



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l'implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di generazione distribuita

Maria Alessandra Ancona, Francesco Melino

ANALISI DI SOLUZIONI TECNICHE E GESTIONALI CHE FAVORISCANO L'IMPLEMENTAZIONE DI NUOVI SERVIZI
ENERGETICI NELLE RETI TERMICHE IN PRESENZA DI SISTEMI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

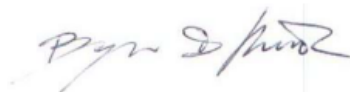
Maria Alessandra Ancona, Francesco Melino (Dipartimento di Ingegneria Industriale - DIN, Università di Bologna)

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2013
Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia
Progetto: C.1. Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi
Obiettivo: Reti di poligenerazione
Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione per una attività di ricerca dal titolo:
"Analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l'implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di generazione distribuita"

Responsabile scientifico ENEA: Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico DIN – Università di Bologna: Francesco Melino

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	6
2 ANALISI DELLA DIFFUSIONE DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO A LIVELLO MONDIALE, EUROPEO E ITALIANO ...	8
3 LE SOTTOSTAZIONI DI SCAMBIO TERMICO NELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO TRADIZIONALI.....	15
4 SOLARE TERMICO.....	20
4.1 DIFFUSIONE DEL SOLARE TERMICO IN EUROPA ED IN ITALIA	20
4.2 SOLARE TERMICO IN RETI ATTIVE	23
5 SOTTOSTAZIONI PER LO SCAMBIO DI ENERGIA TERMICA TRA RETE DI DISTRIBUZIONE ED UTENZE	25
6 IL SOFTWARE IHENA 1.0.....	27
6.1 IL SOFTWARE CA.R.DI.F. 5.2 E L'ALGORITMO DI TODINI-PILATI.....	27
6.2 STRUTTURA GENERALE DEL SOFTWARE IHENA 1.0.....	34
6.3 IMPLEMENTAZIONE DELLA RETE	35
6.4 IMPLEMENTAZIONE DEGLI INPUT DELLA RETE	36
6.5 FITTING DELLE UTENZE	36
6.6 ELABORAZIONE DELLA GEOMETRIA E DEI PARAMETRI OPERATIVI DELLA RETE.....	42
6.7 CALCOLO DELLA RETE.....	42
6.8 SCRITTURA DEGLI OUTPUT	42
7 ANALISI DELLE SOTTOSTAZIONI DI SCAMBIO ATTIVO CON LA RETE.....	43
7.1 ANALISI SCHEMA 1 (MANDATA – RITORNO).....	43
7.2 ANALISI SCHEMA 2 (MANDATA – MANDATA).....	45
7.3 ANALISI SCHEMA 3 (RITORNO – RITORNO)	45
7.4 ANALISI SCHEMA 4 (RITORNO – MANDATA).....	45
8 ANALISI PARAMETRICA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO CON SOTTOSTAZIONI DI SCAMBIO ATTIVE.....	48
8.1 SIMULAZIONE DEL CASO BASE	48
8.2 SIMULAZIONE DEL CASO 1.1 (RETE 80/60, SCHEMA 1).....	56
8.3 SIMULAZIONE DEL CASO 1.2 (RETE 80/60, SCHEMA 2).....	59
8.4 SIMULAZIONE DEL CASO 1.3 (RETE 80/60, SCHEMA 3).....	61
8.5 SIMULAZIONE DEL CASO 1.4 (RETE 80/60, SCHEMA 4).....	63
8.6 SIMULAZIONE DEL CASO 2.1 (RETE 70/50, SCHEMA 1).....	65
8.7 SIMULAZIONE DEL CASO 2.2 (RETE 70/50, SCHEMA 2).....	67
8.8 SIMULAZIONE DEL CASO 2.3 (RETE 70/50, SCHEMA 3).....	69
8.9 SIMULAZIONE DEL CASO 2.4 (RETE 70/50, SCHEMA 4).....	71
8.10 SIMULAZIONE DEL CASO 3.1 (RETE 90/60, SCHEMA 1).....	73
8.11 SIMULAZIONE DEL CASO 3.2 (RETE 90/60, SCHEMA 2).....	75
8.12 SIMULAZIONE DEL CASO 3.3 (RETE 90/60, SCHEMA 3).....	77
8.13 SIMULAZIONE DEL CASO 3.4 (RETE 90/60, SCHEMA 4).....	79
9 ANALISI DELLE SIMULAZIONI E DEFINIZIONE DI REGOLE TECNICHE PER CONSENTIRE L'ALLACCIAMENTO DEGLI IMPIANTI SOLARI TERMICI INSTALLATI PRESSO UTENTI PRODUTTORI IN REGIME DI "SCAMBIO SUL POSTO"	82
10 ANALISI TECNICO-ECONOMICA DI SCENARI DI GESTIONE DELLA RETE TERMICA	84
10.1 CONDIZIONI AL CONTORNO E IPOTESI	84
10.2 RISULTATI.....	88
11 CONCLUSIONI.....	92
12 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	95

13	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	96
14	INDICE DELLE FIGURE.....	98
15	INDICE DELLE TABELLE.....	101

Sommario

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna finalizzata all' analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l'implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di generazione distribuita. Più in dettaglio si è analizzata la possibilità di realizzare delle reti di distribuzione termica integrate con sistemi di generazione distribuita (sistemi microcogenerativi e/o sistemi di produzione solare termici); tali reti, chiamate anche *reti attive*, sono caratterizzate da sottostazioni presso le utenze in grado di scambiare energia termica in modo bidirezionale (dalla rete all'utenza o dall'utenza alla rete).

La presente relazione, che illustra le modalità e i risultati dello studio svolto è suddivisa in due parti: una prima parte finalizzata a delineare brevemente il punto di partenza dello studio svolto ed una seconda parte in cui si sviluppa sotto l'aspetto sia tecnico che gestionale l'integrazione tra reti termiche e sistemi di generazione distribuita.

Più in dettaglio, la prima parte analizza lo scenario attuale delle reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento (capitolo 2), delle sottostazioni di scambio termico di tipo tradizionale (ovvero non attive – capitolo 3) e la diffusione del solare termico a livello italiano ed europeo, focalizzando in particolare l'attenzione sulle reti di teleriscaldamento attive che prevedono l'integrazione delle reti stesse con tali sistemi di generazione distribuita (capitolo 4).

Nella seconda parte del documento sono invece descritti gli strumenti sviluppati per lo studio, le metodologie di analisi ed i risultati conseguiti. Più in dettaglio, nella seconda parte:

- 1) si sono definiti i possibili lay-out delle sottostazioni di una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento al fine di consentire lo scambio bidirezionale di energia termica tra rete ed utenza permettendo cioè l'integrazione della rete stessa con sistemi di generazione distribuita (capitolo 5);
- 2) si è realizzato un nuovo software, chiamato IHENA 1.0 (Intelligent Heat Energy Network Analysis) in grado di simulare, con approccio stazionario, una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento con utenze di tipo attivo (capitolo 6);
- 3) sono state analizzate le potenzialità dello scambio attivo di energia termica tra rete ed utenze procedendo ad un'analisi parametrica mediante una serie di simulazioni al fine di tener conto di diverse possibili condizioni al contorno (capitoli 7 e 8);
- 4) le simulazioni svolte hanno consentito sia di definire le logiche di gestione dei flussi energetici che di individuare le criticità e le possibili regole tecniche relative allo scambio di energia termica per una rete di distribuzione di tipo attivo (capitolo 8 e 9);
- 5) è stata svolta un'analisi tecnico-economica finalizzata ad individuare il vantaggio economico conseguibile attraverso l'impiego di reti attive in considerazione di diverse possibilità relative alla proprietà dei sistemi di generazione distribuita (capitolo 10).

1 Introduzione

Il presente documento è il risultato dell'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna. Tale collaborazione nasce all'interno dell' Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato in data 4 marzo 2013 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna si riferisce al Piano Annuale di Realizzazione 2013, per quanto attiene all'Area "*Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia*", tematica di ricerca "*Uso efficiente dell'energia elettrica nei settori residenziale, terziario, industriale*"; nello specifico, si riferisce all' obiettivo "*Reti di poligenerazione*" del Progetto C.1. "*Risparmio di energia elettrica nei settori civili, industria e servizi*".

I temi sviluppati nell'ambito del presente accordo di collaborazione tra ENEA e il DIN riguardano la possibile evoluzione delle reti termiche (teleriscaldamento e/o teleraffrescamento) verso la connessione con sorgenti termiche distribuite (solare termico, cogenerazione ad alto rendimento di piccola taglia) analizzando i vantaggi conseguibili e le eventuali criticità. L'analisi condotta tiene conto anche dei possibili scenari di gestione dei nuovi assetti di rete in presenza di flussi di potenza scambiati dai piccoli utenti produttori.

Tale studio va pertanto nella direzione di individuare soluzioni finalizzate a conseguire una maggiore efficienza energetica in particolare nel settore civile e residenziale.

Come noto, infatti, la razionalizzazione dello sfruttamento delle risorse energetiche, il miglioramento delle efficienze di conversione, la riduzione degli sprechi e delle dissipazioni, il contenimento delle emissioni inquinanti e l'incremento dello sfruttamento delle risorse rinnovabili sono obiettivi fondamentali di qualunque politica energetica, sia se applicata a livello locale che nazionale o mondiale.

Il teleriscaldamento, soprattutto quando realizzato in ambito cittadino, è una delle possibili strategie per il raggiungimento dei succitati obiettivi. I vantaggi del teleriscaldamento, nel confronto con la produzione di energia termica decentralizzata presso gli utenti, sono infatti (i) la garanzia di continuità del servizio, (ii) l'eliminazione delle caldaie domestiche presso le utenze ovvero di punti di emissione in ambito cittadino, (iii) il conseguimento di maggiori efficienze di conversione (grazie soprattutto all'impiego di sistemi cogenerativi come centrali di produzione), (iv) l'eliminazione della necessità di trasporto del combustibile in città, con conseguente aumento della sicurezza.

Altre fondamentali strategie per il raggiungimento degli obiettivi di sopra riportati sono rappresentate dalla cogenerazione e in particolare dalla generazione distribuita.

È infatti noto che la cogenerazione, ovvero la generazione contemporanea di energia elettrica e termica a partire dalla conversione di un'unica sorgente energetica, permette di aumentare l'efficienza di conversione del combustibile, contribuendo a ridurre i consumi e contestualmente le emissioni inquinanti in atmosfera. La generazione distribuita, delocalizzando in parte la produzione di energia e riducendo o annullando la distanza tra produzione ed utilizzo finale, concorre alla riduzione delle inevitabili perdite dovute al trasporto di energia ed aumenta la sicurezza di approvvigionamento.

Un ruolo chiave nel settore della generazione distribuita è inoltre ricoperto dai sistemi di conversione delle fonti energetiche rinnovabili e, in particolare, di quelle non programmabili (solare fotovoltaico, solare termico, eolico). Al fine di conciliare, sotto il profilo temporale, i fabbisogni delle utenze con la disponibilità di energia, diventa di fondamentale importanza lo sviluppo di sistemi di accumulo dell'energia elettrica, termica e/o frigorifera. Lo studio e la ricerca nel campo dell'accumulo dell'energia è sia finalizzato allo sviluppo di dispositivi e tecnologie più efficienti che alla definizione di strategie di regolazione ed ottimizzazione per un utilizzo più razionale.

In tale contesto, lo studio di reti di teleriscaldamento attivo, ovvero in grado di scambiare bidirezionalmente energia termica con le utenze connesse, rappresenta una strategia fondamentale per massimizzare sia l'efficienza di sfruttamento della risorsa rinnovabile che l'efficienza di conversione dei combustibili fossili.

Le reti di distribuzione termica attiva permettono infatti di integrare la produzione centralizzata e il conseguente servizio di distribuzione dell'energia termica sia con sistemi di produzione termica da fonte rinnovabile (solare termico), sia con i sistemi microcogenerativi (microturbine, motori a combustione interna, micro-Rankine a fluido organico, ecc.) installati presso le utenze. La possibilità infatti per un'utenza domestica e/o residenziale di scambiare l'energia termica autoprodotta (anche in assetto cogenerativo) con la rete di teleriscaldamento, permette di usare quest'ultima come un sistema di accumulo (anche di tipo stagionale). Quanto detto permette quindi di portare in ambito termico concetti e strategie, quali ad esempio lo scambio sul posto (net metering), già ampiamente sviluppati e studiati in campo elettrico.

Lo studio riportato nel presente documento è in linea con le direttive dell'Unione Europea contenute nel Programma Europeo Horizon 2020, nonché con il concetto di *smart city*. Come ben noto infatti, la realizzazione di fatto di una smart city consiste nella conciliazione ed armonizzazione di sei linee guida principali: (i) smart economy, (ii) smart mobility, (iii) smart environment, (iv) smart people, (v) smart living e (vi) smart governance. In altre parole, ciò significa che gli investimenti in capitale umano e sociale, l'armonizzazione tra tradizione e modernità, lo sviluppo di infrastrutture, la sostenibilità ambientale e l'oculato sfruttamento delle risorse naturali sono contestualmente sviluppati con l'unico obiettivo di incrementare il benessere dei cittadini ed in generale migliorare la qualità della vita degli stessi. L'efficacia e l'impatto di tale studio sono proiettati in particolare verso lo *smart environment*, con evidenti ricadute anche verso lo *smart living* e la *smart economy*. Infatti, l'incremento dell'efficienza energetica e dello sfruttamento delle risorse rinnovabili può comportare importanti benefici sia di carattere economico (riduzione dei consumi energetici), che ambientale (riduzione delle emissioni inquinanti) che sociale (miglioramento della qualità della vita).

2 Analisi della diffusione delle reti di teleriscaldamento a livello mondiale, europeo e italiano

Il teleriscaldamento (TLR) è comparso per la prima volta nel mondo alla fine del 1800. Il primo centro urbano a teleriscaldarsi fu New York (1876) e in pochi anni la tecnologia ha preso piede anche in Europa. Oggi si utilizza stabilmente in tutto il Nord America, in Europa (servendo un totale di 60 milioni di cittadini, con punte molto alte nei Paesi dell’Est e del Nord), in Giappone, in Corea e in Cina. A tale proposito, in **Figura 1** ed in **Figura 2** è riportata la situazione mondiale, rispettivamente in termini di percentuale di cittadini serviti dal TLR e di energia termica venduta nell’anno 2011, in funzione delle diverse nazioni.

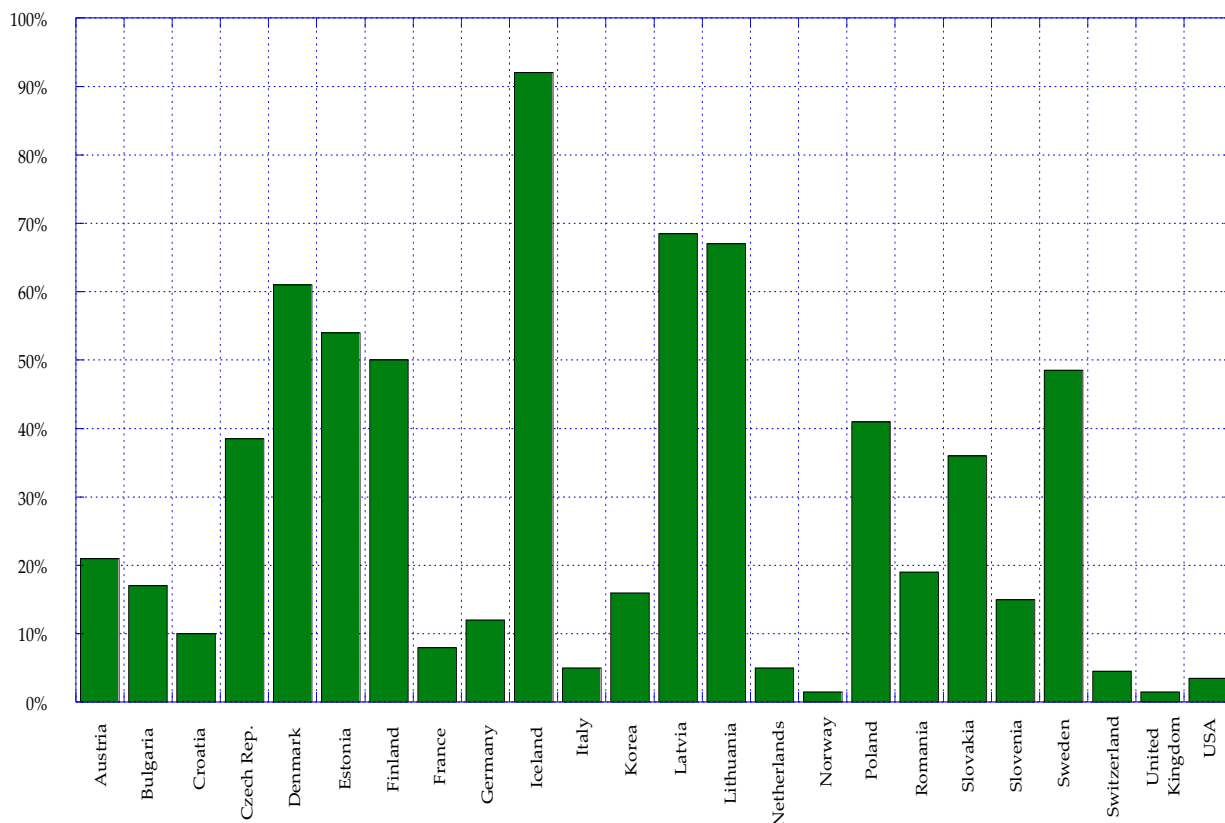


Figura 1 – Percentuale di cittadini serviti da reti di teleriscaldamento

Nel complesso, secondo COGEN Europe (l’Associazione Europea per la Promozione della Cogenerazione), l’Unione Europea produce mediamente l’11% dell’energia elettrica con cogenerazione, evitando il consumo di circa 35 milioni di tep all’anno [1, 2]. In Italia la tecnologia del teleriscaldamento si è sviluppata a partire dagli anni ’70 del secolo scorso e attualmente è presente in 109 città, per un totale di 148 reti ed una volumetria allacciata di 279’400’000 m³ (corrispondenti a circa 1’165’528 appartamenti equivalenti) [3]. In **Figura 3** ed in **Figura 4** sono riportati rispettivamente lo sviluppo - in termini di estensione chilometrica - della rete di distribuzione dai primi anni 80 al 2012 e l’andamento della volumetria allacciata dal 1972 al 2012 [4].

Le utenze attualmente servite sono di diversa tipologia: si distingue tra settore residenziale, settore terziario ed utenze di tipo industriale. Come si può osservare dai dati [4] presentati in **Figura 5**, solamente una minima parte della volumetria di teleriscaldamento complessivamente allacciata è preposta al soddisfacimento del fabbisogno del settore industriale, suddividendosi quasi totalmente tra i settori residenziale e terziario.

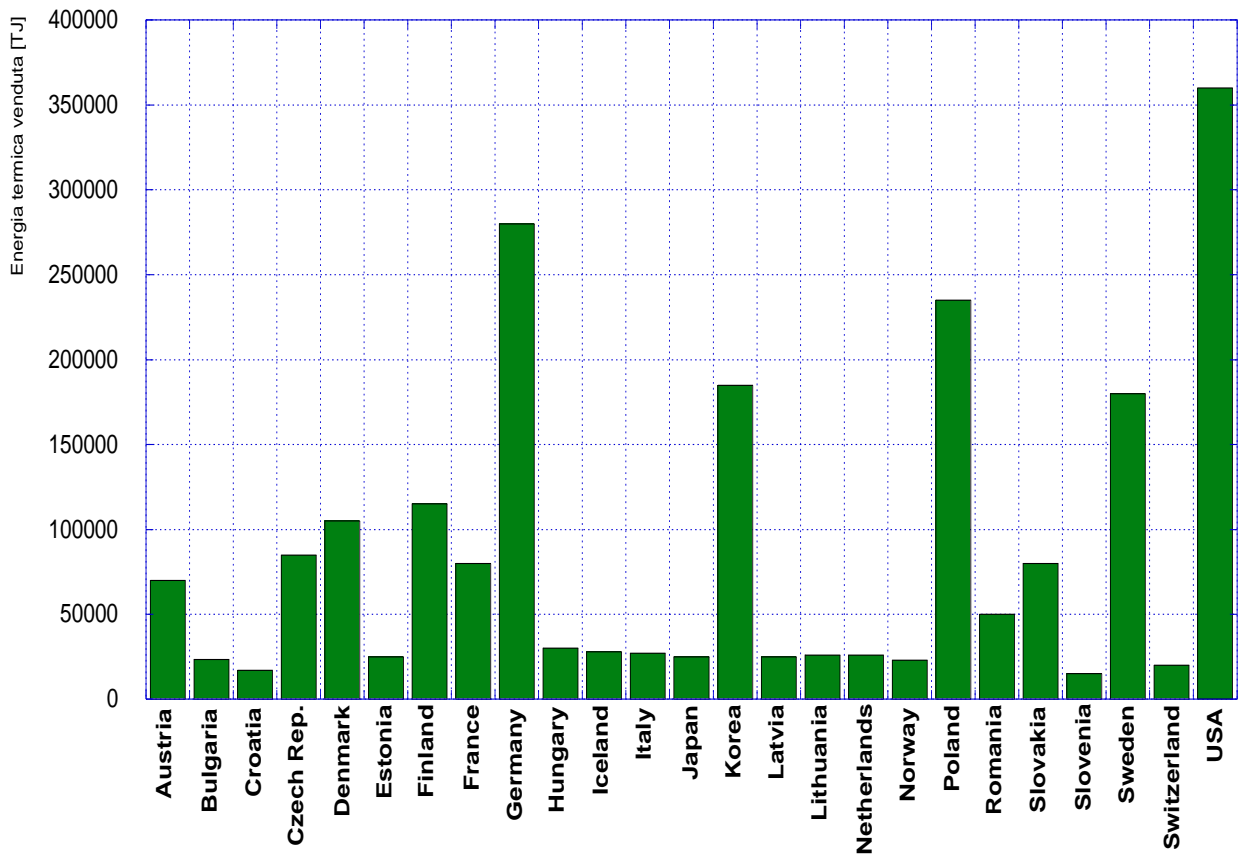


Figura 2 – Energia termica venduta nel 2011 negli stati in cui sono presenti reti di TLR

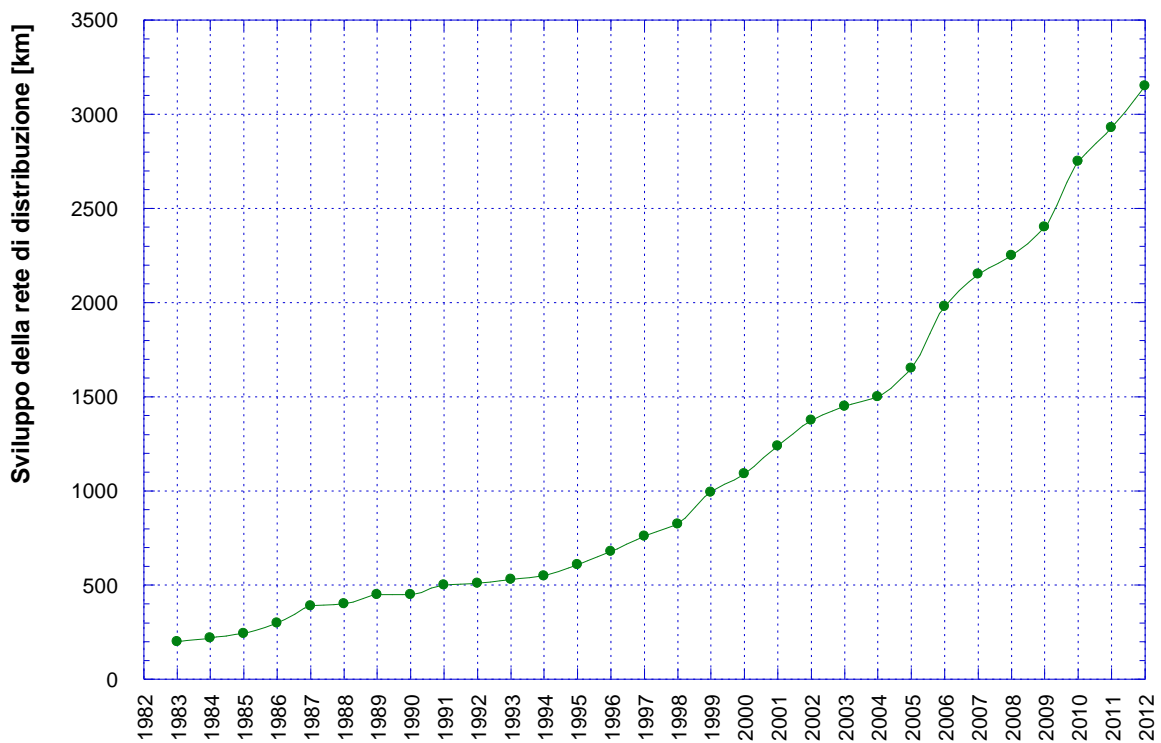


Figura 3 – Sviluppo delle reti di distribuzione dal 1983 al 2012 (Italia) [4]

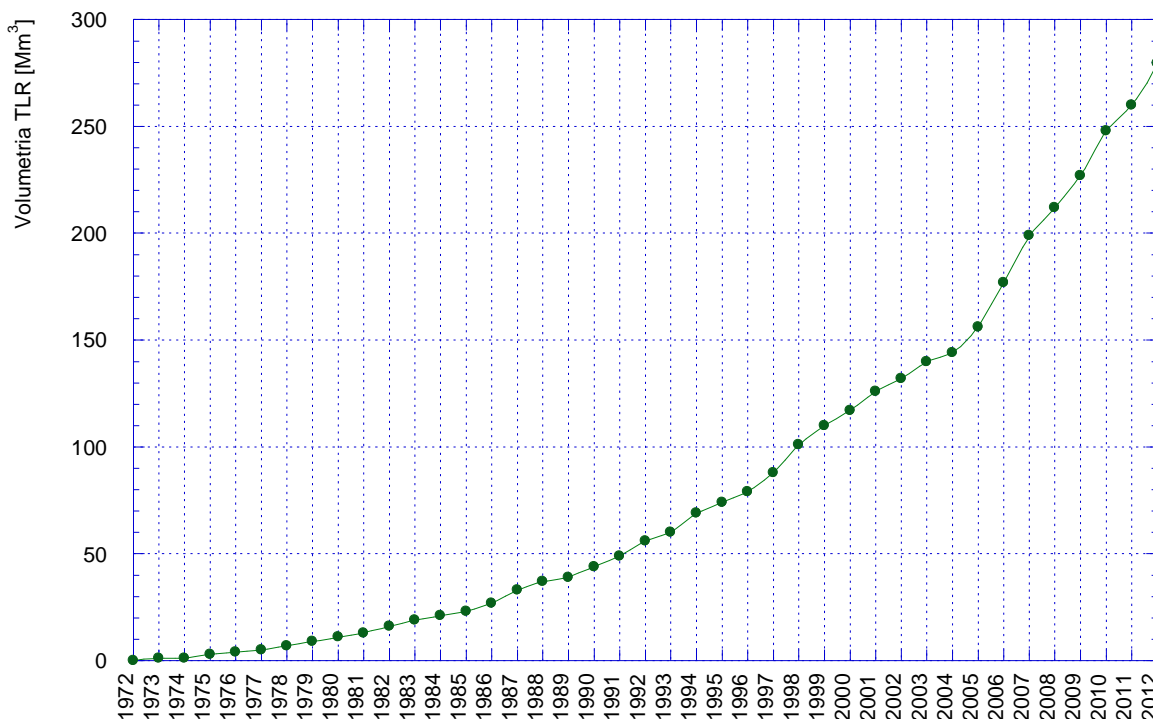


Figura 4 - Andamento della volumetria di TLR allacciata in Italia dal 1972 al 2012 (Italia) [4]

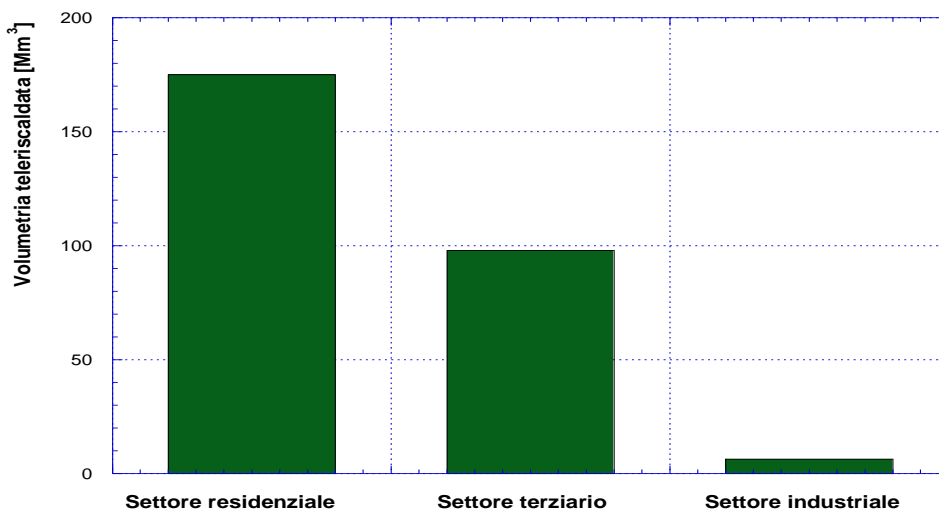


Figura 5 – Volumetria teleriscaldata distinta per tipologia di utenza (anno 2012) [4]

Il fluido termovettore che circola all’interno delle reti può essere acqua (calda o surriscaldata) o vapore e si trova a temperature comprese solitamente tra 80°C e 130°C. Dati riferiti al 2012 [4] e presentati in **Figura 6** mostrano la tipologia di fluido termovettore utilizzato in funzione dei chilometri di rete da esso percorsi. Osservando tale Figura si può notare come la quasi totalità delle reti di TLR sia percorsa da acqua calda o surriscaldata, mentre il vapore viene utilizzato in casi molto rari, principalmente a servizio di utenze industriali.

La diffusione del TLR, tuttavia, non è uniforme sul territorio italiano, ma è concentrata per lo più in alcune regioni del nord e del centro, come riportato in **Figura 7** [4].

Per evidenziare ulteriormente questa disuniformità, sono presentate rispettivamente in **Figura 8** ed in **Figura 9** le distribuzioni territoriali degli impianti di teleriscaldamento in Italia, in termini di volumetria riscaldata e di rapporto tra volumetria riscaldata e popolazione residente nella regione.

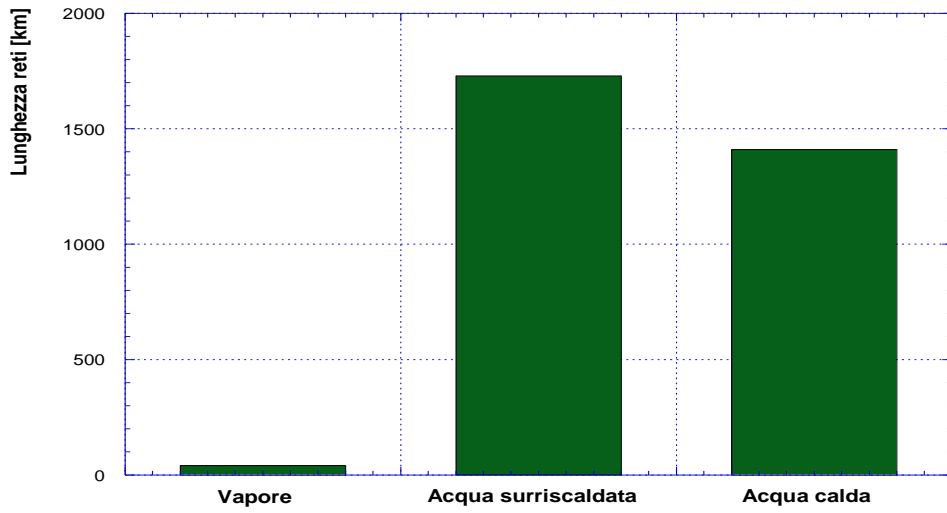


Figura 6 – Tipo di fluido termovettore utilizzato nelle reti (anno 2012) [4]



Figura 7 – Regioni italiane in cui sono presenti reti di TLR [4]

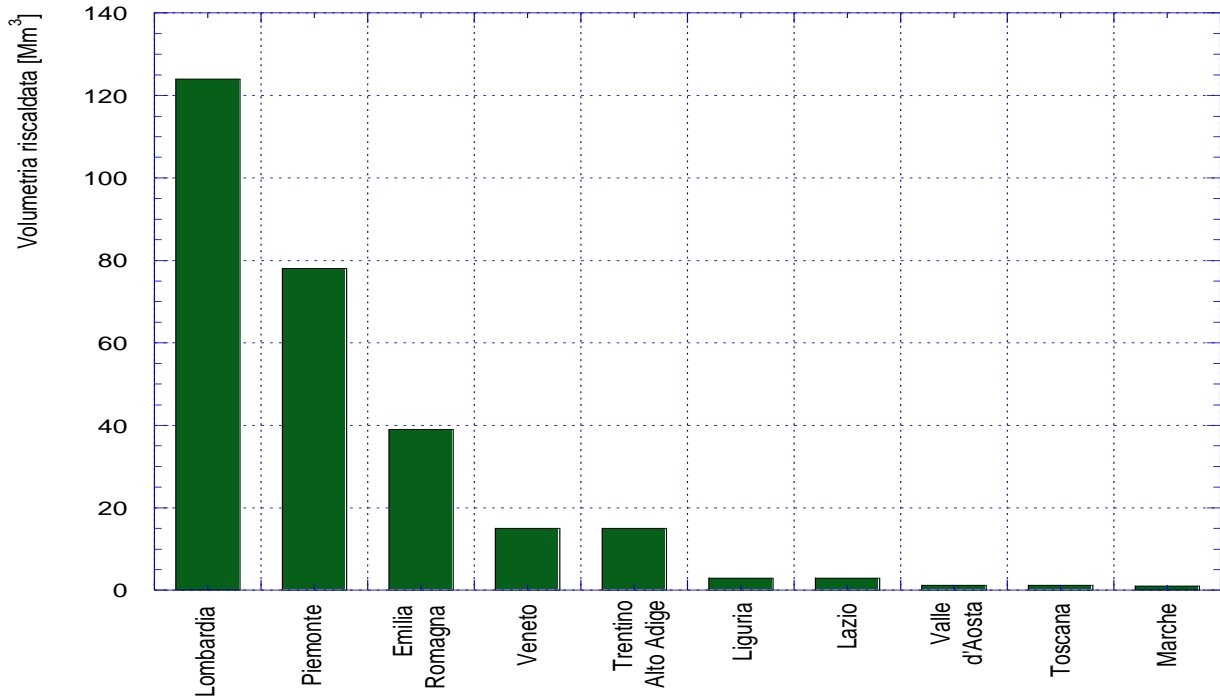


Figura 8 – Distribuzione territoriale degli impianti di TLR in Italia al 2012 [4]

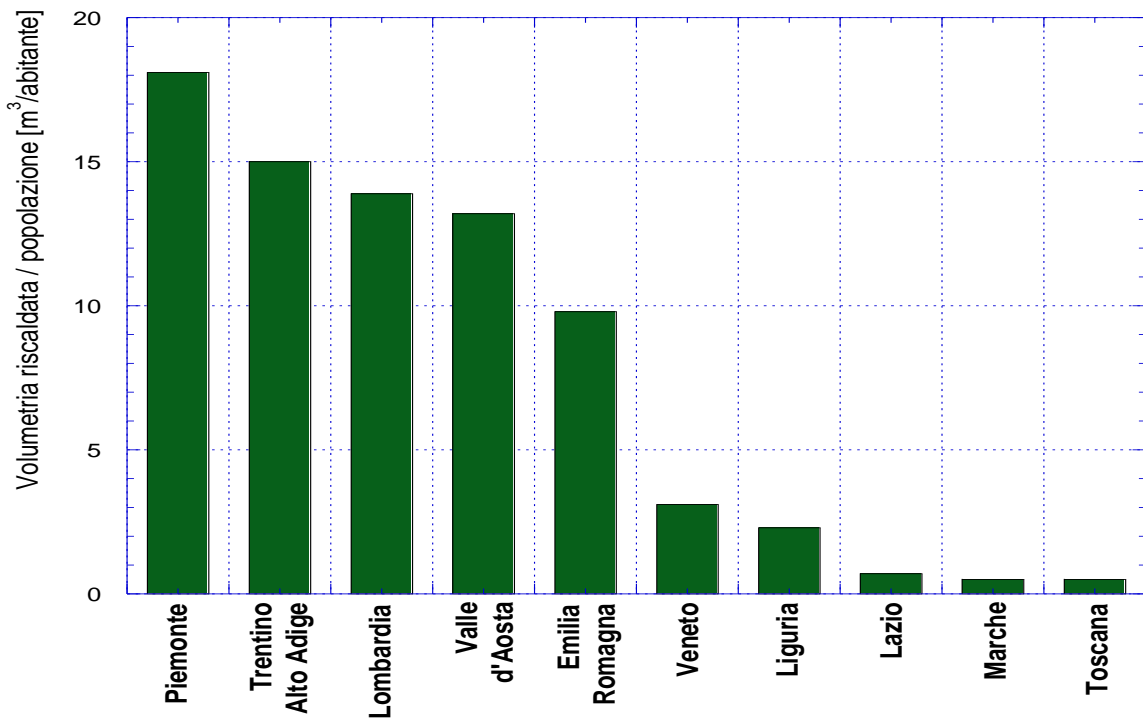


Figura 9 – distribuzione territoriale degli impianti di TLR in Italia al 2012 [4]

Ad oggi, l'energia termica e frigorifera fornita alle utenze è pari a 8'106 GWh_t e vengono prodotti 5'592 GWh_e di energia elettrica in cogenerazione. Si stima che ciò consenta di risparmiare 440'000 tep di energia

primaria da fonte fossile e di evitare l'emissione di 1'434'000 tonnellate di CO₂ [3]. I confronti [4], in termini di energia primaria consumata e di emissioni di anidride carbonica, tra sistemi di produzione tradizionali e sistemi a servizio delle reti di TLR sono riportati rispettivamente in **Figura 10** ed in **Figura 11**.

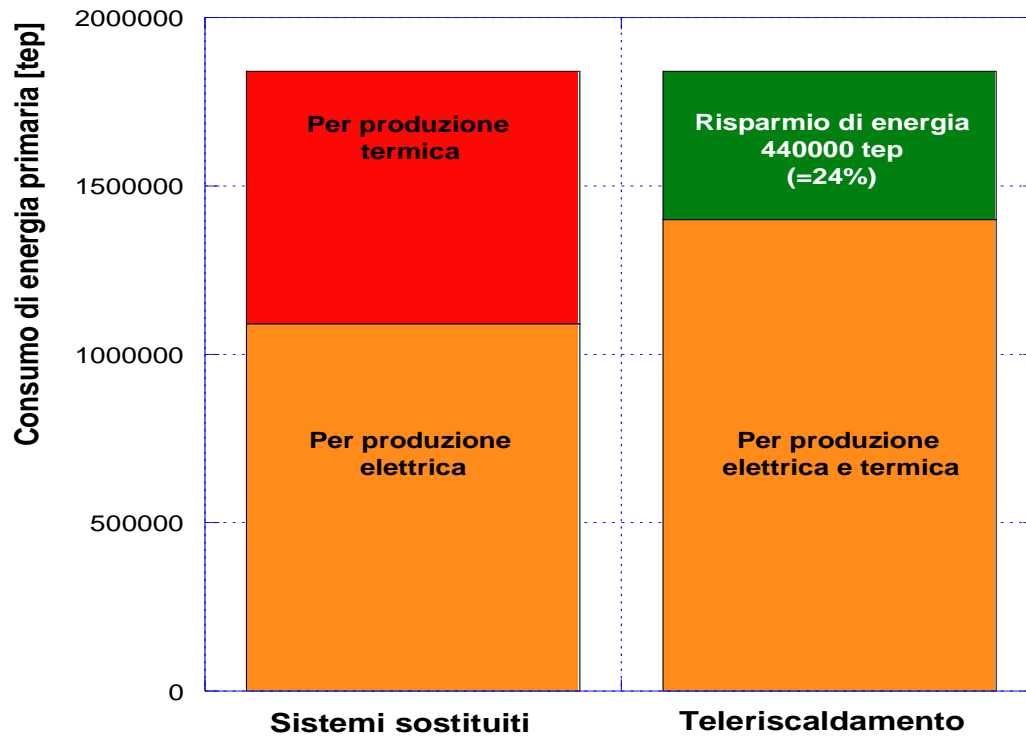


Figura 10 – Risparmio di energia primaria fossile conseguita dalle reti di Teleriscaldamento (anno 2012) [4]

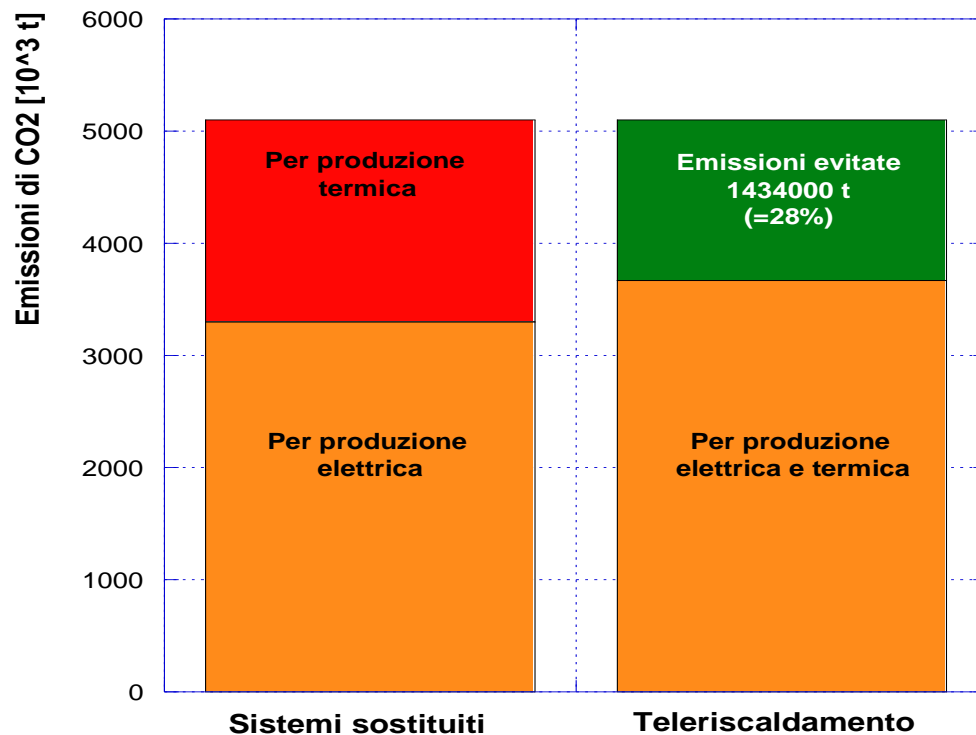


Figura 11 – Bilancio delle emissioni di CO₂ dei sistemi di riscaldamento (anno 2012) [4]

Tuttavia i numeri appena forniti, sia per quanto riguarda l'energia termica e frigorifera che per quanto riguarda quella elettrica, corrispondono ad una piccola porzione del fabbisogno energetico nazionale. Dati aggiornati al 2011 [3] mostrano infatti, come si può osservare in **Figura 12**, che la richiesta di energia termica per riscaldamento e acqua calda sanitaria in Italia viene coperta dal TLR solo per il 4% del totale, al contrario di quanto avviene nel resto d'Europa, in particolare negli stati del Nord e dell'Est, dove le percentuali aumentano significativamente.

È importante, inoltre, rilevare che dall'analisi di bilancio energetico dell'International Energy Agency (IEA) risulta che in media il 75% (72% in Italia) delle fonti per il TLR proviene da calore rinnovabile e di recupero [2, 5].

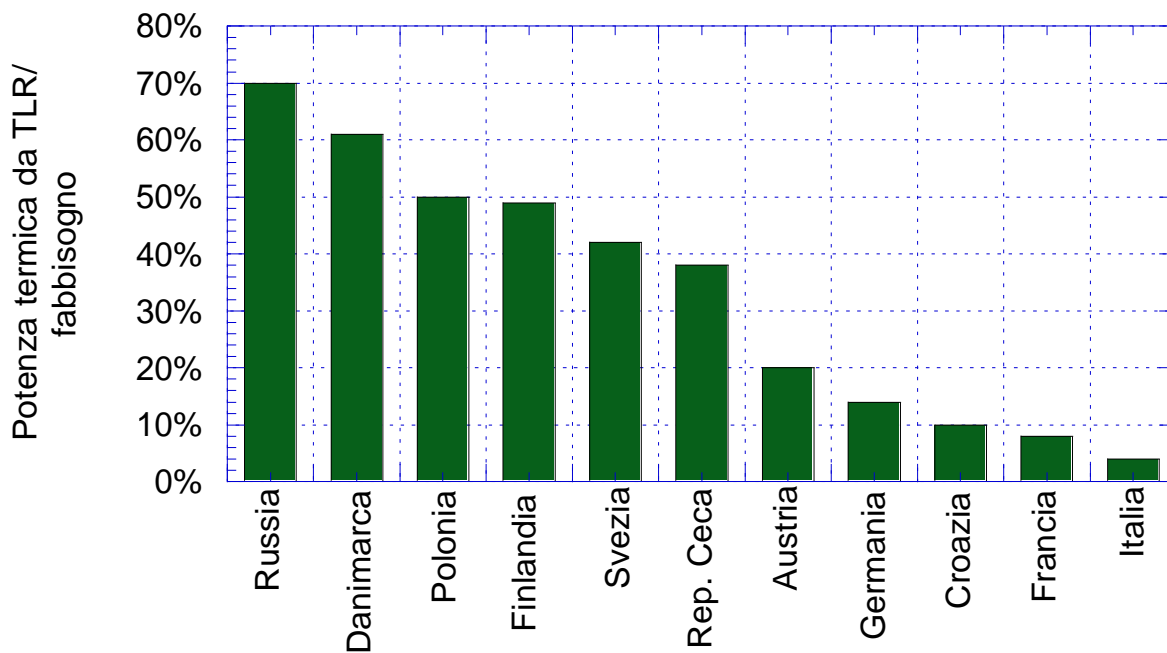


Figura 12 – Percentuale della potenza termica soddisfatta tramite TLR in Europa al 2011 [3]

3 Le sottostazioni di scambio termico nelle reti di teleriscaldamento tradizionali

L'attività di ricerca oggetto del presente documento è particolarmente (ma non esclusivamente) incentrata sullo studio delle *sottostazioni di scambio termico* ovvero dei punti di cessione dell'energia termica dalla rete di distribuzione alle utenze. Per quanto detto, si ritiene più utile concentrarsi su tali elementi tralasciando volutamente la descrizione degli altri elementi costituenti, in generale, una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento (tipologia di centrale, tipologia della rete, caratteristiche e tipologia della regolazione, ecc.).

Analizzando i dati storici, si osserva che il numero delle sottostazioni di scambio termico è cresciuto notevolmente negli ultimi anni, parallelamente – come è ovvio – alla crescita della diffusione e dell'estensione delle reti di TLR. L'incremento del numero di sotto-centrali d'utenza presenti sul territorio italiano dal 1983 al 2012 [4] è presentato in **Figura 13**.

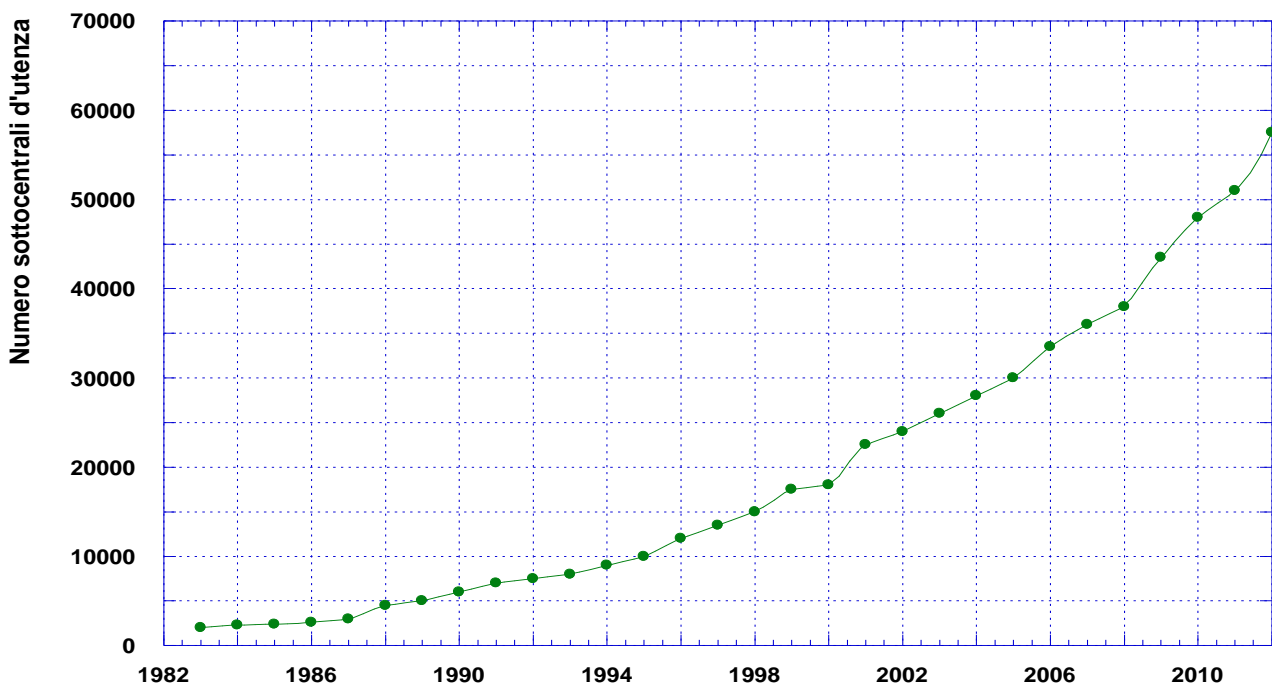


Figura 13 – Sviluppo delle sottostazioni di scambio termico dal 1983 al 2012 [4]

In generale la cessione di energia dalla rete di distribuzione all'utenza (e contestualmente la strategia di regolazione di una rete di teleriscaldamento) può avvenire secondo due criteri distinti:

- 1) a *portata costante* e delta T variabile (**Figura 14**);
- 2) a *portata variabile* e delta T costante (**Figura 15**).

Nel caso di scambio a portata costante e delta T variabile (**Figura 14**) il circuito primario preleva, come detto, una portata sempre costante dalla mandata della rete di teleriscaldamento restituendola al circuito di ritorno ad una temperatura che varierà in funzione delle richieste termiche dell'utenza (rappresentata dal circuito secondario e dal valore di temperatura letto dal misuratore 4 in **Figura 14**).

La regolazione può avvenire mediante una valvola a tre vie (5 in **Figura 14**) e una corrispondente valvola miscelatrice (6 in **Figura 14**) così come rappresentato nello schema di riferimento.

