



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi di soluzioni progettuali per la trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo

Maria Alessandra Ancona, Francesco Melino

ANALISI DI SOLUZIONI PROGETTUALI PER LA TRASFORMAZIONE DI RETI DI TELERISCALDAMENTO ESISTENTI IN
RETI POLIGENERATIVE CON PRESENZA DI SCAMBIO ATTIVO

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

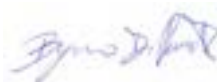
Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2014
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: Ing. Ilaria Bertini, ENEA

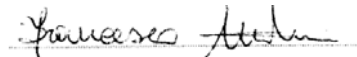


Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione per una attività di ricerca dal titolo:
"Analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l'implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di
sistemi di generazione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

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico DIN – Università di Bologna: Ing. Francesco Melino



Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE	6
2 LA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI CORTICELLA.....	8
2.1 ANALISI DELLE UTENZE DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO.....	10
2.2 ANALISI DELLE RETE DI DISTRIBUZIONE	13
2.3 ANALISI DELLA CENTRALE DI PRODUZIONE	14
3 REALIZZAZIONE DEL MODELLO DI CALCOLO DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI CORTICELLA	16
3.1 PRESTAZIONI DI RIFERIMENTO DELLA RETE PASSIVA	18
4 PRESTAZIONI DELLA RETE DI CORTICELLA IN ASSETTO PASSIVO	27
4.1 PRESTAZIONI A PORTATA COSTANTE.....	27
4.2 PRESTAZIONI A DELTA DI TEMPERATURA COSTANTE	29
4.3 CONSIDERAZIONI SULLA REGOLAZIONE	32
4.4 VALUTAZIONI ENERGETICHE	34
5 PRESTAZIONI DELLA RETE DI CORTICELLA IN ASSETTO ATTIVO	38
5.1 RICHIAMI SUGLI SCHEMI DI SCAMBIO ATTIVO	38
5.2 VALUTAZIONE DELLA RETE CON UTENZE PERIFERICHE ATTIVE: SCHEMA 4 (RITORNO SU MANDATA)	40
5.3 VALUTAZIONE DELLA RETE CON UTENZE PERIFERICHE ATTIVE: SCHEMA 1 (MANDATA SU RITORNO)	47
5.4 VALUTAZIONE DELLA RETE CON UTENZE NON PERIFERICHE ATTIVE: SCHEMA 2 (MANDATA SU MANDATA)	50
5.5 VALUTAZIONE DELLA RETE CON UTENZE NON PERIFERICHE ATTIVE: SCHEMA 3 (RITORNO SU RITORNO)	55
5.6 ANALISI DEI VANTAGGI E DELLE CRITICITÀ DELLA TRASFORMAZIONE IN RETE ATTIVA	59
6 MONITORAGGIO ED ANALISI DI UNA SOTTOSTAZIONE DI SCAMBIO REALE	67
6.1 SOTTOSTAZIONE DI SCAMBIO TERMICO.....	67
6.2 ANALISI DEI DATI MISURATI	70
6.3 MODELLO DI DESIGN DELLA SOTTOSTAZIONE PASSIVA.....	77
6.4 MODELLO DI OFF DESIGN DELLA SOTTOSTAZIONE PASSIVA	78
7 TRASFORMAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE DA PASSIVA AD ATTIVA.....	81
7.1 PROGETTAZIONE PRELIMINARE DELLA SOTTOSTAZIONE ATTIVA: INTEGRAZIONE CON SOLARE.....	81
7.1.1 <i>Modello di calcolo</i>	83
7.1.2 <i>Logica di funzionamento</i>	84
7.1.3 <i>Risultati delle simulazioni</i>	85
7.2 P&I DELLA SOTTOSTAZIONE ATTIVA: INTEGRAZIONE CON SOLARE	88
7.3 PROGETTAZIONE PRELIMINARE DELLA SOTTOSTAZIONE ATTIVA: INTEGRAZIONE CON COGENERATORE	91
7.3.1 <i>Modello di calcolo</i>	91
7.3.2 <i>Logica di funzionamento</i>	97
7.3.3 <i>Risultati delle simulazioni</i>	97
7.4 P&I DELLA SOTTOSTAZIONE ATTIVA: INTEGRAZIONE CON COGENERATORE	98
8 CONCLUSIONI.....	101
9 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	106
10 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	107
11 INDICE DELLE FIGURE	109
12 INDICE DELLE TABELLE	112

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 progettuali per la trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo. Più in dettaglio si è analizzata la possibilità di trasformare delle reti di teleriscaldamento esistenti in *reti attive*, ovvero 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 all'analisi del comportamento di una rete di teleriscaldamento reale in presenza di scambio attivo con le utenze, ed una seconda parte, in cui si procede alla riprogettazione di una sottostazione di scambio esistente al fine di trasformarla in attiva.

Più in dettaglio, nella prima parte:

- 1) Si è proceduto ad individuare una rete di teleriscaldamento esistente, situata a Bologna nel comprensorio urbano denominato Corticella. Per tale rete sono state acquisite tutte le informazioni (geometria della rete, disposizione nodi, utenze, diametri delle condotte, spessori d'isolante, ecc.) necessarie alla sua impostazione "geometrica" all'interno del software IHENA 2.0 sviluppato dal Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna. (Capitolo 2).
- 2) È stato creato un modello di calcolo della rete di teleriscaldamento in esame implementandola all'interno del software IHENA 2.0, sulla base delle informazioni acquisite circa le potenze termiche richieste dalle utenze e introdotte dai sistemi di generazione che alimentano la rete stessa, le portate circolanti, le temperature di immissione in rete e di ritorno in centrale, ecc. (Capitolo 3).
- 3) Il modello analizzato ha permesso di ricostruire il comportamento della rete al variare delle condizioni al contorno. Inoltre si è effettuata una simulazione semplificata di un intero anno di funzionamento volta a quantificare le spese di energia elettrica per il pompaggio e di energia termica per le utenze in funzione della strategia adottata per la regolazione della rete (Capitolo 4).
- 4) La rete di teleriscaldamento di Corticella è stata quindi analizzata ipotizzando l'installazione presso una o più utenze di sistemi di generazione distribuita e considerando il caso di scambio bidirezionale di energia termica tra rete ed utenze stesse. Sono stati analizzati quattro diversi schemi di scambio tra utenze e rete. (Capitolo 5).
- 5) Sono stati infine analizzati i vantaggi e le criticità della conversione della rete di Corticella in attiva; più in dettaglio, sulla base delle simulazioni svolte sono stati valutati l'impatto sulla rete e le conseguenze per il gestore, causati dalla presenza di uno o più punti di immissione distribuita. Sono state inoltre analizzate le condizioni di criticità per l'utente attivo causate dal comportamento attivo degli altri utenti. Infine è stata eseguita una simulazione semplificata di un intero anno di funzionamento finalizzata a quantificare sia la variazione delle spese di energia elettrica per il pompaggio che la riduzione dell'energia termica immessa in rete dalla centrale dovute al passaggio da rete passiva a rete attiva (Capitolo 5).

Nella seconda parte:

- 6) Si è proceduto ad acquisire tutte le informazioni relative ad una sottostazione reale (individuata all'interno di una rete di teleriscaldamento situata nel comune di Castegnato (BS), gestita dalla Cogeme Spa), sia dal punto di vista delle dimensioni delle condotte, tipologia di scambiatori, ecc., che da quello del funzionamento, mediante una campagna di monitoraggio strumentale (portate, temperature, logica di gestione, ecc.) in collaborazione con l'Enea. (Capitolo 6).
- 7) Sono state definite due ipotesi di sistemi di generazione decentralizzati presso la sottostazione in oggetto (generatori solari termici ed un micro-cogeneratore) che hanno permesso la definizione di due ipotesi progettuali per quanto riguarda la trasformazione della sottostazione in esame in attiva. (Capitolo 7).

- 8) È stato svolto il progetto preliminare del sistema di scambio attivo tra rete ed utenza (nelle due ipotesi fatte sulla base di sistemi di produzione), dimensionando i componenti principali e definendo la logica del sistema di controllo e valutando anche il costo di massima delle modifiche apportate. (Capitolo 7).

In conclusione, la prima parte dello studio condotto ha portato alla completa caratterizzazione di una rete di teleriscaldamento esistente situata nel complesso urbano di Corticella, all'interno della città di Bologna. Tale rete di teleriscaldamento è stata simulata ipotizzando l'installazione presso una o più utenze di sistemi di generazione distribuita, analizzando lo scambio di energia termica bidirezionale tenendo conto di tutti e quattro i possibili schemi di scambio tra sottostazione e rete.

Nella seconda parte dello studio, invece, è stata effettuata una progettazione preliminare di una sottostazione di scambio termico attiva, a partire dal monitoraggio e dall'analisi di una sottostazione tradizionale esistente, allacciata ad una rete di teleriscaldamento di Castegnato (BS). In questa fase sono state valutate due ipotesi per quanto riguarda il sistema di generazione distribuita, ovvero pannelli solari termici e micro-cogeneratore. I risultati ottenuti hanno permesso di tracciare i P&I della sottostazione per le due ipotesi valutate e di definirne i costi di realizzazione di massima.

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 2014, 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"*.

Proseguendo lo studio della precedente annualità, i temi sviluppati nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra ENEA e il Dipartimento DIN dell'Università di Bologna, riguardano la trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo tramite la connessione a sorgenti termiche distribuite (solare termico, cascami termici, cogenerazione ad alto rendimento di piccola taglia, ecc.).

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

Il contesto nel quale si inserisce la ricerca condotta è infatti orientato verso la razionalizzazione delle risorse energetiche, con particolare – ma non esclusivo – interesse allo sfruttamento delle risorse rinnovabili e all'ottimizzazione delle efficienze di conversione dei sistemi al fine di ridurre le emissioni inquinanti, in linea con quanto richiesto dalle politiche energetiche nazionali ed internazionali.

Inoltre, la ricerca, sia di base che applicata, nel campo dei sistemi energetici è oggi principalmente orientata allo studio ed allo sviluppo di dispositivi e tecnologie di accumulo elettrico/termico e frigorifero più efficienti e, di conseguenza, alla definizione di strategie di regolazione ed ottimizzazione per un utilizzo più razionale. In tale contesto, un ambito di ricerca interessante e sempre più promettente è rappresentato dalle reti di teleriscaldamento attivo, ovvero reti in grado di scambiare bidirezionalmente energia termica con le utenze connesse, utilizzando quindi la rete come un sistema di accumulo (anche di tipo stagionale), permettendo 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.

La diffusione capillare di reti attive di teleriscaldamento permetterebbe inoltre 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 micro-cogenerativi (microturbine, motori a combustione interna, micro-Rankine a fluido organico, ecc.) installati presso le utenze. In particolare, l'assetto attivo delle reti di teleriscaldamento può comportare un aumento delle ore/anno di funzionamento dei sistemi micro-cogenerativi proprio grazie alla possibilità di usare la rete come sistema di accumulo. Va inoltre aggiunto – come sarà anche mostrato nel prosieguo della relazione – che la trasformazione della rete da passiva ad attiva può consentire un risparmio, anche consistente, di energia elettrica spesa per il pompaggio.

La ricerca condotta può essere suddivisa in due macro-fasi: nella prima è stato analizzato il comportamento di una rete di teleriscaldamento reale in presenza di scambio bidirezionale con le utenze con l'obiettivo di mettere in luce gli aspetti positivi del teleriscaldamento attivo, ma contemporaneamente anche di valutarne le diverse criticità; nella seconda fase, invece, è stata analizzata e riprogettata una sottostazione di scambio termico esistente, con l'obiettivo di trasformarla in una sottostazione attiva.

Più nel dettaglio, la rete di teleriscaldamento oggetto della prima parte del presente studio serve una porzione del comprensorio urbano di Corticella all'interno del quartiere Navile della città di Bologna. La scelta di tale rete di teleriscaldamento è stata fatta in ragione della sua non eccessiva estensione e della presenza di utenze allacciate di diversa tipologia (si tratta infatti sia di utenze residenziali che appartenenti al settore terziario). Inoltre, la rete di teleriscaldamento di Corticella è attualmente servita da una centrale

costituita sia da sistemi di produzione cosiddetti tradizionali (ovvero delle caldaie) sia da un cogeneratore. Non da ultimo, la scelta è ricaduta su tale rete di teleriscaldamento in ragione della sua collocazione a Bologna, quindi vicina alla sede del DIN, ed in ragione di precedenti collaborazioni tra i gestori di tale rete e il Dipartimento.

Per quanto riguarda la sottostazione, oggetto di analisi nella seconda parte dell'attività di ricerca, essa è collocata nel contesto di una rete di teleriscaldamento esistente situata nel comune di Castegnato (BS), in zona climatica E. Tale sottostazione è preposta al soddisfacimento dei fabbisogni di acqua calda sanitaria e di calore per il riscaldamento invernale della scuola materna della località servita dalla rete considerata; essa è stata scelta in ragione di una collaborazione tra ENEA e i gestori della rete stessa. Grazie a questo contatto è stato possibile effettuare una campagna di monitoraggio e acquisizione dei consumi, con l'ausilio di strumentazione di proprietà ENEA appositamente installata presso la sottostazione, che ha permesso di valutare l'andamento temporale del fabbisogno richiesto da parte dell'utenza in esame e ha costituito il punto di partenza per la riprogettazione della sottostazione nell'ottica di rendere possibile lo scambio bidirezionale di energia termica. A tal fine, come verrà ampiamente discusso durante la trattazione, sono state valutate più ipotesi sia per quanto riguarda la tipologia di sistema di generazione distribuita che relativamente allo schema di scambio termico della sottostazione attiva.

Si sottolinea che l'attività descritta nella presente relazione si configura come naturale evoluzione della ricerca svolta nella precedente annualità.

2 La rete di teleriscaldamento di Corticella

La rete di teleriscaldamento, oggetto del presente studio, serve una porzione del comprensorio urbano di Corticella all'interno del quartiere Navile della città di Bologna. In **Figura 1** ed in **Figura 2 [1]** sono illustrate rispettivamente la porzione dell'area urbana interessata dal servizio di teleriscaldamento ed una panoramica degli edifici in oggetto.

La zona in esame è situata nella parte nord della città di Bologna a poco più di 6 chilometri dal centro della città.



Figura 1 – Porzione del comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento

La rete di teleriscaldamento, riportata schematicamente in **Figura 3**, si estende per circa 4 chilometri (conteggiando sia il percorso di mandata che di ritorno) ed alimenta 17 sottostazioni di scambio il cui dettaglio è riportato nella **Tabella 1** insieme alle informazioni, dove disponibili, circa la volumetria e la superficie disperdente. Si tratta di 13 complessi condominiali, per un totale di 960 unità abitative e 4 edifici terziari (due scuole, un supermercato ed un ambulatorio). Ulteriori informazioni circa gli edifici possono essere trovate in [2].

Tutta l'area interessata ha un'estensione di circa 22 ettari, suddivisi tra superficie occupata e libera in proporzioni pari al 45% ed al 55% rispettivamente. Con riferimento all'area occupata, poco meno di 4 ettari rappresentano la superficie edificata, mentre la restante parte è occupata da strade, parcheggi ed altre opere di urbanizzazione [2].



Figura 2 – Vista d'insieme degli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento [1]

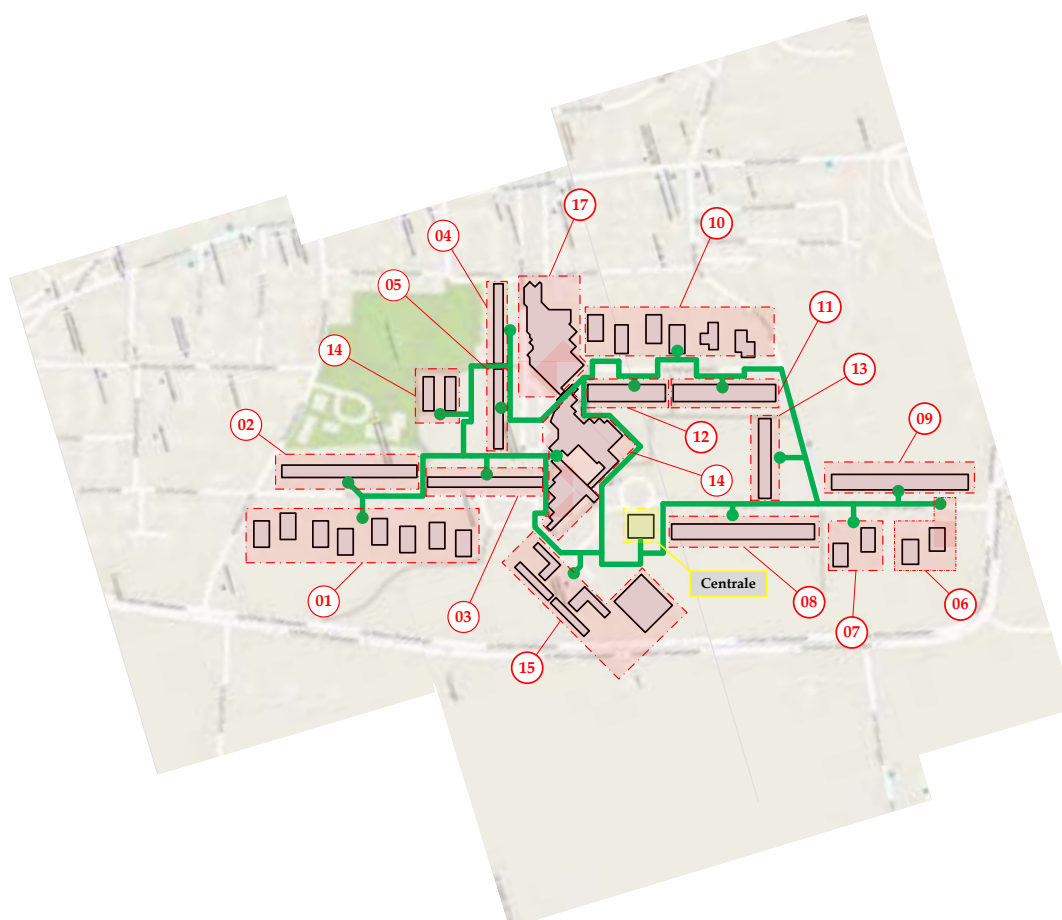


Figura 3 – Schema semplificato della rete di teleriscaldamento di Corticella

Tabella 1 – Elenco delle utenze della rete di teleriscaldamento di Corticella [2]

ID	Tipologia Utenza	Utenza servita	Volumetria [m ³]	Superficie disperdente [m ²]
1	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15	37'772	17'343
2	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14	24'770	10'145
3	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 16, 18, 20, 22, 24, 26	28'745	10'812
4	Residenziale	Condominio di via Massimo Gorki n. 11, 13, 15, 17	21'309	9'337
5	Residenziale	Condominio di via Massimo Gorki n. 19, 21, 23, 25	21'760	9'527
6	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 2, 4	18'071	8'028
7	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 6, 8	19'607	7'948
8	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22	35'462	12'855
9	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13	20'382	7'724
10	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 1, 3, 5, 7, 9, 11	25'269	13'944
11	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 2, 4, 6, 8, 10	22'013	8'674
12	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 12, 16, 18	16'627	7'694
13	Residenziale	Condominio di via S. Anna n. 15, 17, 19, 21	21'579	7'706
14	Terziaria	Scuola materna Attilia Neri + CSA & URP Villa Torchi	11'369	5'529
15	Terziaria	Scuola elementare e media F. Franchini +palestra	16'284	8'751
16	Terziaria	Centro Civico - Day Hospital	6'666	3'959
17	Terziaria	Supermercato Coop - Corticella	nd	nd

2.1 Analisi delle utenze della rete di teleriscaldamento

Come già anticipato nel paragrafo precedente, le 17 utenze servite dalla rete di teleriscaldamento sono rappresentate da 13 complessi condominiali, due scuole, un ambulatorio ed un supermercato (si veda anche **Tabella 1**). Tutte le utenze in oggetto ricevono energia termica dalla rete di distribuzione sia per il servizio di riscaldamento invernale che per la produzione di acqua calda sanitaria; unica eccezione è rappresentata dal supermercato (ID 17 in **Tabella 1**) a cui viene fornita esclusivamente, sulla base delle informazioni ricevute, energia per il riscaldamento invernale.

Uno schema di massima, esemplificativo delle sottostazioni di scambio tra rete ed utenze, è presentato in **Figura 4**. Come si può notare, a partire dalla condotta proveniente dalla direttrice di mandata della rete si diramano due circuiti, il primo che – tramite uno scambiatore di calore a piastre – fornisce la potenza termica necessaria all'impianto di riscaldamento e il secondo diretto ad uno scambiatore a fascio tubiero per la produzione di acqua calda sanitaria.

Per quanto concerne i fabbisogni delle utenze, le informazioni disponibili hanno permesso di ricostruire l'andamento della potenza termica richiesta per il riscaldamento invernale ($P_{TH,R}$) al variare della temperatura esterna (T_{ext}), come:

$$P_{TH,R} = \alpha_1 T_{ext} + \alpha_2$$

essendo α_1 [kW/°C] il coefficiente angolare della retta considerata, ovvero il coefficiente globale di dispersione termica dell'edificio (o del gruppo di edifici) considerato, ed α_2 [kW] l'intercetta, ovvero la potenza termica richiesta per il riscaldamento invernale corrispondente ad una temperatura esterna pari a 0 °C. Si osserva inoltre che il rapporto $-\alpha_2/\alpha_1$ [°C] rappresenta la temperatura esterna al di sotto della quale si comincia ad erogare il servizio di riscaldamento invernale (temperatura di attivazione) coincidente

con la temperatura interna di progetto a meno degli apporti gratuiti esterni. I valori del coefficiente globale di dispersione termica (α_1) e della temperatura di attivazione ($-\alpha_2/\alpha_1$) per le utenze in esame sono presentati in **Tabella 2**. Dalla tabella si osserva che le temperature di attivazione sono pari a 20 °C in tutti i casi ad eccezione dell'utenza 14 (scuola materna) e della 17 (supermercato) per le quali si è considerato un valore rispettivamente pari a 22 °C e 16 °C [3].

Più in dettaglio, i coefficienti riportati in **Tabella 2** rappresentano la firma energetica degli edifici serviti dalla rete in studio. Tali coefficienti sono stati ricavati in base ad una campagna di monitoraggio fatta dal 2011 al 2013; maggiori dettagli possono essere trovati in [2].

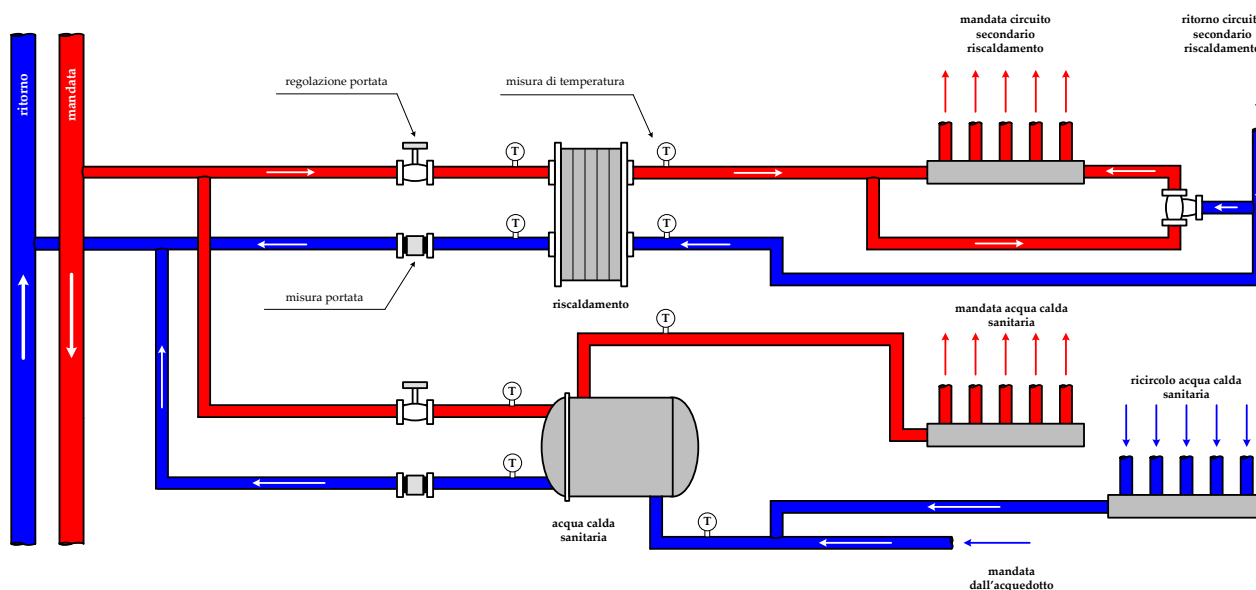


Figura 4 – Schema di una tipica sottostazione di scambio della rete di teleriscaldamento di Corticella

Tabella 2 – Caratterizzazione delle utenze della rete di teleriscaldamento di Corticella

ID	coefficiente globale di dispersione termica (α_1) [kW/°C]	Temperatura di attivazione ($-\alpha_2/\alpha_1$) [°C]
1	-43	20
2	-26	20
3	-25	20
4	-9	20
5	-22	20
6	-21	20
7	-22	20
8	-27	20
9	-34	20
10	-30	20
11	-20	20
12	-16	20
13	-23	20
14	-10	22
15	-11	20
16	-25	20
17	-23	16

Sulla base dei dati riportati in **Tabella 2**, assumendo una temperatura esterna pari a -5°C (corrispondente alla temperatura esterna di riferimento per la città di Bologna [4]), è possibile ricavare la potenza termica richiesta dalle utenze per il riscaldamento invernale in condizioni di design così come presentato in **Figura 5**. Dalla figura si osserva che le potenze termiche di design per il riscaldamento invernale sono comprese tra un valore minimo di circa 230 kW (utenza 4) ed un valore massimo pari a poco meno di 1100 kW (utenza 1).

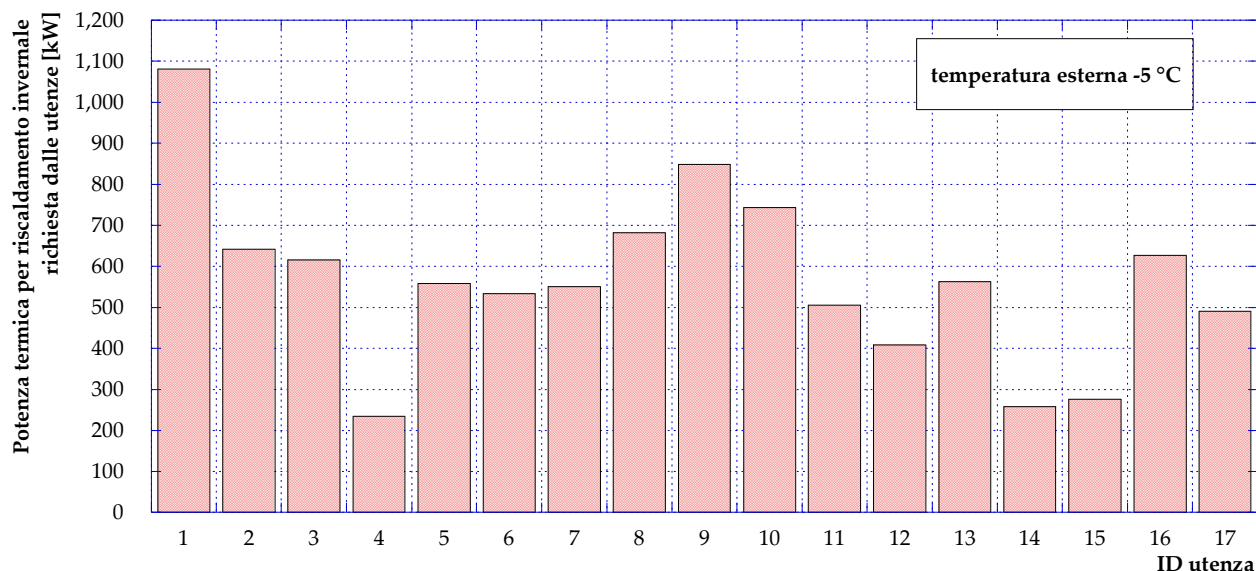


Figura 5 – Potenza termica richiesta dalle utenze per il riscaldamento invernale in condizioni di design

I fabbisogni di acqua calda sanitaria delle utenze, non essendo dipendenti dalla temperatura esterna, sono stati valutati in funzione della tipologia dell'utenza e dei corrispondenti parametri caratteristici (superficie utile riscaldata, occupazione media, ecc.) mediante un software sviluppato dal DIN – Università di Bologna denominato HELP Calculator (Heat and Electricity Load Profile Calculator) [5]. Il fabbisogno di acqua calda sanitaria per ognuna delle utenze in esame (a meno, come già precedentemente evidenziato, dell'utenza 17) è presentato in **Figura 6**; i valori in figura ($P_{TH,A}$) sono da considerarsi come medie orarie ipotizzando una richiesta costante per tutto l'arco dell'anno.

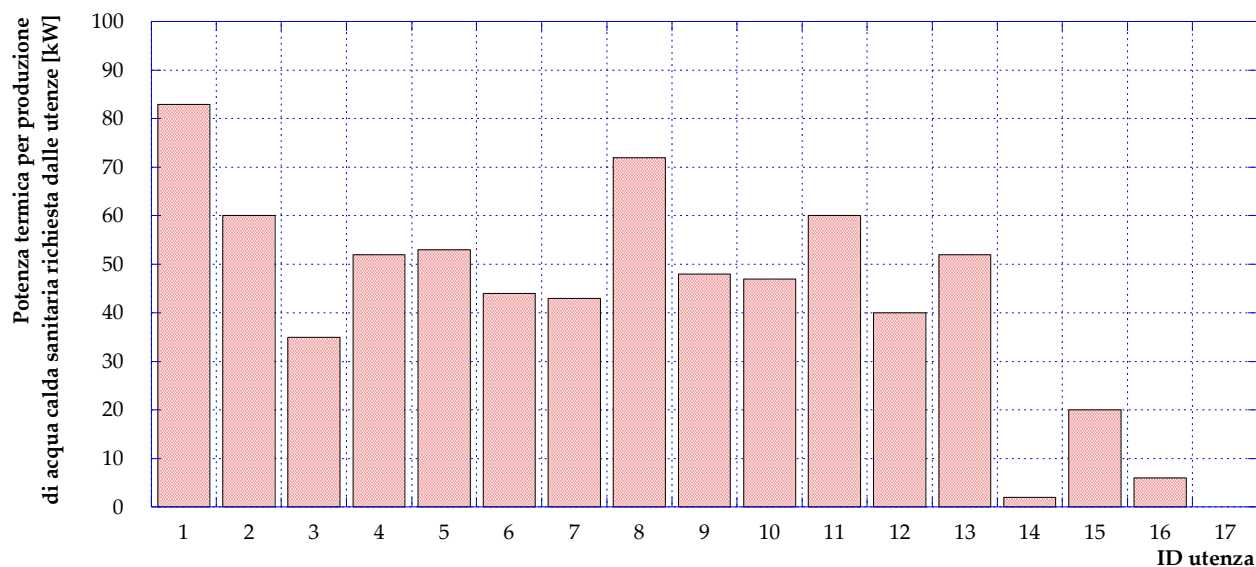


Figura 6 – Potenza termica richiesta dalle utenze per la produzione di acqua calda sanitaria

In ragione di quanto appena detto, la potenza termica totale ($P_{TH,TOT,U}$) richiesta dalle utenze può essere valutata con la seguente espressione:

$$P_{TH,TOT,U} = P_{TH,R} + P_{TH,A} = (\alpha_1 T_{ext} + \alpha_2) + P_{TH,A}$$

Inserendo, infine, il termine η_{NS} ovvero il rendimento della rete secondaria di distribuzione (considerata come il complesso della rete che va dagli scambiatori delle sottostazioni fino ai singoli dispositivi di erogazione del riscaldamento invernale e dell'acqua calda sanitaria) è possibile valutare la potenza termica totale ($P_{TH,TOT,N}$) che deve essere ceduta dalla rete di teleriscaldamento alle singole utenze. Ne segue:

$$P_{TH,TOT,N} = \frac{P_{TH,TOT,U}}{\eta_{NS}}$$

L'andamento della potenza termica totale che la rete di teleriscaldamento deve fornire al complesso delle utenze servite al variare della temperatura esterna è riportato in **Figura 7**. In base ai dati ed alle informazioni disponibili, la curva in **Figura 7** è stata calcolata assumendo un valore di rendimento della rete secondaria di distribuzione pari a 0.94; tale valore è stato ritenuto, per semplicità, costante al variare della potenza termica richiesta dalle utenze.

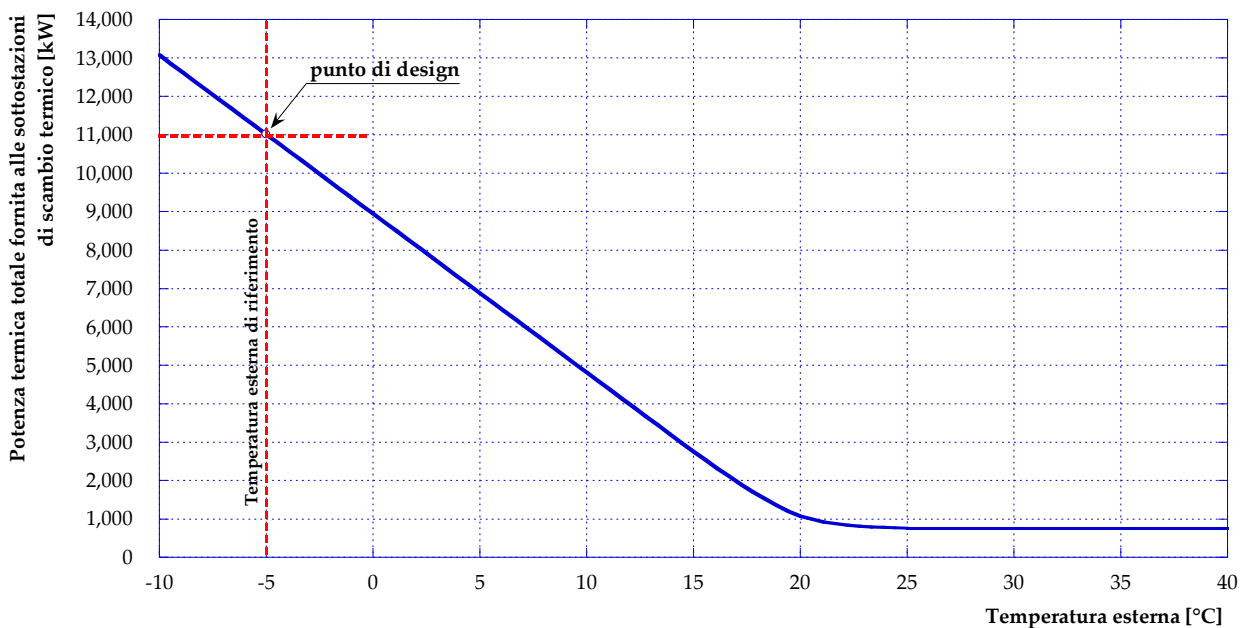


Figura 7 – Potenza termica totale fornita alle utenze, per il riscaldamento invernale e la produzione di acqua calda sanitaria in funzione della temperatura esterna

2.2 Analisi delle rete di distribuzione

La rete di distribuzione (si veda **Figura 3**) è di tipo misto con due anelli sezionabili in prossimità delle sottostazioni 3 e 10. Il tracciato mostrato in figura si riferisce alla configurazione attuale (diversa da quella inizialmente posata), realizzata in seguito a lavori di rifacimento durati dal 1995 al 2008.

Le tubazioni impiegate, interrate a circa 1 metro di profondità dal livello della strada, sono in acciaio rivestito di polietilene (densità non inferiore a 60 kg/m^3 e coefficiente di conduzione termica pari a 0.027 W/mK). La rete è caratterizzata da tubazioni con un diametro variabile tra il DN250 ed il DN40. In **Figura 8** si riportano i valori di diametro interno, spessore della tubazione e spessore di isolante al variare del diametro nominale.

La centrale immette acqua calda in rete ad una temperatura nominale pari ad 80 °C con un salto termico tra il circuito di mandata e quello di ritorno mediamente pari a 15 °C.

L'acqua trasportata entra in rete ad una pressione di circa 10 bar, mentre il vaso di espansione in centrale è settato ad una pressione pari a 4 bar. Non sono presenti stazioni di rilancio lungo il percorso della rete.

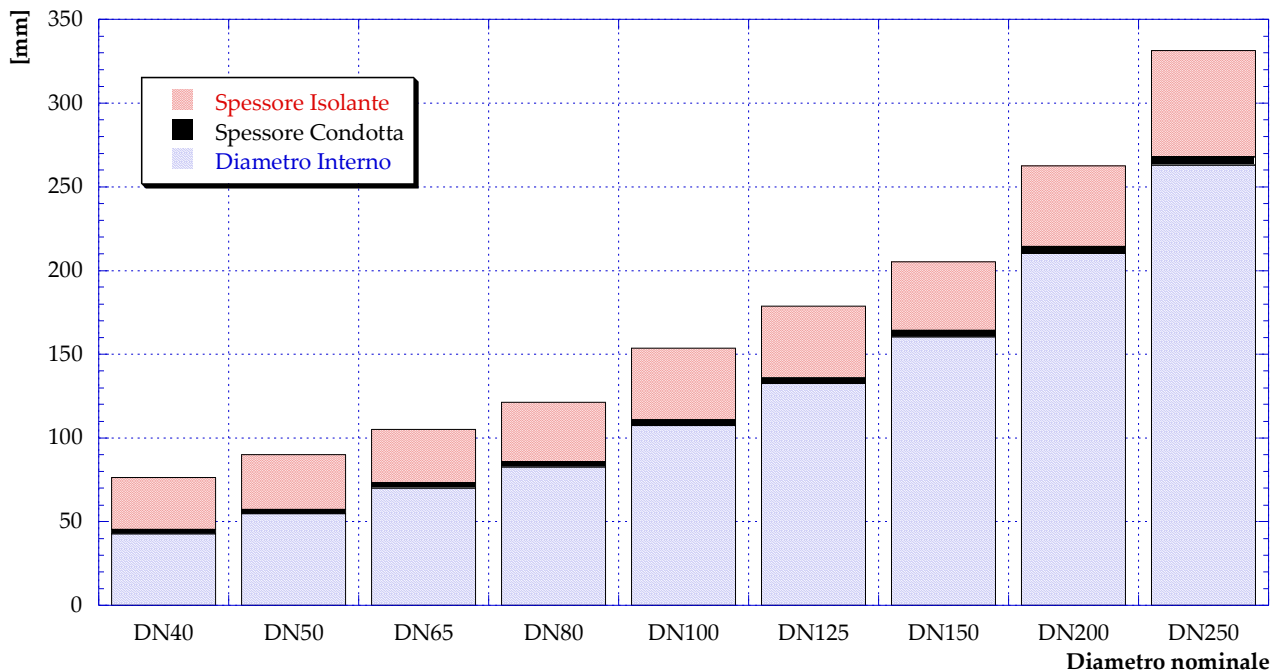


Figura 8 – Caratteristiche delle tubazioni della rete di Corticella

2.3 Analisi della centrale di produzione

La centrale termica che alimenta la rete di teleriscaldamento può contare su una potenza termica totale installata pari a 13'100 kW suddivisa in quattro caldaie a giri di fumo da 2900 kW termici l'una e un cogeneratore in grado di fornire circa 1'500 kW termici. In **Figura 9** si riporta uno schema dei sistemi di produzione e del gruppo di pompaggio.

Come già anticipato, la centrale produce acqua calda a 80 °C, fornendo un salto di pressione tra 4 bar e circa 10 bar.

Abitualmente, durante il funzionamento diurno invernale (dalle 6:00 alle 12:00 e dalle 14:00 alle 22:00) sono impiegate tre caldaie, mentre durante la notte (dalle 22:00 alle 6:00 del giorno dopo) è solitamente sufficiente una caldaia.

Durante il funzionamento diurno invernale, alle caldaie si affianca il motore a combustione interna cogenerativo, installato recentemente in luogo di una quinta caldaia, sempre da 2'900 kW, non più esistente. Quest'ultimo sistema, in base alle informazioni disponibili, è impiegato per 1'500 ore all'anno, ovvero per circa il 60% delle ore di riscaldamento (pari a 14 ore al giorno per 183 giorni all'anno) previste per l'anno termico in zona climatica E.

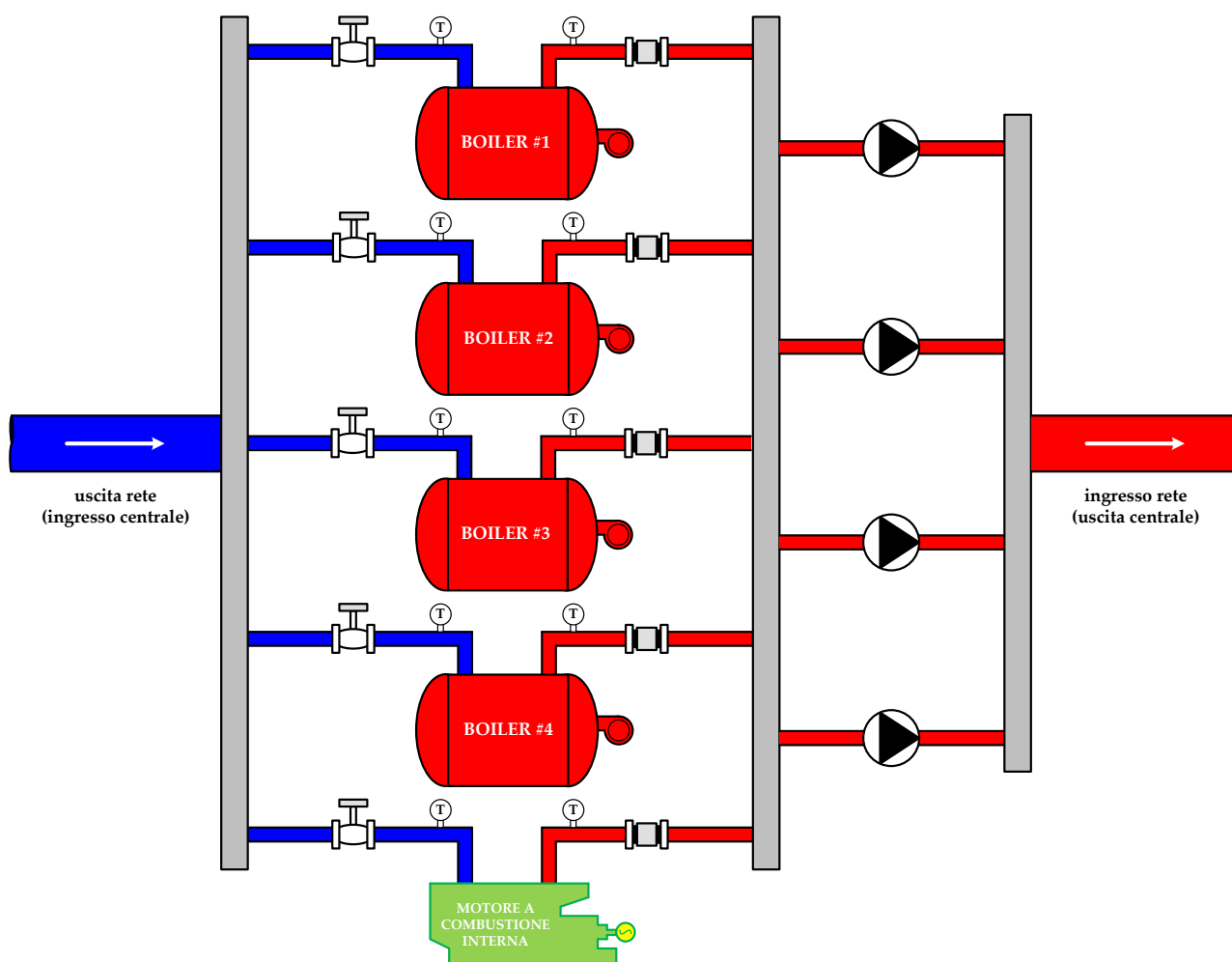


Figura 9 – Schema dei sistemi di produzione e della stazione di pompaggio in centrale

3 Realizzazione del modello di calcolo della rete di teleriscaldamento di Corticella

Il modello di calcolo della rete di teleriscaldamento di Corticella è stato realizzato mediante il software IHENA 2.0 (Intelligent Heat Energy Network Analysis) – evoluzione della versione precedentemente rilasciata [6] – realizzato dal Dipartimento di Ingegneria industriale (DIN) dell'Università di Bologna.

Il software impiegato è in grado di simulare, con approccio stazionario, una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento anche in presenza di utenze di tipo attivo. Il software, scritto in VBA con interfaccia in Microsoft Excel, è in grado di calcolare le portate, le pressioni e le temperature di una generica rete di distribuzione termica di tracciato noto; il motore di calcolo del software è basato sull'algoritmo di Todini-Pilati generalizzato dall'utilizzo delle equazioni di Darcy-Weisbach.

In **Figura 10** è presentato il risultato dell'implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0; in dettaglio, la figura definisce i numeri identificativi di ogni ramo (IDR) e nodo (IDN) della rete oltre alle coordinate geometriche (in termini di x ed y) di questi ultimi.

Il modello della rete è composto da 74 nodi (di cui una sorgente, 56 miscelatori e 17 utenze) e 75 rami che formano due anelli. In **Tabella 3** è inoltre presentata la corrispondenza tra la numerazione delle utenze secondo il sistema di gestione della centrale (ID utenza) e gli identificativi (IDN) attribuiti dal software IHENA. Nel prosieguo del presente documento si farà sempre riferimento alla numerazione presentata in **Figura 10**, sia per quanto riguarda i nodi che per i rami.

Tabella 3 – Corrispondenza della numerazione delle utenze tra il sistema di gestione della centrale (ID utenza) ed il software IHENA (IDN)

Utenza servita	ID utenza	IDN IHENA
Condominio di via Giulio Verne n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15	1	56
Condominio di via Giulio Verne n. 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14	2	55
Condominio di via Giulio Verne n. 16, 18, 20, 22, 24, 26	3	58
Condominio di via Massimo Gorki n. 11, 13, 15, 17	4	44
Condominio di via Massimo Gorki n. 19, 21, 23, 25	5	39
Condominio di via Giorgio Byron n. 2, 4	6	14
Condominio di via Giorgio Byron n. 6, 8	7	11
Condominio di via Giorgio Byron n. 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22	8	6
Condominio di via Giorgio Byron n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13	9	13
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 1, 3, 5, 7, 9, 11	10	25
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 2, 4, 6, 8, 10	11	20
Condominio di via Wolfgang Goethe n. 12, 16, 18	12	29
Condominio di via S. Anna n. 15, 17, 19, 21	13	16
Scuola materna Attilia Neri + CSA & URP Villa Torchi	14	47
Scuola elementare e media F. Franchini +palestra	15	67
Centro Civico - Day Hospital	16	60
Supermercato Coop - Corticella	17	34

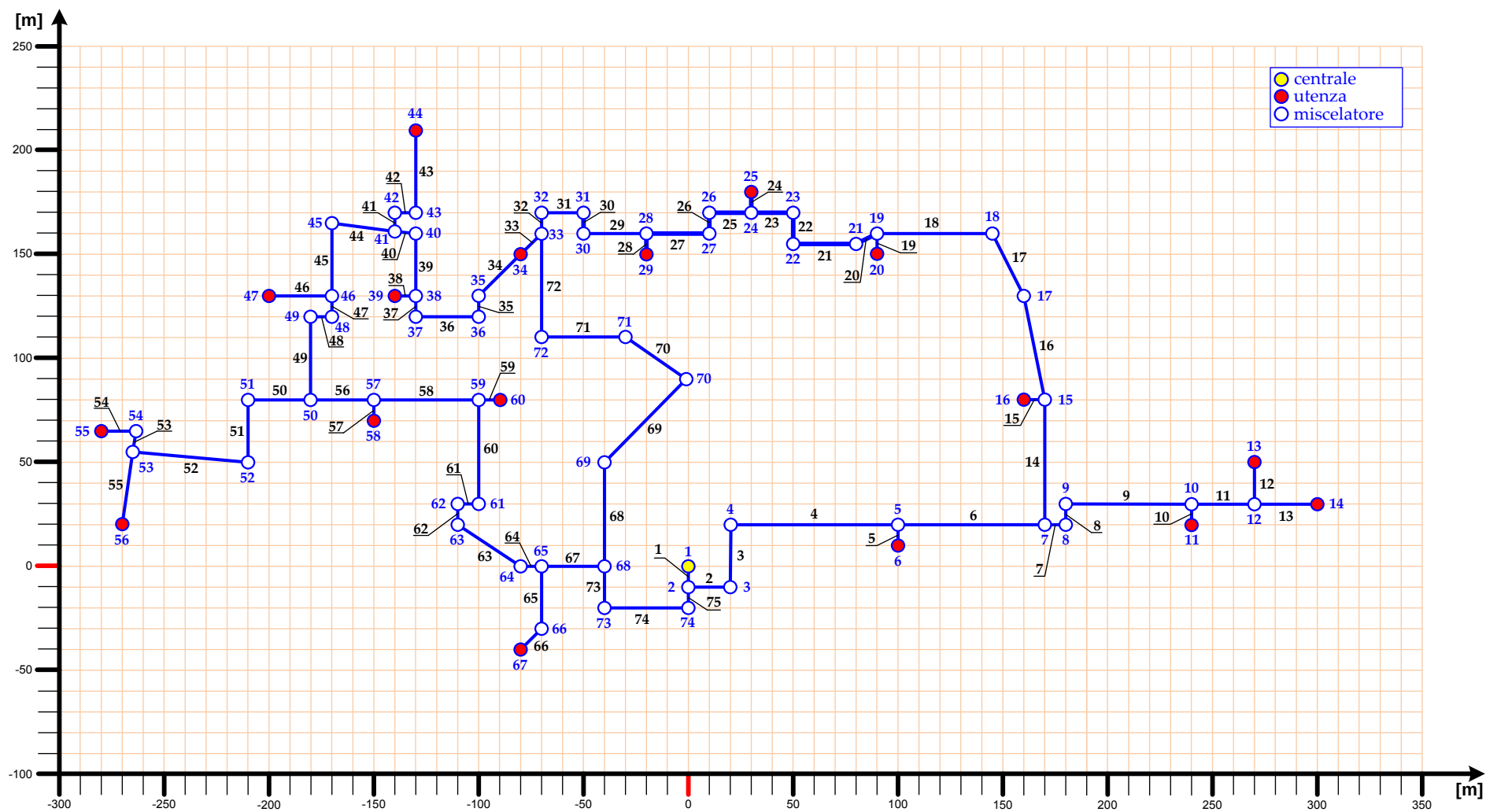


Figura 10 – Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0

Il funzionamento di design della rete simulata è stato assunto in corrispondenza dei -5 °C di temperatura esterna (si veda a tale proposito la **Figura 7** che quantifica la potenza termica totale fornita alle 17 sottostazioni di scambio termico dalla rete di teleriscaldamento). Nei paragrafi successivi saranno presentate le prestazioni di design ed off design della rete oggetto di studio così come simulate dal software IHENA 2.0.

3.1 Prestazioni di riferimento della rete passiva

Assumendo un valore della temperatura ambiente pari -5 °C, è possibile studiare il comportamento della rete in condizioni di riferimento. Per comodità, la potenza termica per riscaldamento invernale e produzione di acqua calda sanitaria che la rete di teleriscaldamento deve fornire ad ogni sottostazione di scambio termico è presentata in **Figura 11**.

Si assume la temperatura di mandata dalla centrale di produzione (IDN 1 in **Figura 10**) pari a 80 °C con un salto di temperatura per le sottostazioni di scambio termico di 15 °C; la pressione di immissione in rete e quella del vaso di espansione sono infine impostate pari a 10.3 bar e 4.0 bar rispettivamente.

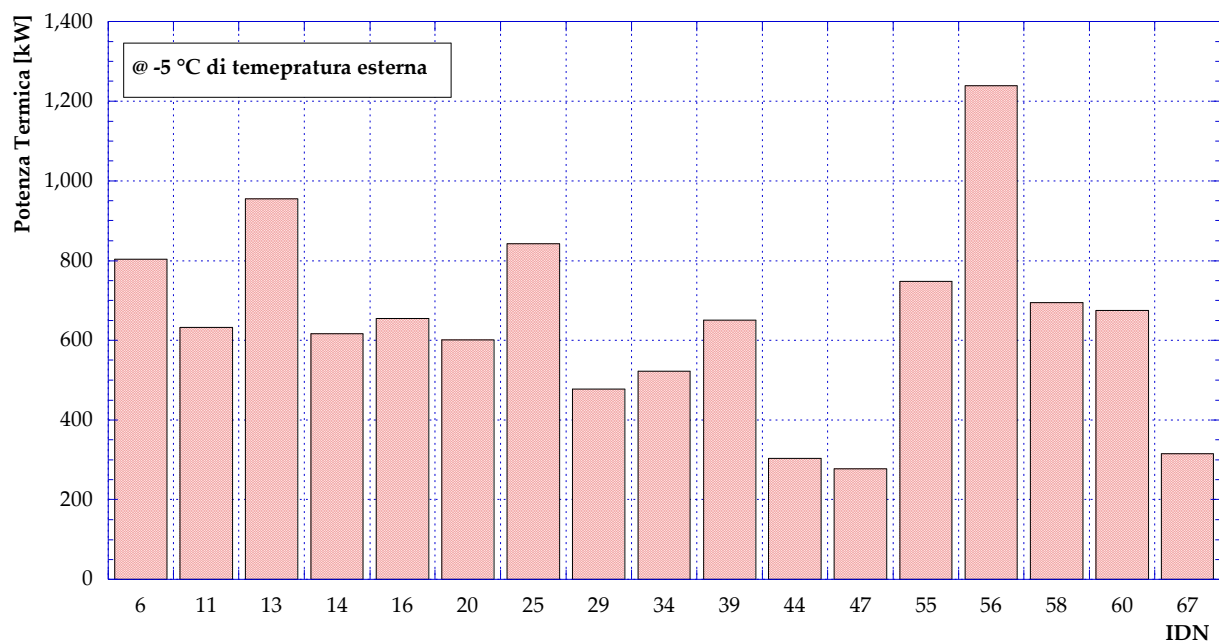


Figura 11 – Potenza termica per riscaldamento invernale e produzione di acqua calda sanitaria richiesta (temperatura esterna: -5°C)

La simulazione del caso di riferimento permette di calcolare una potenza termica totale prodotta dalla centrale pari a 11097 kW con un rendimento di distribuzione pari a circa il 99%. Dalla **Figura 12**, che mostra l'andamento dei versi di mandata della rete in esame, si osserva la presenza di due punti morti (ovvero i punti in cui si ricongiungono due portate che circolano con versi opposti in un anello), corrispondenti ai nodi 19 e 50. La portata totale immessa in rete è pari a poco più di 175 kg/s suddivisa tra le diverse utenze così come indicato in **Figura 13**. La potenza impiegata per il pompaggio, di poco superiore ai 125 kW, rende disponibile agli scambiatori delle utenze i salti di pressione riportati in **Figura 14**.

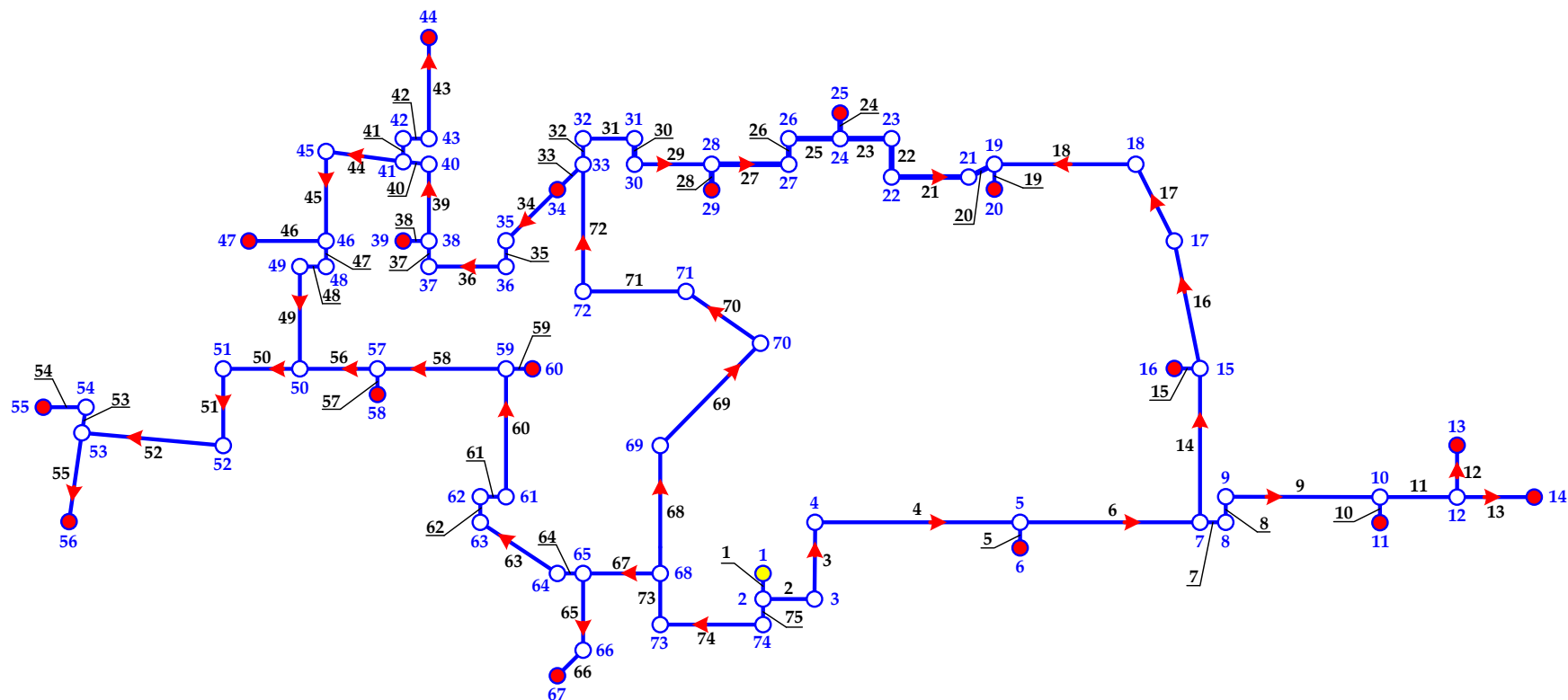


Figura 12 – Versi di mandata (temperatura esterna: -5°C)

L'analisi congiunta della **Figura 13** e della **Figura 14** permette di identificare l'utenza corrispondente al nodo 56 (si veda anche **Figura 12**) come quella critica, ovvero l'utenza caratterizzata dal minore salto di pressione disponibile e/o dalla maggiore portata in massa. Evidentemente, il salto di pressione minimo deve essere sempre garantito al fine di scongiurare problemi di circolazione all'interno della rete. In base ai versi delle portate calcolati dal software IHENA 2.0, è possibile individuare due percorsi che dalla centrale conducono al nodo 56, detti critici (sovrapposti, in parte, nelle vicinanze della centrale e dell'utenza stessa), così come riportato in **Figura 15**.

