio continuo del carico assorbito alle utenze: i dati di consumo di energia sono presi da una a tre volte l'anno da un operatore che si reca in loco a leggere manualmente i valori. Quindi sono disponibili i valori di energia consumati durante un trimestre o durante un anno. Dato che i carichi termici delle utenze non sono misurati con la frequenza necessaria per operare delle simulazioni giornaliere o settimanali è stato necessario modificare i dati del gestore. Le ipotesi introdotte sono le seguenti:

- In ogni momento la somma della potenza erogata dalle centrali è uguale alla potenza richiesta alle utenze più le perdite di calore lungo tutta la rete.
- In ogni momento la somma delle portate di massa in uscita dalle centrali è uguale alla somma delle portate di massa ricevuta dalle utenze.
- Le portate della centrale CSD e CRV devono essere uguali a quelle fornite dal gestore (la portata di CCC viene calcolata, sarà un output del modello e ne verificherà la validità dato che dovrà essere uguale a quanto fornitoci).

I valori di portata e di richiesta termica oraria alle utenze si sono ottenuti prendendo l'energia richiesta annua delle singole utenze e suddividendola ora per ora grazie alla conoscenza dell'andamento orario delle tre centrali. Così facendo sono stati trovati dei coefficienti di distribuzione del carico termico e di portata compresi tra 0 e 1 che indicano la percentuale di carico termico e di portata presenti in ogni utenza e in ogni ora dell'anno. Questa ipotesi significa porsi in condizioni di carico equidistribuito, in cui ogni utenza richiede una percentuale del suo carico termico annuale in ogni ora dell'anno. Successivamente, come per le centrali, i dati sono stati interpolati sul quarto d'ora.

Oltre a questa prima procedura i dati per gli input sono stati riportati nelle opportune unità di misura:

- kg/s per le portate;
- kW per le potenze termiche;
- °C per le temperature di mandata delle centrali.

Non è riportato il profilo di portata della centrale CRV perché i dati non sono stati resi disponibili, ma è comunque stata calcolata tramite la seguente equazione:

$$\dot{m} = \frac{Q}{c_p \Delta T} \quad (31)$$

con:

- Q è la potenza oraria fornita dalla centrale CRV;

- c_p è il calore specifico dell'acqua;
- ΔT è la differenza di temperatura a bocca di centrale CRV (supposta di 20K).

4.2.2 Semplificazione topologica della rete TLR

Nel precedente lavoro di tesi [29] è stata operata una semplificazione della topologia della rete. La rete mostrata in Figura 12 e descritta nel paragrafo precedente è stata semplificata per ridurre lo sforzo computazionale necessario per eseguire le simulazioni.

Nel ridurre la complessità della rete si è cercato di rimanere quanto più possibile fedeli alla reale topologia della rete, mantenendone la struttura, (maglie e rami) e le geometrie (diametri delle tubazioni).

All'interno della rete è necessario operare una distinzione tra le tubazioni che formano la struttura principale della rete e gli allacci:

- la struttura principale della rete comprende tutte le tubazioni che non sono direttamente collegate alle utenze; per questi tubi sono stati mantenuti i diametri originali senza apportare alcuna modifica;
- gli allacci della rete sono le tubazioni direttamente collegate alle utenze. L'insieme di questi tubi è la parte di rete che ha subito maggiori modifiche: infatti, dato che diverse utenze sono state aggregate e le stesse utenze aggregate hanno anche carichi termici maggiori, è stato necessario ricalcolare i diametri dei nuovi allacci. Ciò è stato possibile supponendo una velocità media all'interno delle condotte coerente con il resto della rete (2 m/s). Inoltre, poiché sono state cambiate le utenze, si sono modificate anche le loro posizioni: questo ha portato ad avere allacci con lunghezza generalmente minore di quella reale.

Una lunghezza minore ha ripercussioni negative sulla similitudine tra la rete semplificata e rete reale per diversi motivi. Le perdite di carico distribuite risultano minori dato che sono direttamente proporzionali alla lunghezza:

$$\Delta p_{dist} = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \quad (32)$$

Dove f è il fattore di attrito, L è la lunghezza del tratto considerato, D è il diametro della tubazione e v è la velocità media nella tubazione. Inoltre si avranno anche perdite di calore minori dato che esse sono direttamente proporzionali alla superficie della tubazione tramite la formula:

$$\phi = K A \Delta T \quad (33)$$

Dove K è il coefficiente di scambio termico globale, A è la superficie della tubazione e ΔT è la differenza di temperatura tra il fluido all'interno delle condotte ed il terreno. Di tutto questo si è tenuto conto nella fase di modifica degli input esposta precedentemente. La Tabella 5 mostra la differenza tra la rete reale e il modello di rete.

Tabella 5. Differenza topologica tra rete reale e il modello di rete [29].

Parametri	Rete reale	Modello
Numero di sottostazioni	247	65
Numero di centrali di produzione	3	3
Numero di nodi	1071	150
Numero di rami	1080	160
Lunghezza totale tubazioni [km]	24.2	15.9
Lunghezza delle tubazioni principali [km]	16.6	13.1
Lunghezza degli allacci [km]	7.6	2.8
Anelli	11	11

Nonostante anche il modello della rete presenti tutte e tre le centrali, per molte simulazioni eseguite in questo studio si suppone che tutto il carico termico sia fornito dalla centrale CCC. Questa scelta è stata presa per analizzare meglio la correlazione tra la portata di massa e il profilo di carico termico in CCC, senza eventuali disturbi dovuti alla portata di massa immessa negli altri due punti di fornitura.

4.2.3 Scelta dei periodi di simulazione

Come suggerito da Van der Hejide et al. [28], è possibile considerare giorni rappresentativi che riproducono adeguatamente il comportamento dell'intero periodo di funzionamento preso in esame. Pertanto non sono state fatte simulazioni annuali bensì simulazioni settimanali, poi scorperate andando ad analizzare i risultati di tre giornate rappresentative di un diverso funzionamento. Sono state scelte due settimane rappresentative per applicare la nuova strategia di spostamento del carico:

- Una fredda settimana invernale, che va dal 27 Febbraio al 5 Marzo. Il carico termico varia tra 7 e 30 MWt, ed è caratterizzato da un valore medio di potenza di 14.15 MWt. Quest'energia viene fornita dagli impianti cogenerativi, che funzionano quasi sempre a pieno carico in questo periodo dell'anno, dalle pompe di calore, dal calore recuperato dalla fonderia e dalle caldaie a gas, che soddisfano la restante parte del carico termico.

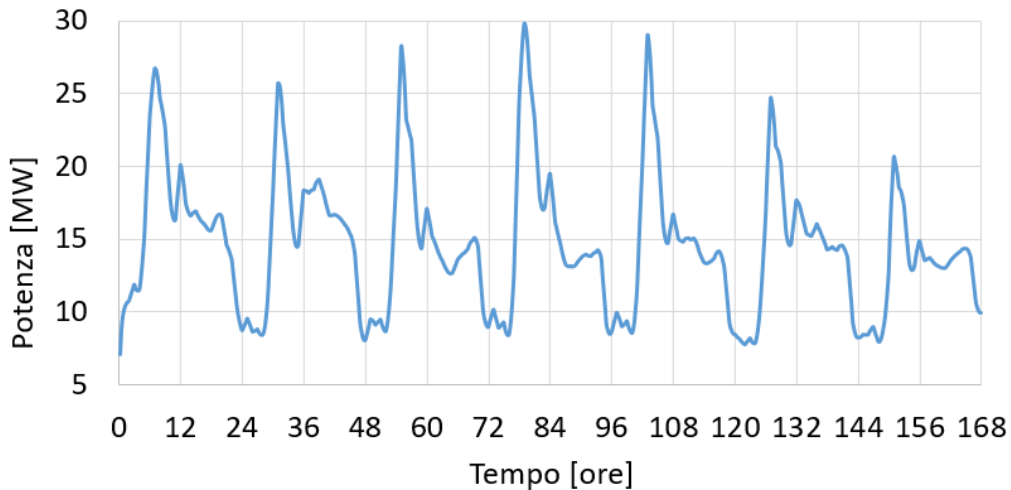


Figura 15. Carico termico prodotto dalla centrale CCC nella settimana di Febbraio.

- Una settimana durante la mezza stagione, dal 24 Aprile al 30 Aprile, in cui il carico termico varia tra 2.5 e 10 MWt e il suo valore medio è pari a 4.8 MWt. Il fabbisogno di calore è fornito da una sola centrale termica (2.2 MWt) sempre a pieno carico, dalla pompa di calore collegata alla centrale di cogenerazione in funzione, dal calore residuo e dalle caldaie a gas.

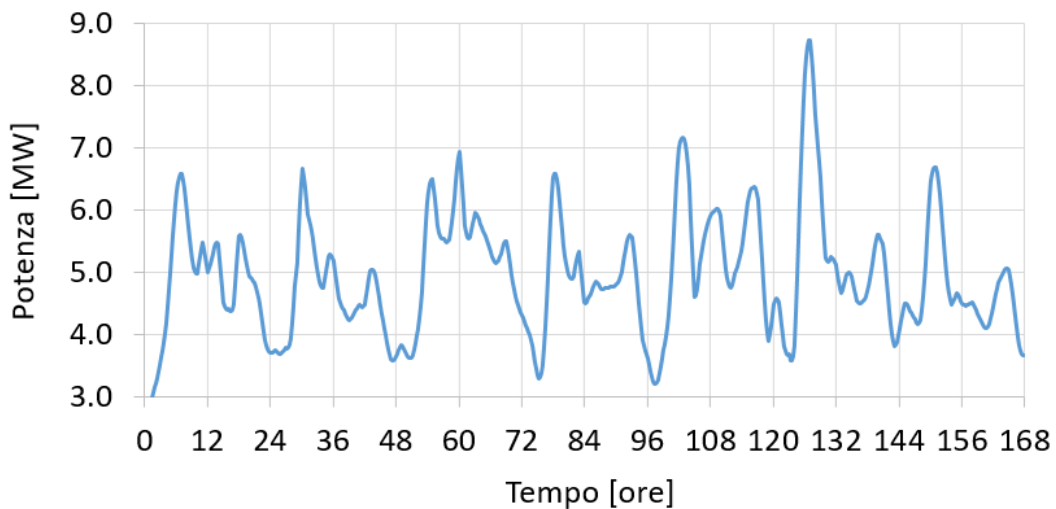


Figura 16. Carico termico prodotto dalla centrale CCC nella settimana di Aprile.