La contabilizzazione del calore scambiato tra rete ed utenza può avvenire mediante il misuratore di portata (1 in **Figura 14**) ed i due misuratori di temperatura (2 e 3 in **Figura 14**).

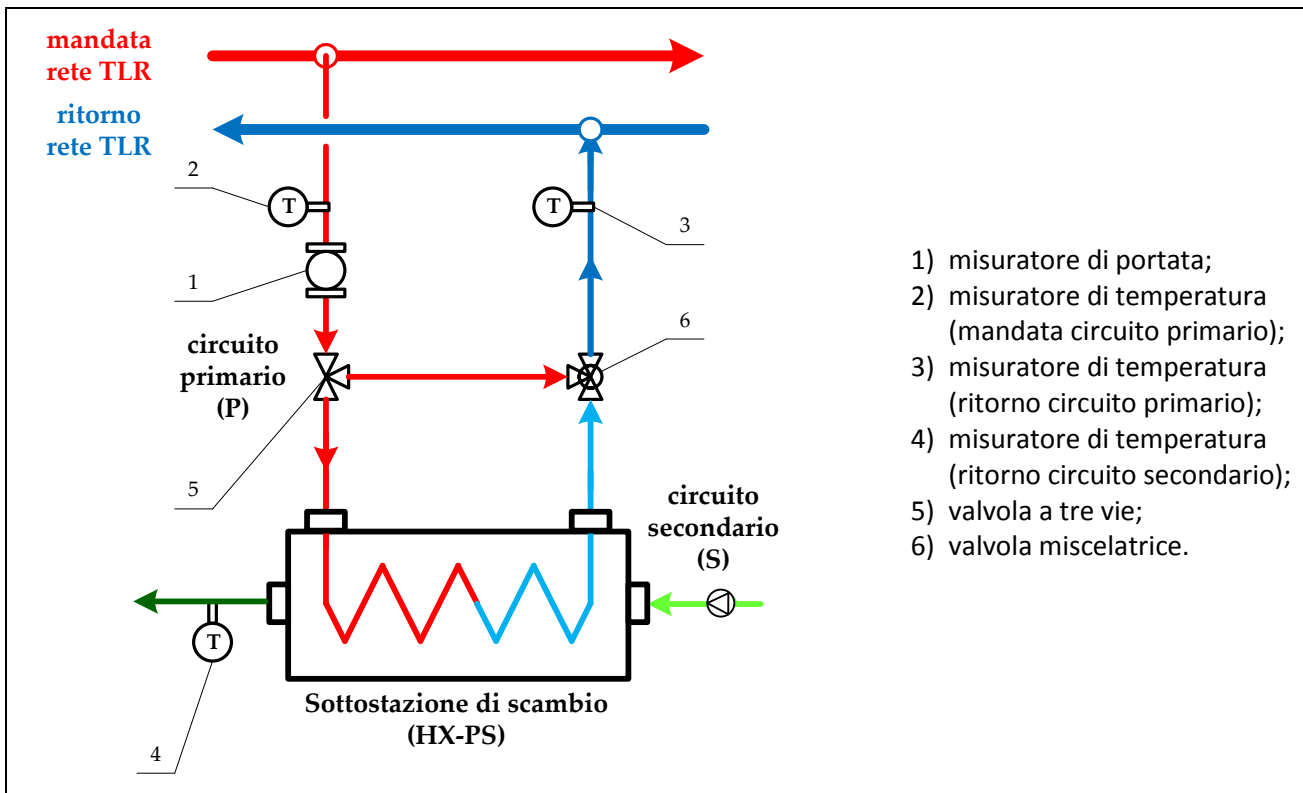


Figura 14 – Schema sottostazione di scambio a portata costante e delta T variabile

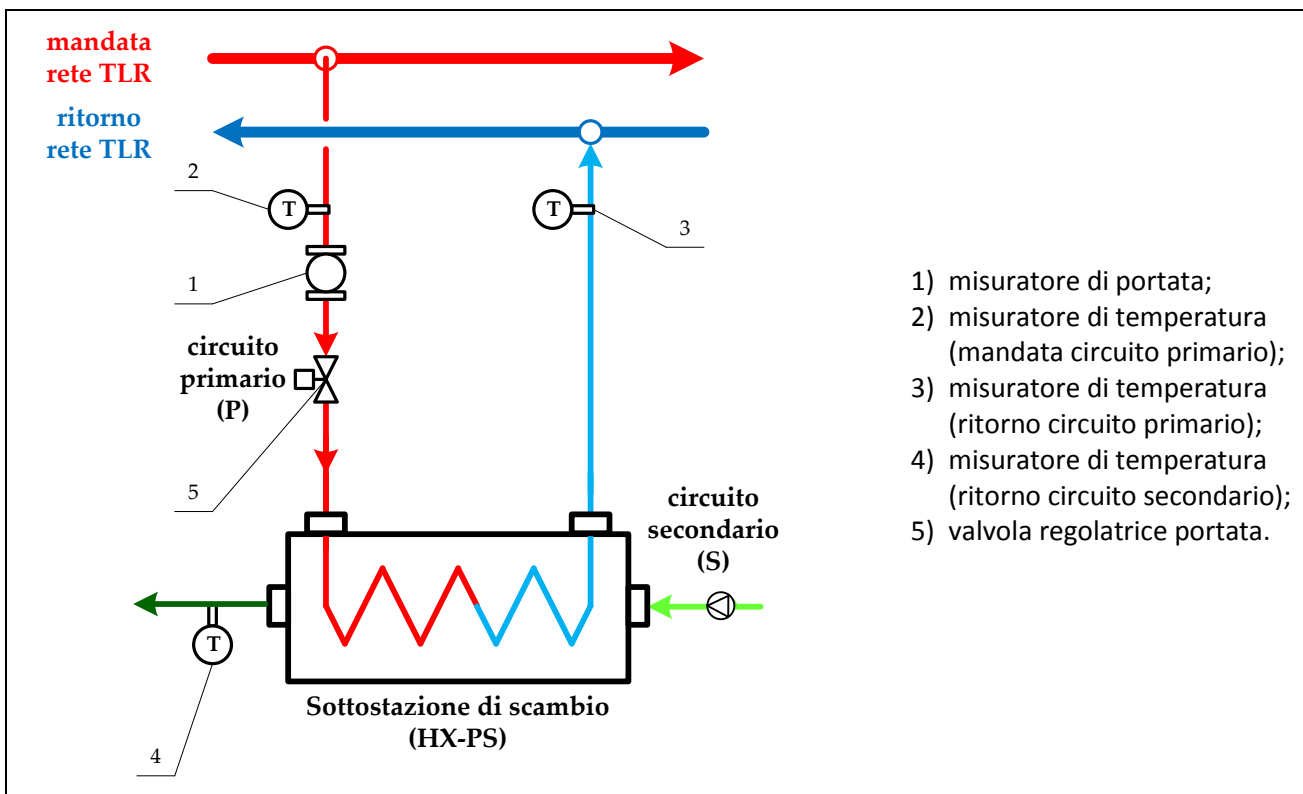


Figura 15 – Schema sottostazione di scambio a portata variabile e delta T costante

Nel caso di scambio a portata variabile e delta T costante (**Figura 15**) il circuito primario preleva una portata variabile dalla mandata della rete in funzione della richiesta dell'utenza al fine di mantenere costante il salto di temperatura misurato tra monte e valle dello scambiatore di calore.

In questo caso le richieste dell'utenza possono essere soddisfatte agendo sulla valvola regolatrice della portata disposta nel circuito primario a monte dell'ingresso nella sottostazione di scambio termico (5 in **Figura 15**).

Analogamente a quanto visto nel caso precedente, la contabilizzazione del calore scambiato tra rete ed utenza può avvenire mediante il misuratore di portata (1 in **Figura 15**) ed i due misuratori di temperatura (2 e 3 in **Figura 15**).

In generale, nel caso di reti al servizio di utenze prevalentemente (o esclusivamente) industriali, il metodo più diffuso è quello a portata variabile (si parla in questo caso anche di reti a *temperatura costante*). Viceversa, se la rete è al servizio di utenze civili e/o terziarie è comune abitudine usare come strategia di regolazione entrambi i criteri sopra esposti.

I criteri analizzati rientrano nella casistica dei *collegamenti indiretti* tra rete di distribuzione e utenze, ovvero basati sulla interposizione di uno scambiatore di calore tra i due succitati elementi.

Per completezza si riporta, senza ritenere utile approfondirlo ulteriormente, la possibilità di *collegamento diretto* tra rete di distribuzione ed utenza. In questo caso, il fluido prelevato dalla rete di teleriscaldamento entra direttamente nel circuito secondario dell'utenza, ovvero nei corpi scaldanti. Tale tipologia di collegamento è raramente usata, sebbene presenti il vantaggio di una maggiore economicità e permetta il mantenimento di temperature inferiori (dai 10 °C ai 20 °C in meno) nella rete di distribuzione. Di contro si ravvisa un incremento dei costi degli impianti interni alle utenze (che devono poter resistere alle pressioni tipiche delle reti di distribuzione) e soprattutto maggiori difficoltà di regolazione della rete (che deve anche tener conto delle perdite di carico dei circuiti secondari).

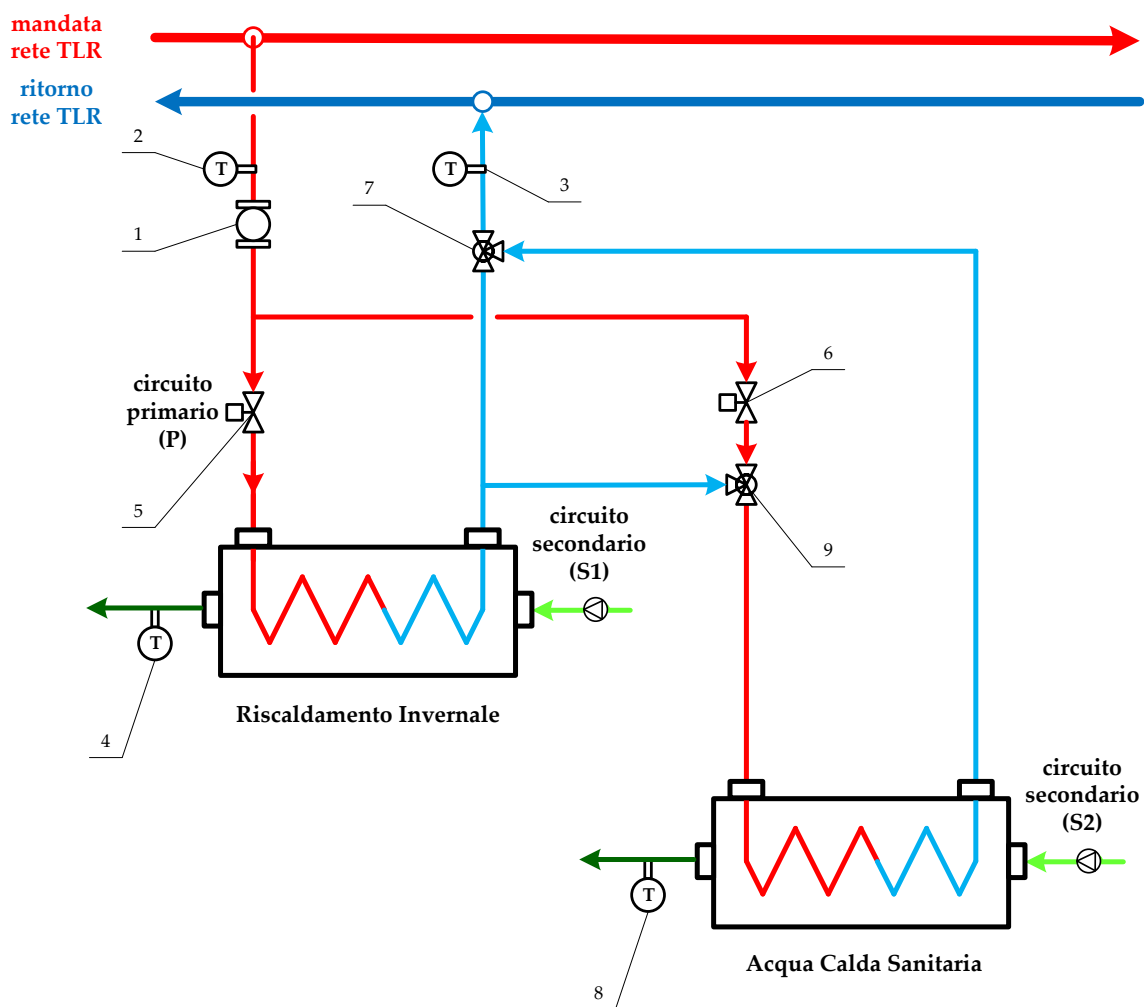
Il collegamento indiretto permette invece di disaccoppiare dal punto di vista fluidodinamico (ma non termico) la rete (ovvero il circuito primario) dal secondario consentendo una gestione più semplice ed efficiente (soprattutto nei transitori del sistema). Inoltre, il collegamento diretto permette alle stazioni di pompaggio di non dover tener conto delle perdite di carico nei circuiti secondari che sono pertanto completamente indipendenti e liberamente modificabili.

Evidentemente, un collegamento indiretto costringe ad un incremento delle temperature di mandata del fluido distribuito dalla rete, a parità di temperature del fluido nel circuito secondario.

Un altro aspetto che si ritiene utile approfondire, per quanto riguarda le sottostazioni di scambio termico è relativo al tipo di servizio fornito: riscaldamento invernale e/o produzione di acqua calda sanitaria. Nel caso siano forniti entrambi i servizi, è possibile considerare, a titolo di esempio, lo schema proposto in **Figura 16** (ricavato nel caso di sottostazione a portata variabile).

In particolare si osserva che la produzione di acqua calda sanitaria può avvenire utilizzando sia il fluido in uscita dallo scambiatore di calore impiegato per il servizio di riscaldamento invernale (valvola miscelatrice 9 in **Figura 16**) che prelevando direttamente dalla mandata del circuito di andata della rete di distribuzione (valvola regolatrice portata 6 in **Figura 16**). La contabilizzazione del calore può essere fatta come già visto e spiegato negli schemi precedentemente presentati.

La scelta di realizzare sottostazioni di scambio per la fornitura esclusiva di riscaldamento invernale o anche per la produzione di acqua calda sanitaria dipende da numerosi fattori, prevalentemente legati all'economia dell'utenza coinvolta. In **Figura 17** si riporta il numero di sottostazioni attualmente [4] realizzate in Italia in funzione della tipologia.



- | | |
|--|---|
| <p>1) misuratore di portata;</p> <p>2) misuratore di temperatura (mandata circuito primario);</p> <p>3) misuratore di temperatura (ritorno circuito primario);</p> <p>4) misuratore di temperatura (ritorno circuito secondario riscaldamento);</p> <p>5) valvola regolatrice portata (riscaldamento);</p> | <p>6) valvola regolatrice portata (acqua calda sanitaria);</p> <p>7) valvola miscelatrice;</p> <p>8) misuratore di temperatura (ritorno circuito secondario acqua calda sanitaria);</p> <p>9) valvola miscelatrice.</p> |
|--|---|

Figura 16 – Schema sottostazione di scambio per fornitura riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria

Tutti gli schemi presentati si riferiscono ad uno scambio di tipo “istantaneo” tra rete di distribuzione ed utenza termica.

Evidentemente è possibile prevedere un sistema di accumulo in luogo degli scambiatori di calore finora presentati, come schematizzato in **Figura 18**. Tale configurazione ha sia il vantaggio di poter più facilmente far fronte a richieste di picco dell’utenza che di poter facilmente essere integrata con sistemi di produzione alternativi e localizzati presso l’utenza, come ad esempio dei pannelli solari termici.

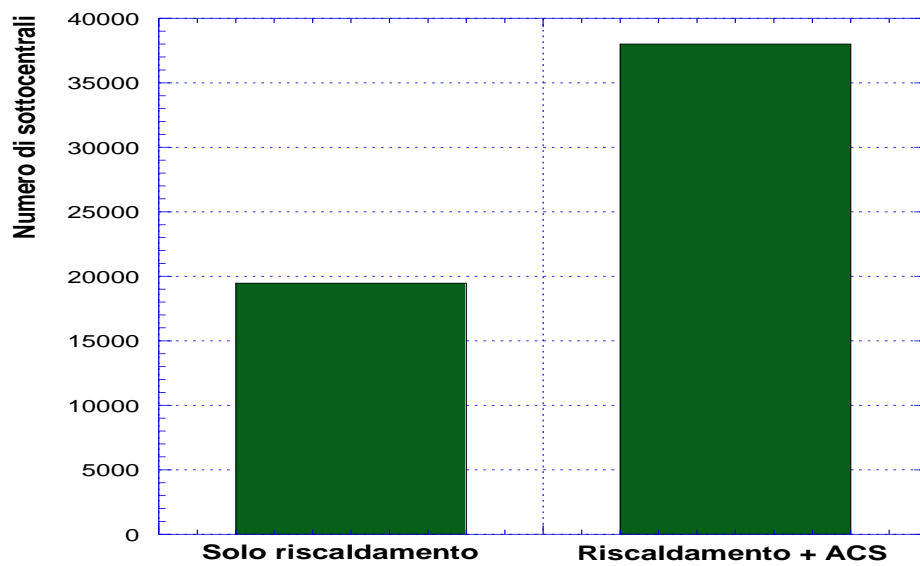
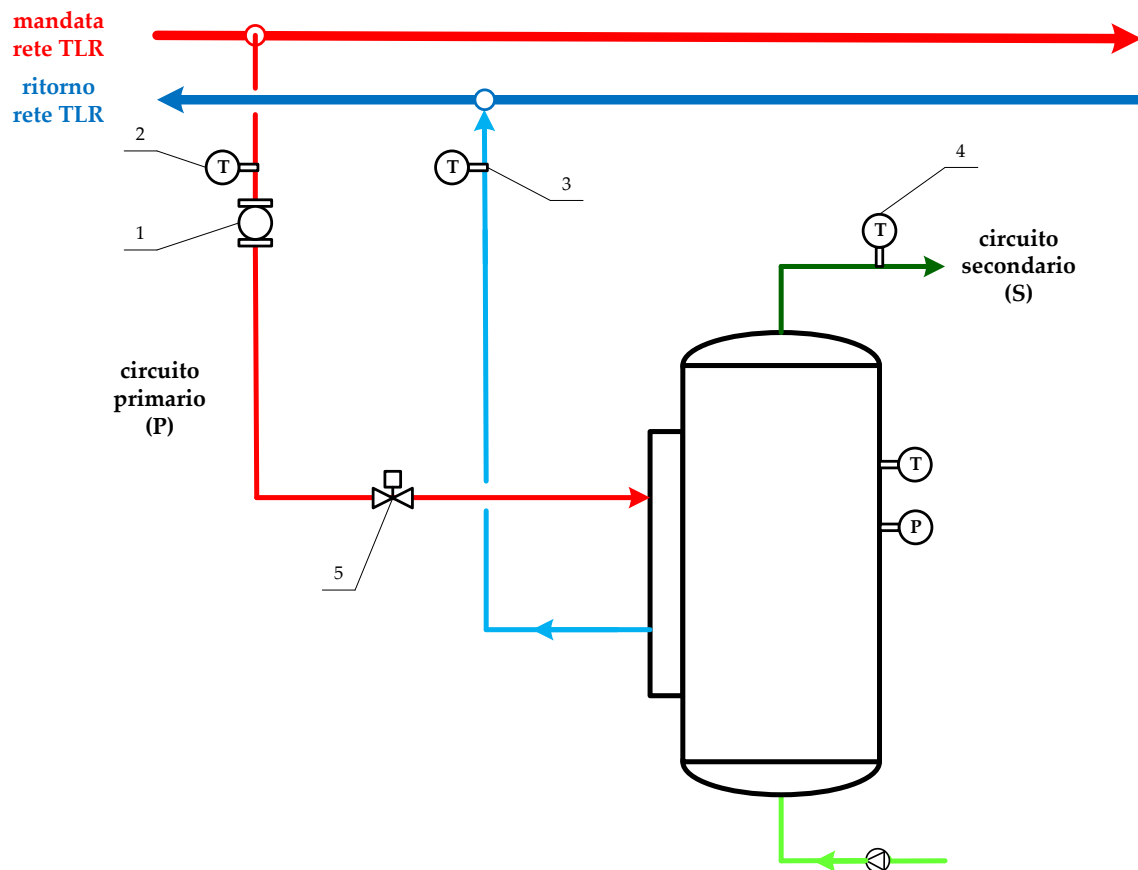


Figura 17 – Tipologia delle sottocentrali d’utenza (anno 2012) [4]



- | | |
|--|---|
| <p>1) misuratore di portata;</p> <p>2) misuratore di temperatura (mandata circuito primario);</p> <p>3) misuratore di temperatura (ritorno circuito primario);</p> | <p>4) misuratore di temperatura (ritorno circuito secondario riscaldamento);</p> <p>5) valvola regolatrice portata (riscaldamento).</p> |
|--|---|

Figura 18 – Schema sottostazione di scambio con serbatoio di accumulo

4 Solare termico

4.1 Diffusione del solare termico in Europa ed in Italia

Nell'analizzare la diffusione dei sistemi solari termici risulta molto difficile dare una stima precisa ed accurata della potenza installata; infatti questi sistemi nell'ultimo decennio hanno avuto una grandissima ed incontrollata diffusione, condizioni che implicano una grande difficoltà nel reperire dati statistici e, soprattutto, che non garantiscono alcuna certezza in merito alla veridicità dei valori trovati.

Il rapporto "Solar Thermal Markets in Europe Trends and Market Statistics 2013" [6] pubblicato nel giugno 2014 per l'Europa mostra che con riferimento al 2013 la potenza totale installata in collettori solari termici è pari a circa 30 GW. In **Figura 19** si mostra l'andamento della potenza totale installata dal 2004 al 2013 mettendo in evidenza la differenza rispetto all'anno precedente.

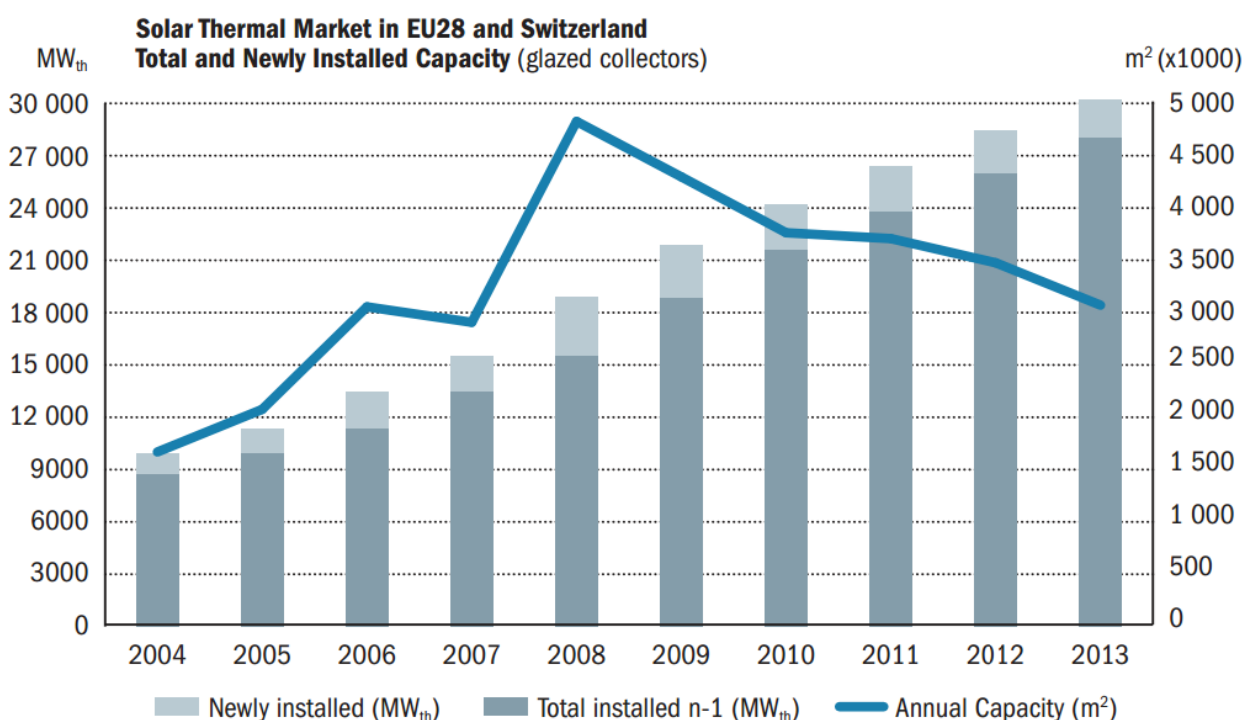


Figura 19 – Potenza totale e nuova installata in collettori solari

In particolare, per l'anno 2013 si osserva una conferma del trend in calo delle nuove installazioni così come meglio evidenziato in **Figura 20**. Dalla **Figura 20**, infatti, si desume che il calo ha riguardato in maniera sostanzialmente omogenea tutti i Paesi dell'Unione Europea attestandosi su circa 2.14 GW_{th}.

Il mercato europeo principale, la Germania, che rappresenta circa un terzo del totale, presenta un calo di circa l'11% rispetto ai valori del 2012; anche la Francia (che insieme ad Italia, Spagna, Austria, Grecia e Polonia rappresenta uno dei principali mercati del solare termico) ha subito un calo quantificabile in circa il 24% come deducibile in **Figura 21**.

Complessivamente negli anni successivi al 2008, che ha rappresentato il picco, si osserva un calo annuo pari a circa l'8,7% in media, pur tuttavia potendo constatare il raddoppio del mercato dal 2003 al 2013.

Dati completi per i paesi europei sono riportati in **Figura 22**.

Focalizzando l'attenzione sull'Italia, si osserva dalla **Figura 23** una capacità totale installata pari a poco più di 2.5 GW, in calo rispetto agli anni precedenti. Si deduce comunque una costante crescita della potenza installata a partire dal 2004 in cui sono registrati poco più di 300 MW termici complessivi.

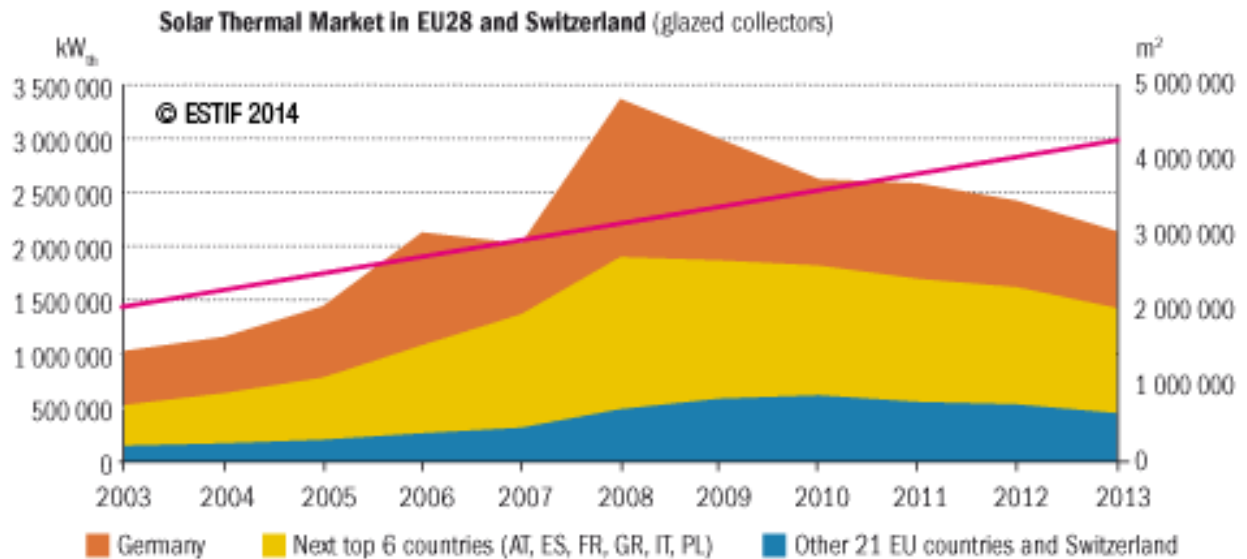


Figura 20 – Andamento del mercato del solare termico dal 2003 al 2013

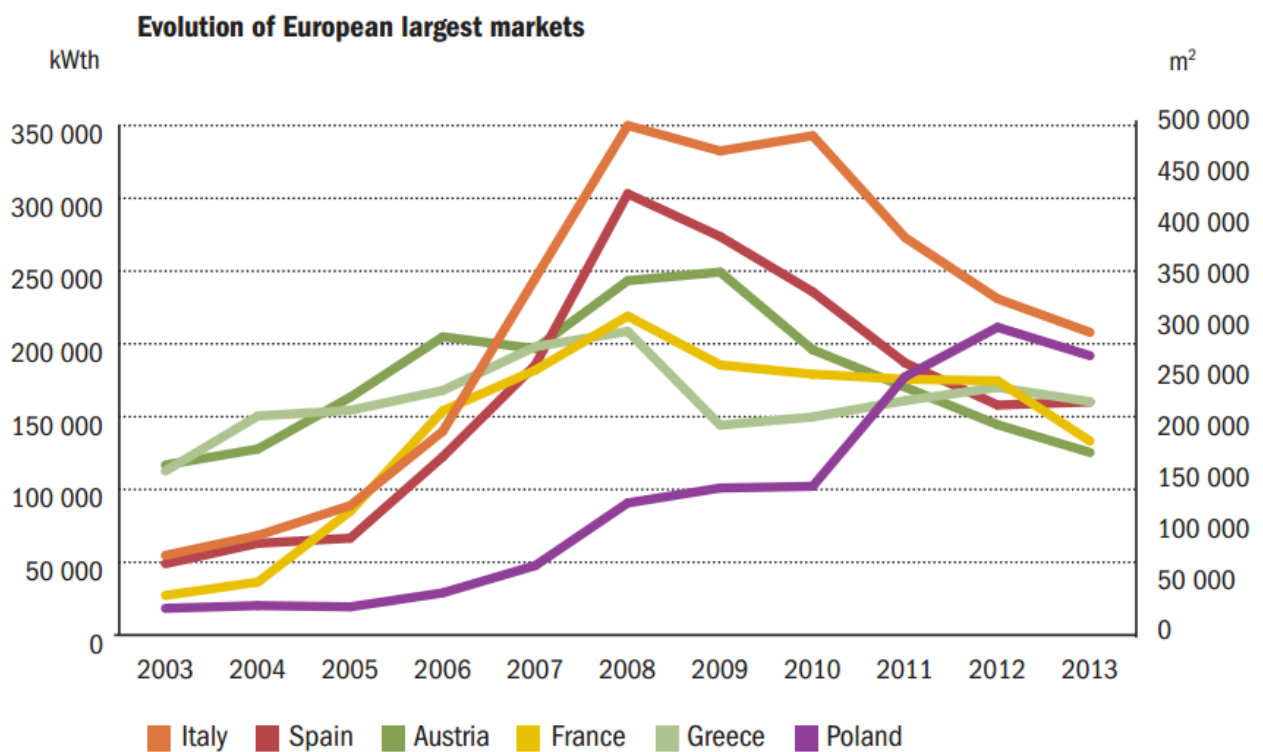
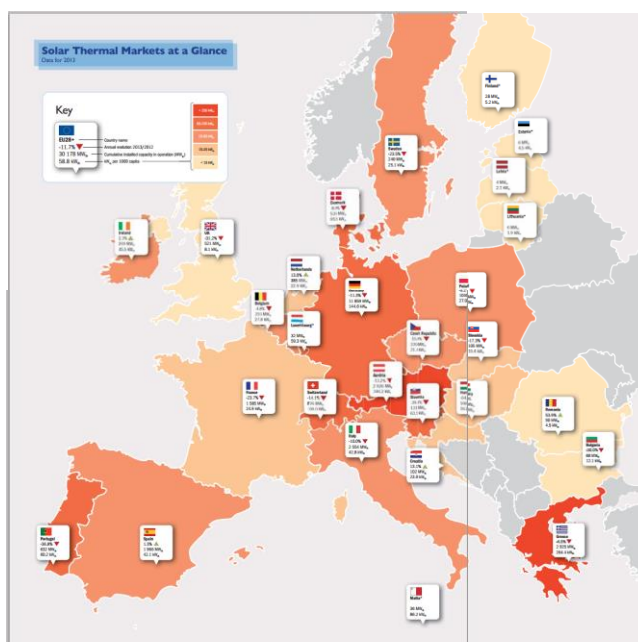


Figura 21 – Andamento dei principali mercati europei per il solare termico



	Market (=Newly Installed)							In Operation ²		
	2011	2012	2013				Annual Evolution of the Market	2013		Annual Evolution of the Total Installed Capacity
	Total Glazed	Total Glazed	Flat Plate	Vacuum Collectors	Total Glazed	Total Glazed	Total Glazed	Total Glazed	Total Glazed	
	m ²	m ²	m ²	m ²	m ²	kW(th) ¹	%	m ²	kW(th)	%
Austria	243 285	206 390	175 140	4 040	179 180	125 426	-13.2%	4 179 792	2 925 854	1.7%
Belgium	45 500	62 000	48 500	10 500	59 000	41 300	-4.8%	442 783	309 948	15.1%
Bulgaria	10 800	8 000	5 100	500	5 600	3 920	-30.0%	126 200	88 340	3.4%
Croatia	14 587	18 474	18 400	2 500	20 900	14 630	13.1%	145 565	101 896	16.8%
Cyprus	28 437	23 917	20 519	472	20 991	14 694	-12.2%	698 767	489 137	-1.3%
Czech Republic	65 800	50 000	32 306	12 225	44 531	31 172	-10.9%	471 599	330 119	9.8%
Denmark	62 401	113 000	103 600	400	104 000	72 800	-8.0%	764 575	535 203	12.1%
Estonia*	1 800	1 800	1 000	1 000	2 000	1 400	-	8 520	5 964	-
Finland*	4 000	4 000	3 000	1 000	4 000	2 800	-	40 423	28 296	-
France ⁴	251 000	249 500	181 800	8 500	190 300	133 210	-23.7%	2 264 700	1 585 290	9.2%
Germany	1 270 000	1 150 000	908 000	112 000	1 020 000	714 000	-11.3%	16 942 000	11 859 400	5.6%
Greece	230 000	243 000	226 700	450	227 150	159 005	-6.5%	4 178 350	2 924 845	1.4%
Hungary	20 000	50 000	10 500	7 500	18 000	12 600	-64.0%	237 814	166 470	8.2%
Ireland	59 349	27 087	17 022	10 679	27 701	19 391	2.3%	298 380	208 866	10.2%
Italy	390 000	330 000	261 360	35 640	297 000	207 900	-10.0%	3 649 130	2 554 391	8.4%
Latvia*	1 800	300	1 500	500	2 000	1 400	-	6 040	4 228	-
Lithuania*	1 800	1 800	800	1 400	2 200	1 540	-	8 200	5 740	-
Luxemburg*	4 500	4 150	5 000	1 000	6 000	4 200	-	45 500	31 850	-
Malta*	2 815	1 700	1 300	200	1 500	1 050	-	51 875	36 313	-
Netherlands	33 000	42 470	43 000	5 000	48 000	33 600	13.0%	549 565	384 696	8.0%
Poland	253 500	302 000	199 100	75 000	274 100	191 870	-9.2%	1 485 490	1 039 843	22.6%
Portugal	127 198	90 612	57 149	85	57 234	40 064	-36.8%	902 501	631 751	5.3%
Romania	15 500	15 500	9 000	14 850	23 850	16 695	53.9%	128 550	89 985	16.1%
Slovakia	23 000	7 500	5 200	1 000	6 200	4 340	-17.3%	150 200	105 140	2.2%
Slovenia	12 000	16 500	8 000	2 000	10 000	7 000	-39.4%	186 800	130 760	0.0%
Spain	266 979	225 683	222 552	6 169	228 721	160 105	1.3%	2 808 499	1 965 949	8.6%
Sweden	20 807	11 257	6 124	2 487	8 611	6 028	-23.5%	342 592	239 814	-0.9%
Switzerland	137 863	142 000	107 962	14 012	121 974	85 382	-14.1%	1 251 261	875 883	9.2%
United Kingdom	91 778	59 275	32 234	8 566	40 800	28 560	-31.2%	743 873	520 711	4.8%
EU28 + Switzerland	3 689 499	3 457 915	-	-	3 051 543	2 136 080	-11.8%	43 109 543	30 176 680	6.2%

Figura 22 – Evoluzione del mercato europeo del solare termico

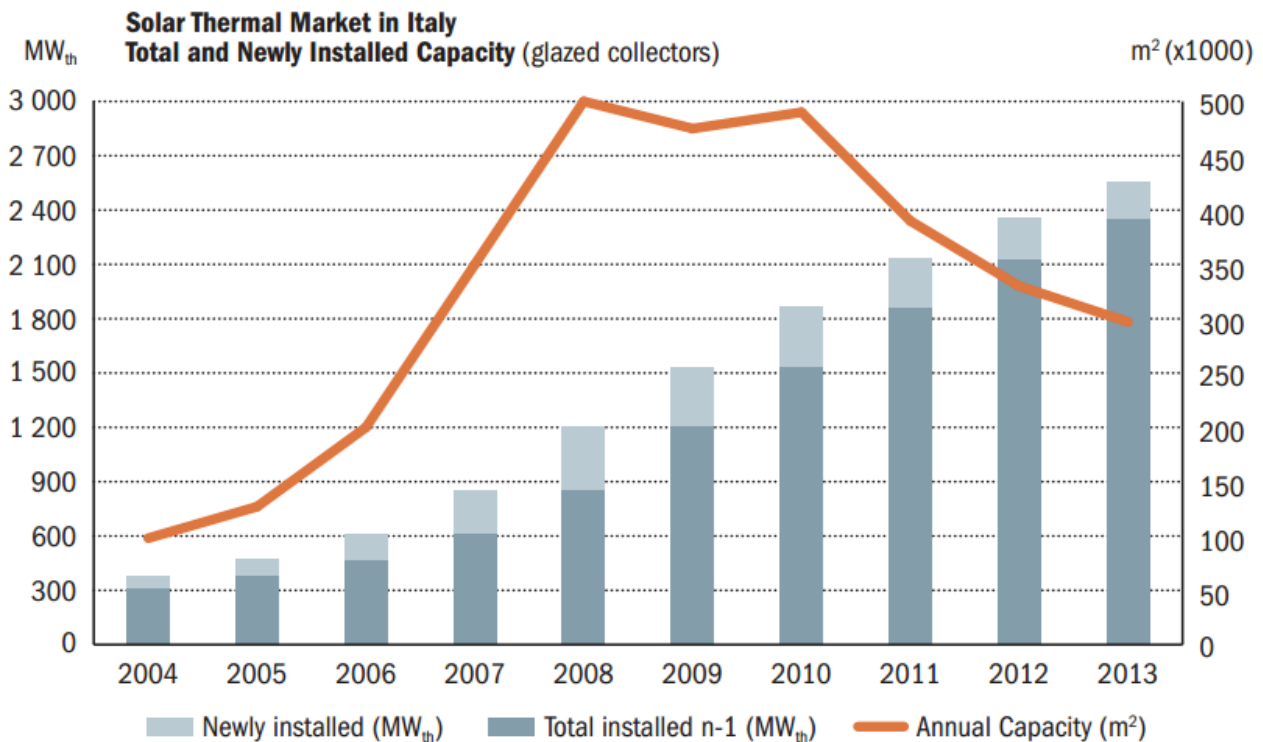


Figura 23 – Potenza totale e nuova installata in collettori solari in Italia

4.2 Solare termico in reti attive

Solitamente, il teleriscaldamento solare consiste in vasti campi di collettori solari integrati in una rete di teleriscaldamento più o meno estesa, a servizio di utenze civili e/o industriali [7]. L'integrazione, dal punto di vista pratico, può essere realizzata in diversi modi, a seconda delle condizioni al contorno. In particolare, gli aspetti che è opportuno considerare per distinguere le diverse tipologie di teleriscaldamento solare sono:

- per quanto riguarda la rete di teleriscaldamento: la taglia e la provenienza della potenza termica;
- il sistema di accumulo;
- per quanto riguarda i pannelli solari termici: la tipologia di pannello, la tipologia di impianto (*centralizzato o distribuito*) e le modalità di allacciamento dei pannelli alla rete (in particolare se si agisce sul ramo di mandata o sul ramo di ritorno).

Impianti di teleriscaldamento solare centralizzato si trovano soprattutto in Danimarca, Svezia e Austria e solitamente tali sistemi sono integrati con unità cogenerative. Impianti di questo tipo, ma di taglia inferiore, sono stati inoltre realizzati anche in Germania, generalmente a servizio di aree residenziali di nuova costruzione. In questo caso l'integrazione è con sistemi di produzione esclusivamente termica (non cogenerativi) e la rete di distribuzione può definirsi passiva.

Negli impianti di teleriscaldamento solare con generazione distribuita esistenti, invece, i pannelli solari sono dislocati in diversi punti della rete, in corrispondenza delle utenze, e direttamente connessi alla rete di TLR. In questa configurazione, pertanto, la rete può essere utilizzata anche come accumulo termico. Le configurazioni esistenti, per quanto riguarda lo scambio termico, sono tre:

1. ritorno – mandata: la potenza termica prodotta localmente dal sistema solare termico viene utilizzata per incrementare la temperatura di una portata d'acqua prelevata dalla direttrice di ritorno della rete, che viene dunque reimpressa ad una temperatura più elevata sulla direttrice di mandata. Evidentemente, il livello di temperatura del sistema di produzione è definito dalle temperature sulla mandata e sul ritorno della rete. Questa configurazione agisce quindi sulla mandata della rete, non

modificando le temperature sul ramo di ritorno, e per tale ragione è la configurazione preferita dai gestori delle reti di teleriscaldamento;

2. ritorno – ritorno: in questo caso il livello di temperatura del sistema solare è inferiore rispetto al caso precedente, consentendo il raggiungimento di efficienze più elevate e la portata in massa che attraversa lo scambiatore di calore può essere costante. Inoltre non è necessaria la presenza di una pompa sul circuito primario dello scambiatore (lato rete), in quanto le pompe presenti lungo la rete risultano sufficienti a contrastare le perdite di carico che si generano nell'attraversare le tubazioni e lo scambiatore di calore. D'altra parte, questa configurazione risulta poco gradita a chi gestisce la rete, poiché si rende necessaria l'installazione di un regolatore di flusso per controllare la portata che circola nello scambiatore e poiché le alte temperature di ritorno comportano un aumento delle dissipazioni termiche e un abbassamento dell'efficienza dei sistemi di produzione centralizzata allacciati alla rete;
3. mandata – mandata: questa configurazione comporta una temperatura di produzione più elevata per quanto riguarda i collettori solari e, conseguentemente, una riduzione dell'efficienza degli stessi. Inoltre, anche in questo caso, deve essere installato un regolatore di flusso. Per tali ragioni solitamente tale configurazione non viene utilizzata.

In corrispondenza dell'impianto solare decentralizzato può essere installato anche un sistema di accumulo termico. La presenza e la taglia di tale sistema dipendono soprattutto dalla richiesta termica nei periodi di massimo irraggiamento solare. È infatti necessario scongiurare il verificarsi di alcuni fenomeni, come il surriscaldamento e la stagnazione, che danneggerebbero i pannelli solari.

In alternativa alla realizzazione di un sistema di accumulo presso l'utenza, se le condizioni di irraggiamento e di richiesta termica dell'utenza lo consentono, è possibile utilizzare la rete stessa come serbatoio di accumulo. In questo caso durante il funzionamento dell'impianto solare aumenta sia la temperatura di mandata della rete che quella di ritorno. Tuttavia, poiché per avere buone efficienze del sistema solare e per operare in condizioni di sicurezza la temperatura di ritorno della rete dovrebbe essere la più bassa possibile, per limitare gli effetti negativi la rete viene gestita in modo tale da avere la più bassa temperatura possibile al mattino, prima che i pannelli solari inizino a produrre potenza termica. Andando avanti con le ore della giornata la temperatura sul ramo di ritorno crescerà con conseguente diminuzione del rendimento dell'impianto solare. Questo fenomeno è accentuato soprattutto nella stagione estiva e diventa importante nel tardo pomeriggio, comportando la necessità di spegnere l'impianto solare prima di quanto si farebbe con una temperatura di ritorno costante.

Durante i mesi invernali, può accadere che la rete di teleriscaldamento venga gestita con temperature di mandata superiori a 90-100°C. Con particolari tipologie di pannelli solari termici è possibile raggiungere tali livelli di temperatura anche d'inverno, tuttavia per ragioni sia tecniche che economiche è preferibile che le temperature massime si attestino tra 60°C e 80°C. Nel caso in cui non possa essere immessa acqua in rete a queste temperature, l'impianto solare può servire direttamente l'utenza, funzionando eventualmente come preriscaldamento se la potenza prodotta non è sufficiente a coprire totalmente il fabbisogno dell'utenza.

Dal punto di vista economico l'integrazione dei sistemi solari all'interno delle reti di teleriscaldamento esistenti (e quindi alle quali sono già allacciate centrali di produzione di potenza termica) può non essere sempre conveniente. Tale condizione si verifica soprattutto nella stagione estiva, poiché il fabbisogno delle utenze (che risulta essere inferiore rispetto a quello invernale) è soddisfatto dalla produzione proveniente dagli inceneritori, dal calore di scarto industriale o da gruppi cogenerativi, il cui fermo impianto per consentire lo sfruttamento della produzione da solare sarebbe difficoltoso e/o economicamente svantaggioso.

5 Sottostazioni per lo scambio di energia termica tra rete di distribuzione ed utenze

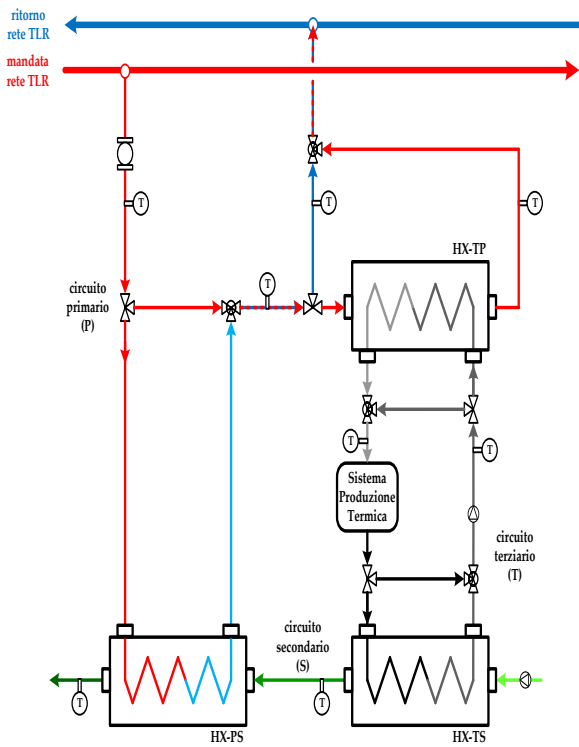
Nell'ottica di consentire uno scambio bidirezionale di energia termica tra la rete di distribuzione e l'utenza, risulta necessario definire nuovi possibili layout impiantistici per le sottostazioni d'utenza. Con riferimento alla **Figura 24**, lo scambio termico, in generale, può avvenire, in uno dei seguenti modi:

- prelevando una portata d'acqua dal ramo di mandata della rete di TLR e reimmettendola sul ramo di ritorno (*schema 1* in **Figura 24**);
- prelevando e reimmettendo una portata d'acqua sul ramo di mandata (*schema 2* in **Figura 24**);
- prelevando e reimmettendo una portata d'acqua sul ramo di ritorno (*schema 3* in **Figura 24**);
- prelevando una portata d'acqua dal ramo di ritorno e reimmettendola sul ramo di mandata (*schema 4* in **Figura 24**).

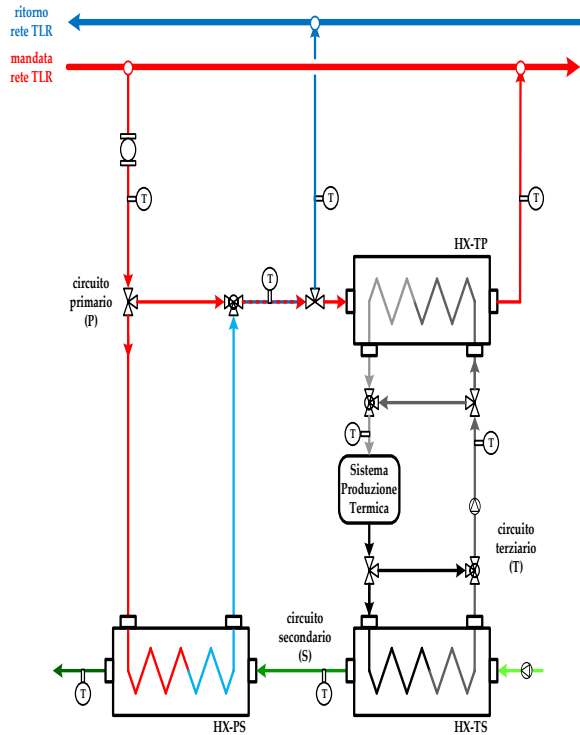
Tali schemi si differenziano in alcune caratteristiche, in funzione del sistema di produzione di potenza termica installato presso l'utenza e in funzione dei livelli di temperatura (sul ramo di mandata e su quello di ritorno) della rete. Nel dettaglio, lo *schema 1* prevede che il sistema di produzione decentralizzato, nel caso in cui sia in grado di produrre potenza termica, venga utilizzato in prima battuta per soddisfare il fabbisogno dell'utenza. Qualora esso non sia sufficiente, la potenza termica mancante al soddisfacimento della domanda viene fornita dalla rete di teleriscaldamento; al contrario, qualora il sistema decentralizzato produca in maniera eccedente rispetto al fabbisogno dell'utenza, la potenza in eccesso viene ceduta alla rete, prelevando una certa portata dal ramo di mandata e reimmettendola sul ramo di ritorno.

Per quanto riguarda lo *schema 2*, esso si differenzia dal primo unicamente per il fatto che l'eventuale surplus di potenza prodotta dal sistema decentralizzato viene ceduto alla rete sul ramo di mandata invece che su quello di ritorno. Ovviamente queste prime due possibilità possono essere prese in considerazione solamente se si considerano determinati sistemi di produzione e determinate temperature di rete, ovvero in quei casi in cui in seguito allo scambio con l'utenza le temperature del fluido che circola nel circuito terziario (il circuito del sistema di produzione) sono ancora superiori alla temperatura di mandata della rete. Nello *schema 3* e nello *schema 4*, invece, la portata di acqua viene prelevata dal ramo di ritorno della rete di teleriscaldamento e, a seguito dello scambio termico con il sistema di produzione, viene reimpressa rispettivamente sul ramo di ritorno (*schema 3*) o su quello di mandata (*schema 4*).