Si riportano inoltre, da **Figura 16** a **Figura 19**, le distribuzioni lungo la rete delle portate (**Figura 16**), delle velocità (**Figura 17**) e delle perdite di carico sui rami sia totali (**Figura 18**) che specifiche (**Figura 19**) sempre con riferimento ad una temperatura esterna pari a -5 °C.

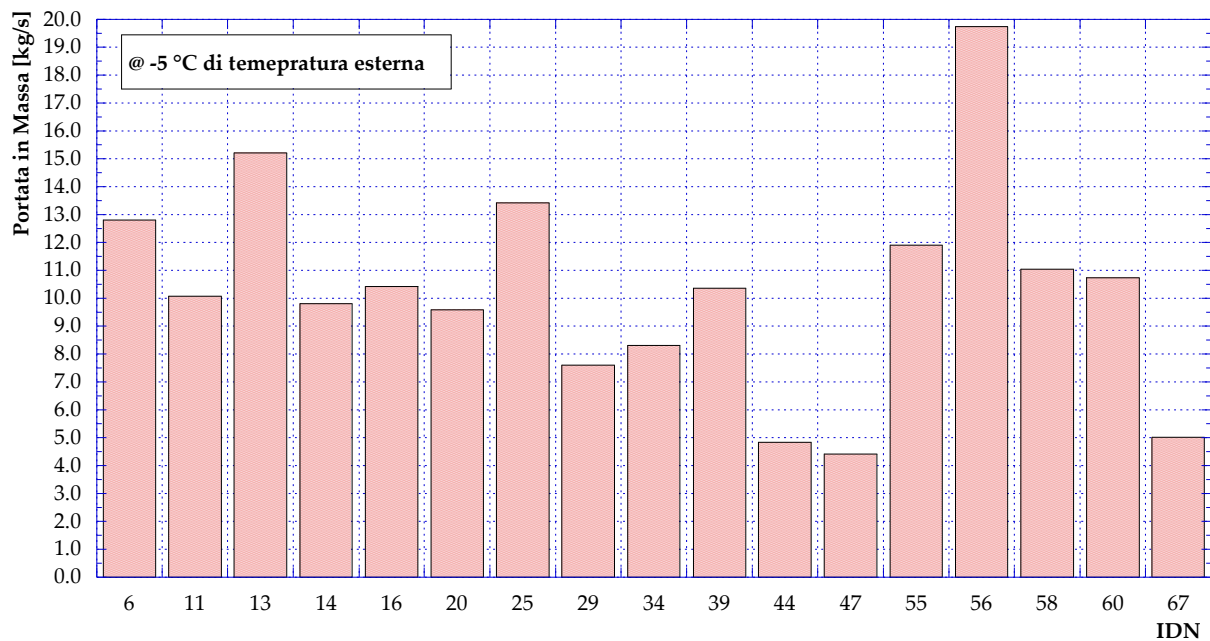


Figura 13 – Portata in massa inviata agli scambiatori delle utenze (temperatura esterna: -5°C)

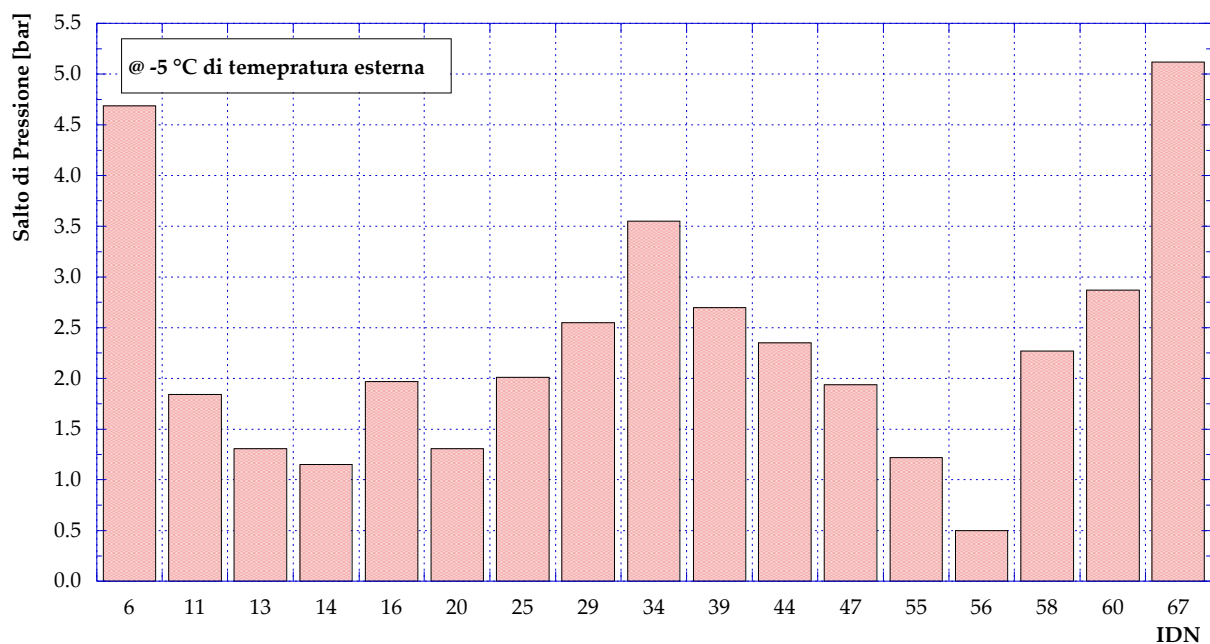


Figura 14 – Salto di pressione disponibile agli scambiatori delle utenze (temperatura esterna: -5°C)

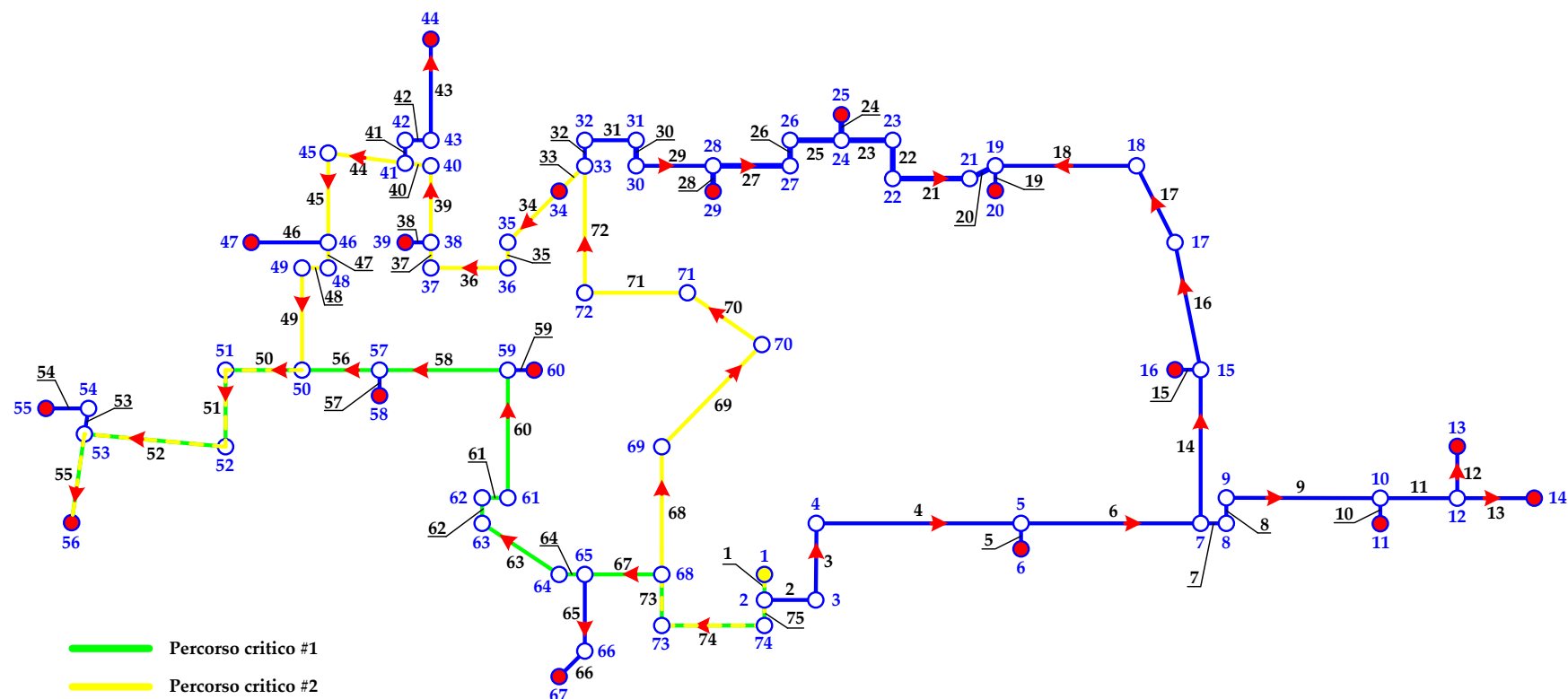


Figura 15 – Individuazione del percorso critico (temperatura esterna: -5°C)

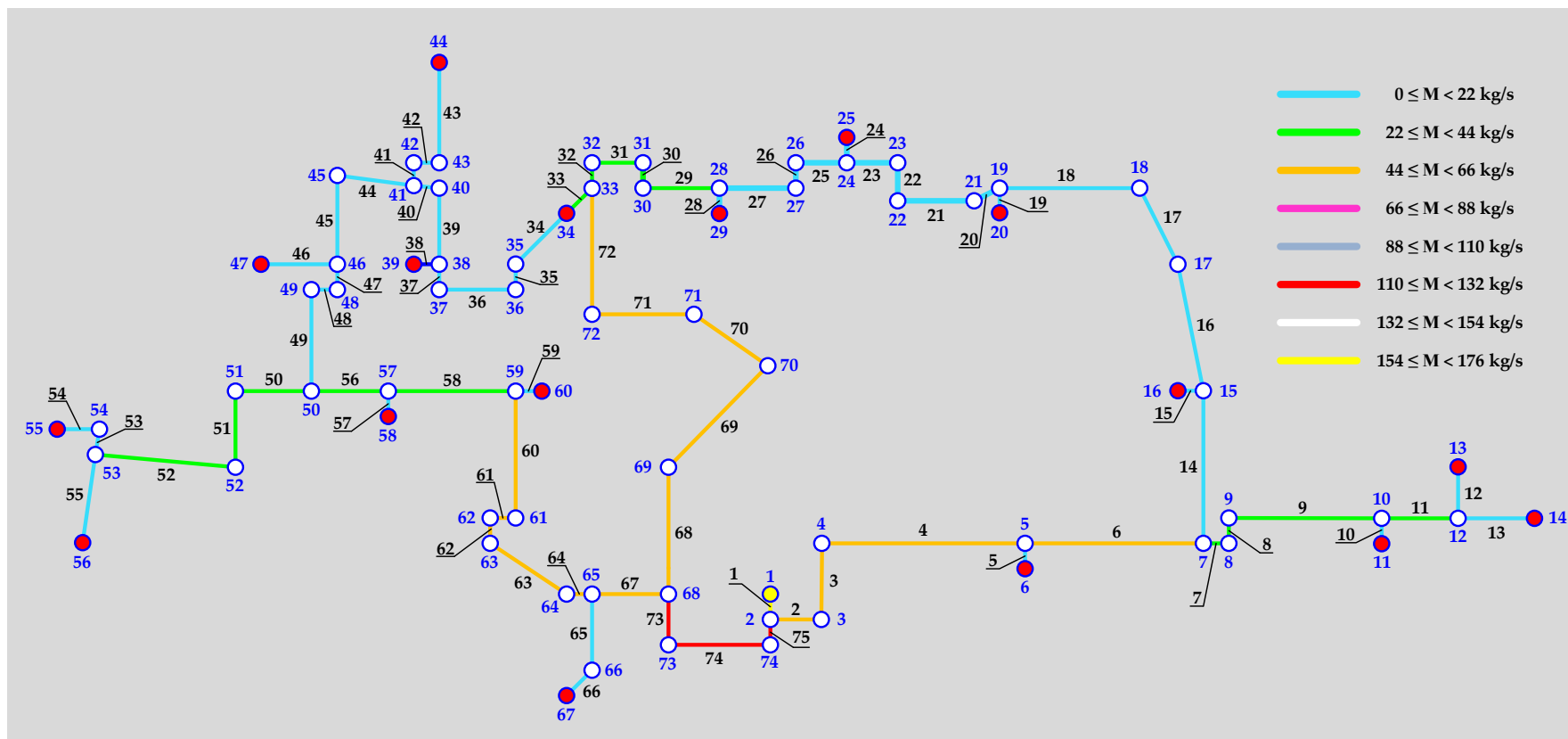


Figura 16 – Distribuzione delle portate (temperatura esterna: -5°C)

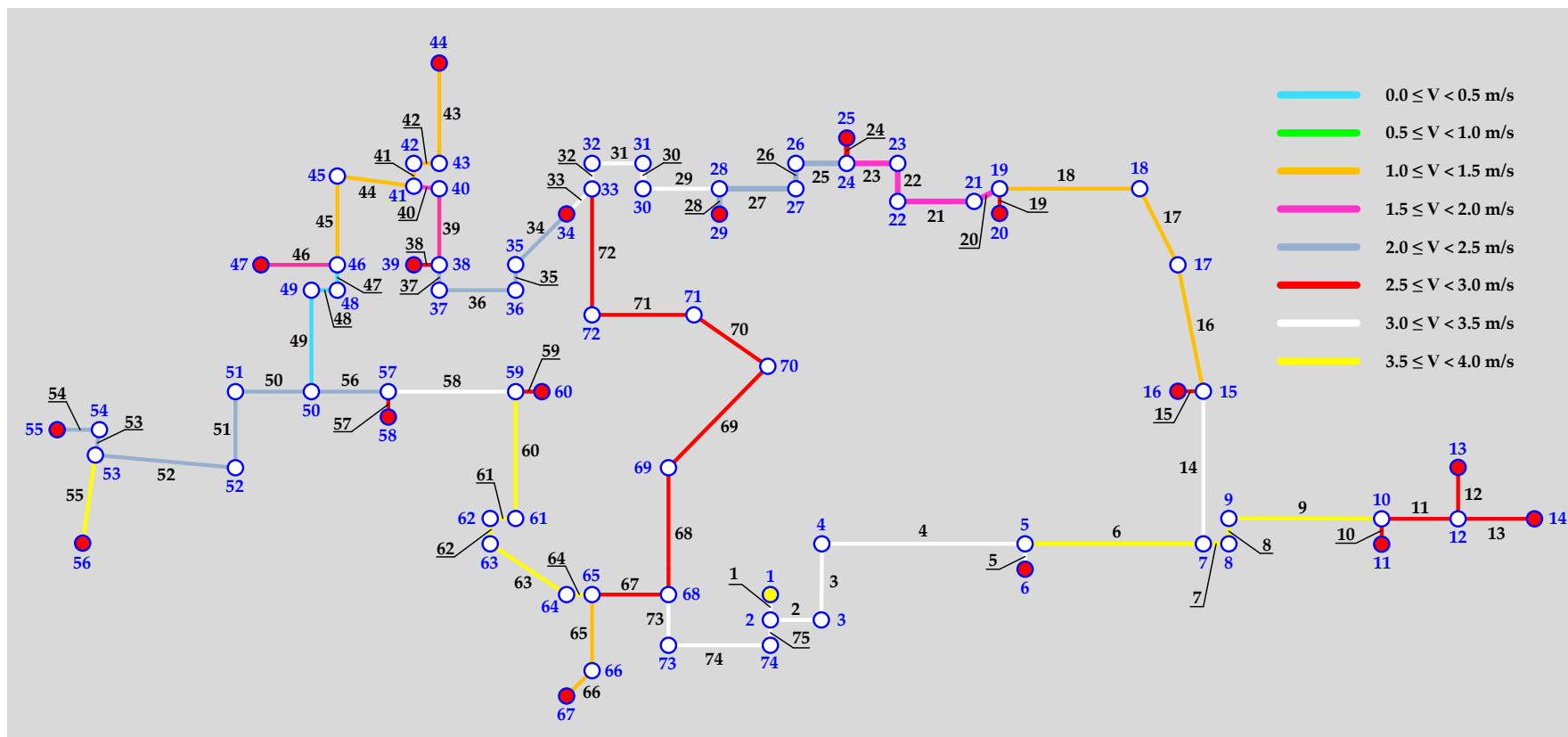


Figura 17 – Distribuzione delle velocità (temperatura esterna: -5°C)

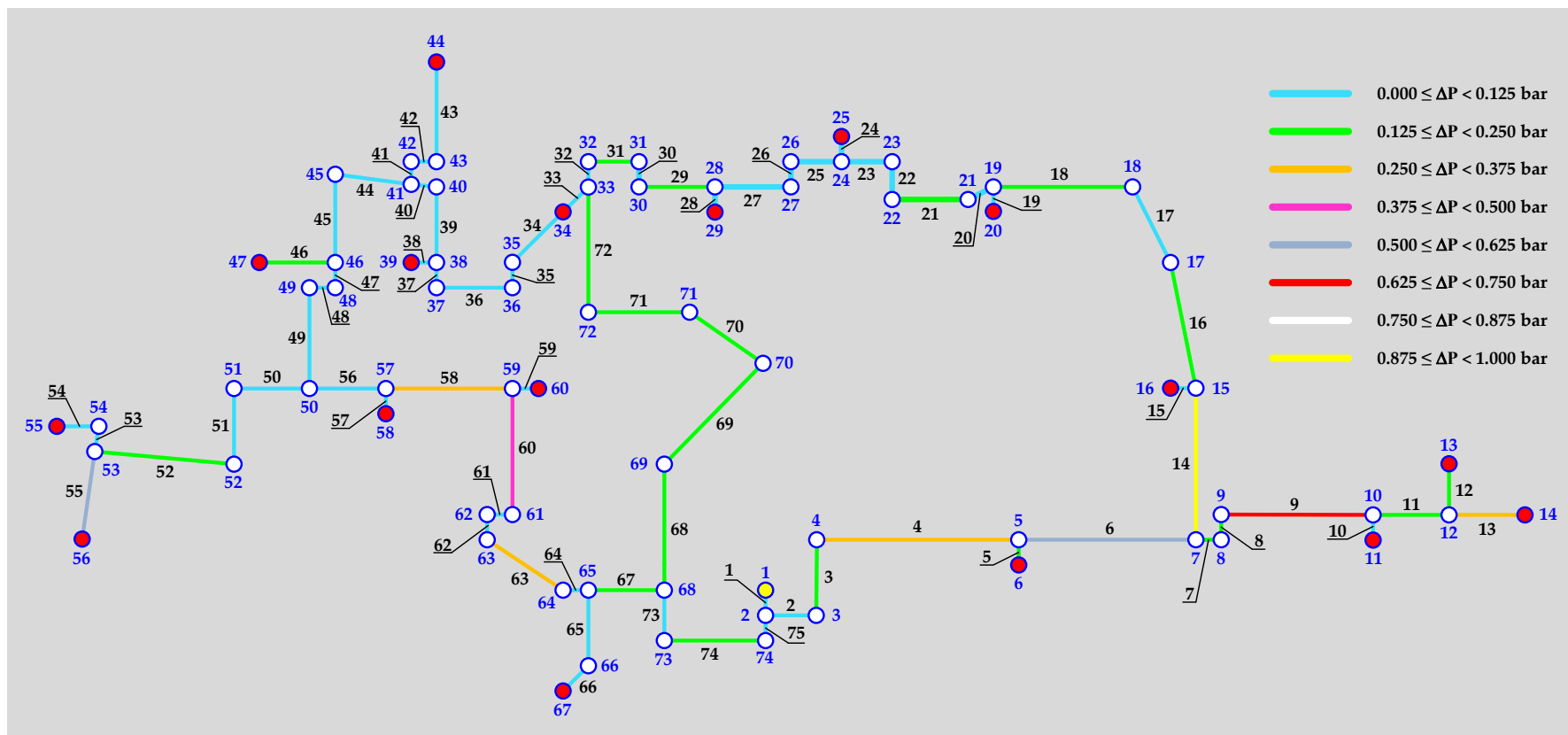


Figura 18 – Distribuzione delle perdite di carico totali (temperatura esterna: -5°C)

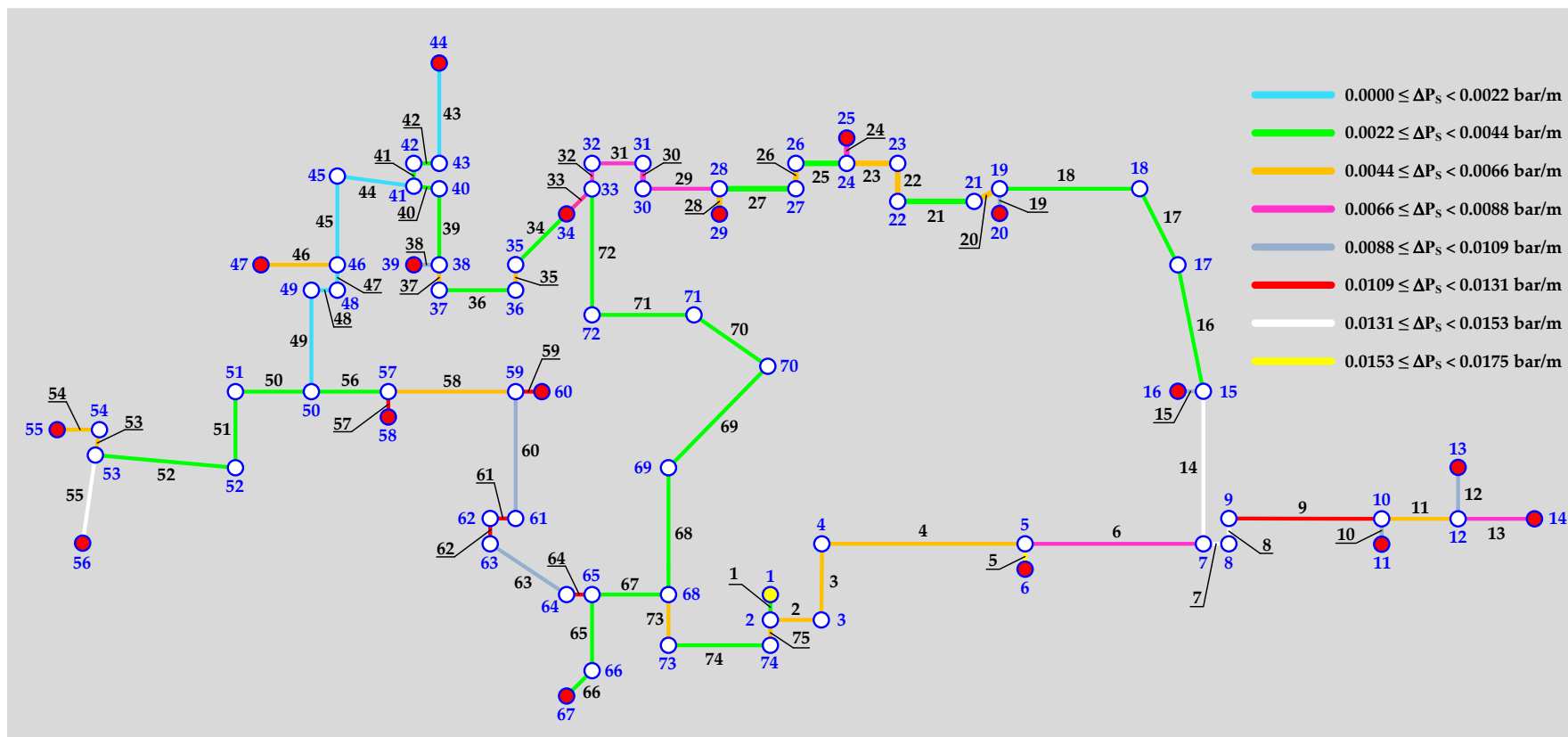


Figura 19 – Distribuzione delle perdite di carico specifiche (temperatura esterna: -5°C)

Le velocità lungo i tratti della rete sono comprese tra un valore minimo di 0.3 m/s e massimo di poco inferiore a 4.0 m/s, con un valore medio di circa 2.5 m/s; tali valori sono in linea con lo stato dell'arte delle reti di teleriscaldamento [7]. I rami caratterizzati dai valori maggiori di velocità sono (si veda **Figura 17**), nella maggior parte dei casi, quelli appartenenti al percorso che collega (secondo la mandata) la centrale di produzione con il nodo 14 (utenza) e con il nodo 33 (miscelatore).

Le perdite totali (si veda **Figura 18**) lungo i rami della rete sono in media pari a 0.15 bar con un valore massimo (ramo 14) di circa 0.9 bar e un minimo prossimo allo zero (nel caso ad esempio del ramo 47). Per unità di lunghezza (si veda **Figura 19**), le perdite di carico variano invece tra 0.016 bar/m e 0.001 bar/m.

La distribuzione delle perdite di carico permette di tracciare il profilo delle pressioni lungo i due percorsi che portano all'utenza 56. Più in dettaglio, in **Figura 20** è tracciato l'andamento delle pressioni lungo i rami che vanno dalla centrale all'utenza 56 (si veda **Figura 15**), sia per il percorso critico #1 (rami 1, 75, 74, 73, 67, 64, 63, 62, 61, 60, 58, 56, 50, 51, 52 e 55) che per il percorso critico #2 (rami 1, 75, 74, 73, 68, 69, 70, 71, 72, 33, 34, 35, 36, 37, 39, 40, 44, 45, 47, 48, 49, 50, 51, 52 e 55), in funzione della distanza dalla centrale. Dalla **Figura 20** si osserva che, per il percorso critico #1, la distanza di circa 450 metri dalla centrale all'utenza 56 comporta una caduta di pressione da 10.3 bar a 7.4 bar; lo stesso salto di pressione è realizzato su una distanza pari a poco più di 720 metri lungo il percorso critico #2.

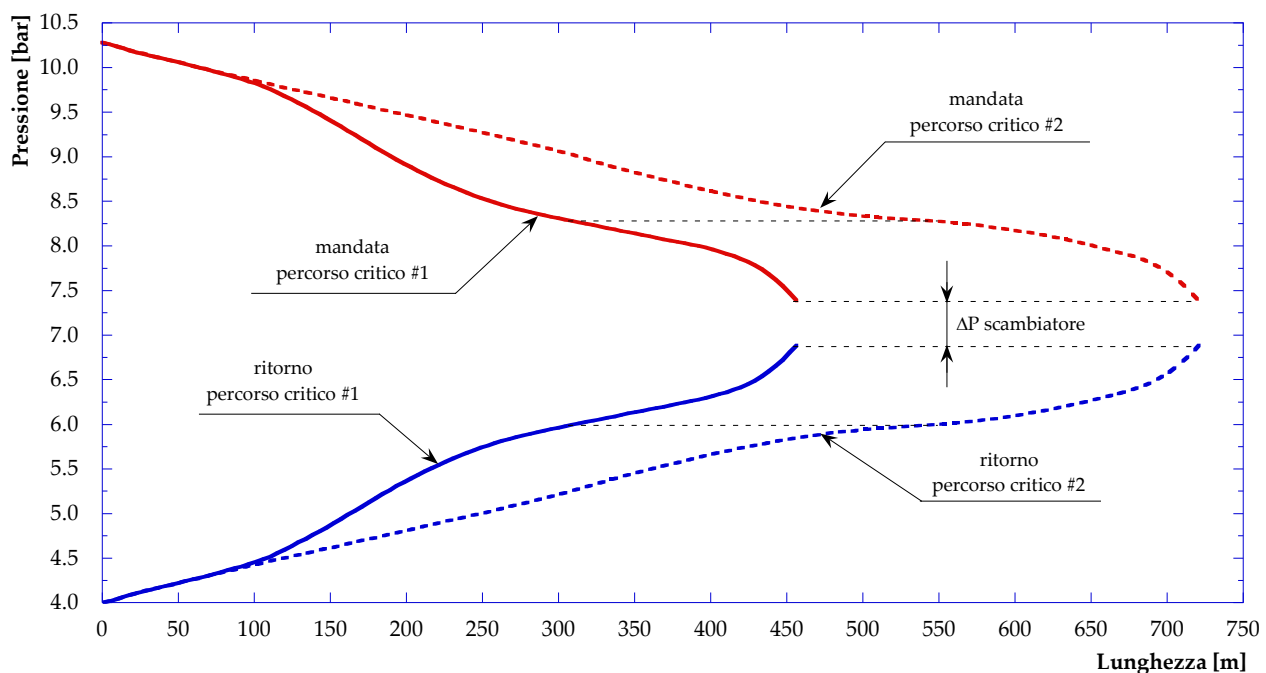


Figura 20 – Andamento delle pressioni lungo i percorsi critici #1 e #2 tra centrale ed utenza 56 (temperatura esterna: -5°C)

4 Prestazioni della rete di Corticella in assetto passivo

Con l'ausilio del modello di calcolo realizzato con il software IHENA 2.0, sono state valutate le prestazioni della rete di teleriscaldamento al variare della temperatura esterna.

Per una generalità di analisi, per quanto riguarda la regolazione della rete è stato preso in considerazione sia il criterio a *portata costante*, che quello a *delta di temperatura* (tra la mandata ed il ritorno in centrale) *costante*. Come noto, nel caso di una rete di teleriscaldamento regolata con il primo dei criteri presi in esame, la portata circolante, al variare della richiesta di potenza termica delle utenze, è costante; la variazione di potenza termica richiesta dalle utenze è soddisfatta con una corrispondente modifica del salto di temperatura sugli scambiatori, ovvero con la variazione della temperatura di ritorno in centrale. Con il secondo dei criteri considerati, al contrario, il gradiente termico tra immissione in rete e ritorno in centrale si mantiene costante; ne segue che la variazione di potenza termica richiesta dalle utenze è soddisfatta con una variazione della portata circolante.

Nei paragrafi successivi saranno esposti i principali risultati delle simulazioni effettuate, al variare della temperatura esterna ovvero della potenza termica richiesta dalle utenze (si veda **Figura 7**).

4.1 Prestazioni a portata costante

In **Figura 21** è riportato l'andamento della potenza termica prodotta dalla centrale ed immessa in rete, al variare della temperatura esterna. La curva presentata in figura si discosta da quella che rappresenta la potenza termica da fornire agli scambiatori delle utenze ($P_{TH,TOT,N}$) in ragione delle dispersioni della rete (P_{disp}), ovvero del rendimento di distribuzione (η_{dist}). Tale rendimento corrisponde al rapporto tra la potenza termica fornita agli scambiatori delle utenze e quella immessa in rete dalla centrale ($P_{TH,TOT,C}$). Risulta:

$$\eta_{dist} = \frac{P_{TH,TOT,N}}{P_{TH,TOT,C}} = \frac{P_{TH,TOT,C} - P_{disp}}{P_{TH,TOT,C}} = 1 - \frac{P_{disp}}{P_{TH,TOT,C}}$$

Si osserva che:

- $P_{disp} = f(\dot{m}_i; T_i - T_t)$ essendo: $\dot{m}_i$ la portata in massa che scorre nel ramo i-esimo, T_i la sua temperatura e T_t la temperatura del terreno (dipendente dalla temperatura esterna);
- $P_{TH,TOT,C} = f(\dot{m}_{tot}; T_m; T_r)$ essendo $\dot{m}_{tot}$ la portata in massa totale immessa in rete dalla centrale e T_m e T_r rispettivamente le temperature di immissione e ritorno in centrale.

Ne segue che il rendimento di distribuzione, il cui andamento è presentato in **Figura 22**, è funzione dei parametri sopra elencati. Si osserva che tale parametro è compreso tra poco più del 99% (valore molto vicino a quello in condizioni di riferimento) nel caso di temperatura esterna di -10 °C, e circa il 93% in corrispondenza di una temperatura esterna di 20 °C.

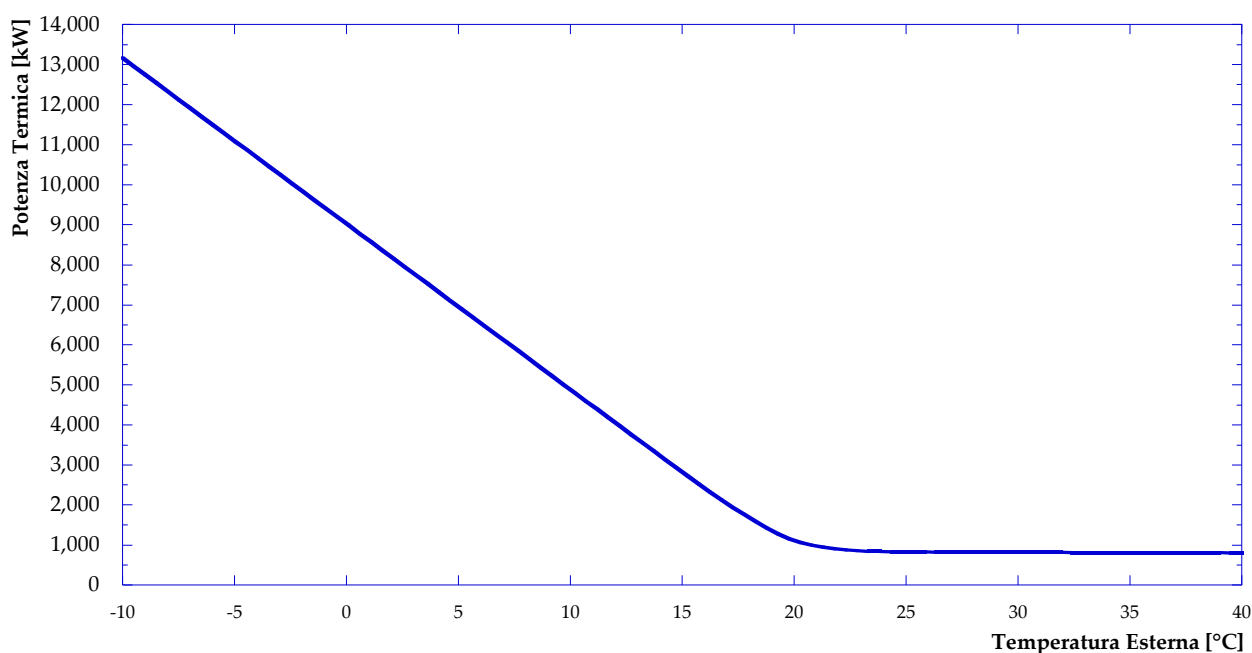


Figura 21 – Potenza termica immessa in rete dalla centrale (regolazione a portata costante)

Sempre con riferimento alla **Figura 22**, si nota che la riduzione dell'efficienza, nell'intervallo da -10°C a 15°C, è dovuta sia all'incremento della temperatura esterna che all'aumento – mediamente – della temperatura del fluido circolante nelle tubazioni di ritorno. Infatti, all'aumentare della temperatura esterna, il salto di temperatura sugli scambiatori si riduce, mentre la temperatura del circuito di mandata può essere considerata all'incirca costante.

Per quanto riguarda l'intervallo tra i 20°C e i 40°C, la potenza termica fornita dalla centrale è all'incirca costante (così come il salto di temperatura sugli scambiatori delle utenze) essendo dovuta unicamente al fabbisogno di acqua calda sanitaria. Di conseguenza, l'aumento della temperatura esterna comporta una riduzione delle dispersioni: la temperatura del fluido sia nel percorso di mandata che in quello di ritorno è all'incirca costante e pertanto si riduce il gradiente con la temperatura esterna.

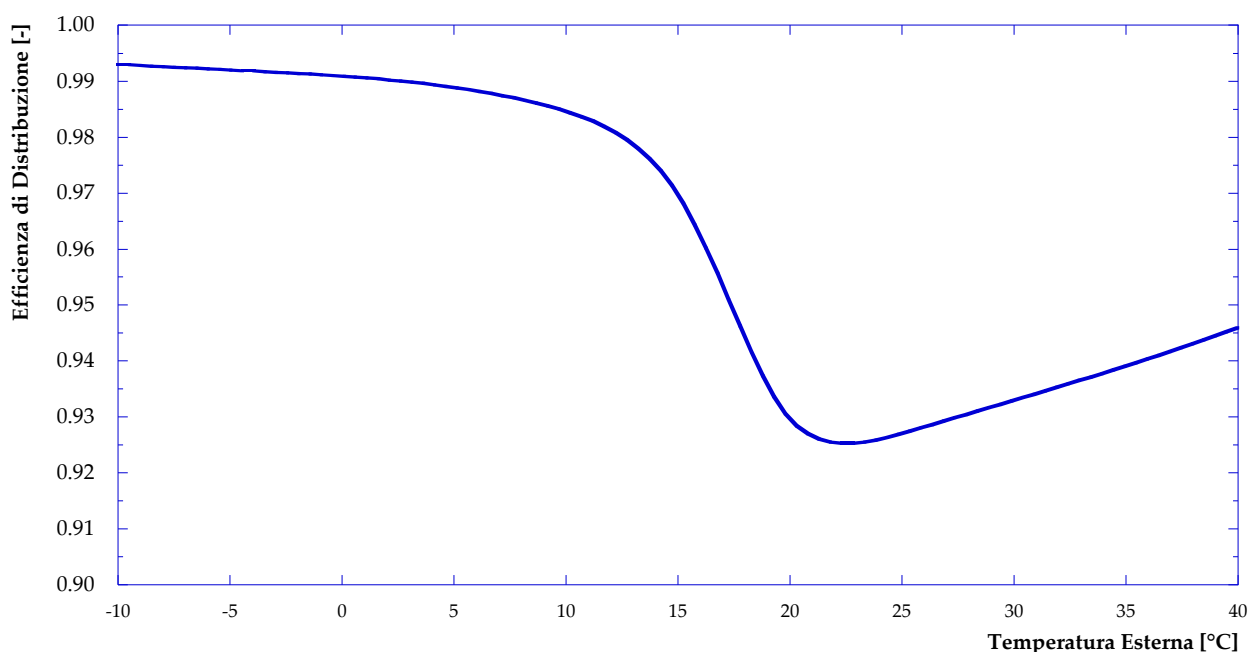


Figura 22 – Efficienza di distribuzione della rete (regolazione a portata costante)

La portata circolante, così come la potenza impiegata per il pompaggio, si mantengono costanti ai valori di riferimento (corrispondenti, come detto, ad una temperatura esterna pari a -5°C) e risultano rispettivamente pari a poco più di 175 kg/s e a circa 125 kW . Analogamente, la pressione di mandata e quella del vaso di espansione sono sempre pari – per tutte le simulazioni effettuate – ai valori di riferimento (10.3 bar e 4.0 bar).

In **Figura 23** si presenta infine l'andamento del salto di temperatura in centrale tra mandata e ritorno. Si osserva una riduzione del salto da circa 18°C (corrispondenti ad una temperatura esterna di -10°C) a poco più di 1°C (nel caso di temperatura esterna maggiore di 25°C).

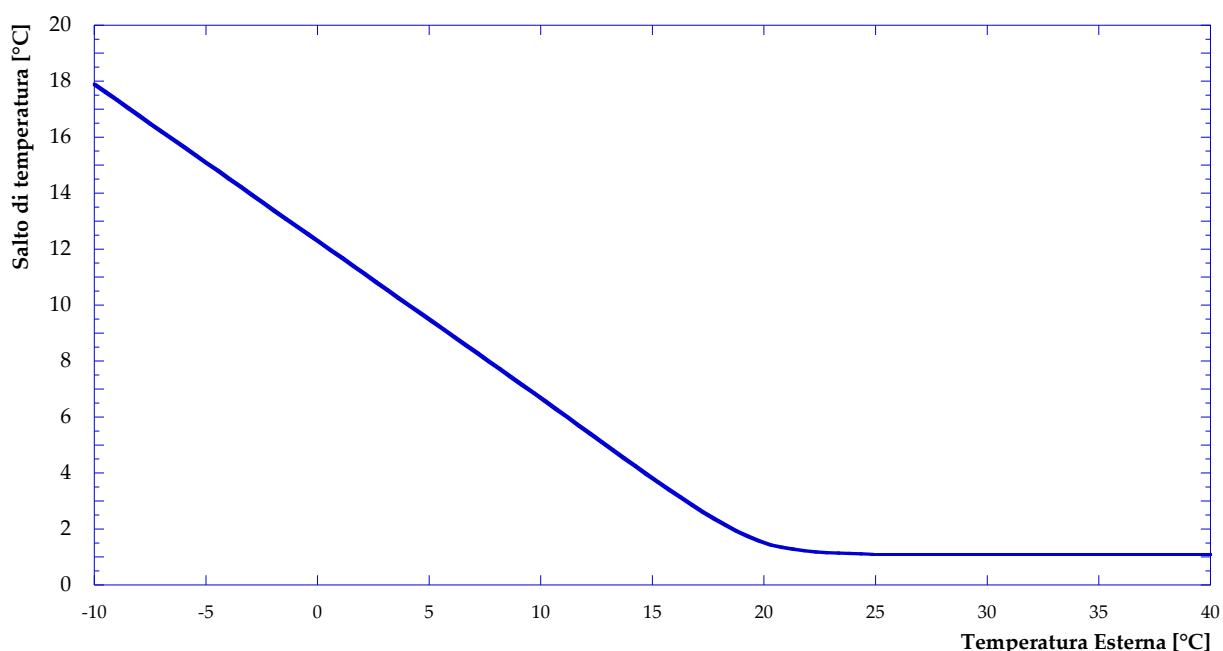


Figura 23 – Differenza di temperatura tra mandata e ritorno in centrale (regolazione a portata costante)

4.2 Prestazioni a delta di temperatura costante

Nel caso di regolazione a delta di temperatura costante, la variazione di potenza termica richiesta dalle utenze al variare della temperatura esterna è garantita dall'incremento o dal decremento della portata circolante in rete, e dunque anche nelle sottostazioni d'utenza. Ne segue che la potenza necessaria per il pompaggio, il cui andamento è presentato in **Figura 24**, diminuirà all'aumentare della temperatura esterna (ovvero al diminuire della portata che circola in rete). Al contrario, adottando il criterio di regolazione a portata costante, la potenza per il pompaggio risulta indipendente dal valore di temperatura esterna. Come si può notare dalla **Figura 24**, le due curve si intersecano in corrispondenza del valore di progetto della temperatura esterna (ovvero -5°C), punto in cui sia portata che delta di temperatura risultano uguali per i due criteri di regolazione. È evidente che per temperature esterne inferiori al valore di progetto, la spesa necessaria per il pompaggio sarà più elevata con il criterio di regolazione a delta di temperatura costante; al contrario, all'aumentare della temperatura esterna si registra una importante diminuzione della potenza per il pompaggio a delta di temperatura costante, fino a raggiungere un valore estremamente ridotto in corrispondenza di circa 20°C .

In **Figura 25** è invece riportato, anche in questo caso al variare della temperatura esterna, l'andamento dell'efficienza di distribuzione della rete. Le stesse considerazioni, viste nel precedente paragrafo per la regolazione a portata costante, possono essere ripetute anche in questo caso. Tuttavia, confrontando i due andamenti si nota che l'efficienza di distribuzione presenta un valore minimo più elevato se la rete viene gestita a delta di temperatura costante, rispetto ad una gestione a portata costante.

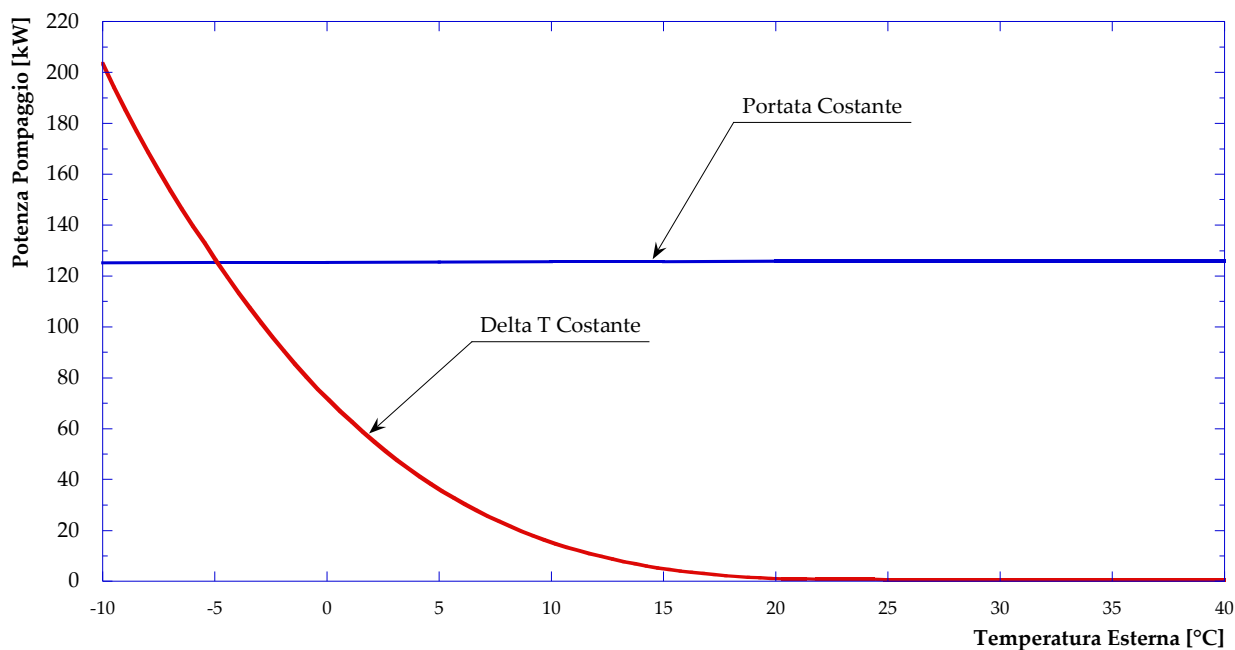


Figura 24 – Potenza impiegata per il pompaggio

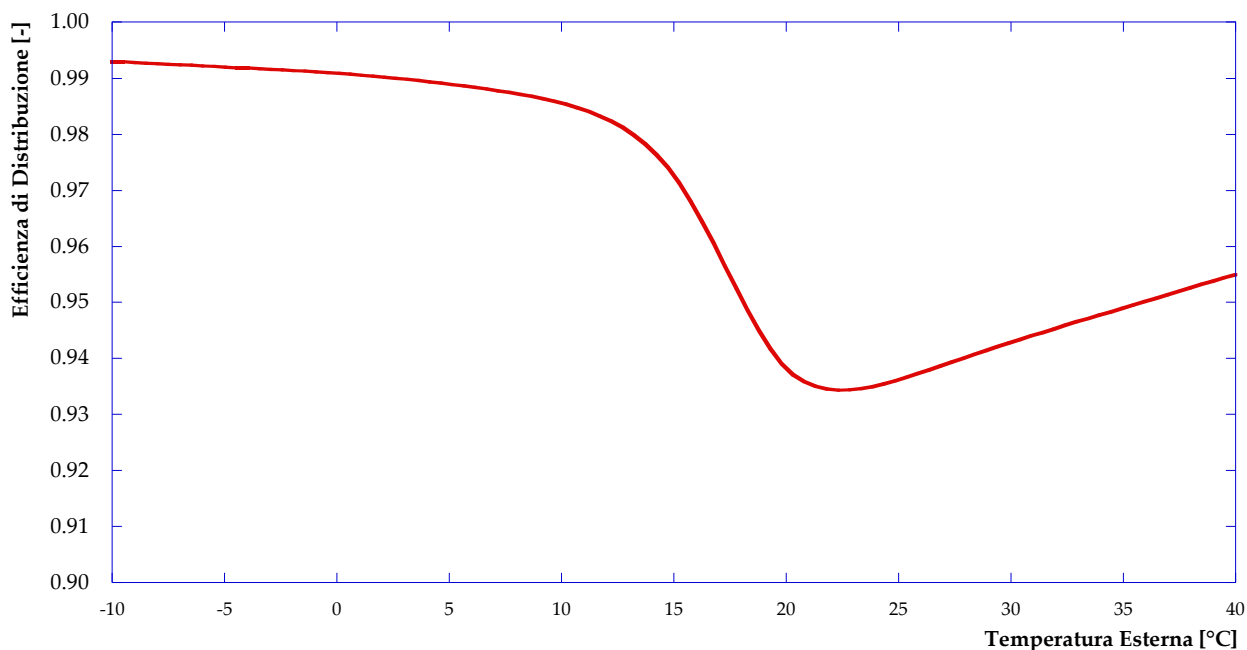


Figura 25 – Efficienza di distribuzione della rete (regolazione a delta di temperatura costante)

In **Figura 26**, in **Figura 27** e in **Figura 28** sono, infine, rispettivamente presentati – per i due criteri di regolazione analizzati – gli andamenti della portata in massa immessa in rete, della differenza di temperatura tra mandata e ritorno in centrale e della pressione di immissione in corrispondenza della centrale. In particolare, dalla **Figura 26** si nota come la portata in massa immessa in rete – per il criterio a delta di temperatura costante – a partire da un valore prossimo ai 210 kg/s decresca fino a raggiungere un valore di poco superiore ai 10 kg/s quando il fabbisogno delle utenze si riduce alla sola acqua calda sanitaria.

Per ragioni analoghe, come già discusso, la **Figura 27** mostra che, qualora la rete di teleriscaldamento venga regolata a portata costante, il salto di temperatura tra mandata e ritorno (pari a 15 °C in condizioni di

design) decresce costantemente all'aumentare della temperatura esterna fino ad attestarsi ad un valore minimo estremamente basso, di poco superiore ad 1 °C.

Infine, per quanto riguarda la pressione di immissione in rete (si veda **Figura 28**) restano valide le considerazioni fatte in riferimento alla potenza impiegata per il pompaggio dal momento che, come già detto, non vi sono pompe di rilancio lungo la rete considerata e l'unica stazione di pompaggio presente si trova in corrispondenza della centrale. Si può notare come tale pressione decresca da un valore pari a circa 12.5 bar in corrispondenza di una temperatura esterna di -10 °C fino ad un valore pari a circa 4.5 bar a 40 °C (regolazione a differenza di temperatura costante), mentre sia costante al valore di 10.3 bar nel caso di regolazione a portata in rete costante.

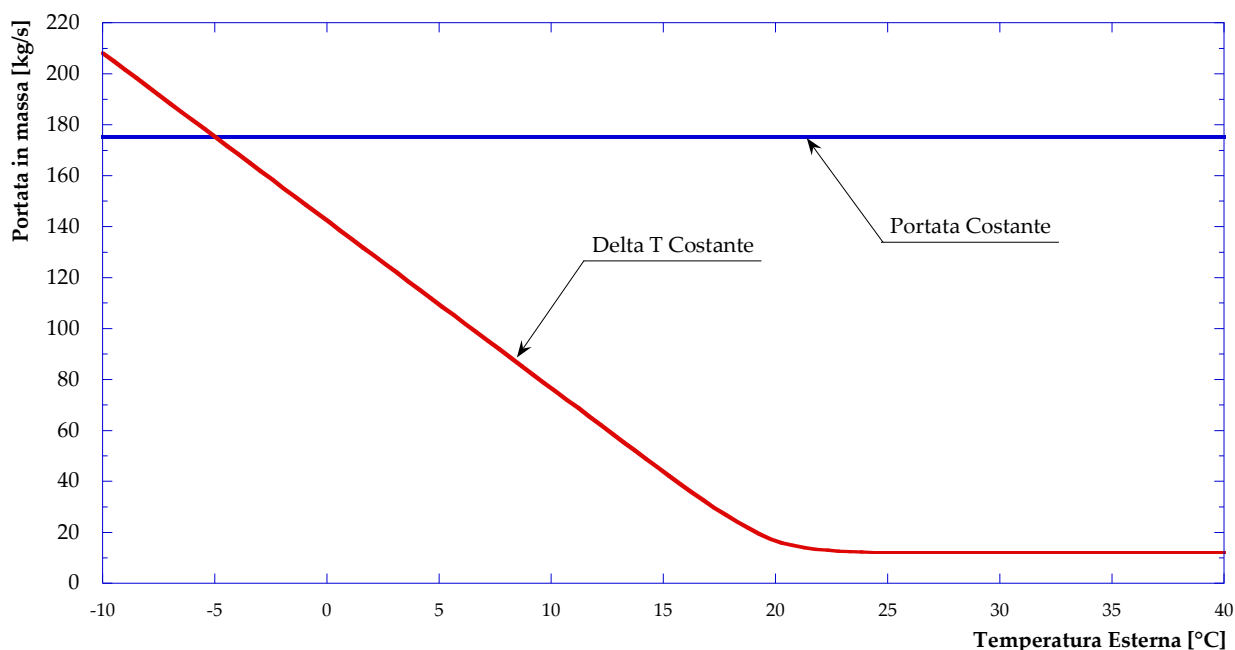


Figura 26 – Portata immessa in rete

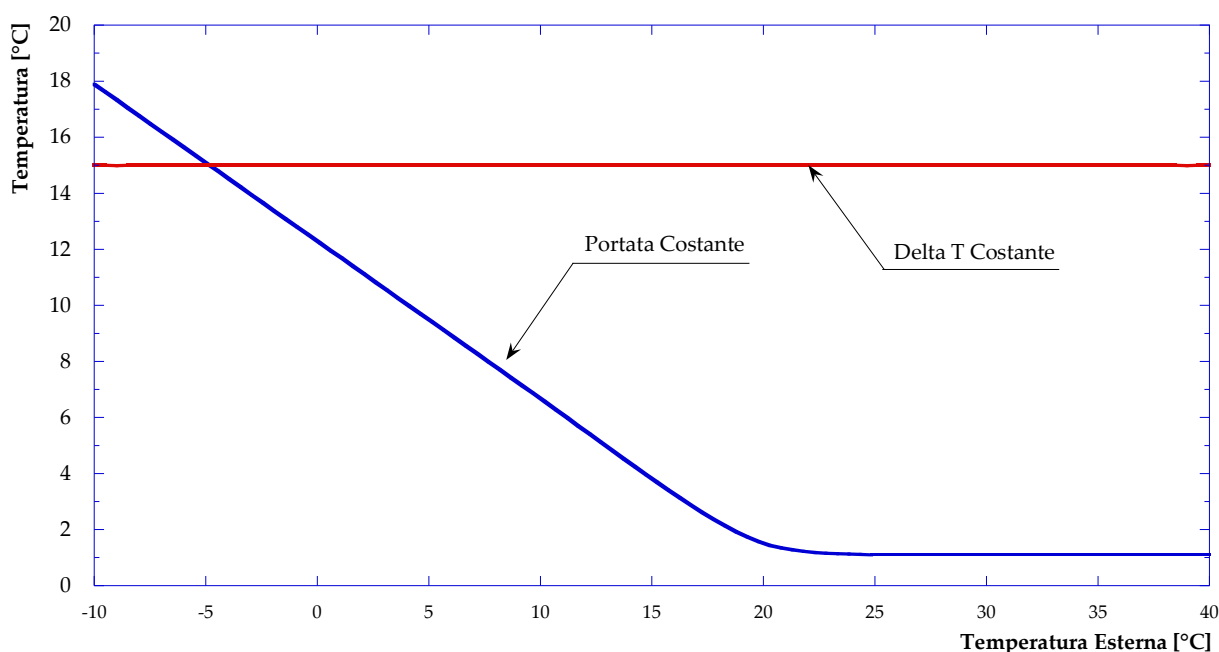


Figura 27 – Differenza di temperatura tra mandata e ritorno in centrale

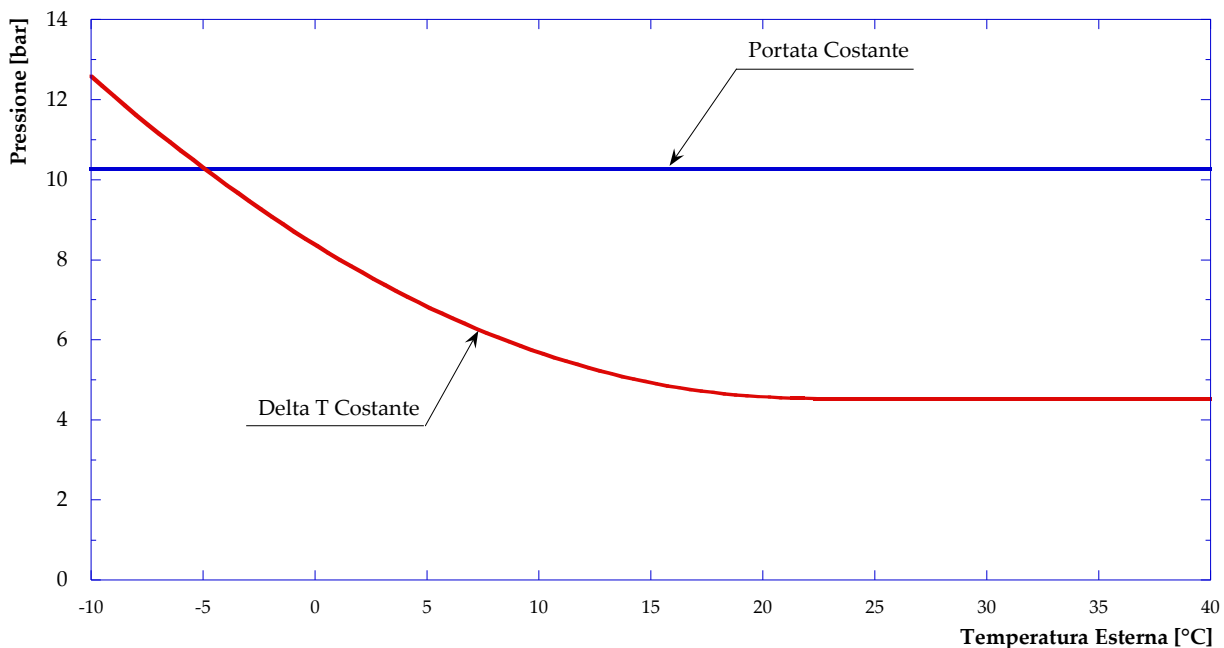


Figura 28 – Pressione in ingresso alla rete

4.3 Considerazioni sulla regolazione

Nei paragrafi precedenti è stato analizzato, mediante simulazioni con il software IHENA 2.0, il comportamento della rete di teleriscaldamento di Corticella al variare della temperatura esterna. Le ipotesi fatte hanno preso in considerazione, tra le altre assunzioni, sia la possibilità di regolazione a portata costante che quella a differenza di temperatura costante tra mandata e ritorno in centrale.