In entrambe le settimane la centrale CSD non fornisce alcun apporto alla fornitura di calore. Si sono presi quindi in esame due casi, quello invernale e quello di mezza stagione. Il caso estivo è stato escluso dato che i bassi carichi termici rendono meno interessante l'operazione del peak shaving e di load shifting. Come condizioni al contorno da imporre necessariamente è stato scelto di fissare per tutte le simulazioni una temperatura media iniziale di rete di 70 °C (media tra le temperature di mandata e di ritorno di progetto della

centrale CCC nella stagione invernale e nella mezza stagione). Inoltre la temperatura indisturbata del terreno è stata fissata a 3°C per la stagione invernale e 4°C per la mezza stagione.

4.3 Simulazioni

Le simulazioni eseguite in questo lavoro di tesi hanno perseguito i seguenti obiettivi:

- Comprendere l'effetto dei vari parametri utilizzati nella costruzione del profilo di portata modificato e valutare quali delle combinazioni di parametri applicate soddisfino un'esigenza di abbassamento del picco di carico termico e il suo relativo spostamento temporale nella giornata considerata.
- Capire come il funzionamento della centrale CCC con la regolazione di portata (e relativo diverso pompaggio) proposti sia influenzato dalla presenza della centrale CRV.
- Studiare come una discretizzazione della rete più fitta modifichi la propagazione di calore nella rete.

Per adempire al primo obiettivo sono state eseguite delle simulazioni inizialmente facendo variare solo il parametro τ mentre successivamente andando a variare α , β , γ secondo le combinazioni scelte e fissando prima il valore di τ a 2.5 e poi a 4.5 ore. Riguardo il secondo punto sono state fatte circa lo stesso numero di simulazioni aggiungendo la produzione termica della centrale CRV per soddisfare parte del carico termico totale ed è stato operato un confronto numerico tra le due casistiche. Infine è stata proposta una discretizzazione della rete più fitta rispetto a quella adottata finora ed è stata valutata prendendo in considerazione la strategia di pompaggio base. La rete semplificata topologicamente nel precedente lavoro di tesi consta, come già anticipato, di 160 rami, con una lunghezza massima di tubazione di 431 metri e una lunghezza media di 102 metri. L'applicazione di una discretizzazione più fitta è utile per comprendere se le semplificazioni adottate nel modello di rete finora utilizzato comportano delle imprecisioni sui risultati o meno. Il metodo di discretizzazione scelto si basa sull'individuazione di una lunghezza massima di tubazione: a seconda del vincolo imposto è stato operato un "taglio" di tutte le tubazioni di rete che risultassero di lunghezza maggiore a quella predefinita. Per la scelta della lunghezza massima da applicare è stato fatto un calcolo per capire quanto sarebbe aumentata la complessità della rete in funzione di questa lunghezza. I dati ottenuti sono riportati in Tabella 6. Da questa tabella si possono ottenere due grafici (Figura 17) che danno un'indicazione su come al diminuire della lunghezza massima di tubazione si riduca notevolmente la lunghezza media di tubazione mentre cresce esponenzialmente il numero di rami totali della rete.

Tabella 6. Caratteristiche topologiche della rete al variare della lunghezza massima di tubazione.

L max [m]	L med [m]	N rami
431	102	160
200	92	177
150	82	198
100	63	259
50	34	483

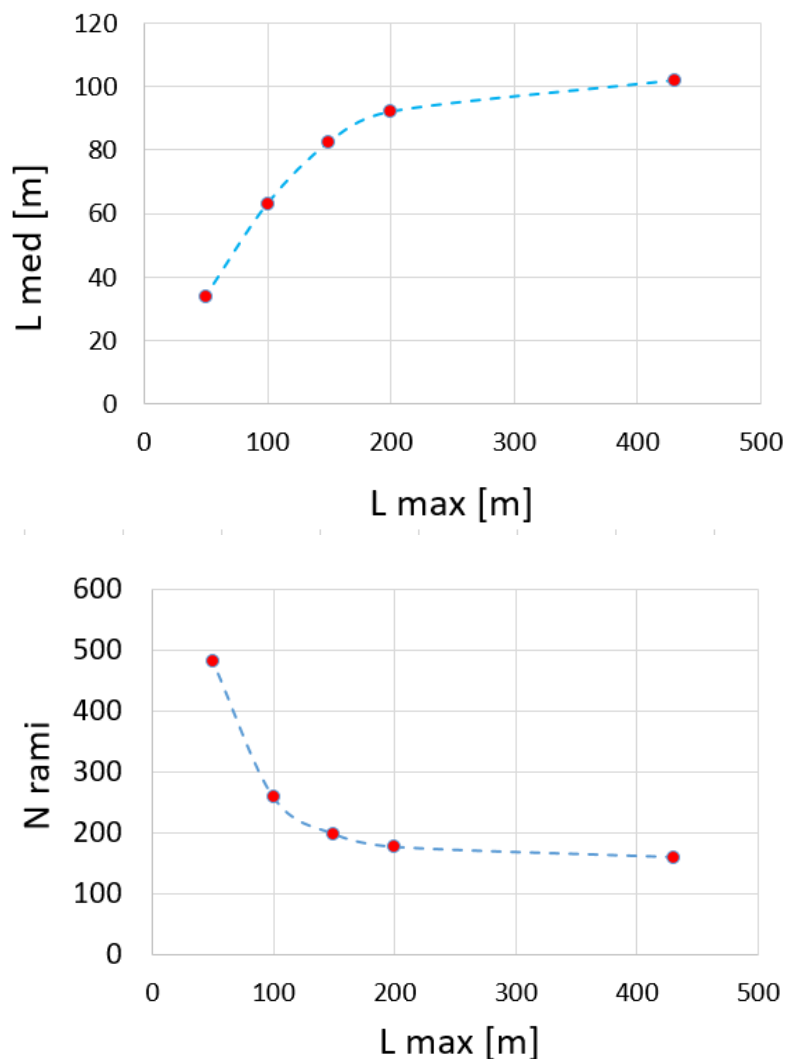


Figura 17. Andamenti di alcune caratteristiche topologiche di rete: (a) lunghezza media di tubazione al variare della lunghezza massima imposta; (b) Numero di rami totali di rete al variare della lunghezza massima imposta.

Per motivi di tempo e per non complicare troppo il modello (un numero troppo elevato di rami avrebbe richiesto uno sforzo computazionale maggiore a NeMo) è stato scelto di

discretizzare la rete fissando la lunghezza massima di tubazione a 200 metri. Per valutare la propagazione di calore nella rete viene applicato un gradino di temperatura di 80 °C per due giorni della settimana di Aprile mentre per il resto della settimana la temperatura di mandata è mantenuta a 50 °C. Così facendo si riesce a valutare il transitorio termico della rete.

4.4 Analisi dei risultati: valutazione del potenziale di spostamento del carico

Per determinare l'impatto di tale regolazione sul funzionamento della rete rispetto alla situazione attuale, sono stati definiti alcuni indicatori. Il primo indicatore ΔQ_t indica la variazione di energia termica fornita dalle centrali rispetto alla simulazione di riferimento:

$$\Delta Q_t = \frac{Q_{t,mod} - Q_{t,rif}}{Q_{t,rif}} \quad (34)$$

Similmente ΔW_{el} misura la variazione di energia elettrica richiesta per il pompaggio rispetto alla simulazione di riferimento:

$$\Delta W_{el} = \frac{W_{el,mod} - W_{el,rif}}{W_{el,rif}} \quad (35)$$

L'indicatore Δq_{max} calcola lo smorzamento del picco di carico termico della centrale con la strategia di pompaggio modificata mentre $\Delta t_{q_{max}}$ indica lo sfasamento temporale del picco rispetto a quello di riferimento. Valori negativi di $\Delta t_{q_{max}}$ implicano un'anticipazione del picco rispetto al picco di riferimento mentre valori positivi indicano un ritardo dello sfasamento rispetto al caso di riferimento.

$$\Delta q_{max} = \frac{q_{max,rif} - q_{max,mod}}{q_{max,rif}} \quad (36)$$

$$\Delta t_{q_{max}} = t_{max,mod} - t_{max,rif} \quad (37)$$

Il fattore di carico è definito come il rapporto tra la potenza media giornaliera e il valore giornaliero di picco di potenza. Minore è il LF, maggiore è la capacità di appiattimento del profilo di carico termico con la regolazione considerata.

$$LF = \frac{q_{med}}{q_{max}} \quad (38)$$

Inoltre, vengono definiti degli indicatori di discomfort, utilizzati per valutare approssimativamente se il metodo di controllo applicato alla rete di teleriscaldamento comporti un abbassamento della qualità del servizio quantificato in termini di abbassamento delle temperature di ritorno in ciascun nodo d'utenza per l'intera durata della regolazione. Una significativa diminuzione delle temperature di ritorno può portare ad una minore potenza disponibile presso le varie sottostazioni d'utenza. L'indice di discomfort è stato calcolato sia in termini relativi (PD_{rel}), cioè valutando l'abbassamento

di temperature ai nodi d'utenza rispetto alle temperature di ritorno del caso di riferimento, sia in termini assoluti (PD_{ass}), valutando l'abbassamento delle temperature di ritorno rispetto ad una temperatura target di riferimento, fissata arbitrariamente a 45°C . Pertanto sono valide le seguenti equazioni:

$$PD_{rel} = \begin{cases} \int_0^{168} (T_{r,rif} - T_{r,mod}) dt, & T_{r,rif} > T_{r,mod} \\ 0 & T_{r,rif} \leq T_{r,mod} \end{cases} \quad (39)$$

$$PD_{ass} = PD_{rel}(T_{r,rif} = 45^{\circ}\text{C}) \quad (40)$$

Capitolo 5 Risultati

L'approccio seguito nel presente lavoro è consistito nel simulare il comportamento termico e idraulico della rete utilizzando NeMo, applicando sia la strategia di pompaggio attuale che la strategia modificata.