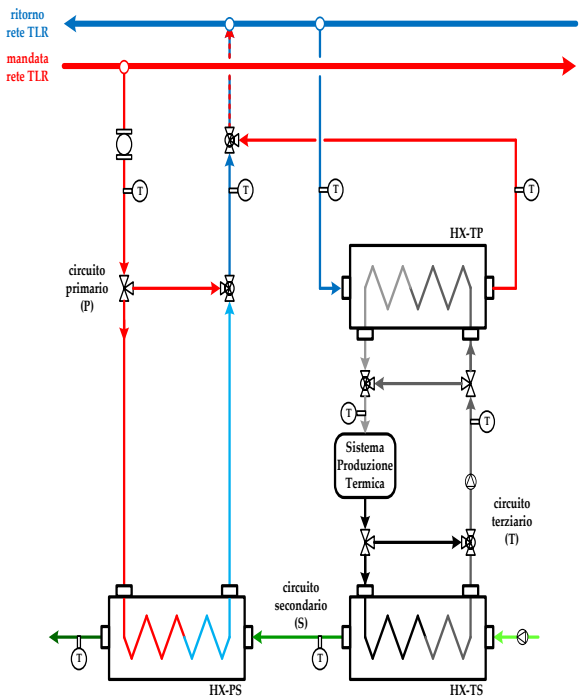
Come già anticipato, la scelta della tipologia di schema più idonea per ciascuna utenza viene effettuata sulla base di considerazioni sul sistema di produzione e sulle caratteristiche della rete di distribuzione, e con l'obiettivo di ottimizzare lo scambio termico tra impianto decentralizzato e rete.



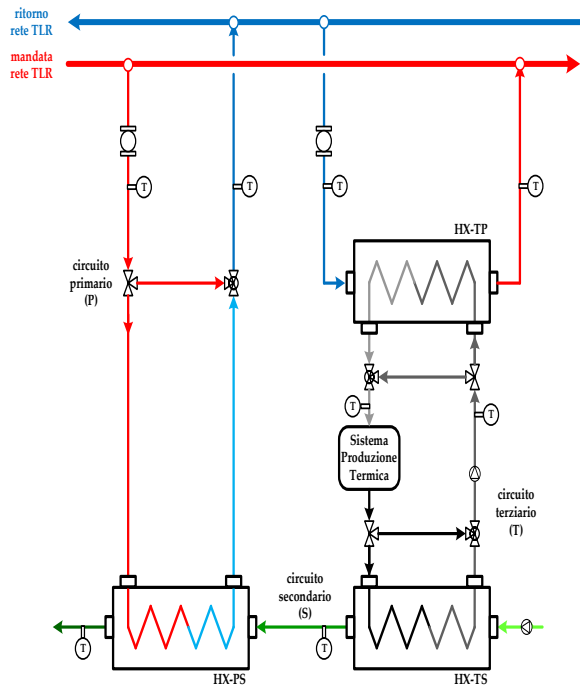
Schema 1



Schema 2



Schema 3



Schema 4

Figura 24 – Schemi di scambio attivo tra un sistema di produzione termica e rete di teleriscaldamento

6 Il Software IHENA 1.0

Il software **IHENA** (*Intelligent Heat Energy Network Analysis*) è il risultato di una modifica effettuata – con il fine di poter analizzare lo scambio attivo di energia termica tra la rete di teleriscaldamento e le utenze – sul preesistente software **Ca.R.Di.F. 5.2** (*Calcolo Reti di Distribuzione Fluidi*).

Il motore di calcolo (relativamente alle portate circolanti ed alle pressioni) è basato sullo stesso algoritmo per i due diversi software; per tale ragione, prima di entrare nel dettaglio della descrizione del software IHENA, si fornisce nel presente capitolo un approfondimento relativo al funzionamento del Ca.R.Di.F. e all'algoritmo che ne è alla base.

6.1 Il Software Ca.R.Di.F. 5.2 e l'algoritmo di Todini-Pilati

Il software Ca.R.Di.F. 5.2, è basato sull'algoritmo di Todini-Pilati [8, 9] generalizzato dall'utilizzo dell'equazione di Darcy-Weisbach. La scelta dell'algoritmo di Todini-Pilati è stata fatta sulla base della velocità di convergenza e della robustezza del metodo risolutivo [8].

In generale, una rete idraulica può essere rappresentata graficamente tramite un determinato numero di nodi (NN) e un certo numero di rami (NR). Pertanto, facendo riferimento a titolo di esempio alla **Figura 25**, anche una rete di TLR può essere rappresentata tramite *NR* rami e *NN* nodi. Ciascuno di questi ultimi può essere una sorgente (i poli di produzione, come il nodo 1), un miscelatore (nodo per il quale la somma delle portate entranti è uguale alla somma delle portate uscenti (vedi nodi 2 e 5 in **Figura 25**) o un'utenza (punto di consegna all'utilizzatore finale, come i nodi 3, 4 e 6).

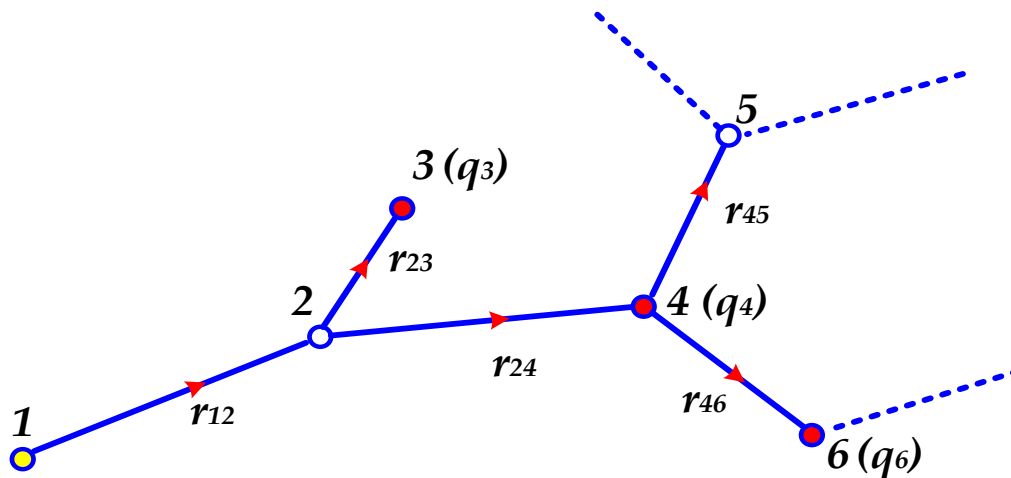


Figura 25 – Esempio di una porzione di una rete di TLR.

Per ciascuno dei rami r_{ij} di una rete, essendo i e j rispettivamente i nodi a monte e a valle del ramo, può essere scritto il seguente bilancio di energia:

$$\Delta H_{r_{ij}} - (H_i - H_j) = 0$$

dove il termine $\Delta H_{r_{ij}}$ rappresenta le perdite di carico totali lungo il ramo r_{ij} , mentre H_i e H_j sono i contenuti energetici del liquido nei nodi i e j rispettivamente.

Le perdite di carico lungo il condotto possono essere espresse come somma delle perdite di carico distribuite e di quelle concentrate. Come è noto, le prime sono costituite dalle perdite di carico lungo i tratti rettilinei della rete e vengono calcolate tramite l'equazione di Darcy-Weisbach:

$$\Delta H_{dis} = f \frac{L}{D} \rho \frac{v^2}{2}$$

in cui è f il fattore d'attrito di Darcy, L e D sono rispettivamente la lunghezza e il diametro del condotto, ρ è la densità del fluido e v la velocità media del fluido.

Il fattore d'attrito f può essere determinato utilizzando l'espressione proposta da Colebrook e White:

$$f = \left[-2 \cdot \log \left(\frac{2.51}{Re \cdot f^{1/2}} \right) + \frac{1}{3.71} \frac{\varepsilon}{D} \right]^{-2}$$

dove ε è la scabrezza, D il diametro idraulico e Re è il numero di Reynolds. Tale espressione è in forma implicita, pertanto la procedura di calcolo di Re è iterativa.

La relazione diventa esplicita se si sostituisce f_0 al posto di f al secondo membro:

$$f = \left[-2 \cdot \log \left(\frac{2.51}{Re \cdot f_0^{1/2}} \right) + \frac{1}{3.71} \frac{\varepsilon}{D} \right]^{-2}$$

avendo calcolato f_0 come:

$$f_0 = 0.0055 \cdot \left[1 + \left(20000 \frac{\varepsilon}{D} + \frac{10^6}{Re} \right)^{1/3} \right]$$

Questa procedura di calcolo delle perdite di carico distribuite è molto accurata, in particolare risulta più accurata rispetto a quella utilizzata in altri software, in cui la determinazione del fattore di attrito viene effettuata tramite l'utilizzo di espressioni semplificate.

Per il calcolo delle perdite di carico concentrate, invece, si applica la seguente espressione:

$$\Delta H_{conc} = \beta \rho \frac{v^2}{2}$$

dove β è il coefficiente associato alla perdita di carico concentrata e si trova in letteratura, tabulato in funzione della geometria.

Inoltre, per ciascun nodo della rete considerata, può essere scritto il bilancio delle portate in massa come:

$$\sum_{in} Q_{in} - \sum_{out} Q_{out} - \sum_u q_u = 0$$

In questa equazione $\sum_{in} Q_{in}$ e $\sum_{out} Q_{out}$ rappresentano rispettivamente la sommatoria delle portate dei rami entranti nel nodo e quella delle portate dei rami uscenti dal medesimo nodo, mentre $\sum_u q_u$ è la somma delle portate (eventuali) richieste dall'utenza in quel nodo.

Se si considera una rete formata da NN nodi e da NR rami, ne risultano pertanto NR equazioni di bilancio di energia e NN equazioni di bilancio di massa. Esse possono essere scritte in forma matriciale come segue:

$$F_P(Q, H) = A_{11} \cdot Q + A_{12} \cdot H = 0$$

$$F_Q(Q, H) = A_{21} \cdot Q - q = 0$$

Da cui si ottiene un sistema di $NR + NN$ equazioni avente come incognite le portate in massa Q e i contenuti energetici del liquido H :

$$\begin{cases} F_P(Q, H) = A_{11} \cdot Q + A_{12} \cdot H = 0 \\ F_Q(Q, H) = A_{21} \cdot Q - q = 0 \end{cases}$$

La matrice A_{11} che compare nel sistema è una matrice diagonale, $A_{11}=[NR \times NR]$, i cui elementi non nulli, ovvero gli elementi sulla diagonale principale, possono essere espressi come:

$$A_{11}(j,j) = \frac{\partial F_{Pj}}{\partial Q_j} = \frac{\partial \Delta H_j}{\partial Q_j}$$

A_{21} è invece una matrice $[NN \times NR]$ ed è comunemente chiamata matrice topologica. Le righe di tale matrice rappresentano i nodi della rete, mentre le colonne rappresentano i rami. Pertanto il generico elemento della matrice topologica $A_{21}(i,j)$ risulta essere uguale a:

- +1 se la portata in massa q_j (che fluisce attraverso il ramo j) è entrante nel nodo i (ovvero il nodo i è a valle del ramo j considerando come riferimento la direzione del flusso);
- -1 se la portata in massa q_j (che fluisce attraverso il ramo j) è uscente dal nodo i (ovvero il nodo i è a monte del ramo j considerando come riferimento la direzione del flusso);
- 0 se non è presente nessuna relazione tra il nodo i e il ramo j .

Infine, la matrice $A_{12}=[NR \times NN]$ è la trasposta di A_{21} .

Il sistema può essere risolto iterativamente con il metodo di Newton-Raphson generalizzato in forma matriciale da Todini-Pilati. Per iniziare il processo iterativo è necessario ipotizzare NR valori di tentativo per le portate in massa, NN valori di tentativo per i contenuti energetici del liquido e le direzioni di percorrenza di ciascun ramo da parte del flusso. Una volta stabiliti i valori di tentativo di queste grandezze si procede con la determinazione delle matrici A_{11} , A_{21} e A_{12} e dunque, per la generica iterazione (m), il sistema che deve essere risolto è:

$$\begin{cases} F_P(Q, H) = A_{11} \cdot Q^{(m)} + A_{12} \cdot H^{(m)} = 0 \\ F_Q(Q, H) = A_{21} \cdot Q^{(m)} - q = 0 \end{cases}$$

Applicando il metodo di Newton-Raphson si ottiene:

$$\begin{cases} F_P(Q, H) = A_{11} \cdot \Delta Q^{(m)} + A_{12} \cdot \Delta H^{(m)} = -dE \\ F_Q(Q, H) = A_{21} \cdot \Delta Q^{(m)} = -dq \end{cases}$$

in cui dE e dq rappresentano i residui nei bilanci rispettivamente di energia e di massa all'iterazione ($m-1$). Considerando il generico nodo i e il generico ramo j essi possono essere scritti come:

$$\begin{aligned} -dq_i &= -\left(\sum_{in} Q_{in} - \sum_{out} Q_{out} - \sum_u q_u\right) \\ -dE_j &= -\left[\Delta H_{r_{ij}} - (H_i - H_j)\right] \end{aligned}$$

La risoluzione del sistema consiste nella determinazione di $\Delta Q^{(m)}$ e di $\Delta H^{(m)}$. Dopo ogni iterazione, i valori dei contenuti energetici del fluido e delle portate in massa vengono aggiornati tramite:

$$\begin{aligned} H^{(m)} &= H^{(m-1)} + \Delta H^{(m)} \\ Q^{(m)} &= Q^{(m-1)} + \Delta Q^{(m)} \end{aligned}$$

Se da questo calcolo si ottiene un valore negativo per una portata, ciò significa che il ramo ad essa associato è in realtà percorso dal fluido con direzione opposta a quella che era stata ipotizzata. Pertanto è necessario aggiornare la matrice topologica e la sua trasposta tenendo conto del corretto verso di percorrenza.

Il processo iterativo prosegue fino al raggiungimento della convergenza. Nel codice di calcolo sviluppato la convergenza si ottiene quando il valore dei moduli di dq_i e dE_j diventa più piccolo di 10^{-9} .

L'applicazione dell'algoritmo di Todini-Pilati all'interno del software si traduce nella risoluzione del sistema di equazioni precedentemente presentato prima per la mandata e, di seguito, per il ritorno della rete di TLR che si vuole studiare e/o progettare.

Il diagramma di flusso che rappresenta il funzionamento del software è presentato in **Figura 26**.

Affinché il software possa definire le matrici A_{11} , A_{12} e A_{21} e quindi procedere con l'applicazione dell'algoritmo risolutivo, è necessario fornire dall'esterno alcuni input. I principali sono suddivisi in:

- Input geometrici (coordinate cartesiane (x, y, z) per ciascun nodo della rete, diametri interni ed esterni di ciascun ramo comprendendo anche il materiale isolante, lunghezza di ogni ramo, posizione e caratteristiche di funzionamento delle pompe, ecc.; in questa sezione viene anche definita la tipologia di ciascun nodo);
- Input relativi alle utenze (potenza termica e/o portata in massa richiesta da ciascuna delle utenze definite, temperature di ingresso e di uscita del fluido dal circuito primario, ecc.);
- Input relativi alle sorgenti (numero e posizione delle sorgenti, temperatura e pressione di mandata, pressione del vaso di espansione, caratteristica di funzionamento ed efficienza del sistema di pompaggio);
- Parametri caratteristici dei condotti (coefficiente di conduzione di ciascun condotto, scabrezza, coefficiente di conduzione del materiale isolante, ecc.).

In riferimento alla sezione degli input relativi ai rami della rete, è opportuno evidenziare che è necessario, per ciascuno dei rami, inserire manualmente le coordinate dei nodi di monte e di valle. Questa operazione, che richiede l'impiego di un tempo non brevissimo, in futuro potrebbe essere svolta automaticamente dal software aumentandone ulteriormente la qualità. Il software, inoltre, contiene al proprio interno un database che consente, selezionando il diametro nominale commerciale desiderato per ciascun ramo, di ottenere automaticamente tutti i parametri caratteristici ad esso relativi.

Per quanto riguarda la sezione relativa alle utenze, si può osservare che tra gli input sono richieste le temperature di ingresso e di uscita del circuito primario. Nella sua prima versione, infatti, il software simula il comportamento della rete in condizioni di regolazione a salto di temperatura costante sulle utenze, determinando di conseguenza la portata necessaria a soddisfare il fabbisogno richiesto.

La definizione degli input deve essere effettuata sia per la mandata che per il ritorno. A questo proposito è importante sottolineare che, una volta definito un layout per la rete di mandata, il software considera per il ritorno la stessa rete, semplicemente invertendo per ciascun ramo i versi di percorrenza del flusso. In questo modo i nodi che per la mandata erano sorgenti per il ritorno diventano utenze, quelli che erano utenze diventano sorgenti e i miscelatori restano tali. In questa ottica risulta evidente che il diagramma di flusso di **Figura 26** è valido sia per la risoluzione della mandata che per quella del ritorno.

Nel dettaglio, facendo riferimento ad una generica rete per il TLR costituita da una sorgente e da un certo numero di utenze, il calcolo dei rami consiste, per quanto riguarda la mandata, nella determinazione delle perdite di carico di ciascun ramo, a partire dalla sorgente fino ad arrivare alle diverse utenze. Successivamente si procede in maniera analoga per il ritorno, ricalcolando le perdite di carico di ciascun ramo, considerando, come già detto, tutte quelle che per la mandata erano utenze come sorgenti e la sorgente come se fosse un'unica grande utenza. A questo punto si sottraggono alla pressione di mandata (che è stata definita negli input) tutte le perdite di carico calcolate per il layout di mandata dalla sorgente alle utenze, e si sommano alla pressione del vaso di espansione (anch'essa definita negli input) tutte le perdite di carico calcolate per il layout di ritorno, procedendo a ritroso dalla sorgente alle utenze. Questa procedura facilita ed assicura la convergenza del calcolo, ma, qualora il salto di pressione in centrale non sia adeguato alle caratteristiche della rete e delle utenze, genera cadute di pressione negative sugli scambiatori delle utenze, che rappresentano il raccordo tra ramo di ingresso e ramo di uscita dell'equazione dell'energia.

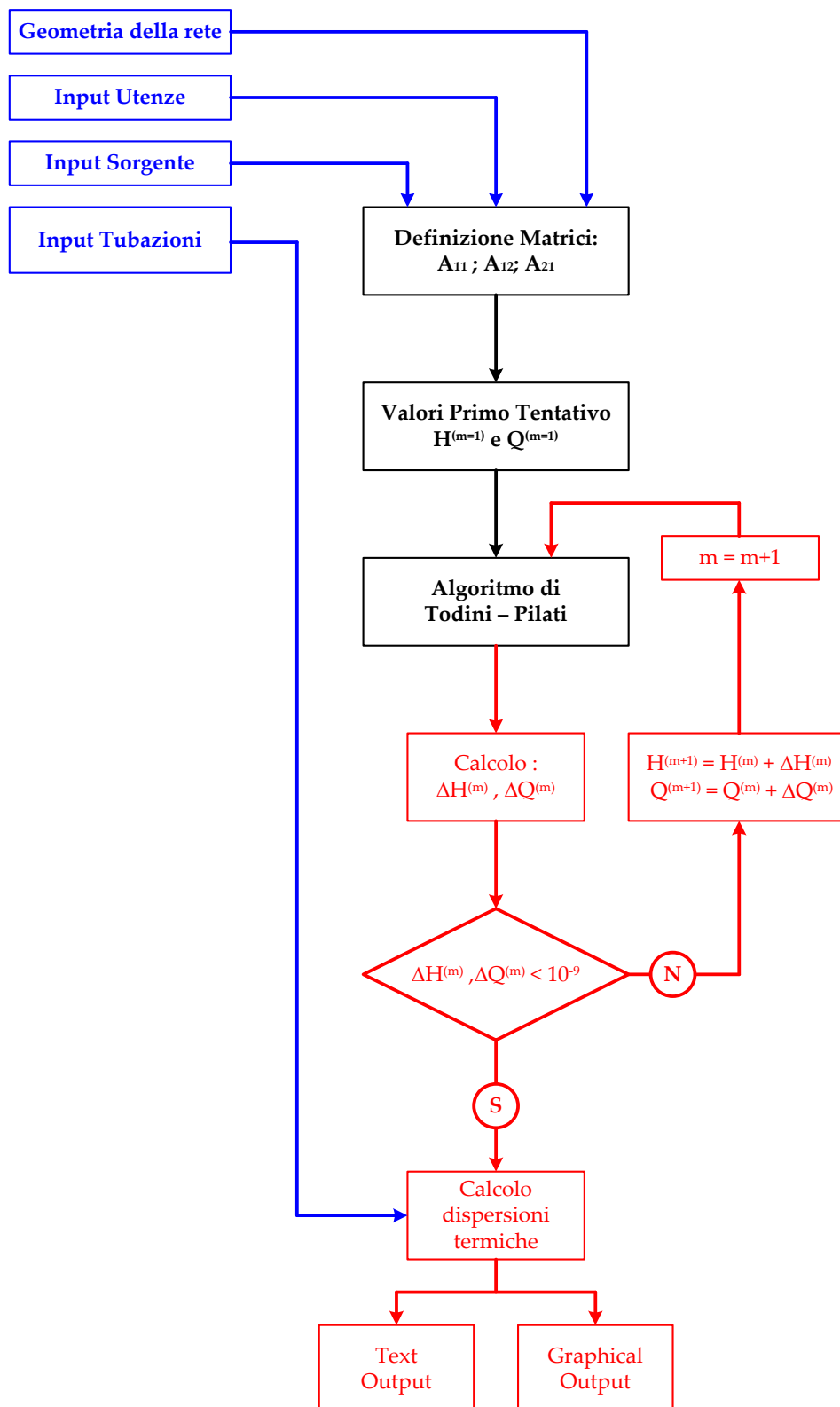


Figura 26 – Diagramma di flusso del funzionamento del software.

Il calcolo delle perdite di carico è dunque un punto fondamentale nella risoluzione di una rete di teleriscaldamento. Rispetto a quanto detto precedentemente relativamente alla definizione generale di perdite di carico, il software Ca.R.Di.F. non effettua il calcolo analitico delle perdite di carico concentrate. Questa scelta è giustificata dal fatto che, ad eccezione di casi particolari in cui a causa di vincoli (quali le

strade o la salvaguardia del territorio) la rete di teleriscaldamento che si sta considerando effettua un percorso particolarmente tortuoso, la vasta estensione della rete implica che i tratti rettilinei pesino in maniera fortemente prevalente nel computo delle perdite di carico. Le perdite di carico concentrate in generale non sono però trascurabili, pertanto il software prevede che possano essere tenute in conto tramite l'inserimento (in input) di un opportuno coefficiente maggiorativo del Δp calcolato per ciascun ramo. L'utilizzo di tale coefficiente risulta in genere sufficiente, anzi consente di solito di porsi in condizioni cautelative sovrastimando le perdite di carico concentrate.

Due aspetti del software che è opportuno approfondire, inoltre, sono quelli relativi alle pompe e al calcolo della potenza termica dissipata dalla rete.

Per quanto riguarda le dissipazioni attraverso le pareti delle tubazioni che compongono la rete, esse vengono calcolate applicando l'equazione che regola il fenomeno di scambio termico tra il fluido che attraversa la rete e l'aria esterna:

$$Q_{th,dissipata} = \sum_{i=0}^{NR} U_i L_i (T_{med,i} - T_{ext})$$

dove:

- NR è il numero dei rami;
- U_i è il coefficiente globale di scambio termico, espresso in $[W/m^{\circ}C]$;
- L_i è la lunghezza del ramo i -esimo, $[m]$;
- $T_{med,i}$ è la temperatura media del fluido che scorre nel ramo i -esimo, $[^{\circ}C]$;
- T_{ext} è la temperatura dell'aria esterna, $[^{\circ}C]$.

Il coefficiente globale di scambio termico, nel caso di una tubazione orizzontale a sezione circolare rivestita di materiale isolante, come è noto può essere espresso, per ogni ramo della rete, tramite la seguente relazione:

$$U = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 D_{int}} + \frac{1}{2\lambda_1} \ln\left(\frac{D_{ext}}{D_{int}}\right) + \frac{1}{2\lambda_2} \ln\left(\frac{D_{iso}}{D_{ext}}\right) + \frac{1}{\alpha_2 D_{iso}}}$$

in cui D_{int} , D_{ext} e D_{iso} sono rispettivamente i diametri interno ed esterno del tubo e il diametro dell'isolante; α_1 e α_2 sono i coefficienti di scambio termico per convezione interno ed esterno; infine, λ_1 e λ_2 sono i coefficienti di conduzione rispettivamente del condotto e dell'isolante. Una volta fissato per ciascuno dei rami il diametro, scelto affinché garantisca alle utenze le portate richieste, tutti i restanti parametri che compaiono nella relazione, grazie alla presenza del database relativo alle tubazioni, vengono automaticamente forniti in input al software.

Per quanto riguarda le pompe, invece, il Ca.R.Di.F. ne considera la presenza imponendo un incremento di pressione istantaneo nei punti ad esse corrispondenti, le cui coordinate sono state definite negli input.

Una volta terminato il calcolo computazionale il software fornisce, sia per la mandata che per il ritorno, i risultati ottenuti. I principali output sono:

- Per ciascun ramo, temperature e pressioni di ingresso e di uscita, portata in massa, velocità e perdite di carico;
- Portata in massa totale che la sorgente immette in rete;
- Potenza elettrica totale spesa per il pompaggio;
- Perdite di carico in corrispondenza dei circuiti primari di ciascuna utenza;
- Potenza termica complessivamente dissipata dalla rete.

È inoltre possibile visualizzare la mappa della rete analizzata, sia per la mandata che per il ritorno. Sul layout i nodi vengono rappresentati con colori diversi a seconda della loro tipologia (sorgenti, utenze o miscelatori) e su ciascun ramo è presente una freccia che indica il verso in cui il ramo stesso viene percorso dal fluido.

Infine, con il software Ca.R.Di.F. è possibile calcolare e graficare le distribuzioni delle velocità, delle portate in massa, delle perdite di carico e dei diametri. La comprensione della rappresentazione risulta immediata, grazie all'utilizzo di colori diversi per i diversi range delle grandezze considerate.

Il Ca.R.Di.F. è stato validato [10, 11] tramite confronto con un software commerciale, il Termis, applicando entrambi i software ad una stessa rete, presentata in **Figura 27**. Tale rete è stata realmente progettata, ma non ha visto una successiva realizzazione.

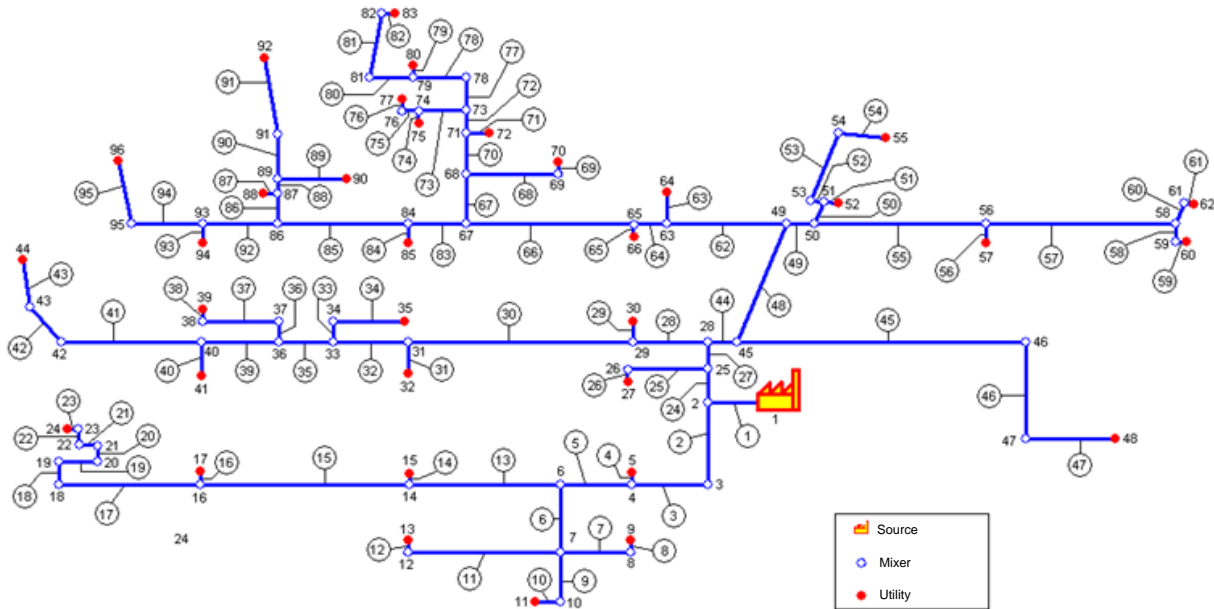


Figura 27 – Rete di teleriscaldamento impiegata per la validazione del Ca.R.Di.F.

La corrispondenza tra i risultati ottenuti nei due casi è stata quindi valutata in termini di valor medio, deviazione standard e varianza dei rapporti tra le portate in massa, le temperature e le pressioni in ingresso e in uscita a ciascun ramo, ottenute con il Termis e con il Ca.R.Di.F. rispettivamente. I risultati di tale confronto sono riportati in **Tabella 1**.

Tabella 1 – Confronto tra il Termis ed il Ca.R.Di.F.

	$\frac{(M)_{TERMIS}}{(M)_{CaRDIF}}$	$\frac{(P_{in})_{TERMIS}}{(P_{in})_{CaRDIF}}$	$\frac{(P_{out})_{TERMIS}}{(P_{out})_{CaRDIF}}$	$\frac{(T_{in})_{TERMIS}}{(T_{in})_{CaRDIF}}$	$\frac{(T_{out})_{TERMIS}}{(T_{out})_{CaRDIF}}$
Valor Medio [%]	100.00	99.48	99.59	99.96	99.96
Deviazione Standard [%]	0.58	1.11	1.09	0.05	0.05
Varianza [%]	0.34	1.23	1.19	0.00	0.00

Dalla Tabella si evince che la concordanza tra i risultati forniti dai due software è molto forte: il valor medio del rapporto tra la generica variabile ottenuta con il Termis e la corrispondente ottenuta con il Ca.R.Di.F. è, infatti, sempre maggiore del 99% [10]. Inoltre i valori massimi della deviazione standard e della varianza sono rispettivamente pari a 1.11% e 1.23%.

Da queste osservazioni segue che il confronto effettuato conferma la validità del software sviluppato.

6.2 Struttura generale del software IHENA 1.0

La struttura generale (*flow sheet*) del software IHENA è riportata in **Figura 28**; come evidenziato in figura, si possono identificare sei *blocchi di elaborazione* (ovvero raggruppamenti di routine del software) così definiti:

- 1) implementazione della rete;
- 2) implementazione degli input della rete;
- 3) *fitting* delle utenze;
- 4) elaborazione della geometria e dei parametri operativi della rete;
- 5) calcolo della rete;
- 6) scrittura degli output.

Nel prosieguo di questo paragrafo saranno descritti i suddetti blocchi di elaborazione con particolare attenzione al blocco di “*fitting delle utenze*” che contiene i modelli di analisi delle utenze attive.

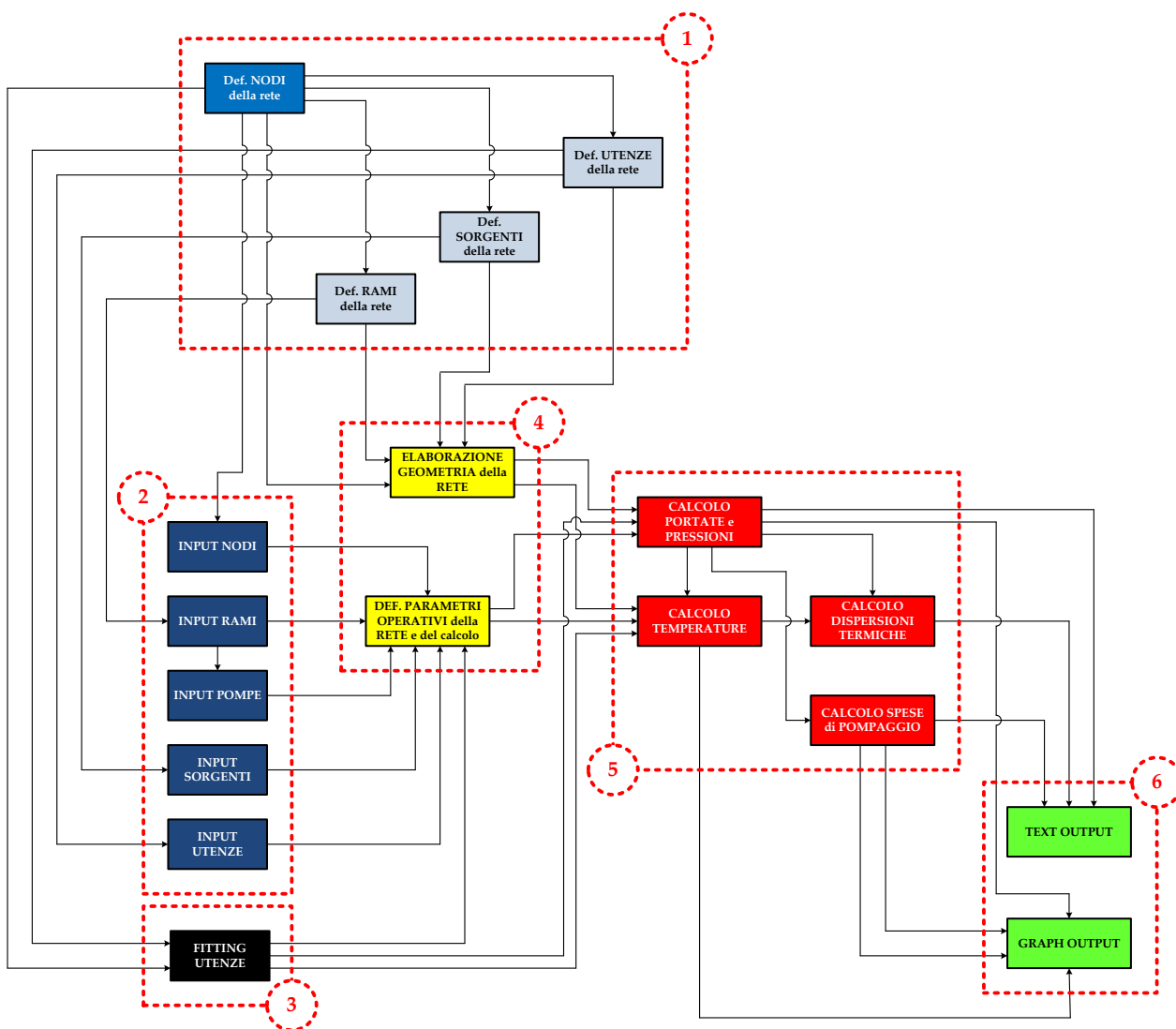


Figura 28 – Struttura generale del software IHENA

6.3 Implementazione della rete

Tale blocco si basa, sostanzialmente, sull'implementazione da parte dell'utente dei nodi costituenti la rete in analisi. Più in dettaglio, occorre definire:

- un numero progressivo per ogni nodo (*ID nodo*);
- la tipologia di ogni nodo (ovvero se si tratta di una sorgente, di un miscelatore o di un'utenza);
- la tipologia delle utenze (ovvero se si tratta di un'utenza *passiva* o *attiva*);
- la tipologia di utenza attiva (ovvero la modalità di scambio con la rete);
- i rami della rete (si attribuisce ad ogni ramo della rete un numero progressivo – *ID ramo* – e per ogni ramo si definisce il nodo a monte ed il nodo a valle inserendo l'*ID nodo* precedentemente definito).

Sulla base delle definizioni precedenti il software identifica, quindi, la tipologia di nodi e imposta le interfacce utente per l'introduzione degli input successivi.

In **Figura 29** si mostra l'interfaccia di riepilogo relativa alla fase appena descritta. Si fa notare che, lo *schema0* è identificativo di un'utenza passiva ovvero tradizionale; gli schemi attivi implementabili sono invece identificati con la dicitura *schema1*, *schema2*, *schema3* e *schema4*, così come già presentati in **Figura 24**.

ID nodo	tipologia (sorgente/miscelatore/utenza)	Tipologia di UTENZA [attiva/"]]	SCHEMA UTENZA
1	sorgente		
2	miscelatore		
3	miscelatore		
4	miscelatore		
5	miscelatore		
6	utenza		schema0
7	utenza		schema0
8	utenza		schema0
9	miscelatore		
10	utenza		schema0
11	miscelatore		
12	utenza	<i>attiva</i>	<i>schema1</i>
13	miscelatore		
14	miscelatore		
15	miscelatore		
16	utenza		schema0
17	miscelatore		
18	miscelatore		
19	utenza		schema0
20	miscelatore		
21	miscelatore		
22	utenza		schema0
23	utenza		schema0
24	miscelatore		
25	utenza		schema0
26	miscelatore		
27	utenza		schema0

SUBMIT

well done

DESIGN

Figura 29 – Interfaccia utente del software IHENA per la definizione dei nodi

6.4 Implementazione degli input della rete

In base alle definizioni fornite nel blocco di elaborazione precedente, il software crea le schermate di interfaccia utente necessarie all'implementazione degli input. Più in dettaglio, occorre inserire:

- a) le coordinate (X, Y, Z) corrispondenti alla posizione (relativa) nello spazio dei nodi (essendo X e Y riferite al piano e Z la quota);
- b) per ognuno dei rami, sia per il circuito di mandata che per quello di ritorno: diametro interno e spessore della condotta, spessore dell'isolante, coefficiente di conduzione della condotta e dell'isolante, scabrezza della condotta, coefficiente perdite di carico concentrate, presenza o meno di una pompa di rilancio (è stato implementato un database per facilitare l'inserimento di tali dati);
- c) la tipologia di pompe presenti nella rete (ad esclusione di quelle in centrale), definendo la prevalenza, la portata e il rendimento di design ed inserendo la caratteristica (anche in questo caso è implementato un database di pompe);
- d) i parametri rappresentativi delle sorgenti: temperatura di mandata, pressioni di mandata e del vaso di espansione, caratteristica della stazione di pompaggio;
- e) la potenza termica richiesta da ogni utenza nella configurazione di riferimento (tale fase di inserimento input prescinde dalla tipologia – o schema – di utenza precedentemente definito), le temperature di ingresso ed uscita dal circuito secondario (ovvero il circuito interno all'utenza);
- f) la potenza termica di picco del sistema di produzione termica dell'utenza (nel caso quindi delle sole utenze attive) ed il salto di temperatura ammesso per circuito terziario (si veda in tal senso quanto riportato in **Figura 24**)

Relativamente a quest'ultimo punto, si fa osservare che il software non distingue tra la potenza termica ricevuta per la produzione di acqua calda sanitaria o per riscaldamento invernale o eventualmente per produzione di vapore per fini industriali. Tale scelta è compiuta in ragione della numerosa casistica possibile in tal senso. L'inserimento delle temperature di ingresso ed uscita dal circuito secondario serve infatti alla valutazione dello scambio termico ed al calcolo delle portate e dei salti di temperatura del circuito primario (e del circuito terziario – come meglio si vedrà nel seguito – nel caso di utenze attive). Si lascia pertanto all'utente la corretta definizione degli input relativi al circuito secondario in base alle specifiche caratteristiche dello stesso).

In tale fase di implementazione è anche definito il tipo di regolazione da considerare ovvero se a *portata costante*, a *salto di temperatura costante* o *misto* (in tal caso occorre specificare il tipo di calcolo per ogni utenza); si definiscono inoltre le condizioni al contorno quali, ad esempio, la temperatura esterna di riferimento, il coefficiente di convezione esterno delle condotte, ecc. In **Figura 30** si riporta, come esempio, l'interfaccia utente per la definizione delle potenze termiche di riferimento richieste da ogni utenza della rete.

6.5 Fitting delle utenze

Il *fitting* delle utenze consiste nell'inserimento degli input specifici di ogni utenza in considerazione di quanto definito nel blocco di implementazione 2 e della tipologia di schema definito per ogni utenza.

Più in dettaglio, per lo **schema0** (**Figura 31**) occorre definire il carico dell'utenza termica, espresso come una percentuale della potenza termica di riferimento precedentemente specificata. In base a tutti gli input definiti precedentemente, il software calcola un valore di primo tentativo (che sarà preso come soluzione iniziale dal motore di calcolo del software) della portata prelevata dalla rete e del salto di temperatura tra il circuito di mandata e quello di ritorno.

Per quanto riguarda lo **schema1** (**Figura 32**), occorre definire il carico dell'utenza (sempre espresso come una percentuale della potenza termica di riferimento richiesta dall'utenza) ed il carico del sistema di produzione dell'utenza (anche in questo caso come percentuale della potenza termica di picco già definita nel blocco di elaborazione 2).

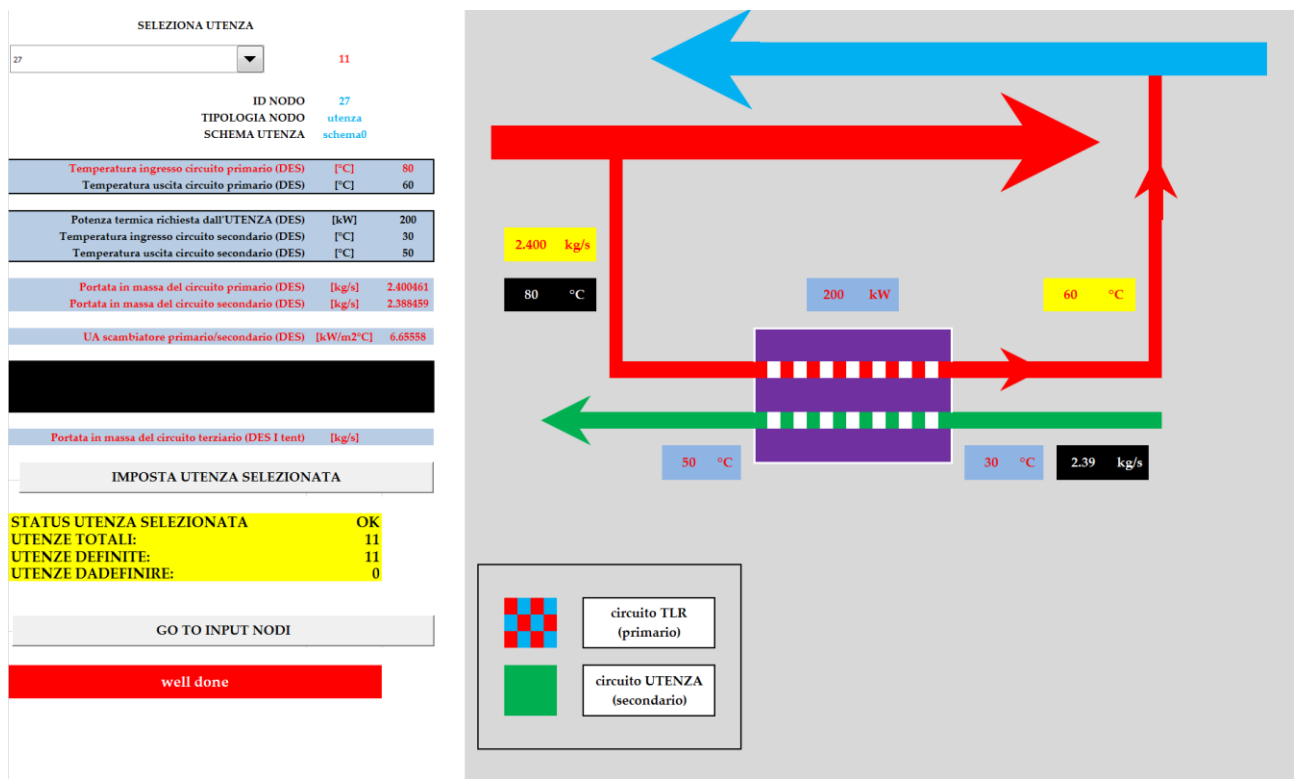


Figura 30 – interfaccia utente del software IHENA per l’inserimento della potenza termica di riferimento richiesta dall’utenza

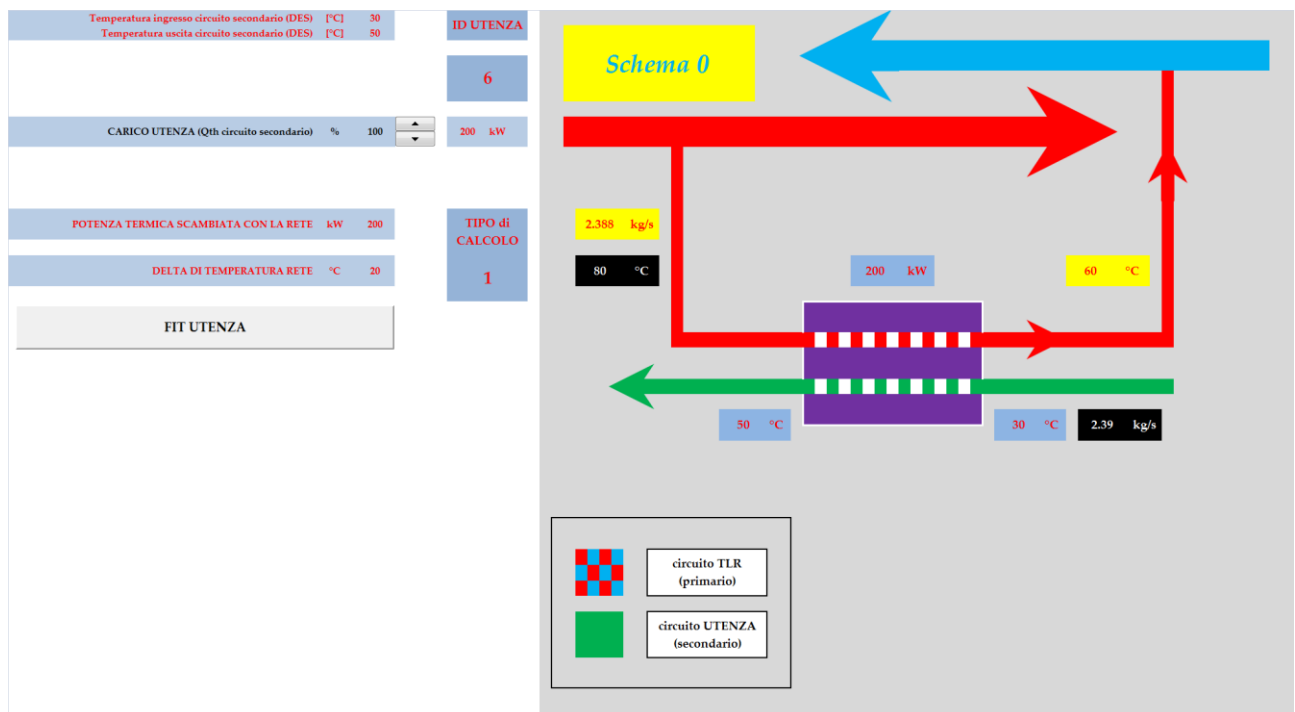


Figura 31 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell’utenza nel caso di utenza passiva (schema0)

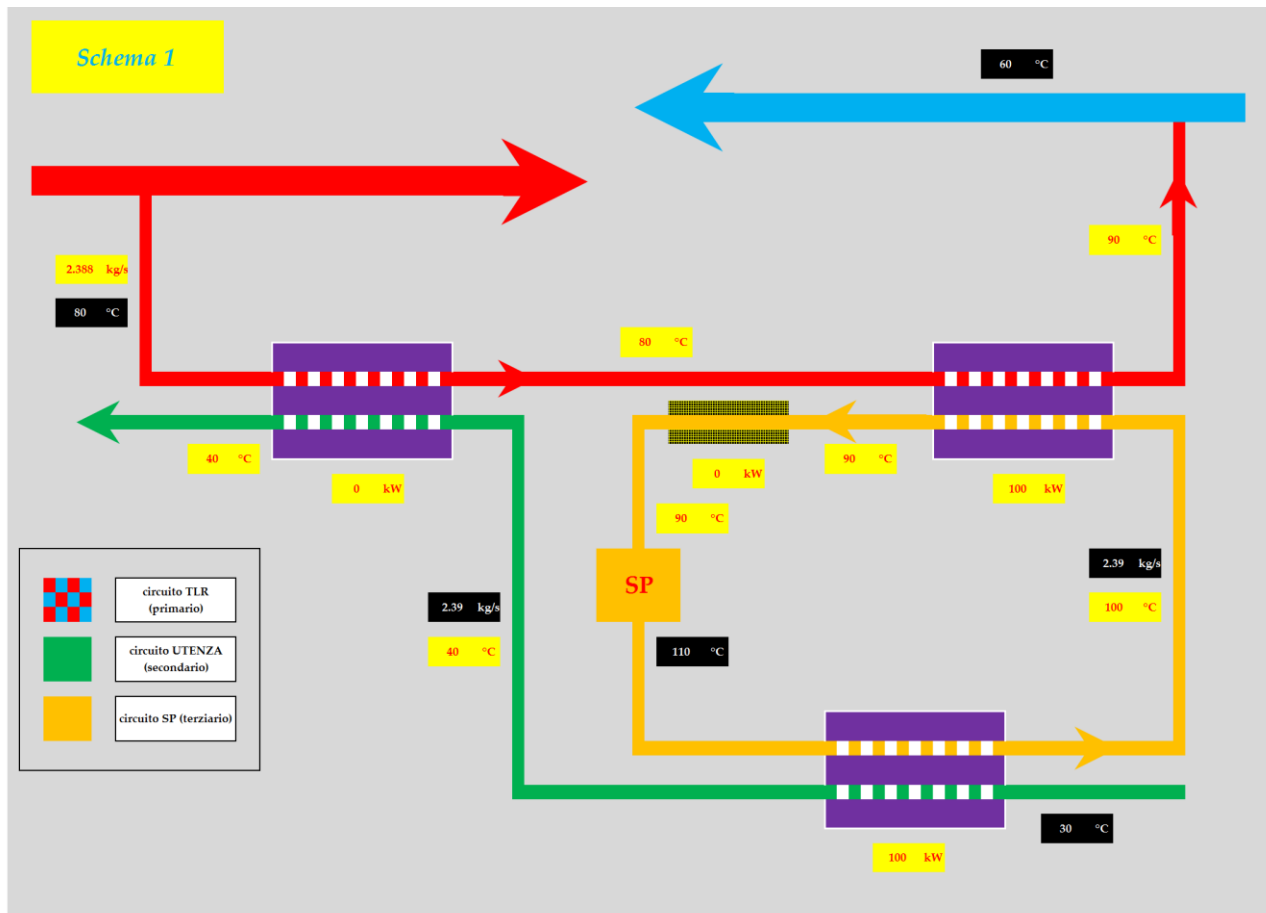


Figura 32 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell'utenza nel caso di utenza attiva (schema1)

In base a tali input (ed a quanto in precedenza già definito) il software elabora le modalità di scambio tra rete ed utenza (tenendo conto della potenza termica richiesta dall'utenza e di quelle disponibili dalla rete e dal sistema di produzione in considerazione dei livelli di temperatura dei circuiti coinvolti), con una logica che prevede le seguenti casistiche:

- 1) il sistema di produzione (SP in **Figura 32**) non è attivo (carico pari allo 0%), ma vi è, comunque, una richiesta di potenza termica da parte dell'utenza (carico maggiore dello 0%) che viene soddisfatta dalla rete; in questo caso non c'è scambio di potenza termica tra il circuito terziario ed il secondario, né tra il terziario ed il primario, ma solo tra il primario ed il secondario (si veda **Figura 32**);
- 2) il sistema di produzione è attivo (carico maggiore dello 0%), ma non riesce a coprire interamente il fabbisogno dell'utenza che quindi viene, in successione, compensato dalla rete; in questo caso lo scambio di potenza termica avviene, nell'ordine, prima tra il circuito terziario ed il secondario, quindi tra il primario ed il secondario; tali valutazioni vengono fatte in ragione delle potenze termiche (disponibili e richieste);
- 3) il sistema di produzione è attivo e riesce a produrre potenza termica in eccesso rispetto alla richiesta dell'utenza; in questo caso (se le temperature del circuito terziario e di quello primario lo consentono) può essere ceduta potenza termica alla rete; in questo caso si assiste ad uno scambio di potenza termica tra il circuito terziario ed il secondario e tra il terziario ed il primario;
- 4) il sistema di produzione è attivo in corrispondenza di una potenza termica nulla richiesta dall'utenza e pertanto pertanto (sempre in considerazione delle temperature dei circuiti coinvolti) la potenza termica prodotta può essere ceduta in parte o del tutto alla rete; in quest'ultimo caso avviene quindi uno scambio di potenza termica esclusivamente tra il circuito terziario ed il primario.