I risultati presentati nei precedenti paragrafi hanno mostrato che, nel caso di regolazione a portata costante, le spese di pompaggio sono indipendenti dal carico della rete, ovvero dalla temperatura esterna. Questo implica – soprattutto in corrispondenza dei carichi più ridotti (ovvero per i valori più alti di temperatura esterna) – una dissipazione di energia che si traduce in un incremento dei salti di pressione sugli scambiatori di calore delle sottostazioni delle utenze. Dal punto di vista termico, la regolazione a portata costante implica, sempre in corrispondenza dei carichi più bassi, salti di temperatura decrescenti con l'aumento della temperatura esterna: questo si traduce progressivamente in un circuito di ritorno a temperature sempre più vicine a quelle di mandata e quindi a maggiori dispersioni termiche. Di contro, nel caso di regolazione con differenza di temperatura costante tra mandata e ritorno in centrale, si riesce, come visto, ad ottimizzare il pompaggio della rete variando la pressione di immissione in base al carico richiesto dalle utenze, al fine di mantenere costanti i salti di pressione sugli scambiatori delle sottostazioni. La regolazione con differenza di temperatura costante, però, ai bassi carichi può comportare portate in circolo estremamente ridotte, con ovvie difficoltà nella gestione globale della rete.

Le osservazioni appena fatte implicano che la regolazione più idonea si basa sulla variazione contemporanea sia della temperatura che della portata. Tale criterio – detto *regolazione mista* – è infatti abitualmente usato nel campo residenziale e terziario. Soltanto nel caso di utenze industriali si segue – quando necessario – una regolazione a temperatura costante.

Ne segue, pertanto, che i criteri di regolazione a portata costante e a differenza di temperatura costante devono essere intesi come gli estremi opposti della regolazione realmente adottata.

A titolo di esempio, in **Figura 29**, in **Figura 30** e in **Figura 31**, sono presentati rispettivamente la portata immessa in rete, la potenza necessaria al pompaggio e il salto di temperatura in centrale per una possibile strategia di regolazione mista. Infatti, come facile comprendere, all'interno del campo di regolazione delimitato dal criterio a portata costante e da quello a salto di temperatura costante esistono numerose possibilità di regolazione mista.

Nel seguito di questa relazione si farà pertanto sempre riferimento sia alla regolazione a portata costante che a salto di temperatura costante.

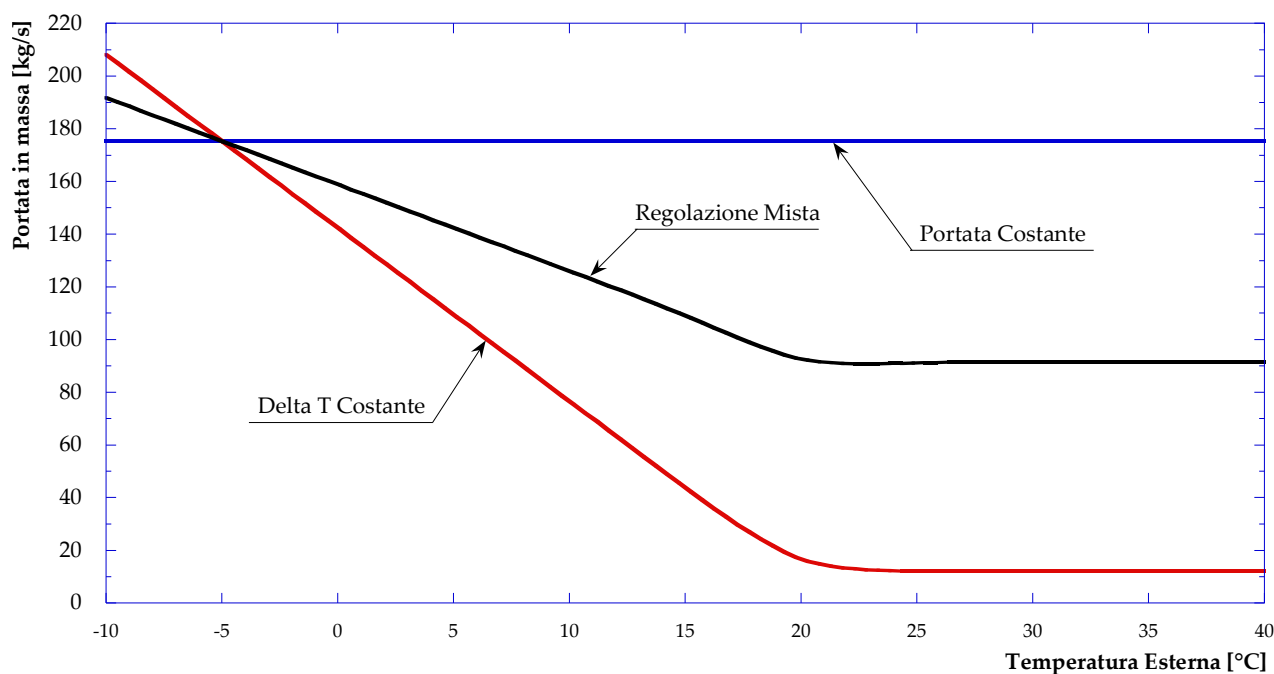


Figura 29 – Portata immessa in rete – confronto tra diversi criteri di regolazione

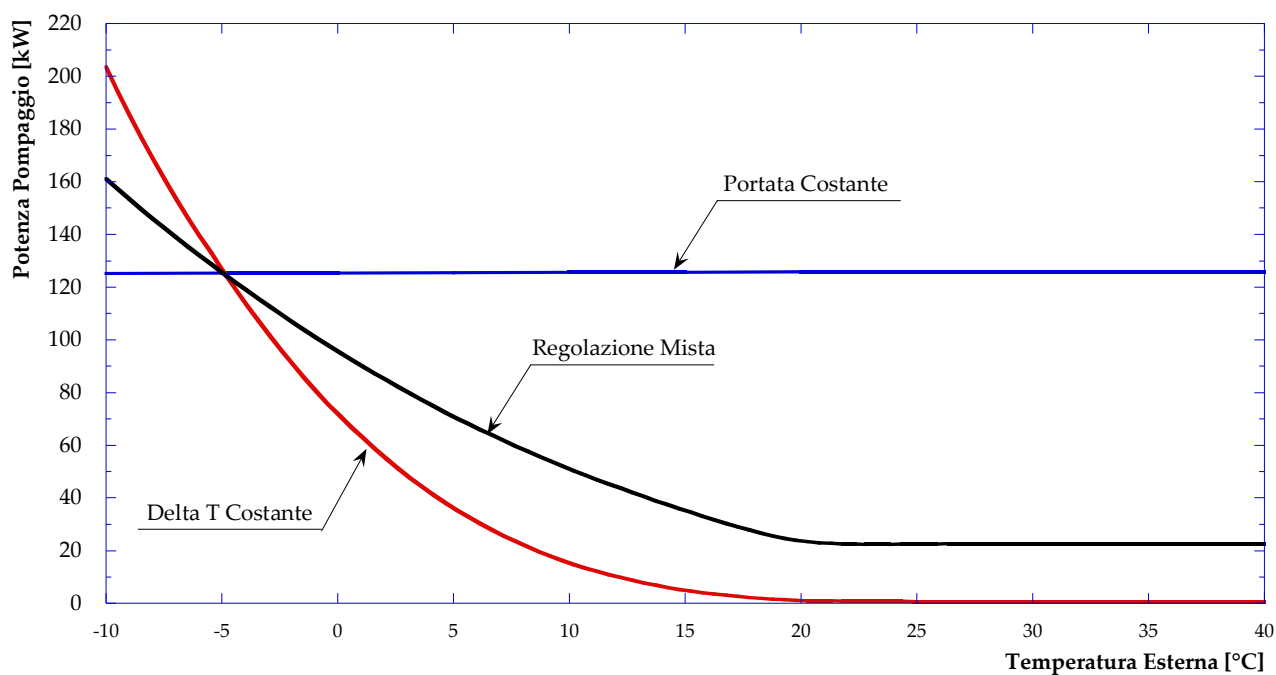


Figura 30 – Potenza impiegata per il pompaggio – confronto tra diversi criteri di regolazione

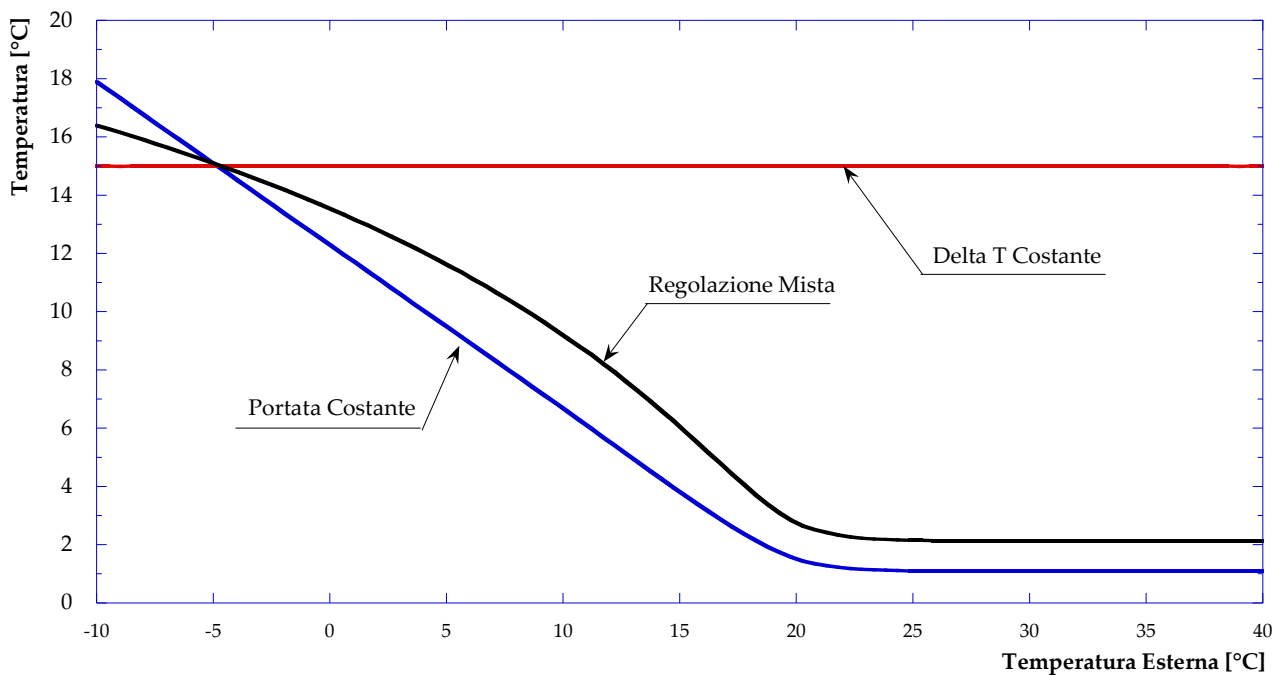


Figura 31 – Differenza di temperatura tra mandata e ritorno in centrale – confronto tra diversi criteri di regolazione

4.4 Valutazioni energetiche

A completamento dello studio delle prestazioni della rete di teleriscaldamento di Corticella in assetto passivo, si ritiene utile proporre un calcolo di massima delle energie elettrica e termica con riferimento ad un intero anno di funzionamento.

L'ipotesi alla base del calcolo in oggetto è quella di applicare gli andamenti della potenza (elettrica) necessaria per il pompaggio (**Figura 30**) e della potenza termica totale fornita alle utenze, per il riscaldamento invernale e la produzione di acqua calda sanitaria in funzione della temperatura esterna (**Figura 7**) – congiuntamente con le curve di efficienza di distribuzione (in **Figura 22** e in **Figura 25**) – al profilo climatico orario annuale ricavato per la città di Bologna.

Più in dettaglio, in **Figura 32** è riportato l'andamento delle temperature esterne (dell'aria ambiente) per la città di Bologna [8] ordinato sia dal punto di vista temporale (**Figura 32 a**) che in forma monotonica (**Figura 32 b**). In aggiunta, in **Figura 33** è riportata la frequenza – in termini di ore anno – della temperatura ambiente per intervalli di 5 °C. Dalle figure si osserva che gli andamenti presentati, sono caratterizzati da una temperatura massima e minima rispettivamente pari a poco più di 37°C e prossima ai -7°C con una media su base annua di circa 13 °C. Più in dettaglio, è possibile osservare che per circa 227 ore all'anno, la temperatura esterna si mantiene superiore ai 30°C, rimanendo compresa invece nell'intervallo tra i 20 °C ed i 30 °C per un numero di ore all'anno pari a 1821. In conclusione, si può pertanto affermare che complessivamente le ore con temperature dell'aria minori di 20 °C – temperatura di attivazione della maggior parte delle utenze in esame (si veda **Tabella 2**) – è pari a circa il 77% dell'anno.

Applicando come detto il profilo climatico proposto alle curve di prestazione della rete, nelle diverse ipotesi di regolazione elaborate, è possibile ricavare l'energia complessivamente spesa per il pompaggio e l'energia termica immessa in rete dalla centrale. Tali risultati sono riportati in **Figura 34** ed in **Figura 35**.

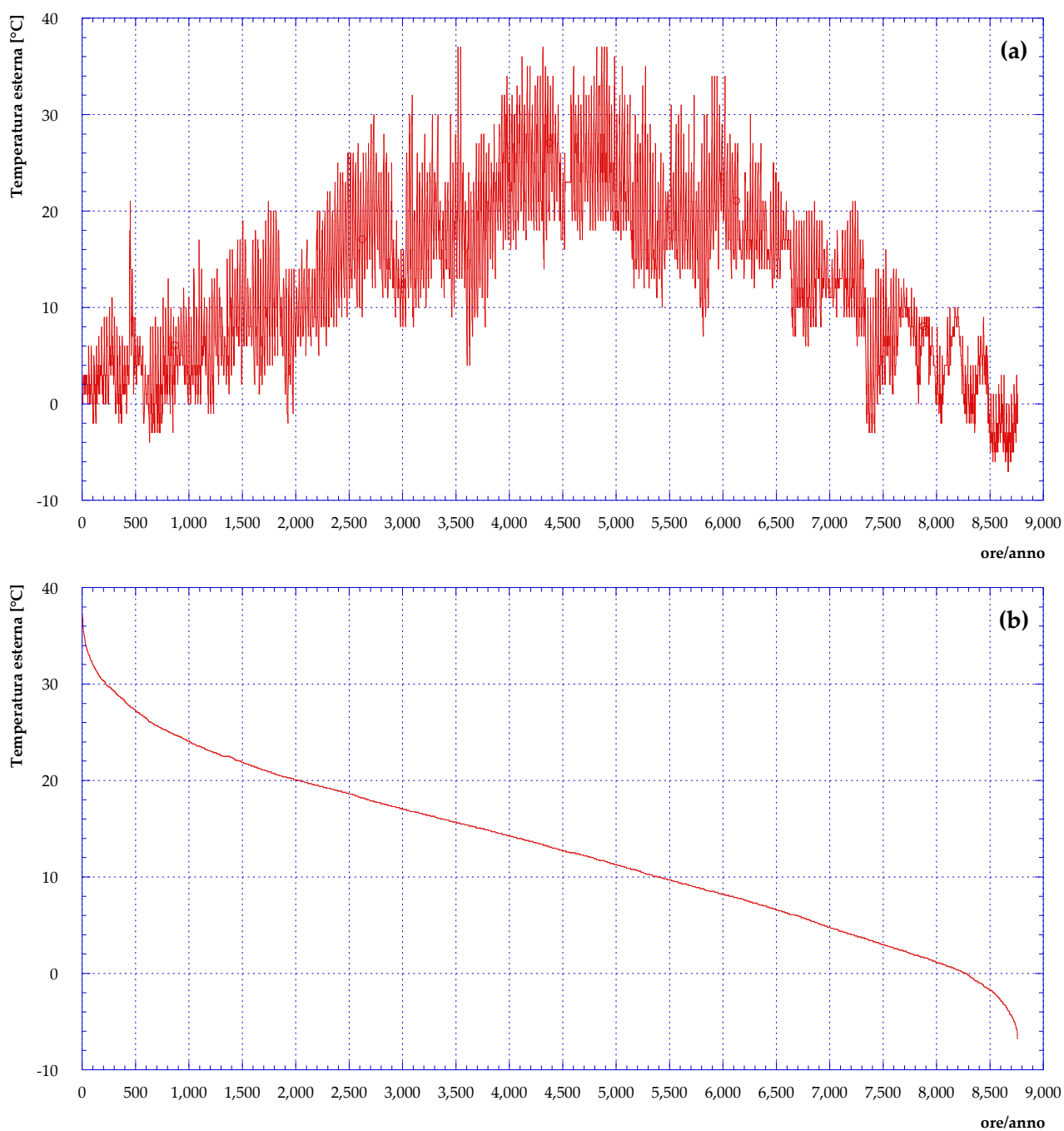


Figura 32 – Andamento orario della temperatura ambiente per la città di Bologna ordinato temporalmente (a) ed in forma monotonica (b) [8]

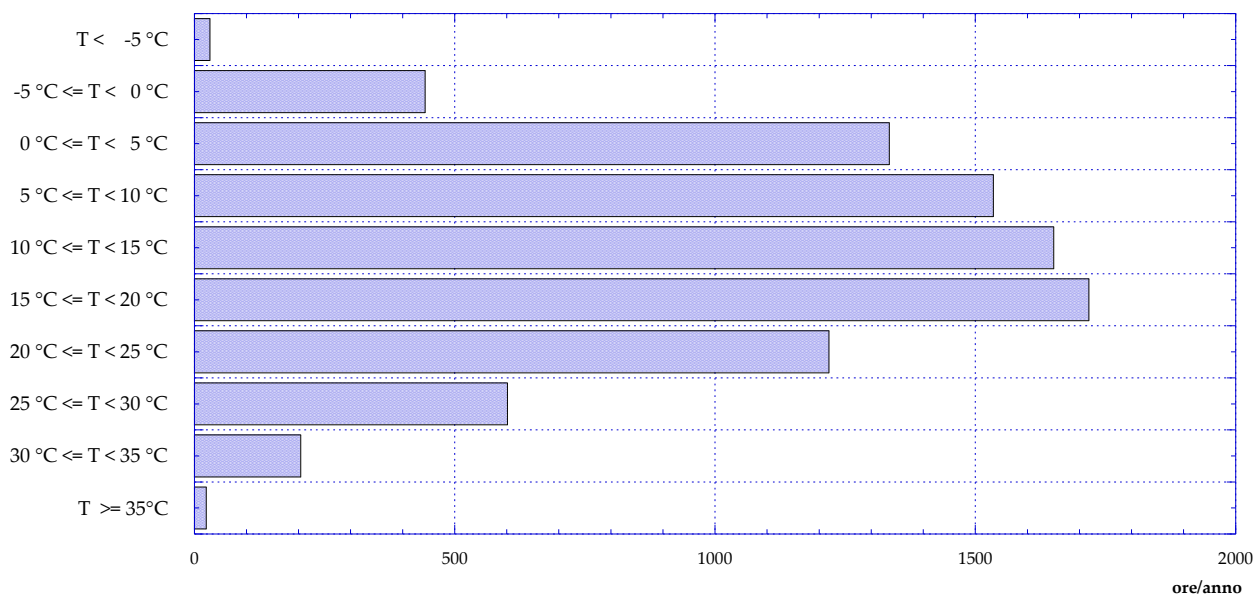


Figura 33 – Frequenza della temperatura ambiente per la città di Bologna

Dalla **Figura 34** si osserva come la scelta della strategia di regolazione della rete sia cruciale dal punto di vista della spesa in termini di energia elettrica per il pompaggio. Più in dettaglio, prendendo come base la regolazione con portata costante, si registrano riduzioni del consumo di energia elettrica pari a circa l'85% e a poco più del 62%, rispettivamente nel caso di regolazione a delta di temperatura costante e di regolazione mista (si veda da **Figura 29** a **Figura 31**). Dal punto di vista invece dell'energia termica immessa in rete, la **Figura 35** mostra che la strategia di regolazione della rete non è tale da introdurre differenze significative.

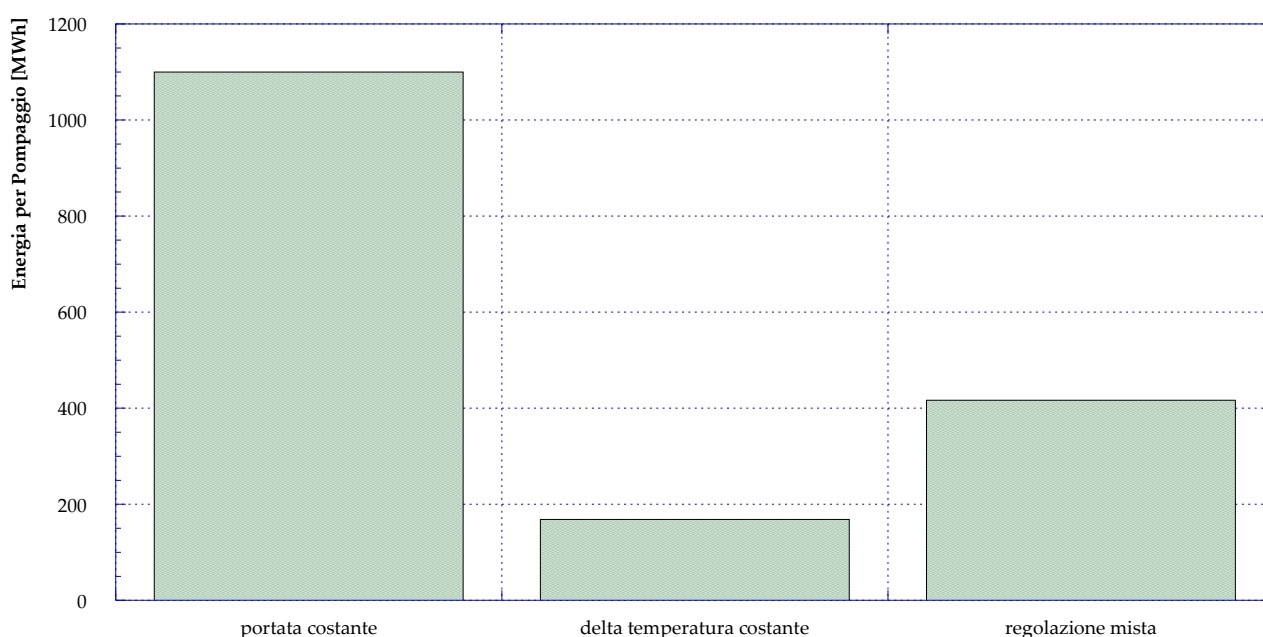


Figura 34 – Energia elettrica annua spesa per il pompaggio in funzione della regolazione della rete

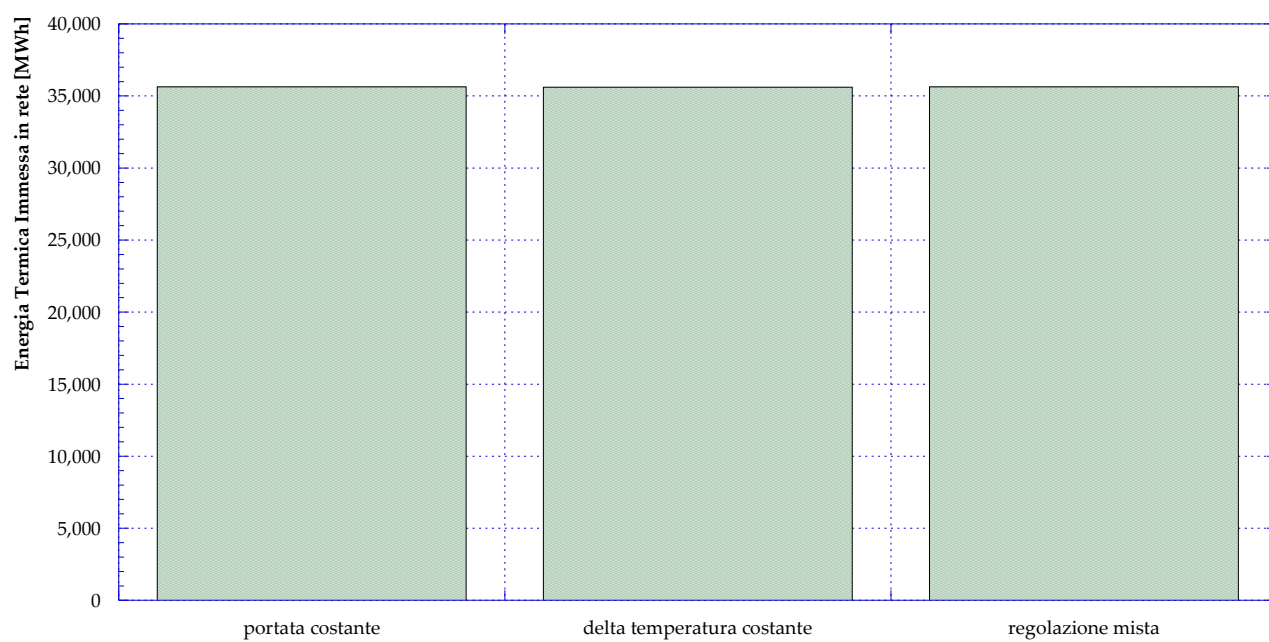


Figura 35 – Energia termica annua immessa in rete in funzione della regolazione della rete

5 Prestazioni della rete di Corticella in assetto attivo

Nel presente capitolo – dopo un breve richiamo sugli schemi di scambio termico attivo – verranno presentate le simulazioni effettuate, volte alla comprensione delle variazioni del comportamento della rete di teleriscaldamento di Corticella quando presso le utenze periferiche sono installati sistemi di generazione termica distribuita in grado di immettere in rete tutta o parte dell'energia prodotta. In particolare, l'analisi condotta può essere suddivisa in due macro-scenari, a seconda che siano considerate utenze attive le utenze periferiche (rispetto alla centrale e/o ai due anelli della rete) o, viceversa, alcune utenze non periferiche. Per dato scenario, sarà quindi valutato il comportamento della rete di Corticella in assetto attivo, al variare dello schema di scambio termico bidirezionale.

Per ciascuno dei casi analizzati, le simulazioni hanno portato all'individuazione dei vantaggi e delle criticità derivanti dalla possibile immissione di energia termica in rete da parte di una o più utenze.

Tale attività è stata svolta in collaborazione con ENEA che ha valutato le prestazioni energetiche della rete di Corticella su base annua con simulazioni in regime dinamico mediante l'utilizzo del software ENNSim così come riportato nel report ENEA della Ricerca di Sistema della corrente annualità.

5.1 Richiami sugli schemi di scambio attivo

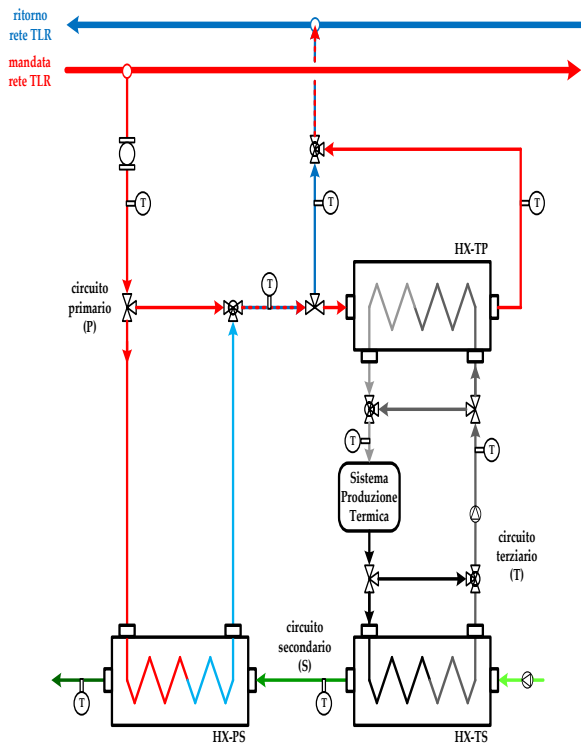
Nell'ottica di consentire uno scambio bidirezionale di energia termica tra la rete di distribuzione e una generica utenza, nel corso dell'attività di ricerca della precedente annualità [6] sono stati definiti quattro possibili layout impiantistici per le sottostazioni d'utenza, che vengono, per semplicità, qui richiamati. Con riferimento alla **Figura 36**, i possibili schemi per lo scambio termico bidirezionale sono:

- schema 1: prelievo di una portata d'acqua dal ramo di mandata della rete di TLR e reimmissione sul ramo di ritorno);
- schema 2: prelievo e reimmissione di una portata d'acqua sul ramo di mandata;
- schema 3: prelievo e reimmissione di una portata d'acqua sul ramo di ritorno;
- schema 4: prelievo di una portata d'acqua dal ramo di ritorno e reimmissione sul ramo di mandata.

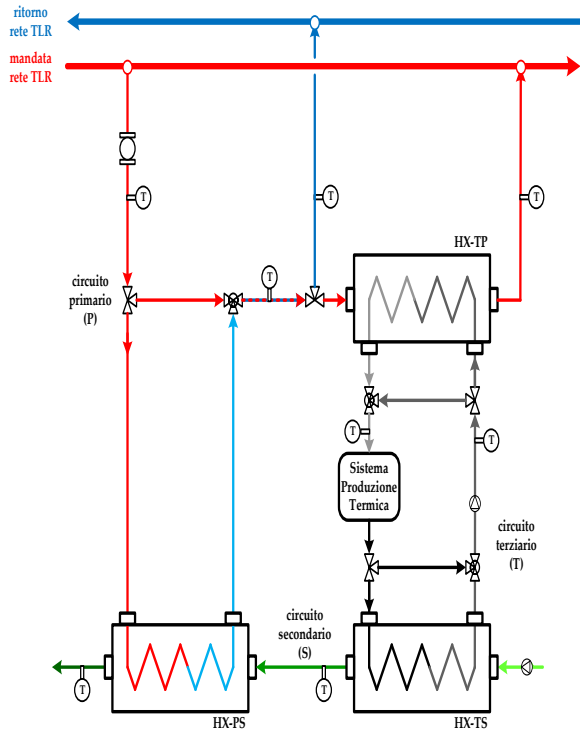
Tali schemi, che verranno implementati all'interno della rete di Corticella nel paragrafo conclusivo di questo capitolo, si differenziano in alcune caratteristiche, in funzione del sistema di produzione di potenza termica installato presso l'utenza e in funzione dei livelli di temperatura (sul ramo di 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).

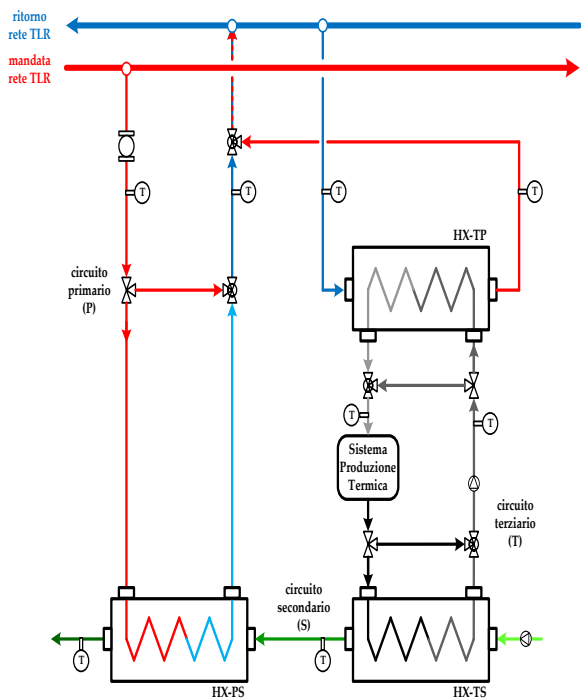
Per quanto riguarda lo studio in esame, si è ipotizzato che il fluido nel circuito terziario (**Figura 36**) compia un salto di temperatura tra monte e valle del sistema di produzione da 90°C a 110 °C. Tale salto di temperatura rende possibile la realizzazione di tutte e quattro le configurazioni di scambio attivo tra le utenze e la rete di Corticella in ragione delle temperature calcolate nel capitolo precedente.



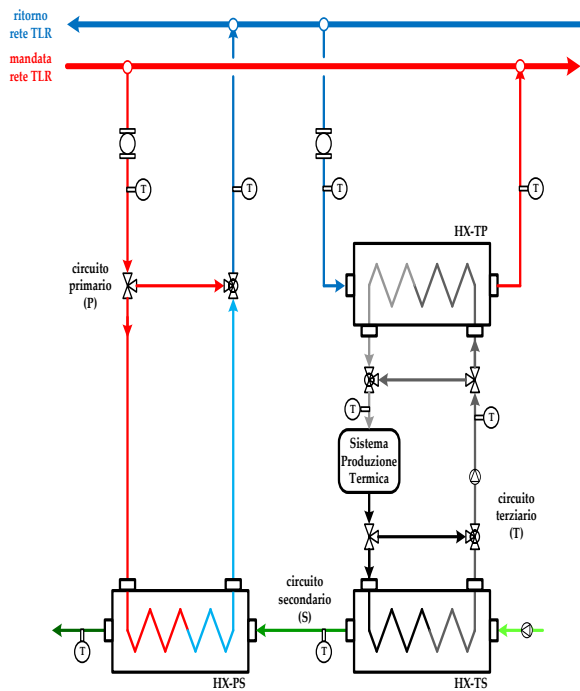
Schema 1 – mandata su ritorno



Schema 2 – mandata su mandata



Schema 3 – ritorno su ritorno



Schema 4 – ritorno su mandata

Figura 36 – Schemi sottostazioni per lo scambio attivo tra utenza e rete di teleriscaldamento [6]

5.2 Valutazione della rete con utenze periferiche attive: schema 4 (ritorno su mandata)

La prima configurazione di scambio attivo considerata può essere ricondotta allo schema 4 in **Figura 36**. In quest'ottica, sono state considerate utenze attive quelle identificate dagli ID #14, #44 e #56 (si veda a tale proposito la **Figura 10**), essendo situate sui rami più lontani rispetto alla centrale (ID #1 in **Figura 10**) ed in ogni caso esterne agli anelli della rete. La scelta dello schema 4 risulta evidente considerando che, nel caso di utenze periferiche, non ha senso prendere in considerazione né lo schema 2 (mandata su mandata), in quanto la mandata della rete termina con l'utenza periferica stessa, né lo schema 3 (ritorno su ritorno), in quanto il ritorno della rete inizia in corrispondenza dell'utenza periferica. Nel paragrafo successivo verrà invece considerato il caso in cui le utenze periferiche siano rappresentabili tramite lo schema 1 (mandata su ritorno).

Per quanto riguarda il sistema di generazione distribuita, si è ipotizzato che la potenza nominale installata presso ciascuna utenza sia la stessa considerata per il punto di design ($-5\text{ }^{\circ}\text{C}$) della sottostazione passiva, ovvero:

- 616 kW per l'utenza #14;
- 304 kW per l'utenza #44;
- 1240 kW per l'utenza #56.

Si ipotizza inoltre che la potenza immessa in rete dalle utenze attive sia costante al variare della temperatura esterna a meno dei casi in cui la richiesta della rete sia inferiore alla somma della potenza termica disponibile (pari a 2160 kW a meno della centrale di produzione).

Le simulazioni svolte hanno preso in considerazione, in analogia a quanto fatto nel caso della rete passiva, sia l'ipotesi di regolazione a portata costante che quella a delta di temperatura costante; evidentemente, il criterio di regolazione adottato riguarda la rete di teleriscaldamento e non necessariamente le utenze attive, per le quali si considerano le condizioni che massimizzano la cessione di potenza termica alla rete stessa [6].

Le ipotesi appena elencate si manterranno identiche per tutte i casi di scambio attivo che saranno presentati nei paragrafi successivi del presente capitolo.

Per questo primo set di simulazioni, in aggiunta, relativamente alla temperatura di immissione in rete, si è assunto che tutte le utenze attive riscaldino l'acqua prelevata dal circuito di ritorno allo stesso valore della centrale (pari, come già riportato in precedenza, a $80\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Sulla base delle ipotesi effettuate, in **Figura 37** è presentata la potenza termica richiesta dalle utenze al variare della temperatura esterna; evidentemente, la **Figura 37** si ricava dalla **Figura 7** sottraendo la potenza termica richiesta dalle utenze 14, 44 e 56 al variare della temperatura esterna.

La potenza termica immessa in rete, suddivisa tra centrale ed utenze attive, è invece presentata in **Figura 38**, sempre al variare della temperatura esterna. Dalla figura si osserva, coerentemente con le ipotesi alla base dello studio, che fino ai $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ la richiesta delle utenze passive consente l'immissione in rete da parte di quelle attive di tutta la potenza disponibile. Passando dai $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ai $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ si riduce pertanto l'apporto di potenza termica dalla centrale; tale apporto diventa nullo dai $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ di temperatura esterna in poi. Quest'ultimo risultato rende pertanto necessaria la chiusura del ramo 1 (si veda **Figura 10**) che rappresenta il punto di immissione in rete della potenza termica prodotta in centrale.

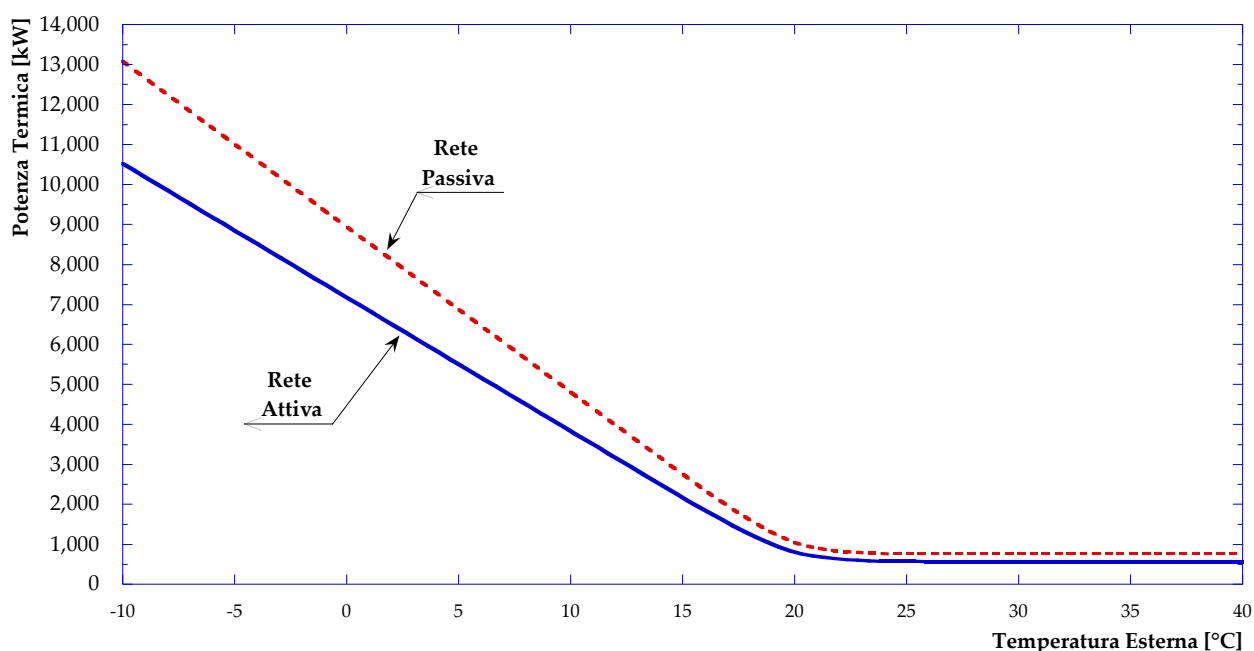


Figura 37 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)

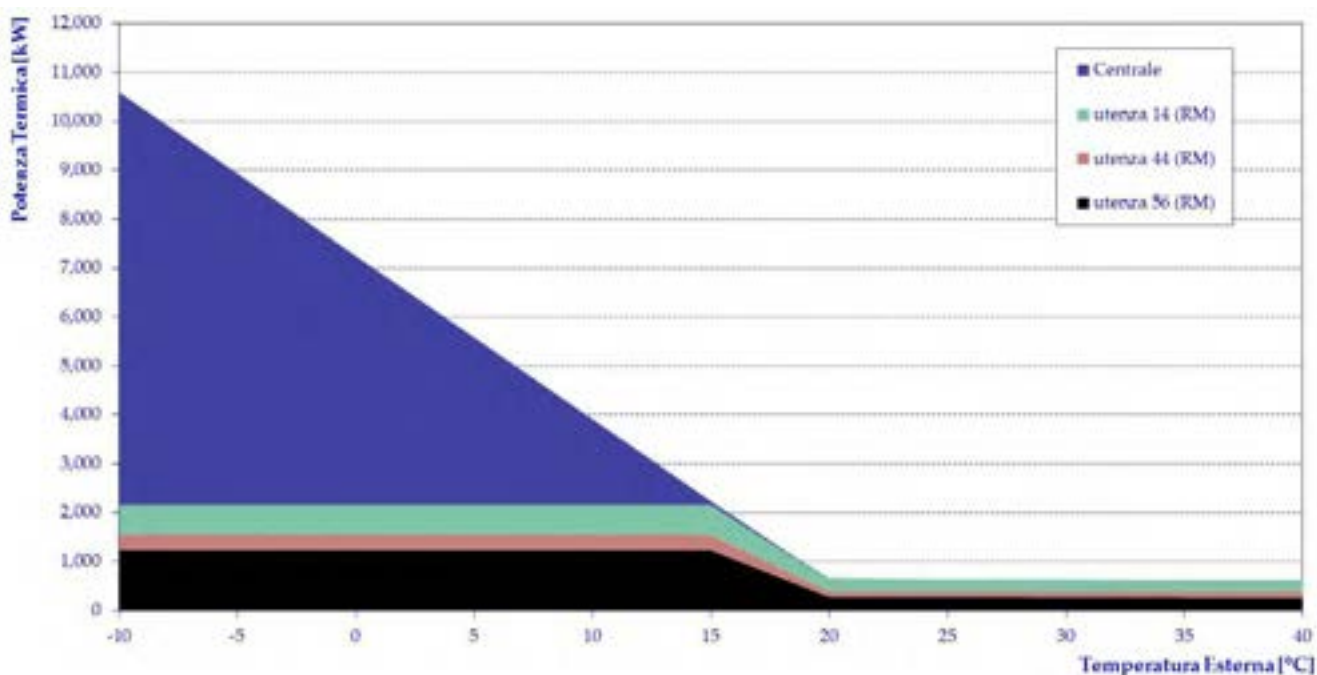


Figura 38 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)

Considerare le utenze 14, 44 e 56 come attive secondo lo schema 4, comporta una ridistribuzione delle portate circolanti nella rete, ovvero un riassetto idraulico della stessa. In particolare, le simulazioni effettuate hanno mostrato una riduzione delle portate complessivamente circolanti (come sarà meglio discusso nel seguito) e una variazione dei versi di percorrenza della rete. In **Figura 39** è riportata la mappa della rete con i versi di percorrenza della mandata per una temperatura esterna pari a -5°C. I rami colorati

in verde rappresentano quelli in cui si verifica una inversione del verso di percorrenza in confronto al caso di base con tutte le utenze passive (riportato in **Figura 12**).

Il confronto tra la **Figura 39** e la **Figura 12** permette di osservare che l'effetto dell'immissione in rete da parte delle utenze attive si traduce in un aumento dei punti morti. Più in dettaglio:

- l'utenza attiva 14 comporta un'inversione di flusso nel ramo 13, creando un punto morto in corrispondenza del nodo 12;
- l'utenza attiva 44 inverte il flusso nei rami 43, 42, 41, 40 e 39: conseguentemente, il nodo 38 diventa punto morto;
- l'utenza attiva 56 genera lo spostamento del punto morto dal nodo 50 al nodo 57, poiché inverte il flusso nei rami 55, 52, 51, 50, e 56 e crea il punto morto nel nodo 46 invertendo il flusso nei rami 49, 48 e 47;
- il punto morto nel nodo 19 non viene influenzato dal nuovo equilibrio idraulico della rete.

La chiusura del ramo 1 implica un riassetto idraulico della rete diverso rispetto al caso già presentato. In **Figura 40** sono presentati i versi di percorrenza, nel caso di mandata, della rete con utenze periferiche attive per una temperatura esterna pari a 40 °C e comunque indicativi dei casi in cui è fornita alle utenze solo acqua calda sanitaria. Anche in questo caso, sono evidenziate – con una colorazione in verde – le differenze rispetto al caso di rete con tutte le utenze passive (**Figura 12**). In figura è inoltre evidenziata (colorazione in nero) la chiusura del ramo 1 ovvero della centrale di produzione.

Si può osservare che:

- l'utenza attiva 14 comporta un'inversione di flusso più estesa che coinvolge oltre al ramo 13 anche i rami 11, 9, 8, 7 e 6 spostando il punto morto dal nodo 12 al nodo 5;
- l'utenza attiva 44 inverte il flusso, oltre che nei rami 43, 42, 41, 40 e 39, anche nei rami 37, 36, 35, 34 e 33: conseguentemente punto morto passa dal nodo 38 al nodo 33;
- l'utenza attiva 56 ha in questo caso l'effetto di invertire completamente il flusso nei rami 55, 52, 51, 50, 56, 58, 60, 61, 62, 63, 64, 67, 73, 74 e 75 mentre scompare l'inversione, vista in precedenza (**Figura 39**) dei rami 49, 48 e 47: come conseguenza scompare il punto morto nel nodo 46 mentre quello del nodo 57 ritorna al nodo 50.

Il nuovo assetto idraulico della rete comporta anche una variazione dell'utenza critica, ovvero del percorso critico. In questo caso, l'utenza caratterizzata dal minore salto di pressione disponibile (sempre assunto pari a 0.50 bar) è quella identificata con l'ID #20.

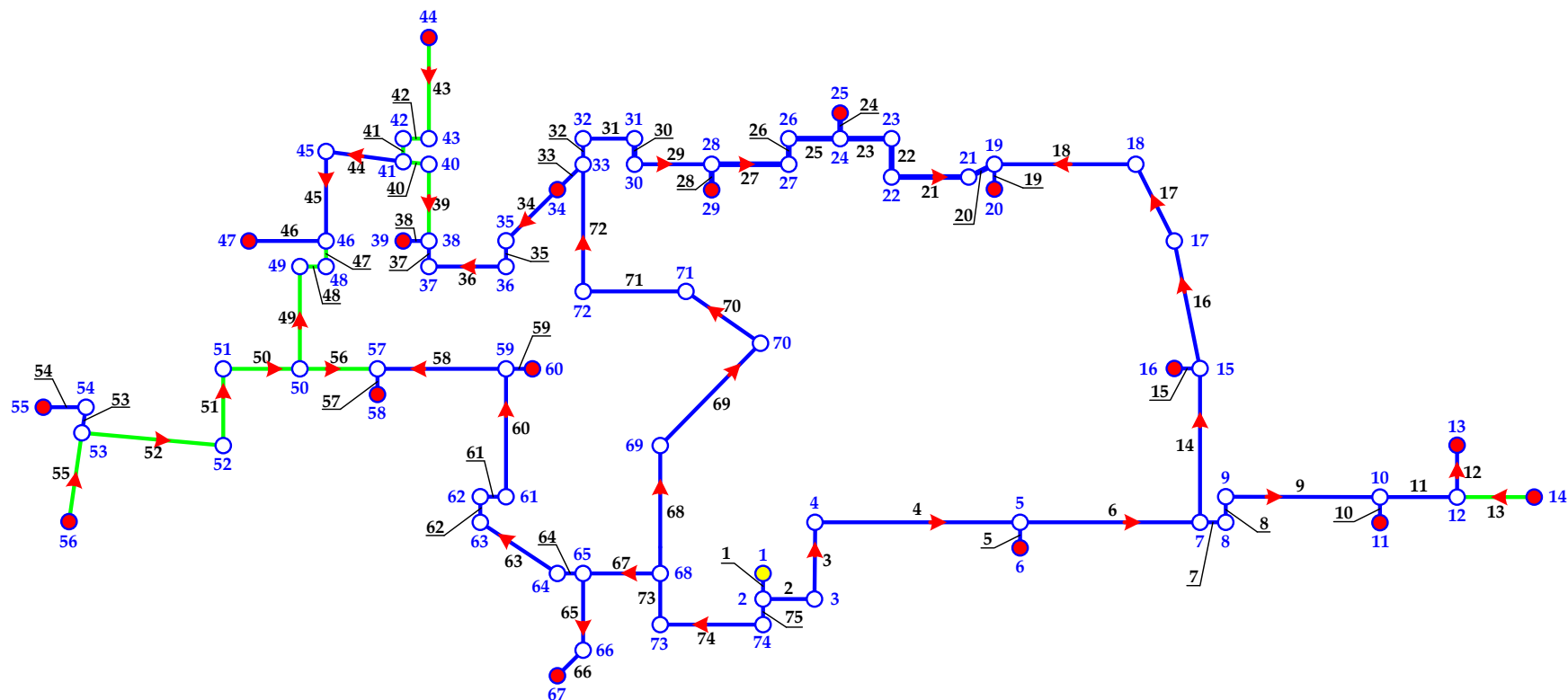


Figura 39 – Versi di mandata – caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata (temperatura ambiente: -5°C)

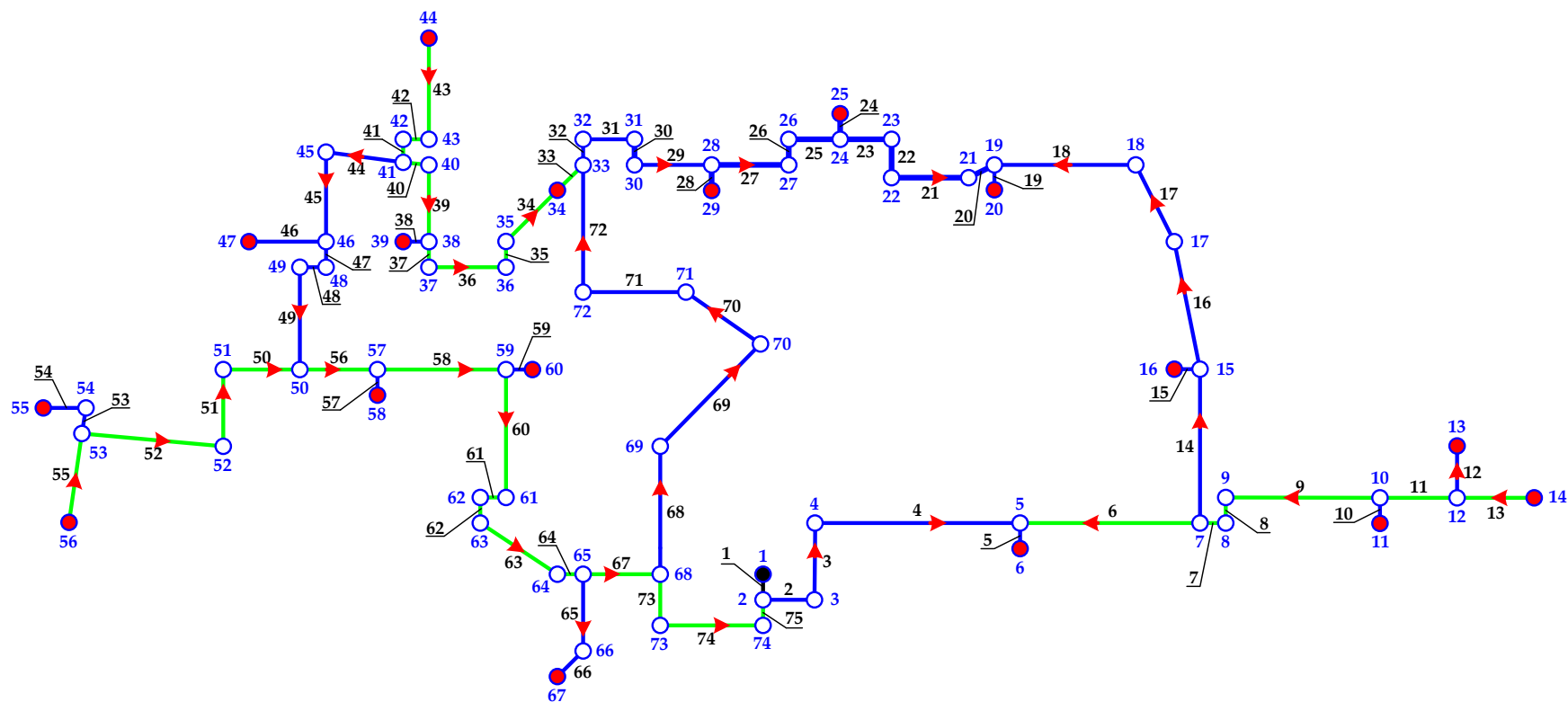


Figura 40 – Versi di mandata – caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata (temperatura ambiente: 40°C)

In **Figura 41** è riportato l'andamento della portata totale circolante nella rete, nelle due ipotesi di regolazione fatta, confrontata con i corrispondenti valori ottenuti nel caso di utenze tutte passive. Nel caso di regolazione a portata costante, si osserva una riduzione della portata pari a circa il 20% rispetto allo stesso caso di regolazione con utenze tutte passive. Prendendo in considerazione la regolazione a delta di temperatura costante, passando dalla rete passiva a quella attiva la riduzione di portata varia tra il 20% (nel caso di temperatura esterna pari a -10°C) ed il 25% (nel caso di temperatura esterna pari a 40°C).

La pressione di immissione in rete, assunta sempre uguale tra la centrale e le tre utenze attive, può essere ridotta, rispetto al caso con tutte utenze passive, così come mostrato in **Figura 42**, a parità di pressione del vaso di espansione (pari come già riportato a 4 bar). Si sottolinea che gli andamenti delle pressioni riportati in **Figura 42** sono tali da garantire in ogni caso un salto di pressione minimo agli scambiatori delle utenze almeno pari a 0.50 bar.