Per valutare il potenziale di spostamento del carico nelle due settimane rappresentative si è deciso inizialmente di far coprire alla centrale CCC l'intero carico termico richiesto alle utenze. Questo perché in una prima fase si vuole analizzare l'impatto della nuova strategia di pompaggio al fine di controllare il carico senza la presenza di disturbi esterni dovuti all'immissione di calore da parte di altre centrali. Infatti la centrale CRV non è controllabile direttamente dal gestore della rete e dunque introduce un grado di complessità maggiore che verrà introdotto successivamente nel corso dello studio. Chiaramente è stato necessario modificare gli input di portata del caso di riferimento andando a spalmare il carico termico totale alle utenze portando a zero la portata che sarebbe stata destinata alle centrali CRV e CSD e utilizzando gli stessi coefficienti di distribuzione di portata calcolati in precedenza. Per entrambe le strategie sono stati imposti gli stessi profili di carico termico nelle sottostazioni d'utenza. I profili di portata e di carico termico risultanti presso la centrale principale CCC sono stati confrontati con quelli di riferimento tramite gli indicatori definiti nel paragrafo 4.3.1.

In Figura 18 si nota chiaramente il meccanismo di accumulo di calore all'interno della rete. Grafici simili sono stati ottenuti per ogni giornata delle settimane di Febbraio e di Aprile. Nella fase di carica il profilo di temperatura media di rete (media tra le temperatura di mandata e di ritorno) modificato si discosta dal profilo di riferimento e ciò è dovuto all'aumento di portata immessa rispetto alla regolazione attuale che fa aumentare le temperature di ritorno nella rete. Nella fase di scarica le temperature di ritorno si abbassano al di sotto del loro valore di riferimento per compensare la differenza di portata non immessa in rete secondo la nuova strategia (abbassandosi le temperature di ritorno aumenta il ΔT in centrale). Qualitativamente si può vedere come l'area racchiusa tra il profilo di potenza modificato e il profilo di potenza di riferimento è all'incirca uguale all'area racchiusa tra il profilo di riferimento e quello modificato. Numericamente dalla simulazione di questa giornata (sabato, settimana di Aprile) durante la fase di carica sono

stati accumulati 4.77 MWh. Il bilancio di energia termica della fase di carica e scarica è di solo 70 kWh forniti in eccesso in tutta la rete.

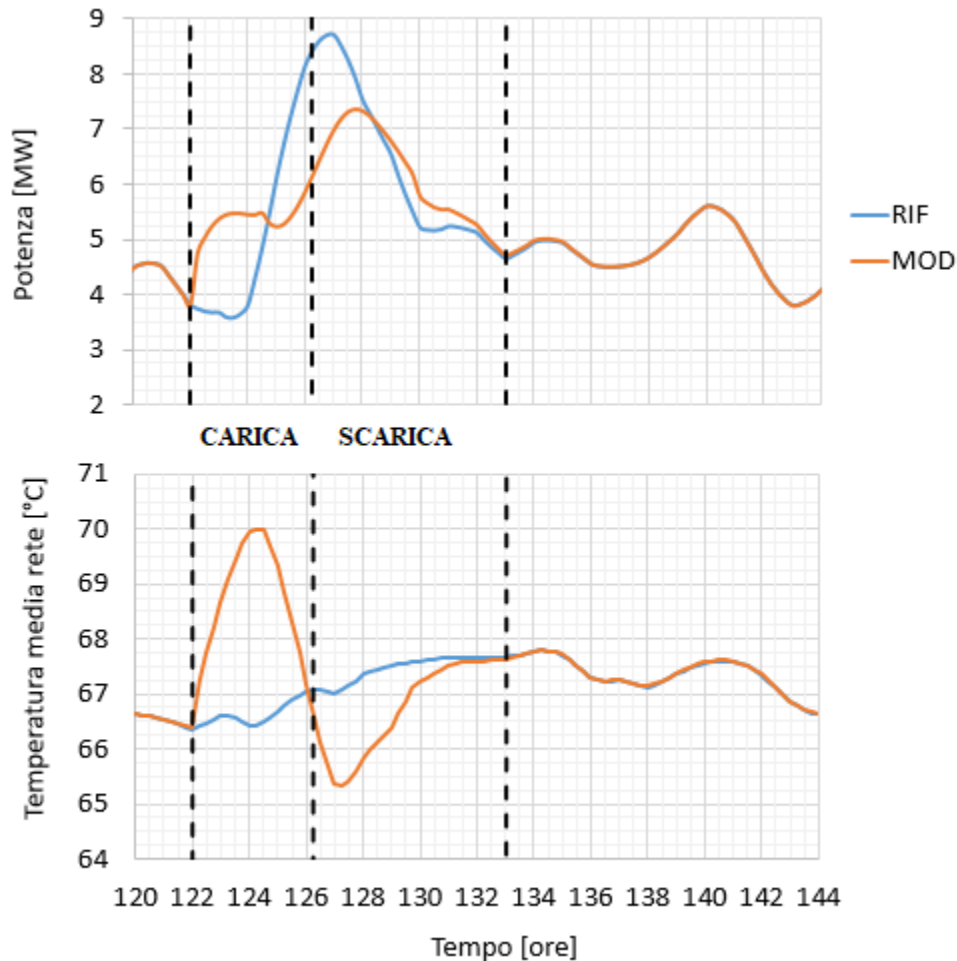


Figura 18. Grafici di potenza e di temperatura media di una giornata tipo.

5.1 Simulazioni con una centrale di produzione

In primis sono state effettuate le due simulazioni di riferimento relative alle settimane rappresentative di Febbraio e di Aprile con la strategia di pompaggio attuale. Entrambe queste due simulazioni sono fondamentali poiché servono come base di partenza per la costruzione del profilo di portata modificato.

5.1.1 Simulazioni con τ variabile

Sono state effettuate 8 simulazioni settimanali (4 per ciascuna delle due settimane). Per ogni simulazione è stata mantenuta la stessa combinazione di parametri di α , β , γ C1 mentre τ è stato fatto variare fissando i valori 1.5, 2.5, 3.5 e 4.5 ore per ognuna delle simulazioni. Per osservare con precisione ogni indicatore di performance definito anziché analizzare i valori medi settimanali, che avrebbero appiattito le differenze tra le varie

simulazioni, sono state scelte tre giornate che presentassero picchi di carico termico diversi tra loro. Si è optato per i giorni di martedì, venerdì e domenica.

Tabella 7. Effetto di τ sugli indicatori di performance.

sett	giorno	τ	comb	$q_{\max,rif}$ [kW]	$q_{\max,mod}$ [kW]	Δq_{\max} [%]	$\Delta t_{q_{\max}}$ [h]	ΔQ_t [%]	ΔW_{el} [%]	PD_{rel} [°C h]	PD_{ass} [°C h]
feb	mar	1.5	C1	25710	23790	7.5	0.50	0.13	-4.87	10	1.4
feb	mar	2.5	C1	25710	23534	8.5	0.75	0.18	-4.03	14	1.5
feb	mar	3.5	C1	25710	23471	8.7	0.75	0.24	-0.44	16	1.4
feb	mar	4.5	C1	25710	23462	8.7	0.75	0.29	3.54	17	1.3
feb	ven	1.5	C1	28993	26876	7.3	0.50	0.15	-6.23	10	1.8
feb	ven	2.5	C1	28993	26605	8.2	0.50	0.21	-5.87	15	1.8
feb	ven	3.5	C1	28993	26500	8.6	0.50	0.30	-0.86	16	1.7
feb	ven	4.5	C1	28993	26427	8.9	0.50	0.33	4.69	18	1.7
feb	dom	1.5	C1	20644	18217	11.8	1.00	0.14	-4.36	12	2.6
feb	dom	2.5	C1	20644	18080	12.4	1.00	0.19	-2.05	14	2.6
feb	dom	3.5	C1	20644	18012	12.7	1.25	0.25	1.86	15	2.4
feb	dom	4.5	C1	20644	18011	12.8	1.25	0.28	5.60	15	2.3
apr	mar	1.5	C1	6672	6168	7.6	-0.75	-0.03	-1.03	4	0.6
apr	mar	2.5	C1	6672	5677	14.9	-1.25	0.02	0.02	5	0.5
apr	mar	3.5	C1	6672	5458	18.2	1.75	0.11	1.75	5	0.5
apr	mar	4.5	C1	6672	5441	18.5	2.00	0.19	3.61	5	0.4
apr	ven	1.5	C1	7154	6945	2.9	-0.75	-0.02	-1.24	4	1.3
apr	ven	2.5	C1	7154	6539	8.6	-1.25	-0.03	-1.80	6	1.4
apr	ven	3.5	C1	7154	6109	14.6	1.25	-0.01	-1.14	8	1.3
apr	ven	4.5	C1	7154	6058	15.3	1.25	0.01	0.05	10	1.2
apr	dom	1.5	C1	6692	6557	2.0	-0.50	-0.01	-1.52	3	0.3
apr	dom	2.5	C1	6692	6228	6.9	-1.00	-0.01	-2.01	6	0.3
apr	dom	3.5	C1	6692	5799	13.3	-1.50	0.01	-0.99	7	0.3
apr	dom	4.5	C1	6692	5556	17.0	1.25	0.04	0.76	7	0.2

Per entrambe le settimane si possono osservare dei trend specifici per gli indicatori riportati in Tabella 7. Focalizzando l'attenzione sui tre diversi giorni, al crescere del valore di τ imposto aumentano il peak shaving (Δq_{\max}), la variazione dell'energia termica giornaliera fornita (ΔQ_t), la variazione relativa dell'energia termica richiesta per il pompaggio (ΔW_{el}), e l'indice di discomfort relativo (PD_{rel}) crescono progressivamente. L'indice di discomfort assoluto (PD_{ass}) rimane approssimativamente costante e non viene influenzato dai parametri di regolazione. In Aprile l'effetto di τ sull'amento del peak shaving è superiore rispetto a Febbraio, come si può osservare dalla Tabella 8.

Tabella 8. Valori medi di peak shaving al variare di τ .