Per quanto appena detto il software calcola, come primo tentativo, la portata prelevata dalla rete ed il salto di temperatura tra circuito primario e circuito secondario.

Anche per quanto riguarda lo **schema2** (Figura 33), occorre definire il carico dell'utenza e quello del sistema di produzione. Sempre in considerazione di quanto definito in precedenza ed in particolare delle temperature dei circuiti coinvolti è possibile ricondursi ai seguenti casi:

- 1) il sistema di produzione non è attivo, ma vi è, comunque, una richiesta di potenza termica da parte dell'utenza; in questo caso si ha scambio termico esclusivamente tra il circuito primario e quello secondario; la portata che transita nel circuito primario è pertanto prelevata dalla mandata della rete e quindi inviata al suo circuito di ritorno;
- 2) il sistema di produzione è attivo, ma non sufficiente a coprire interamente il fabbisogno dell'utenza che quindi è ancora compensato dalla rete; anche in questo caso la portata prelevata dal circuito di mandata è immessa in quello di ritorno, ovvero non si ha scambio termico tra il circuito primario e il circuito terziario;
- 3) il sistema di produzione è attivo e riesce a produrre potenza termica in eccesso rispetto alla richiesta dell'utenza; sempre in considerazione delle temperature coinvolte, in questo caso la portata prelevata dalla mandata della rete (ovvero il circuito primario) riceve potenza termica dal terziario ed è immessa sempre nel circuito di mandata; la disponibilità di potenza termica da cedere al circuito primario è ovviamente calcolata in ragione di quanto scambiato tra il circuito terziario ed il secondario;
- 4) il sistema di produzione è attivo in corrispondenza di una potenza termica nulla richiesta dall'utenza, pertanto si assiste ad uno scambio di potenza termica solo tra il circuito terziario e quello primario, comportando un incremento della temperatura del circuito di mandata della rete.

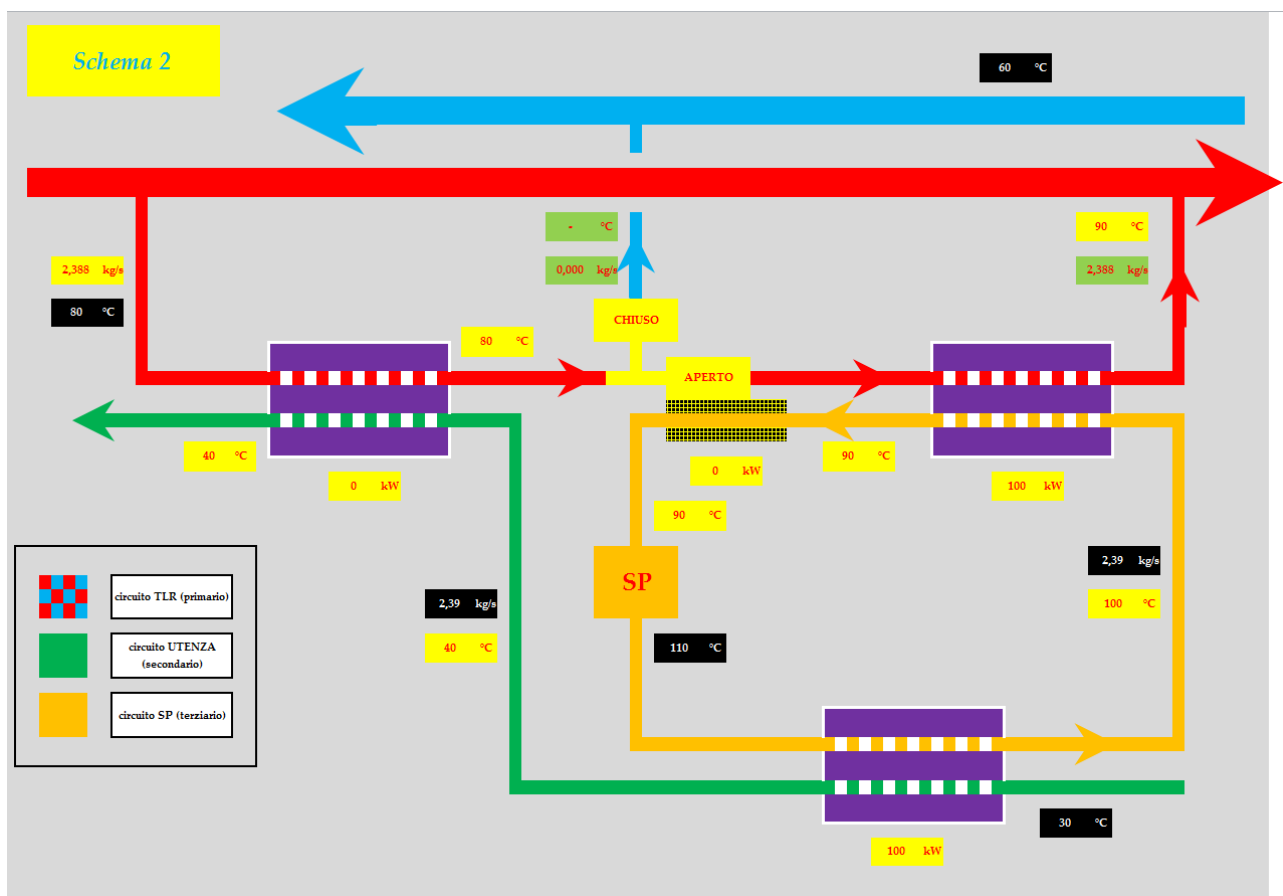


Figura 33 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell'utenza nel caso di utenza attiva (schema2)

Come nei casi precedenti vengono calcolate portate e temperature di primo tentativo in base alle modalità di scambio analizzate.

Passando allo **schema3** (Figura 34), occorre osservare che in questo caso il circuito primario è diviso in due parti distinte: la prima dalla mandata al ritorno della rete (ovvero in grado di scambiare potenza termica con il circuito secondario), la seconda, che scambia esclusivamente con il circuito terziario, che è connessa solo con il circuito di ritorno della rete.

Per il suddetto schema, la logica del software prevede:

- 1) il sistema di produzione non è attivo, a fronte di una richiesta di potenza termica dell'utenza, pertanto si ha scambio termico esclusivamente tra il circuito primario e quello secondario e non si preleva portata dal circuito di ritorno della rete;
- 2) il sistema di produzione è attivo, ma non sufficiente a coprire interamente il fabbisogno dell'utenza che quindi è sempre compensato dalla rete; anche in questo caso la portata prelevata dal circuito di mandata è immessa in quello di ritorno, ovvero non si ha prelievo di portata dal circuito di ritorno della rete;
- 3) il sistema di produzione è attivo e riesce a produrre potenza termica in eccesso rispetto alla richiesta dell'utenza; in questo caso non si ha nessuno scambio termico tra circuito primario e secondario ovvero non si preleva portata dalla mandata della rete; sempre in considerazione delle potenze e delle temperature disponibili, si ha scambio termico tra il circuito terziario ed una portata prelevata dal circuito di ritorno della rete;
- 4) il sistema di produzione è attivo in assenza di fabbisogno dell'utenza, ovvero si ha scambio esclusivamente tra il circuito terziario e il ritorno della rete.

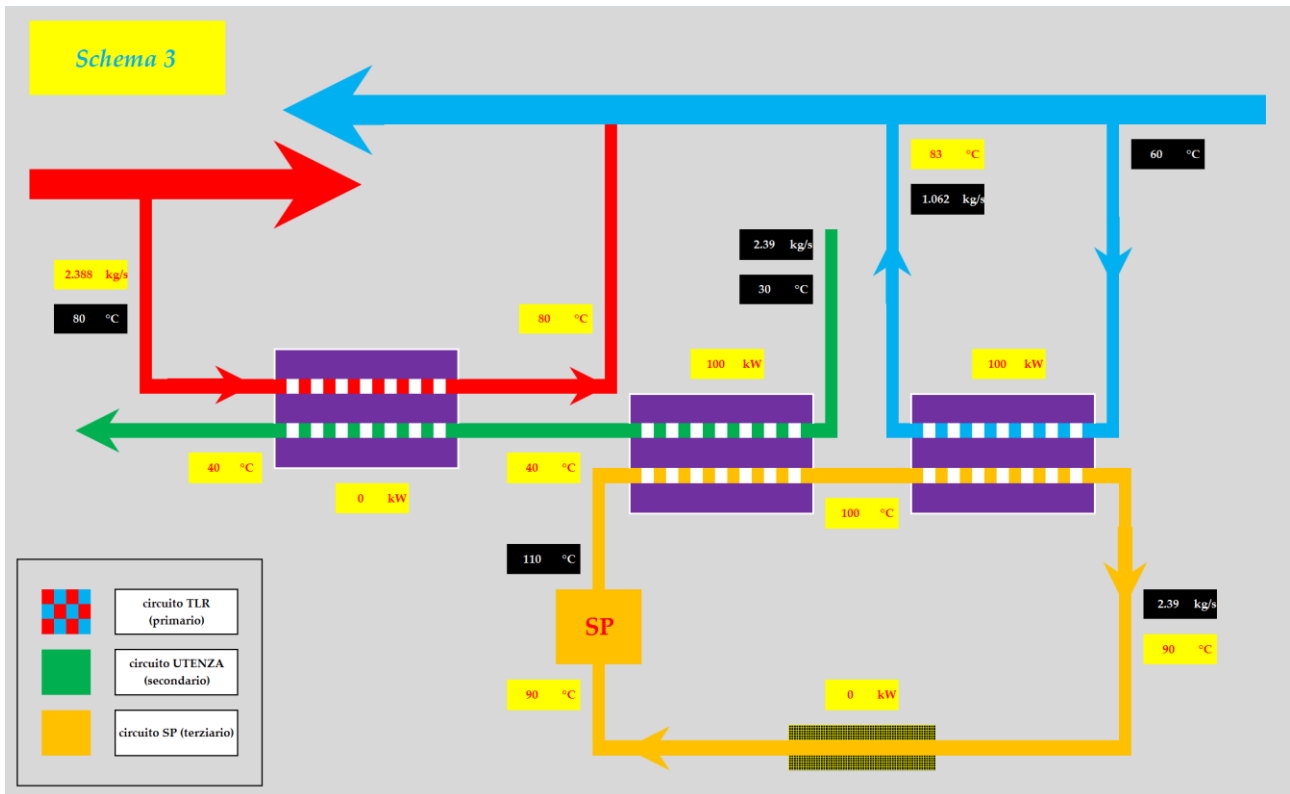


Figura 34 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell'utenza nel caso di utenza attiva (schema3)

Si elabora pertanto il calcolo di primo tentativo delle portate e delle temperature coinvolte nello scambio tra rete ed utenza.

Analizzando infine lo **schema4** (Figura 35), occorre anche in questo caso osservare che il circuito primario è distinto in una prima parte (analogamente a quanto già visto tra il circuito di mandata e quello di ritorno della rete) ed una seconda che è alimentata da una portata prelevata dal circuito di ritorno della rete e immessa quindi in quello di mandata.

In analogia, soprattutto con il caso precedente, si può avere:

- 1) il sistema di produzione non è attivo, in presenza di potenza termica richiesta dall'utenza; si ha scambio termico solo tra il circuito primario e quello secondario senza prelievo di portata dal circuito di ritorno della rete;
- 2) il sistema di produzione è attivo, ma non copre completamente il fabbisogno dell'utenza che quindi è compensato dalla rete; anche in questo caso la portata prelevata dal circuito di mandata è immessa in quello di ritorno;
- 3) il sistema di produzione è attivo e produce potenza termica in eccesso rispetto al fabbisogno dell'utenza; non si ha quindi scambio termico tra circuito primario e secondario ma, sempre in considerazione delle potenze e delle temperature disponibili, si ha scambio termico tra il circuito terziario ed una portata prelevata dal circuito di ritorno della rete ed immessa sulla mandata; in particolare, tale scambio è fatto solo se la temperatura finale della portata prelevata dal circuito di ritorno è almeno uguale a quella del circuito di mandata;
- 4) il sistema di produzione è attivo in assenza di fabbisogno dell'utenza, ovvero si ha scambio esclusivamente tra il circuito terziario e il ritorno della rete; anche questa eventualità è contemplata solo se la temperatura finale della portata prelevata dal circuito di ritorno è maggiore o uguale a quella che caratterizza il circuito di mandata.

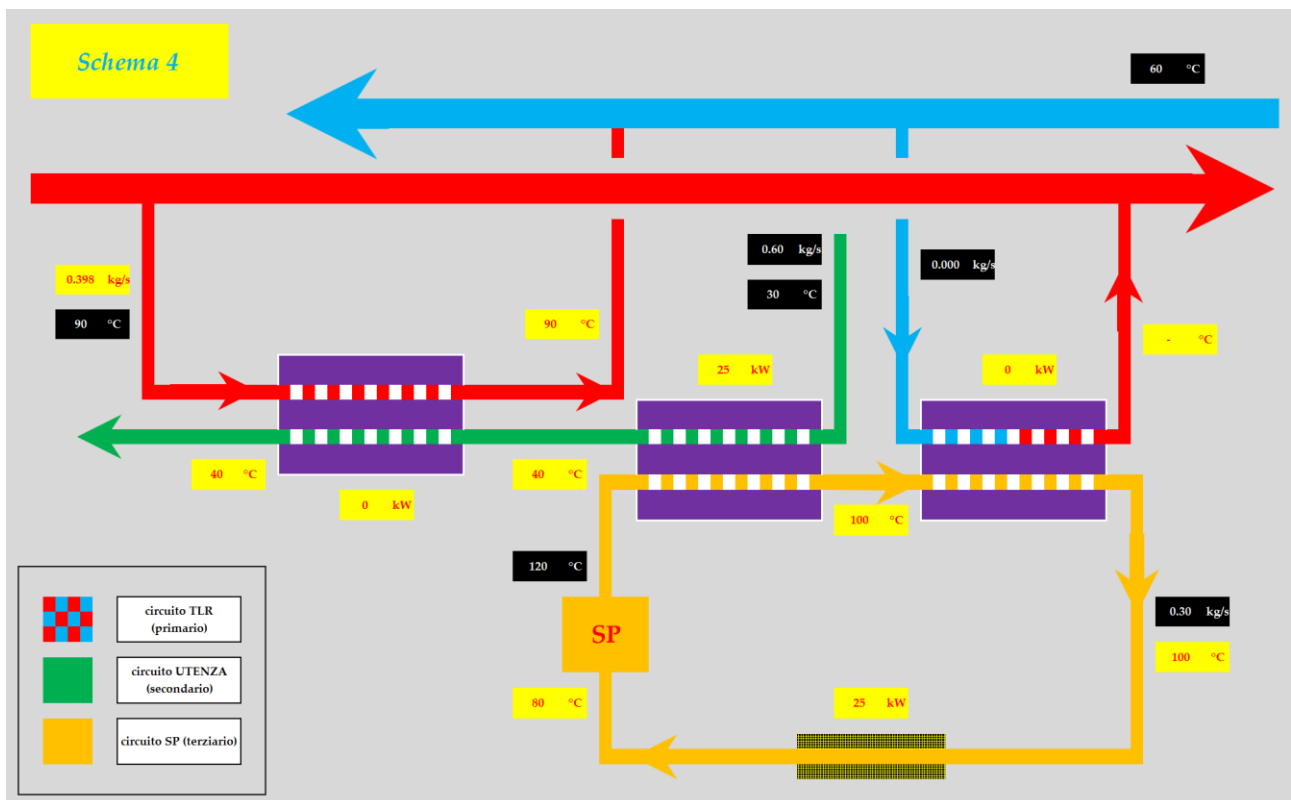


Figura 35 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell'utenza nel caso di utenza attiva (schema4)

Anche in questo caso, quanto descritto fornisce i valori di primo tentativo delle portate e delle temperature coinvolte.

Si sottolinea che le interfacce utente del software in esame relative al fitting delle utenze (da **Figura 31** a **Figura 35**) non riportano il dettaglio della strumentazione di misura, delle valvole e/o dei rami di bypass

degli scambiatori soltanto per consentire una più semplice visualizzazione degli schemi di scambio implementati.

6.6 Elaborazione della geometria e dei parametri operativi della rete

Il presente blocco di elaborazione preleva tutti gli input, le definizioni e le impostazioni inserite e consente:

- a) di elaborare la mappa della rete;
- b) di eseguire un check complessivo degli input forniti verificando il loro completo e corretto inserimento;
- c) di impostare i parametri operativi di calcolo, ovvero:
 - il numero massimo di iterazioni ammesse sul calcolo delle portate e delle pressioni (di default pari a 50);
 - il numero massimo di iterazioni ammesse sul calcolo delle temperature (di default pari a 20);
 - la tolleranza sulla soluzione finale per la convergenza del calcolo (pari a 10^{-10}).

Il presente blocco di elaborazione costituisce il collegamento tra la fase di input e quella di elaborazione del calcolo della rete.

6.7 Calcolo della rete

Il calcolo delle portate, delle pressioni e delle temperature della rete è fatto con lo stesso motore di calcolo impiegato per il Ca.R.Di.F. 5.2 seppur riadattato alla possibilità di valutare lo scambio di potenza non più solo unidirezionale tra la rete di distribuzione e le utenze. Il dettaglio dei modelli di calcolo utilizzati è già fornito nel paragrafo 9.1 della presente relazione.

L'effetto dell'introduzione della possibilità di scambio attivo con la rete ha reso necessario, tra le altre modifiche introdotte, il cambiamento della logica di elaborazione della soluzione di primo tentativo sulla quale si basa il modello di calcolo delle portate e delle pressioni e il calcolo termico. Per tale ragione è stato inserito il blocco di elaborazione 4 (*fitting delle utenze*) che come già spiegato nel paragrafo precedente consente di valutare, inizialmente, le temperature e le portate coinvolte nel caso di cessione di potenza termica dall'utenza alla rete di distribuzione.

Come anche riportato in **Figura 28**, il calcolo delle portate, delle pressioni e delle temperature di tutta la rete (sia del circuito di mandata che di quello di ritorno) consente la stima delle dispersioni termiche complessive e delle spese di pompaggio.

6.8 Scrittura degli output

La fase di scrittura degli output è sostanzialmente analoga a quella del software Ca.R.Di.F. 5.2 e si rimanda pertanto al paragrafo 9.1 per tutti i dettagli necessari in tal senso.

7 Analisi delle sottostazioni di scambio attivo con la rete

Al fine di studiare le modalità di scambio di un'utenza attiva sono state condotte, preliminarmente, una serie di simulazioni di una sottostazione di scambio termico con riferimento agli schemi (da 1 a 4) precedentemente descritti. Tali simulazioni, sono state svolte senza definire una rete di distribuzione complessa, bensì considerando solo una direttrice di mandata ed una di ritorno (oltre che una singola sottostazione di scambio termico). La simulazione di un'intera rete di teleriscaldamento in presenza di scambio attivo sarà oggetto del capitolo successivo.

Più in dettaglio si è condotta un'analisi parametrica al variare del rapporto tra il fabbisogno dell'utenza ($Q_{TH,U}$) e la potenza termica ($Q_{TH,SP}$) disponibile dal sistema di produzione. Si è inoltre considerato di variare il rapporto tra la portata circolante nel circuito primario (M_p) e quella circolante nel terziario (M_T).

Si osserva che il rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ è stato considerato variabile esclusivamente tra 0 ed 1, ovvero si è preso in considerazione soltanto il caso in cui la potenza termica disponibile dal sistema di produzione eccede il fabbisogno dell'utenza; valori del suddetto rapporto maggiori di 1 non consentirebbero, in ragione della logica implementata nel software, la cessione di potenza termica dall'utenza alla rete, ma permetterebbero solo l'autoconsumo del calore disponibile dal sistema di produzione.

Le condizioni al contorno ipotizzate sono:

- temperatura della direttrice di mandata della rete pari a 80 °C e a 90°C;
- temperatura di mandata del sistema di produzione (ingresso circuito terziario) pari a 110 °C.

Nel seguito di questo capitolo, si illustrano le simulazioni svolte per i quattro schemi di scambio attivo ipotizzati.

7.1 Analisi schema 1 (mandata – ritorno)

In **Figura 36** è riportato l'andamento del delta di temperatura della portata prelevata dal circuito primario nell'attraversamento dello scambiatore con il circuito terziario, prima di essere immessa nel circuito di ritorno della rete; tale incremento è assunto positivo nel caso la temperatura in uscita sia superiore a quella in ingresso.

Come era lecito attendersi, a parità di $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$, l'aumento del rapporto tra la portata circolante nel primario e quella del terziario comporta una riduzione della differenza di temperatura conseguibile. Analogamente, per dato rapporto M_p/M_T , la riduzione del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ comporta l'aumento del salto di temperatura conseguibile.

Infine, come riportato in **Figura 37** si osserva il ridursi del delta di incremento di temperatura conseguibile dal circuito primario; nello specifico, dalle simulazioni svolte si osserva che per un rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ maggiore di 0.8 non è realizzabile la cessione di potenza termica alla rete a causa delle temperature residue del circuito terziario troppo basse rispetto a quelle della direttrice di mandata della rete di distribuzione.

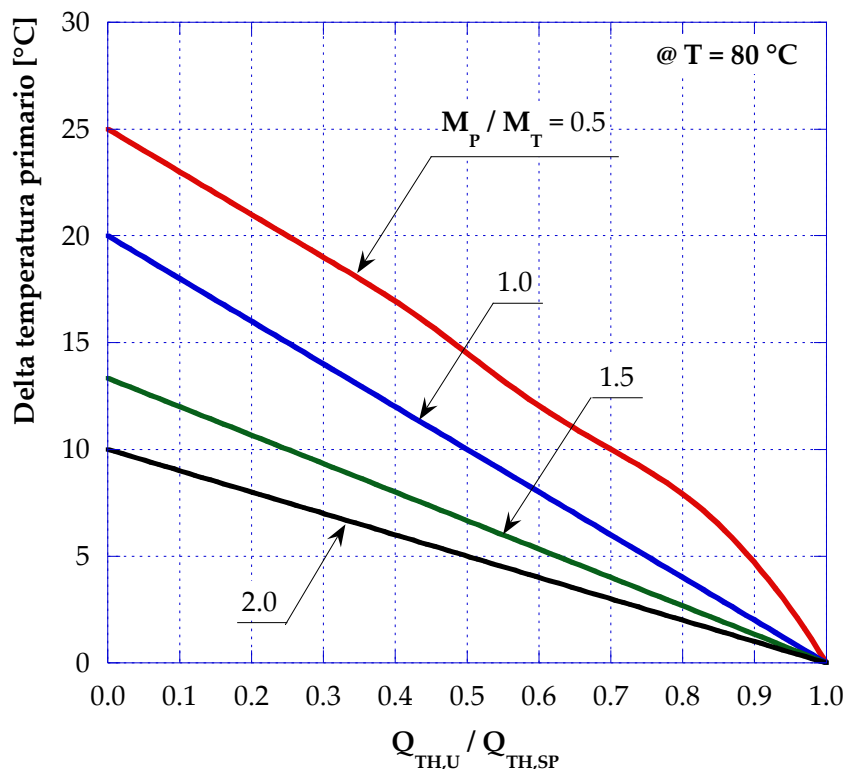


Figura 36 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (*schema1*)

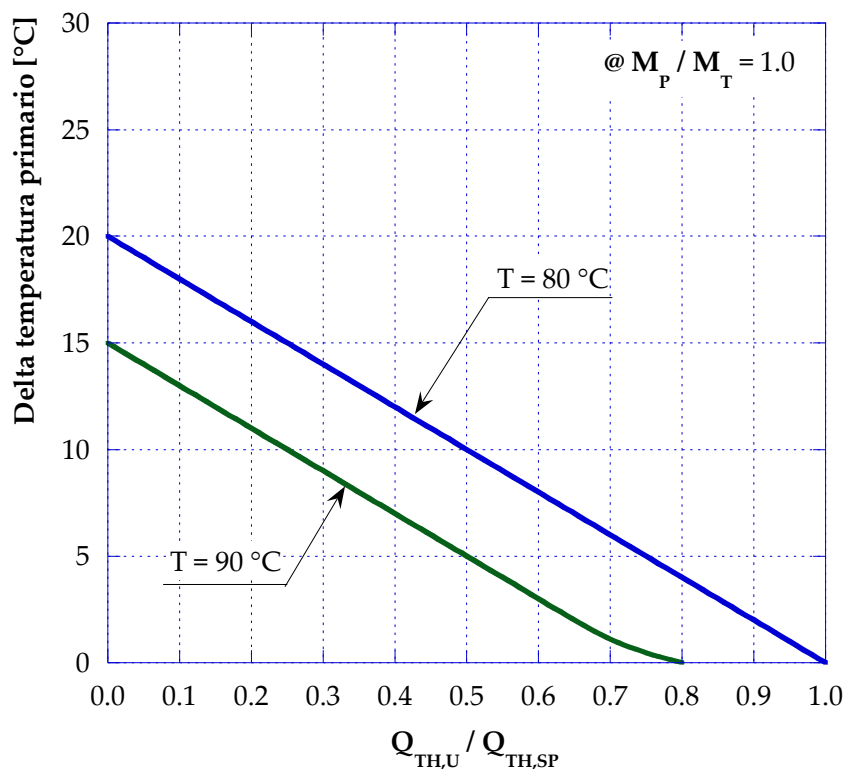


Figura 37 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (*schema1*)

7.2 Analisi schema 2 (mandata – mandata)

L'analisi dello schema 2, in ragione delle ipotesi alla base del presente studio, comporta gli stessi risultati conseguiti per lo schema 1, come si osserva dalla **Figura 38** e dalla **Figura 39** riportate per sola completezza. Tale comportamento si spiega considerando che in entrambi i casi l'ingresso del circuito primario è alla temperatura della direttrice di mandata della rete di distribuzione.

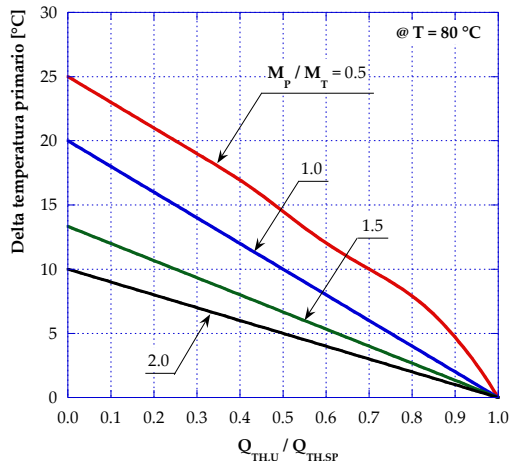


Figura 38 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell'utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (schema2)

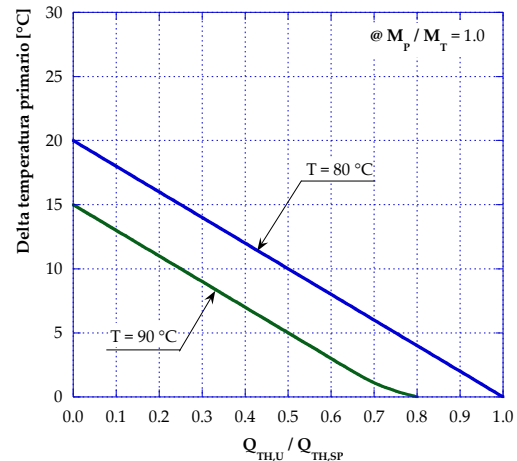


Figura 39 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell'utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (schema2)

7.3 Analisi schema 3 (ritorno – ritorno)

I risultati delle simulazioni, nel caso dello schema 3, sono riportati, al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ in funzione del rapporto tra le portate dei circuiti primario e terziario ed in funzione della temperatura della direttrice di mandata principale della rete, rispettivamente in **Figura 40** ed in **Figura 41**.

Rispetto a quanto osservato nei due schemi precedenti, lo schema 3 consente di conseguire incrementi di temperatura maggiori grazie al fatto che la temperatura di ingresso al circuito primario è, in questo caso, quella della direttrice di ritorno.

In particolare, in **Figura 41** si osserva che la riduzione del delta di temperatura conseguibile è dovuta al fatto che a parità di portata del circuito primario, l'incremento di temperatura della direttrice di mandata da 80 °C a 90 °C comporta un pari incremento della temperatura del circuito di ritorno da 60 °C a 70 °C.

7.4 Analisi schema 4 (ritorno – mandata)

L'analisi di quest'ultimo schema comporta gli stessi andamenti del caso precedente (in analogia con quanto riscontrato tra lo schema 1 e lo schema 2) con la sola differenza che per dato rapporto M_P/M_T , la curva è interrotta (ovvero non si ha scambio termico) a causa del fatto che si otterrebbero temperature di uscita dal primario inferiori a quella della direttrice di mandata della rete. I risultati delle suddette simulazioni sono presentati in **Figura 42** ed in **Figura 43**.

Il valore limite del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ al di sopra del quale non si ha più scambio di potenza termica dall'utenza alla rete cresce al ridursi del rapporto M_P/M_T .

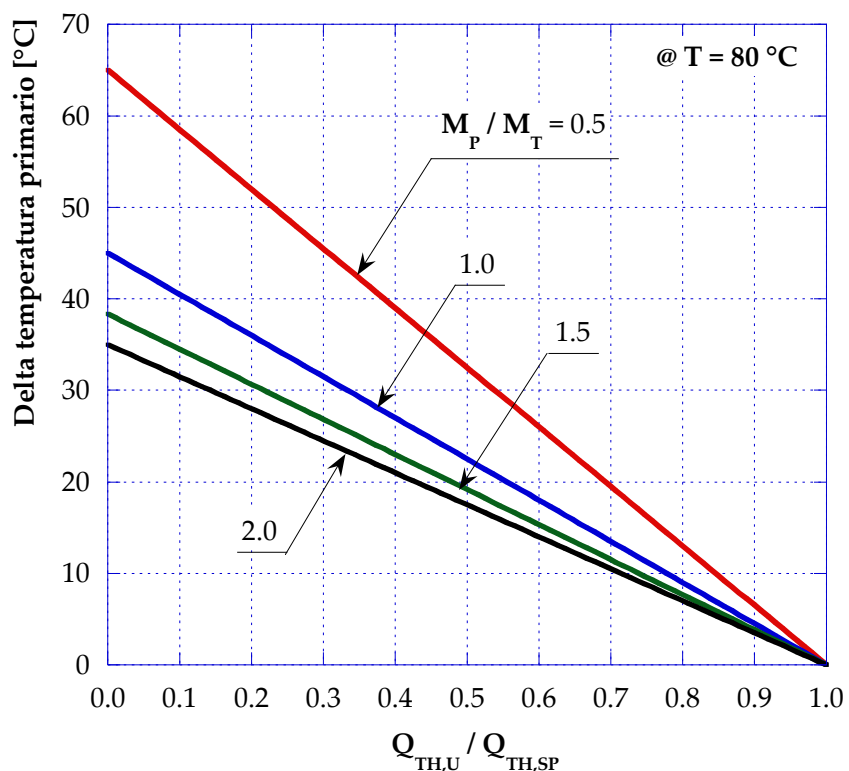


Figura 40 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (schema3)

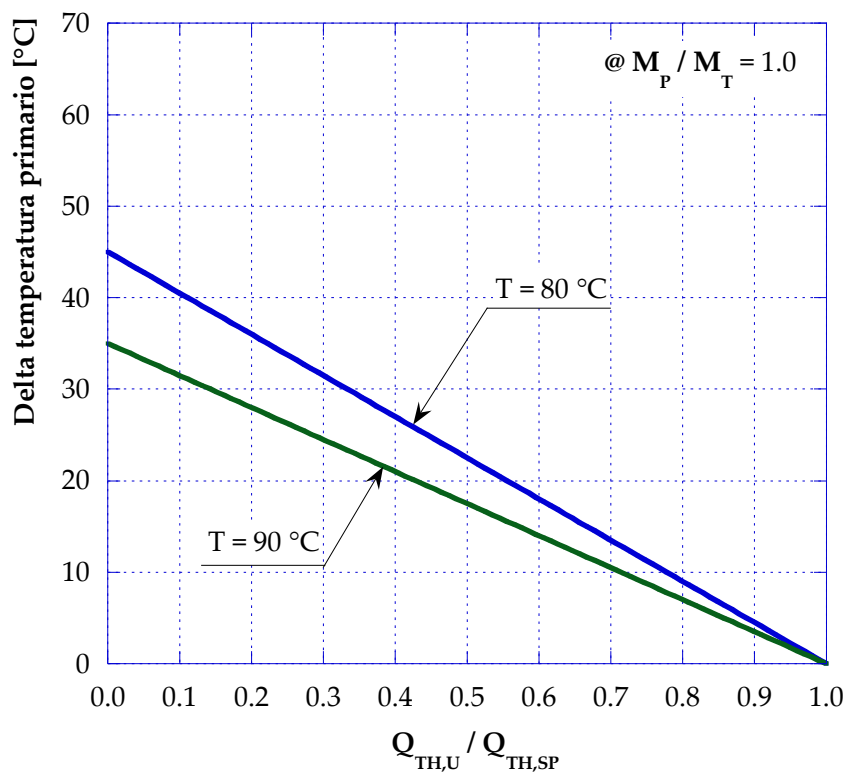


Figura 41 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (schema3)

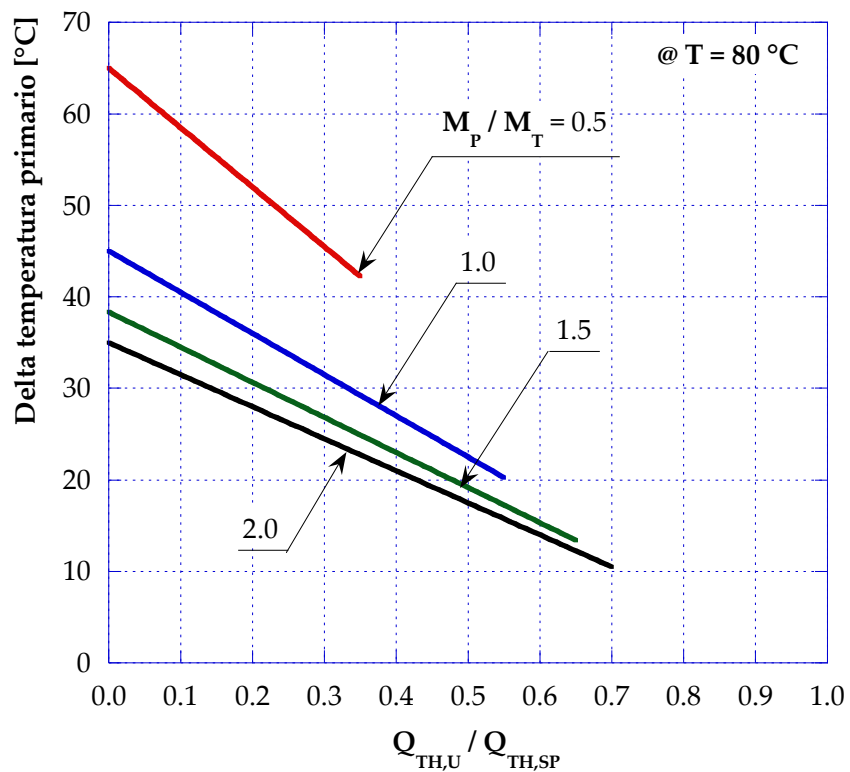


Figura 42 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (*schema4*)

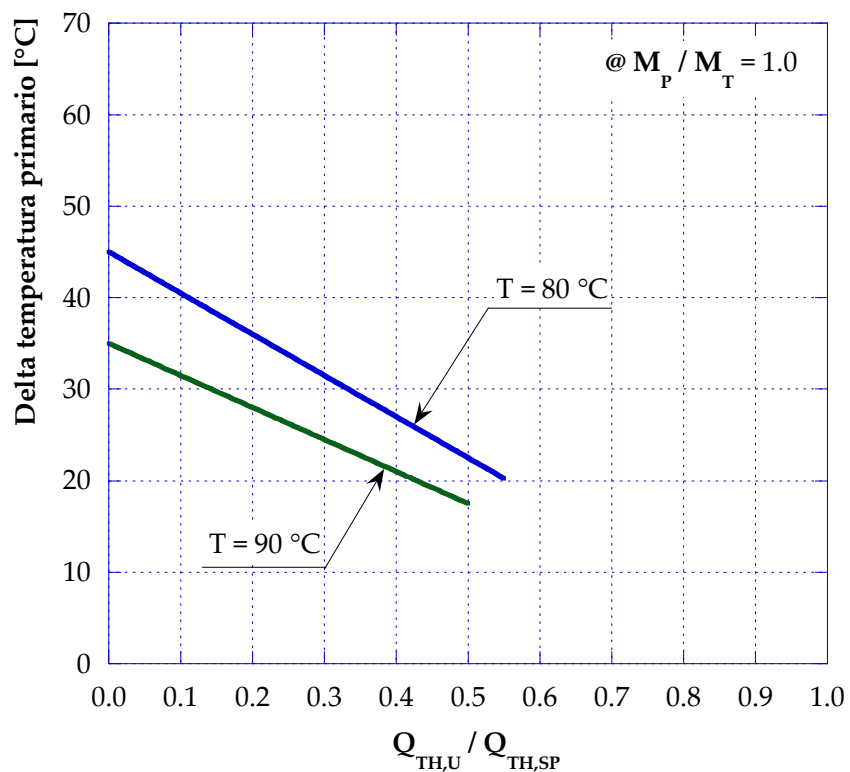


Figura 43 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (*schema4*)

8 Analisi parametrica di una rete di teleriscaldamento con sottostazioni di scambio attive

In seguito all’implementazione degli schemi presentati nei paragrafi precedenti, l’attività di ricerca si è concentrata sulla simulazione del comportamento di una rete di teleriscaldamento in presenza di utenze attive. La rete scelta per effettuare gli studi e le simulazioni è presentata in **Figura 44** ed ha le caratteristiche di seguito elencate:

- numero di nodi: 27;
- numero di rami: 26;
- numero di utenze: 11;
- lunghezza totale della rete (mandata + ritorno): 3036 m.

La rete considerata è stata ricavata, semplificandola (in termini di estensione, numero di nodi e di rami, ecc.) una rete nota e già impiegata per la validazione del codice Ca.R.Di.F. 5.2.

In **Figura 44** vengono riportati in blu i numeri identificativi dei rami della rete, in nero i numeri identificativi dei miscelatori e della sorgente e, infine, in rosso quelli delle utenze.

Le simulazioni svolte sono state fatte, oltre che al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ in analogia a quanto visto nel capitolo precedente, considerando diversi livelli di temperatura della rete: (i) mandata a 80 °C e ritorno a 60 °C, (ii) mandata a 70 °C e ritorno a 50 °C ed infine (iii) mandata a 90 °C e ritorno a 60°C. In **Tabella 2** sono sintetizzati i casi simulati.

Tabella 2 – Riepilogo simulazioni svolte

Rete	Tipologia di schema considerato				
	schema0	schema1	schema2	schema3	schema4
80/60	CASO BASE	CASO 1.1	CASO 1.2	CASO 1.3	CASO 1.4
70/50	-	CASO 2.1	CASO 2.2	CASO 2.3	CASO 2.4
90/60	-	CASO 3.1	CASO 3.2	CASO 3.3	CASO 3.4

Infine, per quanto riguarda l’utenza attiva, si è scelto di posizionarla nel nodo 12 della rete in **Figura 44** assumendo un salto di temperatura utile, in condizioni di design da 110 °C a 90 °C.

8.1 Simulazione del caso base

Per avere un riferimento rispetto al quale valutare i vantaggi e/o le criticità principali delle sottostazioni di scambio attivo, è stato simulato in primo luogo uno scenario – denominato Caso Base – in cui tutte le utenze della rete scelta si comportano come se fossero passive. Questo scenario prevede:

- pressione mandata (centrale): 18 bar;
- pressione vaso di espansione (centrale): 4 bar;
- potenza spesa per il pompaggio: 42 kW;
- salto termico teorico centrale (mandata/ritorno): 80/60 °C;
- potenza termica fornita alle utenze: 2200 MWth;
- potenza termica fornita in centrale: 2303 MWth;
- salto termico circuito secondario utenza: 50/30 °C.

In **Figura 45**, **Figura 46**, **Figura 47**, **Figura 48** e in **Figura 49** vengono presentate le distribuzioni rispettivamente dei diametri, delle velocità, delle portate, delle perdite di carico e delle perdite di carico specifiche lungo la rete in analisi, per il Caso Base.

La rete è stata dimensionata in termini di diametri delle condotte (variabili tra un valore minimo corrispondente ad un DN40 ed un valore massimo pari ad un DN130 come riportato in **Figura 45**) in modo

tale da garantire in ciascun ramo le velocità tipiche dell'acqua circolante nelle reti di teleriscaldamento (comprese tra un valore minimo di poco inferiore ad 1.0 m/s ed un valore massimo di circa 3.3 m/s come presentato in **Figura 46**). La massima e la minima portata della rete (**Figura 47**) sono pari rispettivamente a circa 26.4 kg/s e 2.4 kg/s. Per quanto riguarda le perdite di carico (**Figura 48**), si riscontrano lungo la rete (senza considerare cioè i salti di pressione sulle utenze) valori massimi (totali su dato ramo) di circa 1.4 bar e minimi pari a 0.1 bar; in termini di perdite di carico specifiche (**Figura 49**) risultano valori sempre inferiori a 0.02 bar per metro.

Si riportano inoltre, in **Figura 50** e in **Figura 51** rispettivamente, gli andamenti della pressione e della temperatura in corrispondenza dei nodi che compongono la rete, sia per quanto riguarda la mandata che per quanto riguarda il ritorno. Per quanto riguarda l'andamento della pressione, essa assume il suo valore massimo in corrispondenza della sorgente, diminuendo poi gradualmente lungo la rete a causa delle perdite di carico, fino al ritorno alla sorgente ad un valore pari a 4 bar. Dalla **Figura 51**, invece, si può osservare che sulla mandata della rete la temperatura ha un andamento decrescente con l'aumentare della distanza dalla sorgente, a causa delle dissipazioni termiche lungo la rete. Tali dissipazioni sono in ogni caso estremamente contenute, consentendo l'alimentazione anche delle utenze più periferiche circa alla temperatura di mandata della sorgente.

In **Figura 52** si riporta il confronto tra i salti di pressione disponibili alle utenze della rete; si osserva che il salto massimo di pressione si trova in corrispondenza dell'utenza 12, mentre il valore minimo è ottenuto sull'utenza 27.

È pertanto possibile individuare l'*utenza critica* ovvero il *percorso critico* che individua contestualmente anche l'utenza più lontana dalla sorgente.

La **Figura 53** evidenzia il percorso critico ottenuto percorrendo i rami 1, 8, 10, 11, 12, 19, 20, 23, 24, 25 e 26. Gli andamenti delle pressioni e delle temperature lungo il percorso critico sono riportati rispettivamente in **Figura 54** e in **Figura 55**.