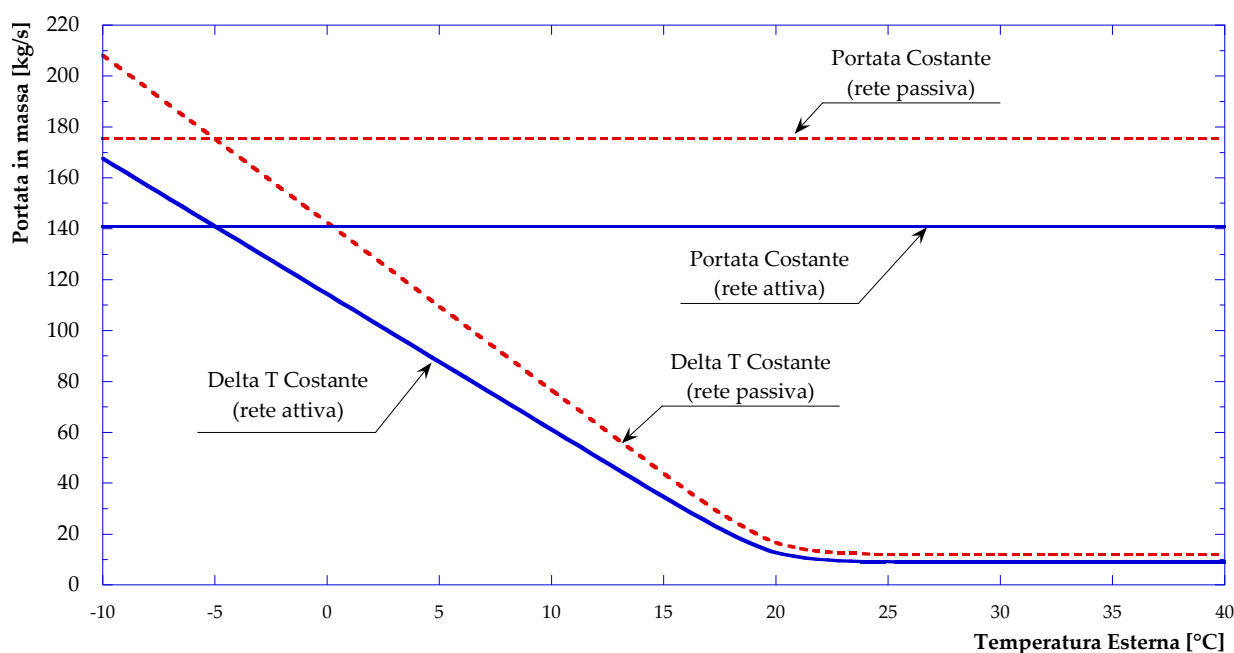


Figura 41 – Portata immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)

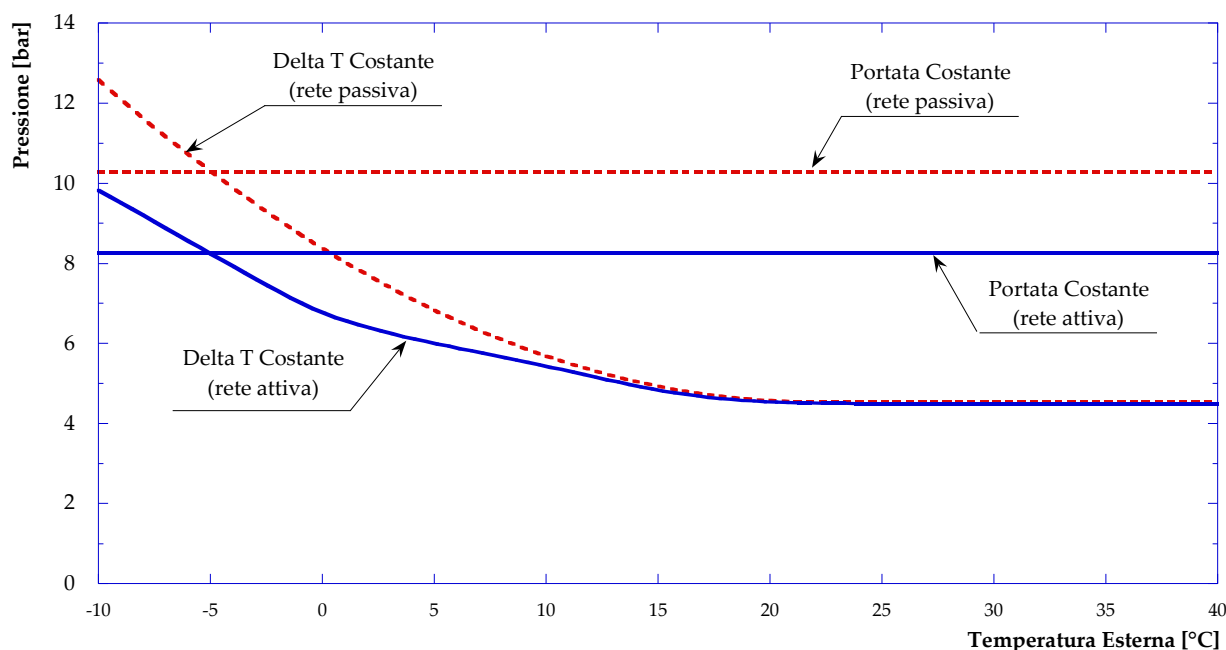


Figura 42 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)

In ragione degli andamenti delle portate e delle pressioni di sopra riportati, è possibile valutare la potenza per il pompaggio, così come illustrato in **Figura 43**. La riduzione della potenza impegnata per il pompaggio è pari a circa il 45% rispetto al caso con tutte le utenze passive se la regolazione della rete è effettuata a portata costante. Mantenendo un delta di temperatura costante tra mandata e ritorno della rete, invece, è possibile quantificare la riduzione della potenza impegnata per il pompaggio, sempre rispetto al corrispondente caso con utenze tutte passive, variabile tra un massimo del 45% e minimo pari a poco più del 16%.

Dal punto di vista della distribuzione delle temperature lungo la rete, le simulazioni non hanno mostrato differenze apprezzabili e pertanto non si ritiene utile riportarle. In ogni caso, la riduzione delle portate e quindi delle velocità di attraversamento dei rami, comporta, nel caso di utenze attive, una riduzione dell'efficienza di distribuzione della rete, così come mostrato in **Figura 44**.

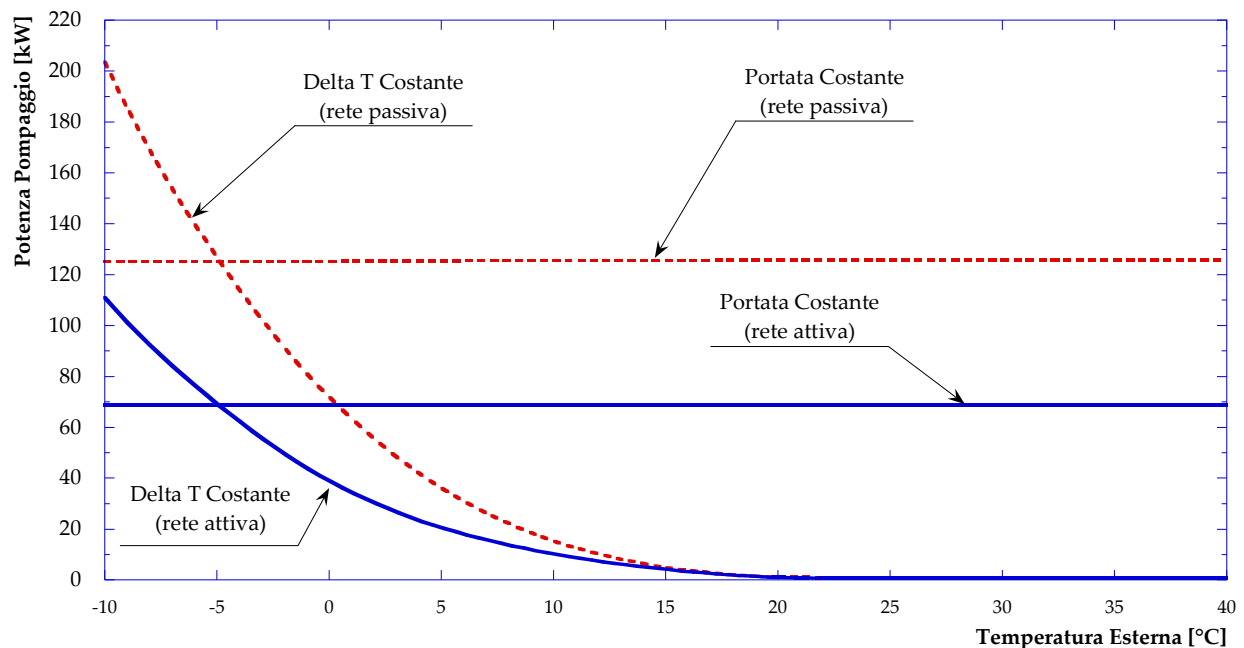


Figura 43 – Potenza impegnata per il pompaggio (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)

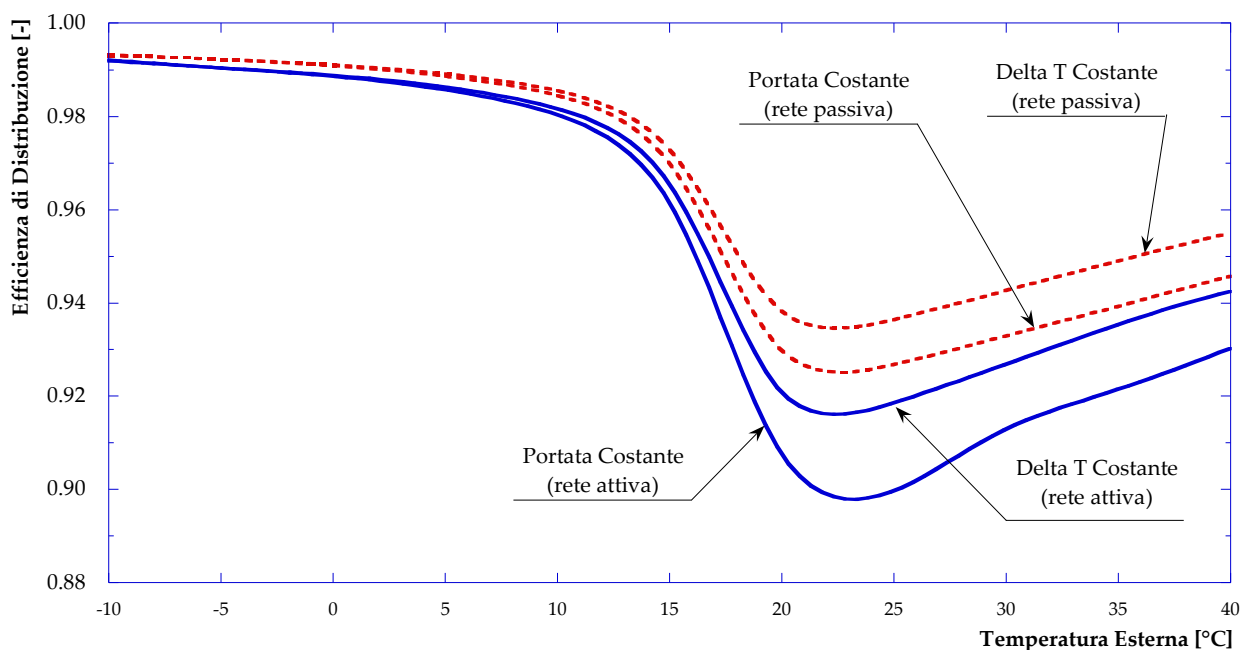


Figura 44 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)

5.3 Valutazione della rete con utenze periferiche attive: schema 1 (mandata su ritorno)

Come già anticipato, le stesse tre utenze periferiche considerate nel precedente paragrafo, sono state analizzate ipotizzando che lo schema rappresentativo dello scambio bidirezionale di energia termica sia lo schema 1 (mandata su ritorno). Le ipotesi relative al sistema di produzione installato presso le utenze, così come quelle alla base delle simulazioni svolte, sono state mantenute inalterate rispetto al caso precedente. Diversamente dal caso precedente, invece, lo schema di scambio attivo considerato per questo set di simulazioni non comporta cambiamenti ai versi di percorrenza dei rami della rete, che si mantengono pertanto quelli illustrati in **Figura 12**.

In **Figura 45** è riportata la richiesta termica delle utenze al variare della temperatura esterna per il caso in oggetto (linea continua) confrontata con quella della rete in funzionamento passivo (linea tratteggiata); si osserva che la curva in figura non si discosta dall'andamento già presentato in **Figura 37**.

In **Figura 46** è invece presentata la potenza termica immessa in rete dalla centrale di produzione e dalle tre utenze attive. Anche in questo caso, per un valore della temperatura esterna superiore ai 15 °C, le utenze attive sono in grado di sostenere il fabbisogno di tutta la rete senza l'intervento della centrale di produzione. Le potenze termiche immesse in rete dalle utenze, 14, 44 e 56 non si discostano in modo significativo da quanto già osservato nel caso di scambio attivo con lo schema 4 (ritorno su mandata).

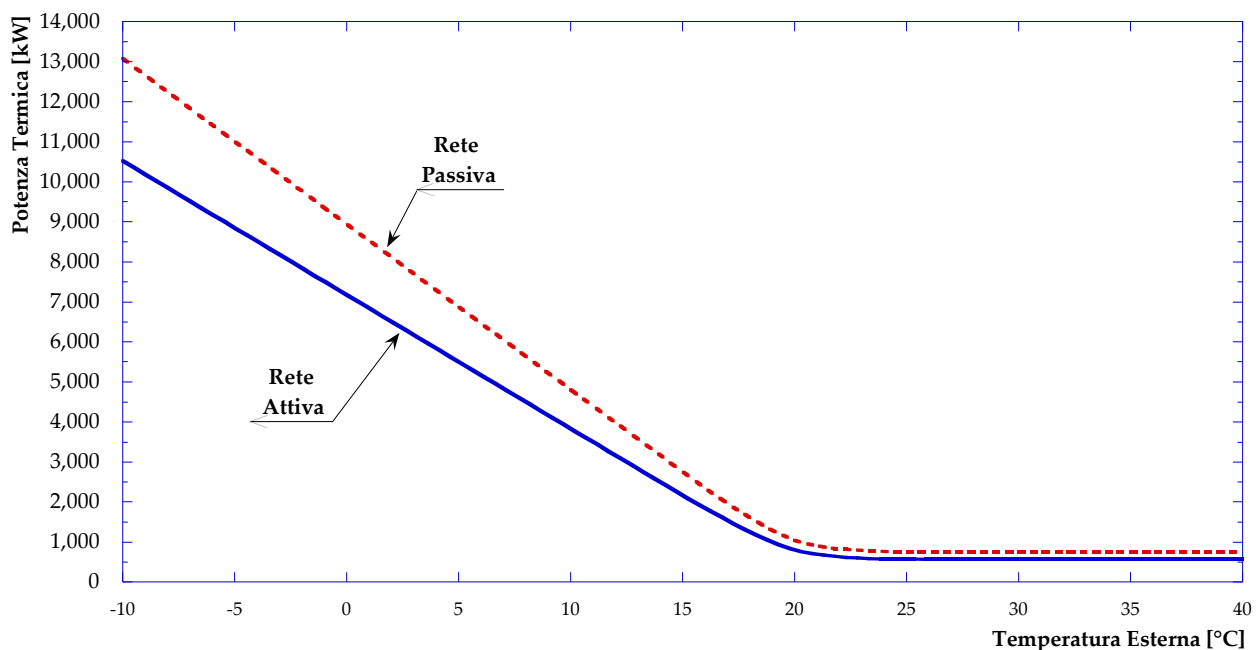


Figura 45 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)

L'andamento della portata immessa in rete, nel caso di regolazione della rete mantenendo rispettivamente la portata o il salto di temperatura in centrale costante è presentato in **Figura 47**. Dalla figura si osserva che nel caso di regolazione a portata costante non si registrano variazioni rispetto al funzionamento della rete passiva. Tale andamento può essere spiegato considerando che le tre utenze attive, per le ipotesi di simulazione fatte, continuano a richiamare la portata del punto di design che, nel caso di regolazione a portata costante, si mantiene inalterata al variare della temperatura esterna. Tale comportamento si mantiene anche nel caso di regolazione della rete con differenza di temperatura in centrale costante; questo spiega il motivo per cui risulta una riduzione della portata immessa in rete per temperature esterne inferiori ai -5°C ed un aumento nell'intervallo da -5°C a 40 °C.

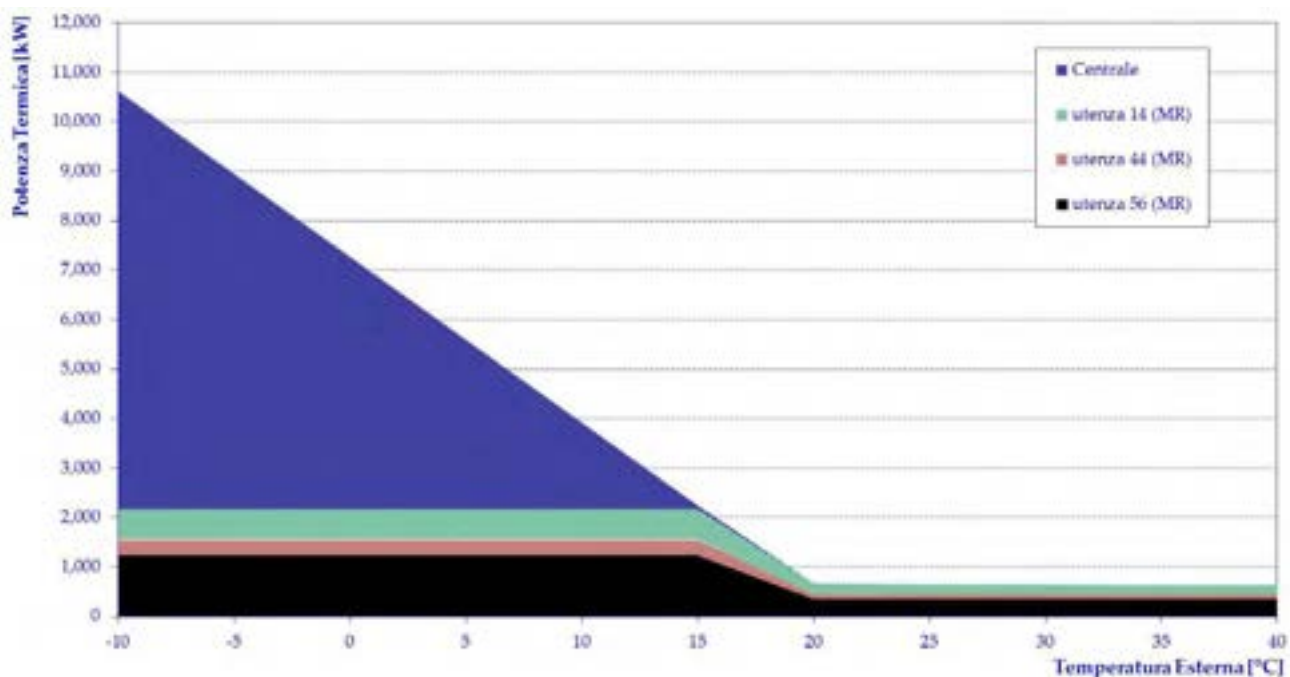


Figura 46 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)

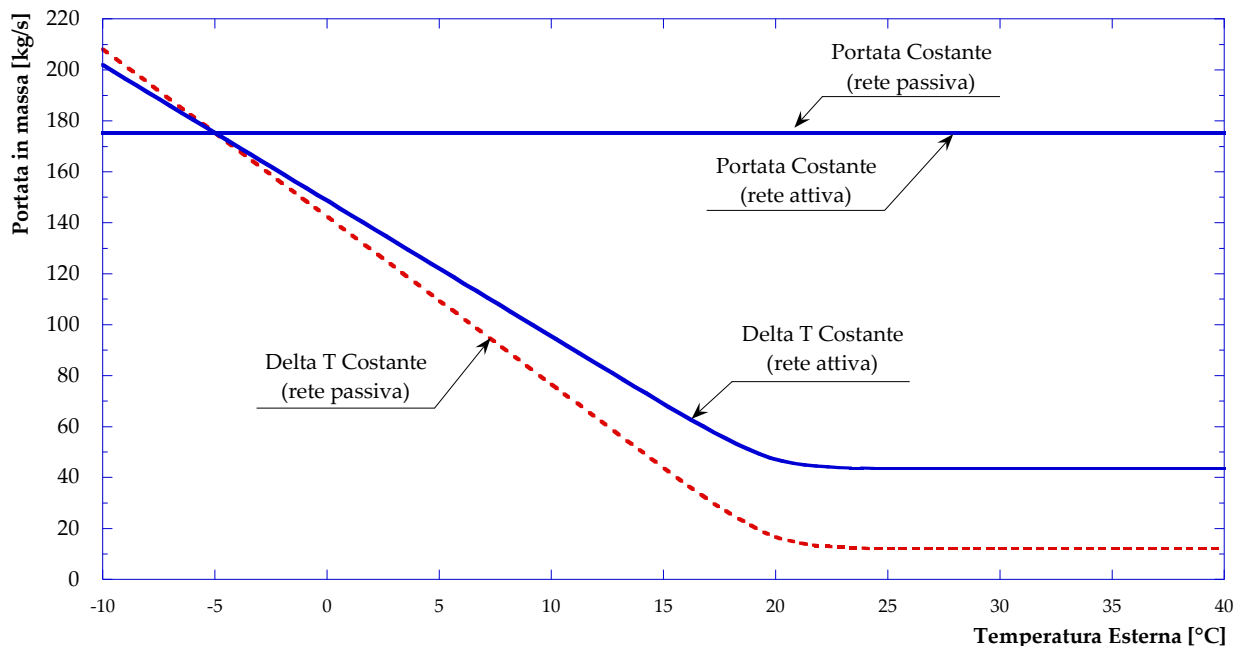


Figura 47 – Portata immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)

Gli andamenti della pressione in ingresso alla rete e della potenza per il pompaggio sono presentati rispettivamente in **Figura 48** ed in **Figura 49**. Analogamente a quanto osservato in **Figura 47**, si nota che con la regolazione a portata costante, non si hanno variazioni per quanto riguarda il comportamento della rete dovuto alla presenza di scambio attivo. La regolazione a delta di temperatura costante comporta, al contrario, una riduzione della pressione di immissione in rete, per temperature esterne inferiori ai -5°C , ed un aumento per valori compresi da -5°C e 40°C . La potenza necessaria per il pompaggio si riduce, rispetto al caso di rete completamente passiva, di poco più del 15% in corrispondenza di una temperatura esterna pari a -10°C . Nel campo delle temperature dai -5°C ai 40°C , invece, l'aumento della potenza di pompaggio è

percentualmente rilevante: in corrispondenza di un valore di temperatura esterna pari a 40°C, la potenza per il pompaggio passa da circa 1 kW ad oltre 12 kW, così come mostrato in **Figura 49**.

L'efficienza di distribuzione, presentata in **Figura 50**, rispetto a quanto visto per la rete senza utenze attive si riduce a causa dei livelli di temperatura maggiori dell'acqua nei rami di ritorno, coerentemente con la tipologia di scambio attivo realizzato (schema 1). Il minimo valore dell'efficienza di distribuzione, nel caso di rete attiva, risulta pari a circa il 90%, con minime differenze a seconda del tipo di regolazione effettuata.

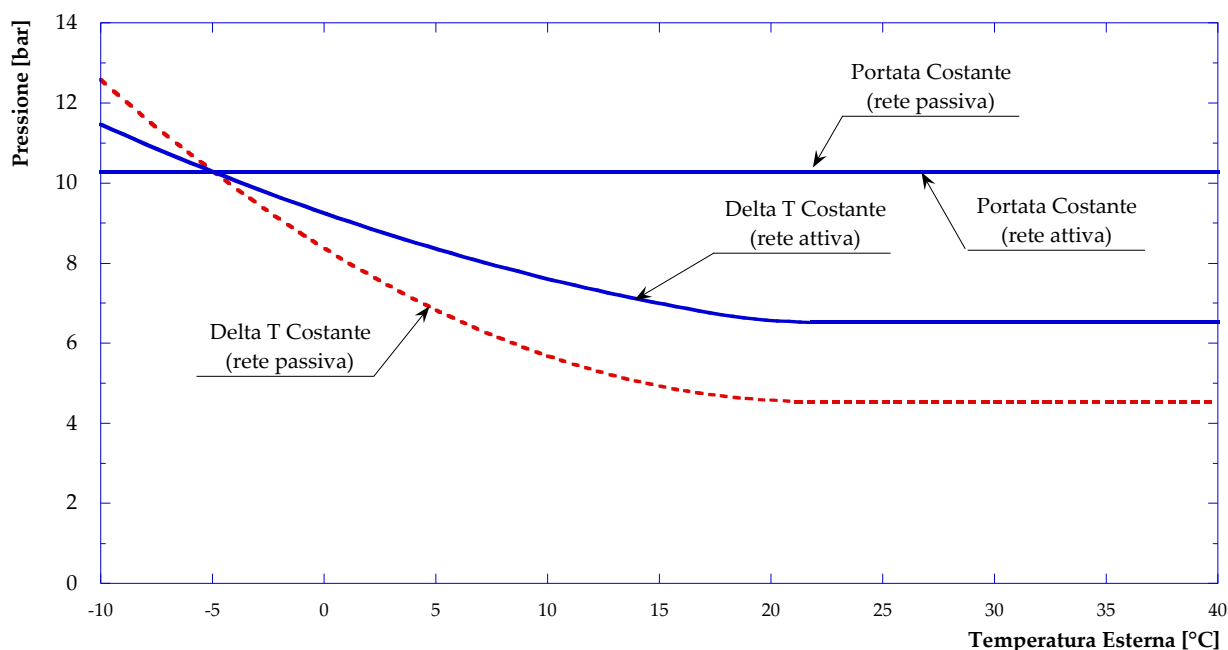


Figura 48 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)

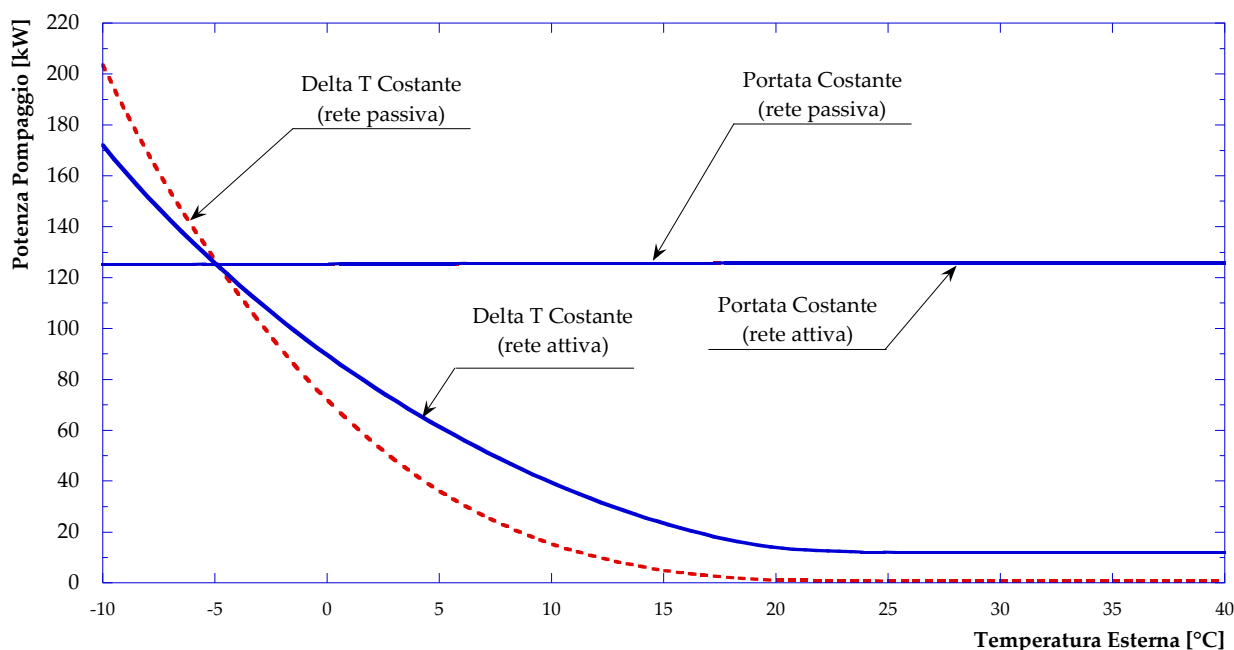


Figura 49 – Potenza impiegata per il pompaggio (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)

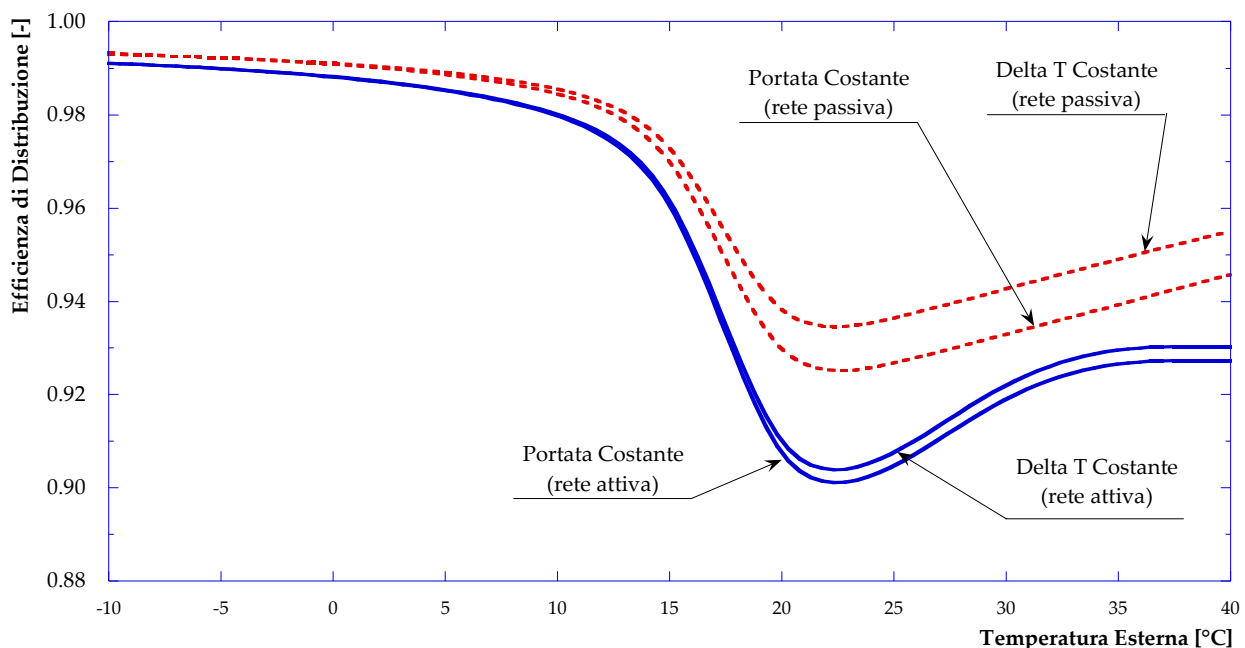


Figura 50 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)

5.4 Valutazione della rete con utenze non periferiche attive: schema 2 (mandata su mandata)

In analogia con le simulazioni presentate nei paragrafi precedenti, una seconda parte dello studio sul comportamento della rete in presenza di scambio termico bidirezionale è consistito nel valutare gli effetti della presenza di utenze non periferiche attive. In questo caso, quindi, le utenze #14, #44 e #56 sono considerate come utenze tradizionali mentre si considera l'installazione di sistemi di generazione termica distribuita presso le utenze #29 e #25 (si veda a tale proposito **Figura 10**). La scelta di tali utenze è dovuta alla loro posizione all'interno della rete in oggetto, anche in relazione all'andamento dei flussi. Due rappresenta inoltre il numero massimo di utenze non periferiche che possano immettere contemporaneamente energia termica nella rete di teleriscaldamento, partendo dall'utenza #29; quest'ultimo concetto sarà meglio spiegato nel paragrafo 5.6.

Nel primo set di simulazioni si è ipotizzato che lo schema rappresentativo di queste utenze non periferiche attive sia lo schema 2 (mandata su mandata), mentre nel paragrafo successivo verrà analizzato il caso relativo allo schema 3 (ritorno su ritorno). In questo caso, infatti, si vuole valutare l'influenza di un utenza sulle altre circostanti, essendo tutte caratterizzate dalla stessa tipologia di schema attivo; in quest'ottica, pertanto, non risulta di interesse l'analisi degli schemi 1 e 4.

Per quanto riguarda il sistema di generazione distribuita, come già fatto nell'analisi delle utenze periferiche attive, si è ipotizzato che la potenza nominale installata presso ciascuna utenza sia la stessa considerata per il punto di design (-5 °C) della sottostazione passiva, ovvero:

- 478 kW per l'utenza #29;
- 843 kW per l'utenza #25.

Si ipotizza inoltre che la potenza immessa in rete dalle utenze attive sia costante al variare della temperatura esterna a meno dei casi in cui la richiesta della rete sia inferiore alla somma della potenza termica disponibile (pari a 1321 kW a meno della centrale di produzione).

Le simulazioni svolte hanno preso in considerazione, in analogia a quanto fatto nel caso della rete passiva, sia l'ipotesi di regolazione a portata costante che quella a delta di temperatura costante; evidentemente, come già discusso nei paragrafi precedenti, il criterio di regolazione adottato riguarda la rete di teleriscaldamento e non necessariamente le utenze attive, per le quali si considerano le condizioni che massimizzano la cessione di potenza termica alla rete stessa [6].

In **Figura 51** è riportata la richiesta termica delle utenze al variare della temperatura esterna per il caso in oggetto (linea continua) confrontata con quella della rete in funzionamento passivo (linea tratteggiata); si osserva che a partire da una temperatura esterna di circa 20 °C le due curve risultano quasi coincidenti.

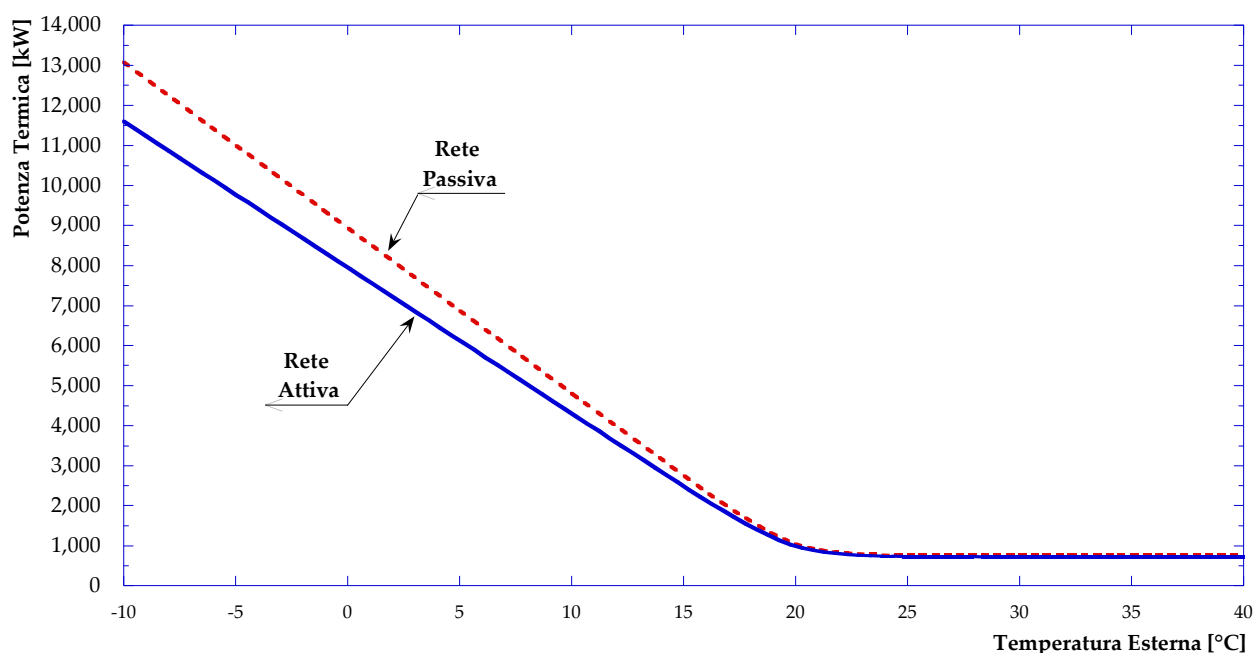


Figura 51 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)

In **Figura 52** ed in **Figura 53** sono, invece, presentate – rispettivamente per i casi di regolazione a portata costante e a differenza di temperatura costante – le potenze termiche immesse in rete dalla centrale di produzione e dalle due utenze attive. Dalla **Figura 52** si può notare come, nel caso di regolazione della rete a portata costante, le utenze attive siano in grado di sostenere il fabbisogno di tutta la rete senza l'intervento della centrale di produzione a partire da una temperatura dell'aria esterna pari a 20 °C. Si osserva inoltre che l'utenza #29 continua ad immettere in rete la stessa potenza termica, pari al valore di design, per tutto il range di temperature considerato, senza arrivare mai ad escludere la possibilità di immissione per l'utenza #25. D'altro lato, nel caso di regolazione della rete a differenza di temperatura costante, come evidente dalla **Figura 53**, il contributo della centrale non si annulla mai, mentre l'utenza #25 viene esclusa dalla possibilità di immissione in rete per temperature esterne maggiori a 15 °C. Tale evidenza è dovuta ai flussi in rete e al fatto che, all'aumentare della temperatura esterna, quando la regolazione è a differenza di temperatura costante, la portata in circolo si riduce.

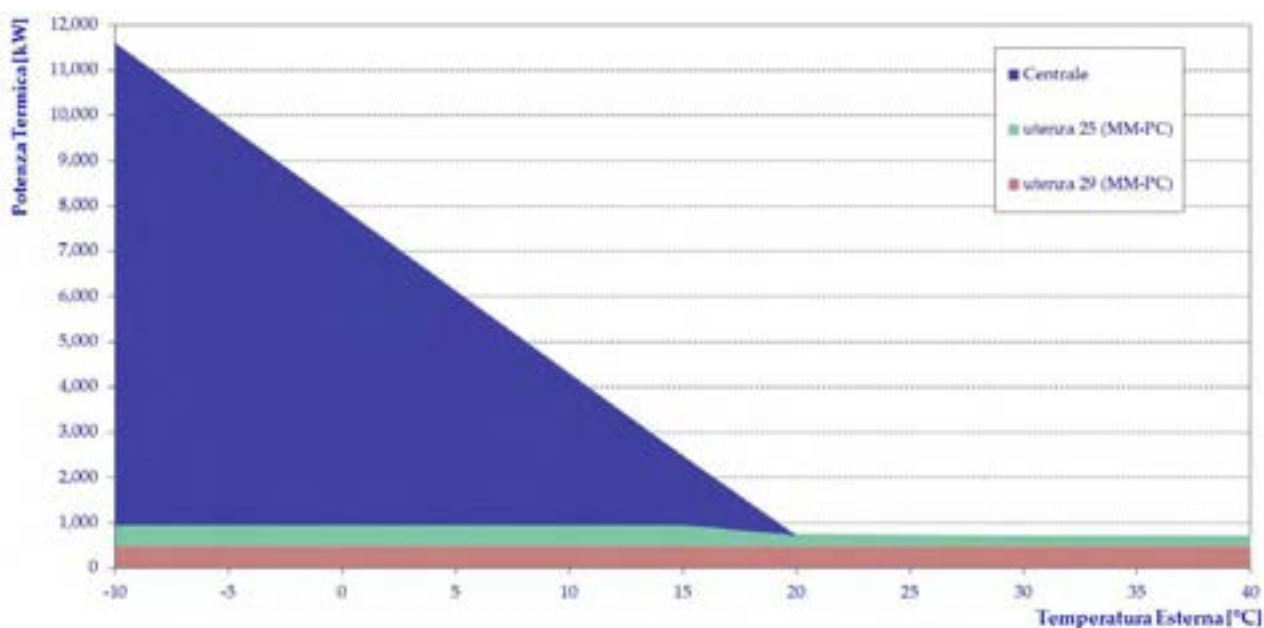


Figura 52 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata – regolazione a portata costante)

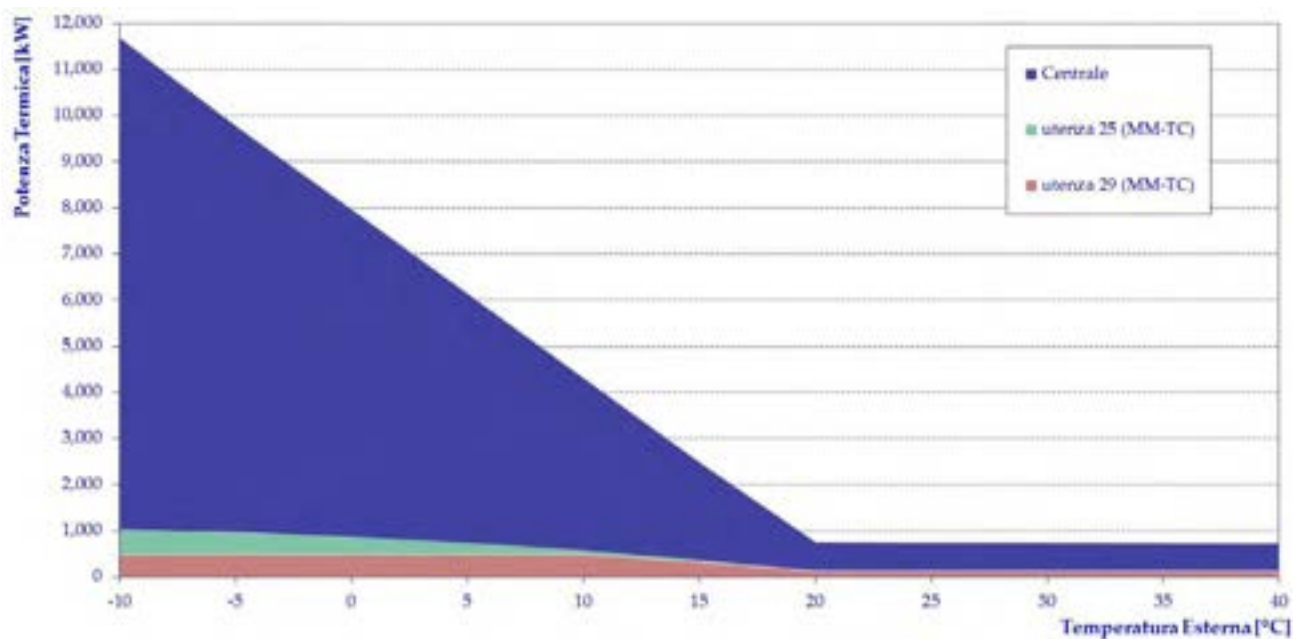


Figura 53 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata – regolazione a delta di temperatura costante)

L'andamento della portata immessa in rete, nel caso di regolazione della rete mantenendo rispettivamente la portata o il salto di temperatura in centrale costante è presentato in **Figura 54**. Dalla figura si osserva che nel caso di regolazione a portata costante si registra una diminuzione rispetto al funzionamento della rete passiva. Tale andamento può essere spiegato considerando che le due utenze attive, essendo simulate

tramite lo schema 2, non avendo una richiesta termica fanno sì che la portata a loro destinata nel funzionamento passivo non venga più immessa in rete quando si passa al funzionamento attivo. Tale comportamento si mantiene anche nel caso di regolazione della rete con differenza di temperatura in centrale costante; questo spiega il motivo per cui la portata immessa in rete nel funzionamento attivo risulta sempre inferiore o al più uguale a quella del caso passivo.

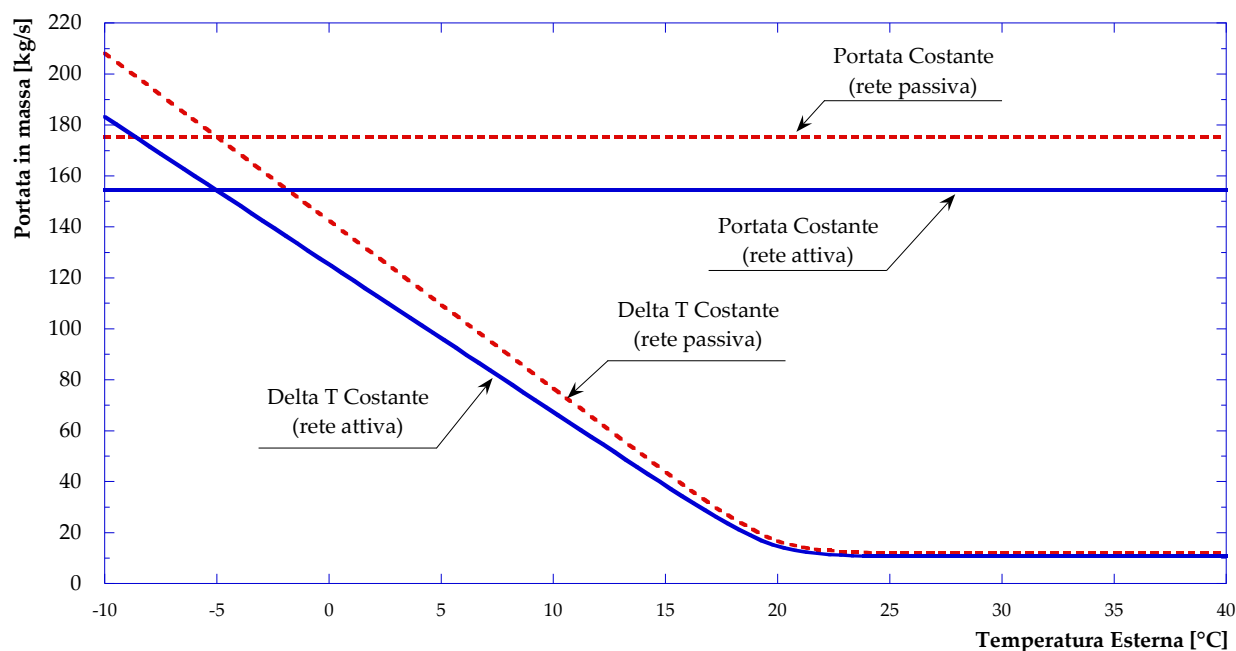


Figura 54 – Portata immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)

Gli andamenti della pressione in ingresso alla rete e della potenza per il pompaggio sono presentati rispettivamente in **Figura 55** ed in **Figura 56**. Per entrambe le grandezze e per entrambe le strategie di regolazione, possono essere ripetute le stesse considerazioni viste per la **Figura 54**.

L'efficienza di distribuzione, presentata in **Figura 57**, rispetto a quanto visto per la rete senza utenze attive si riduce a causa dei livelli di temperatura maggiori dell'acqua in alcuni rami di mandata. Tuttavia la diminuzione di efficienza risulta inferiore rispetto a quanto visto per gli schemi 4 e 1, non scendendo mai a valori inferiori al 91%.

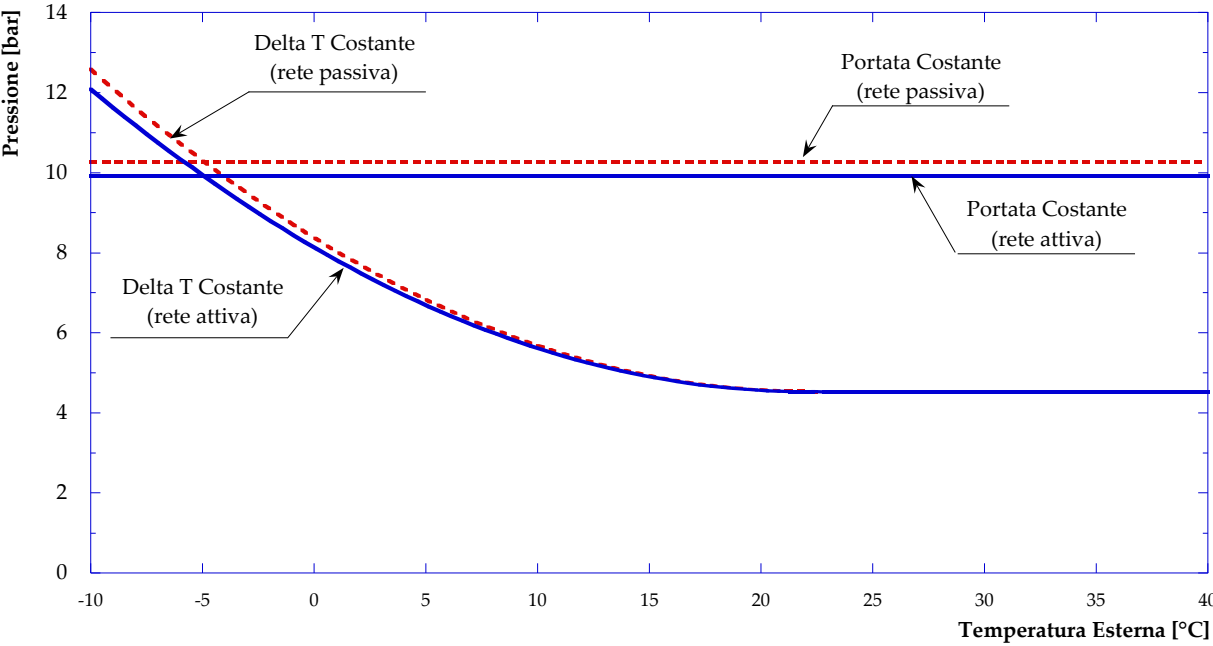


Figura 55 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)

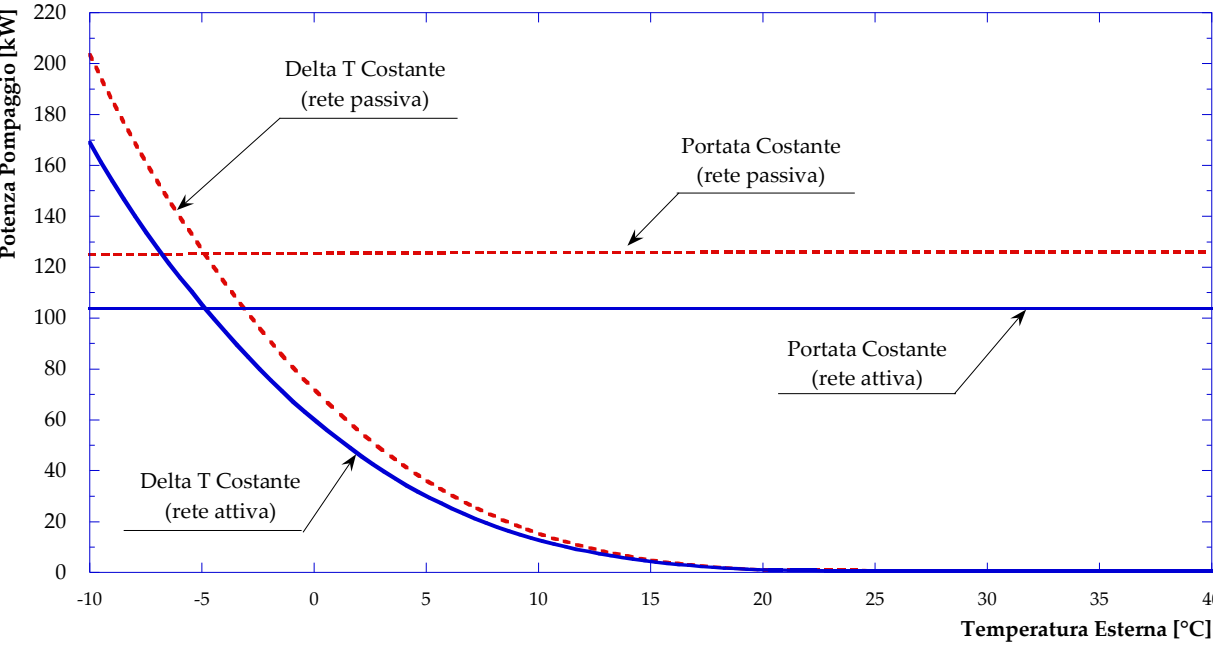


Figura 56 – Potenza impiegata per il pompaggio (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)

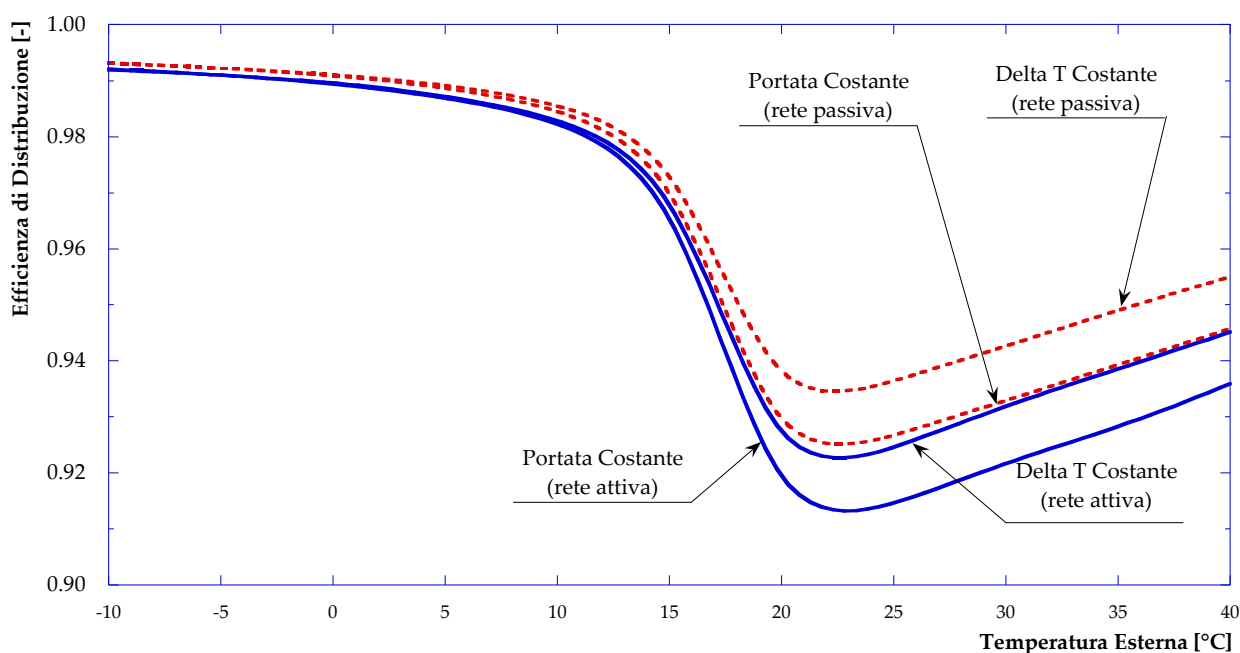


Figura 57 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)

5.5 Valutazione della rete con utenze non periferiche attive: schema 3 (ritorno su ritorno)

L'ultimo scenario analizzato prevede di considerare le utenze attive non periferiche come rappresentabili mediante lo schema 3 (ritorno su ritorno). Le restanti ipotesi sono state mantenute inalterate rispetto alle simulazioni relative alle utenze non periferiche il cui schema di scambio attivo è lo schema 2.

L'andamento della potenza termica al variare della temperatura esterna dell'aria, presentato per completezza in **Figura 58**, è evidentemente il medesimo visto nel paragrafo precedente.

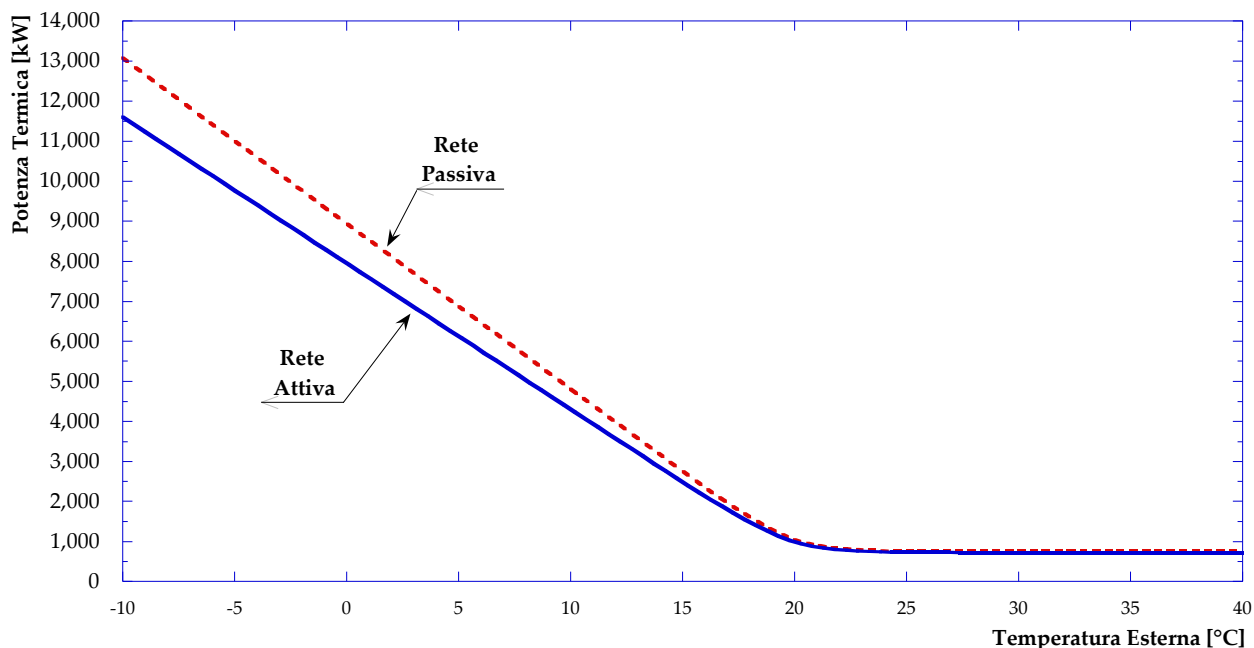


Figura 58 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)

In **Figura 59** ed in **Figura 60** sono invece presentate le potenze termiche immesse in rete dalla centrale di produzione e dalle due utenze attive, rispettivamente nel caso di regolazione della rete a portata costante e in quello di regolazione a differenza di temperatura costante. Anche in questo caso, per un valore della temperatura esterna superiore ai 20 °C, le utenze attive sono in grado di sostenere il fabbisogno di tutta la rete senza l'intervento della centrale di produzione. Tuttavia, a differenza di quanto visto per il caso mandata su mandata, è l'utenza #25 che riesce ad immettere potenza termica in rete per tutto il range di temperature considerate, escludendo l'utenza #29 in corrispondenza di 20 °C (regolazione a portata costante) o di 10 °C (regolazione a delta di temperatura costante).