	τ	$\Delta q_{\max,med}$ [%]
feb	1.5	8.9
feb	4.5	10.1
apr	1.5	4.2
apr	4.5	16.9

In Figura 19 è riportato il grafico che mette a confronto i diversi profili di portata al variare di τ nella settimana di Aprile mentre la Figura 20 mostra i diversi profili di potenza conseguenti alla regolazione di portata imposta. Come si può notare, il picco di potenza del profilo di riferimento viene sostituito da due picchi di valore inferiore nel profilo di potenza modificato, uno in anticipo e uno in ritardo. Il picco in anticipo rappresenta l'effetto del profilo di portata modificato sul profilo di potenza: rispetto al caso di riferimento, dato che il Δt a bocca di centrale, per bilanciare il valore di potenza, non diminuisce alla stessa velocità con cui si propaga la portata pompata dalla centrale, l'energia termica si accumula sotto forma di aumento della temperatura media di rete. Il picco in ritardo è presente a causa del carico termico: allo stesso modo il Δt in centrale non aumenta abbastanza rapidamente per far fronte alla diminuzione della portata introdotta durante il picco di potenza del caso di riferimento e pertanto si forma un picco di potenza smorzato. A seconda di una serie di fattori, tra cui la combinazione di parametri scelti, la velocità media del fluido nella rete e il profilo della domanda termica, prevale l'uno anziché l'altro per il calcolo dello spostamento del picco.

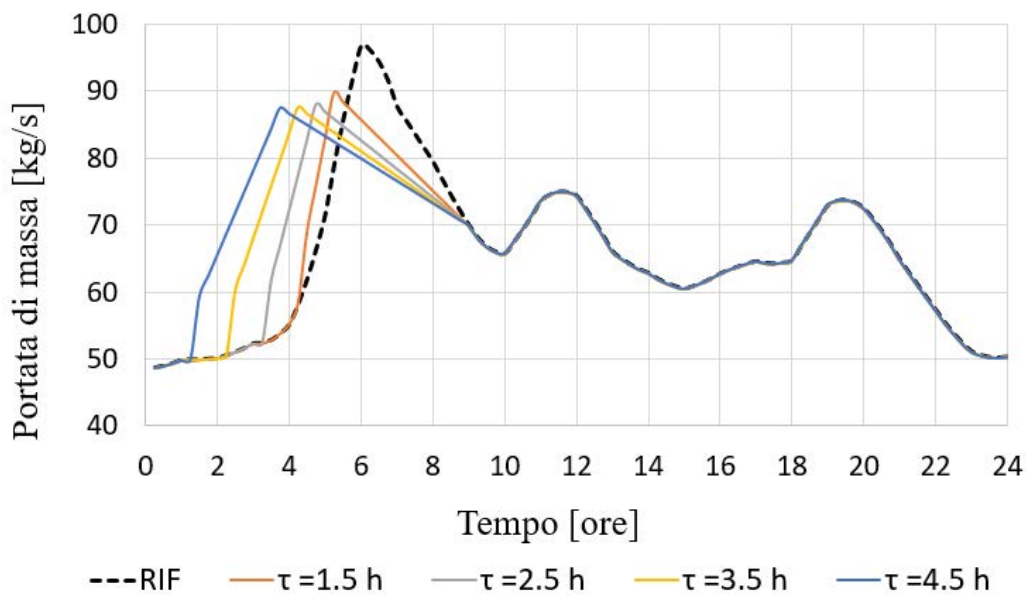


Figura 19. Profili di portata ottenuti variando τ , giorno Martedì, settimana di Aprile.

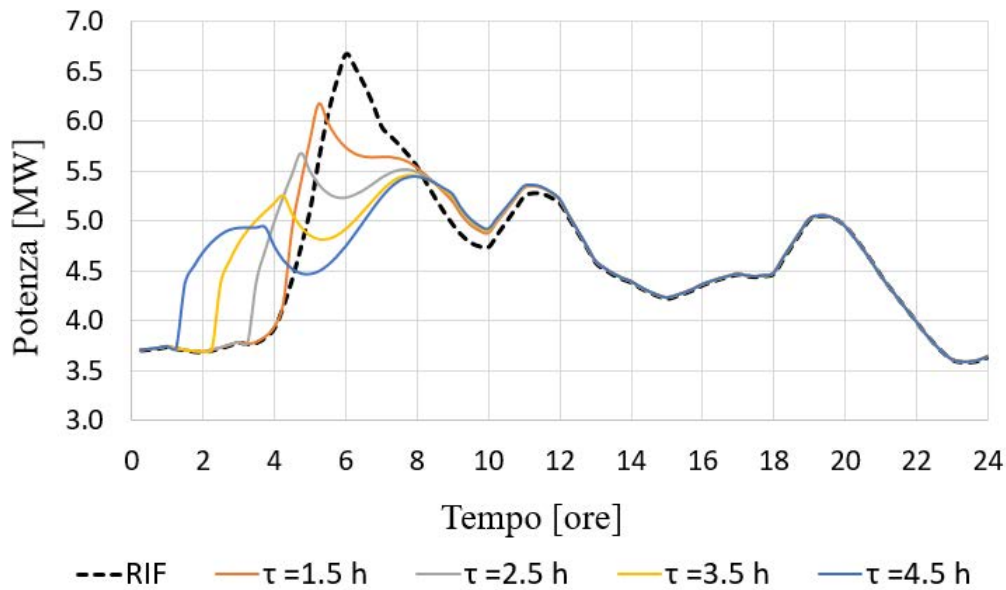


Figura 20. Profili di potenza ottenuti variando τ , giorno Martedì, settimana di Aprile.

Per quanto riguarda lo spostamento temporale del picco giornaliero $\Delta t_{q_{max}}$ si possono fare alcune osservazioni. Si osservi il grafico che mette a confronto i profili di potenza in centrale modificati al variare di τ per la giornata di martedì, settimana di Aprile (Figura 20).

Visivamente dal grafico e numericamente dalla Tabella 4 si vede come $\Delta t_{q_{max}}$ presenti un valore negativo per $\tau = 1.5$ e $\tau = 2.5$ mentre sia positivo per $\tau = 3.5$ e $\tau = 4.5$. Questo parametro è influenzato principalmente dalla scelta del valore di τ e dalla combinazione di parametri α , β , γ scelta. Nella settimana di Febbraio, con tutti e quattro i valori usati di τ , il $\Delta t_{q_{max}}$ è positivo. In Aprile è sempre negativo per $\tau = 1.5$ e $\tau = 2.5$ e positivo per $\tau = 3.5$ e $\tau = 4.5$ (tranne domenica nel caso $\tau = 3.5$ che è pure negativo). Per quanto riguarda un $\Delta t_{q_{max}}$ positivo a valori crescenti di $\Delta t_{q_{max}}$ corrispondano valori maggiori di Δq_{max} . Guardando la Tabella 7 ciò risulta evidente sia per la settimana di Febbraio che per la settimana di Aprile. Analogamente per valori negativi di $\Delta t_{q_{max}}$ crescenti si hanno valori maggiori di Δq_{max} . Dunque a sfasamenti maggiori del picco modificato di potenza corrispondono migliori valori di peak shaving. In generale si denota una maggiore sensibilità dei risultati alla variazione di τ nella settimana di Aprile rispetto alla settimana di Febbraio: ciò dipende dalla minor velocità del fluido nelle tubazioni che rende la propagazione del calore attraverso la rete più lenta.

5.1.2 Simulazioni con combinazione variabile e $\tau = 2.5$

Sono state eseguite altre 4 simulazioni settimanali (2 per ogni settimana tipo), in cui è stato fissato $\tau = 2.5$ ed è stata variata la combinazione di parametri (C1, C2, C3) che impone diverse forme del profilo di portata modificato.

Tabella 9. Effetto delle combinazioni sugli indicatori di performance ($\tau = 2.5$).

sett	giorno	τ	comb	$q_{\max, \text{rif}}$ [kW]	$q_{\max, \text{mod}}$ [kW]	Δq_{\max} [%]	$\Delta t_{q_{\max}}$ [h]	ΔQ_t [%]	ΔW_{el} [%]	PD_{rel} [°C h]	PD_{ass} [°C h]
feb	mar	2.5	C1	25710	23534	8.5	0.75	0.18	-4.03	14	1.5
feb	mar	2.5	C2	25710	23479	8.7	0.75	0.11	0.43	14	1.3
feb	mar	2.5	C3	25710	23525	8.5	0.75	0.13	-3.47	18	1.6
feb	ven	2.5	C1	28993	26605	8.2	0.50	0.21	-5.87	15	1.8
feb	ven	2.5	C2	28993	26533	8.5	0.50	0.10	0.28	15	1.7
feb	ven	2.5	C3	28993	26493	8.6	0.50	0.14	-5.05	19	2.0
feb	dom	2.5	C1	20644	18080	12.4	1.00	0.19	-2.05	14	2.6
feb	dom	2.5	C2	20644	18239	11.6	-2.25	0.14	1.79	14	2.4
feb	dom	2.5	C3	20644	18084	12.4	1.25	0.16	-1.51	17	2.7
apr	mar	2.5	C1	6672	5677	14.9	-1.25	0.02	0.02	5	0.5
apr	mar	2.5	C2	6672	6416	3.8	-2.25	0.06	1.41	4	0.5
apr	mar	2.5	C3	6672	5876	11.9	-2.50	0.04	0.35	6	0.5
apr	ven	2.5	C1	7154	6539	8.6	-1.25	-0.03	-1.80	6	1.4
apr	ven	2.5	C2	7154	7082	1.0	-2.25	-0.04	-1.17	7	1.3
apr	ven	2.5	C3	7154	6538	8.6	-2.50	-0.02	-1.47	8	1.4
apr	dom	2.5	C1	6692	6228	6.9	-1.00	-0.01	-2.01	6	0.3
apr	dom	2.5	C2	6692	6896	-3.1	-2.00	-0.02	-1.30	6	0.3
apr	dom	2.5	C3	6692	6419	4.1	-2.25	-0.01	-1.70	7	0.3

Nella Tabella 9 si opera un confronto tra i risultati delle simulazioni con $\tau = 2.5$ che presentano le due diverse combinazioni dei parametri α , β , γ (C2,C3) e i risultati della simulazione con combinazione C1 e con $\tau = 2.5$ già mostrata nel paragrafo 5.1.1.