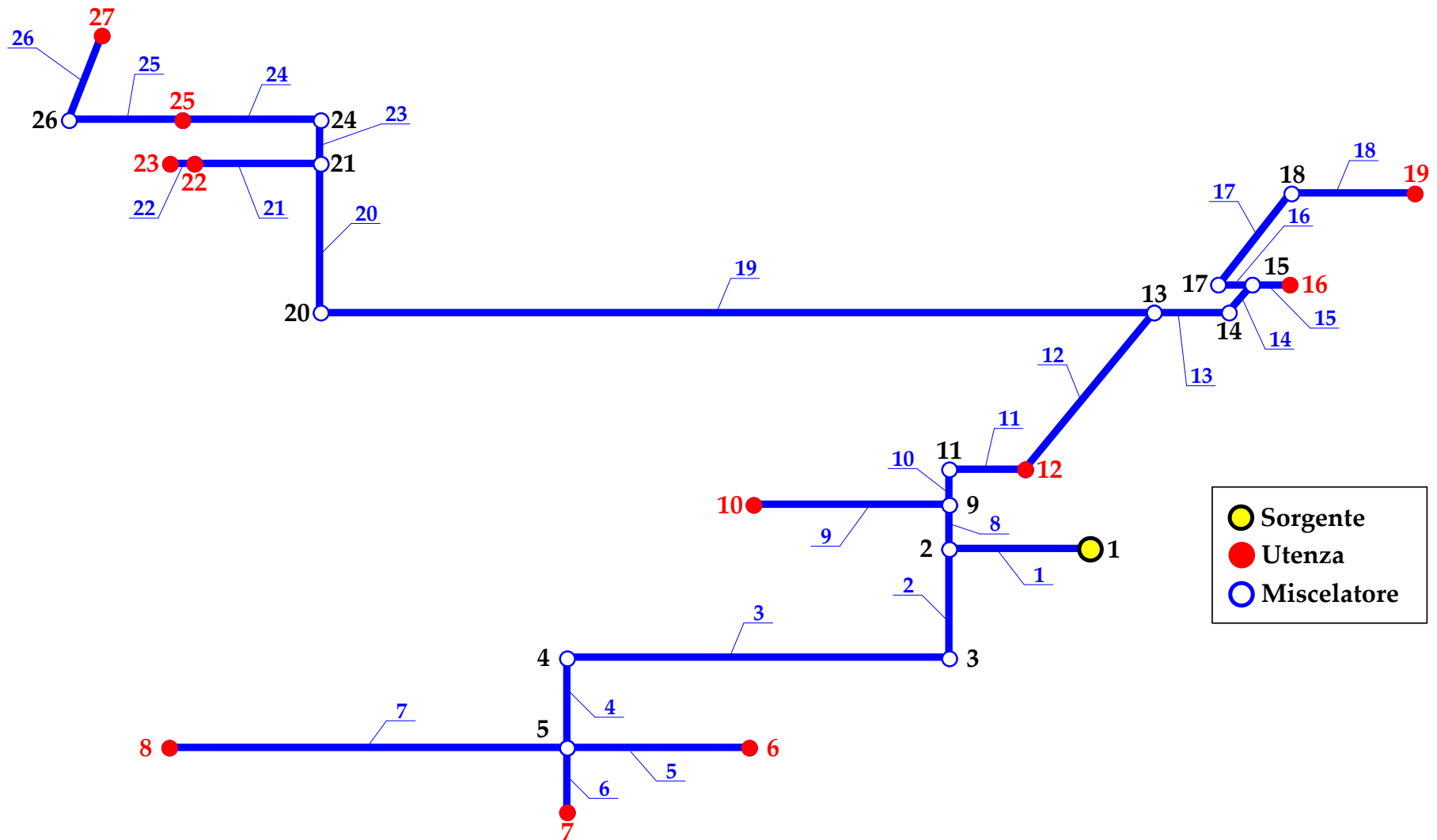


Figura 44 – Mappa della rete simulata

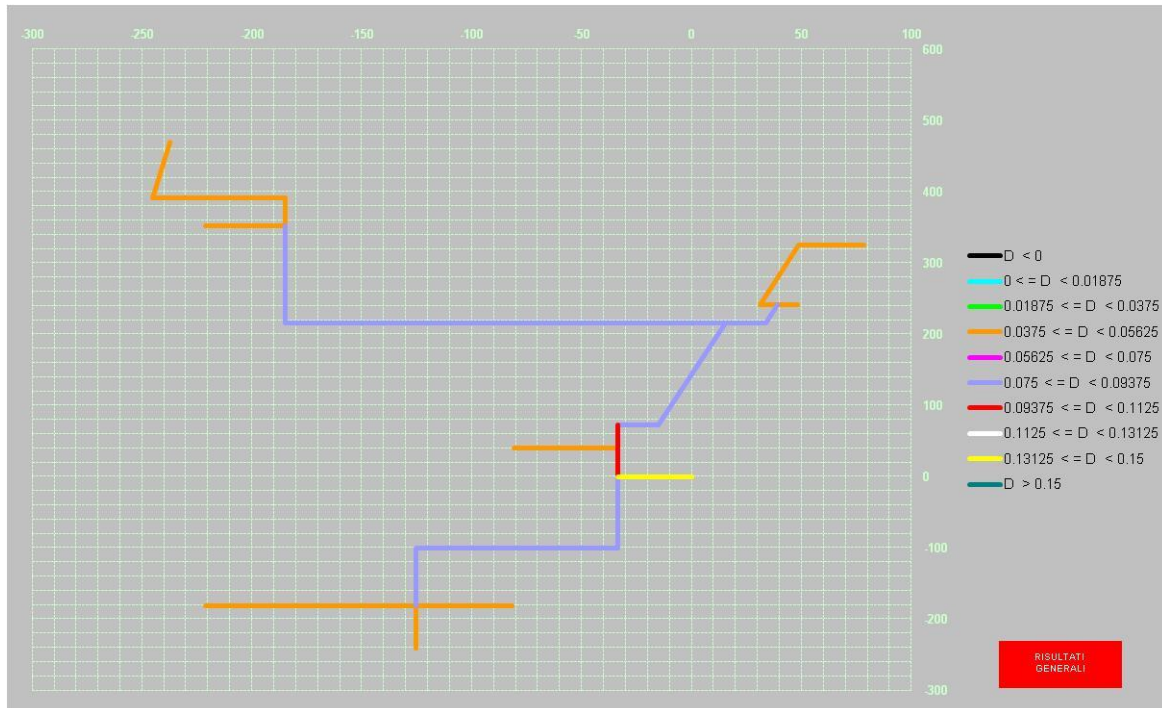


Figura 45 – Distribuzione diametri [m] (caso base)

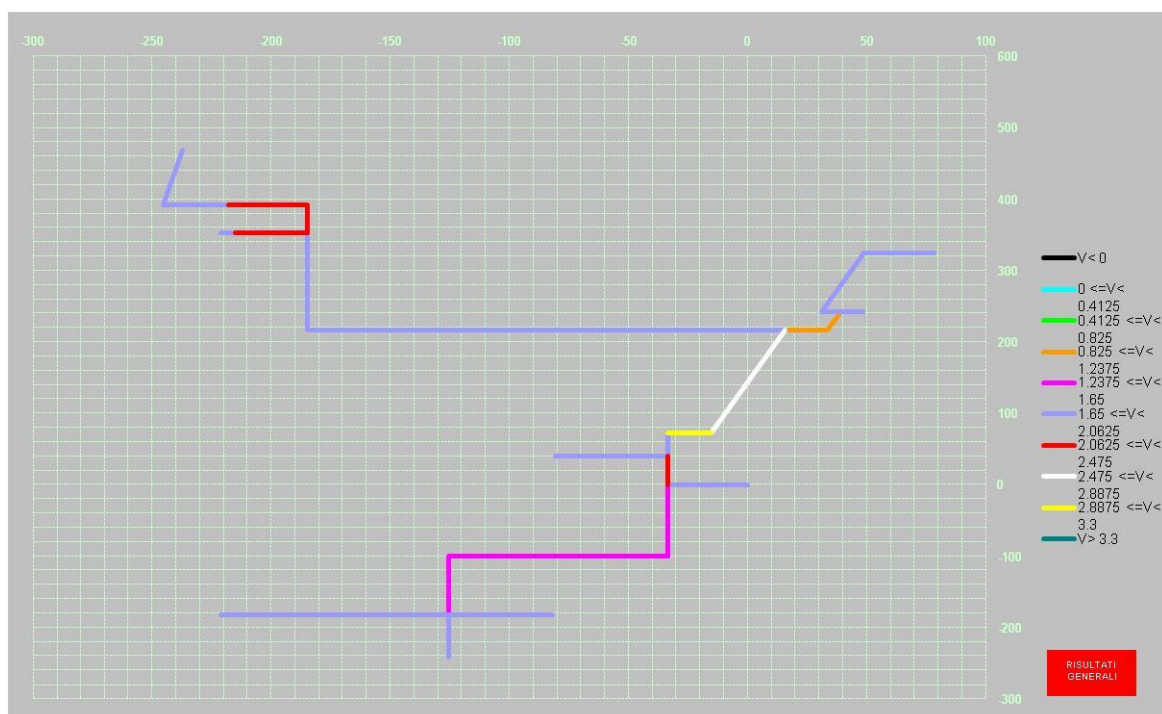
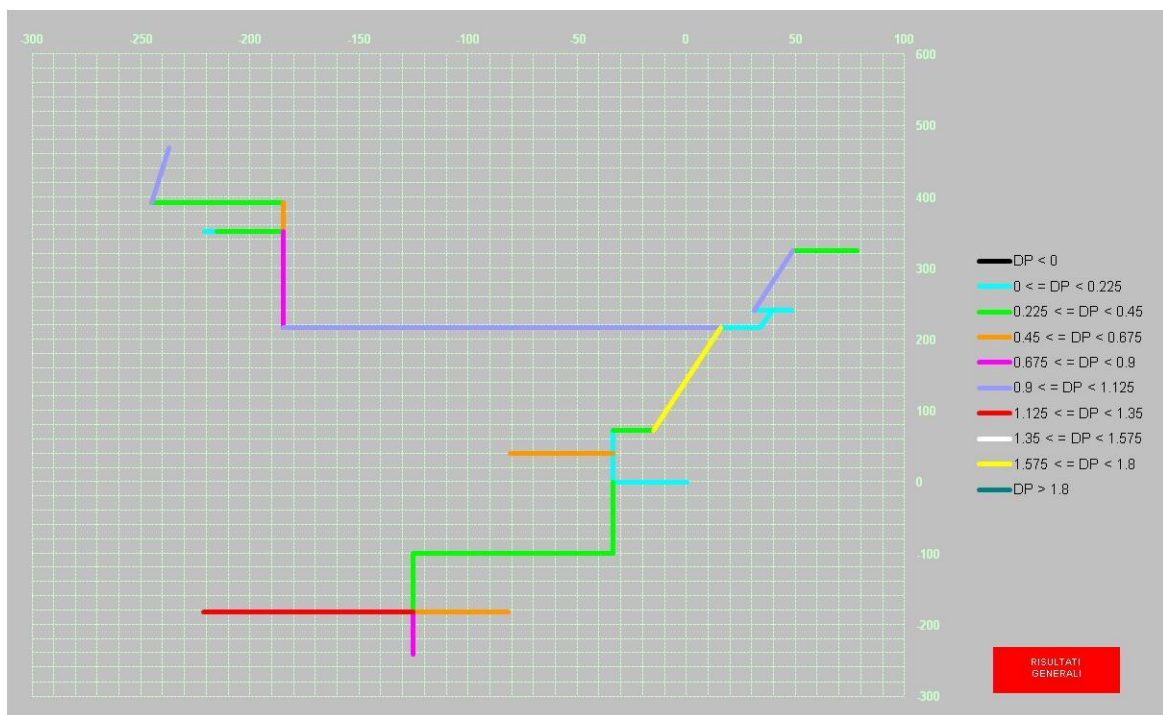
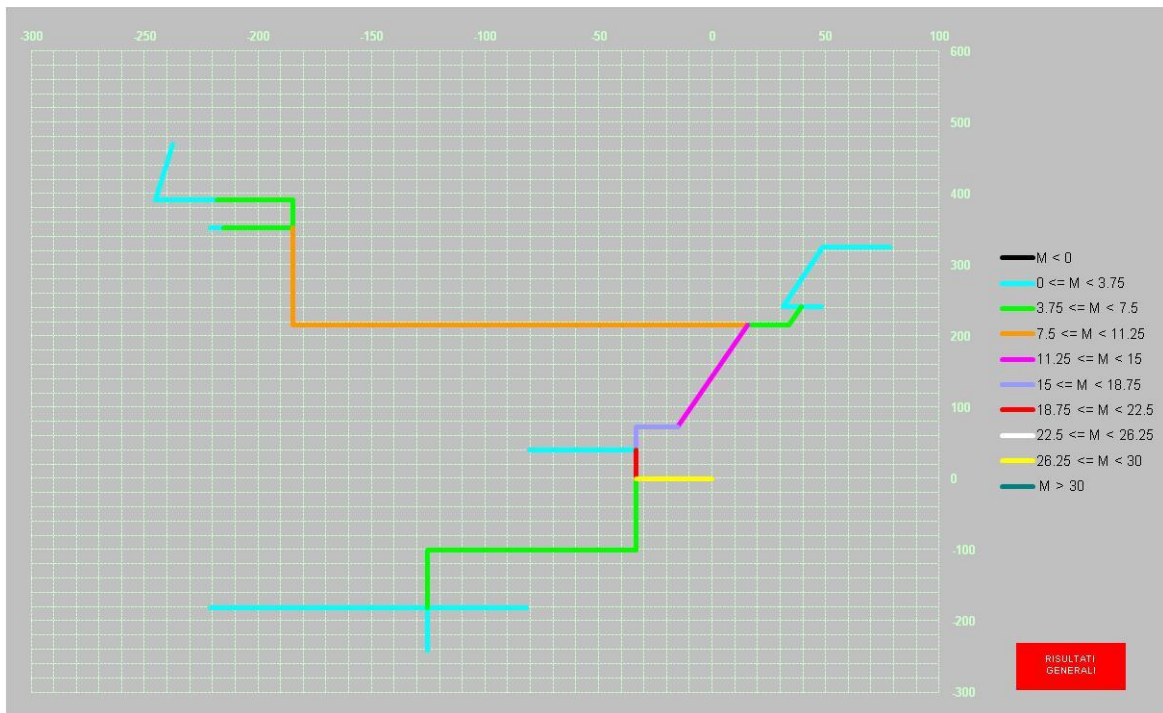


Figura 46 – Distribuzione velocità [m/s] (caso base)



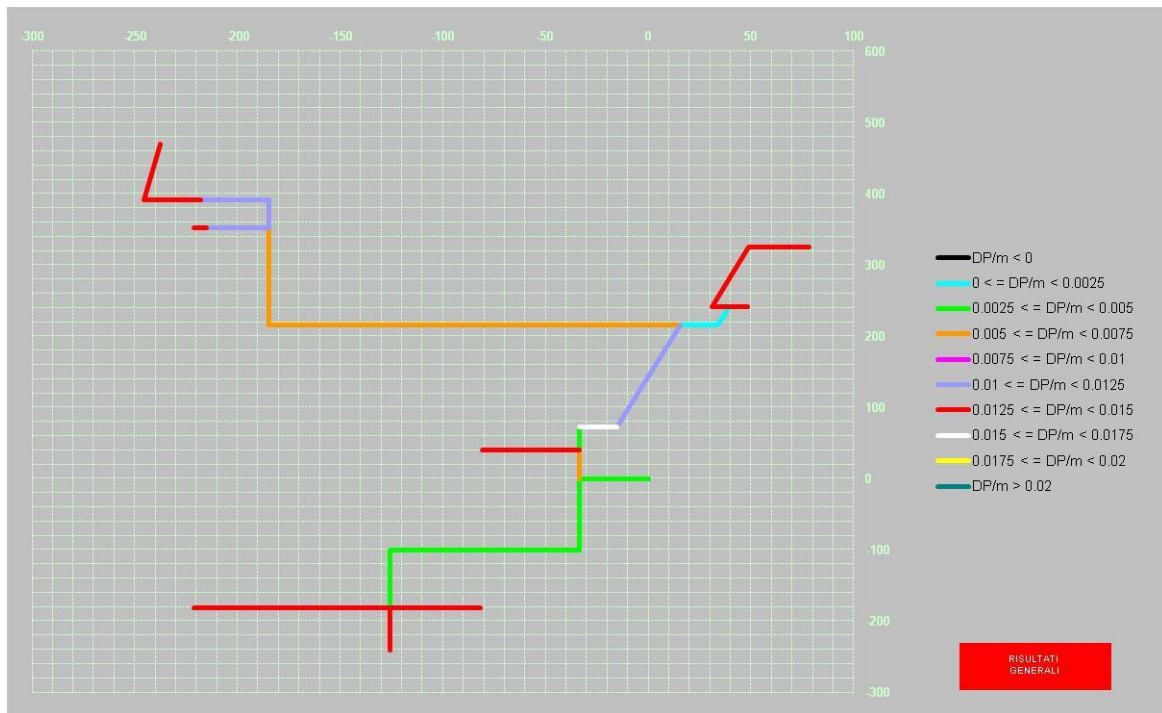


Figura 49 – Distribuzione perdite di carico specifiche [bar/m] (caso base)

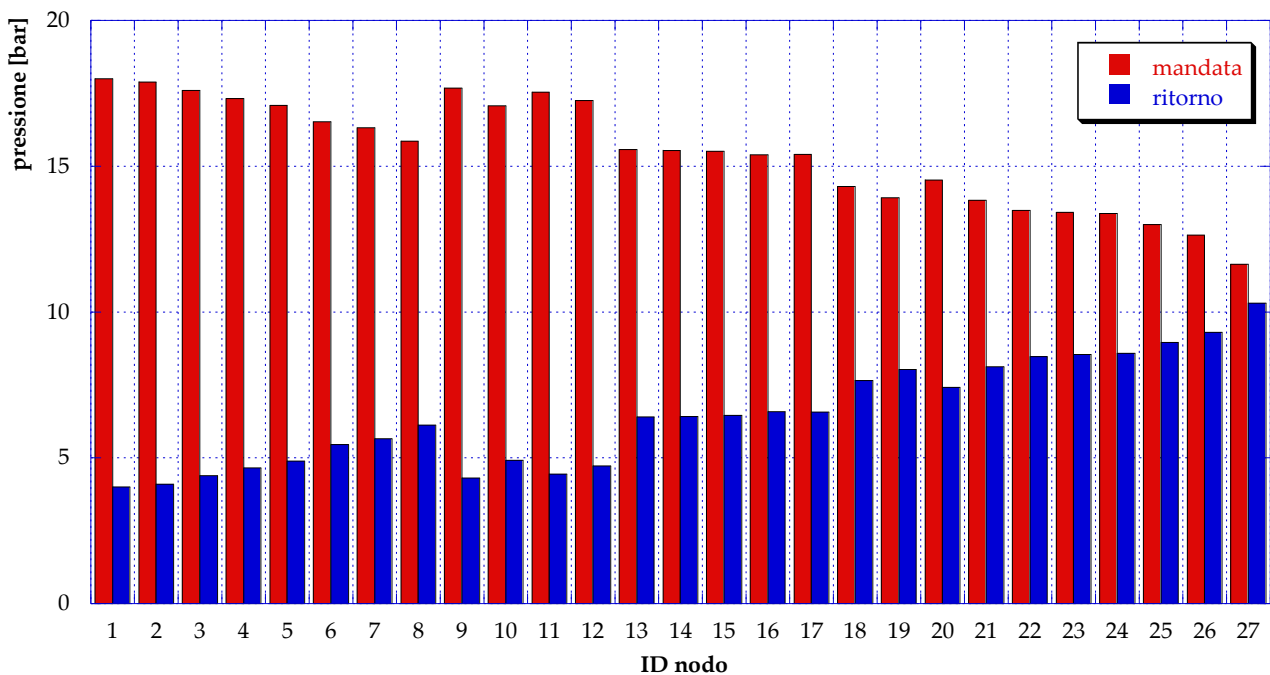


Figura 50 – pressioni sui nodi della rete (caso base)

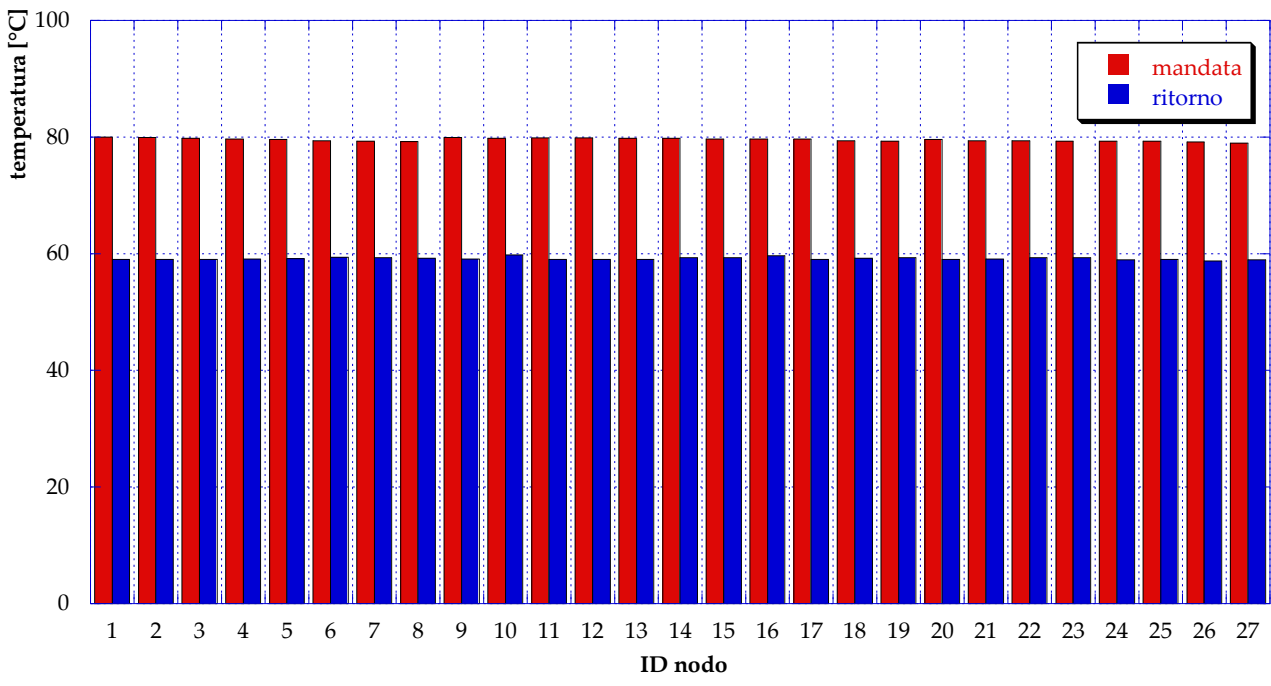


Figura 51 – Temperature sui nodi della rete (caso base)

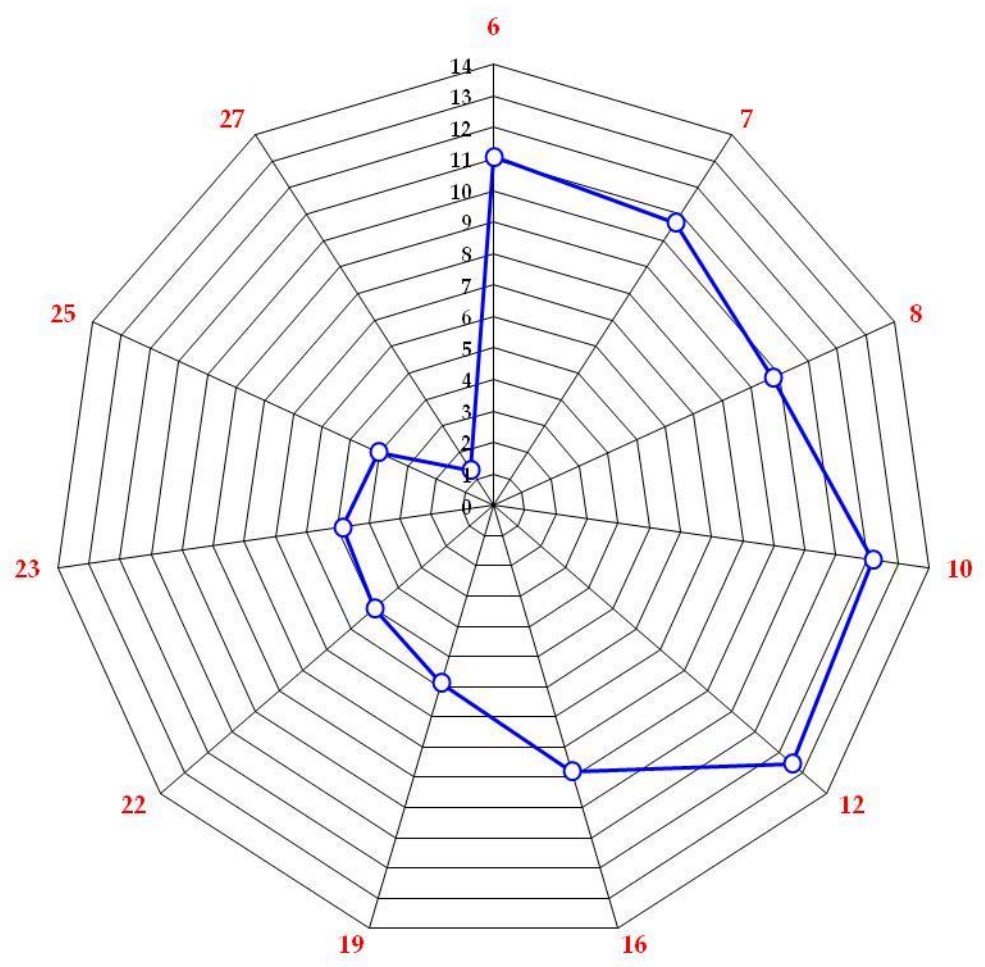


Figura 52 – Salti di pressione disponibili all'utenza (caso base)

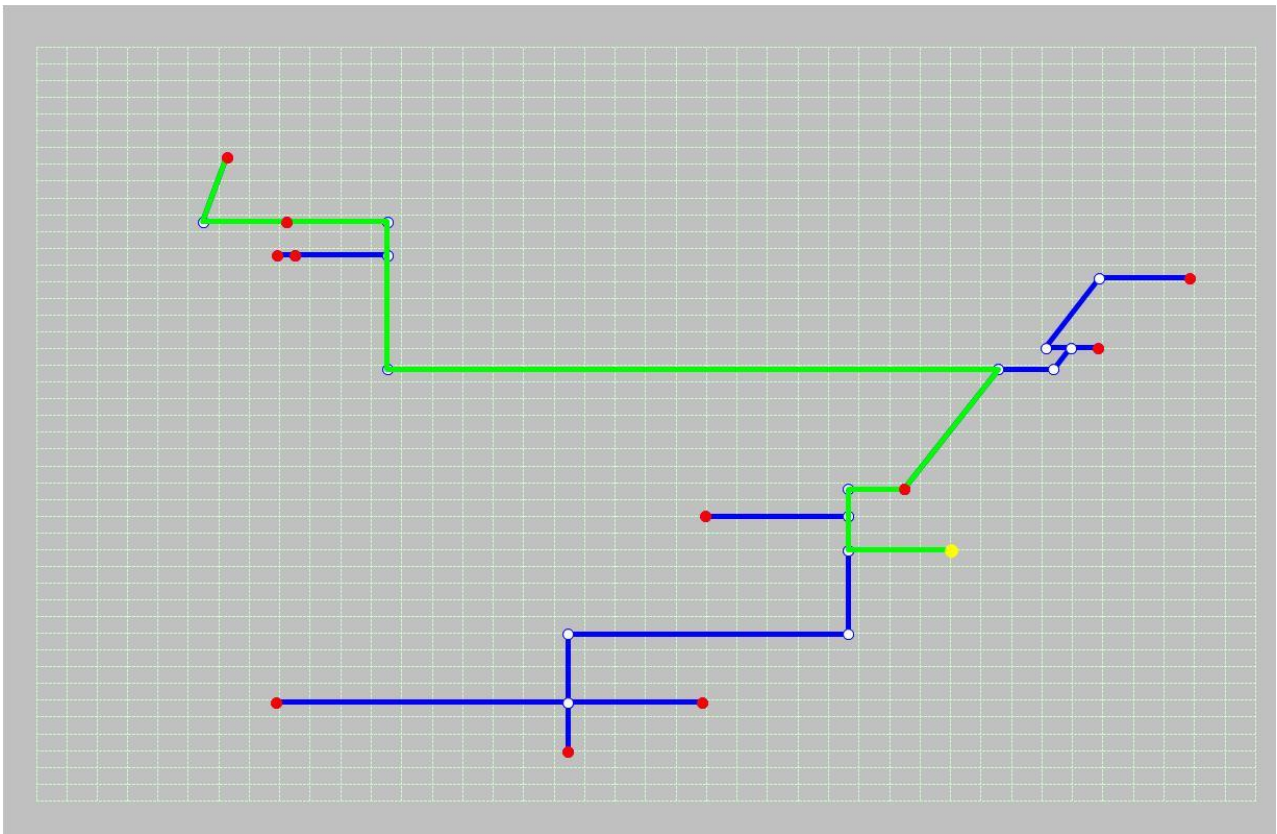


Figura 53 – Percorso critico (dalla centrale all'utenza 27)

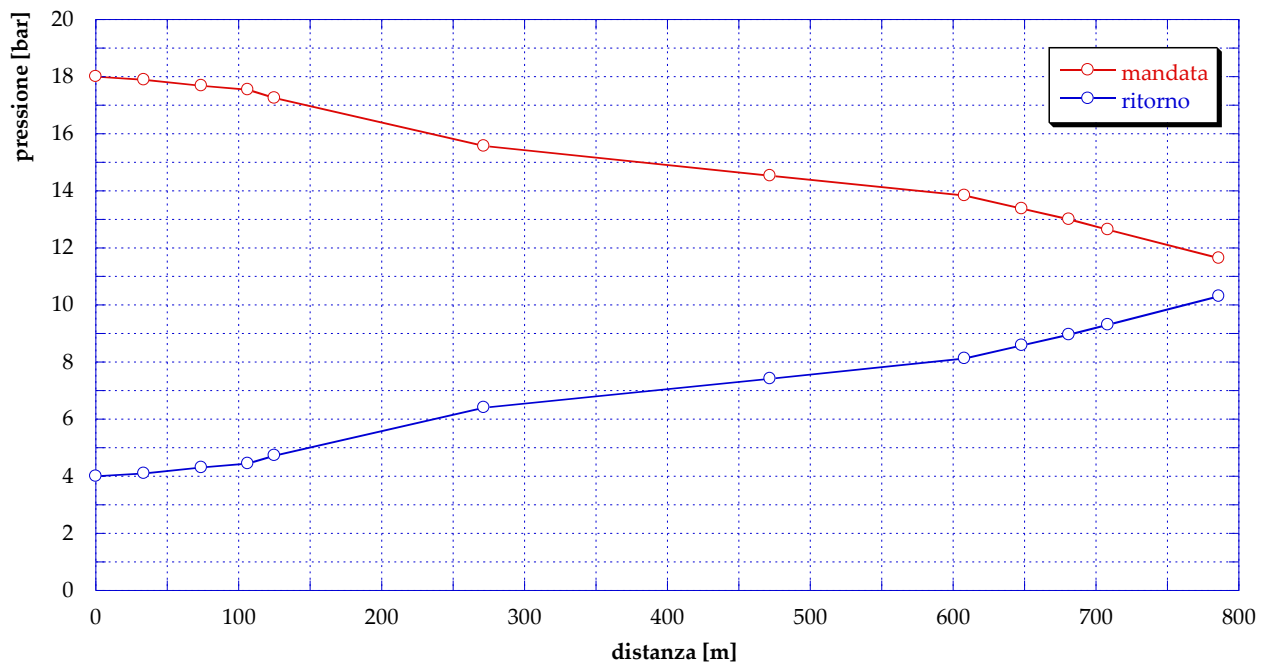


Figura 54 – Pressioni lungo il percorso critico (caso base)

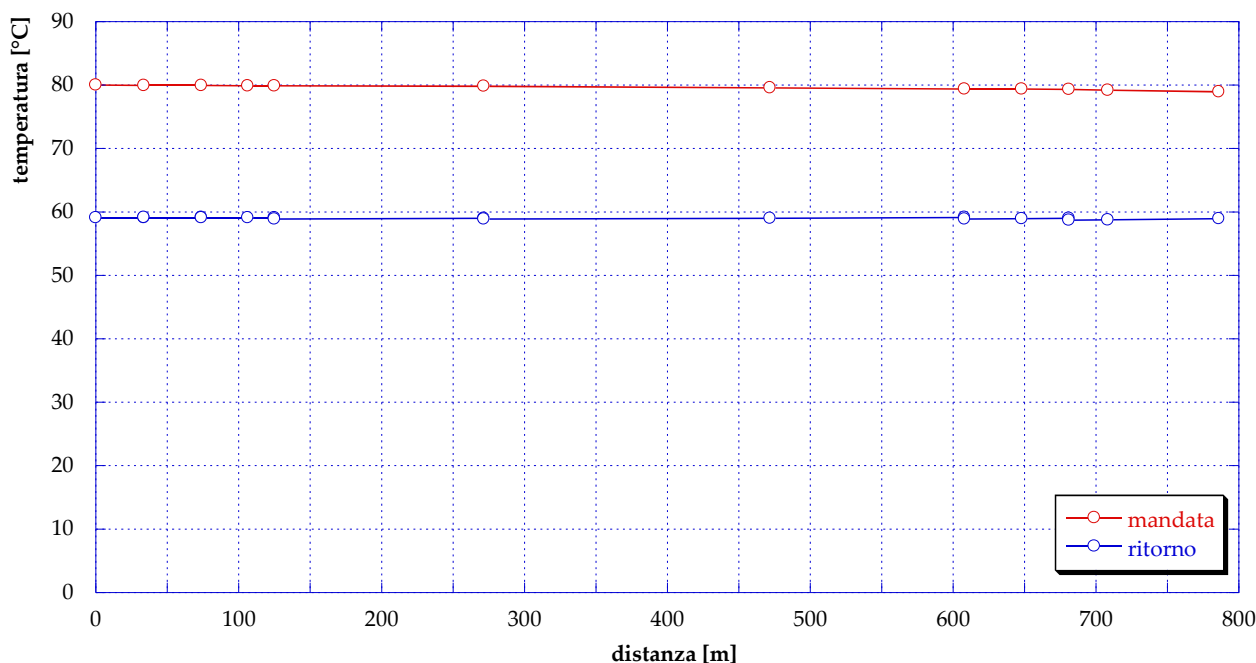


Figura 55 – Temperature lungo il percorso critico (caso base)

8.2 Simulazione del Caso 1.1 (rete 80/60, schema 1)

La prima modifica effettuata rispetto al caso base è stata quella di considerare l’installazione presso l’utenza #12 di una sottostazione di scambio termico attiva di tipo “schema 1”. Come già detto, la potenza termica nominale del sistema di produzione decentralizzato è tale per cui il rapporto tra la richiesta dell’utenza e tale potenza sia pari a 1 in condizioni di design. L’analisi del comportamento della rete è stata pertanto condotta facendo variare il rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ tra 0 e 1, ovvero mantenendo costante la potenza prodotta dal sistema di produzione e facendo variare la potenza termica richiesta da parte dell’utenza. Tutti gli altri parametri sono stati mantenuti inalterati rispetto al caso base.

In **Figura 56** è presentato l’andamento delle temperature, sia sulla mandata che sul ritorno, lungo il percorso critico (a partire dalla sorgente fino all’utenza 27), per il caso in esame (con $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$) e per il caso base. Si può osservare che sul percorso di mandata l’introduzione dell’utenza attiva considerata non comporta alcun cambiamento, mentre sul percorso di ritorno le temperature vengono incrementate rispetto al caso base a partire dall’utenza #12. Tale comportamento è facilmente spiegabile, considerando che lo schema 1 prevede la reimmissione della portata a cui è stata ceduta potenza termica sul ramo di ritorno della rete.

A tale proposito si riporta quindi in **Figura 57** l’andamento della temperatura di ritorno in centrale, al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ tra 0 e 1. Evidentemente tale temperatura per il caso in esame risulterà superiore rispetto al valore del caso base e, in particolare, la differenza sarà tanto più elevata quanto minore sarà il rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$. Infatti, al decrescere di tale rapporto, aumenta la quantità di potenza termica che il sistema di produzione è in grado di fornire alla rete e, conseguentemente, anche la temperatura raggiungibile a parità di portata.

Le stesse considerazioni possono essere fatte in riferimento all’andamento della temperatura in corrispondenza del nodo #12 della rete sul percorso di ritorno, presentato in **Figura 58**. Anche in questo caso, infatti, la temperatura assume un valore superiore rispetto al caso base e decresce all’aumentare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$.

Si riporta infine in **Figura 59** l’andamento della potenza termica prodotta ed immessa in rete in corrispondenza della centrale (nodo #1 della rete), in funzione del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$. Partendo da un valore minimo in corrispondenza di $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$, al crescere di tale rapporto la potenza termica che la

sorgente deve immettere in rete aumenta linearmente, a causa della riduzione della potenza termica che il sistema di produzione è in grado di cedere alla rete.

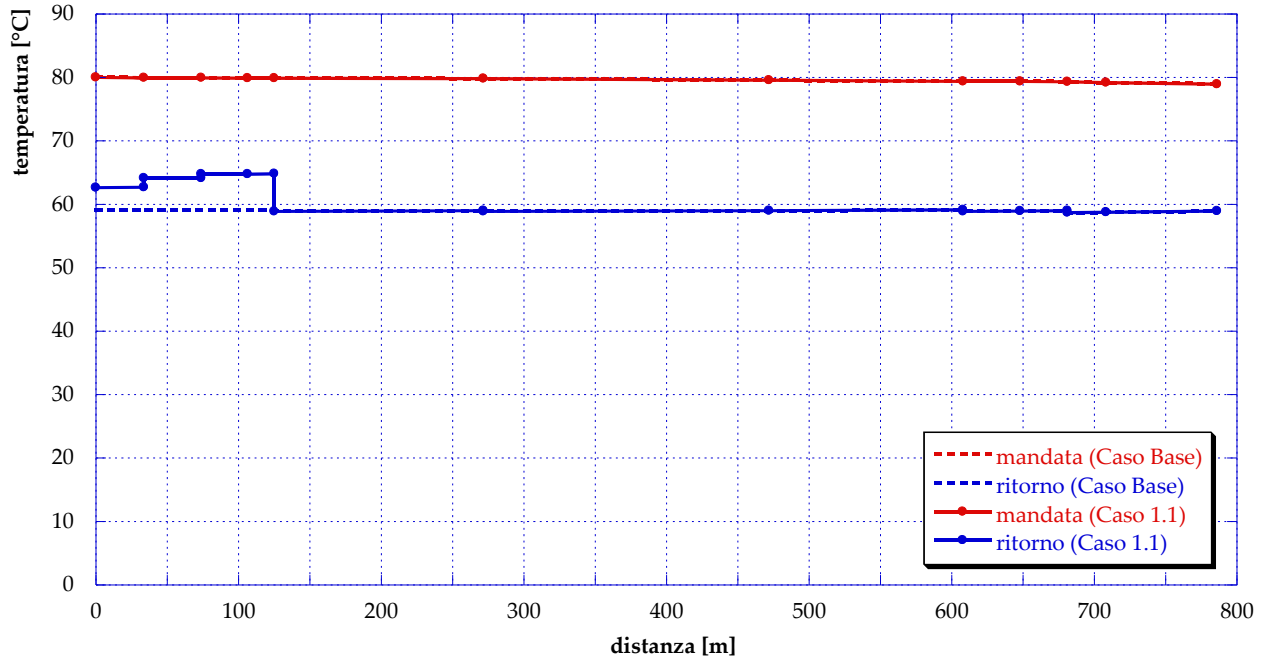


Figura 56 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.1 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

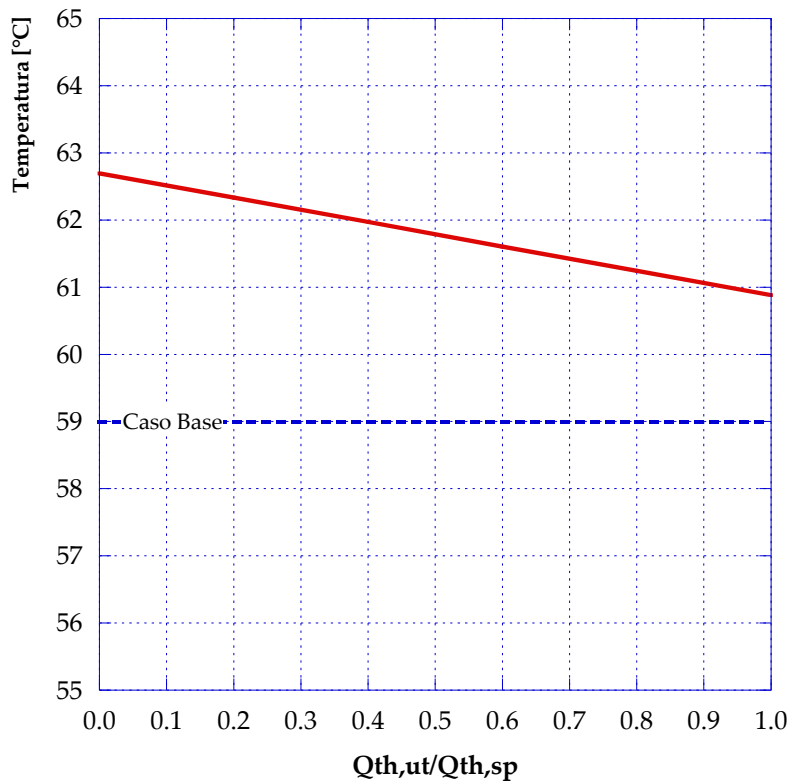


Figura 57 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.1)

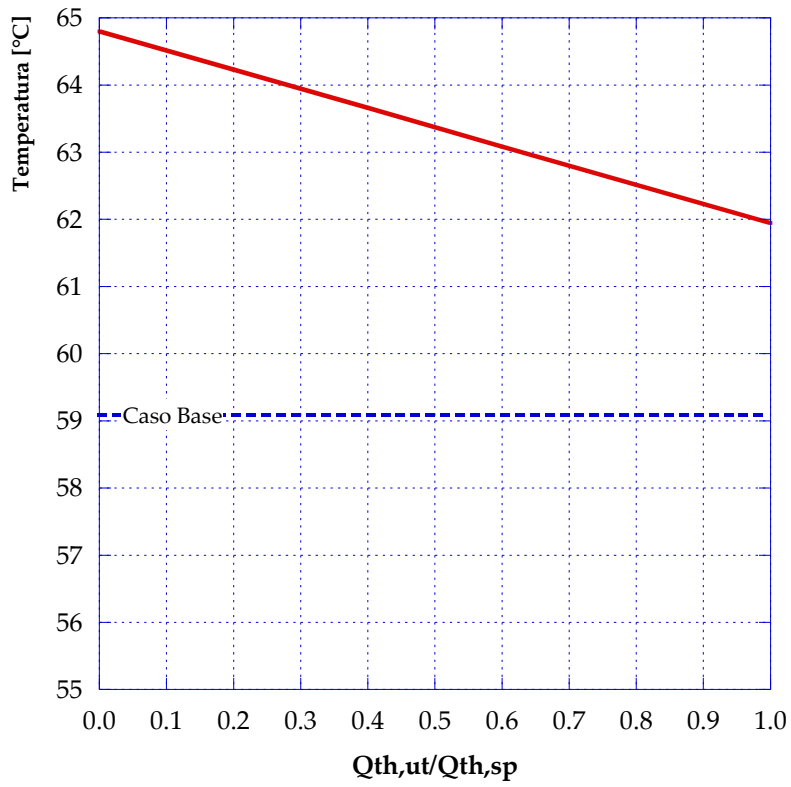


Figura 58 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.1)

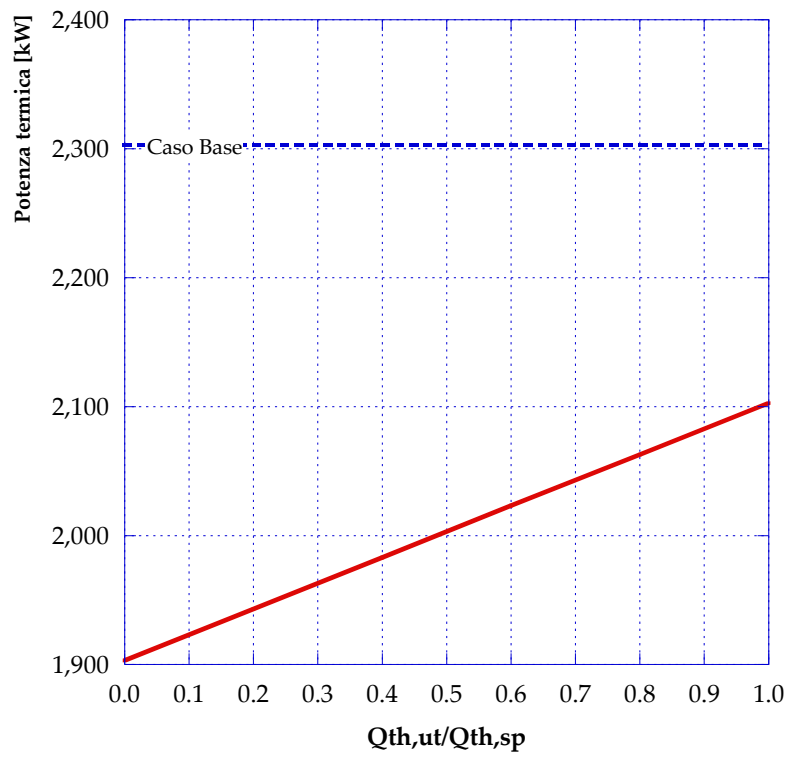


Figura 59 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 1.1)

8.3 Simulazione del Caso 1.2 (rete 80/60, schema 2)

Le stesse analisi descritte nel paragrafo precedente sono state ripetute considerando che presso l'utenza #12 sia installata una sottostazione di scambio termico della tipologia rappresentata dallo schema 2. Secondo tale schema, la portata d'acqua prelevata dalla mandata della rete in corrispondenza del nodo #12, quando il sistema di produzione decentralizzato è in funzione ed è in grado di cedere potenza termica alla rete, viene reimpressa sullo stesso ramo di mandata. Per questo motivo, come si può osservare dalla **Figura 60**, in questo caso gli effetti sulla temperatura della presenza dell'utenza attiva sono osservabili già sul percorso di mandata, a partire dal punto ad essa corrispondente. La temperatura in rete subirà dunque un incremento sul ramo di mandata in corrispondenza del nodo #12, dopodiché diminuirà lungo il percorso a causa delle dissipazioni termiche, mantenendosi in ogni caso a valori maggiori rispetto al caso base anche sul ritorno della rete. In **Figura 60** sono stati riportati gli andamenti nel caso in cui $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$, in modo tale da considerare la situazione estrema in cui tutta la potenza termica prodotta dal sistema decentralizzato può essere ceduta alla rete (non essendoci richiesta da parte dell'utenza), generando quindi l'incremento di temperatura massimo possibile.

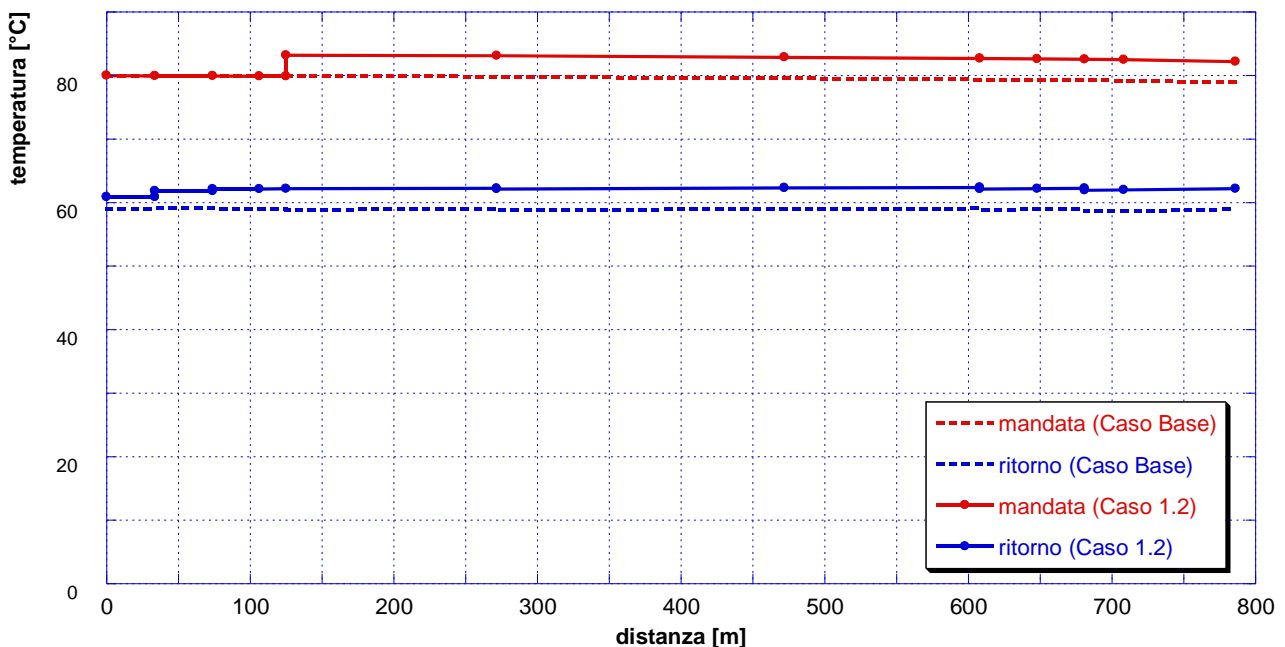


Figura 60 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.2 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

In **Figura 61**, in **Figura 62** e in **Figura 63** vengono rispettivamente presentati gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale, della temperatura sul percorso di ritorno in corrispondenza del nodo #12 e della potenza termica fornita dalla sorgente, al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$. Tali andamenti risultano qualitativamente inalterati rispetto al caso precedente, tuttavia – i primi due in particolare – presentano delle apprezzabili differenze a livello quantitativo. In primo luogo, osservando la **Figura 61** si può notare che le temperature di ritorno in centrale sono più basse rispetto al caso precedente, a parità di rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ considerato. Tale comportamento si spiega considerando che, immettendo potenza termica in un punto della rete più vicino alla sorgente (considerando il percorso di mandata), il fluido dovrà percorrere ad elevate temperature un tratto più lungo di rete prima del ritorno in centrale, con conseguente aumento delle dissipazioni. Ancora una volta, lo stesso ragionamento può essere fatto osservando in **Figura 62** l'andamento della temperatura sul ritorno in corrispondenza del nodo #12. Per quanto riguarda la potenza termica prodotta dalla sorgente, invece, le differenze rispetto al caso 1.1 sono minime e dovute unicamente all'aumento delle dissipazioni termiche lungo la rete.

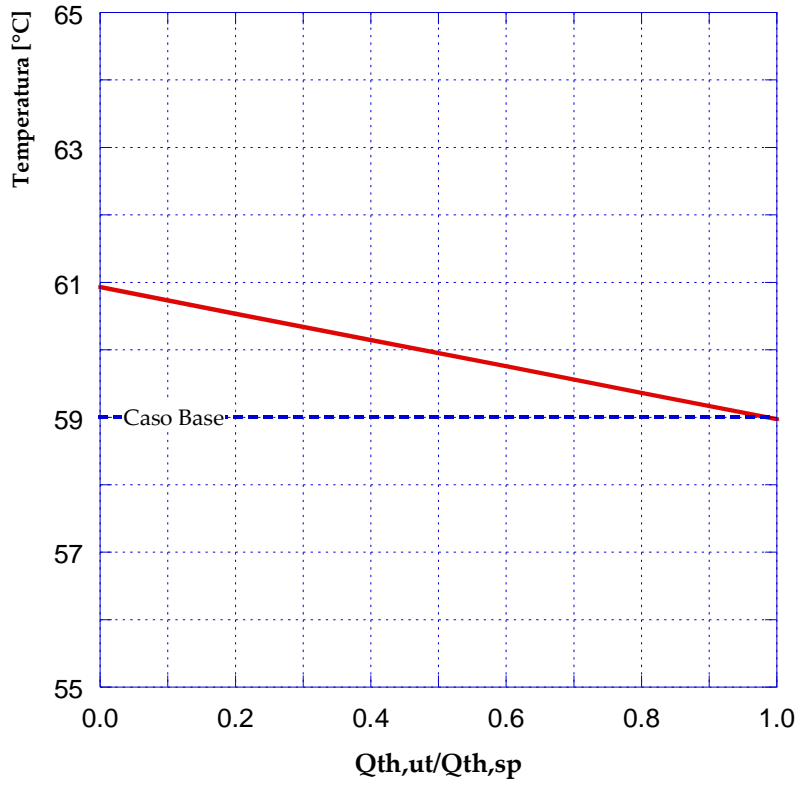


Figura 61 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.2)

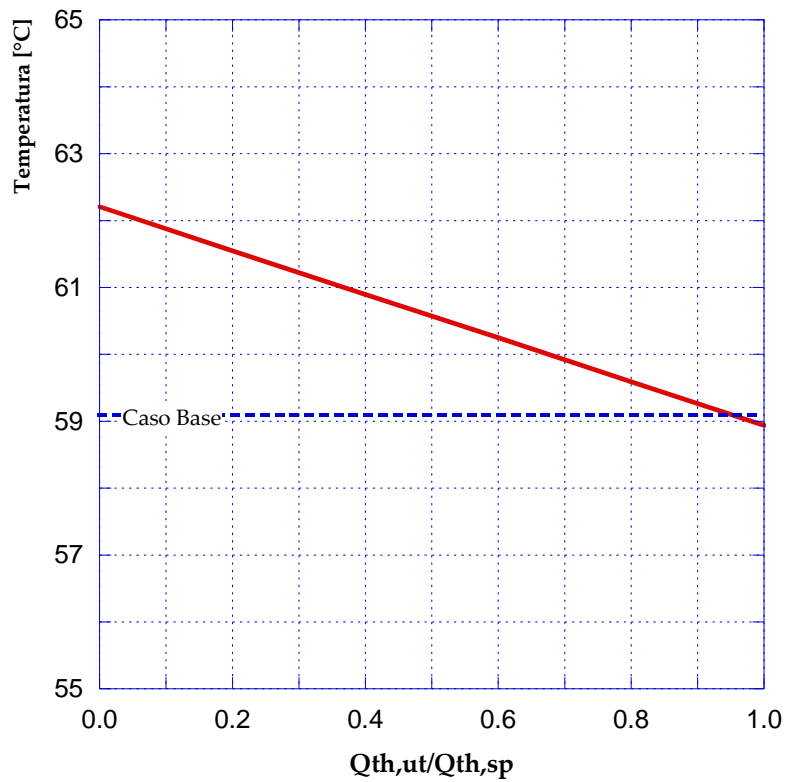


Figura 62 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.2)

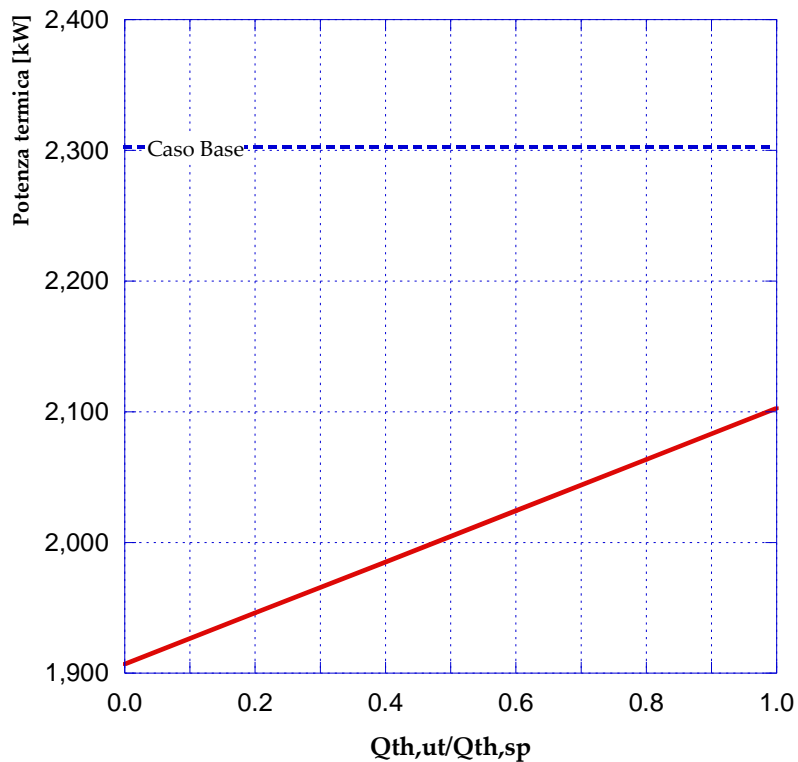


Figura 63 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 1.2)

8.4 Simulazione del Caso 1.3 (rete 80/60, schema 3)

Analogamente a quanto visto per i casi 1.1 ed 1.2, in **Figura 64** sono riportati - in confronto con il caso base - gli andamenti della temperatura sulla mandata e sul ritorno lungo il percorso critico quando $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$, nel caso in cui l'utenza #12 sia rappresentabile tramite lo schema 3.