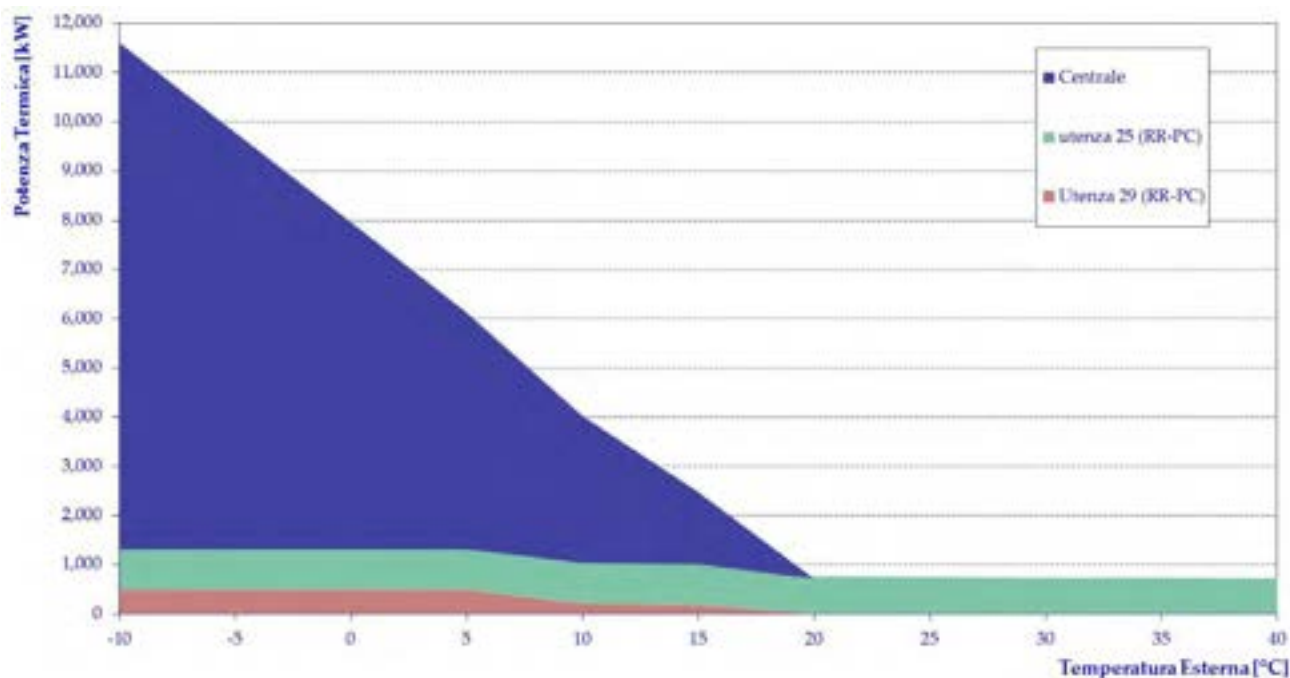


Figura 59 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno – regolazione a portata costante)

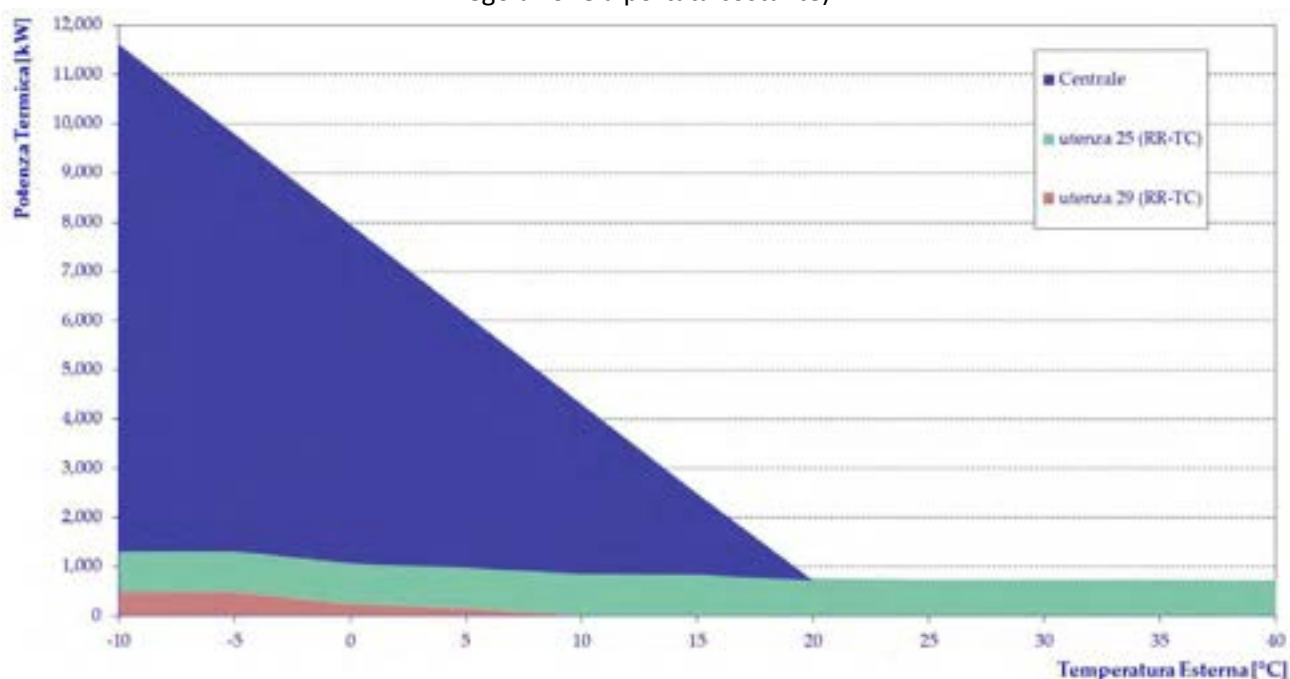


Figura 60 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno – regolazione a delta di temperatura costante)

L'andamento della portata immessa in rete, nel caso di regolazione della rete mantenendo rispettivamente la portata o il salto di temperatura in centrale costante è presentato in **Figura 61**. Come risulta evidente, anche in questo caso possono essere ripetute le osservazioni fatte in precedenza, essendo gli andamenti del tutto analoghi a quelli già presentati in **Figura 54**.

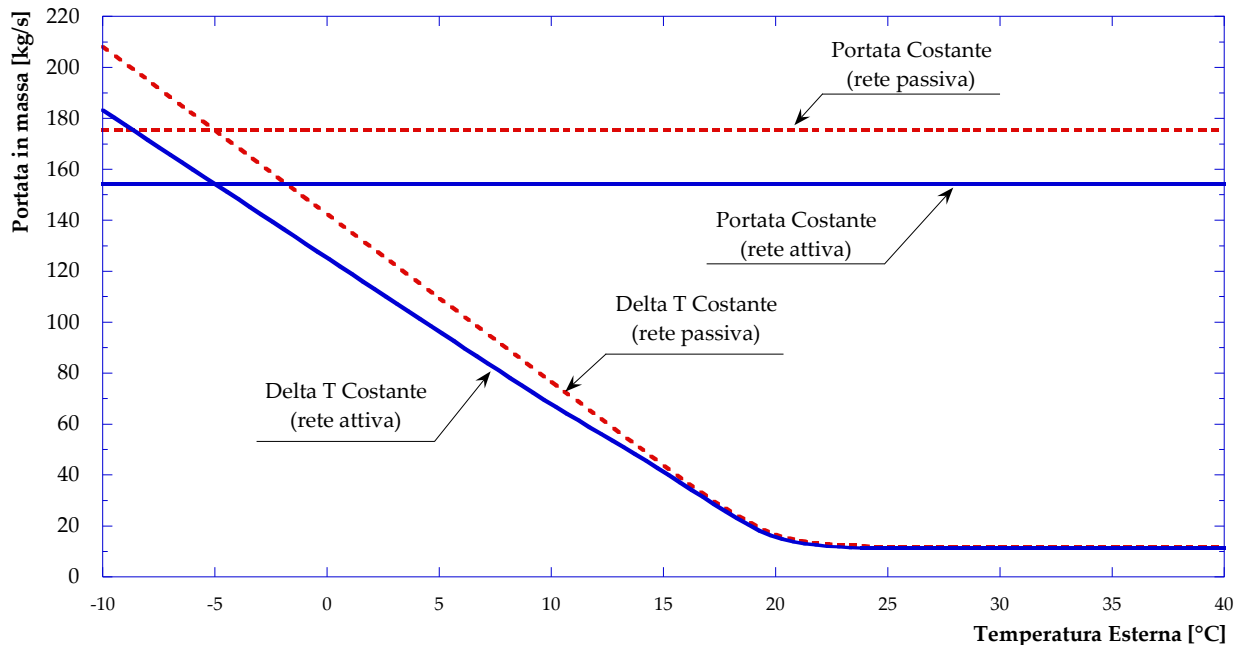


Figura 61 – Portata immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)

Gli andamenti della pressione in ingresso alla rete e della potenza per il pompaggio sono presentati rispettivamente in **Figura 62** ed in **Figura 63**. Per entrambe le grandezze e per entrambe le strategie di regolazione, possono essere ripetute le stesse considerazioni viste per **Figura 61**. Anche per queste grandezze non si registrano apprezzabili differenze rispetto a quanto osservato per lo schema 2.

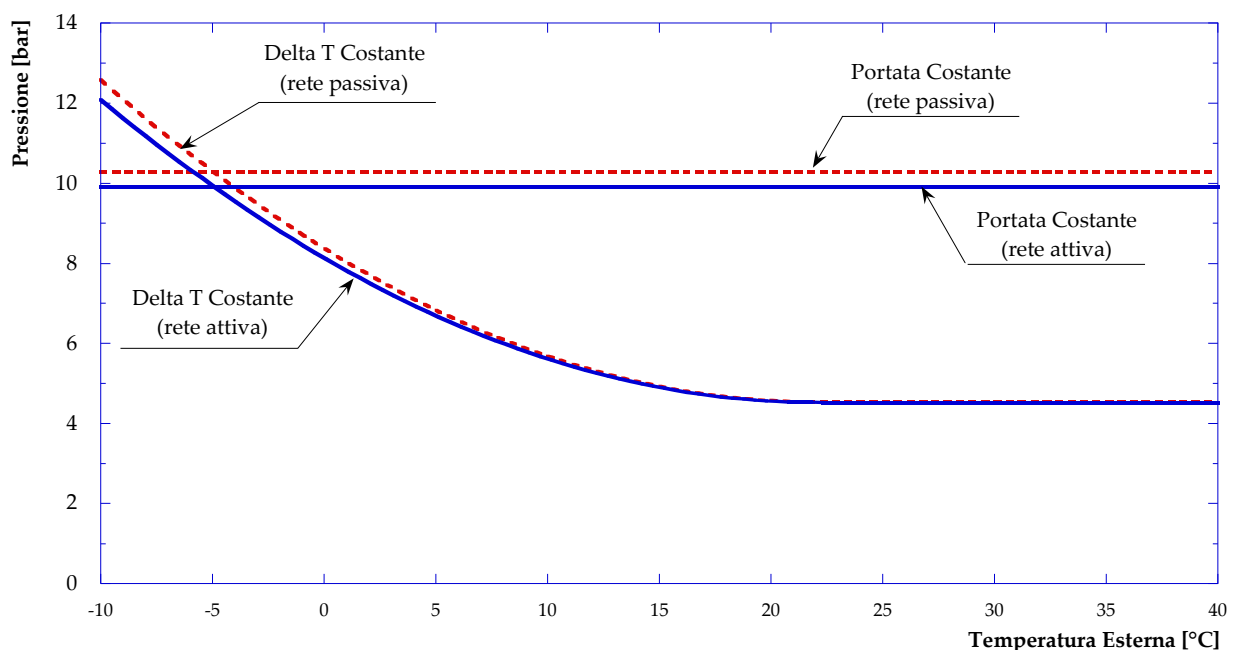


Figura 62 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)

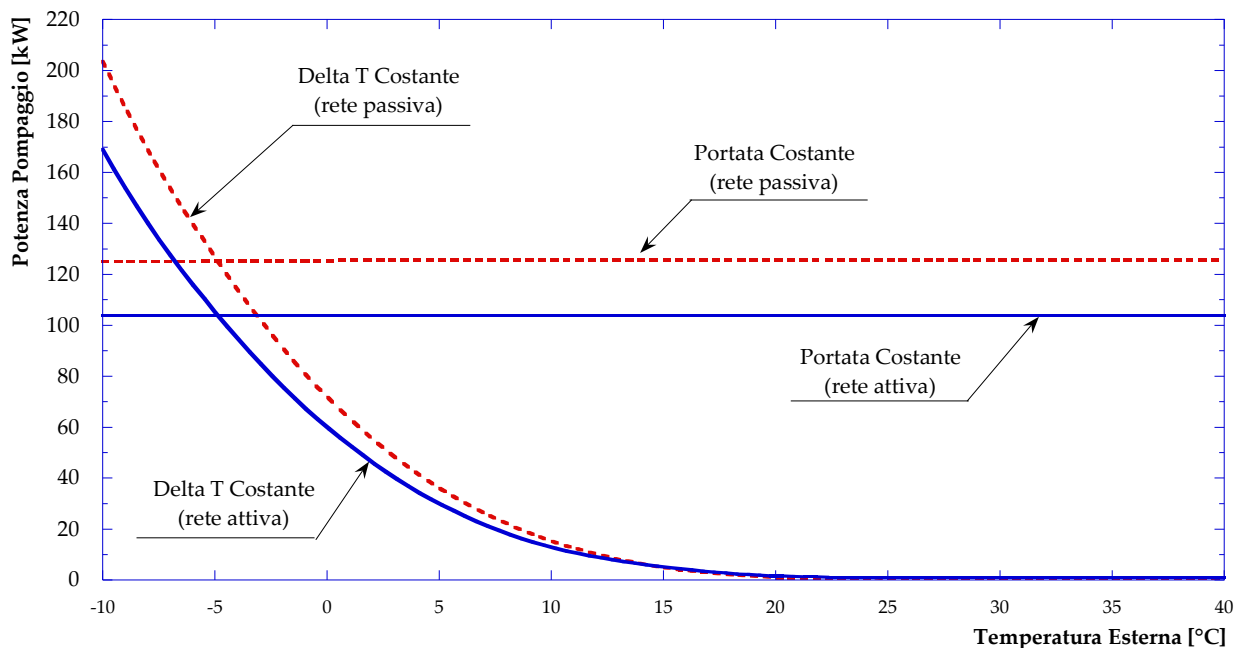


Figura 63 – Potenza impiegata per il pompaggio (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)

Per quanto riguarda l'efficienza di distribuzione, il cui andamento è presentato in **Figura 64**, si registra infine una diminuzione durante il funzionamento in assetto attivo, a causa dei livelli di temperatura maggiori dell'acqua in alcuni rami di ritorno della rete. Anche in questo secondo caso di utenze attive non periferiche, la diminuzione di efficienza risulta inferiore rispetto a quanto visto per gli schemi 4 e 1, non scendendo mai a valori inferiori al 91%. Tuttavia, andando a confrontare gli andamenti di **Figura 64** con quelli presentati in **Figura 57**, si può notare una maggiore diminuzione dell'efficienza di distribuzione nel caso di regolazione a delta di temperatura costante.

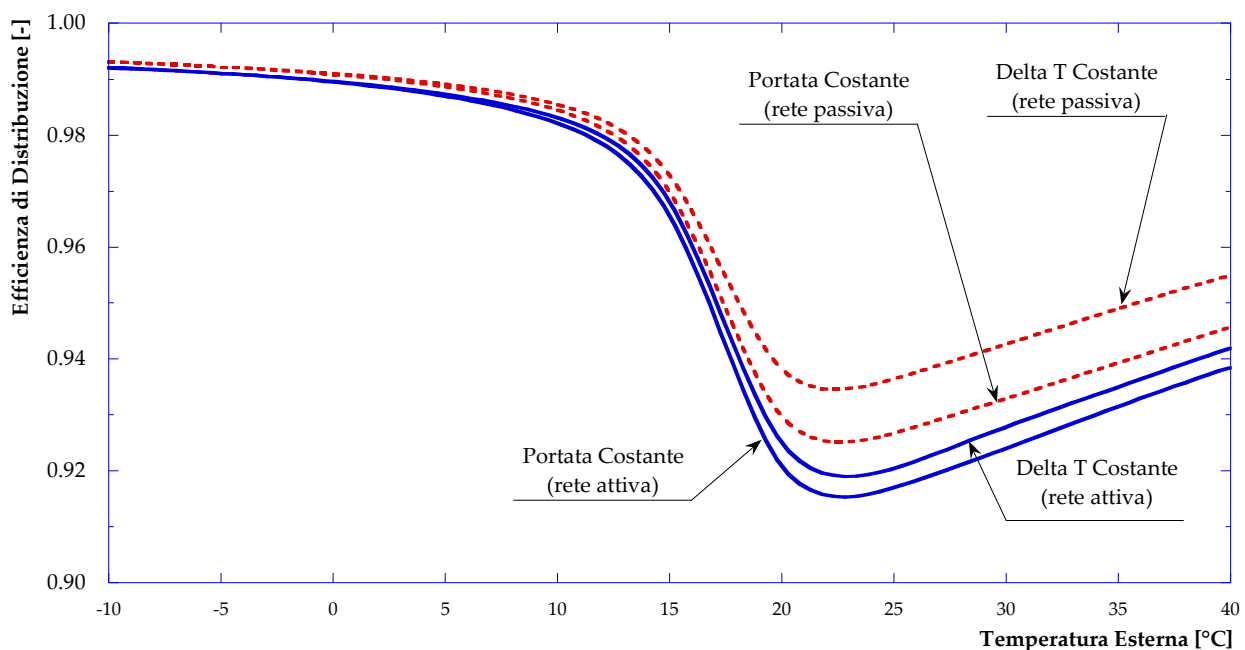


Figura 64 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)

5.6 Analisi dei vantaggi e delle criticità della trasformazione in rete attiva

Le simulazioni effettuate hanno permesso di mettere in luce sia aspetti positivi che diverse criticità, conseguenti alla trasformazione della rete di Corticella in attiva.

Il vantaggio più evidente del comportamento attivo della rete emerso dalle simulazioni è la possibilità di ridurre le spese di pompaggio. Tale aspetto risulta di fondamentale importanza poiché si riduce l'energia elettrica assorbita, con un indubbio vantaggio sia per quanto riguarda le spese del gestore della rete che per l'alleggerimento del sistema elettrico nazionale (soprattutto nel caso in cui questa tipologia di reti trovi un'ampia diffusione). Come conseguenza ulteriore, inoltre, a seguito della riduzione dei costi di gestione si potrebbero registrare eventuali risparmi per gli utenti finali.

A seconda del tipo di schema attivo adottato, le simulazioni hanno mostrato per la rete di Corticella quanto segue:

1. L'adozione di utenze attive che agiscono dal ritorno alla mandata consente una riduzione della potenza impiegata per il pompaggio, fino ad un massimo del 45%.
2. L'impiego di utenze attive secondo lo schema mandata su ritorno consente una più modesta riduzione della potenza necessaria al pompaggio solo nel caso di regolazione a delta di temperatura costante e per temperature esterne inferiori a quella di riferimento. Nel caso di temperature maggiori, si assiste ad un aumento della potenza per il pompaggio; va comunque rilevato che la regolazione con portata costante consente l'adozione dello schema mandata su ritorno senza alterare la potenza di pompaggio.
3. La rete con utenze attive che si interfacciano esclusivamente con la mandata o solo con il ritorno mostra leggere diminuzioni della potenza necessaria per il pompaggio, quantificabili in un valore massimo pari al 17%.

Tutte le ipotesi di trasformazione della rete di Corticella analizzate hanno consentito una riduzione della potenza termica prodotta in centrale. Tale riduzione, che consente, in quasi tutti i casi, anche lo spegnimento dei sistemi di produzione in centrale per temperature esterne solitamente pari o superiori ai 20 °C, può avere un impatto economico e un effetto di miglioramento delle efficienze di conversione e può inoltre rappresentare una riduzione dell'impatto ambientale, a seconda del tipo di sistema di produzione installato nell'utenza attiva. Da questo punto di vista, le temperature a cui è gestita la rete di Corticella consentirebbero l'impiego di micro-cogeneratori (microturbine e/o motori a combustione interna) e/o pannelli solari sottovuoto.

Va inoltre sottolineato che lo spegnimento dei sistemi di produzione in centrale non necessariamente implica lo spegnimento del gruppo pompe. Le simulazioni svolte hanno mostrato che l'adozione dello schema 4 (ritorno su mandata) è l'unico che consente la completa esclusione della centrale sia dal punto di vista termico che del pompaggio: la pressione di rete è infatti mantenuta dalle stesse utenze attive. In tutti gli altri casi la centrale di produzione, pur non intervenendo più nella produzione termica, mantiene attivo il gruppo di pompaggio.

I periodi di spegnimento della centrale – plausibilmente concentrati nei periodi primaverili e/o estivi – possono essere inoltre impiegati per le operazioni di manutenzione ordinaria.

Per quanto riguarda le criticità dovute alla conversione della rete di Corticella da passiva ad attiva, si può considerare quanto segue:

1. L'adozione dello schema 4 (ritorno su mandata) comporta, come ampiamente discusso, il riassetto idraulico della rete. Evidentemente tale fenomeno genera l'inversione del flusso in più rami, in maniera variabile a seconda del valore della temperatura esterna. Tale aspetto rende estremamente delicata e complessa la gestione della rete. Come facilmente comprensibile, quindi, l'immissione in rete di potenza termica da parte delle utenze deve necessariamente essere regolamentata, se non direttamente controllata, dal gestore stesso della rete.
2. In ogni caso, le simulazioni svolte – sempre con riferimento allo schema 4 – non hanno messo in luce particolari interferenze tra le tre utenze considerate contemporaneamente attive, sotto il punto di vista strettamente termico. Va comunque compreso che le tre utenze, funzionando di fatto come delle centrali, devono mettersi in equilibrio idraulico tra loro e con tutto il resto della rete; questo aspetto,

oltre che ribadire il fatto che le utenze attive debbano essere direttamente controllate dal gestore della rete, può ovviamente alterare la potenza termica che ogni utenza può immettere in rete.

3. Lo schema 1 (mandata su ritorno) non pone i problemi di equilibrio idraulico visti nei punti precedenti. In questo caso, poiché le utenze attive scelte non si influenzano tra loro, l'unica criticità possibile è legata alla temperatura a cui possono portare l'acqua nel percorso di ritorno e quindi in centrale. Infatti, nel caso in cui la centrale abbia come sistemi di produzione in funzione solo le caldaie, un aumento della temperatura di ritorno comporta esclusivamente un abbassamento del carico delle caldaie. Nel caso invece che sia in funzione il cogeneratore, variare la temperatura di ritorno potrebbe causare un peggioramento del recupero termico dal motore a combustione interna.
4. Lo schema 2 (mandata su mandata), può porre al gestore della rete – anche se in misura minore – gli stessi problemi evidenziati al punto precedente. Infatti l'incremento della temperatura sulla mandata della rete si propaga anche sul ramo di ritorno.
Dal punto di vista dell'interazione tra utenze, soprattutto se consecutive nel tracciato della rete, le criticità sono sicuramente maggiori. Infatti, l'incremento della temperatura di mandata da parte di un'utenza a monte può ovviamente limitare o annullare la possibilità di immettere potenza termica per un'utenza a valle. A titolo di esempio, con riferimento alla **Figura 65** e ad una temperatura esterna di -5 °C, considerando le utenze 29 (a monte sul percorso di mandata) e 25 (a valle) può essere considerato quanto segue:
 - a. L'utenza 29, immette tutta la potenza installata con il sistema di produzione (478 kW) alzando la temperatura della mandata da 80 °C fino a 91 °C.
 - b. L'utenza 25, dove è installato un sistema di produzione in grado di fornire 843 kW secondo le modalità di scambio termico illustrate in **Figura 66** nelle condizioni di design, riesce ad immettere solo 522 kW trovando in ingresso allo scambiatore primario-terziario un fluido a 91 °C invece che ad 80 °C (si veda **Figura 66** - off design).
5. Lo schema 3 (ritorno su ritorno) pone, sia per quanto riguarda il gestore della rete che per l'interazione tra più utenze attive, le stesse criticità osservate al punto precedente. Unica differenza con lo schema 2 è la possibilità di avere temperature mediamente maggiori sul percorso di ritorno. Anche in questo caso, a titolo di esempio, si mostra l'andamento del profilo di temperatura in seguito alla cessione in rete di potenza termica da parte delle utenze attive 25 e 29 in **Figura 67** e in **Figura 68** rispettivamente per un valore della temperatura esterna pari a -5°C e 15 °C. Dalle figure si osserva che l'incremento della temperatura nei rami di ritorno, pur non riducendo la potenza termica che l'utenza attiva 25 può immettere in rete, limita lo scambio dell'utenza 29 che passa da 478 kW (**Figura 67**) a soli 170 kW (**Figura 68**). Questa criticità non è presente nel caso dello schema 2, in quanto la temperatura sulla mandata non dipende dalla temperatura esterna.
6. Le osservazioni riportate nei due punti precedenti, congiuntamente con quanto riportato in **Figura 52** e in **Figura 53** insieme con la **Figura 59** e la **Figura 60**, confermano che, per il tratto di rete preso in esame, il numero massimo di utenze contemporaneamente attive è pari a due.

Come ulteriore osservazione, si pone all'attenzione che tutte le ipotesi di rete attiva elaborate, hanno portato ad una riduzione dell'efficienza di distribuzione, ovvero ad un incremento della potenza termica dissipata dalla rete. Tale comportamento è, come anche già discusso nei precedenti paragrafi, dovuto sia alla riduzione delle velocità di attraversamento dei rami della rete che all'incremento di temperatura che le utenze attive mediamente provocano.

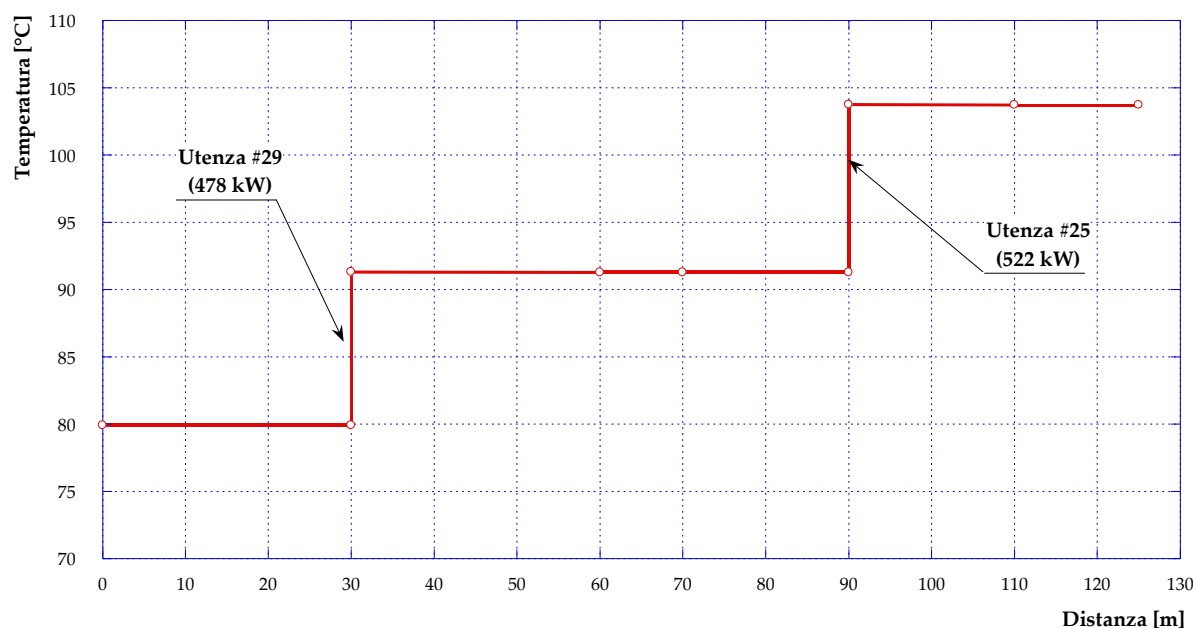


Figura 65 – Andamento della temperatura lungo i rami relativi alle utenze 29 e 25 (percorso di mandata @ -5°C)

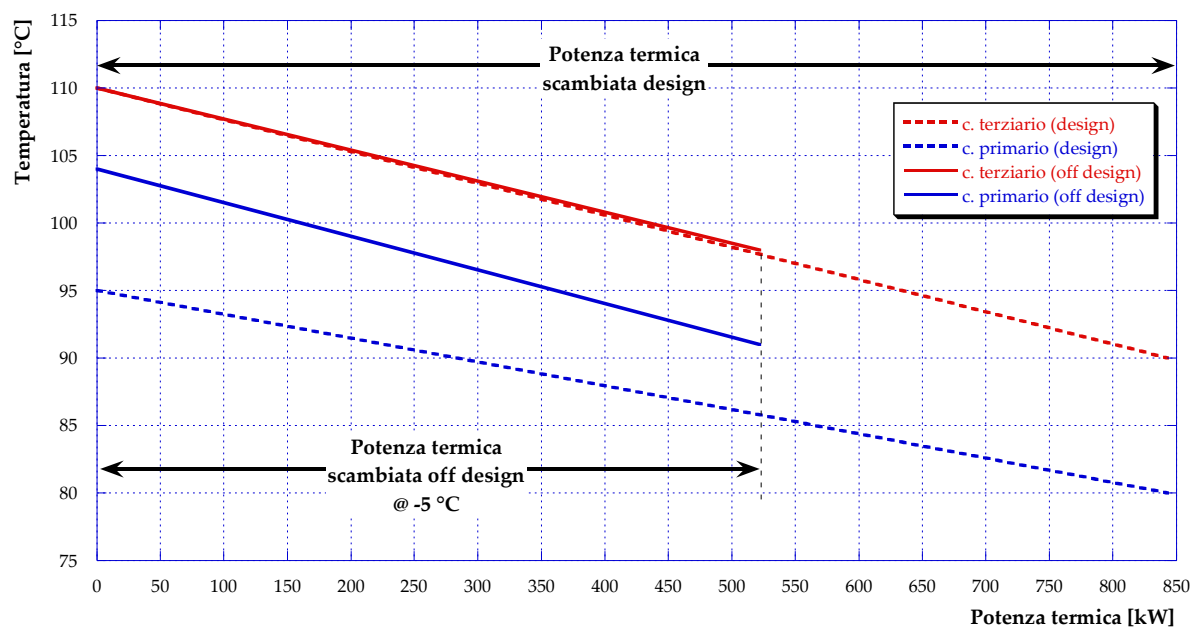


Figura 66 – Diagramma di scambio termico in condizioni di design e off design per l'utenza attiva 25 (mandata su mandata)

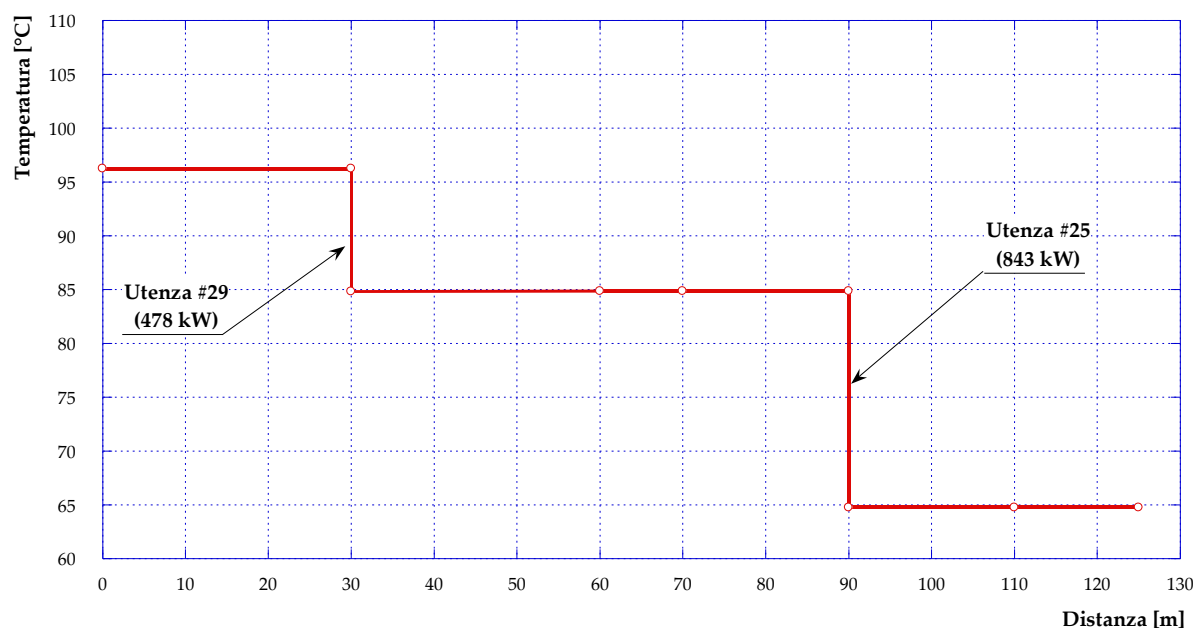


Figura 67 – Andamento della temperatura lungo i rami relativi alle utenze 25 e 29 (percorso di ritorno @ -5°C)

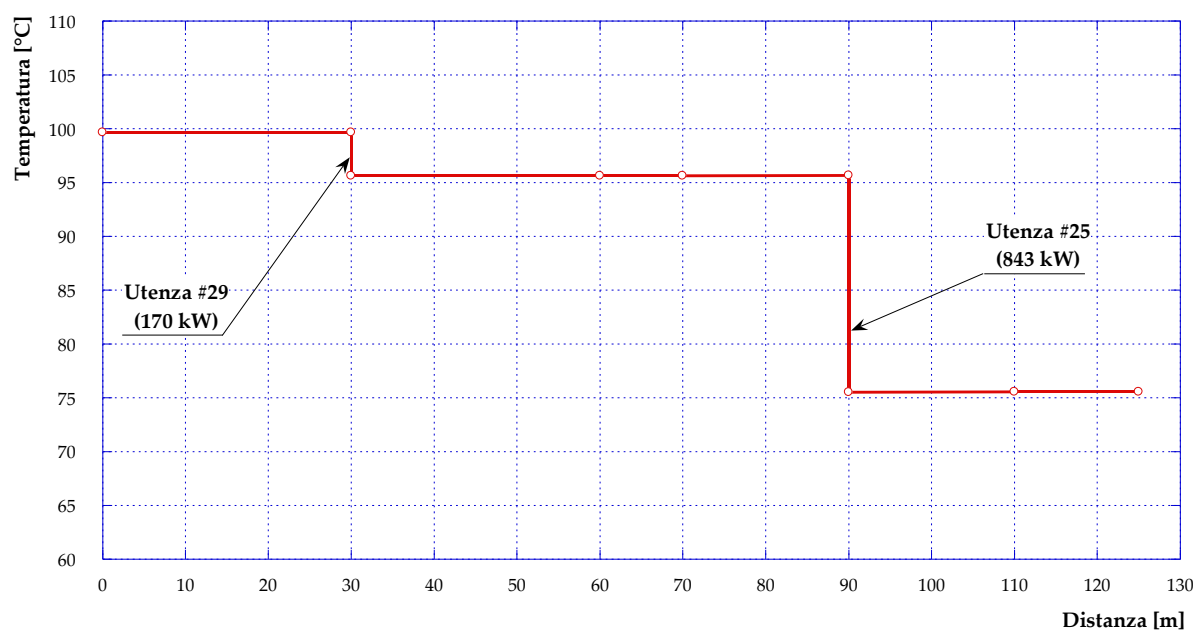


Figura 68 – Andamento della temperatura lungo i rami relativi alle utenze 25 e 29 (percorso di ritorno @ 15°C)

Infine, in **Figura 69**, **Figura 70**, **Figura 71** e in **Figura 72** sono presentate alcune porzioni della rete in esame con evidenziate le modifiche da apportare per consentire lo scambio attivo con le utenze. Più in dettaglio, si mostra la porzione di rete relativa ai nodi da 10 a 14, con quest'ultima utenza trasformata secondo lo schema 4 (**Figura 69**) o secondo lo schema 1 (**Figura 70**). In aggiunta, per la parte di rete comprendente i nodi da 24 a 29, si mostrano le trasformazioni necessarie affinché le utenze 25 e 29 possano effettuare scambio attivo con la rete secondo gli schemi 2 (**Figura 71**) e 3 (**Figura 72**). In tutti gli schemi presentati, gli elementi aggiunti che consentono la trasformazione delle sottostazioni analizzate da passive a attive sono stati evidenziati con un maggiore spessore. Per quanto riguarda la **Figura 69**, si sono inoltre evidenziati in verde i flussi invertiti dovuti – come già ampiamente discusso – al funzionamento attivo dell'utenza.

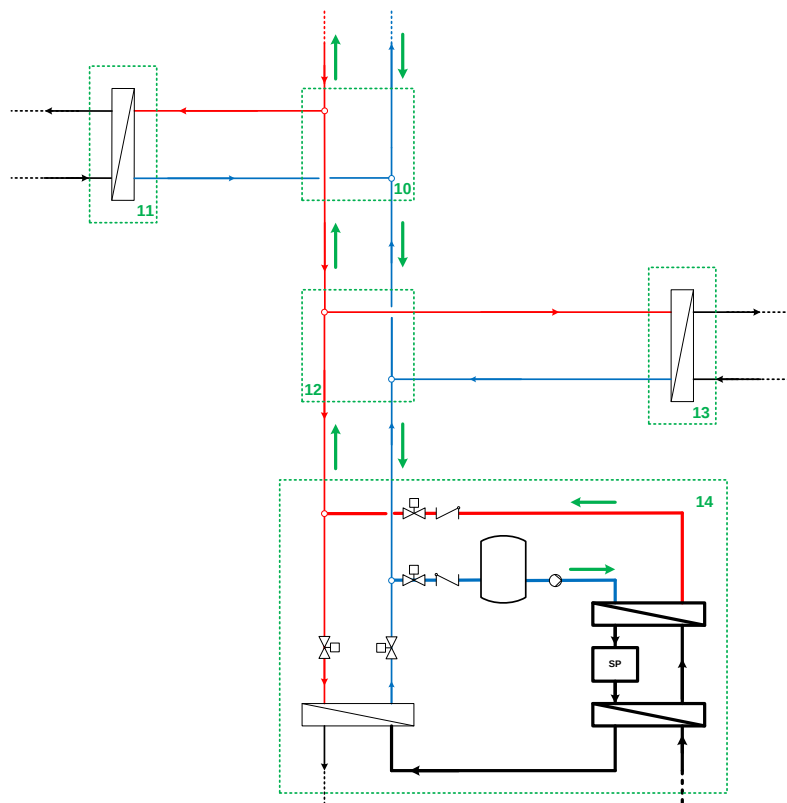


Figura 69 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 4

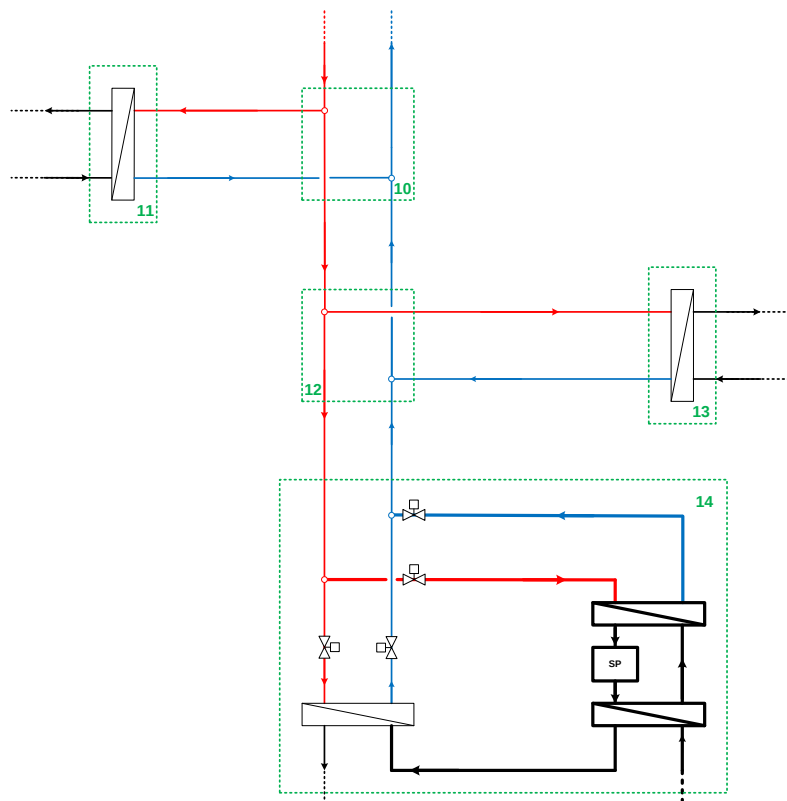


Figura 70 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 1

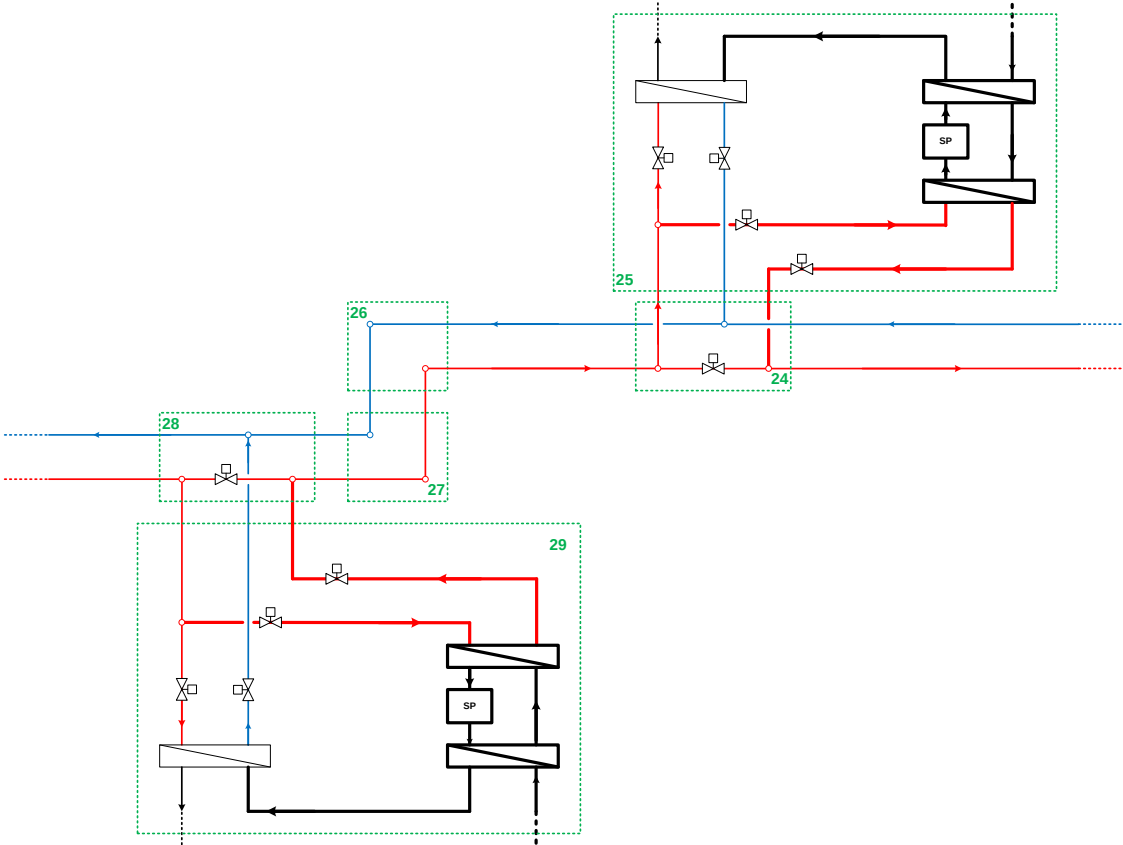


Figura 71 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 2

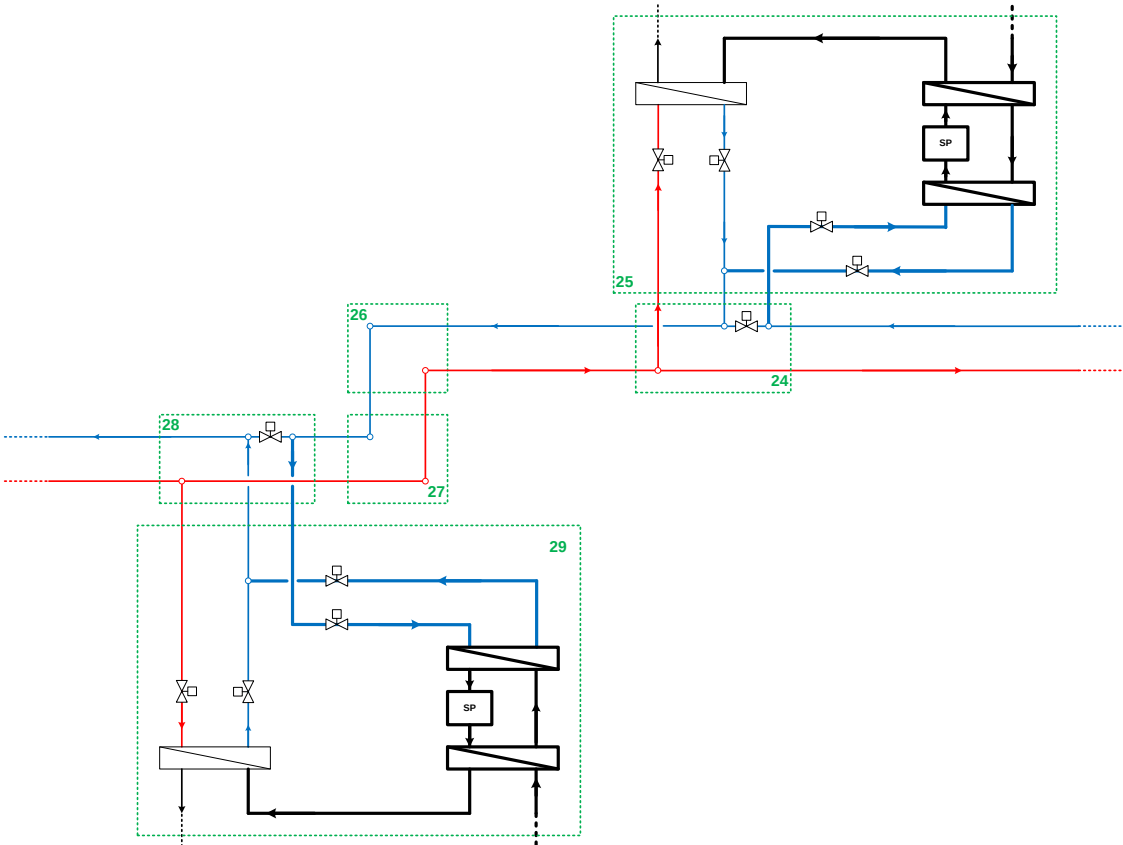


Figura 72 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 3

Infine, è stata condotta un'analisi semplificata finalizzata a quantificare la variazione delle spese di pompaggio grazie alla conversione della rete di teleriscaldamento da passiva ad attiva. L'approfondimento di tale stima, che implicherebbe la necessità di valutazioni puntuali ipotizzando – tra le altre cose – uno specifico sistema di produzione decentralizzato e valutando la contemporaneità tra produzione e auto-consumo presso le utenze attive, costituisce un possibile sviluppo futuro. In questa sede, ai fini della valutazione si è considerato che la rete di teleriscaldamento funzioni in assetto passivo all'interno dell'anno termico e, invece, in assetto attivo al di fuori dello stesso. Pertanto, l'energia elettrica spesa per il pompaggio durante il corso di un anno al variare della tipologia di schema di scambio termico – sia per la strategia di regolazione a portata costante che per quella a salto di temperatura costante – è presentata in **Figura 73**. In tale figura, lo schema 0 si riferisce al funzionamento passivo della rete durante l'intero anno, mentre per gli altri schemi la spesa di pompaggio è stata determinata utilizzando la curva passiva durante l'anno termico (**Figura 30**) e le rispettive curve relative al funzionamento attivo per la restante parte dell'anno (si vedano **Figura 49**, **Figura 56**, **Figura 63** e **Figura 43**, rispettivamente per lo schema 1, lo schema 2, lo schema 3 e lo schema 4).

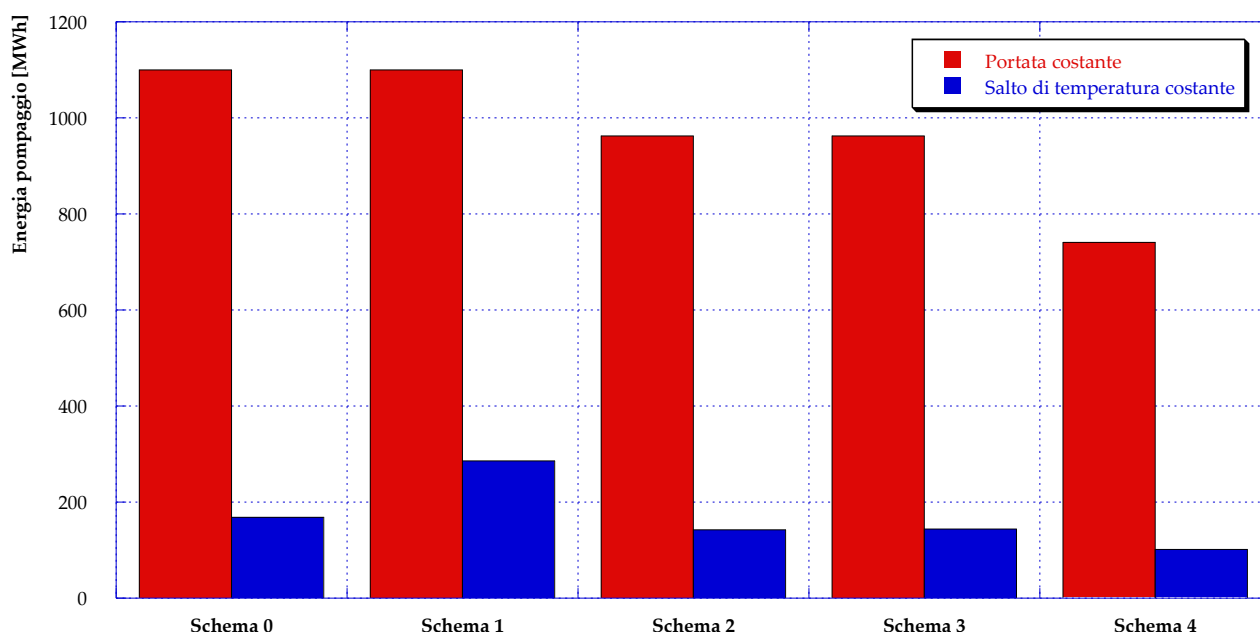


Figura 73 – Energia elettrica spesa per il pompaggio in un anno

Rispetto alla rete in funzionamento sempre passivo (schema 0), come si osserva dalla **Figura 73**, l'adozione dello schema 4 (ritorno su mandata) – a parità di strategia di regolazione – consente le maggiori riduzioni di energia elettrica impiegata per il pompaggio che possono essere quantificate in un valore pari ad oltre il 30% (regolazione a portata costante) o di poco inferiore al 40% (regolazione a delta di temperatura costante). Lo schema 1 (mandata su ritorno), quando la regolazione è fatta a portata costante, non modifica le spese di pompaggio (si veda anche **Figura 49**) mentre le aumenta notevolmente nel caso di regolazione a delta di temperatura costante (**Figura 49**). Per quanto riguarda invece l'adozione dello schema 2 (mandata su mandata) e dello schema 3 (ritorno su ritorno) si osservano riduzioni delle spese di pompaggio simili quantificabili in oltre il 10% e in circa il 15% rispettivamente nel caso di regolazione a portata costante e a delta di temperatura costante.

Un'opzione alternativa per l'analisi effettuata sarebbe stata quella di considerare la rete in assetto attivo in tutte le ore in cui la temperatura esterna risulta essere superiore a 20 °C, invece che – come già detto – in tutto il periodo al di fuori dell'anno termico. Come si può facilmente intuire osservando le curve

rappresentate in **Figura 49**, **Figura 56**, **Figura 63** e **Figura 43**, dal momento che per temperature esterne superiori ai 20 °C le curve di funzionamento attivo risultano molto simili o addirittura coincidenti, la riduzione delle spese per il pompaggio risulterebbe inferiore.

Le stesse valutazioni sono state effettuate anche sull'energia termica che la centrale deve immettere in rete in un anno di operatività, ottenendo i risultati presentati in **Figura 74**. Come si può notare, dal punto di vista termico non sono apprezzabili grandi variazioni, a parità di schema di scambio termico, variando la strategia di regolazione della rete. Ovviamente, nel passaggio da una rete passiva ad una rete attiva la produzione centralizzata decresce, grazie all'immissione in rete di energia da parte delle utenze attive. Nell'ipotesi che i sistemi di produzione presso tali utenze siano da fonte rinnovabile, questo comporta ovviamente una riduzione dei consumi di energia primaria di tipo fossile. Di contro va ricordato che le simulazioni svolte hanno evidenziato una leggera diminuzione dell'efficienza di distribuzione della rete.

Il principale aspetto positivo resta pertanto la diminuzione del consumo di energia elettrica necessaria per l'operazione di pompaggio, che si può tradurre – come ulteriore vantaggio – in una riduzione della potenza elettrica impegnata ovvero dei costi fissi da sostenere all'anno.

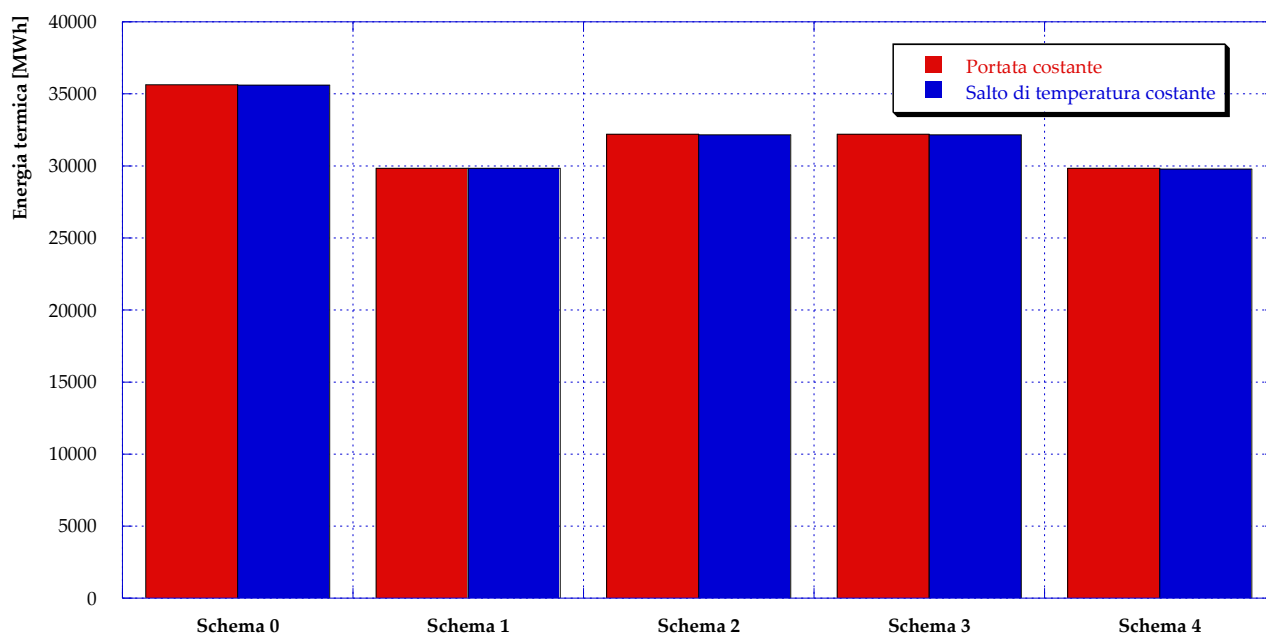


Figura 74 – Energia termica immessa in rete dalla centrale durante un anno di funzionamento

6 Monitoraggio ed analisi di una sottostazione di scambio reale

Nella seconda parte dello studio l'attività di ricerca si è focalizzata sull'analisi di una sottostazione di scambio termico servita da una rete di teleriscaldamento, entrambe realmente esistenti, con l'obiettivo finale di definire un nuovo layout della sottostazione stessa che consenta uno scambio bidirezionale (o attivo) di energia termica. A questo proposito, come verrà ampiamente discusso nei prossimi paragrafi, sono stati raccolti i dati relativi ai consumi dell'utenza nel periodo invernale/primaverile dell'anno corrente. Successivamente, è stato modellato e studiato il funzionamento dello scambiatore di calore in condizioni sia di design che di off-design. Sulla base dei risultati ottenuti sono quindi state valutate due soluzioni (che verranno presentate e discusse nel Capitolo 7) per lo scambio attivo:

- la prima soluzione è stata ipotizzata in modo tale da rendere minime le modifiche alla sottostazione esistente e prevede l'integrazione di pannelli solari termici con la sottostazione esistente;
- la seconda soluzione, invece, è più complessa dal punto di vista impiantistico, prevedendo l'installazione di un micro-cogeneratore e alterando i flussi delle portate nella rete di teleriscaldamento.

In questo e nel successivo capitolo, insieme alla descrizione della sottostazione di scambio termico considerata, verranno presentati i risultati ottenuti dall'analisi effettuata, fino alla determinazione dei P&I per le due soluzioni sopraelencate.

6.1 Sottostazione di scambio termico

La sottostazione in analisi è collocata nel contesto di una rete di teleriscaldamento esistente situata nel comune di Castegnato (BS), in zona climatica E, e gestita dalla Cogeme Spa. Tale sottostazione è preposta al soddisfacimento dei fabbisogni di acqua calda sanitaria e di calore per il riscaldamento invernale della scuola materna della località servita dalla rete considerata. Nel complesso la rete si estende per circa 4'700 m, con un totale di poco meno di 140 sotto-centrali d'utenza ed una volumetria teleriscaldata pari a quasi 135'000 m³ (suddivisi tra residenziale e terziario, circa per il 60% e il 40% rispettivamente) [9]. In **Figura 75** è presentato lo schema semplificato della sottostazione in esame, così come si presenta allo stato attuale. Lo scambiatore di calore della sottostazione (si veda il dettaglio di **Figura 76**), del tipo a piastre, ha una potenza termica nominale pari a 200 kW e in condizioni di progetto riceve acqua ad 80 °C dalla mandata della rete di teleriscaldamento, restituendola a 60 °C. Più nel dettaglio, la sottostazione è costituita principalmente dai seguenti componenti:

- scambiatore di calore Alfa Laval saldobrasato;
- valvole termoregolatrici Siemens modello VVF52 con relativo servocomando con funzione di sicurezza e ritorno a molla;
- misuratore statico di energia termica a ultrasuoni Siemens modello 2WR5;
- valvola limitatrice di portata e temperatura Danfoss;
- valvola di non ritorno;
- vaso d'espansione a servizio del solo scambiatore di calore;
- sistema di regolazione Siemens modello RVD alloggiato all'interno del quadro elettrico generale;
- centralina climatica di regolazione.

Come si può notare dalla **Figura 75**, inoltre, il circuito secondario dello scambiatore di calore in oggetto fornisce direttamente acqua calda alle utenze di riscaldamento e, al tempo stesso, consente di accumulare potenza termica utile per la produzione di acqua calda sanitaria. In condizioni di progetto il salto termico sullo scambiatore di calore lato secondario è pari a 15 °C. Maggiori dettagli sullo scambiatore di calore sono forniti in **Tabella 4**.

Infine, per quanto riguarda il piping di collegamento idraulico tra i vari componenti che costituiscono la sotto-centrale, esso è costituito da:

- per il circuito primario: tubazioni in acciaio nero S.S. a saldare UNI EN 10220 ex UNI ISO 4200;
- per il circuito secondario: tubazioni in acciaio nero S.S. filettabili UNI EN 10225 ex UNI 8863.