Dai grafici proposti nelle Figure 21 e 22 si possono vedere qualitativamente come α , β , γ vanno a costruire il profilo di portata modificato e quindi ad incidere sul profilo di potenza modificato.

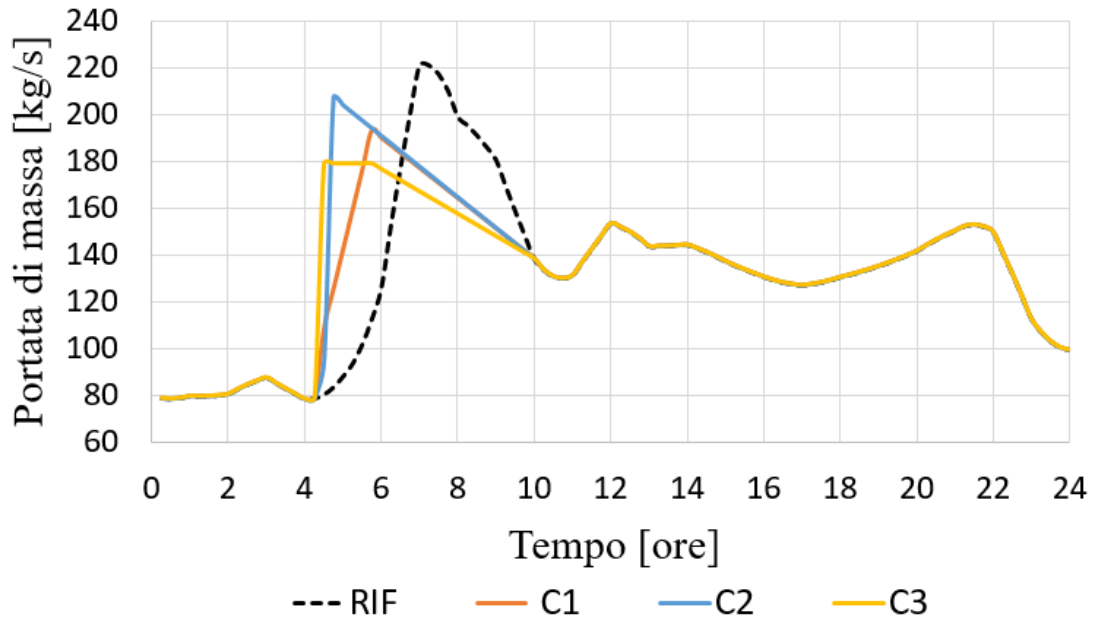


Figura 21. Profilo di portata al variare delle combinazioni per la giornata di domenica, settimana di Febbraio.

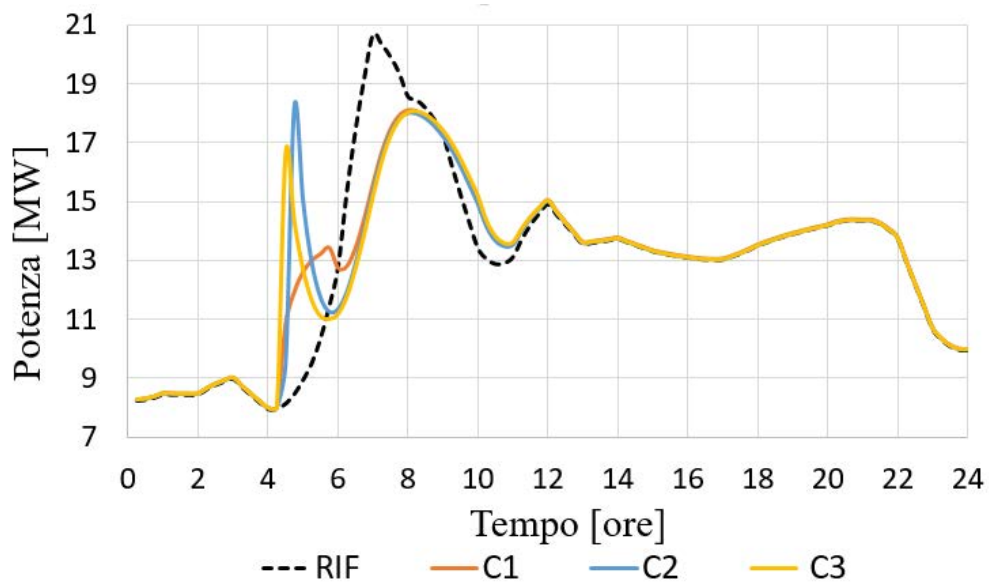


Figura 22. Profilo di potenza al variare delle combinazioni per la giornata di domenica, settimana di Febbraio.

Dalla Tabella 9 si può notare come per le simulazioni di Febbraio, variando la combinazione di parametri α , β , γ , si ottenga, come nelle simulazioni con τ variabile, un Δt_{qmax} sempre positivo, fatta eccezione solo per la simulazione di domenica con la combinazione C2. Nelle simulazioni di Aprile il Δt_{qmax} è sempre negativo e questo è in

accordo con le simulazioni con τ variabile. Le combinazioni C2 e C3 portano ad un anticipo netto del picco di potenza modificato, pressoché in corrispondenza dell'ora di inizio regolazione. Infatti, come si può vedere anche dal grafico di Figura 21, ciò dipende dal fatto che la portata del profilo modificato raggiunge un valore elevato da 15 a 30 minuti dopo l'inizio della regolazione. Questo fa sì che il picco di potenza in anticipo prevalga rispetto a quello in ritardo. Il peak shaving sia in Febbraio che in Aprile risulta complessivamente maggiore con la combinazione C1 mentre, soprattutto in Aprile, con la combinazione C2 si ottengono valori piuttosto bassi: infatti in Aprile con C1 si ha $\Delta q_{\max,med} = 10.1 \%$ mentre con C2 $\Delta q_{\max,med} = 0.6 \%$. La combinazione C3 presenta valori intermedi di peak shaving ($\Delta q_{\max,med} = 8.2 \%$).

Per quanto riguarda gli indicatori di energia si ha in Febbraio che l'energia fornita dalla centrale ΔQ_t sia maggiore per la combinazione C1 ($\Delta Q_t = 0.19 \%$) e minore per la combinazione C2 ($\Delta Q_t = 0.12 \%$) ma poi l'incidenza delle combinazioni su ΔQ_t diventa molto meno evidente in Aprile. L'indicatore ΔW_{el} risulta nettamente più elevato con la combinazione C2, tant'è che in quasi tutte le simulazioni con le combinazioni C1 e C3 ΔW_{el} è negativo (risparmio nelle spese di pompaggio rispetto al caso di riferimento) mentre per con C2 è sempre positivo. Dalla Figura 21 si intuisce che il rapido aumento del profilo di portata imposto da C2, sommato al fatto che con C2 si raggiungono valori più alti di portata rispetto a C1 e C3, portino ad una spesa maggiore di energia in termini di pompaggio. Il fatto che la combinazione C1 presenti un profilo di portata che cresce più gradualmente e più simile al profilo di riferimento è confermato da valori di ΔW_{el} sempre minori: infatti con C1 $\Delta W_{el,med} = -2.6 \%$, con C3 $\Delta W_{el,med} = -2.1 \%$ e con C2 $\Delta W_{el,med} = 0.2 \%$.

Sugli indici di discomfort si può notare come la combinazione C3 porti sia in Febbraio che in Aprile a valori maggiori di PD_{rel} (Tabella 9). Ciò è dipeso dal parametro γ che tende ad essere critico in fatto di discomfort relativo per valori inferiori a 0.8. Più decresce il valore di γ e più è contenuto il valore massimo di portata del profilo modificato (figura 21). Ciò significa che durante la richiesta massima di carico termico la centrale deve sopperire al deficit di potenza aumentando Δt in centrale e abbassando quindi le temperature di ritorno disponibili all'utenza. Il parametro PD_{ass} continua a non essere influenzato dalla regolazione imposta e a dipendere dalla giornata presa in considerazione.

5.1.3 Simulazioni con combinazione variabile e $\tau = 4.5$

Per confermare le osservazioni fatte sull'effetto delle combinazioni sono state eseguite ulteriori due simulazioni settimanali (con combinazioni C2 e C3) però fissando $\tau = 4.5$ anziché il valore di 2.5. Per quanto riguarda gli indicatori di energia e di discomfort i risultati sono stati in linea con le aspettative e hanno confermato i trend osservati per le

simulazioni con $\tau = 2.5$. Si ottengono solo valori più elevati di tutti i parametri a conferma di quanto osservato in precedenza sulle simulazioni con τ variabile.