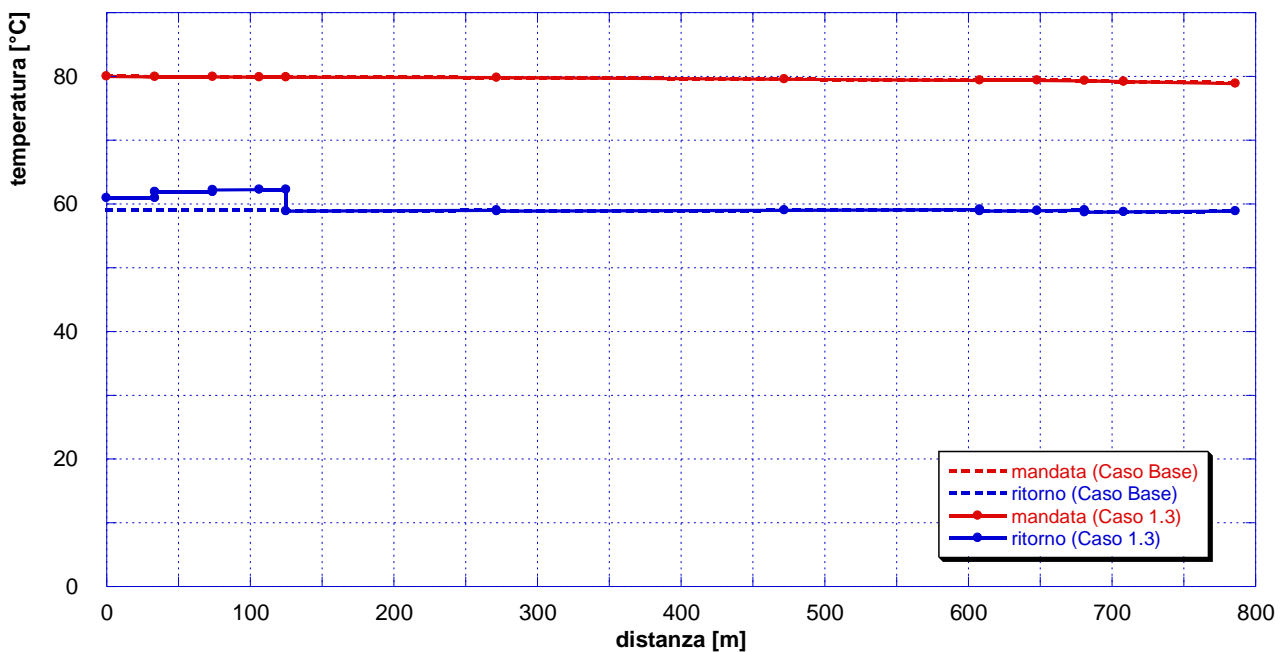


Figura 64 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.3 - $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

Dal confronto emerge che gli andamenti delle temperature sono coincidenti per il percorso di mandata, mentre per quanto riguarda il ritorno si apprezza una differenza a partire dal nodo #12. Infatti, lo schema 3

prevede che il sistema di produzione localizzato presso l'utenza possa cedere potenza termica ad una portata d'acqua prelevata e reimpressa sul percorso di ritorno. Questa configurazione implica pertanto che la presenza di un'eventuale utenza attiva venga percepita dalla rete unicamente sul ritorno, a partire dal nodo ad essa corrispondente.

In **Figura 65**, in **Figura 66** ed in **Figura 67** sono infine riportati rispettivamente gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale, della temperatura sul percorso di ritorno in corrispondenza del nodo #12 e della potenza termica fornita dalla sorgente, al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$.

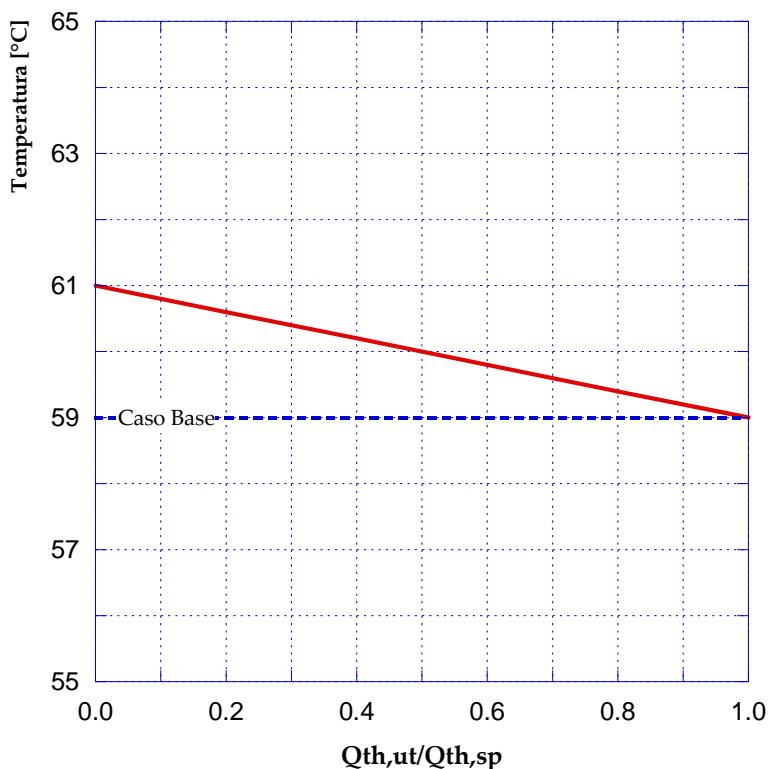


Figura 65 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.3)

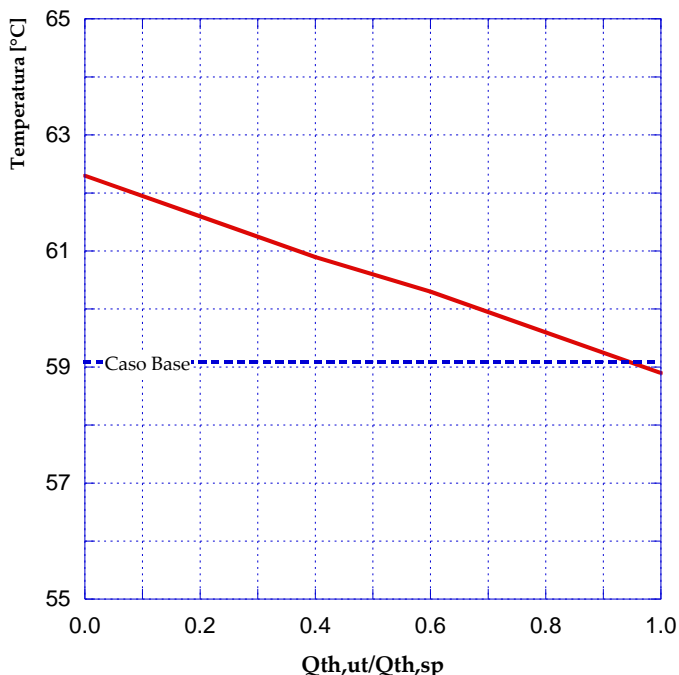


Figura 66 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.3)

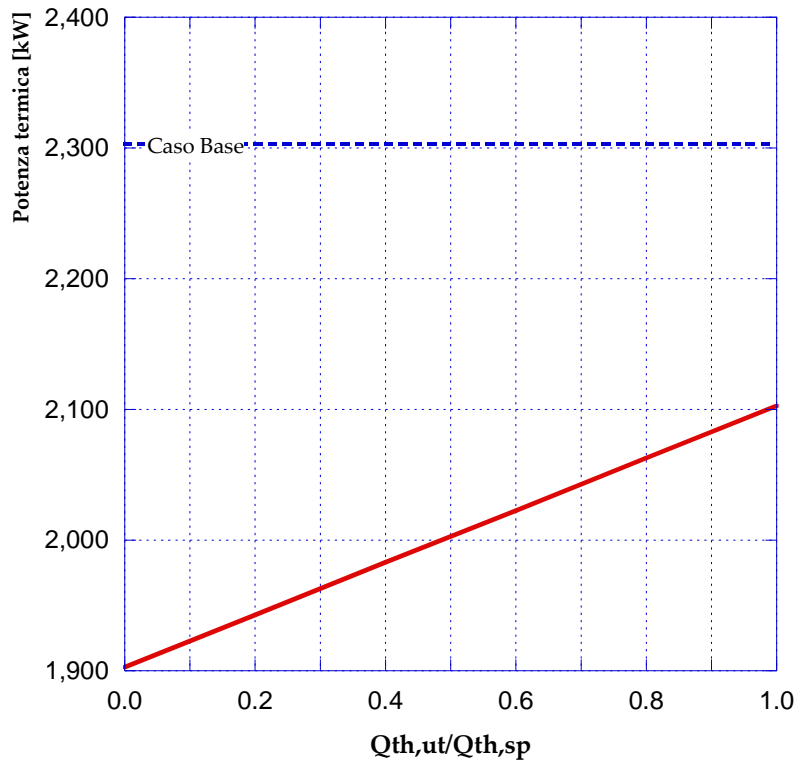


Figura 67 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 1.3)

8.5 Simulazione del Caso 1.4 (rete 80/60, schema 4)

Nel caso in cui si ipotizzi l'installazione, presso l'utenza #12, di una sottostazione di scambio rappresentabile tramite lo schema 4, gli andamenti delle temperature sulla mandata e sul ritorno del percorso critico per $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$ sono quelli riportati in **Figura 68** in confronto con il caso base. Come per il caso 1.2, gli effetti della presenza di un'utenza attiva si manifestano già sulla direttrice di mandata della rete.

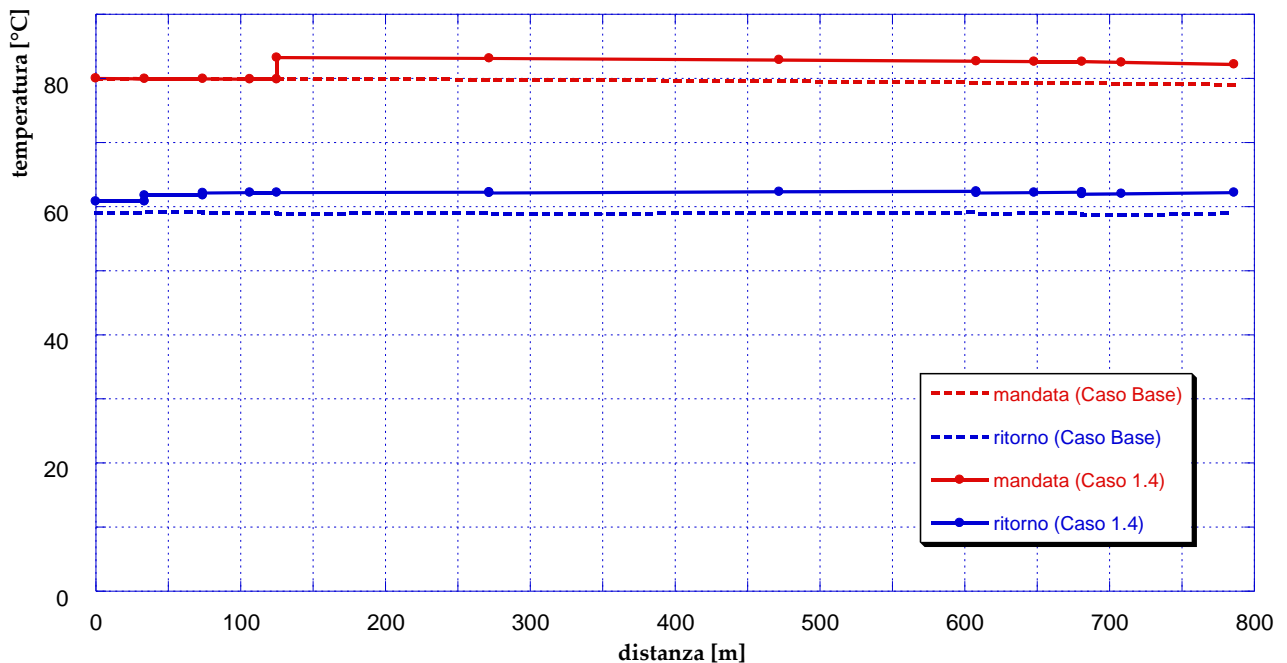


Figura 68 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.4 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

In **Figura 69** ed in **Figura 70** sono, infine, rispettivamente presentati gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale e della temperatura in corrispondenza del nodo #12, al variare del rapporto tra la richiesta dell'utenza e la potenza termica fornita dal sistema di produzione.

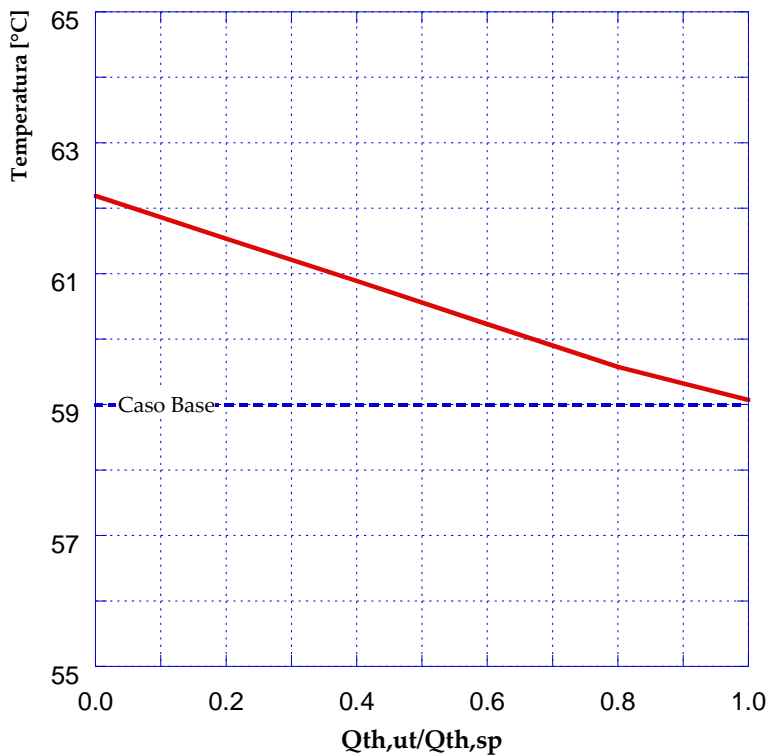


Figura 69 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.4)

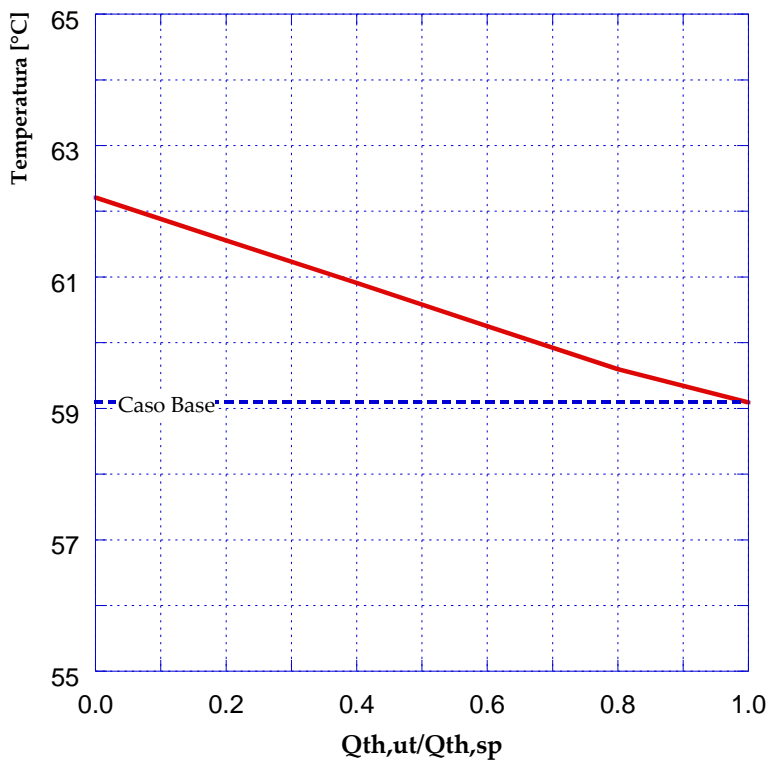


Figura 70 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.4)

8.6 Simulazione del Caso 2.1 (rete 70/50, schema 1)

Dopo aver effettuato le serie di simulazioni sulla rete variando di volta in volta lo schema rappresentativo dell'utenza attiva ma mantenendo inalterate tutte le altre grandezze in gioco, a partire dal caso base sono state variate le temperature di mandata e di ritorno in condizioni di design. La temperatura di mandata in corrispondenza della sorgente è stata posta pari a 70°C ed è stato mantenuto un salto di temperatura teorico in corrispondenza della centrale di 20°C. Una prima simulazione con queste nuove temperature ha previsto che l'utenza #12 fosse rappresentabile tramite lo schema 1. In **Figura 71** è riportato – sia per il caso analizzato (con $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$) che per il caso base – l'andamento delle temperature, sulla mandata e sul ritorno, lungo il percorso critico (che parte dalla sorgente e arriva al nodo #27).

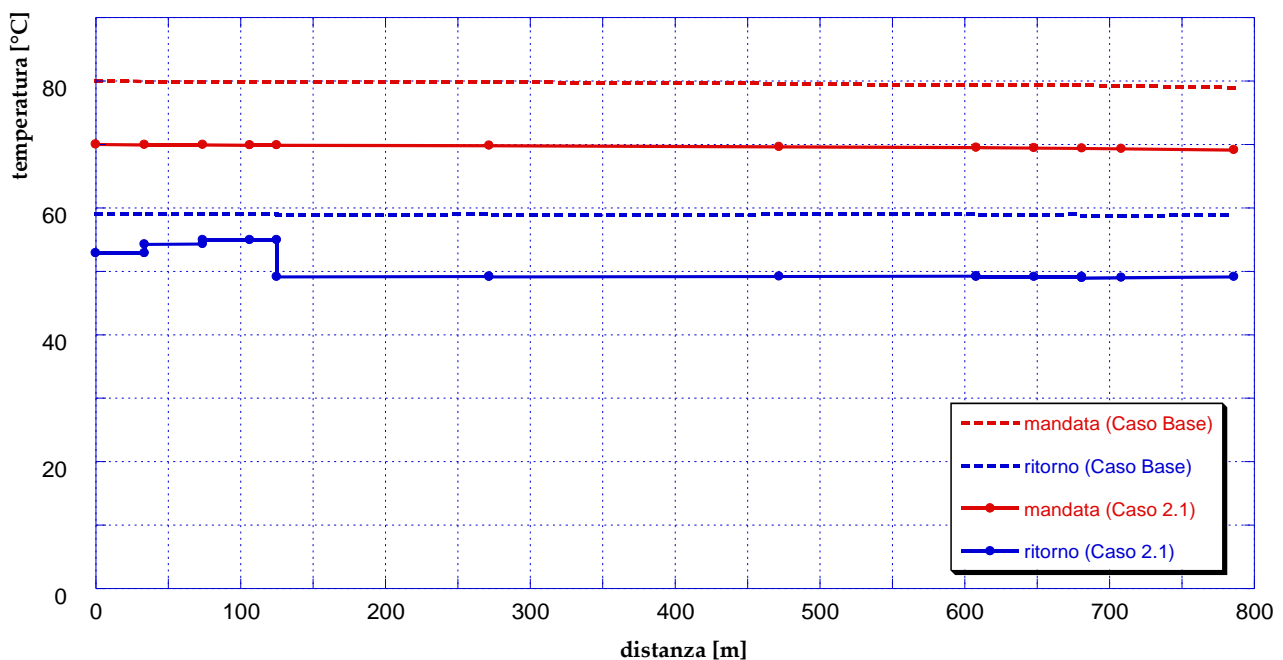


Figura 71 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.1 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

Dalla figura si può osservare come la presenza di un'utenza attiva del tipo considerato produca un effetto di innalzamento della temperatura unicamente sul ramo di ritorno, in corrispondenza del punto di immissione della portata a cui è stata ceduta potenza termica, analogamente a quanto visto per il caso 1.1. Tuttavia, in questo caso i livelli di temperatura sono chiaramente inferiori rispetto al caso base, essendo il salto termico teorico in centrale 70/50°C invece che 80/60°C.

In **Figura 72** ed in **Figura 73** sono rispettivamente presentati gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale e della temperatura sul ritorno in corrispondenza del nodo che rappresenta l'utenza #12 (cioè l'utenza attiva), al variare del rapporto tra la potenza termica richiesta dall'utenza e quella prodotta dal sistema localizzato. Anche in questo caso, come in precedenza, le temperature decrescono all'aumentare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$, in quanto diminuisce la potenza termica che il sistema di produzione può cedere alla rete. Ancora una volta, le massime temperature raggiungibili sono inferiori rispetto al caso base, visti i livelli di temperatura di riferimento differenti nei due casi.

In **Figura 74**, infine, è riportato l'andamento della potenza termica fornita dalla sorgente in funzione del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$. Tale andamento è crescente con il rapporto considerato, ma in ogni caso l'introduzione di un sistema di produzione decentralizzato consente di diminuire la produzione in corrispondenza della centrale.

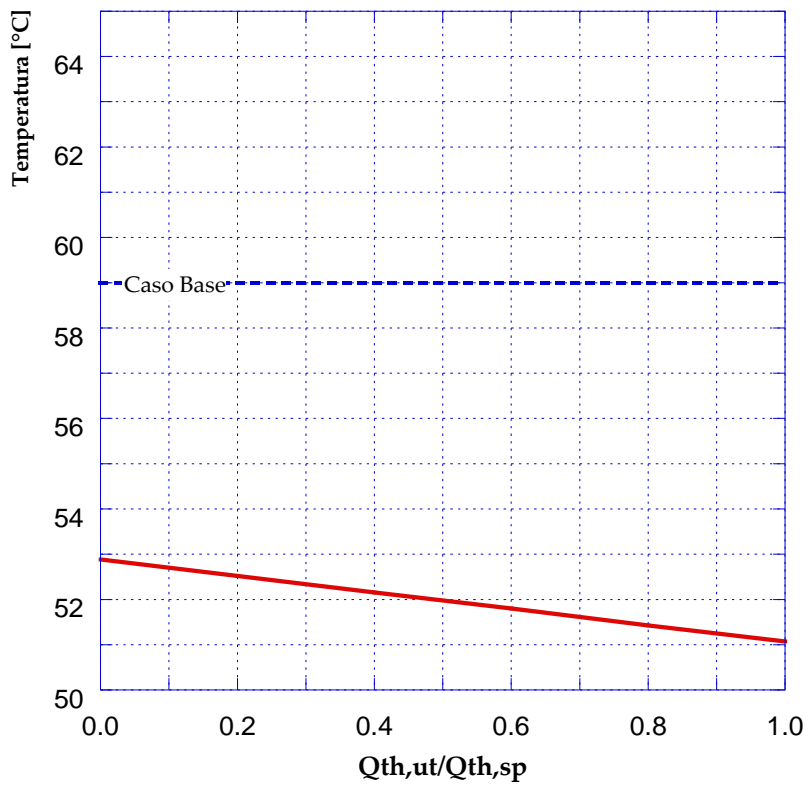


Figura 72 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.1)

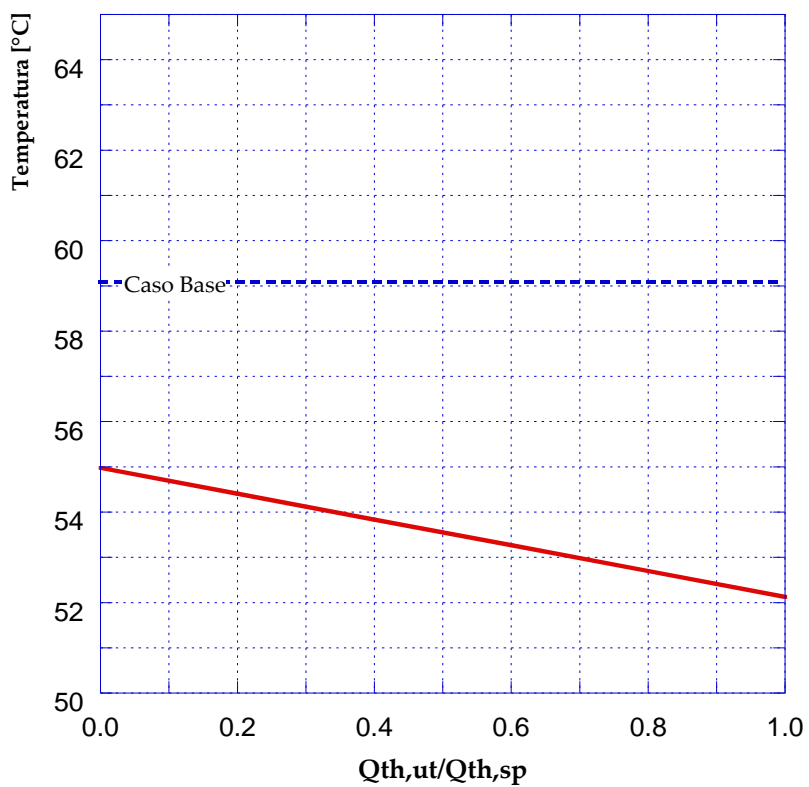


Figura 73 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.1)

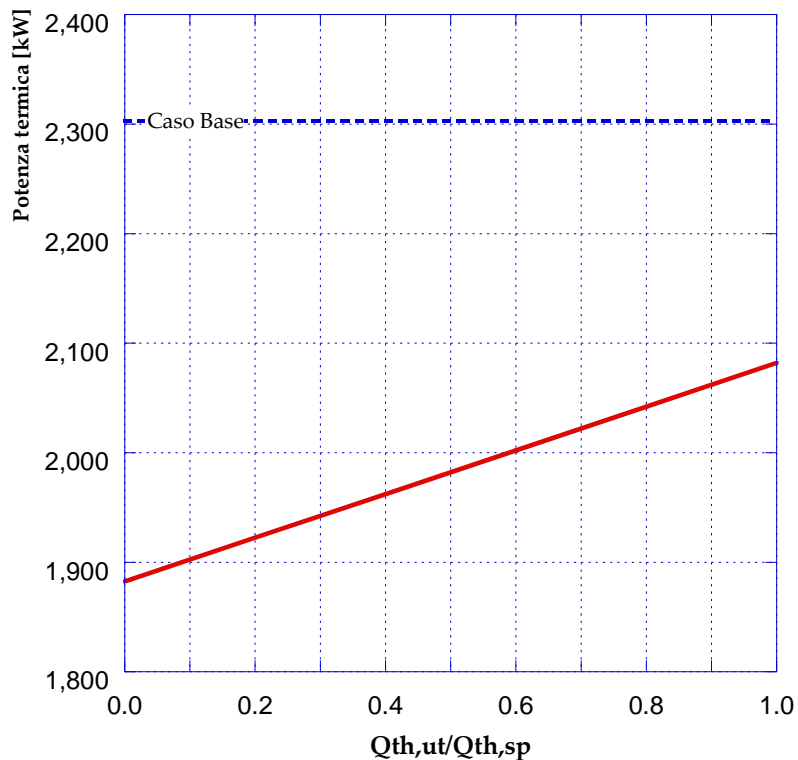


Figura 74 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 2.1)

8.7 Simulazione del Caso 2.2 (rete 70/50, schema 2)

Le stesse analisi sono state successivamente ripetute, considerando l'installazione presso l'utenza #12 di una sottostazione di scambio termico del tipo schema 2. In **Figura 75** sono presentati gli andamenti delle temperature, sia sulla mandata che sul ritorno, lungo il percorso critico, per il caso in esame (con $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$) e per il caso base. Lo schema 2 prevede la reimmissione della portata a cui è stata ceduta potenza termica sul ramo di mandata, consentendo un innalzamento delle temperature già sul percorso di mandata a partire dall'utenza attiva.

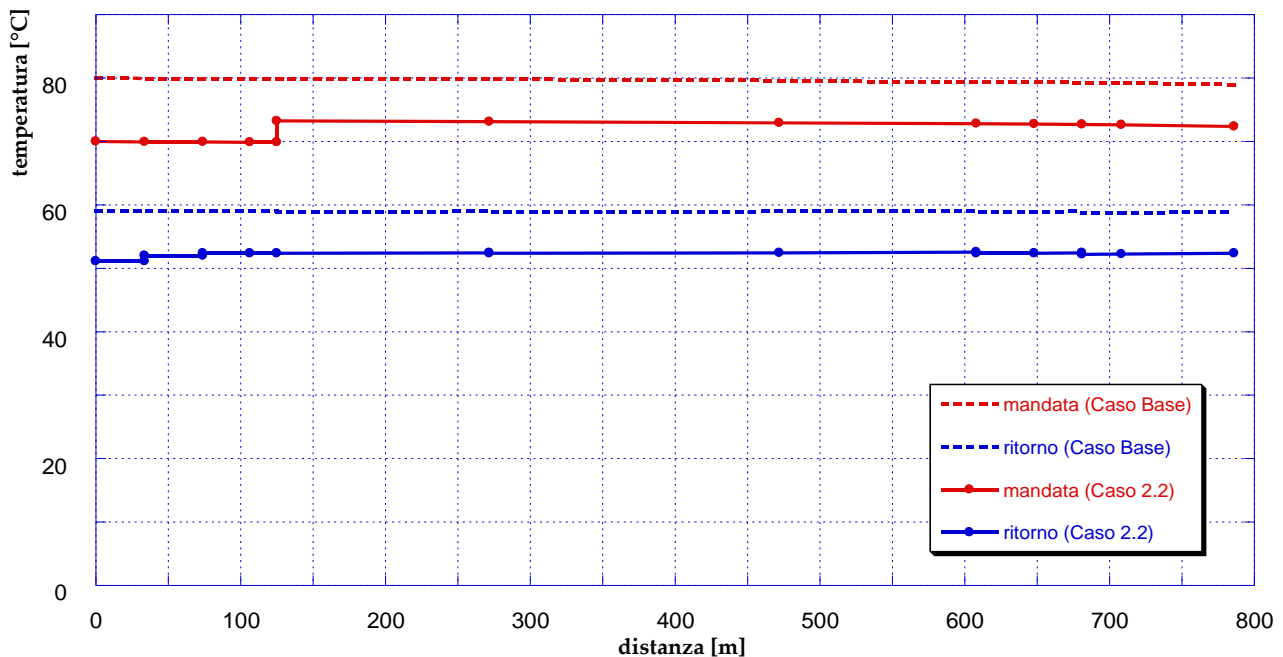


Figura 75 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.2 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

Rispetto al caso base, i livelli di temperatura sono inferiori, come si può notare anche osservando gli andamenti – al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ – della temperatura di ritorno in centrale e della temperatura sul ritorno in corrispondenza dell'utenza #12, presentati rispettivamente in **Figura 76** e in **Figura 77**.

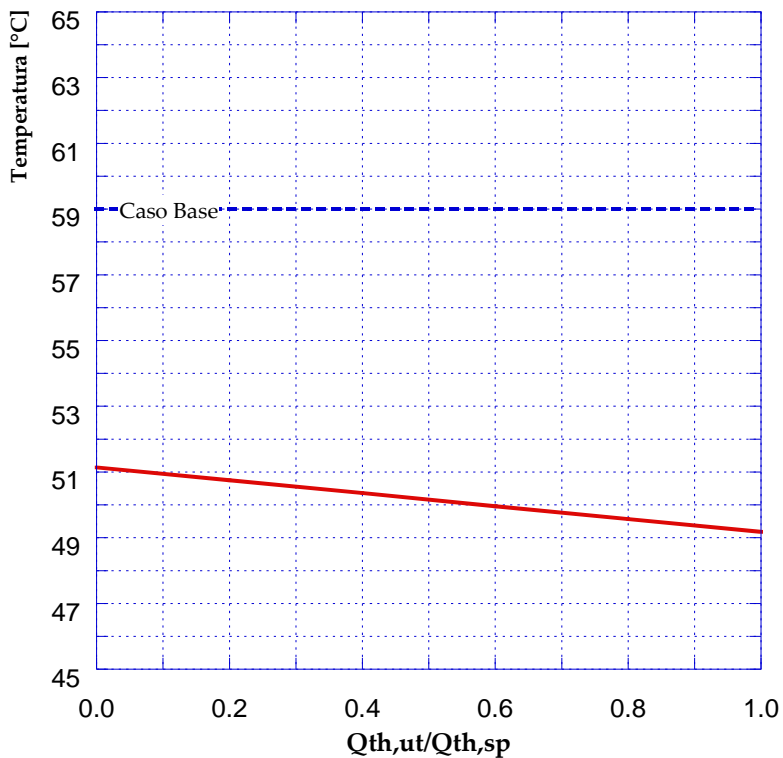


Figura 76 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.2)

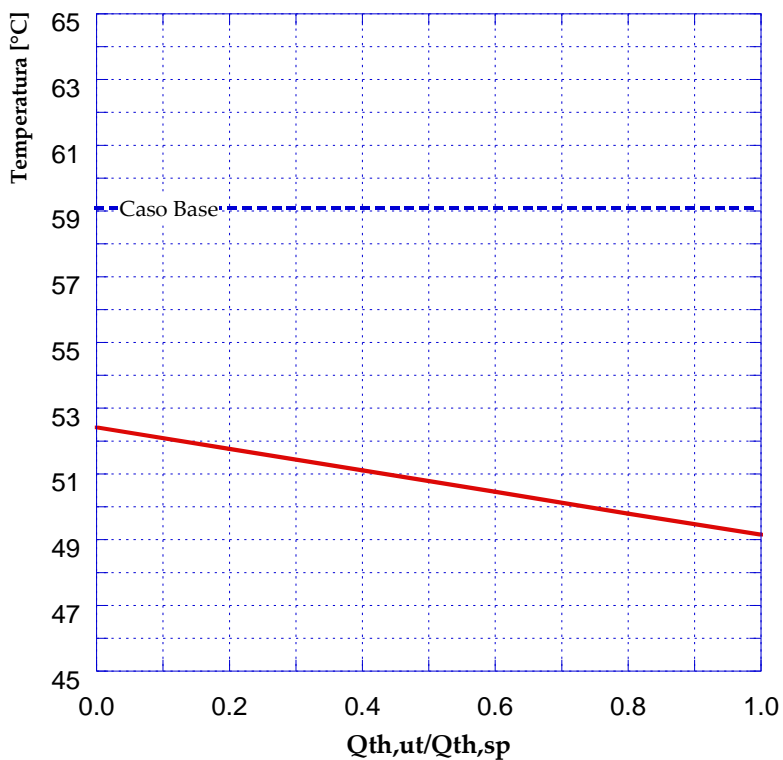


Figura 77 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.2)

Questa caratteristica permette di ottenere una diminuzione delle dissipazioni termiche lungo la rete, con conseguente diminuzione, a parità di richiesta delle utenze, della potenza termica che la centrale dovrà essere in grado di produrre e immettere in rete.

L'andamento della potenza termica fornita dalla sorgente in funzione del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ è riportato in **Figura 78**.

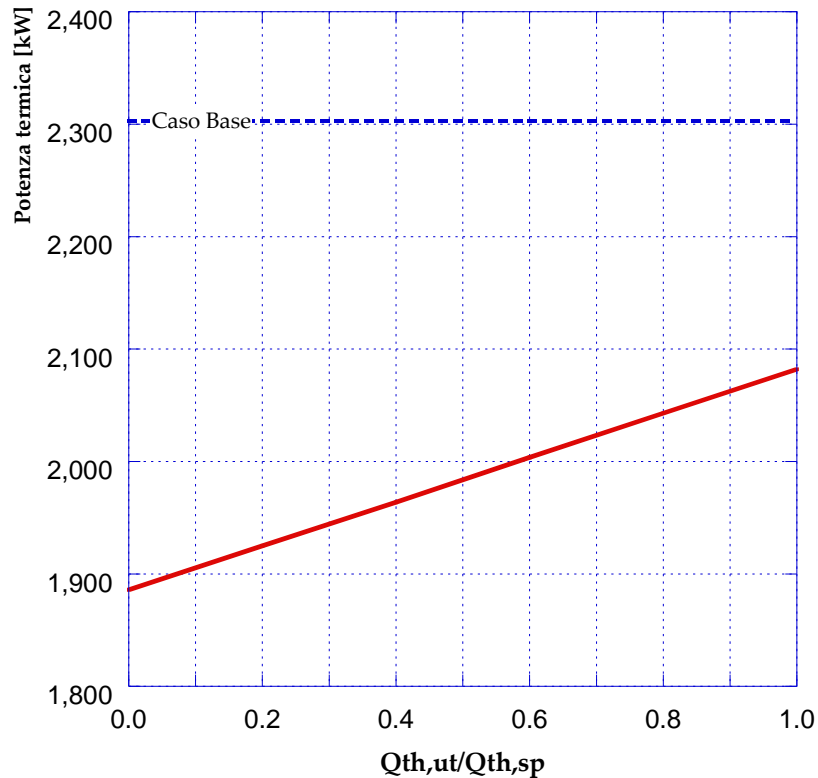


Figura 78 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 2.2)

8.8 Simulazione del Caso 2.3 (rete 70/50, schema 3)

Gli andamenti - in confronto con il caso base - della temperatura sulla mandata e sul ritorno lungo il percorso critico quando $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$, nel caso in cui l'utenza #12 sia rappresentabile tramite lo schema 3 sono presentati in **Figura 79**. L'effetto dell'utenza attiva è visibile su percorso di ritorno, analogamente a quanto già visto per il caso 1.3.

In **Figura 80**, in **Figura 81** e in **Figura 82** sono rispettivamente presentati – per il caso in esame – gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale, della temperatura sul percorso di ritorno in corrispondenza del nodo #12 e della potenza termica fornita dalla sorgente, al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$.

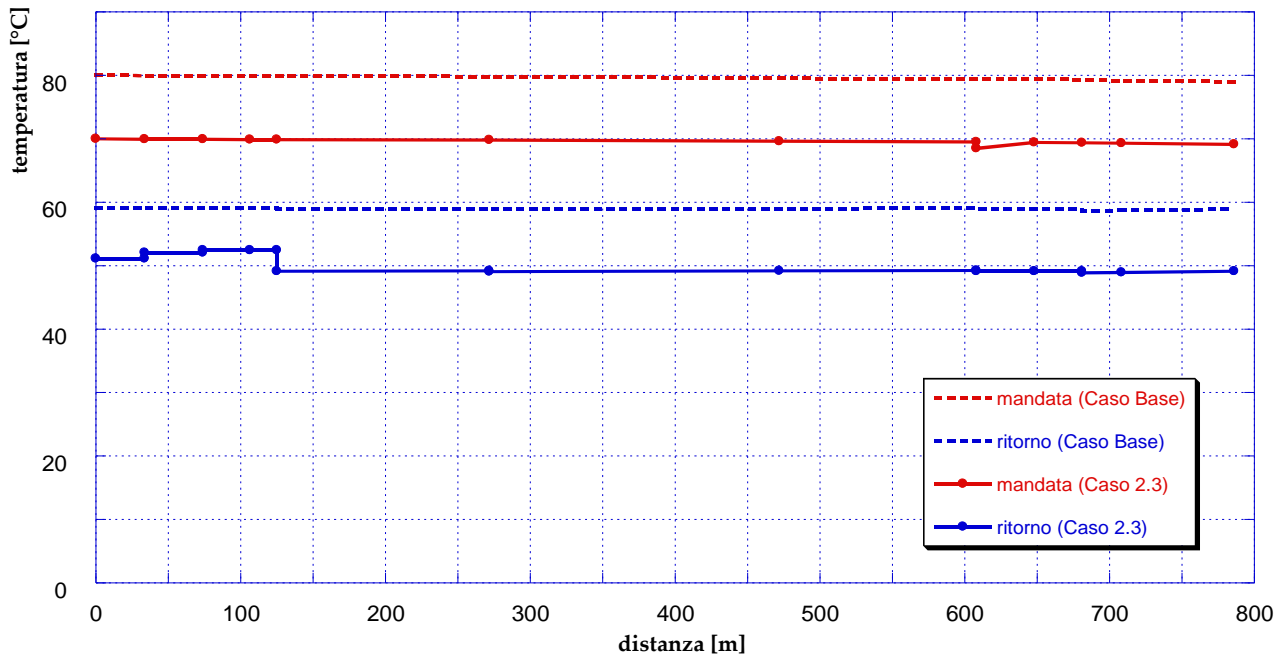


Figura 79 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.3 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

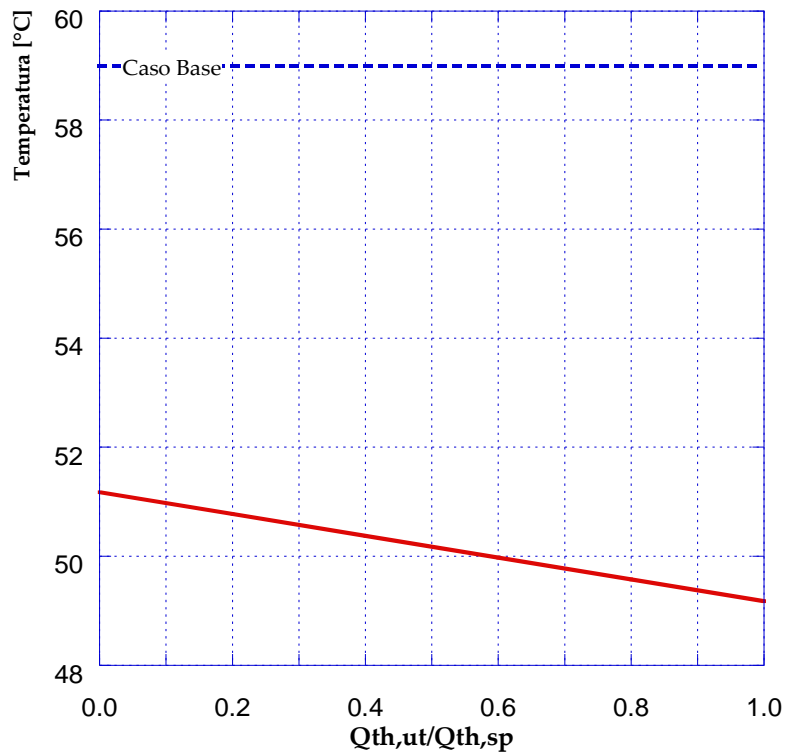


Figura 80 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.3)

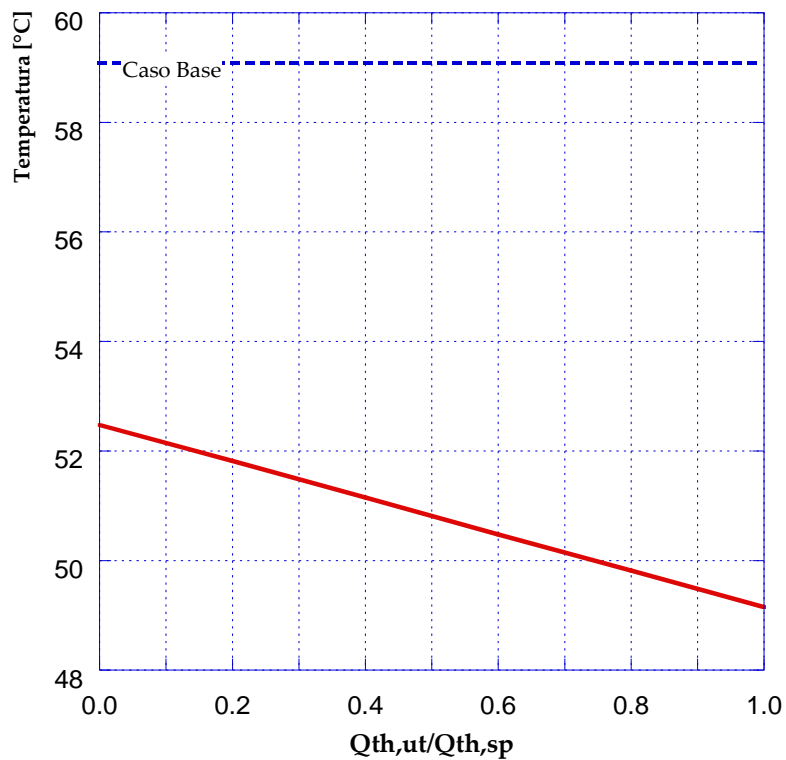


Figura 81 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.3)

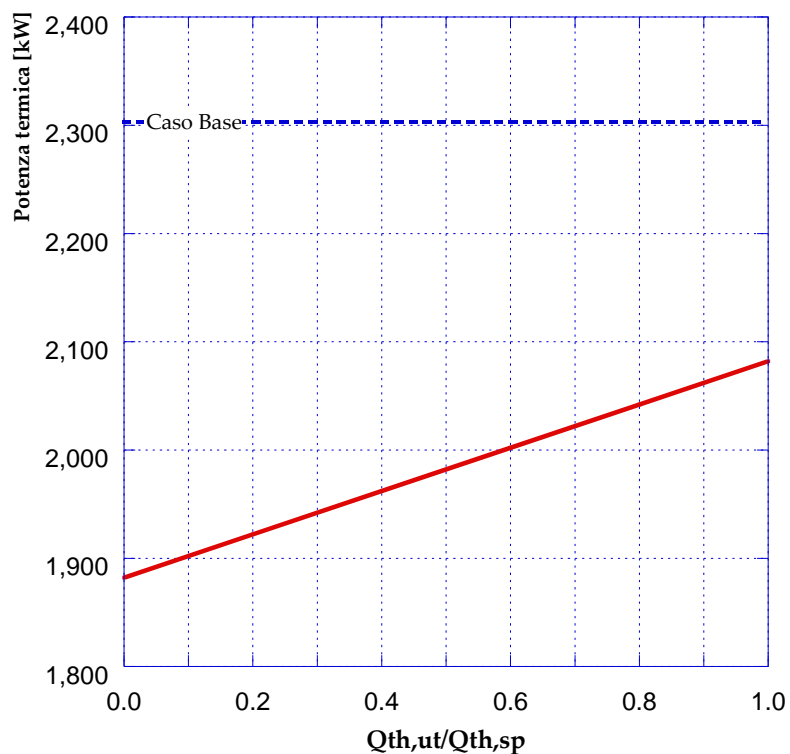


Figura 82 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 2.3)

8.9 Simulazione del Caso 2.4 (rete 70/50, schema 4)

In **Figura 83** sono presentati gli andamenti delle temperature, sia sulla mandata che sul ritorno, lungo il percorso critico, per il caso in esame (con $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$) e per il caso base. Lo schema 4 prevede il prelievo della portata a cui si vuole cedere potenza termica dal percorso di ritorno e la sua reimmissione sul

ramo di mandata, consentendo un innalzamento delle temperature già a partire dalla mandata in corrispondenza dell'utenza attiva.

Si riportano, in **Figura 84** e in **Figura 85** rispettivamente, gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale e della temperatura sul percorso di ritorno in corrispondenza del nodo #12 in funzione del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$.

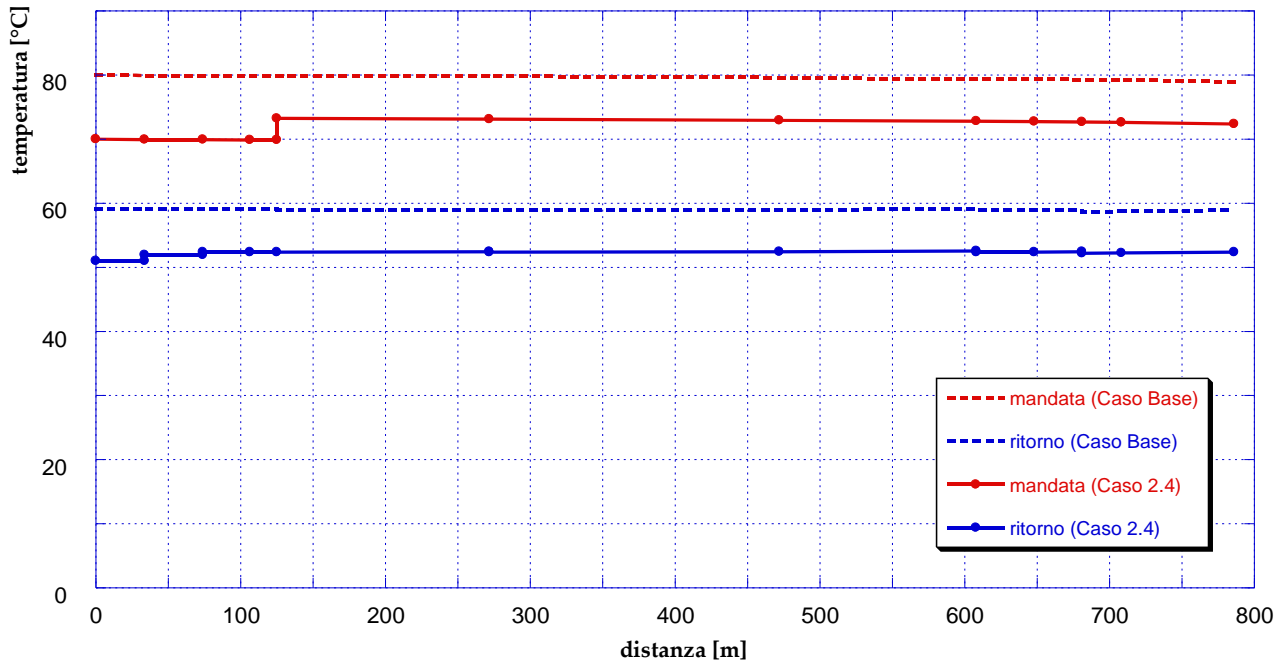


Figura 83 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.4 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

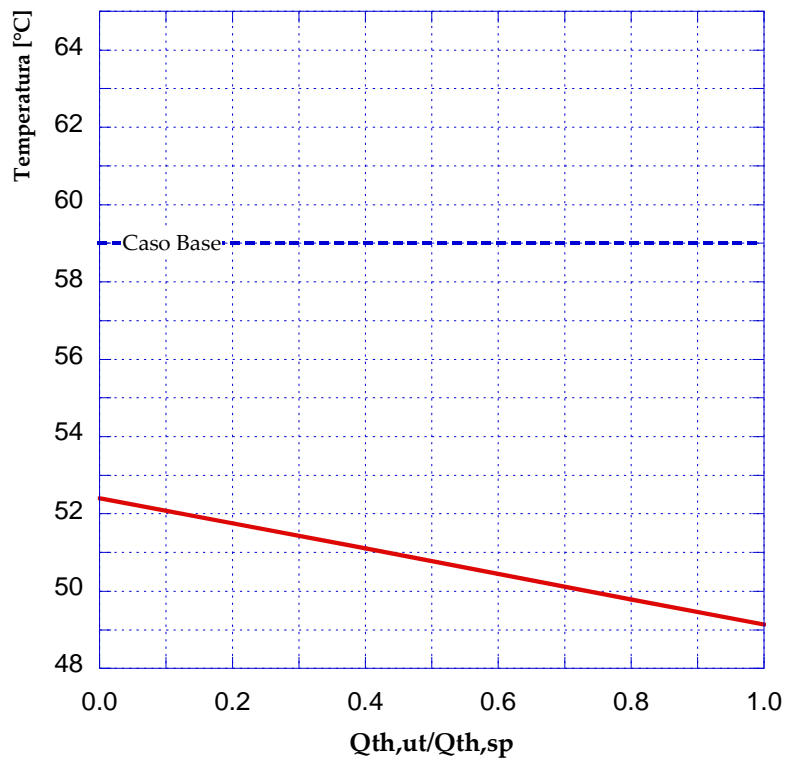


Figura 84 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.4)

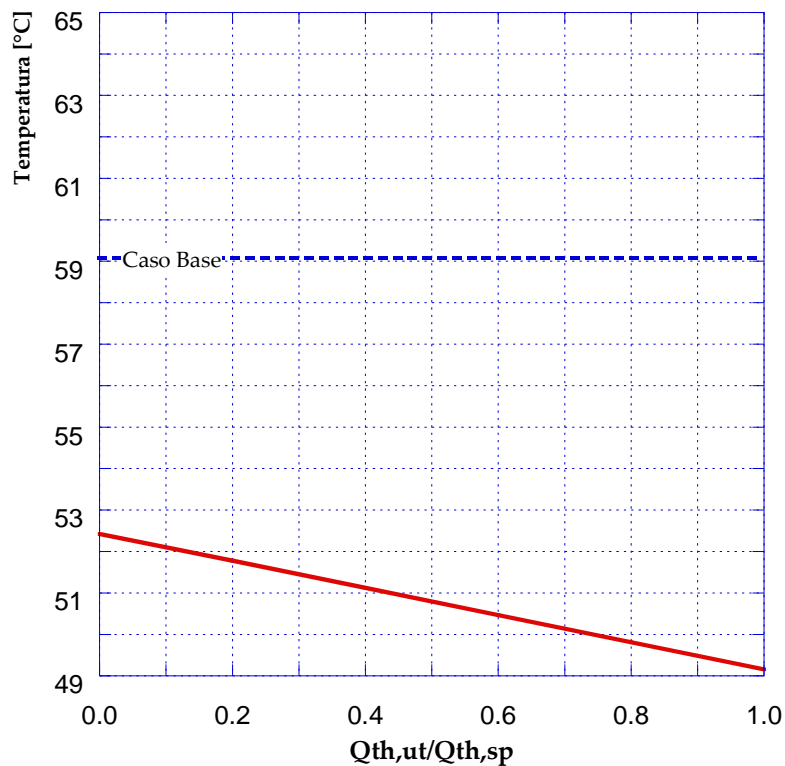


Figura 85 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.4)

8.10 Simulazione del Caso 3.1 (rete 90/60, schema 1)

L'ultimo set di simulazioni condotte sulla rete presentata all'inizio di questo capitolo ha previsto la modifica della temperatura di mandata presso la centrale, che passa da un valore pari a 80°C al valore di 90°C, e del salto di temperatura teorico in centrale, che da 20°C diventa 30°C. Ancora una volta, per prima cosa si è considerato che l'utenza attiva (nodo #12) fosse rappresentabile tramite lo schema 1. In **Figura 86** sono presentati gli andamenti – risultato delle simulazioni effettuate – delle temperature sulla mandata e sul ritorno del percorso critico, per il caso in esame in assenza di richiesta termica da parte dell'utenza e per il caso base.