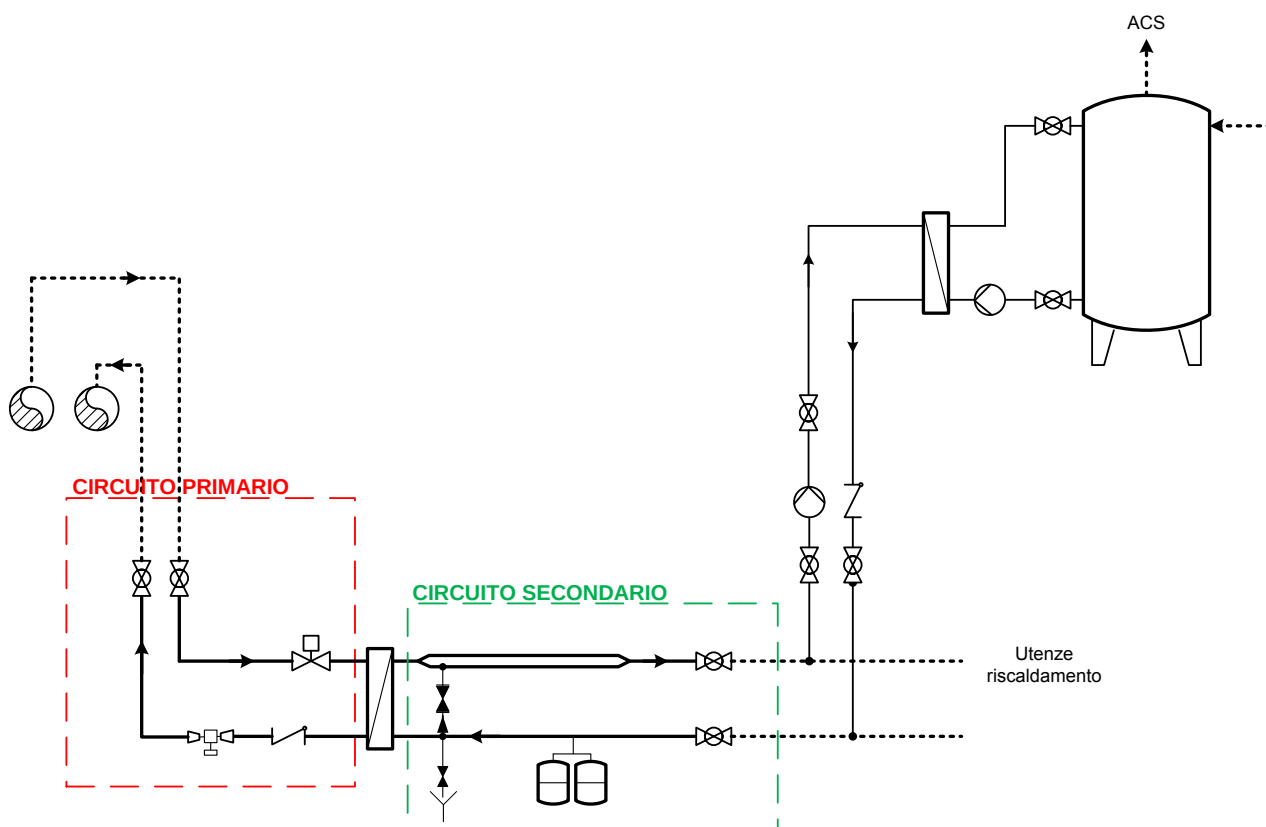


Figura 75 – Schema della sottostazione di scambio termico situata presso la scuola materna

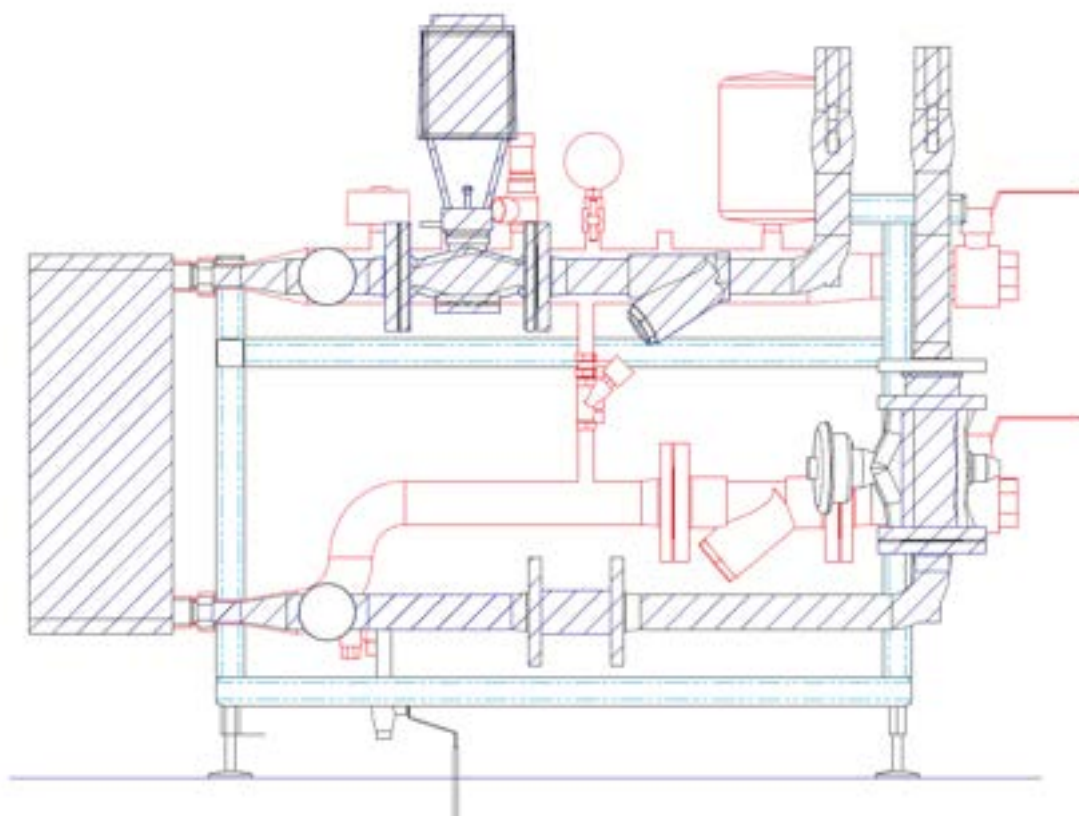


Figura 76 – Schema scambiatore di calore

Tabella 4 – Caratteristiche scambiatore di calore

CARATTERISTICHE DEL CIRCUITO PRIMARIO	
Natura del fluido	Acqua calda industriale addolcita
Potenza termica nominale	200 kW
Temperatura massima	120 °C
Temperatura di mandata	80 °C
Temperatura di ritorno	60 °C
Portata di picco	8600 kg/h
Caduta di pressione certificata	5000 mm H ₂ O
Caduta di pressione contatore	Kvs.6 – 3539 mm H ₂ O
Classe minima dei circuiti	PN16
CARATTERISTICHE DEL CIRCUITO SECONDARIO	
Natura del fluido	Acqua calda
Temperatura massima	100 °C
Temperatura di mandata	70 °C
Temperatura di ritorno	55 °C
Portata	10090 kg/h
Caduta di pressione certificata	Max 500 mm H ₂ O
Classe minima dei circuiti	PN10
CONNESSIONI	
Primario	A saldare – Ø 1"1/2
Secondario	Filettate – UNI EN ISO 228 – F 2"

6.2 Analisi dei dati misurati

Con l'obiettivo di valutare l'andamento temporale del fabbisogno richiesto da parte dell'utenza, è stata condotta una campagna di raccolta dati durante il periodo invernale e primaverile dell'anno corrente (dal 13 febbraio al 10 luglio 2015). A questo proposito, il monitoraggio e l'acquisizione dei consumi sono avvenuti con l'ausilio di strumentazione appositamente installata presso la sottostazione, in particolare un contacalorie e due termocoppie (accoppiate ad uno strumento di acquisizione dei dati di temperatura, ALMEMO). La ridondanza, per quanto riguarda le misure di temperatura, è finalizzata ad una maggiore precisione e affidabilità dei dati raccolti. Quest'ultimo strumento è stato programmato per memorizzare un set di dati (temperatura di mandata, temperatura di ritorno e salto termico tra mandata e ritorno) ogni 10 minuti. È importante sottolineare che il set memorizzato è costituito dalla media - nei 10 minuti che precedono la memorizzazione - dei valori delle tre grandezze, che tuttavia vengono misurate dallo strumento tre volte al secondo; non si tratta quindi di una misura spot con intervallo di 10 minuti. Per quanto riguarda il contacalorie, invece, tale strumento consente di misurare (o calcolare) e memorizzare, con cadenza pari ad un minuto, i valori delle seguenti grandezze:

- portata in massa circolante nel circuito primario dello scambiatore di calore;
- velocità dell'acqua circolante nel circuito primario dello scambiatore di calore;
- temperatura in ingresso allo scambiatore, lato primario;
- temperatura in uscita dallo scambiatore, lato primario;
- salto termico tra ingresso ed uscita dello scambiatore, lato primario;
- energia termica scambiata.

In questo caso, i valori memorizzati provengono da una misura spot ogni minuto e non sono quindi frutto di una media in intervalli di tempo stabiliti.

Pertanto, la strumentazione appositamente installata presso la sottostazione ha consentito di mappare completamente il fabbisogno dell'utenza, fornendo informazioni complete e dettagliate.

Si precisa infine, che tutta la strumentazione installata è di proprietà dell'ENEA, in collaborazione con la quale è stata condotta la suddetta fase di monitoraggio.

In **Figura 77**, in **Figura 78**, in **Figura 79** e in **Figura 80** si riportano a questo scopo gli andamenti giornalieri della potenza termica richiesta dall'utenza e del salto di temperatura sul circuito primario, per un giorno feriale (**Figura 77** e **Figura 78**) ed uno festivo (**Figura 79** e **Figura 80**), durante il periodo di richiesta termica sia per l'acqua calda sanitaria che per il riscaldamento. Gli stessi andamenti sono inoltre riportati in **Figura 81** ed in **Figura 82**, per un giorno feriale durante il periodo di richiesta termica esclusivamente per il fabbisogno di acqua calda sanitaria. Ovviamente, durante il periodo di spegnimento dell'impianto di riscaldamento la richiesta termica risulta nulla durante i giorni festivi, a causa della chiusura della scuola materna.

Considerando il periodo invernale, i grafici presentati mostrano evidenti differenze negli andamenti della potenza e del salto di temperatura, confrontando giorni feriali e giorni festivi. Nel primo caso, infatti, l'impianto di riscaldamento viene acceso durante le prime ore del mattino, in modo tale che negli ambienti interni la temperatura sia pari a quella desiderata al momento di avvio delle attività (si ricorda a tale proposito che l'utenza in analisi è una scuola materna). Durante il pomeriggio si registra invece un calo progressivo della richiesta termica da parte dell'utenza fino ad arrivare ad una richiesta nulla verso le 17:00. Di domenica, d'altra parte, l'andamento può essere considerato quasi opposto: l'impianto di riscaldamento resta spento per la gran parte delle ore della giornata, venendo attivato solamente nel tardo pomeriggio.

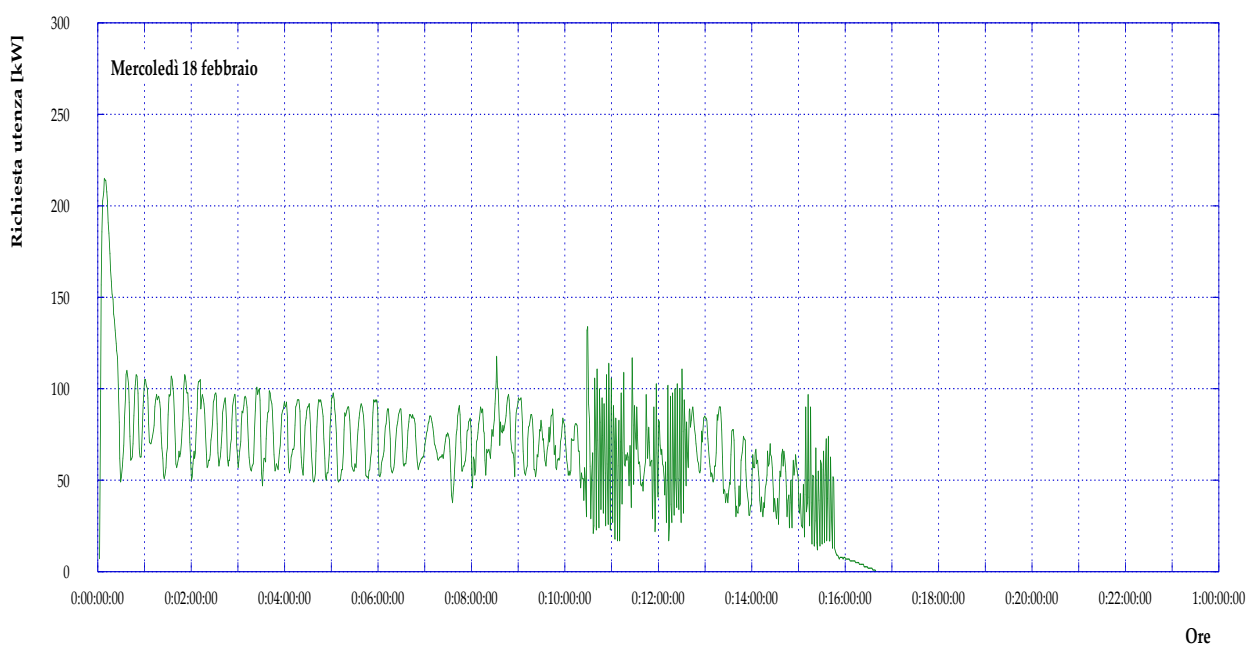


Figura 77 – Profilo temporale della potenza termica richiesta dall'utenza durante un generico giorno feriale (riscaldamento + acqua calda sanitaria)

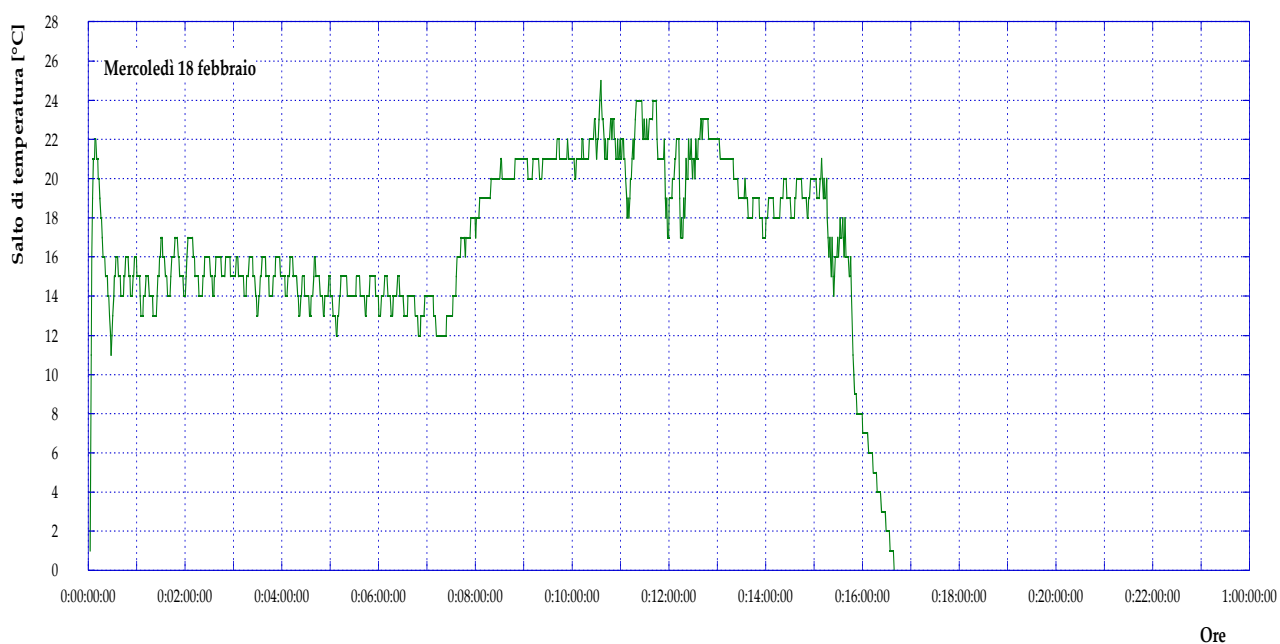


Figura 78 – Profilo temporale della differenza di temperatura sul circuito primario dello scambiatore durante un generico giorno feriale (riscaldamento + acqua calda sanitaria)

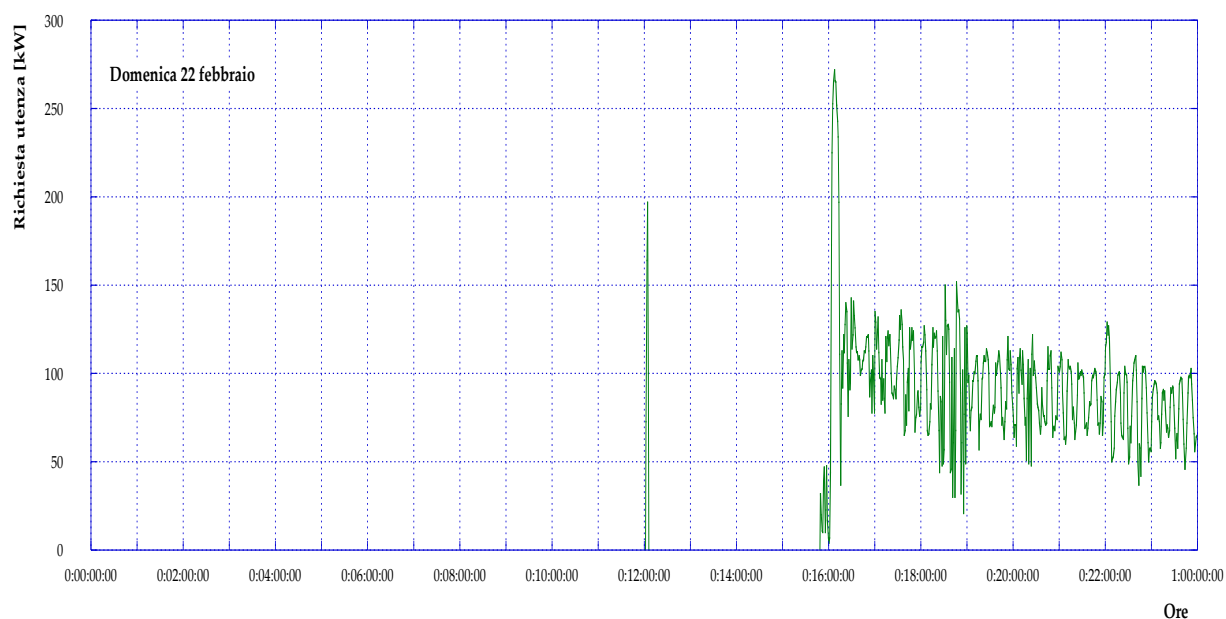


Figura 79 – Profilo temporale della potenza termica richiesta dall’utenza durante un generico giorno festivo (riscaldamento + acqua calda sanitaria)

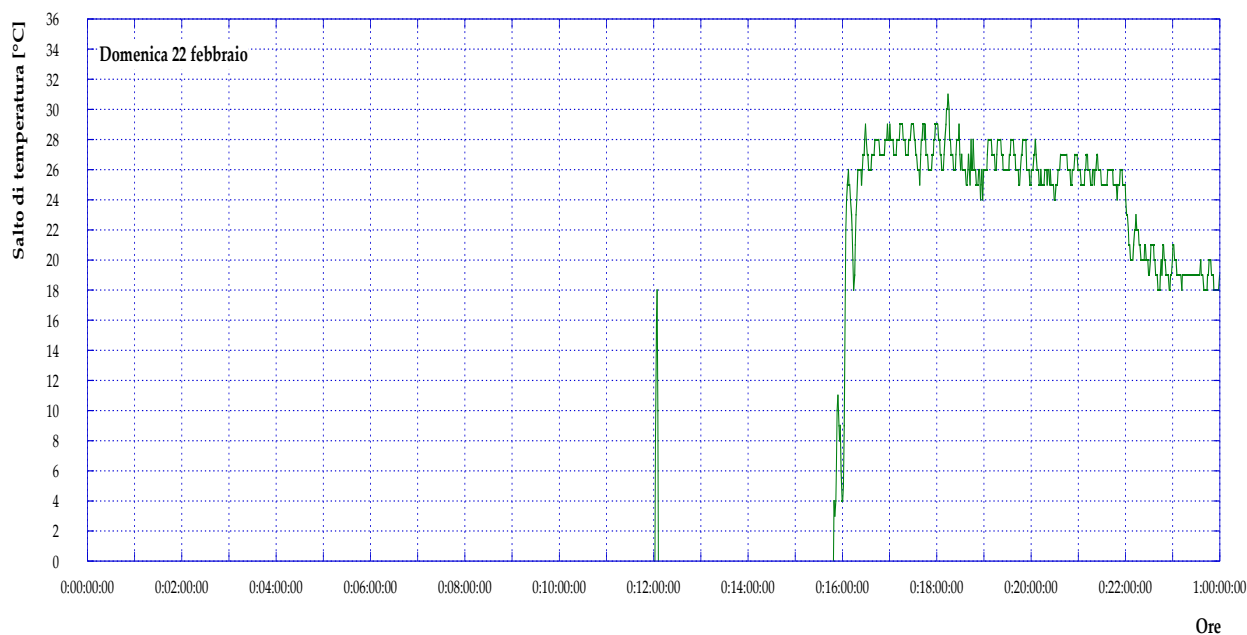


Figura 80 – Profilo temporale della differenza di temperatura sul circuito primario dello scambiatore durante un generico giorno festivo (riscaldamento + acqua calda sanitaria)

Evidentemente il comportamento del fabbisogno durante il periodo in cui l’impianto di riscaldamento è spento risulta, invece, molto diverso. Infatti, come si può notare dalla **Figura 81**, la richiesta termica da parte dell’utenza non è nulla unicamente nelle ore che vanno dalle 8:00 alle 17:00 circa, con picchi la mattina, poco dopo l’apertura della scuola, e in corrispondenza del pranzo. L’andamento della differenza di temperatura sul circuito primario segue chiaramente la richiesta dell’utenza.

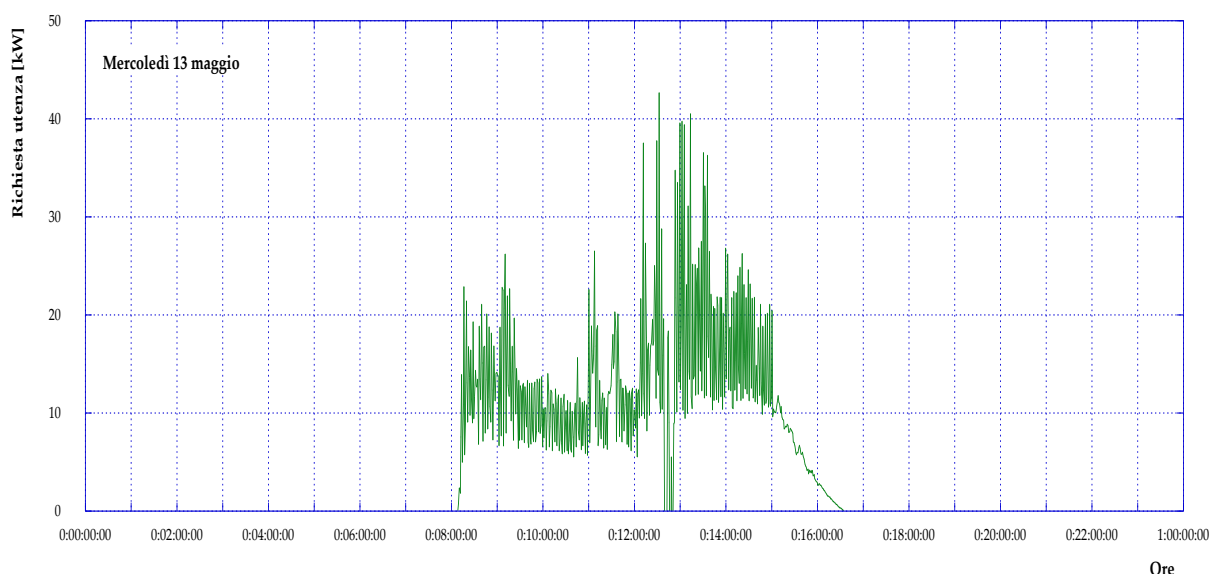


Figura 81 – Profilo temporale della potenza termica richiesta dall’utenza durante un generico giorno feriale (acqua calda sanitaria)

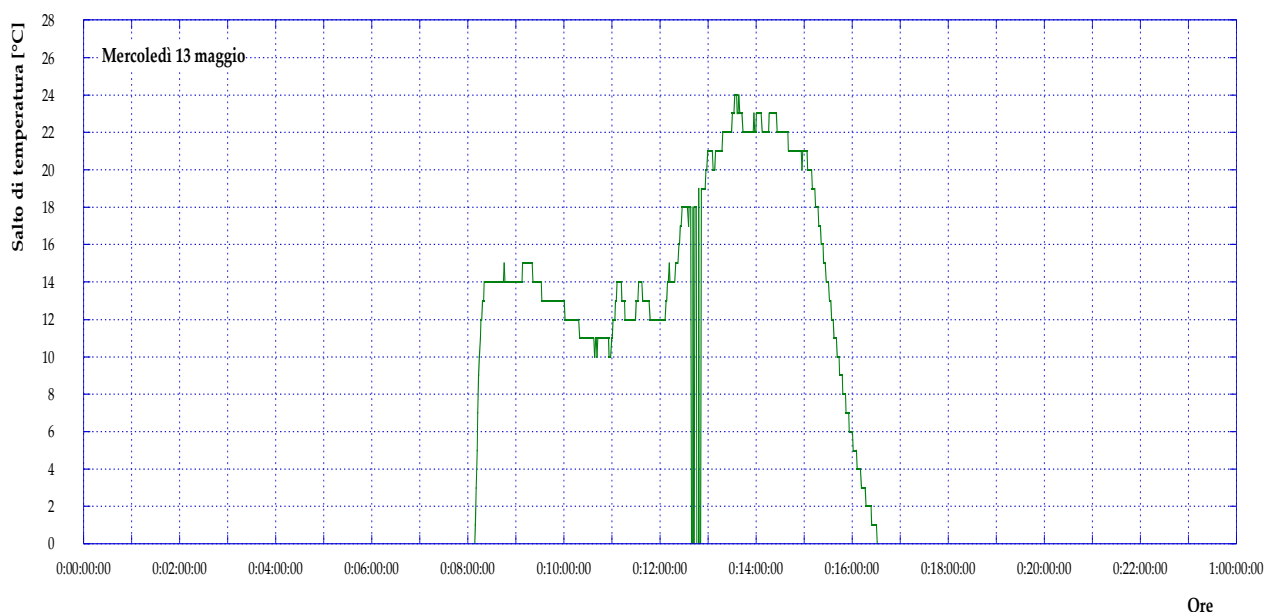


Figura 82 – Profilo temporale della differenza di temperatura sul circuito primario dello scambiatore durante un generico giorno feriale (acqua calda sanitaria)

Come si può osservare dai grafici presentati, soprattutto nel periodo invernale i profili temporali delle grandezze analizzate – ed in particolar modo della potenza termica richiesta dall’utenza – presentano andamenti molto isterici. Per questo motivo, si è ritenuto più utile all’analisi suddividere, per le grandezze di interesse, la differenza tra valore massimo e valore minimo misurati in sotto-intervalli. Per ciascun sotto-intervallo è stato quindi valutato il numero di volte in cui la grandezza in esame assumeva un valore ad esso appartenente, considerando l’intero periodo di raccolta dati. I risultati in percentuale, per le portate in massa, la potenza termica media richiesta dall’utenza e il salto termico sullo scambiatore, sono rispettivamente presentati in **Figura 83**, **Figura 85** e **Figura 87**, affiancati dall’indicazione della suddivisione in sotto-intervalli corrispondente a ciascuna grandezza. Per completezza, inoltre, sono riportate –

rispettivamente in **Figura 84**, **Figura 86** e in **Figura 88** – le curve monotone della portata in massa, della potenza termica e della differenza di temperatura nell’intero intervallo di tempo di raccolta dei dati, separatamente per il periodo di richiesta termica per riscaldamento più acqua calda sanitaria e per quello di sola acqua calda sanitaria.

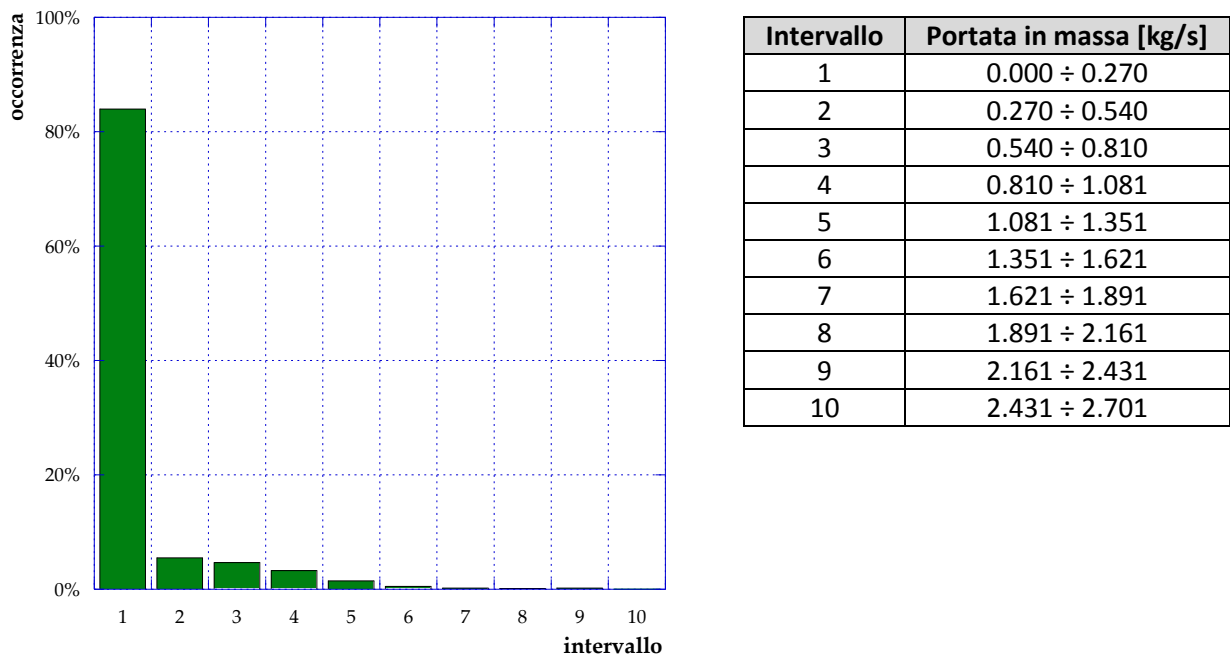


Figura 83 – Intervalli di confidenza considerando tutto il periodo di analisi – portate in massa

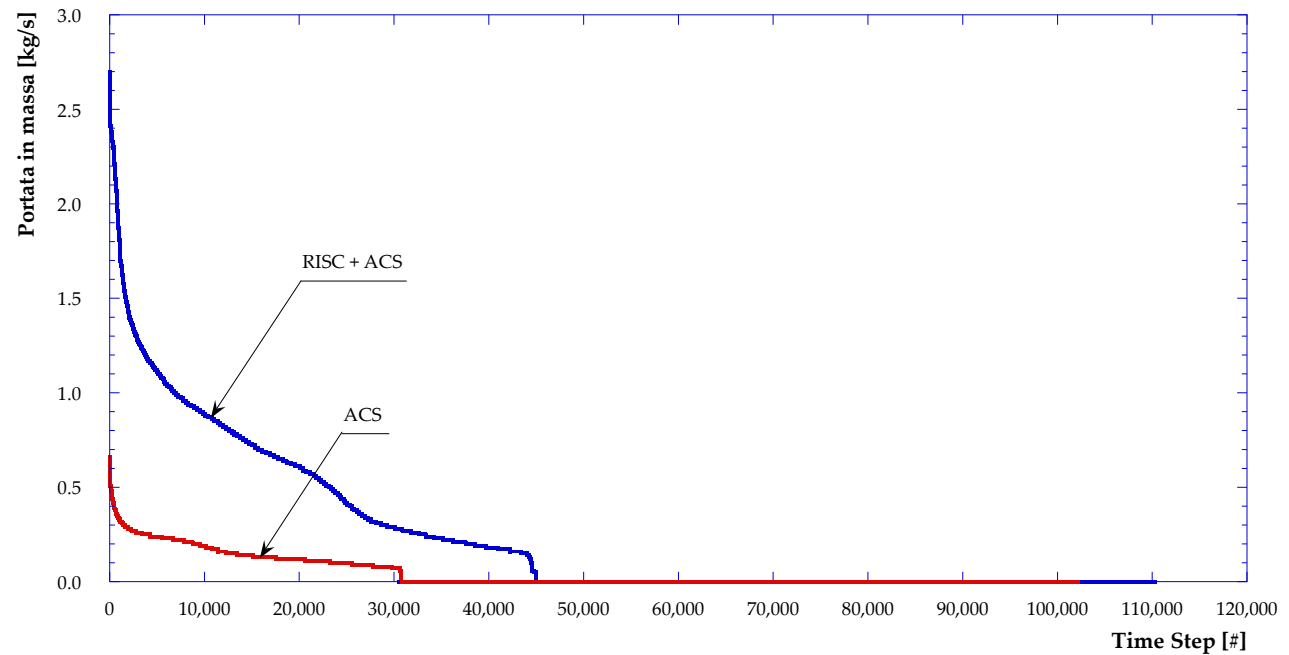
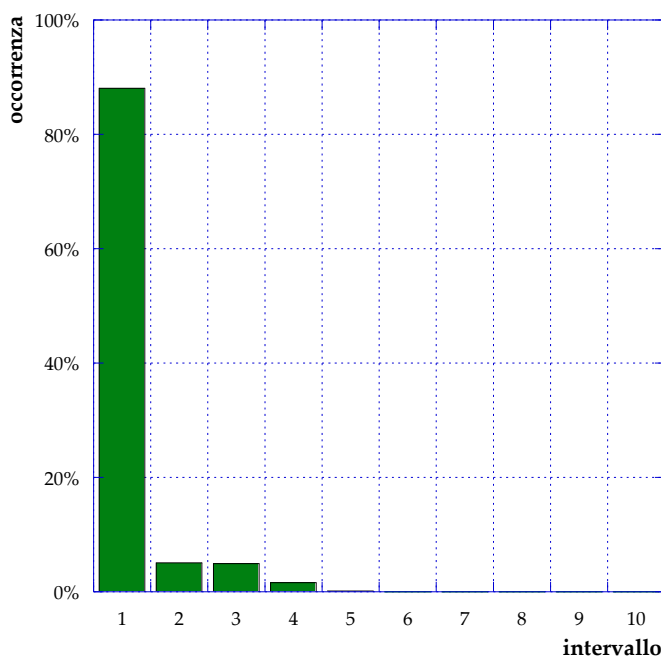


Figura 84 – Curve monotone - portata in massa



Intervallo	Potenza termica media [kW]
1	0 ÷ 31
2	31 ÷ 62
3	62 ÷ 92
4	92 ÷ 123
5	123 ÷ 154
6	154 ÷ 185
7	185 ÷ 216
8	216 ÷ 246
9	246 ÷ 277
10	277 ÷ 308

Figura 85 – Intervalli di confidenza considerando tutto il periodo di analisi – Potenza termica

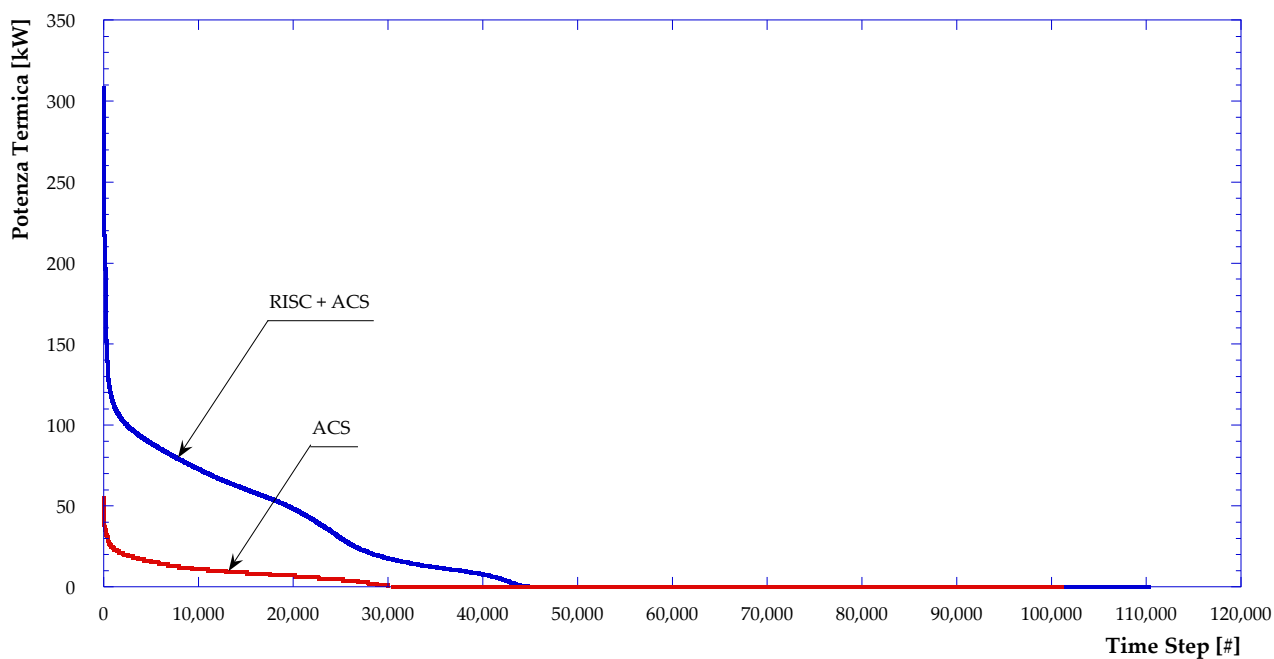


Figura 86 – Curve monotone - potenza termica

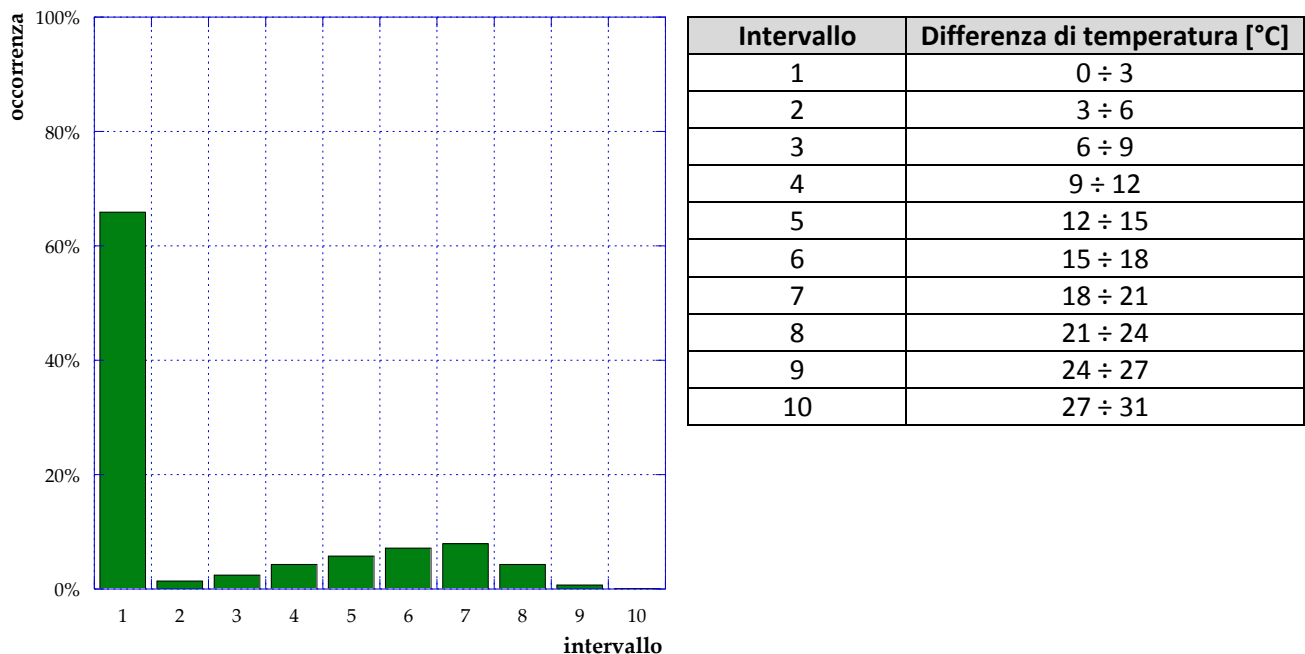


Figura 87 – Intervalli di confidenza considerando tutto il periodo di analisi – salto termico sullo scambiatore lato primario

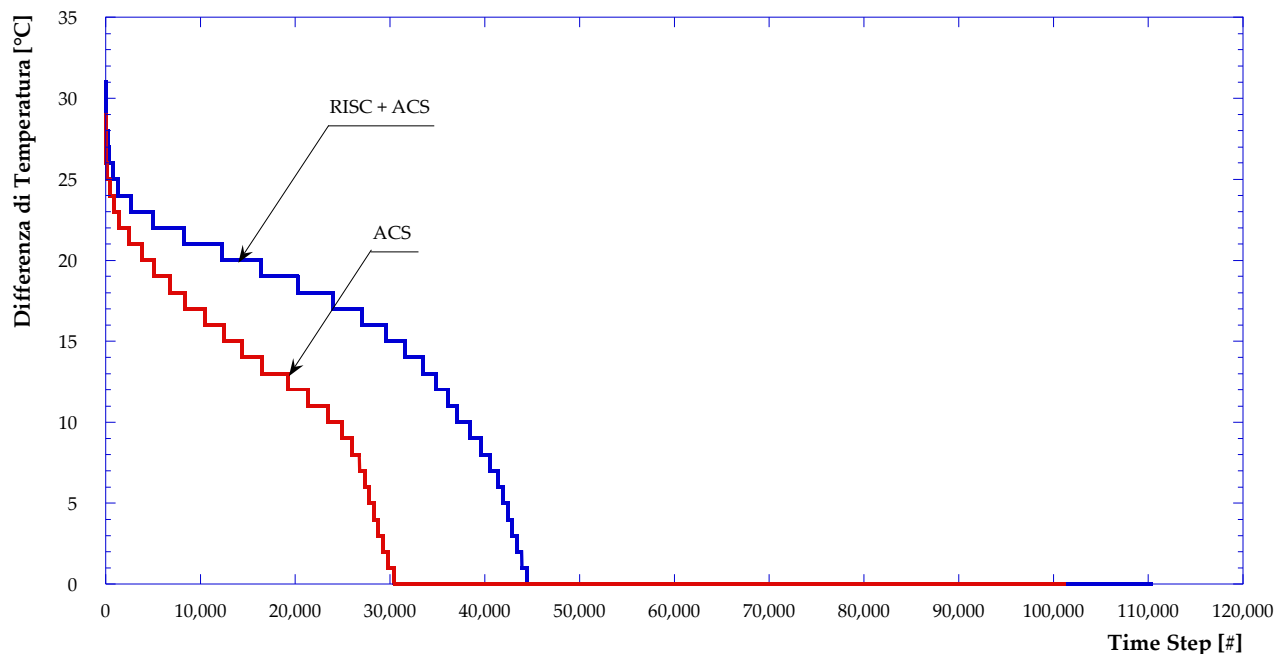


Figura 88 – Curve monotone - salto di temperatura sul circuito primario

A partire dai diagrammi presentati si possono pertanto dedurre le seguenti considerazioni:

- per la maggior parte del tempo, la sottostazione d'utenza in oggetto richiede portate di valore inferiore o uguale a circa 0.270 kg/s. In momenti di picco possono essere raggiunte portate più elevate, ma non si registrano mai richieste per valori superiori a 2.701 kg/s;
- per quanto riguarda il fabbisogno di potenza termica, può essere effettuato un ragionamento simile a quello visto per le portate. Il picco di potenza termica media richiesta da parte dell'utenza dall'analisi effettuata risulta essere pari a 308 kW, ma per la maggior parte delle ore la richiesta si attesta attorno a valori molto inferiori (al di sotto di 31 kW);

- infine, analizzando i valori di salto termico sul lato primario dello scambiatore di calore della sottostazione considerata, si può affermare che non vi sia scambio (e quindi richiesta da parte dell'utenza) per un elevato numero di ore. Questa evidenza si spiega molto semplicemente, considerando che il riscaldamento invernale non è in funzione durante le ore notturne e tenendo conto della tipologia di utenza considerata, che essendo una scuola materna risulta chiusa il sabato e la domenica.

6.3 Modello di design della sottostazione passiva

Lo scambiatore di calore della sottostazione d'utenza in analisi è stato modellato in condizioni di design mediante codici di calcolo autoprodotti. Come già anticipato, si tratta di uno scambiatore saldobrasato di potenza nominale pari a 200 kW, che in condizioni di design realizza un salto di temperatura sul circuito primario pari a 20 °C. Più nel dettaglio, i valori assunti dalle principali grandezze di interesse in condizioni di design – in parte forniti come dati di input ed in parte ottenuti dalle simulazioni effettuate – sono riassunti in **Tabella 5**; il diagramma di scambio termico è, invece, presentato in **Figura 89**. A partire dalla **Figura 89** si possono definire due differenze di temperatura caratteristiche:

- $\tau_1 = T_{IN,P} - T_{OUT,S}$
- $\tau_2 = T_{OUT,P} - T_{IN,S}$

dove $T_{IN,P}$ e $T_{OUT,P}$ sono le temperature rispettivamente in ingresso e in uscita dallo scambiatore considerando il circuito primario, mentre $T_{IN,S}$ e $T_{OUT,S}$ le corrispettive se si considera il circuito secondario.

Tabella 5 – Condizioni di Design Scambiatore di Calore

	Circuito Primario	Circuito Secondario
Portata in massa [kg/s]	2.389	2.803
Temperatura Ingresso [°C]	80	55
Temperatura Uscita [°C]	60	72
Potenza Termica Scambiata [kW]	200	
UA [kW/°C]	31.18	
Dispersioni Termiche [kW]	2.015	

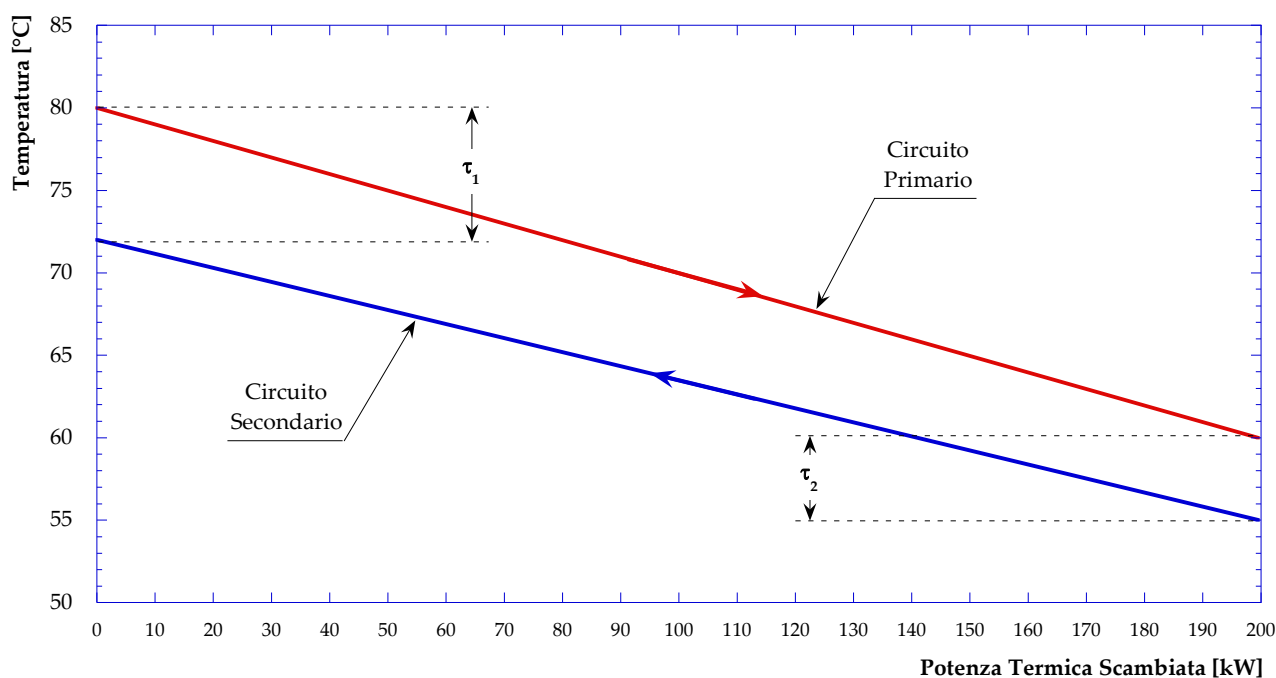


Figura 89 – Diagramma di scambio termico (condizioni di design)

6.4 Modello di off design della sottostazione passiva

Una volta definite le condizioni di design dello scambiatore in analisi, si è proceduto con la valutazione del suo funzionamento in condizioni di off-design. A tale proposito, sono stati condotti quattro set di simulazioni, al variare della temperatura in ingresso allo scambiatore sul lato primario ($T_{IN,P}$), ovvero al variare della temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento che serve lo scambiatore stesso. Nello specifico, è stato valutato il comportamento dello scambiatore nel caso in cui $T_{IN,P}$ risulti pari a 75 °C, 80 °C (come in condizioni di design), 85 °C e 90 °C.

Per fissata temperatura in ingresso sul lato primario, il funzionamento dello scambiatore di calore è stato analizzato al variare della potenza termica scambiata, ovvero al variare della portata in massa circolante sul circuito primario stesso. La logica di funzionamento, inoltre, prevede che la temperatura a cui il fluido viene inviato all'utenza (ovvero la temperatura in uscita dallo scambiatore di calore sul lato secondario) venga mantenuta costante. Una variazione della richiesta termica da parte dell'utenza, pertanto, comporterà una variazione della temperatura in ingresso allo scambiatore sul circuito secondario. Tale temperatura risulterà aumentata qualora il fabbisogno sia in diminuzione; viceversa, tale temperatura risulterà diminuita.

L'andamento della portata in massa che circola sul circuito primario dello scambiatore di calore in funzione della potenza termica scambiata è presentato in **Figura 90**, al variare di $T_{IN,P}$. Dalla **Figura 90** si osserva che al crescere della temperatura di ingresso allo scambiatore lato primario, la potenza termica scambiata per data portata aumenta; per fissata potenza termica, inoltre, all'aumentare della temperatura in ingresso allo scambiatore la portata sul circuito primario diminuisce.

Così come mostrato in **Figura 91**, si può notare che per fissato valore di temperatura in ingresso allo scambiatore $T_{IN,P}$, il delta T medio logaritmico presenta un andamento crescente con la potenza termica scambiata. Tale andamento risulta essere assimilabile ad un comportamento lineare.

Al crescere della temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore di calore, invece, l'andamento del delta T medio logaritmico si mantiene qualitativamente inalterato, ma viene traslato verso l'alto. Tale comportamento risulta evidente se si tiene conto della definizione del delta T medio logaritmico e considerando che per fissata potenza termica le temperature sul circuito secondario restano invariate, mentre la temperatura di uscita sul lato primario cala, così come mostrato in **Figura 92**.

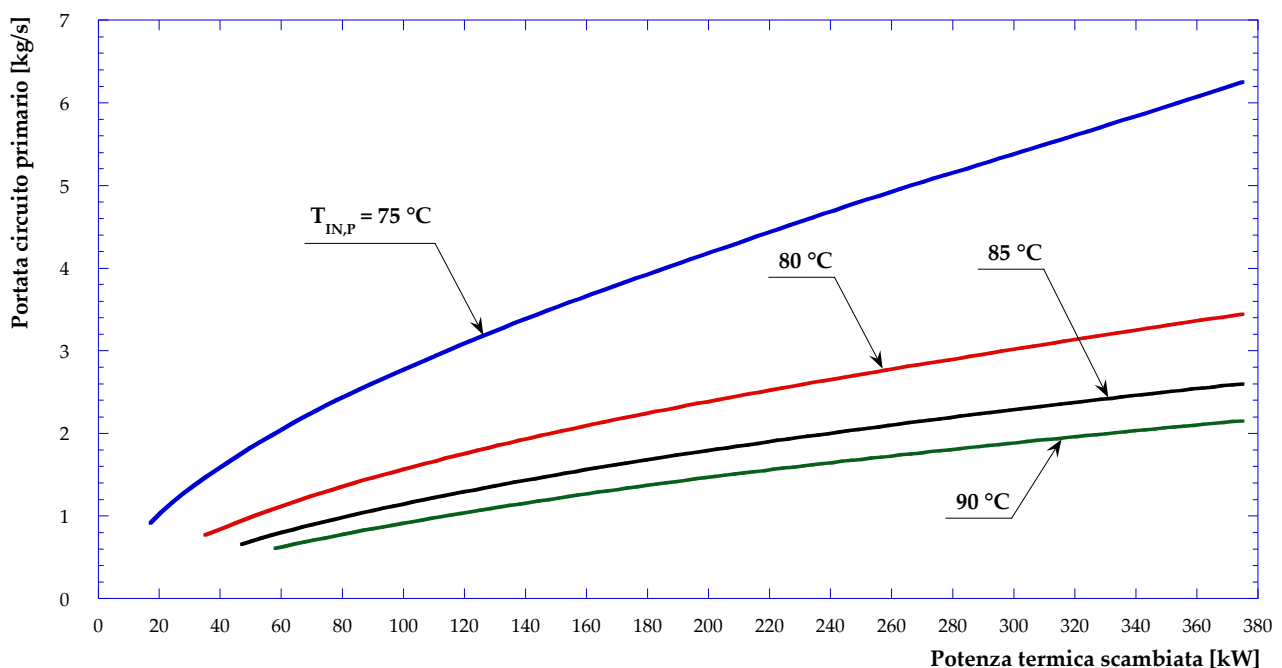


Figura 90 – Portata che circola sul circuito primario in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore di calore

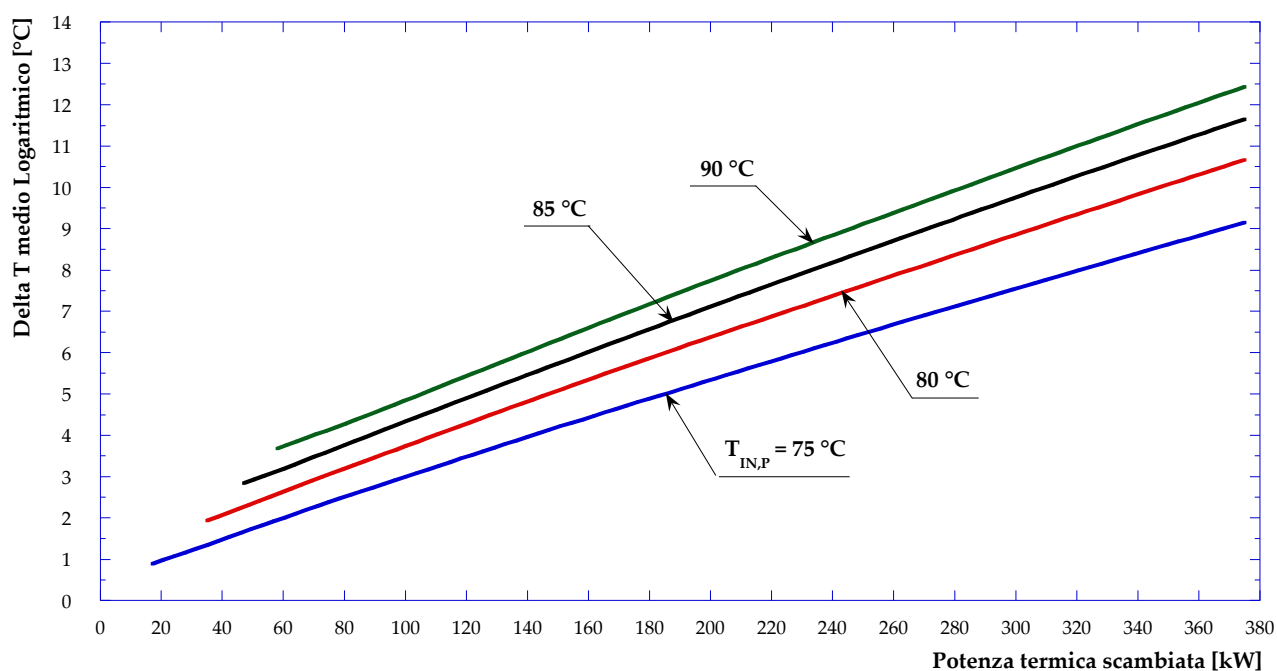


Figura 91 – Delta T medio logaritmico in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore di calore

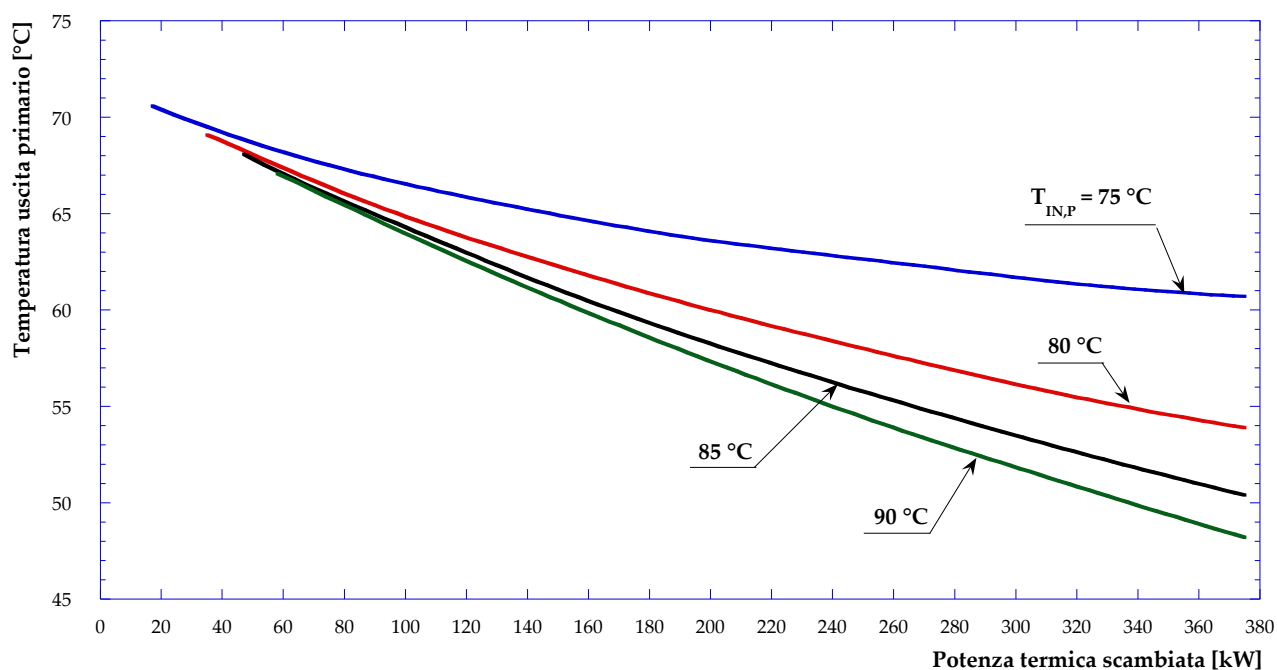


Figura 92 – Andamento della temperatura in uscita dal circuito primario dello scambiatore di calore in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso al medesimo circuito

In **Figura 93** è, infine, riportato l'andamento del prodotto UA in funzione della potenza termica scambiata e di $T_{IN,P}$. Come si può notare dal grafico, l'andamento dal parametro UA è crescente con la potenza termica scambiata. A parità di potenza termica scambiata tra primario e secondario, invece, il prodotto UA diminuisce all'aumentare di $T_{IN,P}$. Tale comportamento è dovuto alla riduzione della portata che circola sul primario, con conseguente diminuzione della velocità e quindi anche del coefficiente globale di scambio termico.