Tabella 10. Effetto delle combinazioni sugli indicatori di performance ($\tau=4.5$).

sett	giorno	τ	comb	$q_{\max, \text{rif}}$ [kW]	$q_{\max, \text{mod}}$ [kW]	Δq_{\max} [%]	Δt_{\max} [h]	ΔQ_t [%]	ΔW_{el} [%]	PD_{rel} [°C h]	PD_{ass} [°C h]
feb	mar	4.5	C1	25710	23462	8.7	0.75	0.29	3.54	17	1.3
feb	mar	4.5	C2	25710	23442	8.8	0.75	0.19	10.09	17	1.2
feb	mar	4.5	C3	25710	23450	8.8	0.75	0.18	5.51	20	1.5
feb	ven	4.5	C1	28993	26427	8.9	0.50	0.33	4.69	18	1.7
feb	ven	4.5	C2	28993	26376	9.0	0.50	0.20	13.36	19	1.6
feb	ven	4.5	C3	28993	26343	9.1	0.50	0.20	7.56	22	1.8
feb	dom	4.5	C1	20644	18011	12.8	1.25	0.28	5.60	15	2.3
feb	dom	4.5	C2	20644	18009	12.8	1.25	0.21	10.74	16	2.2
feb	dom	4.5	C3	20644	18057	12.5	1.25	0.22	7.42	18	2.4
apr	mar	4.5	C1	6672	5441	18.5	2.00	0.19	3.61	5	0.4
apr	mar	4.5	C2	6672	6407	4.0	-4.00	0.23	5.86	6	0.4
apr	mar	4.5	C3	6672	6019	9.8	-4.50	0.21	4.54	7	0.4
apr	ven	4.5	C1	7154	6058	15.3	1.25	0.01	0.05	10	1.2
apr	ven	4.5	C2	7154	6852	4.2	-4.00	0.01	2.27	10	1.1
apr	ven	4.5	C3	7154	6340	11.4	-4.50	0.01	1.11	12	1.2
apr	dom	4.5	C1	6692	5556	17.0	1.25	0.04	0.76	7	0.2
apr	dom	4.5	C2	6692	6753	-0.9	-3.75	0.03	2.10	8	0.2
apr	dom	4.5	C3	6692	6445	3.7	-4.25	0.06	1.61	9	0.2

Riguardo il peak shifting si possono notare delle differenze nelle simulazioni di Aprile: infatti con la combinazione C1 si ottengono valori di $\Delta t_{q_{\max}}$ positivi e non più negativi, con contestuale ed evidente miglioramento del peak shaving: con $\tau = 4.5$ $\Delta q_{\max, \text{med}} = 13.5$ % rispetto ad un $\Delta q_{\max, \text{med}} = 9.9$ % con $\tau = 2.5$. In Aprile per le combinazioni C2 e C3 crescono pure i valori negativi di peak shifting, ma ciò non si traduce in un aumento significativo di peak shaving: con C2 e $\tau = 4.5$ $\Delta q_{\max, \text{med}} = 6.3$ % rispetto ad un $\Delta q_{\max, \text{med}} = 5.1$ % con $\tau = 2.5$; allo stesso modo con C3 e $\tau = 4.5$ $\Delta q_{\max, \text{med}} = 9.2$ % rispetto ad un $\Delta q_{\max, \text{med}} = 9.1$ % con $\tau = 2.5$.

5.2 Simulazioni con CCC e CRV

Con l'aggiunta della centrale CRV la CCC non soddisfa più interamente il carico termico. Dai grafici riportati in successione si vede come varia l'energia termica

prodotta dalla CCC con e senza la presenza di CRV nelle due settimane tipo.

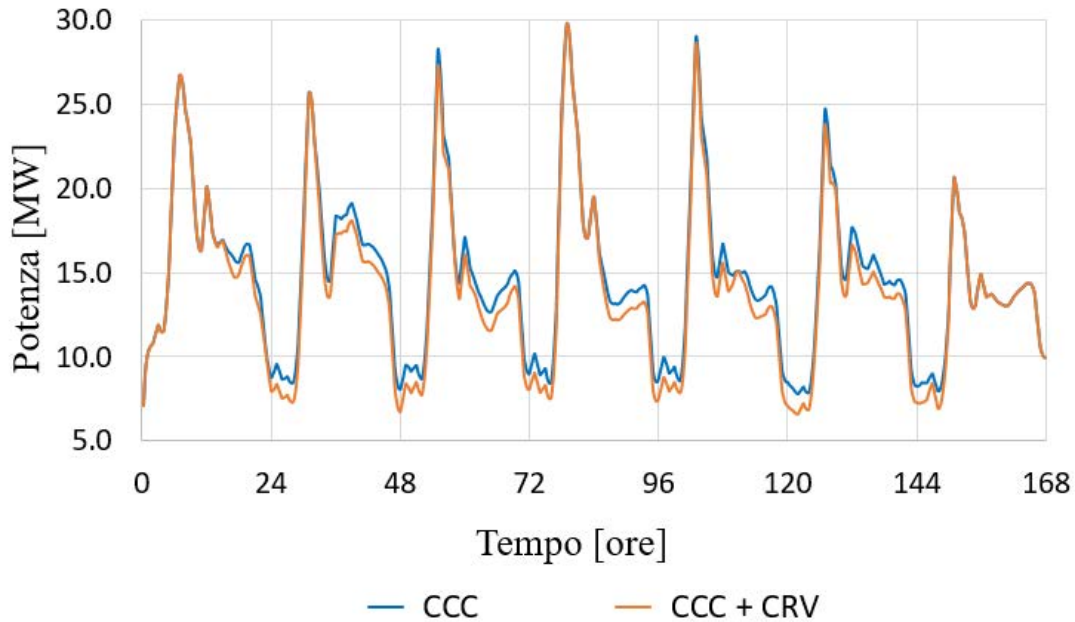


Figura 23. Differenza tra il profilo di potenza della CCC mentre soddisfa da sola l'intero carico termico e il profilo di potenza della CCC con l'ausilio di CRV nella settimana di Febbraio.

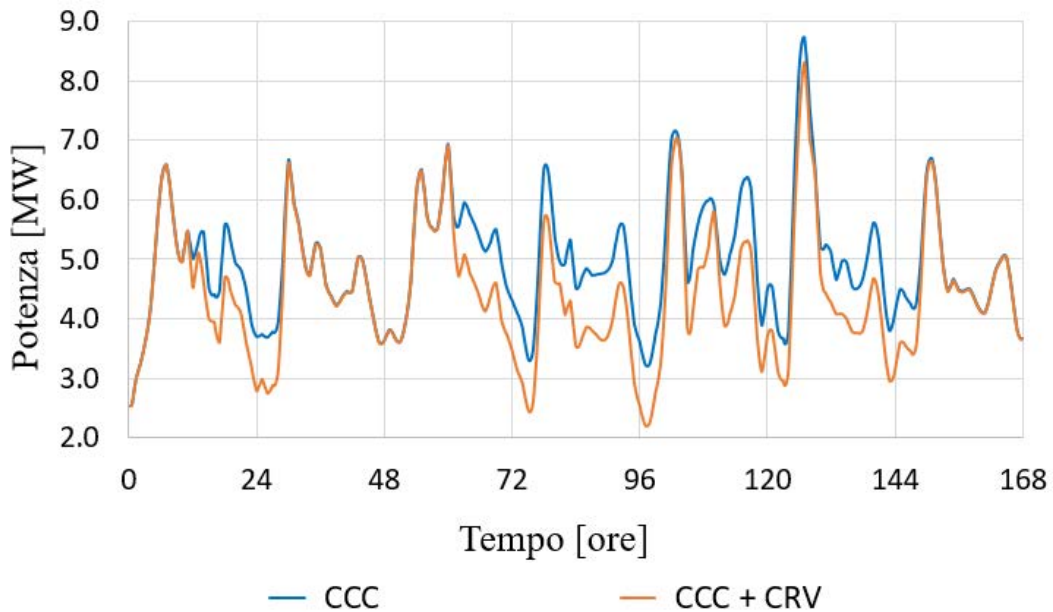


Figura 24. Differenza tra il profilo di potenza della CCC mentre soddisfa da sola l'intero carico termico e il profilo di potenza della CCC con l'ausilio di CRV nella settimana di Aprile.

La differenza tra le due curve di produzione termica della CCC è la quota di calore prodotta dalla CRV. Naturalmente si intuisce anche graficamente come la presenza di CRV dia un contributo maggiore in proporzione nella settimana di Aprile rispetto che a quella di Febbraio. Sono state eseguite simulazioni tenendo conto anche del funzionamento di CRV per analizzare eventuali differenze nei risultati rispetto alle

simulazioni con solo la centrale CCC. Lo scopo è operare una verifica della strategia di pompaggio e del relativo metodo di costruzione del profilo di portata in input per confermarne l'efficacia. Come nel caso con la sola centrale CCC operante sono state fatte simulazioni con τ variabile e combinazione fissa (escludendo il caso con $\tau = 1.5$) e con τ fissa (4.5) e combinazione variabile. I risultati delle simulazioni sono riportati nelle tabelle 11 e 12.

Tabella 11. Effetto di τ sugli indicatori di performance.

sett	giorno	τ	comb	$q_{\max, \text{rif}}$ [kW]	$q_{\max, \text{mod}}$ [kW]	Δq_{\max} [%]	Δt_{\max} [h]	ΔQ_t [%]	ΔW_{el} [%]	PD_{rel} [°C h]	PD_{ass} [°C h]
feb	mar	2.5	C1	25664	23269	9.3	0.50	0.05	-4.32	15	1.5
feb	mar	3.5	C1	25664	23158	9.8	0.50	0.23	-0.90	17	1.4
feb	mar	4.5	C1	25664	23119	9.9	0.50	0.41	3.50	18	1.4
feb	ven	2.5	C1	28588	25906	9.4	0.50	0.04	-5.51	14	1.8
feb	ven	3.5	C1	28588	25792	9.8	0.50	0.26	-0.84	16	1.7
feb	ven	4.5	C1	28588	25715	10.1	0.50	0.43	4.84	18	1.6
feb	dom	2.5	C1	20644	18052	12.6	1.00	0.10	-2.15	14	2.6
feb	dom	3.5	C1	20644	17997	12.8	1.25	0.21	1.78	14	2.4
feb	dom	4.5	C1	20644	17993	12.8	1.25	0.32	5.86	15	2.3
apr	mar	2.5	C1	6631	5469	17.5	1.75	0.05	0.19	5	0.5
apr	mar	3.5	C1	6631	5469	18.4	2.00	0.22	2.54	5	0.5
apr	mar	4.5	C1	6631	5469	18.8	2.00	0.48	5.29	6	0.4
apr	ven	2.5	C1	7059	6011	14.8	-1.50	-0.25	-2.82	10	1.5
apr	ven	3.5	C1	7059	6011	21.6	1.00	-0.16	-1.62	12	1.4
apr	ven	4.5	C1	7059	6011	22.7	1.00	0.02	0.14	14	1.3
apr	dom	2.5	C1	6656	6033	9.4	-1.25	-0.02	-2.28	6	0.4
apr	dom	3.5	C1	6656	6033	16.2	0.75	0.03	-1.08	7	0.3
apr	dom	4.5	C1	6656	6033	17.3	1.00	0.12	1.15	8	0.2

Per quanto riguarda le simulazioni con τ variabile e combinazione C1 sono confermati i trend già analizzati nel paragrafo 5.1.1: gli indicatori Δq_{\max} , ΔQ_t , ΔW_{el} , PD_{rel} aumentano progressivamente all'aumentare di τ per entrambe le settimane tipo mentre PD_{ass} rimane circa costante all'interno della stessa giornata.