È stato quindi analizzato il comportamento della rete in esame al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ tra 0 ed 1, ottenendo, per la temperatura di ritorno in centrale e per la temperatura in corrispondenza del nodo #12 sul percorso di ritorno, gli andamenti presentati rispettivamente in **Figura 87** ed in **Figura 88**. Osservando le due figure si può notare come l'andamento delle temperature in esame decresca all'aumentare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ fino ad un valore di quest'ultimo pari a 0.8, a partire dal quale sia la temperatura di ritorno in centrale che la temperatura in corrispondenza del nodo #12 sulla direttrice di ritorno si mantengono costanti. Questo comportamento si spiega andando a considerare le temperature in gioco nelle fasi di scambio termico: per alti valori del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$, infatti, il fluido che circola nel circuito terziario (quello del sistema di produzione decentralizzato) dopo aver ceduto la potenza termica necessaria a coprire il fabbisogno dell'utenza, si trova ad una temperatura non sufficientemente elevata da consentire la cessione di calore ad una rete con temperatura di mandata pari a 90°C. pertanto, anche se potenzialmente in grado di fornire ancora potenza termica, il sistema di produzione non potrà essere in questo caso utilizzato per incrementare la temperatura in rete.

In **Figura 89**, infine, è riportato l'andamento della potenza termica fornita dalla sorgente al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ tra 0 ed 1. Per bassi valori del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ tale andamento è crescente con il rapporto stesso; tuttavia, come visto per gli andamenti delle temperature mostrati nelle figure precedenti, a partire da $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.8$ il sistema di produzione non è più in grado di scambiare potenza termica con la rete e pertanto la potenza fornita dalla sorgente assume un valore costante.

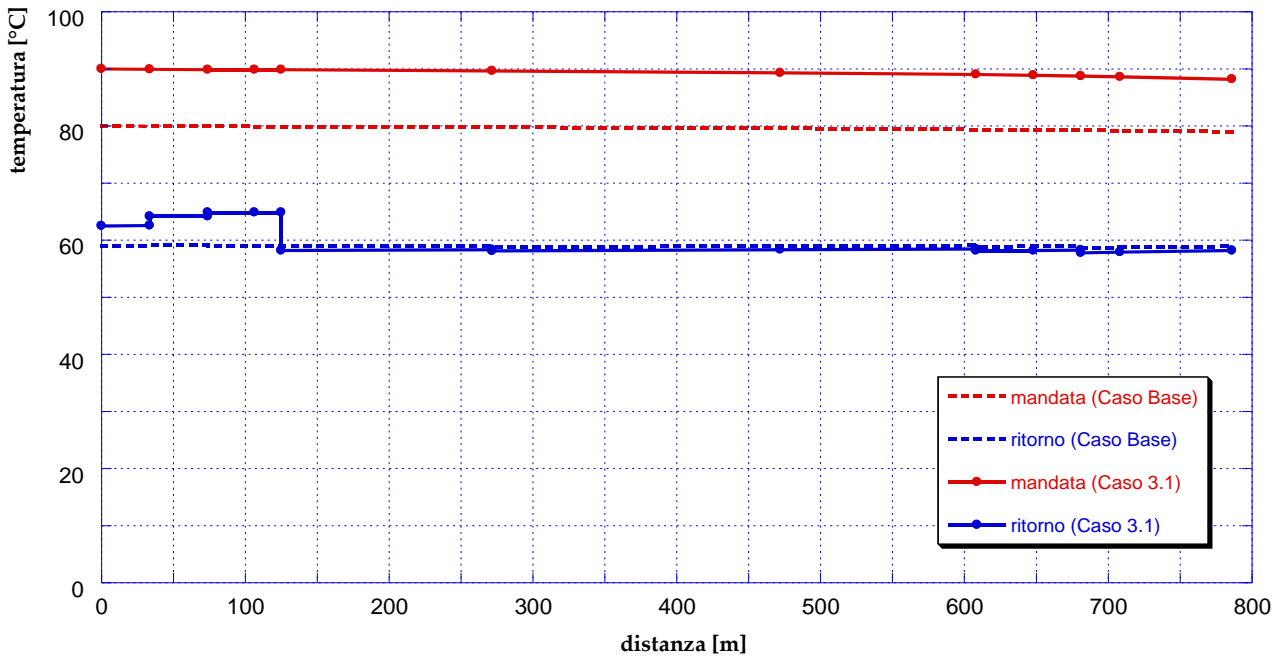


Figura 86 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.1 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

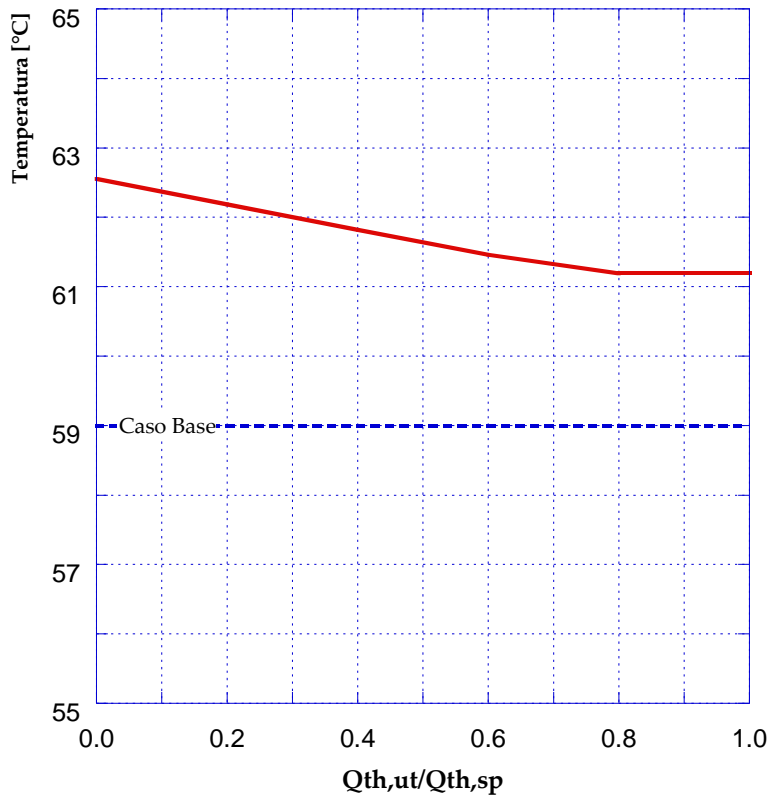


Figura 87 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.1)

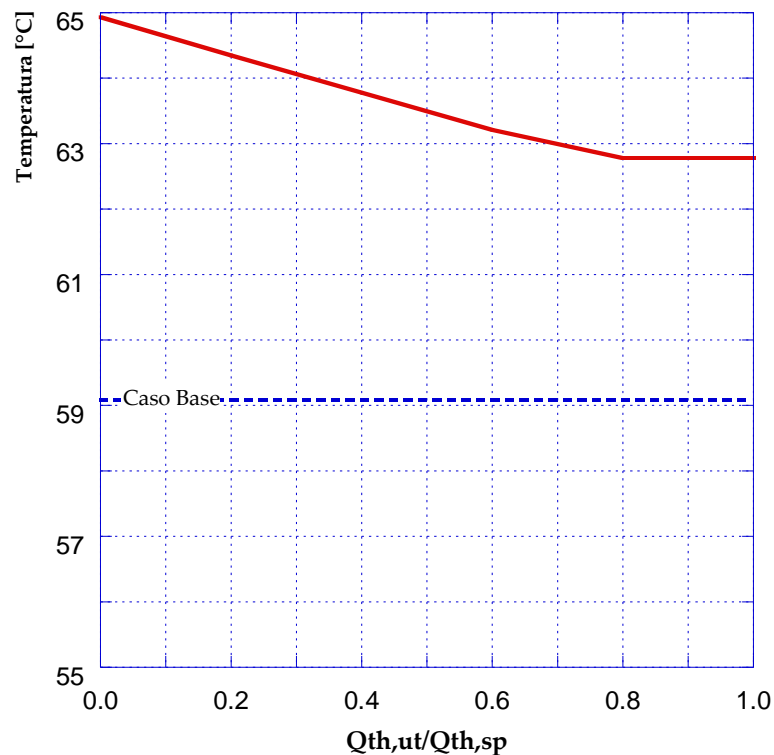


Figura 88 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.1)

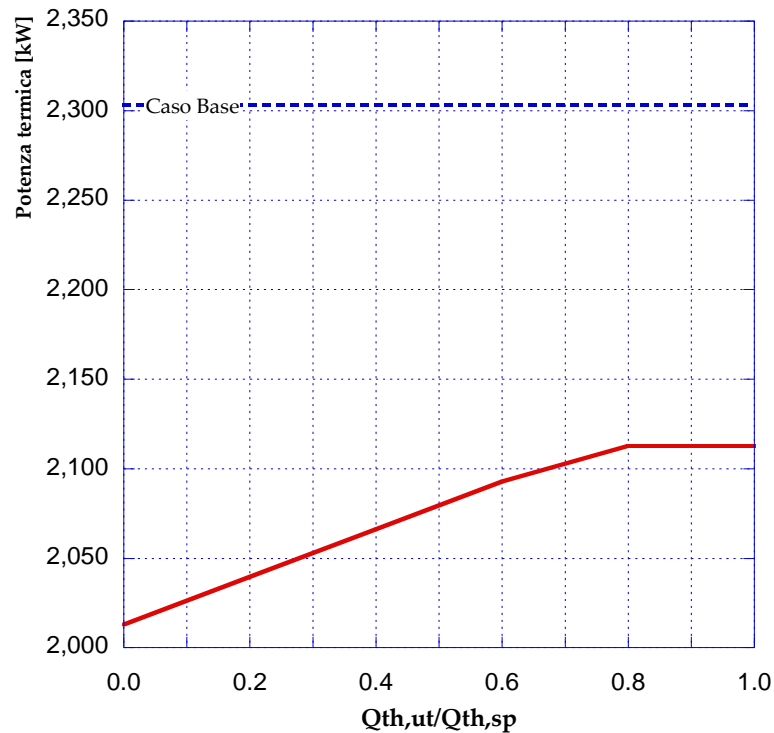


Figura 89 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 3.1)

8.11 Simulazione del Caso 3.2 (rete 90/60, schema 2)

Nel caso in cui l'utenza attiva sia rappresentabile tramite lo schema 2, l'effetto della sua presenza è visibile già sulla direttrice di mandata, come mostrano gli andamenti delle temperature presentati in **Figura 90** per $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$, posti a confronto – come visto finora – con il caso base. Rispetto ad esso le differenze maggiori si riscontrano sulla mandata, come risulta evidente ricordando che nel caso in esame la temperatura di

mandata in corrispondenza della sorgente è pari a 90°C, mentre il salto di temperatura teorico è pari a 30°C (invece che, rispettivamente, 80°C e 20°C).

In **Figura 91**, in **Figura 92** e in **Figura 93** sono rispettivamente riportati gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale, della temperatura sul percorso di ritorno in corrispondenza del nodo #12 e della potenza termica fornita dalla sorgente, al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$. Come nel caso 3.1 il tratto finale di tutti e tre gli andamenti, a partire da $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.8$, si assesta ad un valore costante. Tuttavia, a causa delle crescenti dissipazioni termiche lungo la rete i valori delle temperature analizzate risultano inferiori rispetto al caso precedente, a parità del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$, scendendo addirittura al di sotto dei valori corrispondenti al caso base.

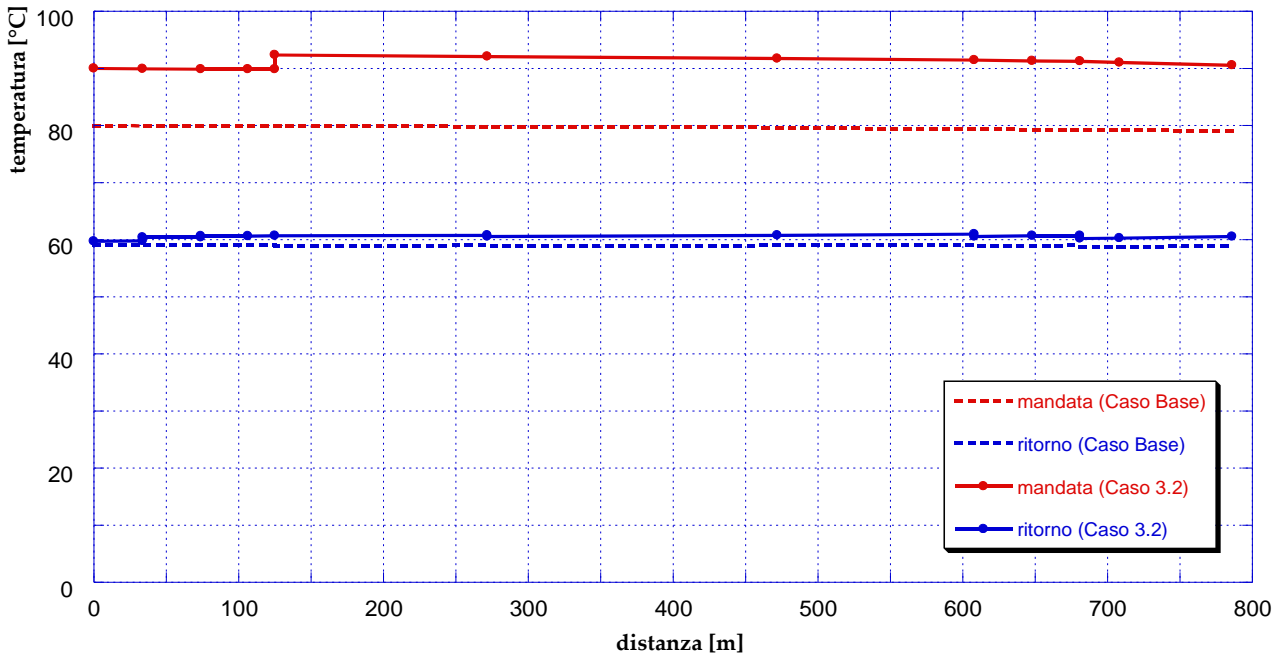


Figura 90 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.2 - $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

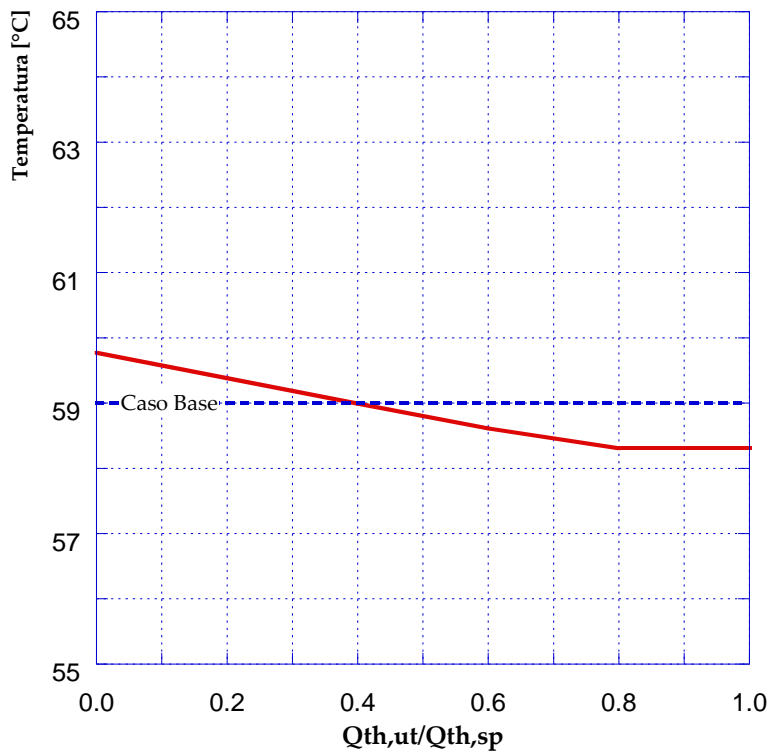


Figura 91 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.2)

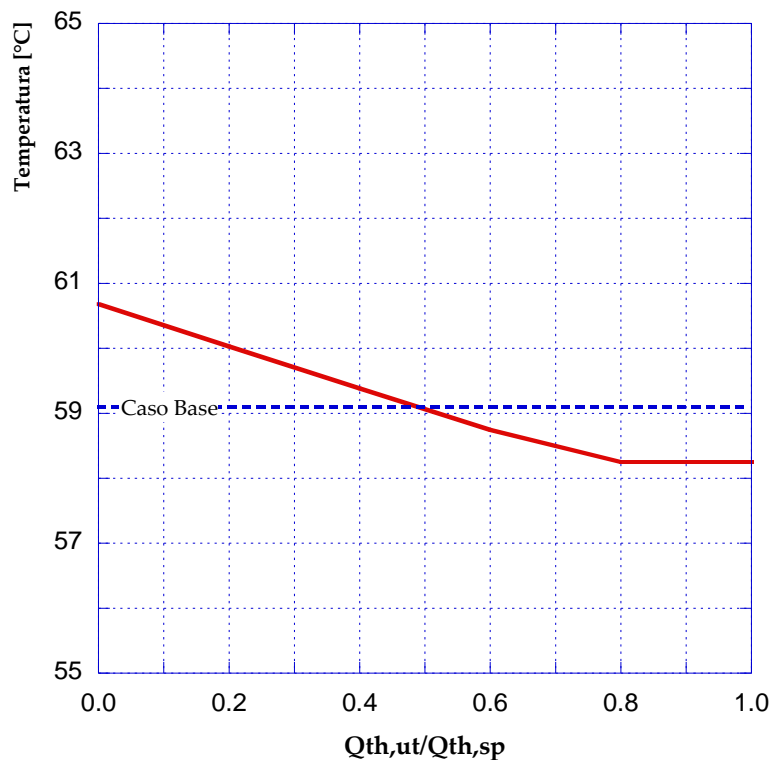


Figura 92 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.2)

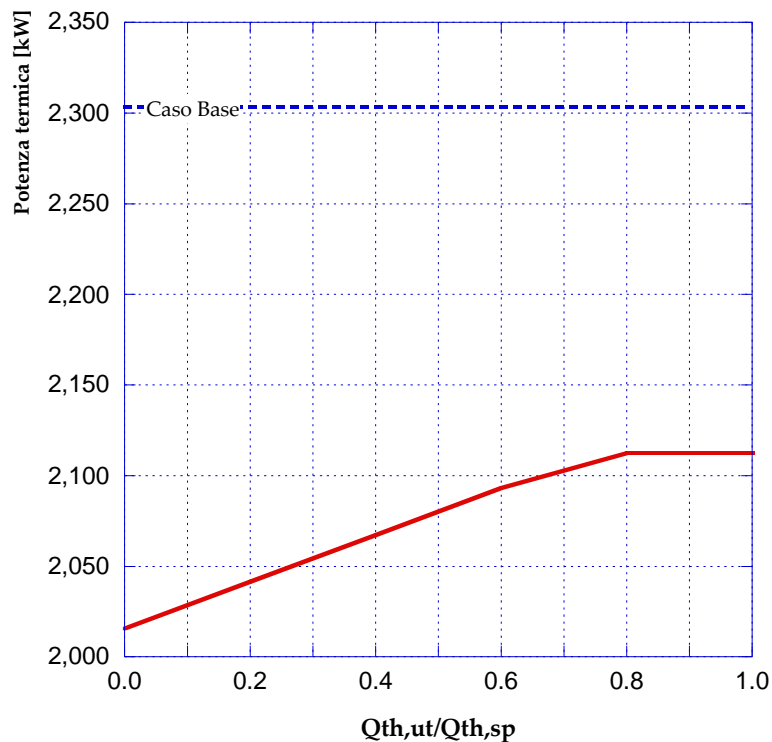


Figura 93 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 3.2)

8.12 Simulazione del Caso 3.3 (rete 90/60, schema 3)

Analogamente a quanto visto per i tutti i casi sinora analizzati, in **Figura 94** sono riportati - in confronto con il caso base - gli andamenti della temperatura sulla mandata e sul ritorno lungo il percorso critico quando $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$, nel caso in cui l'utenza #12 sia rappresentabile tramite lo schema 3.

In **Figura 95**, in **Figura 96** e in **Figura 97** sono infine rispettivamente riportati per il caso in esame gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale, della temperatura sul percorso di ritorno in

corrispondenza del nodo #12 e della potenza termica fornita dalla sorgente, al variare del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$.

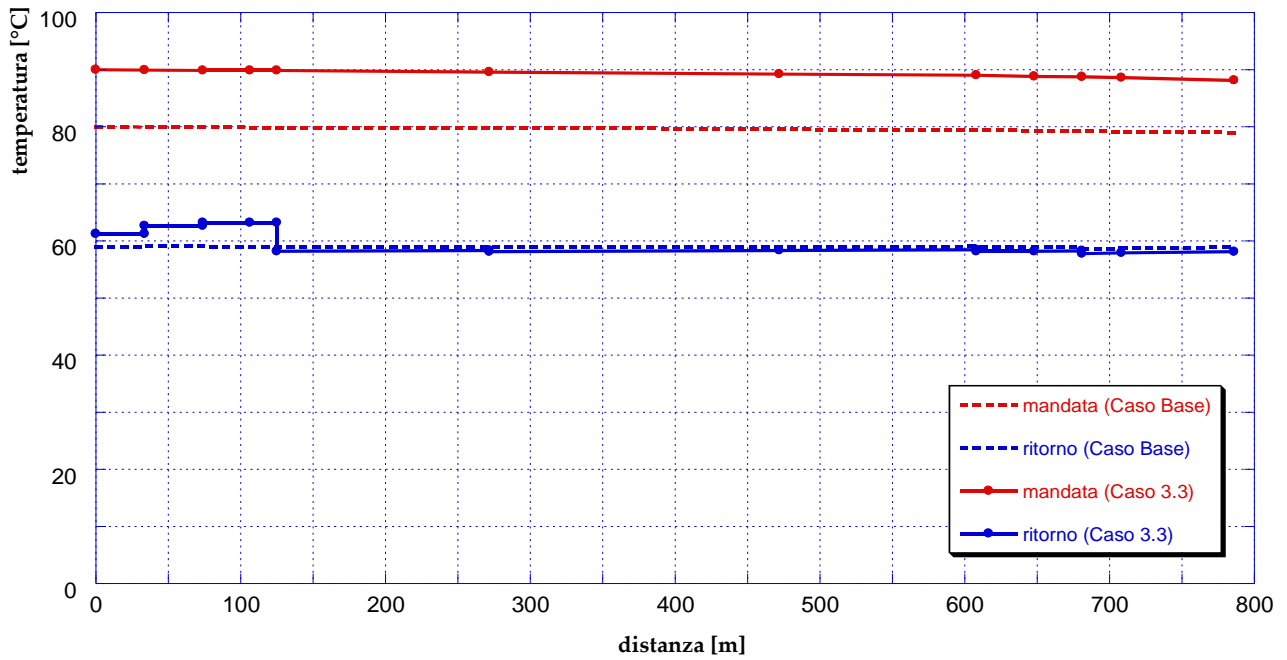


Figura 94 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.3 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

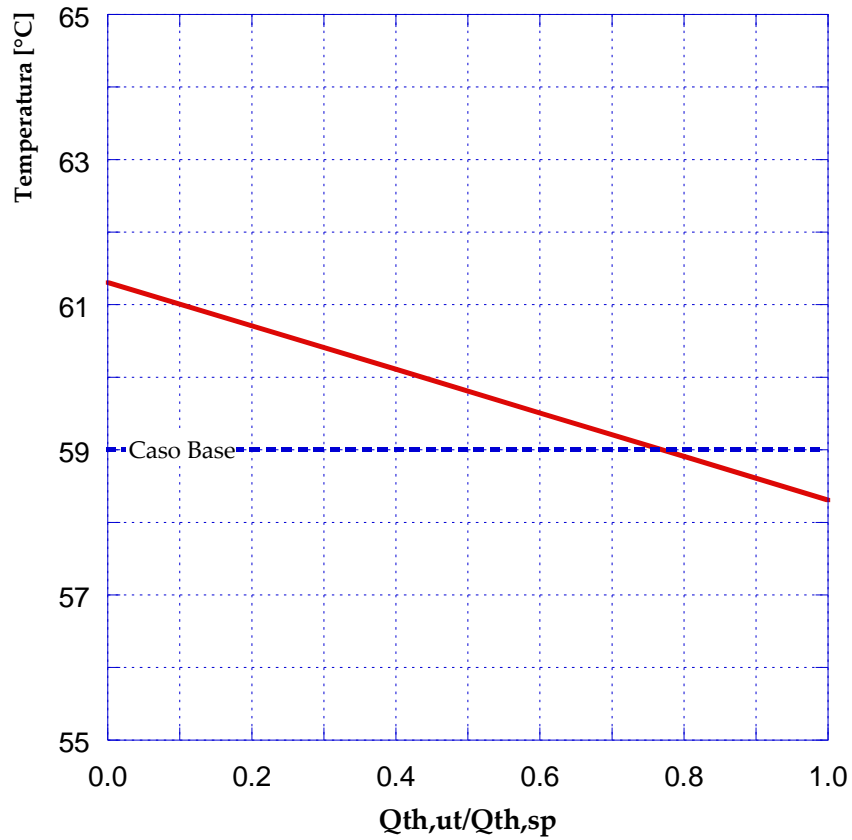


Figura 95 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.3)

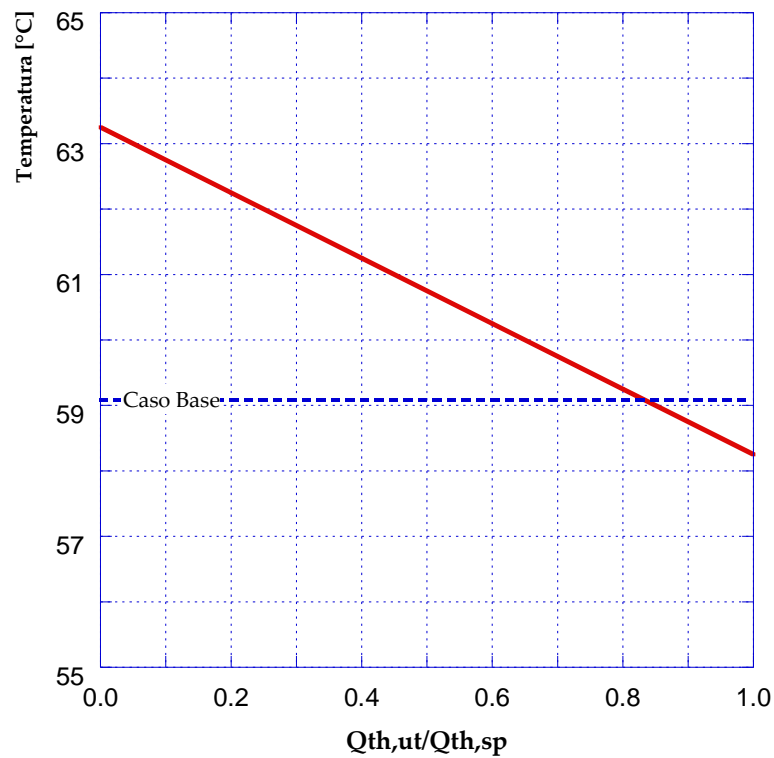


Figura 96 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.3)

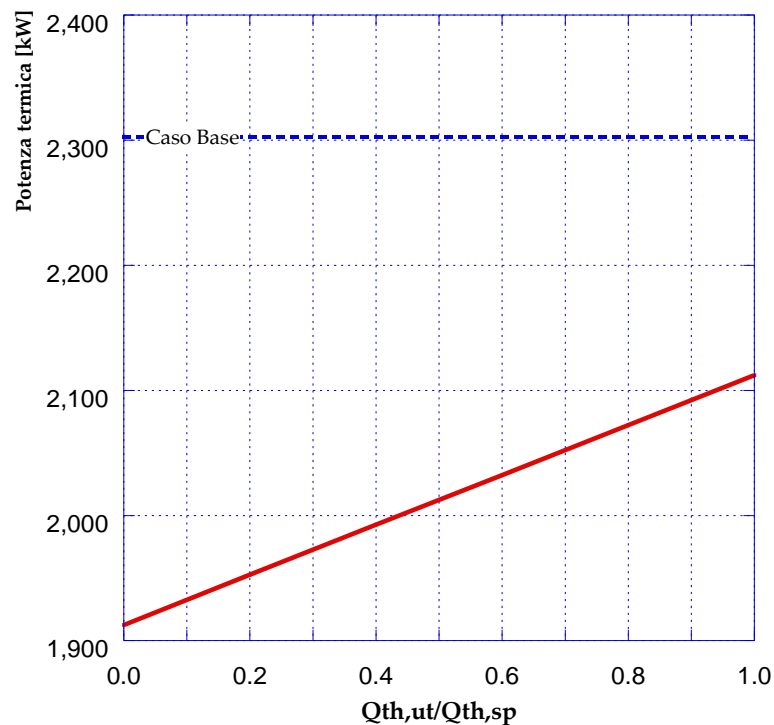


Figura 97 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 3.3)

8.13 Simulazione del Caso 3.4 (rete 90/60, schema 4)

L'ultimo caso simulato ed analizzato prevede che l'utenza attiva situata in corrispondenza del nodo #12 della rete sia rappresentabile tramite lo schema 4 precedentemente presentato. In **Figura 98** sono presentati - per il caso analizzato a confronto con il caso base - gli andamenti della temperatura sulla mandata e sul ritorno lungo il percorso critico quando $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$.

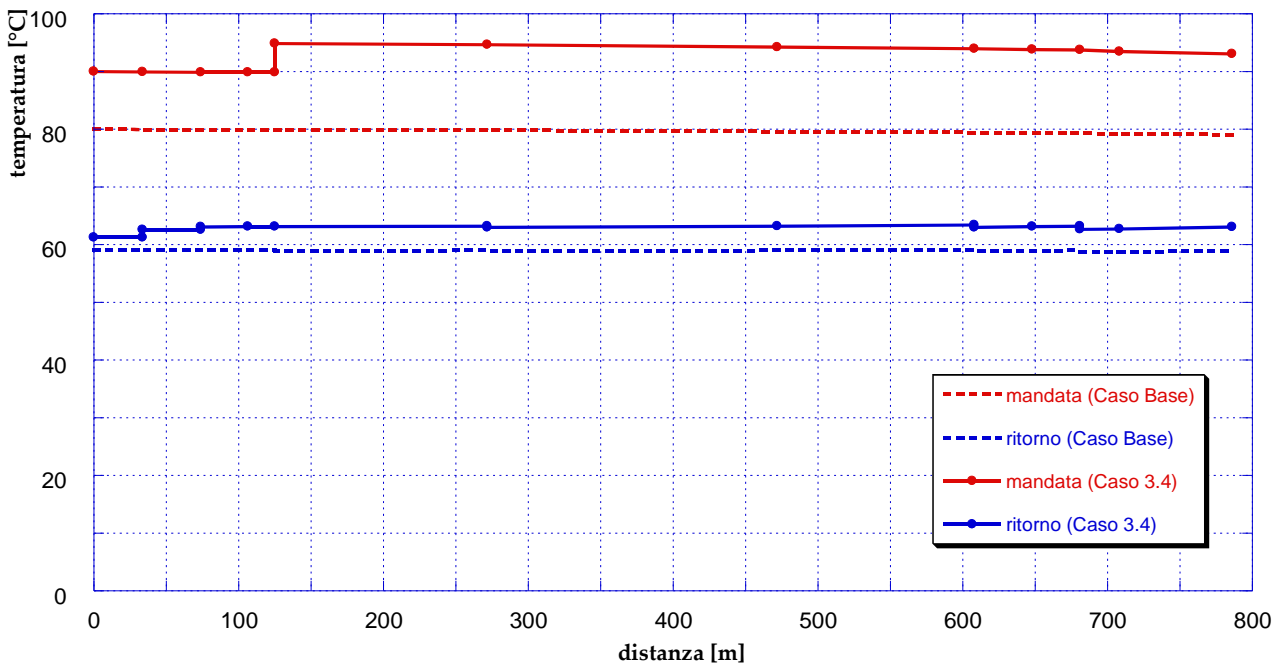


Figura 98 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.4 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)

In Figura 99 e in Figura 100 vengono infine rispettivamente riportati gli andamenti della temperatura di ritorno in centrale e della temperatura sulla direttrice di ritorno in corrispondenza del nodo #12 della rete.

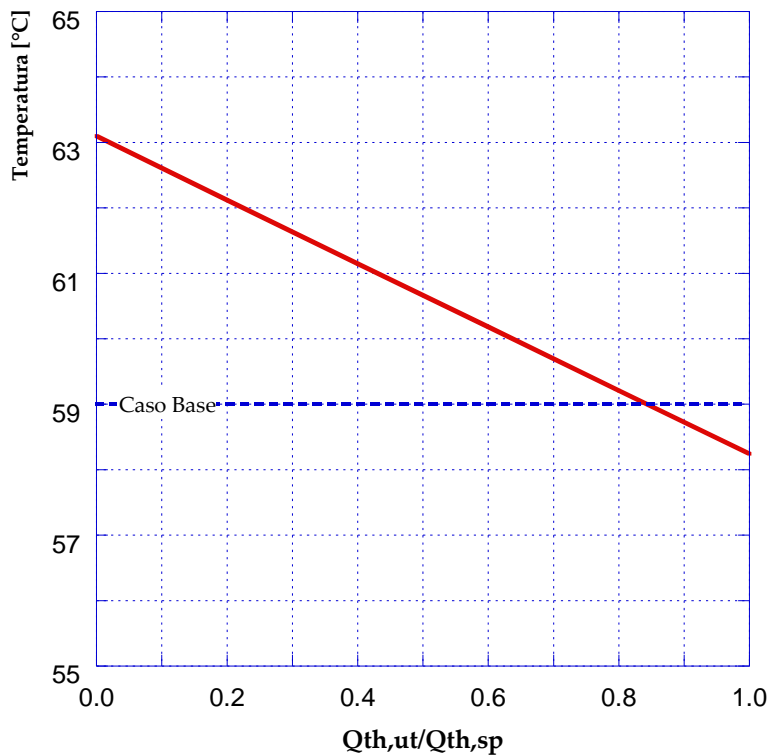


Figura 99 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.4)

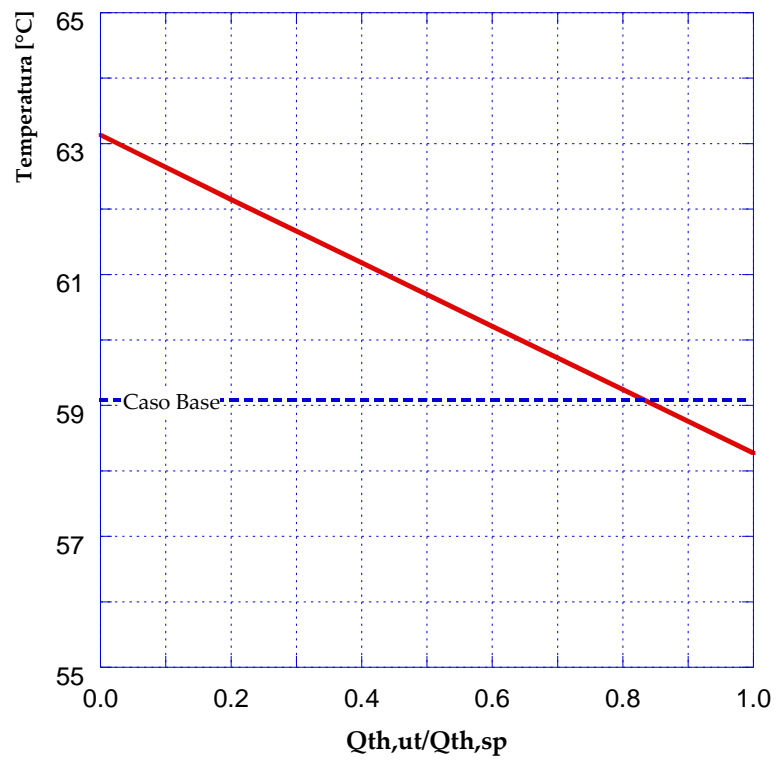


Figura 100 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.4)

9 Analisi delle simulazioni e definizione di regole tecniche per consentire l'allacciamento degli impianti solari termici installati presso utenti produttori in regime di "scambio sul posto"

Sulla base delle simulazioni svolte, è possibile sviluppare le seguenti osservazioni al fine di riepilogare i principali vantaggi e le eventuali criticità legate allo scambio di energia termica tra utenze attive e rete di distribuzione dell'energia termica.

Relativamente alle modalità di scambio analizzate (schemi da 1 a 4) è possibile considerare:

- 1) *schema 1 (mandata – ritorno)*: questo schema, prevedendo la reimmissione della portata che riceve potenza termica dal sistema di produzione decentralizzato sulla direttrice di ritorno della rete, dal punto di vista del gestore della rete è poco gradito. Infatti l'innalzamento delle temperature sul ritorno e, in particolare, della temperatura di ritorno in centrale che ne consegue, provoca un abbassamento dell'efficienza dei sistemi di produzione centralizzati allacciati alla rete. D'altra parte, dal punto di vista impiantistico questa è la configurazione più semplice e non altera in alcun modo i flussi in rete, rendendo comunque più semplice la regolazione anche per chi gestisce le centrali di produzione;
- 2) *schema 2 (mandata – mandata)*: in questo caso è la temperatura sulla direttrice di mandata che subisce un incremento, mentre gli effetti sul ritorno sono molto più contenuti (in funzione delle caratteristiche specifiche della rete di distribuzione). Il gestore della rete, se è nelle condizioni di prevedere la produzione localizzata ed eventualmente anche di gestirla, può scegliere se diminuire la temperatura di mandata in corrispondenza delle centrali di produzione oppure se mantenerla costante; in questo secondo caso può verificarsi che le utenze che si trovano a valle delle utenze attive vedano una temperatura maggiore in ingresso al circuito di scambio termico primario;
- 3) *schema 3 (ritorno – ritorno)*: come per lo schema 1, anche in questo caso vengono innalzate le temperature sulla direttrice di ritorno, cosa poco gradita a chi gestisce la rete. Inoltre la configurazione impiantistica risulta più complessa e costosa e, soprattutto, risulta molto difficile la gestione delle portate prelevate dal circuito di ritorno e inviate allo scambio con il sistema di produzione localizzato;
- 4) *schema 4 (ritorno – mandata)*: agendo sulla mandata per quanto riguarda la variazione di temperatura è una configurazione più gradita al gestore della rete. In questo caso però, ancora di più che nel precedente, è fondamentale ed estremamente delicata la gestione delle portate e in rete.

Dal punto di vista dei sistemi di produzione con particolare riferimento alle tecnologie cogenerative per la generazione distribuita ed ai sistemi solari termici, l'analisi parametrica sviluppata permette di osservare:

- 1) l'immissione di energia termica in rete da parte di un sistema di produzione decentralizzato presso un'utenza deve avvenire solo nel caso di sovrapproduzione rispetto ai fabbisogni dell'utenza: tale approccio consente una migliore efficienza di utilizzo dell'energia termica evitando le perdite termiche di distribuzione;
- 2) la produzione di energia termica presso l'utenza, anche quando completamente destinata all'autoconsumo, può presentare il vantaggio di alleggerire il carico della rete di distribuzione, che, riducendo la potenza termica immessa in rete, a seconda del tipo di regolazione effettuata, può abbassare le perdite di rete e/o le spese di pompaggio;
- 3) i sistemi di produzione termica da fonte solare a bassa temperatura, risultano poco adatti allo scambio attivo con reti di distribuzione del calore, in considerazione delle usuali temperature delle reti di distribuzione;
- 4) i sistemi di produzione termica a media temperatura possono invece risultare adatti, soprattutto nel periodo estivo, allo scambio con la rete di distribuzione in tutte e quattro le opzioni di sottostazione attiva individuate nel presente studio; gli stessi sistemi, nel periodo invernale, possono più concretamente contribuire all'alleggerimento della rete di distribuzione, venendo dedicati per la maggior parte o del tutto all'autoconsumo;

- 5) i sistemi di produzione in assetto cogenerativo come i motori a combustione interna sono caratterizzati da una produzione termica, in termini di livelli di temperatura disponibili, compatibile con tutte le modalità di scambio analizzate;
- 6) le microturbine a gas, anche se caratterizzate da una produzione termica a più bassi livelli di temperatura rispetto ai motori a combustione interna, in considerazione delle temperature delle reti di distribuzione non presentano particolari problemi di integrazione in nessuna delle opzioni considerate;
- 7) i motori stirling e i cicli di Rankine organici, presentano livelli di temperatura in generale poco adatti allo scambio con una rete di distribuzione del calore anche considerando lo schema 3 che si integra esclusivamente con la direttrice di ritorno.

Va in ogni caso osservato, che una diffusione ampia ed eterogenea di sistemi di produzione decentralizzati integrati con una rete di distribuzione del calore potrebbe alterare in modo difficilmente prevedibile le temperature delle direttrici di mandata e/o di ritorno. Ne segue che, in ragione delle temperature di distribuzione e della tipologia di sistemi presenti, alcune utenze potrebbero essere escluse dalla possibilità di immettere potenza in rete, o essere costrette a ridurre l'entità della potenza immessa, in funzione del comportamento delle utenze a monte.

Si rende pertanto necessaria una regolamentazione dell'immissione di potenza termica in rete al fine di:

- 1) porre un limite superiore all'incremento di temperatura dei flussi prelevati e quindi immessi in rete;
- 2) imporre una percentuale minima di autoconsumo sul totale dell'energia termica prodotta;
- 3) favorire e/o incentivare l'autoconsumo in loco del termico prodotto;
- 4) favorire l'immissione in rete di energia termica solo nell'ipotesi di impiegare la rete di distribuzione come accumulo (anche stagionale) sfavorendo quindi l'immissione di quantitativi di energia termica superiori a quanto prelevato su consuntivo annuo.

10 Analisi tecnico-economica di scenari di gestione della rete termica

Gli scenari tecnico-economici relativi allo scambio bidirezionale di energia termica tra utenze e rete di distribuzione possono essere ricondotti, dal punto di vista della proprietà del sistema di produzione decentralizzato, ai seguenti tre casi:

- 1) il sistema di produzione decentralizzato è di proprietà dell'utenza;
- 2) il sistema di produzione decentralizzato è di proprietà di una ESCO;
- 3) il sistema di produzione decentralizzato è di proprietà della stessa centrale di produzione.

Nel seguito del capitolo si analizzerà il dettaglio dei suddetti casi, svolgendo un'analisi tecnico-economica basata su un intero anno di funzionamento (8760 ore).

10.1 Condizioni al contorno e ipotesi

Con l'obiettivo di analizzare gli scenari di gestione di una rete dal punto di vista tecnico-economico, risulta innanzitutto opportuno valutare i fabbisogni termici delle utenze.

L'andamento dei profili dei carichi termici è stato studiato utilizzando il software HELP Calculator, [12] sviluppato dal Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna. Questo software, in base agli input forniti, tra cui la provincia di riferimento, la superficie e la tipologia dell'edificio che costituisce l'utenza, il rendimento del sistema di emissione della potenza termica e diversi altri parametri che caratterizzano l'involucro dell'edificio, consente di estrarre una curva di carico termico oraria sia per quanto riguarda il riscaldamento invernale che per il fabbisogno di acqua calda sanitaria.

Considerando per lo studio effettuato la zona climatica E (zona climatica a cui appartiene la provincia di Bologna) e ipotizzando una tipica utenza civile, in **Figura 101** ed in **Figura 102** vengono presentate, rispettivamente, la curva di carico giornaliera per l'acqua calda sanitaria e la curva di richiesta termica per il riscaldamento invernale ottenute dal software. Nell'ottica di rendere la trattazione del tutto generale, entrambe le curve sono normalizzate: la prima rispetto al picco giornaliero di potenza termica richiesta per l'acqua calda sanitaria, la seconda rispetto alla massima potenza termica richiesta per il riscaldamento invernale.

Dalla **Figura 101** si può notare come la richiesta di acqua calda sanitaria presenti due picchi, il primo (più accentuato) nelle prime ore del mattino e il secondo la sera tra le 20:00 e le 21:00. Per quanto riguarda il fabbisogno di potenza termica per il riscaldamento, invece, esso si annulla completamente durante le ore notturne (h 24:00÷5:00) e presenta un massimo alle h 9:00.

Solitamente, inoltre, mentre la curva di carico giornaliera per l'acqua calda sanitaria può essere assunta costante per tutti i giorni dell'anno e uguale su tutto il territorio nazionale, il fabbisogno di energia termica per il riscaldamento varia di mese in mese durante la stagione invernale e dipende fortemente dalla località considerata. A tale proposito si riportano in **Figura 103** le curve di carico giornaliero, adimensionalizzate rispetto al carico massimo, per il riscaldamento invernale relative ad una giornata di dicembre (*a*) e ad una giornata di ottobre (*b*). Come era ovvio immaginare, il carico risulta maggiore nei mesi più rigidi (come dicembre) piuttosto che nella mezza stagione (ottobre).

Considerando quindi un intero anno solare (corrispondente a 8760 ore), è possibile determinare la curva monotona della potenza termica complessivamente richiesta, presentata in **Figura 104**. Parallelamente, sono stati presi in considerazione cinque sistemi di produzione decentralizzati, caratterizzati da diverse potenze nominali e pertanto in grado di coprire quote più o meno elevate del fabbisogno termico dell'utenza, così come si può osservare in **Figura 104** e in **Tabella 3**. In particolare, il sistema di produzione #1 è in grado di coprire interamente il fabbisogno dell'utenza, mentre il rapporto tra la richiesta e la potenza nominale del sistema di produzione è inferiore a 1 negli altri casi.

Per valutare la potenza che realmente il sistema di produzione fornisce all'utenza non è sufficiente considerare la capacità installata, ma risulta necessario ipotizzarne la tipologia. Per il presente studio si è quindi ipotizzato che il sistema di produzione installato presso l'utenza sia costituito da pannelli solari termici.

Essendo, come è noto, la produzione tramite pannello solare fortemente dipendente dalla radiazione solare incidente, risulta per prima cosa necessaria una stima dell'andamento orario della radiazione solare incidente sul pannello durante l'intero anno. A tale proposito è stato utilizzato un software [13] sviluppato internamente al gruppo di ricerca di Sistemi e Macchine per l'Energia e l'Ambiente (SMEA) del Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna. Tale software, considerando un intero anno di funzionamento (8760 ore) con intervallo di tempo pari a 5 minuti, in funzione della latitudine e della longitudine di data località, dell'ora del giorno e del giorno dell'anno, è in grado di stimare:

- la posizione del sole;
- le componenti diretta e diffusa della radiazione incidente su una superficie orizzontale;
- le componenti diretta, diffusa e riflessa della radiazione incidente su un pannello solare per dati angolo di tilt e azimut.