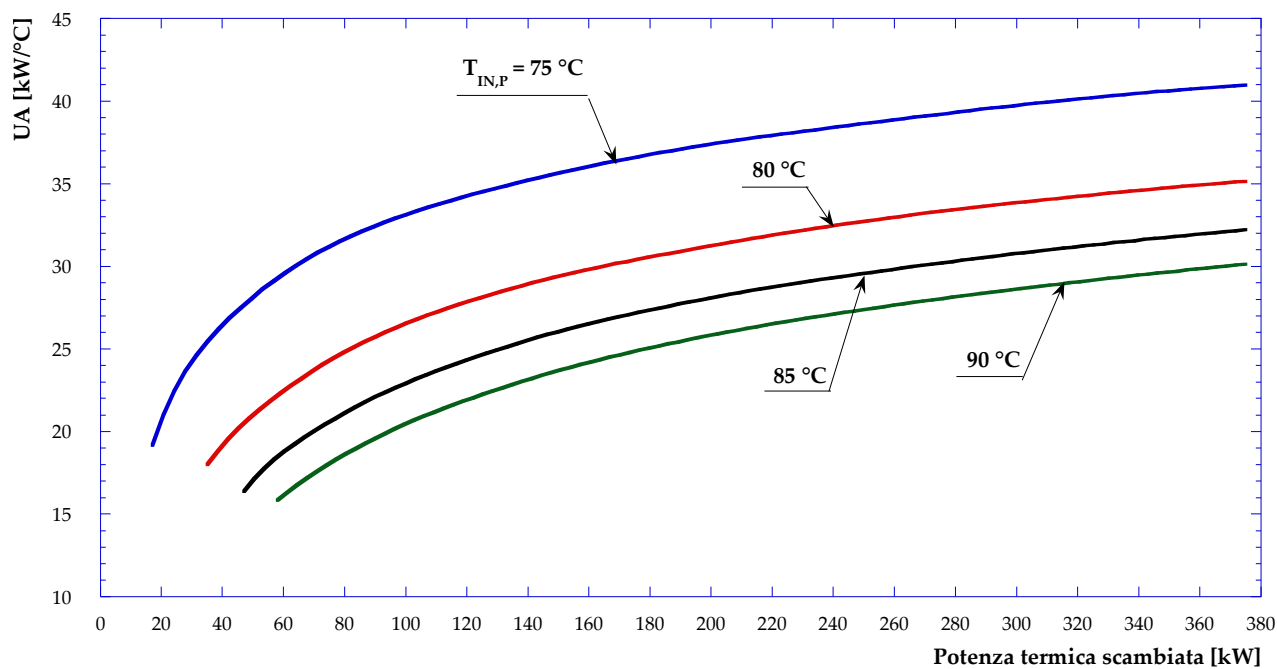


Figura 93 – Andamento del prodotto tra coefficiente globale di scambio termico e superficie di scambio in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore di calore

7 Trasformazione della sottostazione da passiva ad attiva

Durante la seconda parte dell'attività di ricerca svolta, la sottostazione di scambio termico è stata analizzata con l'obiettivo di individuare e definire le modifiche necessarie al fine di consentire uno scambio bidirezionale di energia termica tra la rete di distribuzione e l'utenza. In uno scenario di teleriscaldamento attivo o *smart*, infatti, presso l'utenza è installato un sistema di generazione distribuita di energia termica e tale sistema, con la propria produzione, può essere in grado sia di coprire (parzialmente o totalmente) il fabbisogno termico dell'utenza sia di cedere energia alla rete di teleriscaldamento. In quest'ottica la rete stessa potrebbe essere vista come un sistema di accumulo, potenzialmente illimitato.

I layout impiantistici valutati per la sottostazione attiva sono:

- prima soluzione – integrazione con solare termico: tale soluzione è pensata nell'ottica di minimizzare gli interventi sulla sottostazione esistente. Per questo motivo si considera lo schema 1 (mandata-ritorno, in **Figura 36**), in cui si preleva una portata dal circuito di mandata e la si immette (a temperatura maggiore) sul circuito di ritorno. Tale schema comporta incrementi di temperatura dell'acqua che rientra in centrale con conseguente riduzione e/o necessità di regolazione dei sistemi di produzione centralizzati. Il prelievo sulla direttrice di mandata della rete, inoltre, impone la necessità di scegliere un sistema di generazione distribuita in grado di produrre energia termica a temperature compatibili affinché lo scambio possa avvenire. In questa prima soluzione si considera un sistema di generazione distribuita costituito da pannelli solari termici sottovuoto;
- seconda soluzione – integrazione con micro-cogeneratore: in questo caso, al contrario del precedente, si è scelto il layout più complesso, costituito dallo schema 4 (ritorno-mandata, in **Figura 36**). Pertanto l'utenza incrementa la temperatura di una portata che dal circuito di ritorno della rete di distribuzione è immessa nuovamente sulla mandata. Tale configurazione presenta il vantaggio di permettere l'immissione di energia termica in rete anche senza alterare la temperatura della direttrice di mandata; ovviamente risulteranno però alterate le portate circolanti e pertanto anche in questo caso si rendono necessari degli interventi da parte della centrale. Questa soluzione prevede l'installazione presso l'utenza di un micro-cogeneratore.

7.1 Progettazione preliminare della sottostazione attiva: integrazione con solare

Con l'obiettivo di dimensionare una sottostazione di scambio termico attiva che integri lo scambiatore di calore esistente ad un sistema di generazione distribuita costituito da pannelli solari termici, è stata per prima cosa valutata la superficie di tetto disponibile per l'installazione dei pannelli. La vista dall'alto dell'edificio servito dalla sottostazione oggetto della presente analisi è riportata in **Figura 94**, insieme all'indicazione dei punti cardinali, in modo tale da consentire la valutazione dell'esposizione delle superfici di interesse.

La superficie del tetto dell'edificio è stata valutata in pianta e risulta essere pari a poco più di 1800 m². La potenza termica di picco dei pannelli solari termici è stata quindi valutata tramite il procedimento seguente:

- la superficie utile (si veda l'area tratteggiata in azzurro in **Figura 95**) è stata stimata come il 50% a partire dalla superficie in pianta del tetto. Tale riduzione è dovuta a considerazioni legate all'esposizione dei pannelli solari alle nostre latitudini. Si è infatti ritenuto di installare i pannelli solari solamente sulle superfici esposte a sud, sud-est e sud-ovest, in modo tale da garantire un buon numero di ore l'anno di funzionamento dei pannelli stessi. Ne risulta una superficie utile di circa 900 m²;
- tenendo conto della geometria del tetto (ricca di spigoli e di zone inidonee all'installazione di pannelli solari) e dello spazio che è necessario lasciare libero per l'installazione e la manutenzione dei pannelli

stessi, la superficie utile è stata ridotta di un ulteriore 60 %. Ne risulta pertanto una superficie effettiva pari a poco più di 360 m²;

- si considera una potenza radiante pari a 800 W/m², valore di progetto tipico per la latitudine considerata. Si ottiene quindi una potenza radiante di circa 290 kW;
- si considera un'efficienza del 70% per i pannelli solari termici, ottenendo una potenza di picco pari a circa 200 kW.

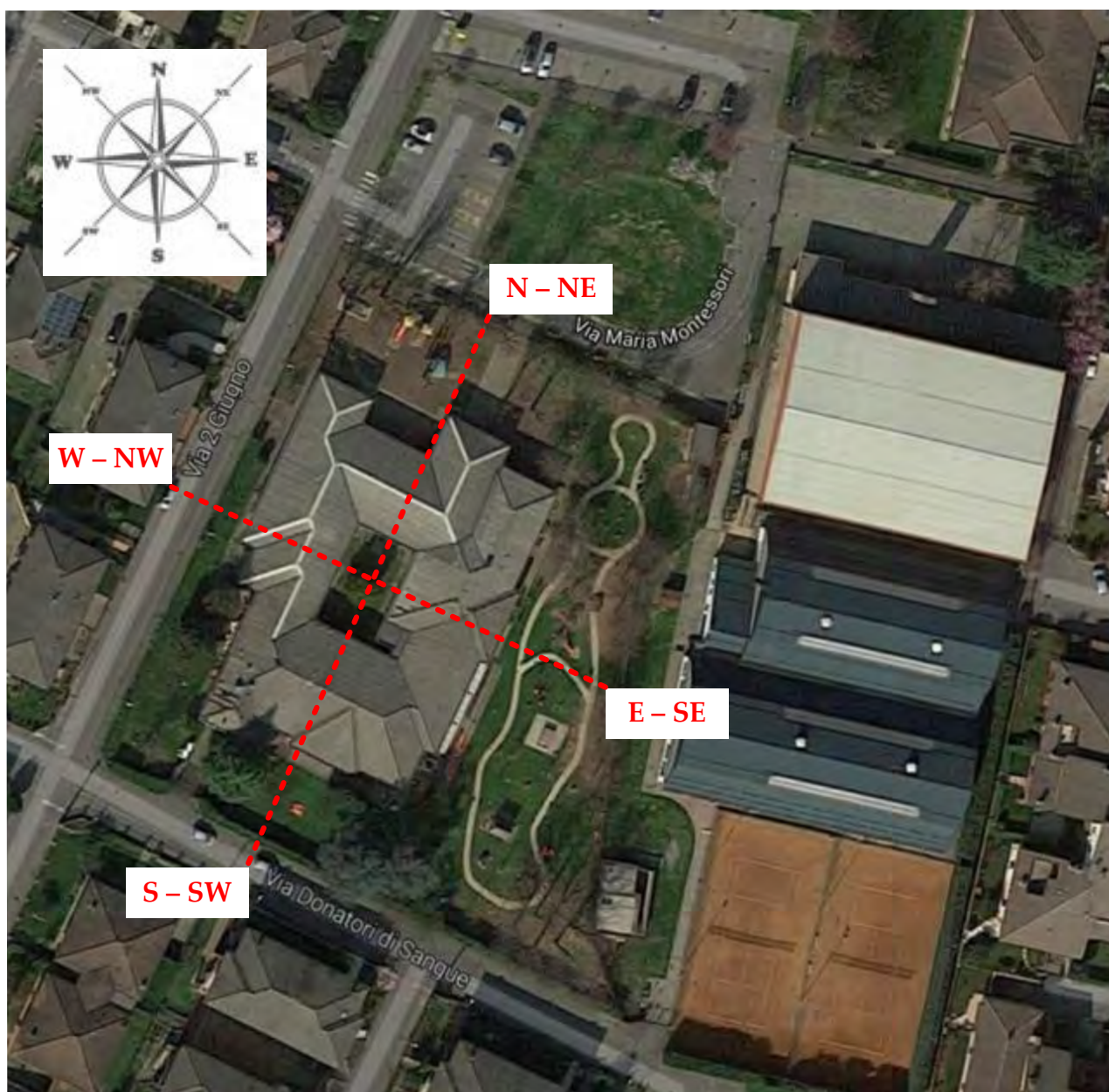


Figura 94 – Vista dall'alto della scuola materna il cui fabbisogno di energia termica per riscaldamento e acqua calda sanitaria è garantito dalla sottostazione di scambio termico oggetto del presente studio

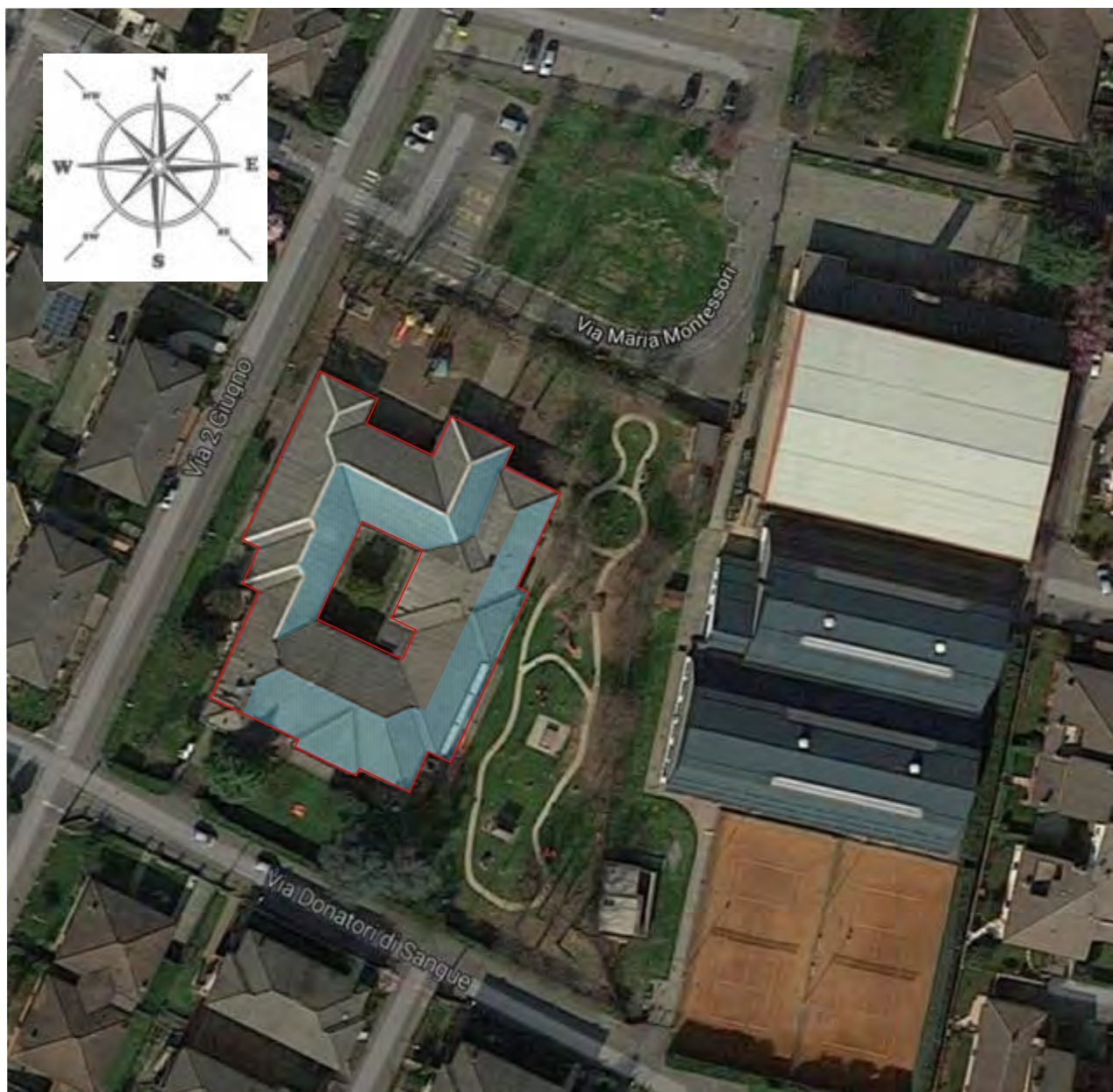


Figura 95 – Superficie di tetto esposta a sud

7.1.1 Modello di calcolo

Come già anticipato, questa prima soluzione analizzata ha come obiettivo quello di rendere minime le modifiche alla sottostazione esistente. Per questo motivo è stata scelta – tra le quattro possibili modalità di scambio termico attivo – quella che prevede la cessione dell’energia termica prodotta con il sistema di generazione distribuita ad una portata che proviene dalla mandata della rete e che viene reimpressa sul ritorno a seguito dello scambio. Nell’ottica di apportare le minime modifiche e considerando che la potenza di picco ottenuta per il solare è uguale alla potenza nominale dello scambiatore esistente, non si rende necessaria, quindi, l’aggiunta di alcuno scambiatore di calore. Di conseguenza, come si può osservare dalla **Figura 96**, lo scambio termico avverrà sempre tramite lo scambiatore di calore esistente: (i) nella direzione che va dalla rete all’utenza qualora il sistema di generazione distribuita non sia in grado di soddisfare completamente il fabbisogno dell’utenza, (ii) nella direzione che va dall’utenza alla rete di teleriscaldamento qualora il sistema di generazione distribuita produca in eccesso rispetto al fabbisogno. In questo ultimo caso, come già più volte discusso, è ovviamente presente l’ulteriore vincolo sulla temperatura alla quale è disponibile l’energia termica prodotta dal sistema: tale temperatura dovrà essere

superiore alla temperatura sulla mandata della rete di teleriscaldamento, affinché la cessione di calore alla rete stessa possa avvenire.

Il sistema di generazione distribuita si interfacerà quindi con il circuito secondario dello scambiatore di calore, sul ramo di ritorno dall'utenza, tramite un serbatoio di accumulo (serbatoio di accumulo solare in **Figura 96**).

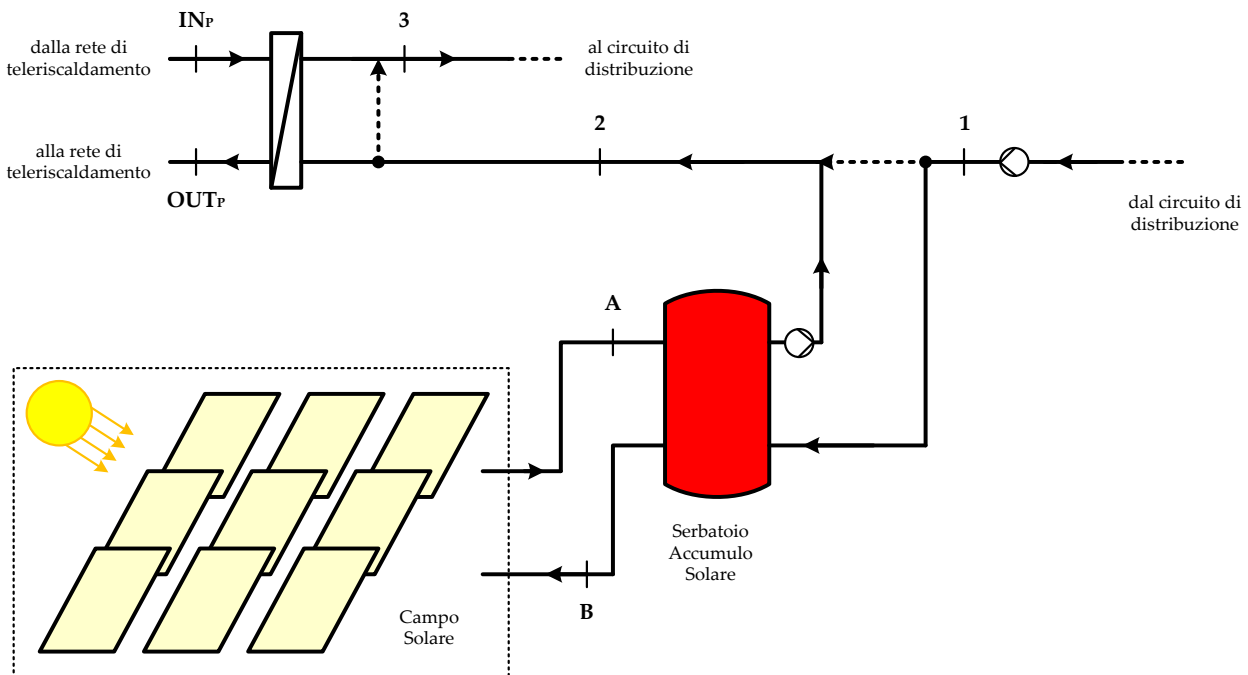


Figura 96 – Modello di calcolo della sottostazione attiva - schema con pannelli solari termici

7.1.2 Logica di funzionamento

L'obiettivo della logica di funzionamento della sottostazione attiva è quello di mantenere costanti le temperature nelle sezioni in 1 e 3 (si veda **Figura 96**), variando la portata prelevata dal serbatoio (ovvero nella sezione 2). Più in dettaglio, si invia all'utenza un fluido a temperatura costante (T_3), mentre si utilizza la temperatura T_1 (misurata) per monitorare il fabbisogno dell'utenza.

Questa logica di funzionamento è motivata dal voler garantire in prima battuta l'impiego della fonte solare per soddisfare il fabbisogno dell'utenza; solo l'eventuale eccesso è ceduto alla rete. Pertanto, la rete di teleriscaldamento funziona solo come back-up bidirezionale del sistema solare.

Più in dettaglio:

1. In base alla lettura della temperatura nella sezione 1 e conoscendo la portata e la temperatura del fluido inviato all'utenza, è possibile valutare la potenza termica assorbita all'istante $i-1$:

$$Q_{TH,i-1} = \dot{m}_{i-1} \cdot c_L (T_3 - T_{1,i-1})$$

- a. se la temperatura nella sezione 1 è inferiore al valore di setting, la richiesta di potenza termica dell'utenza è in aumento;
 - b. in alternativa la richiesta dell'utenza è in calo.
2. In funzione della potenza termica assorbita, si stabilisce la portata da inviare all'utenza all'istante i , agendo sulla pompa a valle del serbatoio, come:

$$\dot{m}_i = \frac{Q_{TH,i-1}}{c_L(T_3 - T_1)}$$

essendo T_3 e T_1 considerate pari ai rispettivi valori di setting.

3. Stabilita la portata, si misura la temperatura nella sezione 2 (temperatura del serbatoio) dipendente esclusivamente dalla potenza termica fornita dal sistema solare:
 - a. se $T_{2,i} > T_3 > T_{IN,p}$ è possibile cedere alla rete di teleriscaldamento parte della potenza termica del fluido, ovvero:

$$Q_{TH,in\ rete} = \dot{m}_i \cdot c_L(T_{2,i} - T_3)$$

- b. se $T_{2,i} < T_3$ il fluido verrà riscaldato dalla rete (funzionamento passivo), ovvero:

$$Q_{TH,dalla\ rete} = \dot{m}_i \cdot c_L(T_3 - T_{2,i})$$

Occorre in ogni caso precisare che la logica di funzionamento sviluppata prevede necessariamente di apportare una modifica alla valvola termostatica limitatrice di portata, posizionata sul circuito primario a valle dello scambiatore a piastre tra primario e secondario (sezione OUT_p in **Figura 96**). Senza tale modifica, infatti, la valvola bloccherebbe la portata prelevata dalla rete di teleriscaldamento per valori di temperatura nella sezione in esame uguali o maggiori alla temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento.

7.1.3 Risultati delle simulazioni

In **Figura 97**, in **Figura 98** e in **Figura 99** sono riportati i risultati delle simulazioni in funzione del rapporto tra la potenza termica richiesta dall'utenza e quella prodotta tramite i pannelli solari, al variare della temperatura in ingresso allo scambiatore sul circuito primario ($T_{IN,p}$). Nel dettaglio, in **Figura 97** è presentato l'andamento del delta T medio logaritmico, mentre in **Figura 98** è graficato l'andamento della temperatura sul circuito secondario in uscita dal serbatoio di accumulo solare (T_3); in **Figura 99**, infine, sono presentati i risultati relativi alla potenza termica ceduta alla rete attraverso lo scambiatore di calore.

In generale, si fa notare che il valore minimo del rapporto tra fabbisogno e produzione che consenta lo scambio termico è 0.4; tale limite è dovuto ai livelli di temperatura considerati.

Dalla **Figura 97** si può osservare come il delta T medio logaritmico decresca all'aumentare del rapporto tra potenza termica richiesta dall'utenza e produzione da pannelli solari, per tutte e tre le $T_{IN,p}$ considerate. A tale proposito è importante sottolineare che, a differenza di quanto visto per l'analisi dello scambiatore di calore in assetto passivo, quando si valuta la cessione di calore nella direzione che va dall'utenza alla rete di teleriscaldamento la definizione di delta T medio logaritmico cambia. In questo caso, infatti, si ha:

$$\Delta T_{ml} = \frac{\tau_2 - \tau_1}{\ln(\tau_2 / \tau_1)}$$

con $\tau_1 = T_4 - T_{IN,p}$ e $\tau_2 = T_3 - T_{OUT,p}$.

Si osserva inoltre che, per fissato rapporto tra le potenze, il delta T medio logaritmico ottenuto è maggiore quanto più elevata è la temperatura in ingresso allo scambiatore sul circuito primario. Infatti, all'aumentare di $T_{IN,p}$ si registra una diminuzione del parametro τ_1 e, contemporaneamente, un aumento del parametro τ_2 .

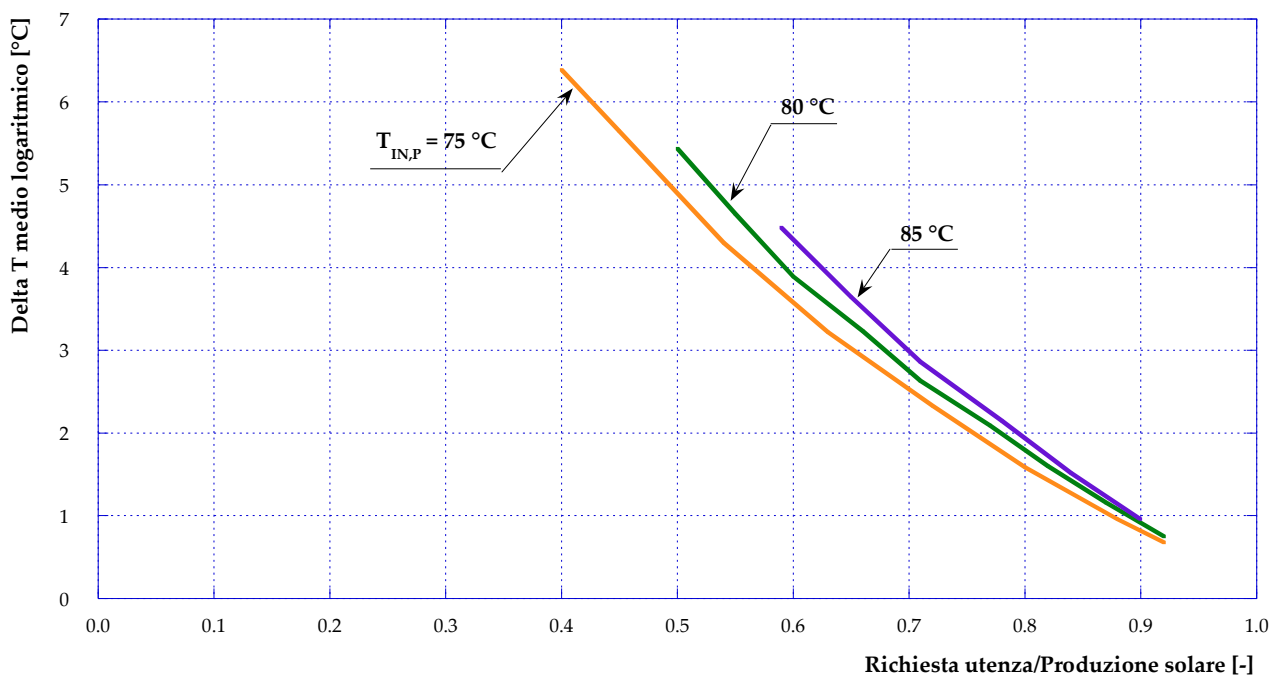


Figura 97 – Andamento del delta T medio logaritmico in funzione del rapporto tra potenza termica richiesta dall'utenza e potenza termica prodotta mediante i pannelli solari, al variare di $T_{IN,P}$

Relativamente alla temperatura in ingresso allo scambiatore sul circuito secondario, in **Figura 98** si nota che – per fissata T_3 , ovvero per fissata produzione da solare – maggiore è la temperatura sul primario in ingresso allo scambiatore, minore sarà la potenza termica ceduta alla rete dal secondario al primario. Pertanto, le curve presenteranno lo stesso andamento ma saranno traslate verso destra all'aumentare di $T_{IN,P}$ (in altre parole con la stessa T_3 si riescono a garantire fabbisogni maggiori all'utenza). D'altro lato, per fissato rapporto delle potenze, se aumenta $T_{IN,P}$ la curva trasla verso l'alto.

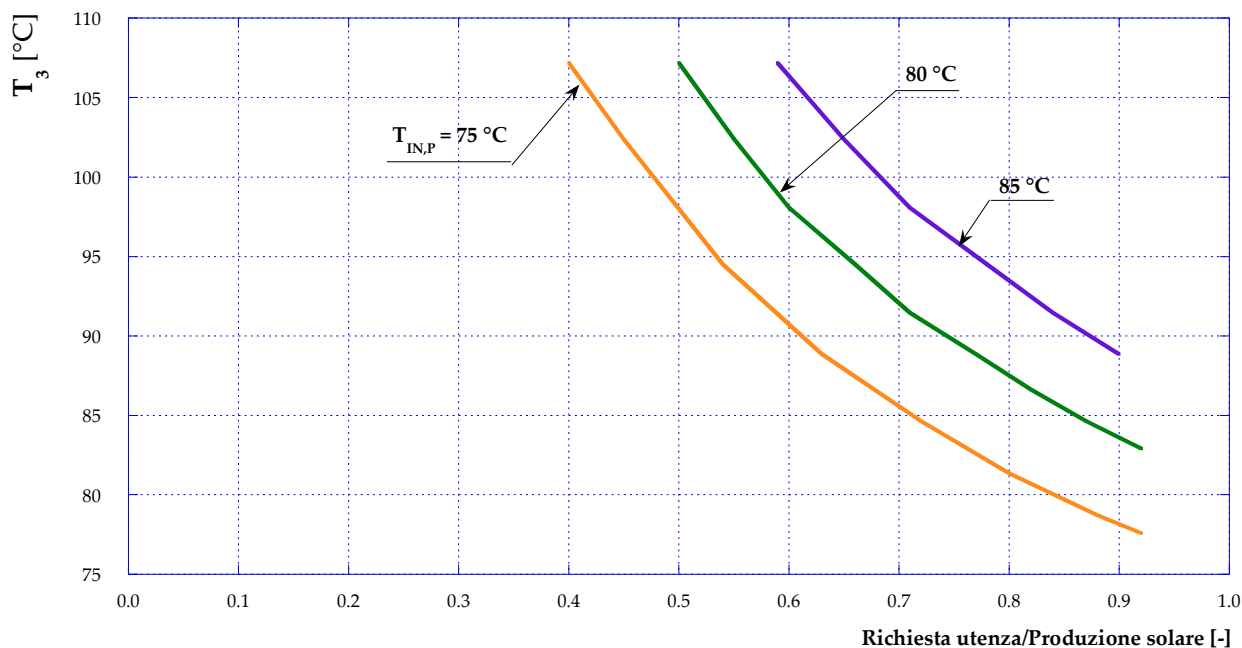


Figura 98 – Andamento della temperatura sul circuito secondario in uscita dal serbatoio di accumulo solare in funzione del rapporto tra potenza termica richiesta dall'utenza e potenza termica prodotta mediante i pannelli solari, al variare di $T_{IN,P}$

Per quanto riguarda la potenza termica ceduta alla rete, invece, come mostrato in **Figura 99**, si osserva che il suo andamento coincide al variare della $T_{IN,P}$ considerata. Ciò che cambia, al variare della temperatura in ingresso allo scambiatore di calore sul circuito primario, è il range del rapporto tra la potenza richiesta dall'utenza e la produzione da solare all'interno del quale può avvenire la cessione di energia alla rete. Evidentemente, maggiore sarà $T_{IN,P}$ più il vincolo sullo scambio termico sarà stringente e, di conseguenza, il range risulterà ristretto.

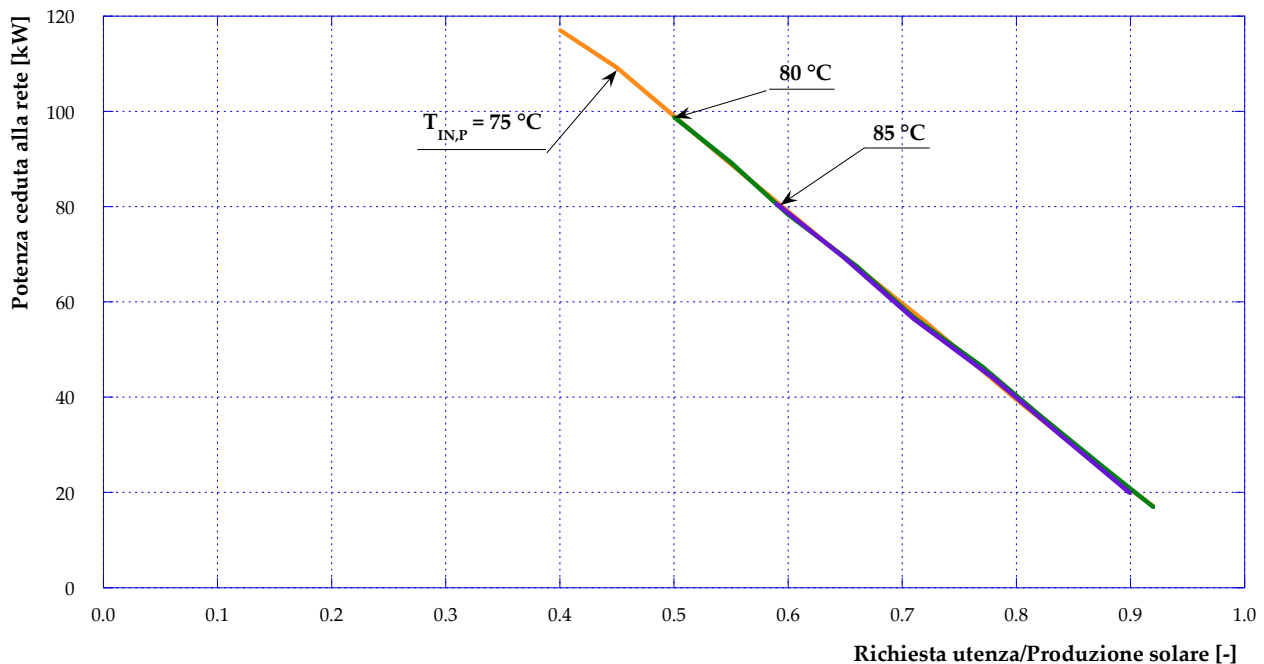


Figura 99 – Andamento della potenza termica ceduta alla rete attraverso lo scambiatore di calore in funzione del rapporto tra potenza termica richiesta dall'utenza e potenza termica prodotta mediante i pannelli solari, al variare di $T_{IN,P}$

Infine, in **Figura 100** è presentato l'andamento della potenza termica massima che può essere ceduta alla rete in funzione della temperatura di mandata della rete, ovvero della temperatura in ingresso allo scambiatore di calore sul circuito primario. Come si può notare dalla figura, tale andamento è linearmente decrescente con la temperatura della rete. Per questo motivo, se la rete è gestita ad alte temperature, la potenza termica che si riesce a cedere alla rete di teleriscaldamento è bassa e potrebbe, quindi, non risultare conveniente l'installazione di un sistema di pannelli solari termici di potenza nominale pari a 200 kW. Nello specifico del caso in analisi, un impianto da 100 kW potrebbe essere visto come una soluzione migliore che riesca a garantire la produzione per l'autoconsumo senza risultare eccessivamente oneroso. D'altra parte, qualora la rete possa essere gestita a basse temperature (attorno ai 55 °C sulla mandata), un campo solare di potenza nominale pari a 200 kW consentirebbe di cedere alla rete potenze termiche tali da giustificare l'investimento.

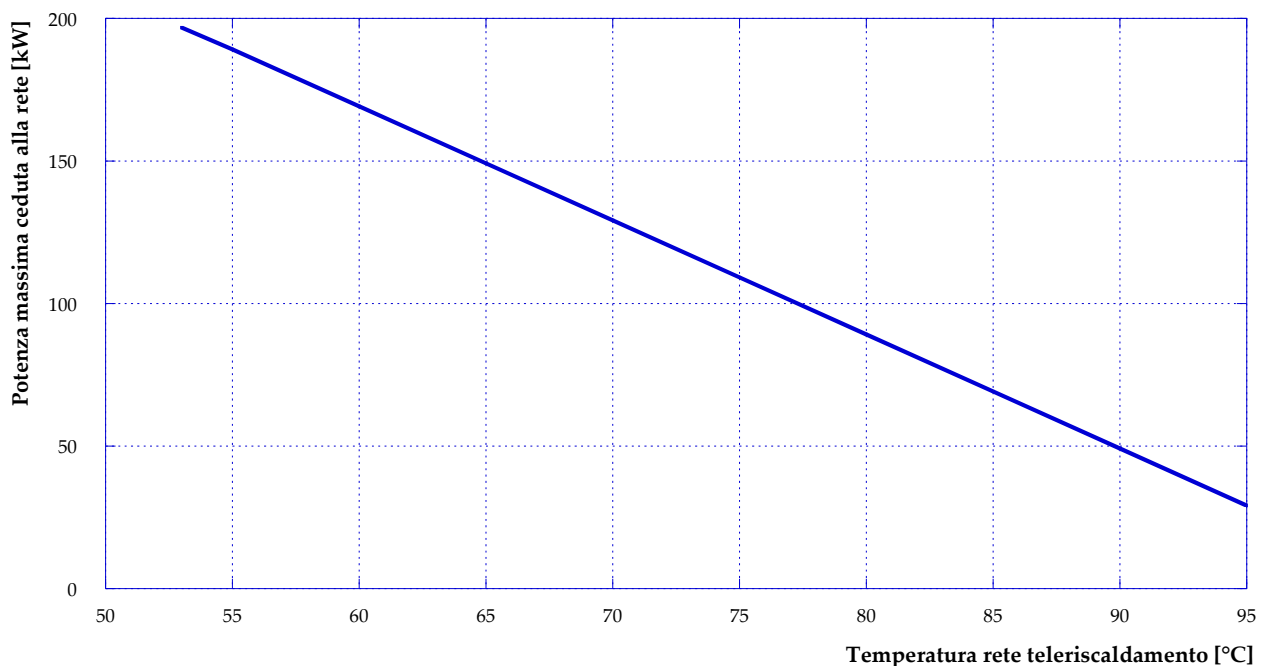


Figura 100 – Andamento della massima potenza termica ceduta alla rete attraverso lo scambiatore di calore in funzione della temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento per 1 kg/s di portata dal circuito secondario al serbatoio di accumulo

7.2 P&I della sottostazione attiva: integrazione con solare

Lo studio effettuato sulla prima delle due soluzioni ipotizzate ha portato all'elaborazione del possibile P&I della sottostazione di scambio termico, presentato in **Figura 101**. Per quanto riguarda lo scambiatore di calore, la strumentazione attualmente esistente è stata completamente mantenuta. Si ricorda, tuttavia, che – come discusso in precedenza – è necessario modificare la logica di funzionamento della valvola termostatica limitatrice di portata posta sul ramo di ritorno del circuito primario. Tale valvola, infatti, con la logica di controllo attualmente utilizzata non consentirebbe la cessione di potenza termica nella direzione che va dal secondario al primario dello scambiatore.

L'elenco completo dei componenti aggiuntivi per la sottostazione attiva, presentato in **Tabella 6**, è il risultato del dimensionamento svolto. Per i principali componenti si è anche proceduto ad individuare i modelli presenti sul mercato. Si sottolinea, comunque, che l'indirizzo generale è stato quello di utilizzare – quando possibile – gli stessi modelli e/o gli stessi fornitori dei componenti già presenti nella sottostazione esistente. Tale approccio è stato mantenuto anche per l'ipotesi di riprogettazione presentata nei paragrafi successivi.

In base a contatti diretti con possibili fornitori e mediante ricerche di mercato relativamente ai componenti elencati in **Tabella 6**, è stato possibile formulare un costo di massima degli interventi necessari ad apportare le modifiche descritte. Il valore determinato è pari a 310'000 € nell'ipotesi di installare un impianto solare da 200 kW. Dalla tabella si osserva che la quasi totalità del costo del sistema è dovuta al campo solare. Tuttavia, in base a quanto osservato in conclusione del precedente paragrafo, è possibile, se non auspicabile, dimezzare la potenza installata.

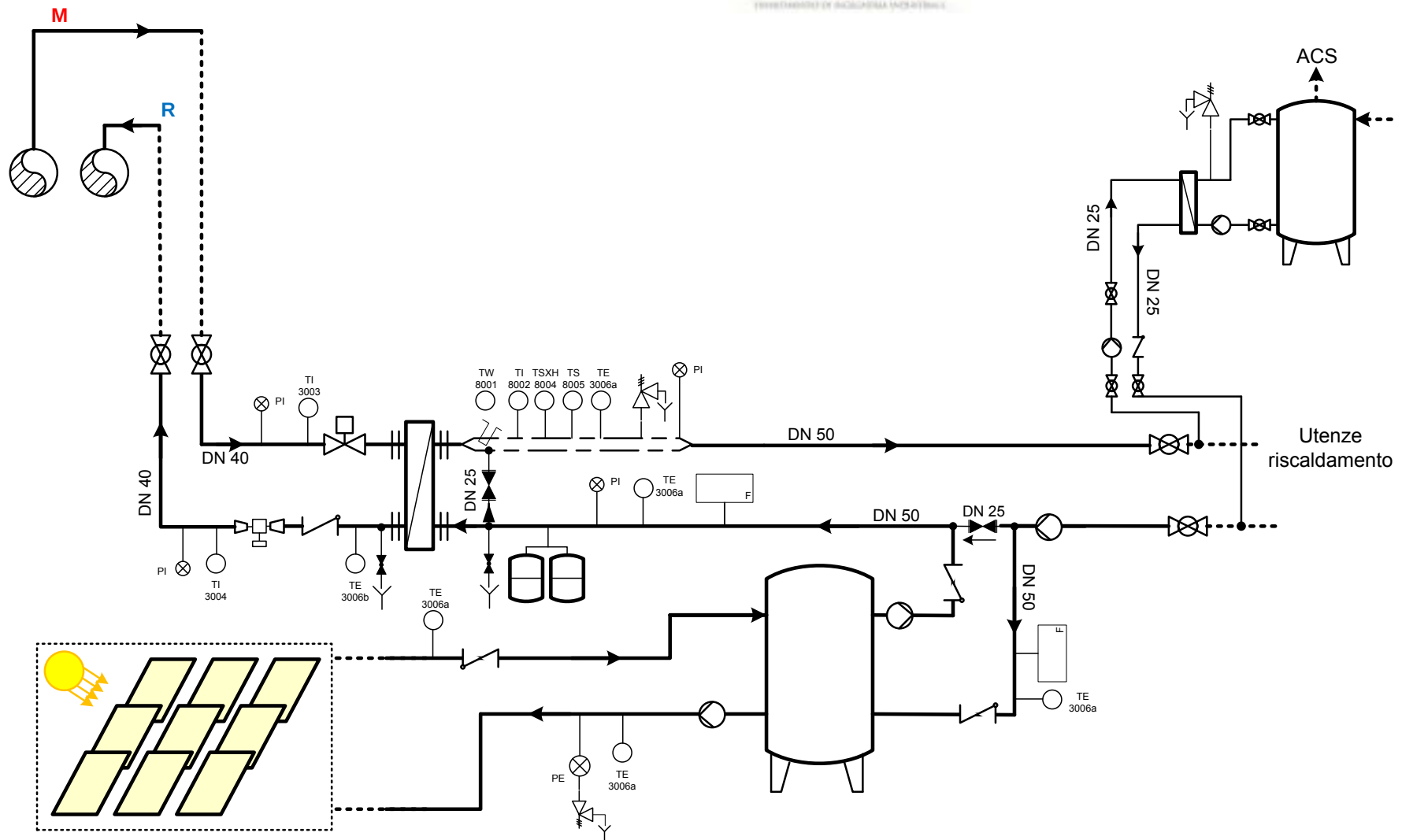


Figura 101 - P&I della sottostazione attiva: integrazione con solare

Tabella 6 - Elenco componenti aggiunti – schema attivo con solare

Componente	Modello/descrizione	Costo [€]
Serbatoio di accumulo per il solare	accumulatore a stratificazione in acciaio (S 235 JR) PH2000 prodotto da TISUN	6'000
Piping di connessione tra circuito secondario e serbatoio di accumulo	tubazioni in acciaio nero S.S. filettabili UNI EN 10255 ex UNI 8863 – DN50	
Pannelli solari	SKY 8 CPC 58 numero 250 – potenza installata 228 kW	300'000
Piping di connessione tra pannelli solari e serbatoio di accumulo	tubazioni in acciaio nero S.S. filettabili UNI EN 10255 ex UNI 8863 – DN25 – è possibile sfruttare la canna fumaria (attualmente inutilizzata) per la discesa delle tubazioni	
Due misuratori di temperatura sul circuito solare (temperatura in ingresso all'accumulo/in uscita dai pannelli; temperatura in uscita dall'accumulo/in ingresso ai pannelli)	termometri a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½" UNI EN ISO 228	2'500
Misuratore di pressione sul ritorno del circuito solare	manometro a quadrante DN100 in cassa inox AISI 304, scala 0...10 bar, classe 1.0, conforme ISPEL – attacco filettato radiale M ½" UNI EN ISO 228	
Misuratore di temperatura sul circuito secondario a valle del serbatoio di accumulo	termometro a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½" UNI EN ISO 228	
Misuratore di portata sul circuito secondario a monte del serbatoio di accumulo	PROLINE PROMAG 10W ENDRESS HAUSER (misuratore elettromagnetico)	
Misuratore di portata sul circuito secondario a valle del serbatoio di accumulo	PROLINE PROMAG 10W ENDRESS HAUSER (misuratore elettromagnetico)	
Misuratore di temperatura sul circuito secondario a monte del serbatoio di accumulo	termometro a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½" UNI EN ISO 228	1'500
Valvola di sicurezza sul ritorno del circuito solare	qualificata PED, orificio 25 mm, taratura 3.5 bar – attacchi filettati FF 1"x1"1/2	
Valvola di non ritorno sulla mandata del circuito solare	valvola di ritegno a flusso avviato PN16	
Valvola di by-pass per escludere l'accumulo solare	esecuzione in bronzo, PN 16, attacchi filettati	
Valvola di non ritorno sul circuito secondario a monte del serbatoio di accumulo	valvola di ritegno a flusso avviato PN16	
Valvola di non ritorno sul circuito secondario a valle del serbatoio di accumulo	valvola di ritegno a flusso avviato PN16	
Pompa sul circuito secondario a monte del serbatoio di accumulo	elettropompa con rotore bagnato a portata variabile	
Pompa sul circuito secondario a valle del serbatoio di accumulo	elettropompa con rotore bagnato a portata variabile	
Pompa in uscita dal serbatoio sul circuito solare	elettropompa con rotore bagnato a portata variabile	

7.3 Progettazione preliminare della sottostazione attiva: integrazione con cogeneratore

La seconda soluzione analizzata prevede l'integrazione della sottostazione di scambio termico esistente con un micro-cogeneratore installato presso l'utenza. A tale proposito, si assume di installare un sistema di potenza termica nominale pari a quella per cui è stato progettato lo scambiatore esistente, ovvero 200 kW. L'obiettivo è infatti quello di installare un sistema in grado di coprire il più possibile il fabbisogno termico dell'utenza durante tutto l'anno e si ritiene che la potenza nominale dello scambiatore presente sia stata determinata con lo stesso proposito.

Tra le tecnologie micro-cogenerative disponibili si è scelto di considerare le micro turbine a gas (micro-TG), in quanto rispetto ai motori a combustione interna – anche se caratterizzate da una maturità tecnologica inferiore – consentono di limitare le emissioni inquinanti e i disturbi dovuti alle emissioni sonore. Inoltre, le micro-TG presentano il vantaggio di una maggiore semplicità, grazie al recupero termico ad un unico livello di temperatura, e risultano pertanto la soluzione più indicata anche in considerazione della tipologia di utenza in oggetto.

Di conseguenza, la scelta è ricaduta sulla micro-turbina Elliott TA100, che all'interno dell'offerta presente sul mercato è l'unica macchina a garantire da sola i 200 kW termici desiderati. Infatti, come è possibile osservare dalla **Tabella 7**, in cui sono riportate le principali caratteristiche della micro-turbina scelta e di altre macchine, la Elliott TA100 consente di ottenere una potenza elettrica nominale di 100 kW (a cui corrispondono 200 kW_{th}) e presenta un rendimento in cogenerazione (η_{CHP}) più elevato rispetto alla Turbec T100.

Si sottolinea che nel seguito di questa trattazione non si farà riferimento né si daranno informazioni relativamente all'energia elettrica prodotta dalla micro-turbina, in quanto l'interesse della presente analisi è concentrato sull'interazione tra utenza attiva e rete di teleriscaldamento.

Tabella 7 – Microturbine disponibili sul mercato

Costruttore	Modello	P _e [kW _e]	η_e [%]	η_{CHP} [%]	Portata fumi [kg/s]	velocità [rpm]	β [-]	T fumi (no CHP) [°C]
Capstone	C30	30	26	-	0.31	96000	3.5	275
Capstone	C60*	60	28	53.7	0.49	96000	3.7	360
Capstone	C65	65	29	50.0	0.49	96000	3.7	309
Ingersoll Rand	MT70*	70	28	40.0	0.73	44000	-	210
Bowman	TG80CG	80	26	48.8	0.83	68000	-	278
Elliott	TA80*	80	28	60.0	0.77	-	4.0	230
Elliott	TA100	100	29	50.0	1.00	-	4.0	293
Turbec	T100	100	30	46.5	0.81	70000	4.5	270
Capstone	C200	190	31	40.0	1.30	65000	-	280
Ingersoll Rand	MT250	250	30	44.6	2.00	45000	-	249
Capstone	C1000**	1000	33	-	6.70	-	-	275

* vecchio modello, non più indicato nel catalogo aggiornato del costruttore

** package ottenuto con 5 moduli C200

7.3.1 Modello di calcolo

La sottostazione attiva integrata con il micro-cogeneratore è stata schematizzata tramite lo schema 4 (rappresentato in **Figura 36**). Tale schema prevede la cessione di energia termica da parte del sistema installato presso l'utenza ad una portata che viene prelevata dalla direttrice di ritorno della rete di teleriscaldamento e reimpressa, a seguito dello scambio termico, sulla direttrice di mandata. Non è più possibile, quindi, come avveniva nel caso della prima soluzione analizzata, utilizzare per la cessione alla rete lo stesso scambiatore che garantisce il fabbisogno dell'utenza in assetto passivo. Il modello di calcolo

prevede l'introduzione di due scambiatori di calore aggiuntivi, così come mostrato in **Figura 102**. Nel dettaglio, è possibile definire un circuito relativo al CHP: il fluido in uscita dal cogeneratore in prima battuta viene utilizzato per coprire (parzialmente o totalmente, a seconda della richiesta) il fabbisogno dell'utenza (scambiatore TS in **Figura 102**); in seguito, l'eventuale potenza termica eccedente – compatibilmente con le temperature – può essere ceduta alla rete (scambiatore TP in **Figura 102**).

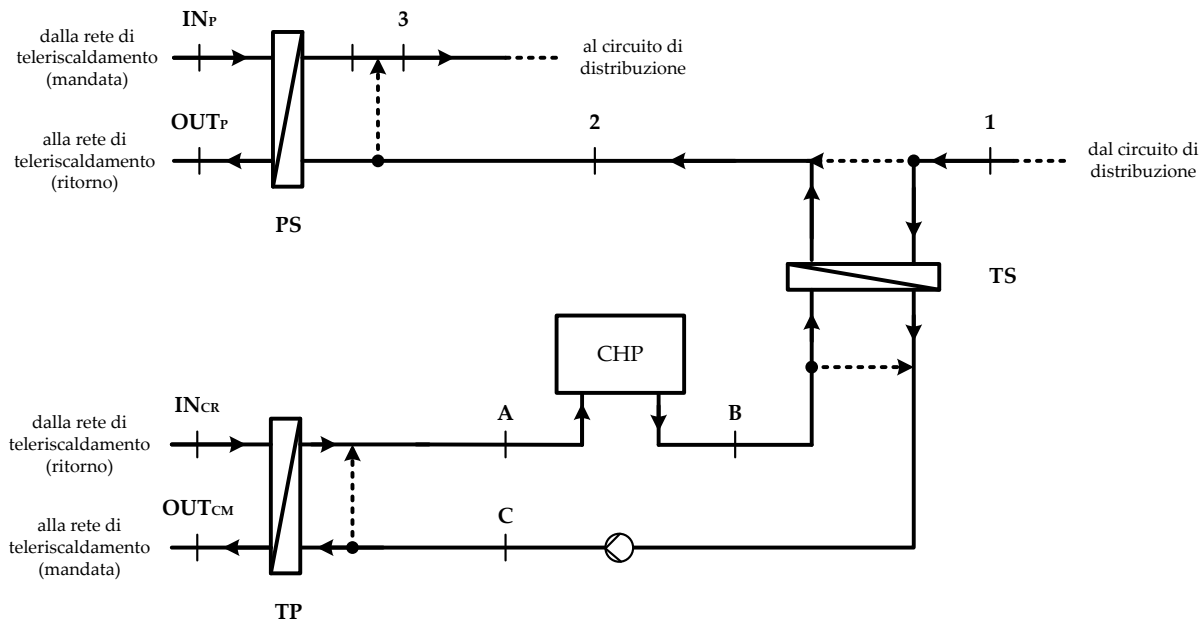


Figura 102 – Modello di calcolo della sottostazione attiva - schema con micro-cogeneratore

Occorre osservare che lo schema di scambio attivo in **Figura 102** richiede di raddoppiare le connessioni tra la sottostazione di scambio termico e la rete di teleriscaldamento. Infatti, con riferimento alla **Figura 103**, che mostra il tracciato parziale della rete di teleriscaldamento in prossimità della scuola materna in oggetto, si osserva che la realizzazione dello schema 4 richiede la posa di ulteriori due tubazioni tra il punto B (punto di cessione alla scuola materna) ed il punto A (diramazione della direttrice principale verso la scuola materna e le altre utenze servite). In particolare, la potenza termica immessa in rete dalla sottostazione attiva può essere impiegata esclusivamente per i fabbisogni delle altre due utenze presenti in **Figura 103** (punti di cessione C e D).

Pertanto, lo schema di principio delle connessioni da realizzare diventa quello presentato in **Figura 104** che fa riferimento agli stessi punti (da A a D) della **Figura 103**. In **Figura 104** sono inoltre evidenziate (con spessore maggiore) le due condotte aggiuntive da realizzare e le connessioni con i rami che dalla rete di distribuzione alimentano i punti di cessione denominati C e D.

La realizzazione delle condotte aggiuntive, che per ipotesi si assumono con lo stesso tracciato di quelle già presenti nel percorso dal punto A al punto B, comporta ovviamente la necessità di uno scavo che coinvolge in parte la zona del parcheggio e in parte il giardino della scuola materna. Il tratto finale delle condotte di mandata e ritorno (dopo i muri perimetrali, fino allo scambiatore di calore) non risulta interrato, ma realizzato mediante porta tubi connessi al soffitto del locale tecnico in cui è installato lo scambiatore di calore.

La **Figura 105** permette di calcolare la distanza da ricoprire con le nuove tubazioni e presenta un dettaglio delle sedi – allo stato attuale – realizzate per il contenimento delle condotte del teleriscaldamento sia per quanto riguarda la sede stradale (sez. A-A) che per la porzione di giardino (sez. B-B) della scuola materna; in **Figura 105** si presenta anche il dettaglio del tratto non interrato (sezione C-C).

Più in dettaglio, si tratta di poco più di 100 m di tubazione da mettere in parallelo a quelle esistenti. La posa delle nuove tubazioni deve necessariamente prevedere un allargamento della sede. In **Figura 106** si presenta la disposizione ipotizzata per realizzare la posa delle due nuove condotte tra il punto B ed il punto A di **Figura 103**.