Tabella 12. Effetto delle combinazioni sugli indicatori di performance ($\tau=4.5$).

sett	giorno	τ	comb	$Q_{\max,rif}$ [kW]	$Q_{\max,mod}$ [kW]	Δq_{\max} [%]	Δt_{\max} [h]	ΔQ_t [%]	ΔW_{el} [%]	PD_{rel} [°C h]	PD_{ass} [°C h]
feb	mar	4.5	C1	25664	23119	9.9	0.50	0.41	3.50	18	1.4
feb	mar	4.5	C2	25664	23108	10.0	0.50	0.42	11.13	19	1.3
feb	mar	4.5	C3	25664	23109	10.0	0.50	0.37	5.26	22	1.6
feb	ven	4.5	C1	28588	25715	10.1	0.50	0.43	4.84	18	1.6
feb	ven	4.5	C2	28588	25667	10.2	0.50	0.38	14.65	19	1.6
feb	ven	4.5	C3	28588	25604	10.4	0.50	0.34	7.27	22	1.8
feb	dom	4.5	C1	20644	17993	12.8	1.25	0.32	5.86	15	2.3
feb	dom	4.5	C2	20644	17989	12.9	1.25	0.31	12.10	16	2.2
feb	dom	4.5	C3	20644	18042	12.6	1.25	0.32	7.41	18	2.4
apr	mar	4.5	C1	6631	5386	18.8	2.00	0.48	5.29	6	0.4
apr	mar	4.5	C2	6631	6124	7.6	-4.00	0.66	8.70	6	0.3
apr	mar	4.5	C3	6631	5669	14.5	-4.50	0.64	6.47	7	0.4
apr	ven	4.5	C1	7059	5457	22.7	1.00	0.02	0.14	14	1.3
apr	ven	4.5	C2	7059	6431	8.9	-4.25	0.16	2.93	16	1.2
apr	ven	4.5	C3	7059	5847	17.2	-4.75	0.15	1.65	17	1.3
apr	dom	4.5	C1	6656	5506	17.3	1.00	0.12	1.15	8	0.2
apr	dom	4.5	C2	6656	6452	3.1	-4.00	0.17	3.45	8	0.4
apr	dom	4.5	C3	6656	6071	8.8	-4.50	0.18	2.25	10	0.5

Dalle simulazioni a combinazione variabile si evince ancora una volta come la combinazione C1 porti, soprattutto in Aprile, ad ottimi valori di peak shaving. La combinazioni C2 e C3 portano ad un anticipo netto del picco di carico termico, la prima mantenendo sempre una spesa di pompaggio maggiore rispetto alle altre combinazioni e la seconda avendo sempre valori di PD_{rel} più elevati.

Tabella 13. Confronto tra le simulazioni con solo CCC e con CCC+CRV.

sett	τ	comb	Δq_{\max} [%]	ΔQ_t [%]	ΔW_{el} [%]	PD_{rel} [°C h]	PD_{ass} [°C h]
FEB	variabile	C1	0.8	-0.02	-0.02	0.1	0.0
APR	variabile	C1	3.3	0.02	0.14	1.7	0.0
FEB	4.5	variabile	0.8	0.13	0.39	0.3	0.0
APR	4.5	variabile	4.0	0.20	1.12	2.0	0.1

In Tabella 13 è stato invece operato un confronto numerico tra i risultati delle simulazioni con solo CCC funzionante e i risultati con le centrali CCC e CRV entrambe operative. Questi valori sono stati ottenuti mediando le differenze percentuali delle singole simulazioni delle tre giornate prese in esame. In tutte e quattro le casistiche considerate si nota un aumento del peak shaving medio: quasi dell'1% nella settimana di Febbraio e circa del 3.5% nella settimana di Aprile. Ciò sottolinea una ripercussione positiva nella presenza di CRV, con un impatto più significativo nella settimana di Aprile, dove il circa 1 MW di picco termico fornito da CRV incide maggiormente sulla produzione di carico termico totale. Inoltre va fatta una dovuta puntualizzazione: eccetto ΔQ_t , che, per natura della propria definizione, è calcolato prendendo in considerazione il carico termico totale, tutti gli altri indicatori sono calcolati dal punto di vista della CCC. Questo perché è di maggior interesse per il gestore comprendere come reagisce CCC (a cui è applicata la nuova strategia di pompaggio) alla presenza di CRV, calcolando gli indicatori di performance sulla base del profilo di potenza termica della centrale CCC e non sul profilo di carico termico totale. Il problema non si è posto nel calcolo degli indicatori per analizzare i risultati delle simulazioni con solo CCC in funzione poiché in quel caso il profilo di carico termico totale coincide con il profilo di potenza termica della centrale.

5.3 Discretizzazione della rete

In questo paragrafo si va a valutare una discretizzazione della rete più fitta rispetto a quella adottata finora. La rete semplificata topologicamente nel precedente lavoro di tesi consta, come già anticipato, di 160 rami, con una lunghezza massima di tubazione di 431 metri. Per cercare di comprendere se una lunghezza di tubazione eccessiva possa inficiare i risultati di simulazione è stata operato un “taglio” delle tubazioni più lunghe di 200 metri. Si è passati così ad una rete composta da 177 rami (e 167 nodi) con una lunghezza media di tubazione di 92 metri. Sono state eseguite delle simulazioni settimanali imponendo un'onda termica a gradino durante la settimana di Aprile. Nella Figura 25 vengono riportate le temperature di mandata (la stessa per rete a 177 rami e per rete a 160) e di ritorno ottenute al nodo d'ingresso della centrale CCC.

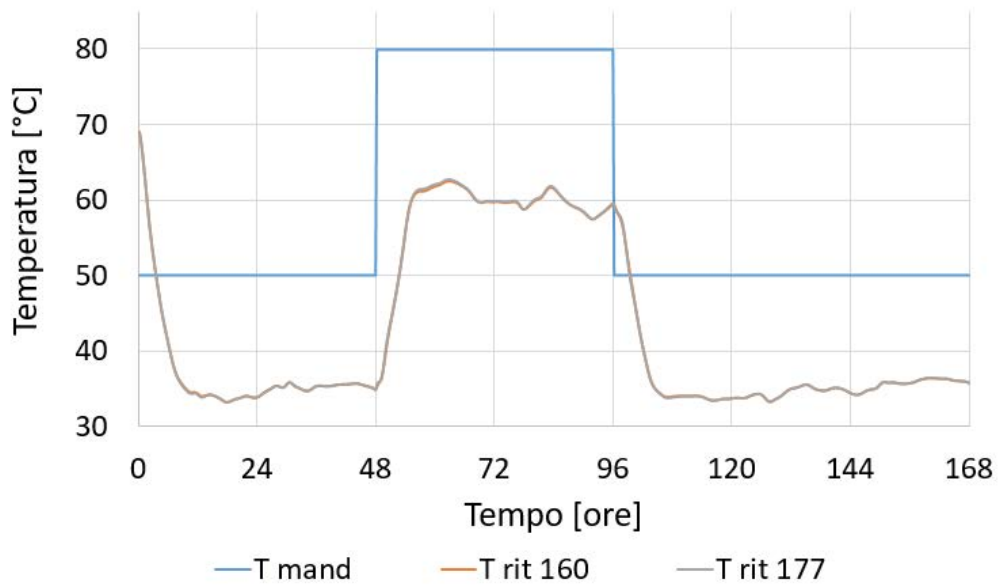


Figura 25. Profili delle temperature di mandata e di ritorno per modello di rete a 160 e a 177 rami nella settimana di Aprile.

Come si può vedere dal grafico le temperature di ritorno nei due casi analizzati si sovrappongono quasi perfettamente, a sottolineare che i risultati che si ottengono con il modello di rete a 160 rami e a 177 rami sono pressoché gli stessi. Indubbiamente l'applicazione di una discretizzazione ancor più fitta potrebbe essere un'ulteriore verifica della bontà del modello a 160 rami e dei risultati ottenuti con esso.

Capitolo 6 Conclusioni

In questo lavoro di tesi si è valutata la fattibilità di spostamento del carico termico utilizzando la rete di teleriscaldamento come accumulo termico applicato al caso studio della rete di teleriscaldamento di Verona Centro Città. Grazie al modello per la simulazione di reti di teleriscaldamento NeMo, sviluppato internamente all'Università, in grado di risolvere il problema termico in condizioni transitorie, sono state effettuate numerose simulazioni per due settimane tipo di Febbraio e di Aprile. Queste settimane sono state scelte perché aventi rispettivamente un tipico carico termico invernale e di mezza stagione. La rete considerata viene gestita ad una temperatura di mandata costante e una portata di massa di mandata variabile (la logica di funzionamento di NeMo ricalca la scelta del gestore). Per utilizzare la rete come accumulo termico, la temperatura media di rete è stata usata come indicatore dello stato di carica del sistema d'accumulo. Dunque, per poter ottenere uno spostamento del carico termico, è stato necessario modificare l'attuale strategia di pompaggio della rete.

Il metodo di regolazione della portata proposto per queste simulazioni ha permesso di ridurre il picco di potenza termica giornaliera e di ottenere uno spostamento del carico nel tempo dal punto di vista della centrale di produzione principale della rete. La costruzione del profilo di portata di massa modificato è basata sulla previsione del carico termico nelle ore successive e avviene attraverso l'introduzione di tre parametri adimensionali che definiscono la forma del profilo di portata e di due parametri temporali che individuano la durata dell'intervallo di regolazione. I risultati delle simulazioni sono stati studiati attraverso alcuni indicatori, valutati su base giornaliera: riduzione del picco di carico termico, spostamento del picco di carico, differenza di energia termica fornita, differenza di energia elettrica richiesta per il pompaggio, indice di discomfort valutato come riduzione media delle temperature di ritorno delle utenze. Con una combinazione di parametri che comporta un aumento graduale della portata si è ottenuto un valore medio di riduzione del picco del 9,7% per la settimana di Febbraio e dell'11,7% per la settimana di Aprile (dati ottenuti dalla Tabella 7). La potenza termica di picco richiesta alla centrale

CCC non è solo ridotta ma anche spostata temporalmente, in anticipo o in ritardo rispetto all'ora di picco con l'attuale regolazione. Lo spostamento temporale del picco dipende da come le variazioni di portata sono ottenute dai cicli di carica e scarica della rete. Il profilo di potenza ottenuto con la regolazione proposta presenta sempre due picchi di potenza: il primo spostato in anticipo, il secondo in ritardo rispetto al picco ottenuto con la regolazione attuale. La forma scelta del profilo di portata, il profilo di domanda delle utenze e la velocità media del fluido termovettore determinano il picco predominante. Complessivamente sono stati ottenuti dei valori massimi di riduzione percentuale del picco giornaliero di carico termico di 18.5% con la presenza di una sola centrale di produzione (CCC) e di 22.7% con le centrali CCC e CRV operative. Per quanto riguarda lo spostamento temporale del picco di carico giornaliero gli scostamenti massimi ottenuti rispetto al picco ottenuto con l'attuale regolazione sono -4.75 ore in anticipo e 2 ore in ritardo.