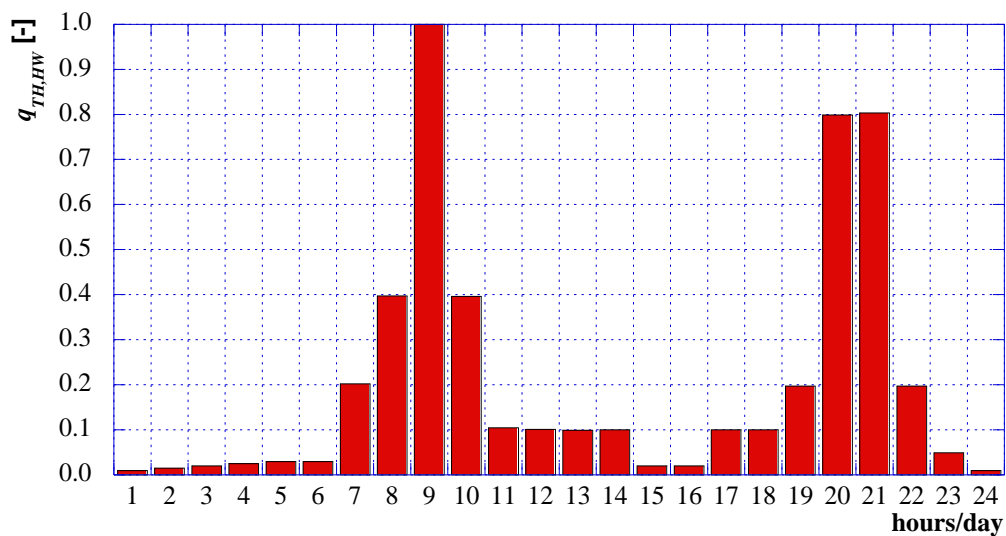


Figura 101 – Curva di carico giornaliera per l'acqua calda sanitaria, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta

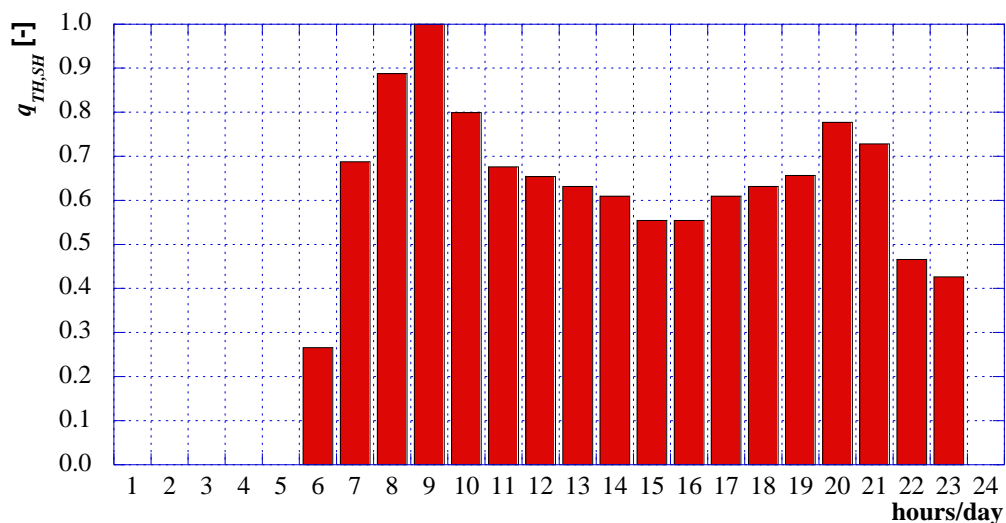


Figura 102 – Curva di carico giornaliera per il riscaldamento invernale, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta

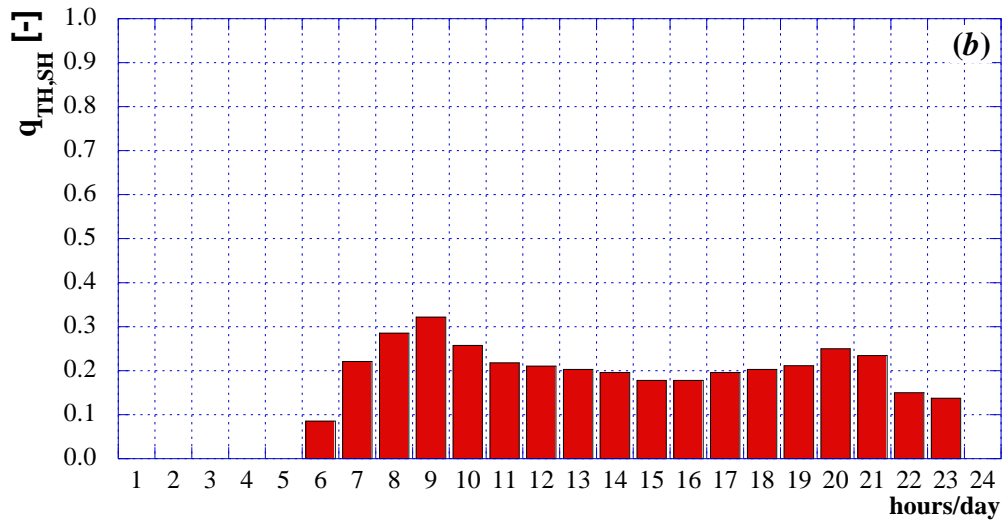
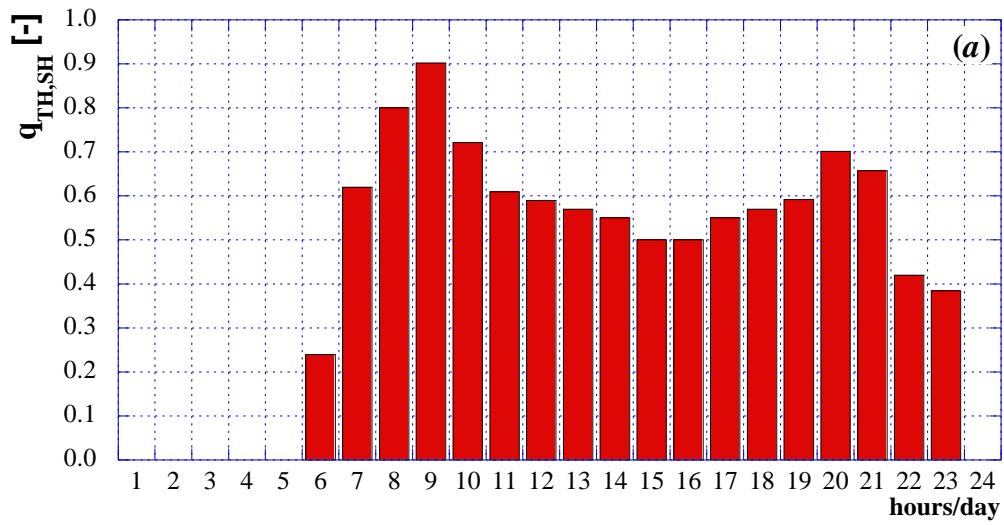


Figura 103 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al carico massimo, per il riscaldamento invernale in un giorno di dicembre (a) e ottobre (b)

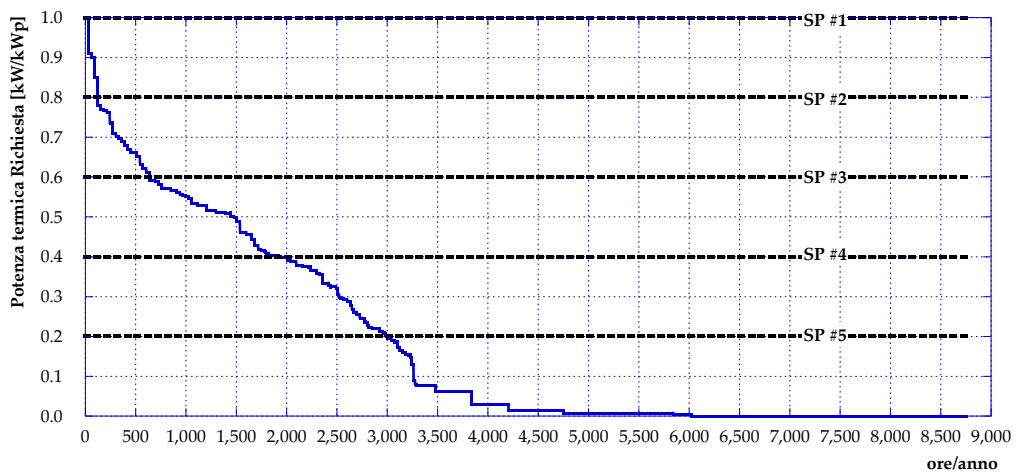


Figura 104 – Monotona della richiesta termica e potenza nominale dei sistemi di produzione decentralizzati

Tabella 3 – Rapporto tra la potenza termica del sistema di produzione e il picco richiesto dall’utenza

$Q_{TH,SP}/Q_{TH,U}$	SP#1	SP#1	SP#1	SP#1	SP#1
	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2

In particolare, la posizione del sole viene stimata in accordo con la funzione di NOAA, basata sull’algoritmo sviluppato da Meeus [13], e la radiazione incidente è ottenuta considerando un modello di clear sky. I risultati ottenuti, nel caso di pannello solare inclinato di 30°, esposto a sud e situato a Bologna, sono riportati in **Figura 105** per un giorno di gennaio (a) e per un giorno di luglio (b). Come è lecito aspettarsi, dalla figura si può riscontrare come la radiazione che incide sul sistema di produzione sia maggiore nei mesi estivi piuttosto che in quelli invernali. La curva monotona ricavata per la radiazione solare incidente considerando l’intero anno è infine presentata in **Figura 106**.

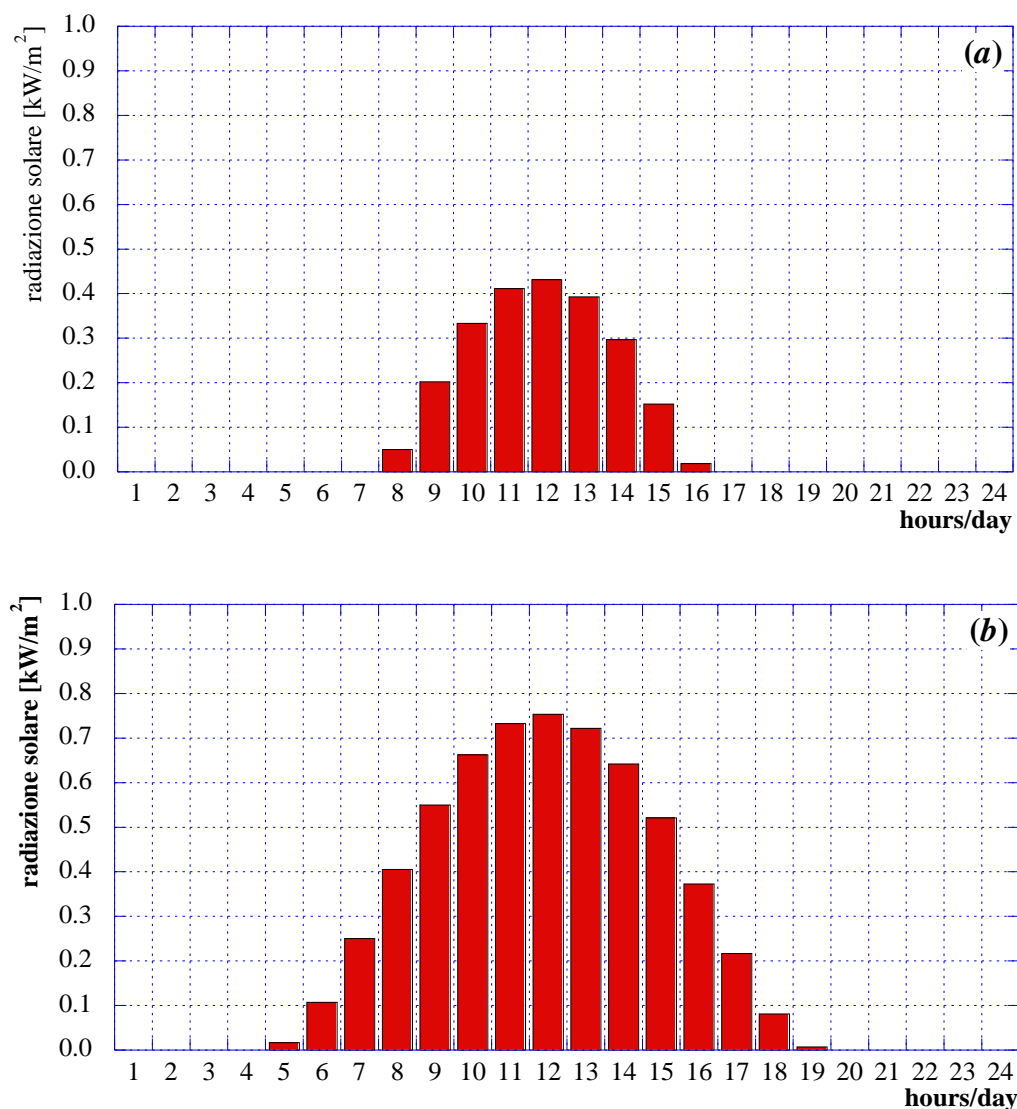


Figura 105 - Radiazione solare su piano inclinato (30°) ed esposizione a sud per un giorno di gennaio (a) e di luglio (b) – per Bologna: calcolato da nostro software

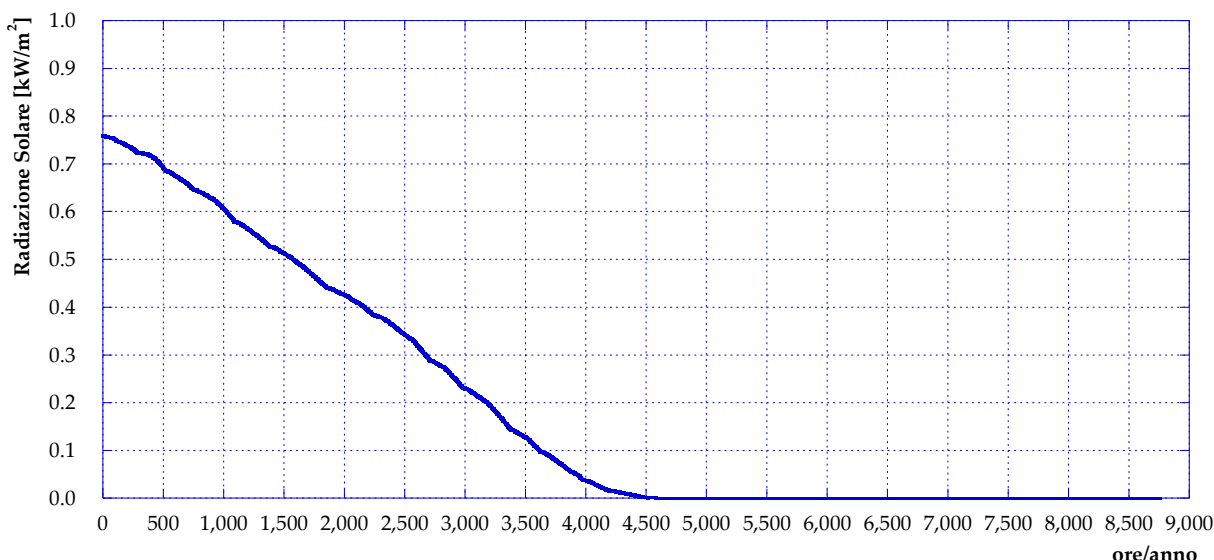


Figura 106 – Curva monotona della radiazione solare incidente su un piano inclinato (30°) con esposizione a sud a Bologna

10.2 Risultati

Una volta determinato l’andamento orario della radiazione incidente e note le caratteristiche del sistema solare installato presso l’utenza è possibile determinare la potenza termica prodotta dal sistema di produzione. Tale potenza verrà in parte auto-consumata, qualora vi sia richiesta da parte dell’utenza contemporaneamente alla produzione, e in parte ceduta alla rete di teleriscaldamento, quando la potenza prodotta è in eccesso rispetto alla richiesta dell’utenza o in assenza di quest’ultima. Il rapporto tra l’energia termica auto-consumata e quella prodotta durante un anno è presentato in **Figura 107** per i cinque sistemi di produzione considerati. Osservando tale figura si nota che, all’aumentare della potenza solare installata presso l’utenza, il rapporto tra auto-consumo e produzione diminuisce: infatti, dimensionando il sistema di produzione decentralizzato sui picchi di richiesta, aumenta notevolmente il periodo di tempo – durante il corso dell’anno – in cui la produzione è in eccesso. Dalla **Figura 107** risulta inoltre evidente che il rapporto tra energia auto-consumata ed energia complessivamente prodotta, in tutti e cinque i casi considerati, si attesta attorno a valori inferiori a 0.5. Ciò significa che, anche dimensionando il sistema di produzione in modo tale che il rapporto tra richiesta dell’utenza e potenza nominale installata sia molto basso (pari a 0.2 per SP #5), più della metà della potenza prodotta durante il corso di un anno dovrà essere ceduta alla rete. Il rapporto tra l’energia termica immessa in rete durante il corso di un anno e quella prelevata durante lo stesso periodo di tempo è quindi riportato in **Figura 108**. Il rapporto in esame assume valori maggiori all’aumentare della potenza nominale installata per il sistema di produzione decentralizzato, come risulta evidente considerando che – a parità di fabbisogno dell’utenza – l’energia ceduta alla rete sarà maggiore all’aumentare della produzione. Dalla figura si osserva inoltre che per i sistemi di produzione #1 e #2 l’energia immessa in rete è superiore rispetto a quella prelevata, mentre negli altri casi il rapporto risulta inferiore all’unità.

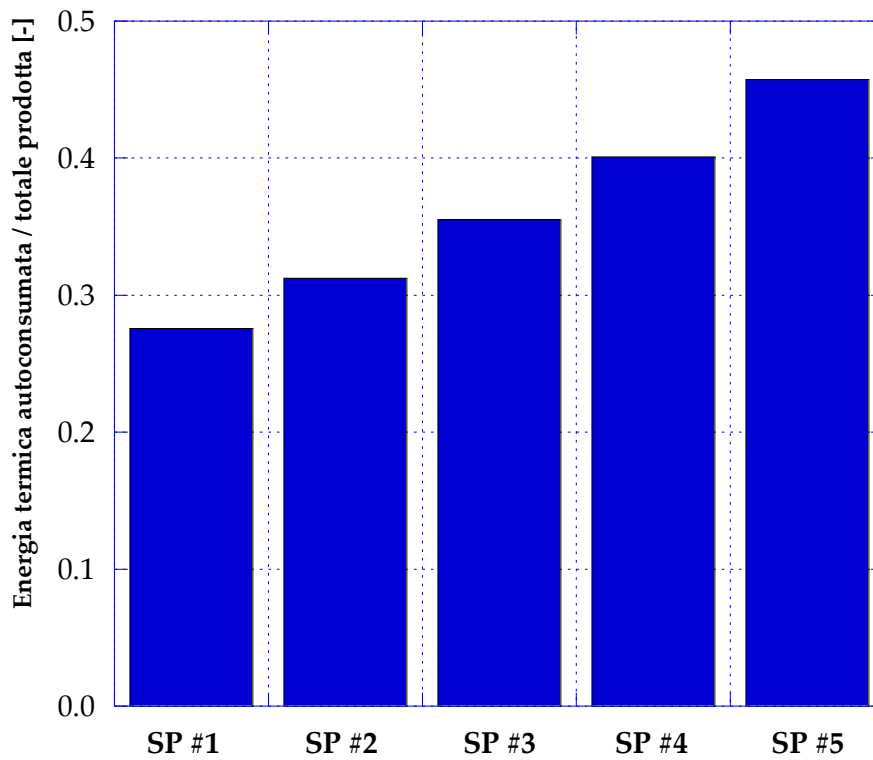


Figura 107 – Energia termica auto-consumata rispetto alla produzione totale per i diversi sistemi di produzione considerati

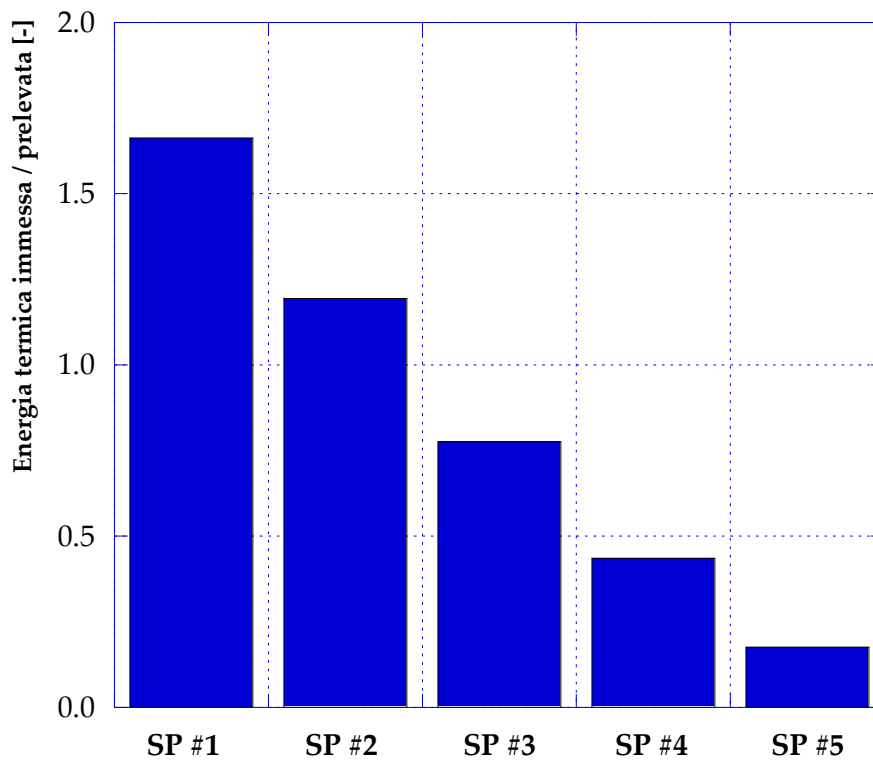


Figura 108 – Rapporto tra l'energia termica immessa e quella prelevata, in funzione dei diversi sistemi di produzione considerati

Per valutare la convenienza economica che è possibile raggiungere con una rete attiva rispetto ad una tradizionale rete di teleriscaldamento passiva è stata condotta, per ciascuno dei cinque sistemi di produzione considerati, un'analisi parametrica al variare del rapporto tra il costo di acquisto dell'energia termica dalla rete (C_p) e il prezzo corrisposto all'utenza per l'immissione dell'energia prodotta (V_{imm}). Il caso in analisi è quello nell'ipotesi che la proprietà del sistema di produzione decentralizzato sia dell'utente. Il rapporto C_p/V_{imm} è stato fatto variare tra 2.00 e 1.25, considerando quindi che il costo per l'acquisto dell'energia termica sia sempre superiore al prezzo riconosciuto per l'immissione in analogia a quanto avviene per il mercato elettrico. I risultati delle analisi condotte sono presentati in **Figura 109**.

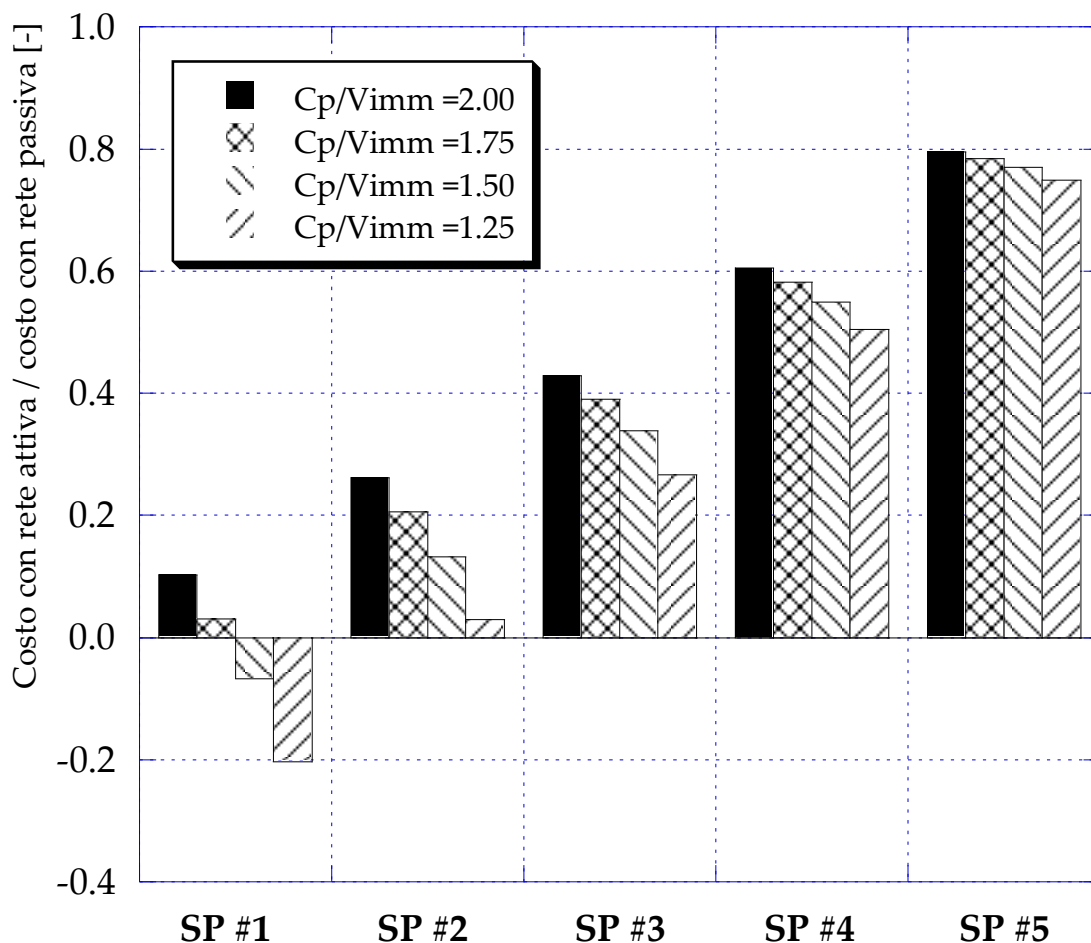


Figura 109 – Variazione del costo in funzione del rapporto tra il prezzo di acquisto del termico ed il prezzo corrisposto per l'immissione

Per tutti i sistemi di produzione il rapporto tra il costo con la rete attiva e quello con la rete passiva risulta essere inferiore all'unità e diminuisce – per dato sistema di produzione – al diminuire del rapporto C_p/V_{imm} . Osservando la **Figura 109** si nota, inoltre, che per il sistema di produzione #1 nei casi in cui C_p/V_{imm} è pari a 1.50 e a 1.25 il rapporto dei costi tra rete attiva e passiva è negativo. Ciò significa che l'installazione di SP #1 presso l'utenza in quei casi non solo consente un risparmio rispetto allo scenario che non ne prevede la presenza, ma permette addirittura di avere un guadagno.

Sulla base della valutazione appena esposta, è possibile fare le seguenti considerazioni:

- lo scambio di energia termica tra la rete di distribuzione e l'utenza comporta sicuramente un risparmio per quest'ultima; l'entità del risparmio dipende, come visto nelle valutazioni di sopra riportate, dalla potenza installata con il sistema di produzione decentralizzato, dai consumi annui dell'utenza e dal costo di acquisto dalla rete dell'energia termica oltre che dal prezzo riconosciuto all'utenza per l'immissione in rete;

- dal punto di vista della centrale di produzione, l'autoconsumo di energia termica da parte delle utenze, comporta, ovviamente, un mancato introito;
- l'energia termica venduta alla rete dalle utenze attive può, ovviamente, essere a sua volta rivenduta dal gestore della rete ad altre utenze. Come visto in precedenza, il prezzo di vendita dell'energia termica alla rete è pari a V_{imm} mentre il corrispettivo pagato dalle utenze è C_p . Indicando quindi con E_{th} l'energia termica scambiata, il ricavo (R) della centrale di produzione in presenza di un'utenza attiva che immette in rete è pari a:

$$R = (C_p - V_{imm})E_{th}$$

Analogamente, per produrre la stessa quantità di energia termica mediante un generico sistema di produzione, la centrale avrà una spesa (S) in termini di combustibile pari a:

$$S = \lambda_F \frac{E_{th}}{\eta_{SP,C}}$$

Essendo λ_F il costo specifico del combustibile (€/kWh) e $\eta_{SP,C}$ il rendimento del sistema di produzione in centrale.

Ne consegue che in questo caso il ricavo (R') è pari a:

$$R' = \left(C_p - \frac{\lambda_F}{\eta_{SP,C}} \right) E_{th}$$

In definitiva, l'acquisto e la vendita di energia termica da parte della centrale di produzione in alternativa alla produzione e vendita può risultare economicamente più conveniente se risulta $R' < R$, ovvero:

$$\frac{\lambda_F}{\eta_{SP,C}} > V_{imm}$$

Ne consegue che all'aumentare del costo del combustibile e/o al ridursi dell'efficienza del sistema di produzione centralizzato, aumenta la possibilità che la centrale abbia convenienza economica a scambiare energia termica (acquisto e vendita);

Evidentemente, in fatto che la proprietà del sistema di produzione sia di una ESCO, non modifica in modo sostanziale quanto appena detto. La ESCO è infatti un semplice intermediario tra l'utente e la centrale.

Se infine, la proprietà dei sistemi di produzione decentralizzati è della centrale, si può osservare che:

- l'utente non è più coinvolto direttamente nell'immissione in rete, non essendo più proprietario del sistema di produzione;
- dal punto di vista della regolazione e del comportamento della rete, tale opzione è sicuramente quella preferibile. Infatti, in questo modo, il gestore della centrale, ovvero della rete e delle utenze attive, ha il completo controllo dei punti di immissione di energia termica;
- la maggiore efficienza di distribuzione e di produzione dell'energia termica immessa in rete, potrebbero in ogni caso tradursi in tariffe più concorrenziali per l'utente.

11 Conclusioni

Il presente documento è il risultato dell'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna. Tale collaborazione nasce all'interno dell' Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato in data 4 marzo 2013 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna si riferisce al Piano Annuale di Realizzazione 2013, per quanto attiene all'Area "*Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia*", tematica di ricerca "*Uso efficiente dell'energia elettrica nei settori residenziale, terziario, industriale*"; nello specifico, si riferisce all' obiettivo "*Reti di poligenerazione*" del Progetto C.1. "*Risparmio di energia elettrica nei settori civili, industria e servizi*".

Più in dettaglio, l'attività svolta, dal titolo "*Analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l'implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di generazione distribuita*" si è concentrata sullo studio di reti di teleriscaldamento attive ovvero integrate con sistemi decentralizzati di produzione termica (da fonte rinnovabile o in assetto cogenerativo) e caratterizzate da sottostazioni presso le utenze in grado di scambiare bidirezionalmente energia termica.

I principali risultati raggiunti all'interno della suddetta collaborazione tra DIN ed ENEA sono sintetizzabili così come di seguito riportato.

- 1) Si è proceduto alla definizione di quattro lay-out, per quanto riguarda le sottostazioni di una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento finalizzati allo scambio bidirezionale di energia termica tra rete ed utenza. Tali layout, dal punto di vista della cessione di energia termica dall'utenza verso la rete di distribuzione, sono così identificati:
 - a. schema 1 (mandata-ritorno): preleva una portata dal circuito di mandata e la immette (a temperatura maggiore) sul circuito di ritorno;
 - b. schema 2 (mandata-mandata): in questo caso, si preleva una portata dal circuito di mandata e la si immette (sempre a temperatura maggiore) sullo stesso circuito;
 - c. schema 3 (ritorno-ritorno): la cessione di energia termica alla rete è fatta agendo esclusivamente sul circuito di ritorno;
 - d. schema 4 (ritorno-mandata): in quest'ultimo caso, l'utenza incrementa la temperatura di una portata che dal circuito di ritorno della rete di distribuzione è immessa nuovamente sulla mandata.

Gli schemi sono stati elaborati prevedono già delle strategie per quanto riguarda le logiche e le modalità di scambio dell'energia termica tra rete ed utenza. Infatti, in tutti e quattro gli schemi proposti si assume che l'immissione di energia termica in rete avvenga esclusivamente nel caso la produzione del sistema decentralizzato sia superiore al fabbisogno dell'utenza.

- 2) Si è realizzato un nuovo software, chiamato IHENA 1.0 (**I**ntelligent **H**eat **E**nergy **N**etwork **A**nalysis) in grado di simulare, con approccio stazionario, una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento con utenze di tipo attivo. Il software, scritto in VBA con interfaccia in Microsoft Excel, è in grado di calcolare le portate, le pressioni, le temperature di una generica rete di distribuzione termica di tracciato noto. Il nuovo software è stato ricavato dal Ca.R.Di.F. 5.2, già scritto dal DIN ed adatto solo per la simulazione di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento tradizionali. Il motore di calcolo del nuovo software è basato, come già il Ca.R.Di.F. 5.2, sull'algoritmo di Todini-Pilati generalizzato dall'utilizzo delle equazioni di Darcy-Weisbach.
- 3) Si è condotta una prima serie di simulazioni finalizzate a meglio comprendere il funzionamento di una sottostazione di un'utenza attiva in ragione degli schemi, da 1 a 4, elaborati. Le simulazioni, eseguite senza definire una rete di distribuzione (considerando solo una direttrice di mandata ed una di ritorno), sono state svolte variando sia il rapporto tra il fabbisogno dell'utenza ($Q_{TH,U}$) e la potenza termica disponibile dal sistema di produzione ($Q_{TH,SP}$), che il rapporto tra la portata circolante nel circuito

primario (M_p) e quella circolante nel terziario (M_T); sono stati inoltre considerati due valori distinti di temperatura della direttrice di mandata, rispettivamente pari ad 80 °C e a 90°C. Le simulazioni condotte hanno permesso di comprendere quanto segue:

- a. nel caso di impiego dello schema 1 (mandata-ritorno), l'incremento del rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ comporta la riduzione del salto di temperatura conseguibile; lo stesso comportamento si osserva se a parità di rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ si incrementa il rapporto tra la portata circolante nel primario e quella circolante nel terziario;
 - b. in ragione delle ipotesi alla base della simulazione, lo schema 2 (mandata-mandata) presenta lo stesso comportamento, tanto dal punto di vista qualitativo che quantitativo, osservato nel caso dello schema 1;
 - c. l'impiego dello schema 3 (ritorno-ritorno) consente di ottenere salti di temperatura maggiori (a parità di sistema di produzione) rispetto ai due casi precedentemente esposti;
 - d. infine, con lo schema 4 (ritorno-mandata) si rileva un riduzione del campo di funzionamento, in confronto allo schema 3, in termini di rapporto $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ che si riduce a valori compresi tra 0.0 e 0.7 (nel caso $M_p/M_T=2.0$).
- 4) Si è quindi proceduto ad effettuare una serie di simulazioni, finalizzate a comprendere il comportamento di un'utenza di tipo attivo, all'interno di una rete di teleriscaldamento. A tal fine è stata considerata una rete reale semplificata costituita da 27 nodi, 26 rami, 11 utenze (di cui una attiva) ed una sorgente per una lunghezza complessiva pari a poco più di 3 km. Le simulazioni sono state condotte considerando tre diversi livelli di temperatura di immissione dalla centrale (70 °C, 80 °C e 90 °C) e tutti e quattro gli schemi di utenza attiva ipotizzati. I risultati ottenuti sono stati confrontati con un caso di riferimento (caso base) caratterizzato solo da utenze di tipo passivo.
- Le simulazioni svolte, permettono di sintetizzare le seguenti considerazioni, relativamente all'impiego delle utenze attive:
- a. Lo schema 1 (mandata-ritorno) comporta incrementi di temperatura dell'acqua che rientra in centrale con conseguente riduzione e/o necessità di regolazione dei sistemi di produzione centralizzati;
 - b. Lo schema 2 (mandata-mandata) è responsabile invece dell'aumento di temperatura sulla direttrice di mandata; tale eventualità potrebbe in ogni caso non essere gradita a chi gestisce la rete che potrebbe quindi non facilmente mantenere il controllo delle temperature della rete di distribuzione;
 - c. Lo schema 3 (ritorno-ritorno) presenta le stesse problematiche dello schema 1, ma con un lay-out impiantistico più complesso del succitato caso;
 - d. Lo schema 4 (ritorno-mandata) è una configurazione che presenta il vantaggio di permettere l'immissione di energia termica in rete anche senza alterare la temperatura della direttrice di mandata; ovviamente lo schema 4 altera le portate circolanti e pertanto richiede anche in questo caso degli interventi da parte della centrale.
- 5) L'analisi delle simulazioni svolte ha inoltre permesso di sviluppare alcune considerazioni relativamente alle potenzialità di impiego delle più diffuse tecnologie di produzione termica (solare termico e sistemi microgenerativi) nell'integrazione con una rete di teleriscaldamento:
- a. I sistemi solari a bassa temperatura risultano difficilmente integrabili con una rete di distribuzione termica in considerazione delle tipiche temperature sia per quanto riguarda la direttrice di mandata che per quella di ritorno;
 - b. I sistemi solari a media temperatura possono essere invece integrati con la rete di distribuzione in tutte e quattro le configurazioni studiate e ben si adattano, in considerazione delle caratteristiche intrinseche e della disponibilità di energia radiante, ad utilizzare la rete come accumulo stagionale;
 - c. Sia i motori a combustione interna che le microturbine a gas in assetto cogenerativo possono essere facilmente integrati con la rete senza particolari restrizioni sul tipo di schema analizzato;

- d. motori stirling e cicli di Rankine organici possono presentare grandi difficoltà di integrazione in ragione delle temperature a cui rendono disponibile l'energia termica.
- 6) Dal punto di vista della gestione della rete, le simulazioni effettuate hanno permesso di individuare alcune linee guida finalizzate a facilitare la gestione di una rete di distribuzione termica in presenza di utenze attive:
 - a. porre un limite superiore all'incremento di temperatura dei flussi prelevati e quindi immessi in rete;
 - b. imporre una percentuale minima di autoconsumo sul totale dell'energia termica prodotta;
 - c. favorire e/o incentivare l'autoconsumo in loco del termico prodotto;
 - d. favorire l'immissione in rete di energia termica solo nell'ipotesi di impiegare la rete di distribuzione come accumulo (anche stagionale) sfavorendo quindi l'immissione di quantitativi di energia termica superiori a quanto prelevato su consuntivo annuo.
 - 7) Si è infine svolta un'analisi tecnico-economica sviluppando alcune considerazioni relativamente alla proprietà dei sistemi di produzione decentralizzati. Più in dettaglio si è considerata la possibilità che il sistema di produzione sia di proprietà (i) dell'utente, (ii) di una ESCO o (iii) del gestore stesso della rete. Tutti i casi studiati hanno permesso di individuare le possibili condizioni di conseguimento di un vantaggio economico da parte del proprietario del sistema di produzione decentralizzato. Va comunque sottolineato che le maggiori complicazioni di gestione di una rete attiva, legate soprattutto alla difficoltà di prevedere quantitativamente e temporalmente l'immissione in rete di energia termica, rendono più auspicabile che la proprietà dei sistemi di produzione decentralizzati sia del gestore stesso della rete. In ogni caso, tale eventualità comporterebbe una migliore efficienza energetica ed una maggiore qualità del servizio; i risparmi energetici ed economici conseguenti a tale gestione potrebbero pertanto anche ricadere su una riduzione delle tariffe sostenute dagli utenti per il servizio termico.

Per quanto riguarda gli sviluppi futuri della presente attività, è possibile considerare i seguenti punti:

- 1) Un approfondimento delle strategie di gestione di una rete attiva con particolare attenzione alla gestione dei flussi energetici nella centrale di produzione;
- 2) L'analisi del comportamento di una rete attiva in corrispondenza di più utenze attive in funzione contemporaneamente, anche di diversa tipologia;
- 3) Lo studio dei criteri di regolazione di un sistema cogenerativo decentralizzato ed integrato con la rete di distribuzione termica considerando contemporaneamente sia lo scambio di energia elettrica che quello di energia termica.

12 Riferimenti bibliografici

- 1 COGEN Europe, The European Association for the Promotion of Cogeneration – www.cogeneurope.eu
- 2 Dossier Gruppo Hera – www.gruppohera.it
- 3 Annuario Associazione Italiana Riscaldamento Urbano – 2012
- 4 Annuario Associazione Italiana Riscaldamento Urbano – 2013
- 5 IEA, International Energy Agency, “Cogeneration and District Energy - Sustainable Energy Technologies for Today and Tomorrow” – www.iea.org
- 6 Solar Thermal Markets in Europe Trends and Market Statistics 2013
- 7 Solar District Heating – solar district heating guidelines. WP3 – D3.1 & D3.2. Agosto 2012.
- 8 Todini E. “On the Convergence Properties of the Different Pipe Network Algorithms”
- 9 Todini E. “Towards Realistic Extended Period Simulations (Eps) In Looped Pipe Networks”
- 10 Ancona M. A., Bianchi M., Branchini L., Melino F., “District heating network design and analysis”, Energy Procedia, Volume 45, 2014, Pages 1225-1234
- 11 Ancona M. A., Melino F. Peretto A., “An Optimization Procedure for District Heating Networks”, Proceedings of International Conference on Applied Energy – ICAE 2014 – May 30, June 2, 2014, Taipei, Taiwan
- 12 Bianchi M., Ferrari C., Melino F., Peretto A., “Feasibility study of a Thermo – Photo – Voltaic system for CHP application in residential buildings”, Applied Energy, Volume 97, September 2012, Pages 704–713
- 13 Bianchi M., Branchini L., Ferrari C., Melino F., “Optimal size of grid-independent hybrid photovoltaic-battery power systems for household sector”, APPLIED ENERGY

13 Abbreviazioni ed acronimi

Simboli

A_{11}	matrice rami;
A_{21}, A_{12}	matrice topologica e sua trasposta;
C_p	costo specifico energia termica prelevata dalla rete [€/kWh];
D	Diametro [m];
E_{th}	energia termica [kWh];
H	contenuto energetico del liquido [Pa];
f	fattore di attrito di Darcy [-];
f_0	fattore di attrito di Moody [-];
i	nodo i-esimo;
j	nodo j-esimo;
L	Lunghezza [m];
M	portata in massa [kg/s];
M_p	portata in massa del circuito primario [kg/s];
M_T	portata in massa del circuito terziario [kg/s];
NN	numero di nodi della rete [#];
NR	numero di rami della rete [#];
P	pressione [bar];
Q	portata in massa [kg/s];
Q_{th}	potenza termica [kW];
$Q_{TH,SP}$	potenza termica dal sistema di produzione[kW];
$Q_{TH,U}$	potenza termica richiesta dall'utenza[kW];
q_i	utenza i-esima;
R	ricavo [€];
Re	Numero di Reynolds [-];
r_{ij}	ramo tra nodo i-esimo (monte) e nodo j-esimo (valle);
S	spesa [€];
T	Temperatura [°C, K];
U	coefficiente globale di scambio termico [W/m K]
v	velocità [m/s];
V_{imm}	costo specifico energia termica immessa in rete [€/kWh];

Simboli greci

α	coefficiente di convezione [W/m ² K];
β	coefficiente perdite concentrate [-];
ΔH	perdita di carico [Pa];
η	efficienza [-];
ε	scabrezza [mm];
λ	coefficiente di conduzione [W/m K];
λ_F	costo specifico combustibile [€/kWh];
ρ	densità [kg/m ³];

Pedici

ext	esterno;
imm	immesso;
in	ingresso;
int	interno;
iso	isolante;

med media matematica;
out uscita;
p prelevato;
SP sistema di produzione;
U utenza;

Acronimi

Ca.R.Di.F Calcolo Reti Distribuzione Fluidi
HX-PS scambiatore circuito primario/circuito secondario;
HX-TP scambiatore circuito terziario/circuito primario;
HX-TS scambiatore circuito primario/circuito secondario;
IHENA Intelligent Heat Energy Network Analysis;
TLR Teleriscaldamento;

14 Indice delle figure

Figura 1 – Percentuale di cittadini serviti da reti di teleriscaldamento	8
Figura 2 – Energia termica venduta nel 2011 negli stati in cui sono presenti reti di TLR	9
Figura 3 – Sviluppo delle reti di distribuzione dal 1983 al 2012 (Italia) [4]	9
Figura 4 - Andamento della volumetria di TLR allacciata in Italia dal 1972 al 2012 (Italia) [4]	10
Figura 5 – Volumetria teleriscaldata distinta per tipologia di utenza (anno 2012) [4]	10
Figura 6 – Tipo di fluido termovettore utilizzato nelle reti (anno 2012) [4].....	11
Figura 7 – Regioni italiane in cui sono presenti reti di TLR [4]	11
Figura 8 – Distribuzione territoriale degli impianti di TLR in Italia al 2012 [4]	12
Figura 9 – distribuzione territoriale degli impianti di TLR in Italia al 2012 [4]	12
Figura 10 – Risparmio di energia primaria fossile conseguita dalle reti di Teleriscaldamento (anno 2012) [4]	13
Figura 11 – Bilancio delle emissioni di CO ₂ dei sistemi di riscaldamento (anno 2012) [4].....	13
Figura 12 – Percentuale della potenza termica soddisfatta tramite TLR in Europa al 2011 [3].....	14
Figura 13 – Sviluppo delle sottostazioni di scambio termico dal 1983 al 2012 [4]	15
Figura 14 – Schema sottostazione di scambio a portata costante e delta T variabile	16
Figura 15 – Schema sottostazione di scambio a portata variabile e delta T costante	16
Figura 16 – Schema sottostazione di scambio per fornitura riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria	18
Figura 17 – Tipologia delle sottocentrali d’utenza (anno 2012) [4]	19
Figura 18 – Schema sottostazione di scambio con serbatoio di accumulo	19
Figura 19 – Potenza totale e nuova installata in collettori solari	20
Figura 20 – Andamento del mercato del solare termico dal 2003 al 2013	21
Figura 21 – Andamento dei principali mercati europei per il solare termico	21
Figura 22 – Evoluzione del mercato europeo del solare termico.....	22
Figura 23 – Potenza totale e nuova installata in collettori solari in Italia	23
Figura 24 – Schemi di scambio attivo tra un sistema di produzione termica e rete di teleriscaldamento	26
Figura 25 – Esempio di una porzione di una rete di TLR.	27
Figura 26 – Diagramma di flusso del funzionamento del software.....	31
Figura 27 – Rete di teleriscaldamento impiegata per la validazione del Ca.R.Di.F.	33
Figura 28 – Struttura generale del software IHENA	34
Figura 29 – Interfaccia utente del software IHENA per la definizione dei nodi	35
Figura 30 – interfaccia utente del software IHENA per l’inserimento della potenza termica di riferimento richiesta dall’utenza	37
Figura 31 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell’utenza nel caso di utenza passiva (<i>schema0</i>)	37
Figura 32 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell’utenza nel caso di utenza attiva (<i>schema1</i>)	38
Figura 33 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell’utenza nel caso di utenza attiva (<i>schema2</i>)	39
Figura 34 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell’utenza nel caso di utenza attiva (<i>schema3</i>)	40
Figura 35 – Interfaccia utente del software IHENA per il fitting dell’utenza nel caso di utenza attiva (<i>schema4</i>)	41
Figura 36 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (<i>schema1</i>).....	44
Figura 37 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (<i>schema1</i>)	44

Figura 38 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (<i>schema2</i>).....	45
Figura 39 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (<i>schema2</i>).....	45
Figura 40 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (<i>schema3</i>).....	46
Figura 41 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (<i>schema3</i>).....	46
Figura 42 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione del rapporto tra la portata al circuito primario e quella al terziario (<i>schema4</i>).....	47
Figura 43 – Delta di temperatura tra ingresso ed uscita del circuito primario al variare del rapporto tra il fabbisogno dell’utenza ed il termico disponibile dal sistema di produzione in funzione della temperatura in ingresso al circuito primario (<i>schema4</i>).....	47
Figura 44 – Mappa della rete simulata.....	50
Figura 45 – Distribuzione diametri [m] (caso base).....	51
Figura 46 – Distribuzione velocità [m/s] (caso base).....	51
Figura 47 – Distribuzione portate [kg/s] (caso base).....	52
Figura 48 – Distribuzione perdite di carico [bar] (caso base).....	52
Figura 49 – Distribuzione perdite di carico specifiche [bar/m] (caso base).....	53
Figura 50 – pressioni sui nodi della rete (caso base).....	53
Figura 51 – Temperature sui nodi della rete (caso base).....	54
Figura 52 – Salti di pressione disponibili all’utenza (caso base).....	54
Figura 53 – Percorso critico (dalla centrale all’utenza 27).....	55
Figura 54 – Pressioni lungo il percorso critico (caso base).....	55
Figura 55 – Temperature lungo il percorso critico (caso base).....	56
Figura 56 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.1 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$).....	57
Figura 57 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.1).....	57
Figura 58 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.1).....	58
Figura 59 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 1.1).....	58
Figura 60 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.2 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$).....	59
Figura 61 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.2).....	60
Figura 62 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.2).....	60
Figura 63 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 1.2).....	61
Figura 64 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.3 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$).....	61
Figura 65 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.3).....	62
Figura 66 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.3).....	62
Figura 67 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 1.3).....	63
Figura 68 - Temperature lungo il percorso critico (caso 1.4 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$).....	63
Figura 69 - Temperatura ritorno in centrale (caso 1.4).....	64
Figura 70 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 1.4).....	64
Figura 71 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.1 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$).....	65
Figura 72 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.1).....	66
Figura 73 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.1).....	66
Figura 74 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 2.1).....	67
Figura 75 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.2 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$).....	67
Figura 76 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.2).....	68

Figura 77 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.2)	68
Figura 78 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 2.2)	69
Figura 79 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.3 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)	70
Figura 80 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.3)	70
Figura 81 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.3)	71
Figura 82 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 2.3)	71
Figura 83 - Temperature lungo il percorso critico (caso 2.4 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)	72
Figura 84 - Temperatura ritorno in centrale (caso 2.4)	72
Figura 85 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 2.4)	73
Figura 86 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.1 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)	74
Figura 87 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.1)	74
Figura 88 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.1)	75
Figura 89 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 3.1)	75
Figura 90 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.2 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)	76
Figura 91 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.2)	76
Figura 92 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.2)	77
Figura 93 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 3.2)	77
Figura 94 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.3 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)	78
Figura 95 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.3)	78
Figura 96 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.3)	79
Figura 97 - Potenza termica fornita dalla sorgente (caso 3.3)	79
Figura 98 - Temperature lungo il percorso critico (caso 3.4 – $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP} = 0.0$)	80
Figura 99 - Temperatura ritorno in centrale (caso 3.4)	80
Figura 100 - Temperatura nodo (ritorno) utenza attiva (caso 3.4)	81
Figura 101 – Curva di carico giornaliera per l’acqua calda sanitaria, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta	85
Figura 102 – Curva di carico giornaliera per il riscaldamento invernale, adimensionalizzata rispetto al picco di richiesta	85
Figura 103 – Curva di carico giornaliera, adimensionalizzata rispetto al carico massimo, per il riscaldamento invernale in un giorno di dicembre (a) e ottobre (b).....	86
Figura 104 – Monotona della richiesta termica e potenza nominale dei sistemi di produzione decentralizzati	86
Figura 105 - Radiazione solare su piano inclinato (30°) ed esposizione a sud per un giorno di gennaio (a) e di luglio (b) – per Bologna: calcolato da nostro software	87
Figura 106 – Curva monotona della radiazione solare incidente su un piano inclinato (30°) con esposizione a sud a Bologna	88
Figura 107 – Energia termica auto-consumata rispetto alla produzione totale per i diversi sistemi di produzione considerati.....	89
Figura 108 – Rapporto tra l’energia termica immessa e quella prelevata, in funzione dei diversi sistemi di produzione considerati.....	89
Figura 109 – Variazione del costo in funzione del rapporto tra il prezzo di acquisto del termico ed il prezzo corrisposto per l’immissione	90

15 Indice delle tabelle

Tabella 1 – Confronto tra il Termis ed il Ca.R.Di.F.	33
Tabella 2 – Riepilogo simulazioni svolte	48
Tabella 3 – Rapporto tra la potenza termica del sistema di produzione e il picco richiesto dall'utenza	87