La rete di calore svolge due funzioni: trasportare calore dalla centrale verso le utenze e accumulare calore, attraverso la strategia qui proposta, per poter svincolare il profilo di produzione delle centrali dal profilo di domanda termica delle utenze. Queste due funzioni non sono indipendenti tra loro poiché maggiore è la potenza richiesta dalle utenze, maggiore sarà la velocità del fluido termovettore e dunque maggiore sarà la velocità con cui avvengono i cicli di carica e scarica della rete. Con un ciclo di carica graduale (aumento progressivo della portata), sia la riduzione del picco che lo spostamento del picco crescono se si aumenta la durata di regolazione della portata prima dell'ora di picco di riferimento. Nel mese di Aprile un repentino aumento della portata durante i primi 15-30 minuti comporta un notevole spostamento in anticipo rispetto al picco di potenza di riferimento. In Febbraio, a causa dell'elevata velocità del fluido, risulta più difficile spostare temporalmente la potenza termica di picco; in ogni caso si ottiene comunque una riduzione di picco significativa. In generale tutti gli indicatori considerati sono migliori in Aprile rispetto a Febbraio perché, a bassa velocità del fluido di lavoro, la rete riesce a caricarsi e scaricarsi più gradualmente. Lo studio dimostra che la capacità termica della rete di teleriscaldamento permette di spostare in modo consistente la produzione di energia termica soprattutto durante la media stagione. La presenza di ulteriori punti di fornitura del calore all'interno della rete non inficia l'efficacia dello spostamento di carico tramite il metodo di regolazione utilizzato. Anzi nella settimana di Aprile si nota un aumento medio della riduzione di picco del 3.5% dato dall'abbassamento in termini assoluti della richiesta termica delle utenze dovuta alla presenza della centrale CRV. Dopo aver valutato la fattibilità tecnica dello spostamento di carico sfruttando la capacità termica di rete, il passo successivo sarà verificare che questa nuova strategia di pompaggio comporti un vantaggio per il gestore della rete, in termini economici o ambientali. Ad esempio, la strategia proposta potrà essere utilizzata per ottenere una

riduzione del consumo di energia primaria (e quindi delle relative emissioni di CO₂) e un abbassamento dei costi di produzione del calore e delle spese di pompaggio. Nel caso studio considerato, la convenienza economica per il gestore derivata dall'applicazione di questa strategia di pompaggio dipenderà da quanto si riuscirà ad ottimizzare la produzione dei cogeneratori spostando il carico termico in momenti della giornata favorevoli alla vendita di energia elettrica (cioè con il PUN maggiore).

Poiché il software NeMo è basato su un modello alle differenze finite, è necessario valutare l'accuratezza dei risultati ottenuti, soprattutto riguardo la soluzione del problema termico della rete, e capire quindi se la rete è stata correttamente discretizzata. Sono state eseguite delle simulazioni con una maggior discretizzazione spaziale della rete, dividendo a metà le tubazioni di rete con lunghezza maggiore o uguale a 200 metri. In generale, una maggior discretizzazione della rete comporta un maggior tempo di calcolo ma può rendersi necessaria, specialmente in condizioni di basse velocità, per ottenere una simulazione accurata dei transitori termici. Si è imposto un gradino di temperatura in centrale e si è confrontato il profilo di temperatura ottenuto sulla condotta di ritorno della centrale stessa con e senza la maggior discretizzazione della rete. Questa maggior discretizzazione non ha prodotto significative variazioni del profilo termico. Da questa prima analisi non sembra che la discretizzazione scelta riduca l'accuratezza del modello.

Per ottenere una migliore discretizzazione della rete bisogna tuttavia avere il controllo non solo sul numero di nodi e rami con cui si discretizza la rete, ma anche sul passo temporale utilizzato dal solutore. Attualmente i solutori ODE implementati in Matlab non danno la possibilità di scegliere il time step di calcolo del modello. Per ovviare a questo problema si potrebbe agire modificando il codice di NeMo, facendo diventare il time step di calcolo un parametro modificabile dall'utente. A seconda della velocità media del fluido nella rete si potrà confrontare la velocità di calcolo del solutore, che dipenderà dal time step scelto e dalla lunghezza caratteristica di discretizzazione della rete.

Finora sono state eseguite delle simulazioni tenendo conto dei carichi termici delle centrali forniti dal gestore. Un ulteriore passo sarà la modellazione dei generatori di calore presenti nella rete (caldaie, cogeneratori, pompe di calore) in modo da poter effettuare delle simulazioni sia del sistema di produzione che del sistema di distribuzione del calore. In questo modo sarà possibile estendere i meccanismi di controllo ai generatori, focalizzando l'attenzione anche sul loro funzionamento e la loro regolazione.

Bibliografia

- [1] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling>
- [2] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview&oldid=401563#Primary_energy_production
- [3] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households&oldid=431520#Energy_consumption_in_households_by_type_of_end-use
- [4] “Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings,” 2010.
- [5] S. Frederiksen e S. Werner, “District heating and cooling”, 2014.
- [6] <https://sycous.com/eu-directive-on-energy-efficiency-2012-the-impact-and-potential-across-europe/>
- [7] A.Colmenar-Santos, E. Rosales-Asensio, D. Borge-Diez, e J. Blanes-Peirò, 2016, “District heating and cogeneration in the EU-28: current situation, potential and proposed energy strategy for its generalization, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, pp. 621-639.
- [8] Werner S. et al. “ECOHEATCOOL WP4, Final report. Possibilities with more district heating in Europe”, 2006.
- [9] Andrews D., Riekkola A.K., Tzimas E., Serpa E., et al. “Background Report on EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion”, 2012.
- [10] AIRU, “Sviluppo storico, situazione attuale e schede tecniche delle reti di teleriscaldamento urbano in Italia”, *Annuario* 2018.
- [11] H. Lund et al., “4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems,” *Energy* 68, pp. 1–11, 2014.
- [12] A. Dalla Rosa e J. E. Christensen, 2011, “Low-energy district heating in energy-efficient building areas,” *Energy* 36 (12): 6890–99.

- [13] M. Brand and S. Svendsen, 2013, “Renewable-based low-temperature district heating for existing buildings in various stages of refurbishment,” *Energy* 62: 311–319.
- [14] S. Buffa, M. Cozzini, M. D’Antoni et al. 2019 “5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe” *Renew. And Sust. Energy Reviews* 104: 504-22
- [15] J. Vivian, G. Emmi, A. Zarrella et al., 2018 “Evaluating the cost of heat for end users in ultra low temperature district heating networks with booster heat pumps” *Energy* 153: 788-800.
- [16] E. Guelpa, G. Barbero, A. Sciacovelli et al, 2017, “Peak-shaving in district heating systems through optimal management of the thermal request of buildings,” *Energy* 137: 706–14.
- [17] M.Turski e R.Sekret, 2018 “Buildings and a district heating network as thermal energy storages in the district heating system,” *Energy and Buildings*, Volume 179: 49-56.
- [18] D. Basciotti, F. Judex, O. Pol, e R.-R. Schmidt, “Sensible heat storage in district heating networks: a novel control strategy using the network as storage.”
- [19] A. Vandermeulen et al., “Sources of energy flexibility in district heating networks: building thermal inertia versus thermal energy storage in the network pipes,” *Submitt. to uSIM 2018 - Urban Energy Simul.*, no. December, 2018.
- [20] R. Bavière and M. Vallée, 2018 “Optimal Temperature Control of Large Scale District Heating Networks,” *Energy Procedia* 149: 69–78.
- [21] H. Palsson, 2000, *Methods for planning and operating decentralised combined heat and power plants*. PhD Thesis. Riso National Laboratory, Roskilde (Denmark).
- [22] E. Guelpa, C. Toro, A. Sciacovelli et al., 2016, “Optimal operation of large district heating networks through fast fluid-dynamic simulation,” *Energy* 102: 586–95.
- [23] J. Vivian, P. M. Á. de Urbarri, U. Eicker, and A. Zarrella, “The effect of discretization on the accuracy of two district heating network models based on finite-difference methods,” *Energy Procedia*, vol. 149, pp. 625–634, Sep. 2018.
- [24] I. Gabrielaitiene, B. Bøhm & B. Sunden (2008) Evaluation of Approaches for Modeling Temperature Wave Propagation in District Heating Pipelines, *Heat Transfer Engineering*, 29:1, 45-56.
- [25] J. Vivian. *Direct Use of Low Temperature Heat in District Heating Networks with Booster Heat Pump*. PhD thesis (2018).
- [26] S. Patankar and D. Spalding, 1972, “A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows,” *Int. J. Heat Mass Transf.* 15 (10), 1787–1806.
- [27] L. F. Shampine LF, M.W. Reichelt. *The MATLAB ODE Suite*. *SIAM Journal on Scientific Computing* 1997;18:1–22.

[28] B. van der Heijde, A. Vandermeulen, R. Salenbien, L. Helsen, 2019, “Representative days selection for district energy system optimisation: a solar district heating system with seasonal storage.” *Applied Energy* 248: 79-94.

[29] E. Ploner, “Analisi del comportamento idraulico e termico della rete di teleriscaldamento di Verona Centro Città mediante modello alle differenze finite”, 2018.