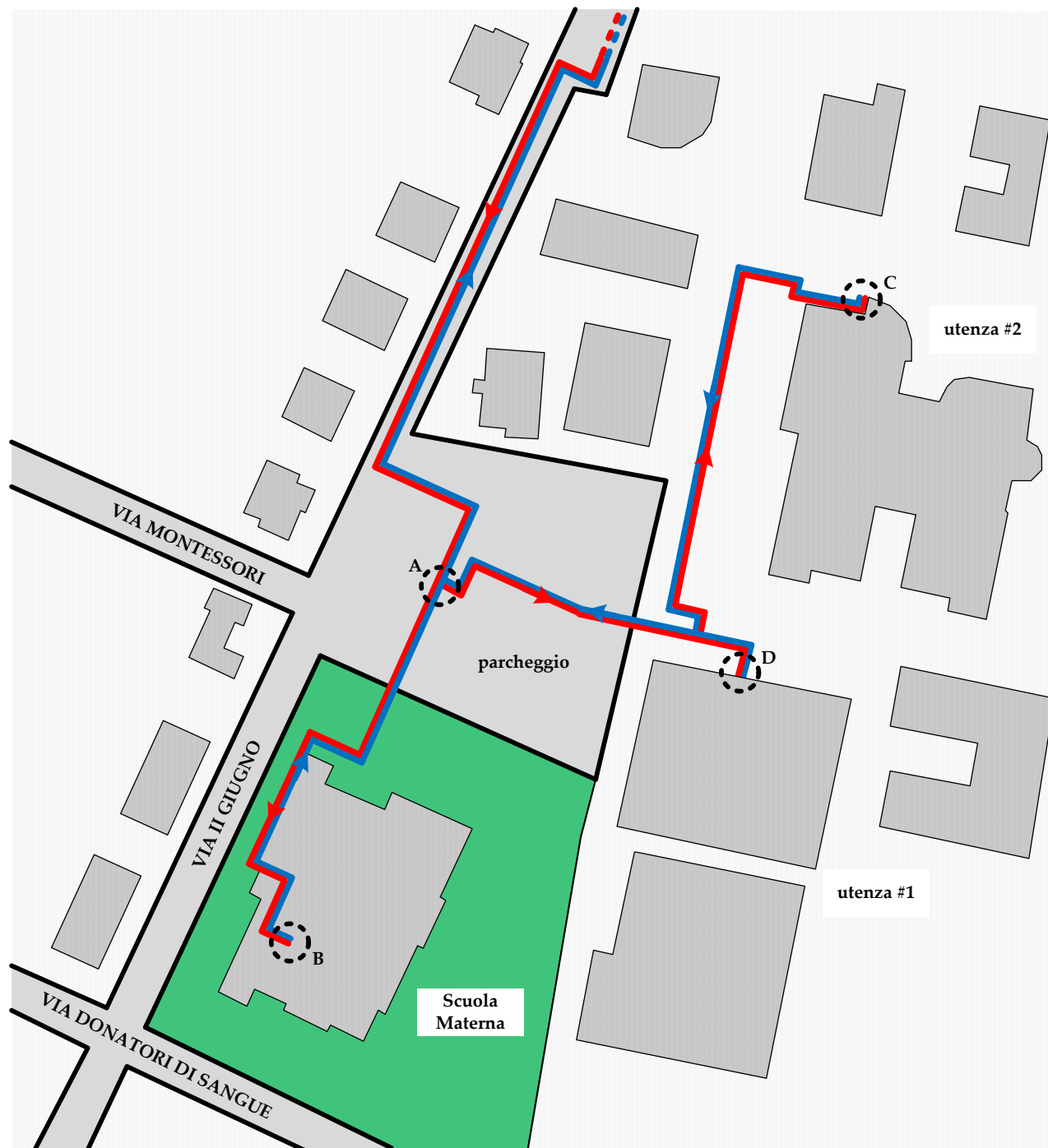


Figura 103 – Tracciato parziale rete di teleriscaldamento

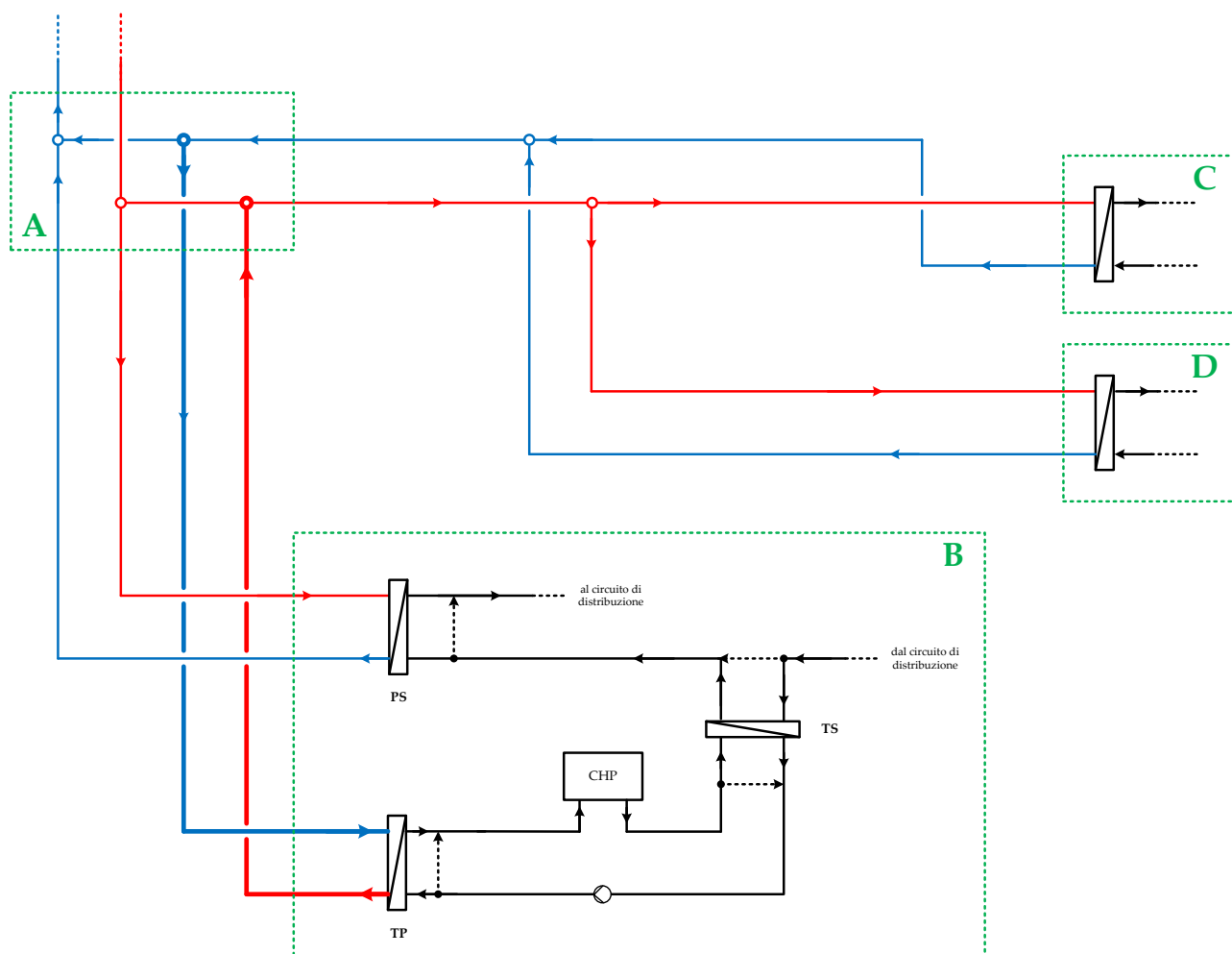


Figura 104 – Schema delle connessioni tra utenza attiva e rete

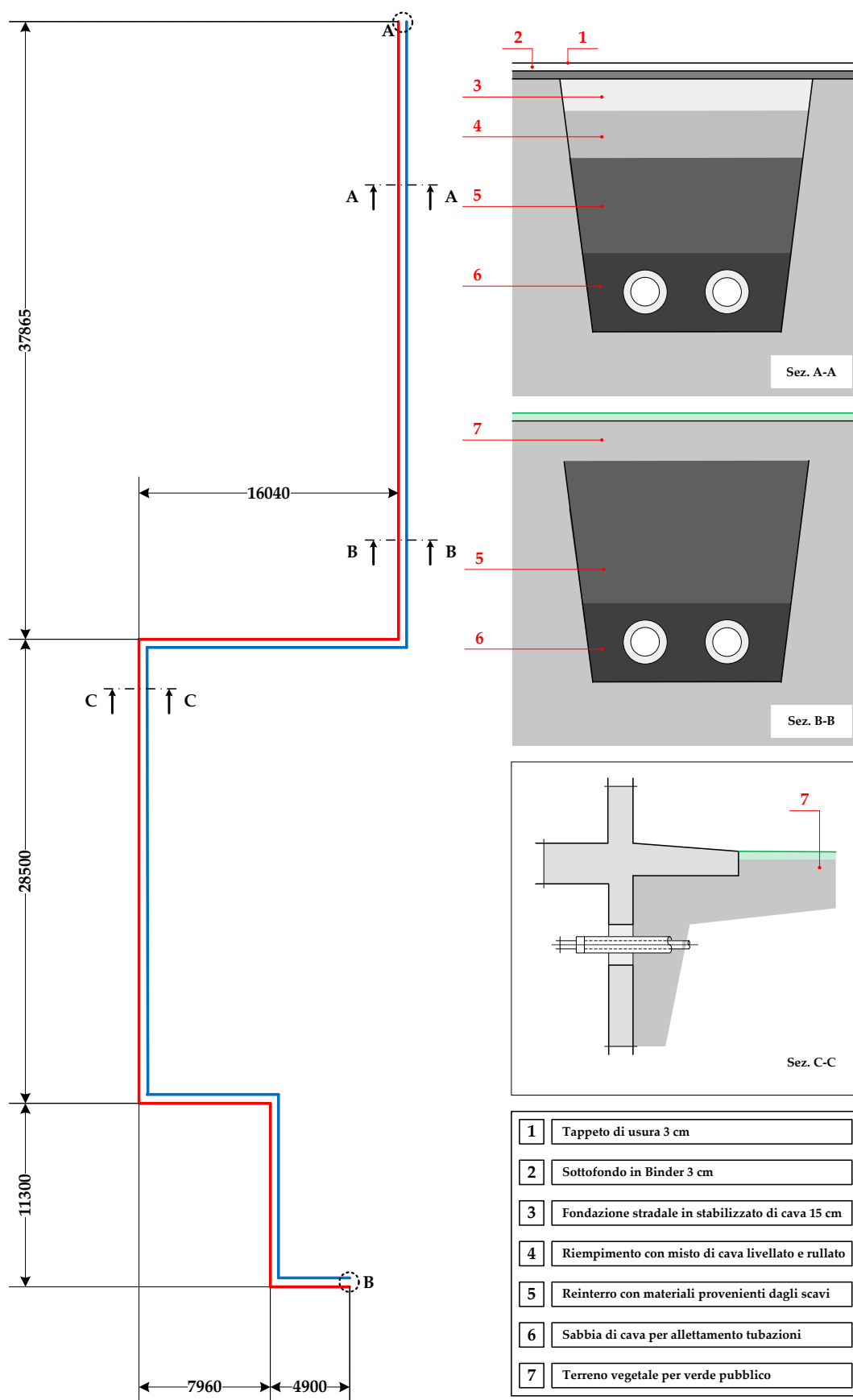


Figura 105 – Stato attuale della porzione di rete di teleriscaldamento in esame

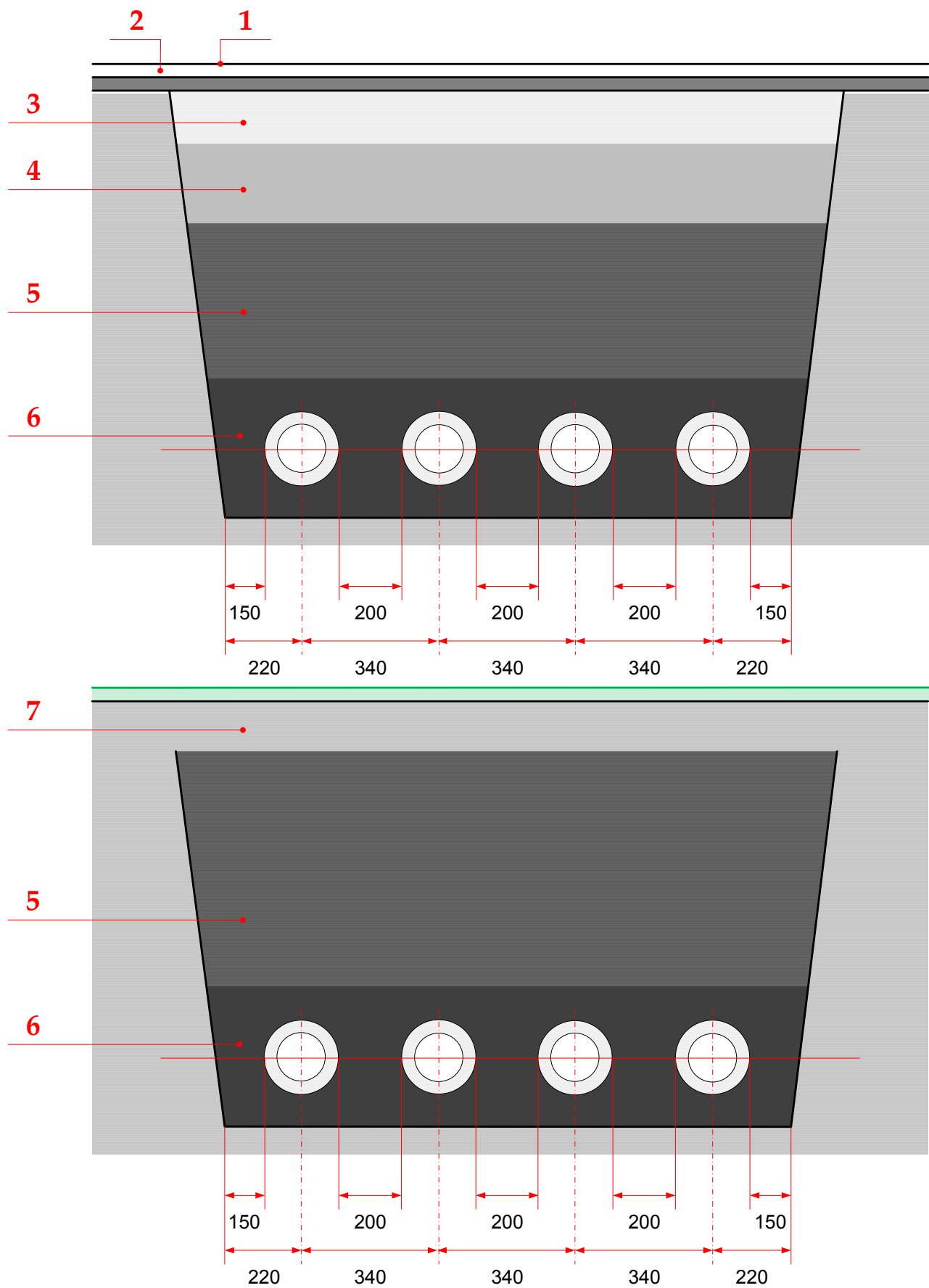


Figura 106 – Disposizione tubazioni per lo scambio attivo

7.3.2 Logica di funzionamento

La logica di funzionamento della sottostazione attiva si basa sull'assumere costanti la portata del circuito secondario ($\dot{m}_s$) e la temperatura a cui questa è inviata all'utenza (T_3 in **Figura 102**); la temperatura T_1 (misurata) è utilizzata per monitorare il fabbisogno dell'utenza. Anche le temperature A e B del circuito terziario vengono assunte costanti al fine di massimizzare l'efficienza di recupero del CHP.

Più in dettaglio:

1. In base alla lettura della temperatura nella sezione 1 e conoscendo la portata ($\dot{m}_s$) e la temperatura del fluido inviato all'utenza, è possibile valutare la potenza termica assorbita all'istante $i-1$:

$$Q_{TH,i-1} = \dot{m}_s \cdot c_L (T_3 - T_{1,i-1})$$

- a. se la temperatura nella sezione 1 è inferiore al valore di setting, la richiesta di potenza termica dell'utenza è in aumento;
 - b. in alternativa la richiesta dell'utenza è in calo.
2. Lo scambiatore TS tra circuito secondario e terziario, fornirà pertanto una potenza termica tale da mantenere T_3 costante al valore di setting.
 3. In funzione della potenza termica scambiata tra CHP ed utenza, si registra una variazione della temperatura della sezione C; in altre parole, varia la potenza termica che CHP e rete di teleriscaldamento possono scambiare a parità, come già detto, di T_A .

7.3.3 Risultati delle simulazioni

In **Figura 107** sono presentati gli andamenti delle portate del circuito secondario verso lo scambiatore TS (si veda **Figura 102**) e quella prelevata dalla rete verso lo scambiatore TP (**Figura 102**). Come anche già spiegato nella logica di controllo del sistema, si osserva che, all'aumentare della potenza termica ceduta dal cogeneratore all'utenza, aumenta la portata del circuito secondario deviata verso lo scambiatore TS.

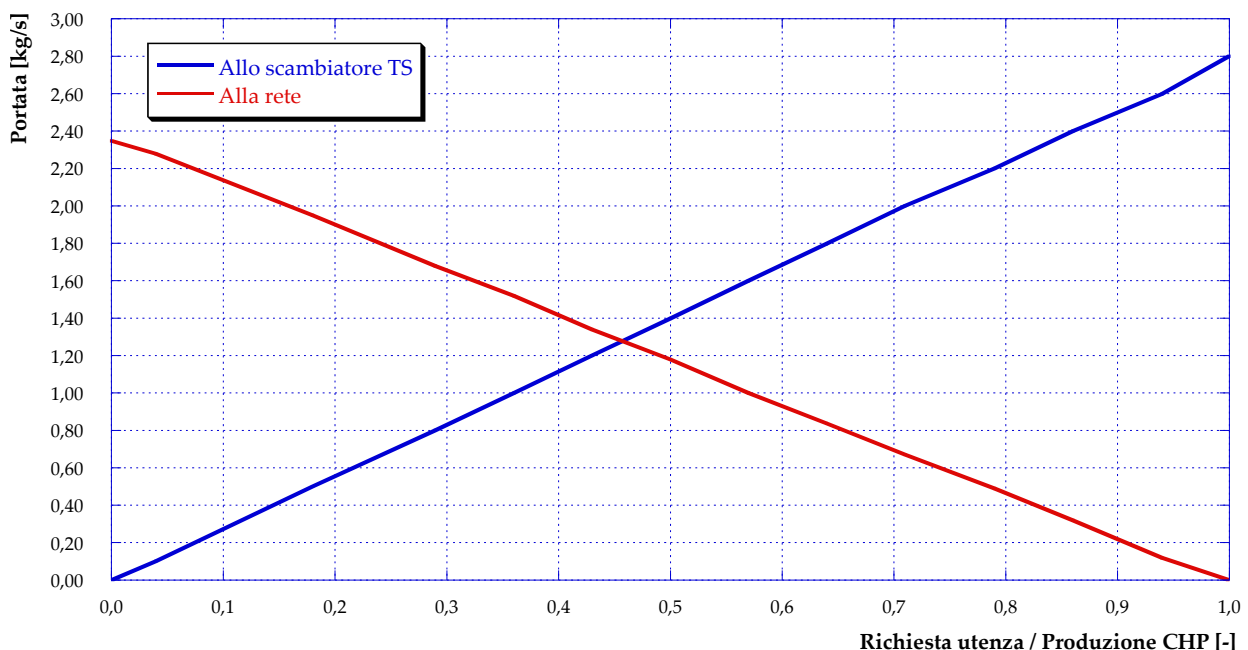


Figura 107 – Andamenti delle portate del circuito secondario allo scambiatore TS e della rete allo scambiatore TP

La variazione della potenza termica dal cogeneratore all'utenza, comporta pertanto l'abbassamento della temperatura nella sezione C – riportata in **Figura 108** – del circuito terziario (**Figura 102**) che varia tra 90 °C, quando tutta la potenza disponibile è autoconsumata dall'utenza, fino a circa 137 °C nel caso di totale cessione alla rete di teleriscaldamento.

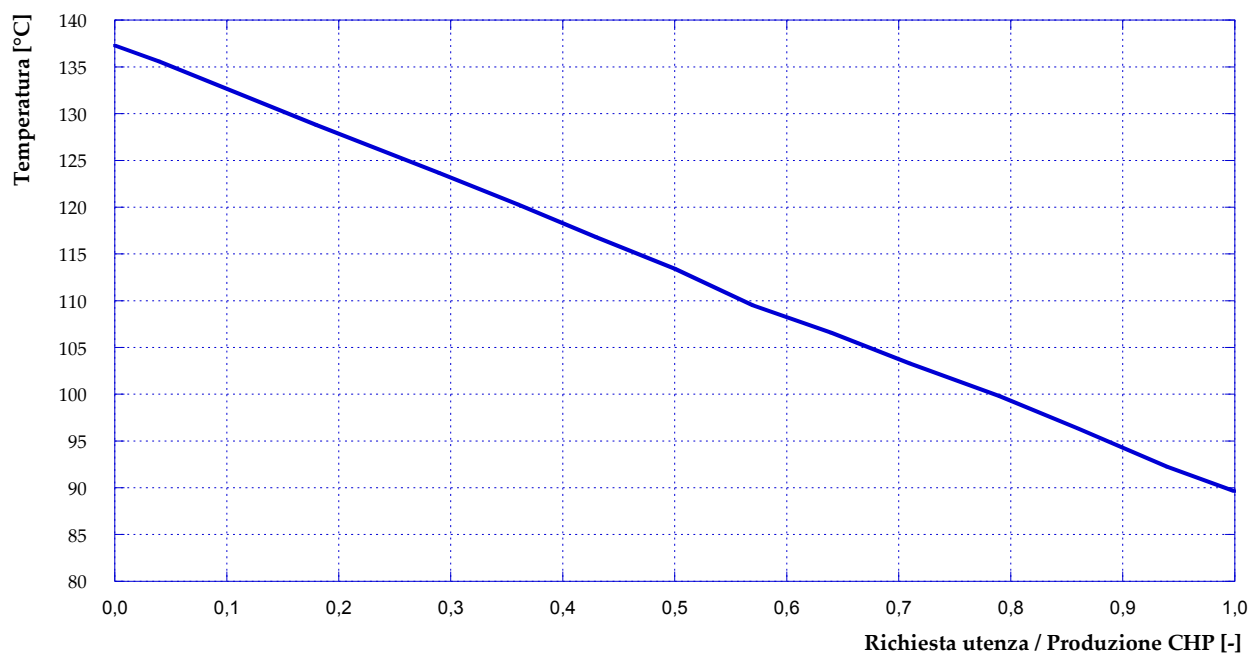


Figura 108 – Andamento della temperatura a valle dello scambiatore TS (circuito terziario)

7.4 P&I della sottostazione attiva: integrazione con cogeneratore

Lo studio effettuato sulla seconda delle due soluzioni ipotizzate ha portato all'elaborazione del P&I della sottostazione di scambio termico, presentato in **Figura 109**.

L'elenco completo dei componenti aggiuntivi per la sottostazione attiva è presentato in **Tabella 8**.

È importante sottolineare che questa configurazione implica importanti modifiche alla sottostazione esistente. In particolare, la modalità di scambio termico tra CHP e rete rende necessaria la realizzazione di scavi per alloggiare le condutture, a partire dalla sottostazione fino al punto di raccordo con le direttrici della rete di distribuzione.

Anche in questo caso, in analogia a quanto già descritto precedentemente, è stato determinato il costo di massima delle modifiche proposte ed elencate in **Tabella 8**. Il valore ottenuto in questo caso è pari a 180'000 €. Come riportato in tabella, si osserva che gran parte del costo stimato è rappresentato dal motore primo cogenerativo, anche se i costi di scavo e posa delle nuove tubazioni e degli scambiatori aggiuntivi, non risultano una voce trascurabile. Nonostante le maggiori complicazioni tale soluzione risulta decisamente più economica rispetto all'alternativa con campo solare riportata in **Tabella 6**; ovviamente, dimezzando la potenza solare installata, il costo delle due soluzioni diventa paragonabile.

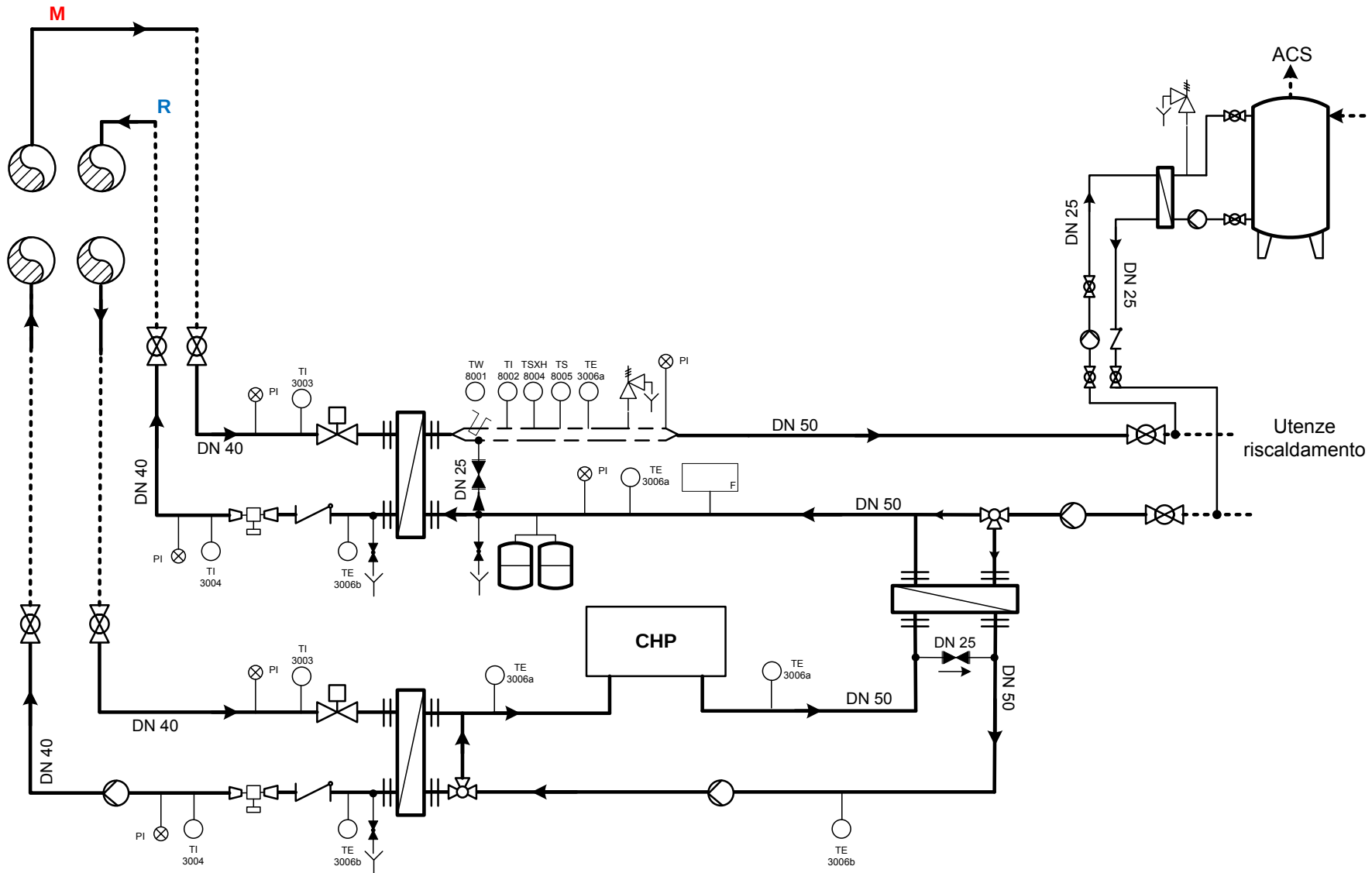


Figura 109 - P&I della sottostazione attiva: integrazione con cogeneratore

Tabella 8 - Elenco componenti aggiunti – schema attivo con micro-cogeneratore

Componente	Modello/descrizione	Costo [€]
Micro-cogeneratore	micro-turbina Elliott TA100 – 200 kW _{th} , η_{CHP} =50%	150'000
Piping circuito cogeneratore	tubazioni in acciaio nero S.S. filettabili UNI EN 10255 ex UNI 8863 – DN50	
Piping allacciamento rete	Tubazioni coibentate per teleriscaldamento – DN65	
Scambiatore di calore secondario-CHP	scambiatore di calore Alfa Laval saldobrasato – potenza termica nominale 200 kW	26'000
Scambiatore di calore CHP-rete	scambiatore di calore Alfa Laval saldobrasato – potenza termica nominale 200 kW	
Misuratore di temperatura in ingresso allo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	termometro a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½” UNI EN ISO 228	2'000
Misuratore di temperatura in uscita dallo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	termometro a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½” UNI EN ISO 228	
Misuratore di pressione in ingresso allo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	manometro a quadrante DN100 in cassa inox AISI 304, scala 0...10 bar, classe 1.0, conforme ISPEL attacco filettato radiale M ½” UNI EN ISO 228	
Misuratore di pressione in uscita dallo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	manometro a quadrante DN100 in cassa inox AISI 304, scala 0...10 bar, classe 1.0, conforme ISPEL attacco filettato radiale M ½” UNI EN ISO 228	
Misuratore di temperatura in ingresso allo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	termometro a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½” UNI EN ISO 228	
Misuratore di temperatura in uscita dallo scambiatore di calore CHP-rete, lato CHP	termometro a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½” UNI EN ISO 228	
Misuratore di temperatura in ingresso allo scambiatore di calore secondario-CHP, lato CHP	termometro a quadrante a dilatazione di gas, quadrante DN100, esecuzione in acciaio inox AISI 304, scala 0...120°C, precisione 1%, conforme ISPEL – attacco filettato posteriore M ½” UNI EN ISO 228	
Misuratore di portata sul circuito secondario a valle dello scambiatore secondario-CHP	PROLINE PROMAG 10W ENDRESS HAUSER (misuratore elettromagnetico)	
Valvola motorizzata due vie stelo-otturatore	esecuzione in acciaio forgiato, transito a flusso avviato, attacchi flangiati DN PN16 – Siemens modello VVF52. corsa 20 mm	2'000
Valvola di non ritorno in uscita dallo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	valvola di ritegno a flusso avviato PN16	
Valvola termostatica limitatrice di portata in uscita dallo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	limitatrice di portata e temperatura Danfoss	
Pompa in uscita dallo scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	elettropompa con rotore bagnato a portata variabile	
Filtro a Y	corpo in acciaio, cestello estraibile inox, filtrazione 1000 mm, attacchi flangiati PN 16	
Due valvole a sfera di intercettazione sul circuito dello scambiatore di calore CHP-rete, lato rete	esecuzione in acciaio, PN 16, attacchi con codoli a saldare a passaggio totale	
Pompa a valle dello scambiatore secondario-CHP, lato CHP	elettropompa con rotore bagnato a portata variabile	
Valvola di by-pass sul circuito secondario per escludere il CHP	esecuzione in bronzo, PN 16, attacchi filettati	
Pompa a monte dello scambiatore secondario-CHP, lato secondario	elettropompa con rotore bagnato a portata variabile	
Valvola a tre vie termostatica	valvole a 3 vie ad otturatore flangiate PN 16 motorizzabili, serie MK, DN 50, temperatura esercizio 4°C – 150 °C	
Valvola a tre vie termostatica	valvole a 3 vie ad otturatore flangiate PN 16 motorizzabili, serie MK, DN 50, temperatura esercizio 4°C – 150 °C	

8 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 2014, 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 progettuali per la trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo"* si è concentrata sulla trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti 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.

Lo studio effettuato è suddiviso in due parti: nella prima parte è stato analizzato il comportamento di una rete di teleriscaldamento reale – situata a Bologna, nel comprensorio urbano di Corticella – in presenza di scambio bidirezionale con le utenze; nella seconda parte, invece, è stata analizzata e riprogettata una sottostazione di scambio termico esistente, con l'obiettivo di trasformarla in una sottostazione attiva.

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

- 1) L'analisi delle simulazioni relative allo studio del comportamento attivo della rete di Corticella ha permesso di mettere in luce sia aspetti positivi che diverse criticità. Il vantaggio più evidente è la possibilità di ridurre le spese di pompaggio: tale aspetto risulta di fondamentale importanza poiché si riduce l'energia elettrica assorbita, con un conseguente vantaggio sia per quanto riguarda le spese del gestore della rete che per l'alleggerimento del sistema elettrico nazionale (soprattutto nel caso in cui questa tipologia di reti trovi un'ampia diffusione). Come conseguenza ulteriore, inoltre, si potrebbero registrare eventuali risparmi per gli utenti finali. A seconda del tipo di schema attivo adottato, le simulazioni hanno mostrato per la rete di Corticella quanto segue:
 - a. l'adozione di utenze attive che agiscono dal ritorno alla mandata consente una riduzione delle spese di pompaggio fino ad un massimo del 45%;
 - b. l'impiego di utenze attive secondo lo schema mandata su ritorno, consente una più modesta riduzione della potenza necessaria al pompaggio solo nel caso di regolazione a delta di temperatura costante e per temperature esterne inferiori a quella di riferimento. Nel caso di temperature maggiori si assiste ad un aumento della spesa per pompaggio. Va comunque rilevato che la regolazione con portata costante, consente l'adozione dello schema mandata su ritorno senza alterare la potenza di pompaggio;
 - c. la rete con utenze attive che si interfacciano esclusivamente con la mandata o con il ritorno mostra diminuzioni della potenza spesa per il pompaggio, quantificabili in un valore massimo pari al 17%.

È importante considerare che la riduzione della potenza necessaria al pompaggio, non si traduce soltanto in una riduzione dei consumi di energia elettrica e quindi dei costi annui da sostenere, ma può rappresentare anche una riduzione della potenza elettrica contrattuale impegnata ovvero dei costi fissi annui da sostenere da parte del gestore della centrale.

- 2) È stata inoltre condotta un'analisi energetica semplificata, finalizzata a quantificare la riduzione dell'energia elettrica totale spesa per il pompaggio in un intero anno di funzionamento della rete di

Corticella. I risultati emersi, hanno evidenziato, rispetto al funzionamento sempre passivo della rete, quanto segue:

- a. l'adozione di utenze attive che agiscono dal ritorno alla mandata consente, a parità di strategia di regolazione, le maggiori riduzioni di energia elettrica impiegata per il pompaggio che possono essere quantificate in un valore pari ad oltre il 30% (regolazione a portata costante) o di poco inferiore al 40% (regolazione a delta di temperatura costante);
- b. lo schema di utenza attiva tra mandata e ritorno quando la regolazione è fatta a portata costante, non modifica le spese di pompaggio, mentre le aumenta notevolmente nel caso di regolazione a delta di temperatura costante;
- c. la rete con utenze attive che si interfacciano esclusivamente con la mandata o solo con il ritorno ha fatto osservare riduzioni delle spese di pompaggio quantificabili in oltre il 10% e in circa il 15% rispettivamente nel caso di regolazione a portata costante e a delta di temperatura costante.

I risultati ottenuti si basano sull'ipotesi che la rete di teleriscaldamento funzioni in assetto passivo durante l'anno termico (dal 15 ottobre al 15 aprile per la città di Bologna) e in assetto attivo per i restanti giorni. Le simulazioni sono state effettuate su base oraria per un totale di 8760 ore.

- 3) Tutte le ipotesi di trasformazione della rete analizzate hanno consentito una riduzione della potenza termica prodotta in centrale. Tale riduzione, che consente in quasi tutti i casi lo spegnimento dei sistemi di produzione in centrale per temperature esterne solitamente pari o superiori ai 20 °C, può avere un impatto economico e un effetto di miglioramento delle efficienze di conversione e riduzione dell'impatto ambientale, a seconda del tipo di sistema di produzione installato nell'utenza attiva. Da questo punto di vista, le temperature a cui è gestita la rete di Corticella consentirebbero l'impiego di micro-cogeneratori (microturbine e/o motori a combustione interna) e/o pannelli solari sottovuoto. Va inoltre sottolineato che lo spegnimento dei sistemi di produzione in centrale non necessariamente implica lo spegnimento del gruppo di pompaggio. Le simulazioni svolte hanno mostrato che l'adozione dello schema 4 (ritorno su mandata) è l'unico che consente la completa esclusione della centrale sia dal punto di vista termico che del pompaggio, in quanto la pressione di rete è mantenuta dalle utenze attive stesse. In tutti gli altri casi invece, la centrale di produzione, pur non intervenendo più nella produzione termica, mantiene attivo il gruppo di pompaggio.
I periodi di spegnimento della centrale – plausibilmente concentrati nei periodi primaverili e/o estivi – possono essere impiegati per le operazioni di manutenzione ordinaria.
- 4) Per quanto riguarda le criticità dovute alla conversione della rete in analisi da passiva ad attiva, si osserva quanto segue:
 - a. L'adozione dello schema 4 (ritorno su mandata) comporta il riassetto idraulico della rete. Tale fenomeno genera l'inversione del flusso in più rami, in maniera variabile a seconda del valore della temperatura esterna, rendendo estremamente delicata e complessa la gestione della rete. Come facilmente comprensibile, quindi, l'immissione in rete di potenza termica da parte delle utenze deve necessariamente essere regolamentata – se non direttamente controllata – dal gestore stesso della rete.
 - b. In ogni caso, sempre con riferimento allo schema 4, le simulazioni svolte non hanno messo in luce particolari interferenze tra le tre utenze considerate contemporaneamente attive, sotto il punto di vista strettamente termico. Va comunque compreso che le tre utenze, funzionando di fatto come delle centrali, devono mettersi in equilibrio idraulico tra loro e con tutto il resto della rete; questo aspetto, oltre che ribadire il fatto che le utenze attive debbano essere direttamente controllate dal gestore della rete, può ovviamente alterare la potenza termica che ogni utenza può immettere in rete.
 - c. Lo schema 1 (mandata su ritorno) non pone i problemi di equilibrio idraulico visti nei punti precedenti. In questo caso, poiché le utenze attive scelte non si influenzano tra loro, l'unica criticità possibile è legata alla temperatura a cui possono portare l'acqua nel percorso di ritorno e

quindi in centrale. Infatti, nel caso in cui la centrale abbia come sistemi di produzione in funzione solo le caldaie, un aumento della temperatura di ritorno comporta esclusivamente un abbassamento del carico delle caldaie. Nel caso invece in cui sia in funzione il cogeneratore, variare la temperatura di ritorno potrebbe causare un peggioramento del recupero termico dal motore a combustione interna.

- d. Lo schema 2 (mandata su mandata) può porre al gestore della rete – anche se in misura minore – gli stessi problemi evidenziati al punto precedente. Infatti l'incremento della temperatura sulla mandata della rete si propaga anche sul ritorno.

Dal punto di vista dell'interazione tra utenze, soprattutto se consecutive nel tracciato della rete, le criticità sono sicuramente maggiori. Infatti, l'incremento della temperatura di mandata da parte di un'utenza a monte può limitare o annullare la possibilità di immettere potenza termica per un'utenza a valle.

- e. Lo schema 3 (ritorno su ritorno) pone le stesse criticità osservate al punto precedente, sia per quanto riguarda il gestore della rete che per l'interazione tra più utenze attive. Unica differenza con lo schema 2 è la possibilità di avere temperature mediamente maggiori sul percorso di ritorno.
- f. I risultati ottenuti dalle simulazioni svolte hanno mostrato che, nel caso degli schemi 2 e 3, le utenze contemporaneamente attive nel tratto di rete considerato possono essere al massimo due.

- 5) L'analisi energetica semplificata ha permesso di valutare anche l'energia termica che la centrale deve immettere in rete in un anno di operatività. I risultati ottenuti hanno mostrato che dal punto di vista termico non sono apprezzabili grandi variazioni, a parità di schema di scambio termico, variando la strategia di regolazione della rete. Ovviamente, nel passaggio da una rete passiva ad una rete attiva la produzione centralizzata decresce, grazie all'immissione in rete di energia da parte delle utenze attive. Nell'ipotesi che i sistemi di produzione presso tali utenze siano da fonte rinnovabile, questo comporta ovviamente una riduzione dei consumi di energia primaria di tipo fossile.
- 6) Come ulteriore osservazione, si pone all'attenzione che tutte le ipotesi di rete attiva elaborate hanno portato ad una lieve riduzione dell'efficienza di distribuzione, ovvero ad un incremento della potenza termica dissipata dalla rete. Tale comportamento è dovuto sia alla riduzione delle velocità di attraversamento dei rami della rete, che all'incremento di temperatura che le utenze attive mediamente provocano.
- 7) Nella seconda parte dello studio è stata analizzata, come detto, una sottostazione di scambio termico esistente al fine di valutare la possibilità di conversione della stessa in sottostazione attiva, elaborando due possibili soluzioni. La sottostazione in oggetto, inserita all'interno di una rete di teleriscaldamento gestita dalla Cogeme S.p.a., è situata nella località di Castegnato (BS). Tale sottostazione è preposta al soddisfacimento dei fabbisogni di acqua calda sanitaria e di calore per il riscaldamento invernale di una scuola materna; essa è stata scelta in ragione di una collaborazione tra ENEA e i gestori della rete stessa. Grazie a questo contatto è stato possibile effettuare una campagna di monitoraggio e acquisizione dei consumi, con l'ausilio di strumentazione di proprietà ENEA appositamente installata presso la sottostazione, che ha permesso di valutare l'andamento temporale del fabbisogno richiesto da parte dell'utenza in esame e ha costituito il punto di partenza per la riprogettazione della sottostazione nell'ottica di rendere possibile lo scambio bidirezionale di energia termica. Il periodo di monitoraggio è stato fatto dal 13 febbraio fino al 10 luglio 2015, misurando – tra le altre grandezze fisiche d'interesse – la portata in massa circolante nel circuito primario dello scambiatore di calore e la temperatura in ingresso ed in uscita dallo scambiatore, considerando il circuito primario.
- 8) La prima soluzione analizzata ha come obiettivo quello di rendere minime le modifiche alla sottostazione esistente. Per questo motivo, si considera lo schema 1 (mandata-ritorno), in cui si preleva una portata dal circuito di mandata e la si immette (a temperatura maggiore) sul circuito di

ritorno. In questa prima soluzione, inoltre, si considera un sistema di generazione distribuita costituito da pannelli solari termici sottovuoto.

Nell'ottica di apportare le minime modifiche e considerando che la potenza di picco ottenuta per il solare è uguale alla potenza nominale dello scambiatore esistente, non si rende necessaria l'aggiunta di alcuno scambiatore di calore. Il sistema di generazione distribuita si interfacerà quindi con il circuito secondario dello scambiatore di calore, sul ramo di ritorno dall'utenza, tramite un serbatoio di accumulo. Di conseguenza, lo scambio termico avverrà sempre tramite lo scambiatore di calore esistente: (i) nella direzione che va dalla rete all'utenza qualora il sistema di generazione distribuita non sia in grado di soddisfare completamente il fabbisogno dell'utenza, (ii) nella direzione che va dall'utenza alla rete di teleriscaldamento qualora il sistema di generazione distribuita produca in eccesso rispetto al fabbisogno. In questo ultimo caso, è ovviamente presente l'ulteriore vincolo sulla temperatura alla quale è disponibile l'energia termica prodotta dal sistema: tale temperatura dovrà essere superiore alla temperatura sulla mandata della rete di teleriscaldamento, affinché la cessione di calore alla rete stessa possa avvenire.

- 9) La riprogettazione preliminare condotta su questa prima ipotesi ha consentito di determinare, tra le altre cose:
 - a. la potenza termica massima da installare in pannelli solari termici del tipo sottovuoto oltre che il numero ed il modello commerciale degli stessi;
 - b. tipologia, volume e modello commerciale del serbatoio di accumulo;
 - c. piping di connessione tra circuito secondario, serbatoio di accumulo e sistema di produzione termica decentralizzato;
 - d. tipologia, numero e caratteristiche principali della strumentazione di misura necessaria.
- 10) È stata definita la logica di funzionamento della sottostazione di scambio attiva integrata con i pannelli solari termici. La logica sviluppata è basata sul mantenere costante la temperatura di invio agli utilizzatori per l'erogazione del riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Inoltre, la logica di funzionamento permette di utilizzare la risorsa solare termica prioritariamente per l'utenza, immettendo in rete soltanto l'eccesso di produzione.
- 11) La seconda soluzione analizzata prevede l'integrazione dello schema 4 (ritorno-mandata) con un micro-cogeneratore. Tale configurazione presenta il vantaggio di permettere l'immissione di energia termica in rete anche senza alterare la temperatura della direttrice di mandata; ovviamente risulteranno però alterate le portate circolanti e pertanto anche in questo caso si rendono necessari degli interventi da parte della centrale. Questa soluzione prevede l'installazione presso l'utenza di un micro-cogeneratore.
- 12) La riprogettazione preliminare condotta sulla seconda ipotesi ha consentito di determinare, tra le altre cose:
 - a. Il modello commerciale di micro-cogeneratore da integrare nella sottostazione di scambio termico;
 - b. Il piping del circuito in cui è inserito il cogeneratore;
 - c. Il piping di allacciamento con la rete di teleriscaldamento al fine di consentire lo scambio attivo con la stessa;
 - d. piping di connessione tra circuito secondario e sistema di produzione termica decentralizzato;
 - e. tipologia e caratteristiche degli scambiatori di calore aggiuntivi tra circuito terziario e secondario e tra circuito terziario e primario;
 - f. tipologia, numero e caratteristiche principali della strumentazione di misura necessaria.
- 13) Nel caso di integrazione con il sistema CHP, la logica di funzionamento della sottostazione attiva si basa sull'assumere costanti la portata del circuito secondario e la temperatura a cui questa è inviata agli utilizzatori. Anche in questo caso, soltanto l'eccesso di produzione del CHP – rispetto ai fabbisogni dell'utenza – è immesso nella rete di distribuzione.

- 14) Risultato finale dello studio è stata la determinazione dei P&I delle due ipotesi di sottostazione attiva elaborate. Per i casi in esame, è stato determinato inoltre il costo di massima necessario per convertire la sottostazione attuale in attiva. I valori determinati sono pari a 310'000 € e 180'000 € rispettivamente per l'ipotesi con solare termico e con CHP.

9 Riferimenti bibliografici

- [1] Commissione: Politiche per l'istruzione, la sostenibilità ambientale, l'innovazione e la coesione sociale, Progetto CortEnergyEtica – Diagnosi energetica e possibili scenari di risparmio ed efficienza energetica
- [2] Analisi dei consumi energetici del comprensorio Corticella di Bologna alimentato dalla rete di teleriscaldamento – Tesi di Laurea di Marcello Spanu – AA 2011/2012 – Alma Mater Studiorum, Università di Bologna
- [3] Norma UNI 5364
- [4] Norma UNI 10349
- [5] Barbieri E. S., Melino F., Morini M., "Influence of the Thermal energy storage on the Profitability of Micro-CHP Systems for Residential Building Applications", Applied Energy, Volume 97, September 2012, Pages 714–722 – <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.001>
- [6] Ancona M. A., Melino F., "Analisi di soluzioni tecniche e gestionali che favoriscano l'implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di generazione distribuita", 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, Report RdS/PAR2013/053
- [7] Ancona M. A., Branchini L., De Pascale A., Melino F., "Smart District Heating: Distributed Generation Systems' Effects on the Network", Proceedings of 7th International Conference on Applied Energy – ICAE 2015 – March 28 - 31, 2015, Abu Dhabi, United Arab Emirates
- [8] Bhargava R., Branchini L., Melino F., Peretto A., Available and future gas turbine power augmentation technologies: techno-economical analysis in selected climatic scenarios", Journal Of Engineering Of Gas Turbine And Power, Volume 134, October 2012, issue 10, 102001-1 (11 pages), ISSN: 0742-4795 (print), 1528-8919 (online) DOI: 10.1115/1.4007012
- [9] Annuario Associazione Italiana Riscaldamento Urbano - 2014 <http://issuu.com/airu-italia/docs/annuario>

10 Abbreviazioni ed acronimi

Simboli

A	Area	$[m^2]$
c_L	Calore specifico del liquido	$[kJ/kgK]$
ΔP	Salto di pressione	$[bar]$
ΔT_{ml}	Salto di temperatura medio logaritmico	$[^{\circ}C]$
IN_p	Ingresso primario	-
$\dot{m}_i$	Portata in massa	$[kg/s]$
OUT_p	Uscita primario	-
P	Potenza	$[kW]$
Q	Potenza termica	$[kW]$
T	Temperatura	$[^{\circ}C]$
U	Coefficiente globale di scambio termico	$[kW/m^2K]$

Simboli greci

α_1	Coefficiente angolare della retta dei fabbisogni per riscaldamento dell'utenza	$[kW/^{\circ}C]$
α_2	Intercetta della retta dei fabbisogni per riscaldamento dell'utenza	$[kW]$
β	Rapporto di compressione	$[-]$
η	Efficienza	$[-]$
τ	Differenza di temperatura	$[^{\circ}C]$

Pedici

A, ACS	Acqua calda sanitaria
C	Centrale
e	Elettrico
ext	Esterna
$dist$	Distribuzione
$disp$	Dispersa
i	i-esimo

<i>m</i>	Mandata
<i>N</i>	Rete
<i>NS</i>	Rete secondaria
<i>TH</i>	Termico
<i>TOT</i>	Totale
<i>R, RISC</i>	Riscaldamento invernale
<i>r</i>	Ritorno
<i>U</i>	Utenza

Acronimi

<i>CHP</i>	Combined Heat and Power
<i>DN</i>	Diametro nominale
<i>IHENA</i>	Intelligent Heat Energy Network Analysis
<i>MM</i>	Mandata su mandata
<i>MR</i>	Mandata su ritorno
<i>PS</i>	Primario – Secondario
<i>RM</i>	Ritorno su mandata
<i>rpm</i>	Ride per minute
<i>RR</i>	Ritorno su ritorno
<i>TP</i>	Terziario – Primario
<i>TS</i>	Terziario – Secondario

11 Indice delle figure

Figura 1 – Porzione del comprensorio urbano di Corticella servito dalla rete di teleriscaldamento.....	8
Figura 2 – Vista d’insieme degli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento [1].....	9
Figura 3 – Schema semplificato della rete di teleriscaldamento di Corticella	9
Figura 4 – Schema di una tipica sottostazione di scambio della rete di teleriscaldamento di Corticella	11
Figura 5 – Potenza termica richiesta dalle utenze per il riscaldamento invernale in condizioni di design.....	12
Figura 6 – Potenza termica richiesta dalle utenze per la produzione di acqua calda sanitaria	12
Figura 7 – Potenza termica totale fornita alle utenze, per il riscaldamento invernale e la produzione di acqua calda sanitaria in funzione della temperatura esterna	13
Figura 8 – Caratteristiche delle tubazioni della rete di Corticella	14
Figura 9 – Schema dei sistemi di produzione e della stazione di pompaggio in centrale	15
Figura 10 – Implementazione della rete di teleriscaldamento di Corticella nel software IHENA 2.0	17
Figura 11 – Potenza termica per riscaldamento invernale e produzione di acqua calda sanitaria richiesta (temperatura esterna: -5°C)	18
Figura 12 – Versi di mandata (temperatura esterna: -5°C)	19
Figura 13 – Portata in massa inviata agli scambiatori delle utenze (temperatura esterna: -5°C).....	20
Figura 14 – Salto di pressione disponibile agli scambiatori delle utenze (temperatura esterna: -5°C)	20
Figura 15 – Individuazione del percorso critico (temperatura esterna: -5°C).....	21
Figura 16 – Distribuzione delle portate (temperatura esterna: -5°C)	22
Figura 17 – Distribuzione delle velocità (temperatura esterna: -5°C).....	23
Figura 18 – Distribuzione delle perdite di carico totali (temperatura esterna: -5°C).....	24
Figura 19 – Distribuzione delle perdite di carico specifiche (temperatura esterna: -5°C).....	25
Figura 20 – Andamento delle pressioni lungo i percorsi critici #1 e #2 tra centrale ed utenza 56 (temperatura esterna: -5°C)	26
Figura 21 – Potenza termica immessa in rete dalla centrale (regolazione a portata costante).....	28
Figura 22 – Efficienza di distribuzione della rete (regolazione a portata costante).....	28
Figura 23 – Differenza di temperatura tra mandata e ritorno in centrale (regolazione a portata costante) .	29
Figura 24 – Potenza impiegata per il pompaggio	30
Figura 25 – Efficienza di distribuzione della rete (regolazione a delta di temperatura costante)	30
Figura 26 – Portata immessa in rete.....	31
Figura 27 – Differenza di temperatura tra mandata e ritorno in centrale	31
Figura 28 – Pressione in ingresso alla rete	32
Figura 29 – Portata immessa in rete – confronto tra diversi criteri di regolazione	33
Figura 30 – Potenza impiegata per il pompaggio – confronto tra diversi criteri di regolazione	33
Figura 31 – Differenza di temperatura tra mandata e ritorno in centrale – confronto tra diversi criteri di regolazione	34
Figura 32 – Andamento orario della temperatura ambiente per la città di Bologna ordinato temporalmente (a) ed in forma monotonica (b) [8].....	35
Figura 33 – Frequenza della temperatura ambiente per la città di Bologna.....	36
Figura 34 – Energia elettrica annua spesa per il pompaggio in funzione della regolazione della rete	36
Figura 35 – Energia termica annua immessa in rete in funzione della regolazione della rete	37
Figura 36 – Schemi sottostazioni per lo scambio attivo tra utenza e rete di teleriscaldamento [6].....	39
Figura 37 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata) .	41
Figura 38 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata).....	41
Figura 39 – Versi di mandata – caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata (temperatura ambiente: -5°C)	43
Figura 40 – Versi di mandata – caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata (temperatura ambiente: 40°C)	44
Figura 41 – Portata immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)	45

Figura 42 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)	45
Figura 43 – Potenza impegnata per il pompaggio (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)....	46
Figura 44 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze periferiche attive – ritorno su mandata)	46
Figura 45 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno) .	47
Figura 46 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno).....	48
Figura 47 – Portata immessa in rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)	48
Figura 48 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)	49
Figura 49 – Potenza impiegata per il pompaggio (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno).....	49
Figura 50 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze periferiche attive – mandata su ritorno)	50
Figura 51 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)	51
Figura 52 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata – regolazione a portata costante)	52
Figura 53 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata – regolazione a delta di temperatura costante).....	52
Figura 54 – Portata immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata).....	53
Figura 55 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)	54
Figura 56 – Potenza impiegata per il pompaggio (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)	54
Figura 57 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze non periferiche attive – mandata su mandata)	55
Figura 58 – Potenza termica richiesta dalle utenze (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)	55
Figura 59 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno – regolazione a portata costante)	56
Figura 60 – Potenza termica immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno – regolazione a delta di temperatura costante).....	56
Figura 61 – Portata immessa in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)	57
Figura 62 – Pressione ingresso in rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno)	57
Figura 63 – Potenza impiegata per il pompaggio (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno) .	58
Figura 64 – Efficienza di distribuzione della rete (caso: utenze non periferiche attive – ritorno su ritorno) .	58
Figura 65 – Andamento della temperatura lungo i rami relativi alle utenze 29 e 25 (percorso di mandata @ - 5°C)	61
Figura 66 – Diagramma di scambio termico in condizioni di design e off design per l'utenza attiva 25 (mandata su mandata)	61
Figura 67 – Andamento della temperatura lungo i rami relativi alle utenze 25 e 29 (percorso di ritorno @ - 5°C)	62
Figura 68 – Andamento della temperatura lungo i rami relativi alle utenze 25 e 29 (percorso di ritorno @ 15°C)	62
Figura 69 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 4	63
Figura 70 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 1	63
Figura 71 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 2	64
Figura 72 – Porzione della rete di Corticella modificata per lo scambio attivo secondo lo schema 3	64
Figura 73 – Energia elettrica spesa per il pompaggio in un anno.....	65
Figura 74 – Energia termica immessa in rete dalla centrale durante un anno di funzionamento.....	66
Figura 75 – Schema della sottostazione di scambio termico situata presso la scuola materna	68
Figura 76 – Schema scambiatore di calore.....	69
Figura 77 – Profilo temporale della potenza termica richiesta dall'utenza durante un generico giorno feriale (riscaldamento + acqua calda sanitaria).....	71
Figura 78 – Profilo temporale della differenza di temperatura sul circuito primario dello scambiatore durante un generico giorno feriale (riscaldamento + acqua calda sanitaria)	71

Figura 79 – Profilo temporale della potenza termica richiesta dall’utenza durante un generico giorno festivo (riscaldamento + acqua calda sanitaria).....	72
Figura 80 – Profilo temporale della differenza di temperatura sul circuito primario dello scambiatore durante un generico giorno festivo (riscaldamento + acqua calda sanitaria).....	72
Figura 81 – Profilo temporale della potenza termica richiesta dall’utenza durante un generico giorno feriale (acqua calda sanitaria).....	73
Figura 82 – Profilo temporale della differenza di temperatura sul circuito primario dello scambiatore durante un generico giorno feriale (acqua calda sanitaria)	73
Figura 83 – Intervalli di confidenza considerando tutto il periodo di analisi – portate in massa	74
Figura 84 – Curve monotone - portata in massa	74
Figura 85 – Intervalli di confidenza considerando tutto il periodo di analisi – Potenza termica	75
Figura 86 – Curve monotone - potenza termica.....	75
Figura 87 – Intervalli di confidenza considerando tutto il periodo di analisi – salto termico sullo scambiatore lato primario	76
Figura 88 – Curve monotone - salto di temperatura sul circuito primario	76
Figura 89 – Diagramma di scambio termico (condizioni di design).....	77
Figura 90 – Portata che circola sul circuito primario in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore di calore.....	78
Figura 91 – Delta T medio logaritmico in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore di calore	79
Figura 92 – Andamento della temperatura in uscita dal circuito primario dello scambiatore di calore in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso al medesimo circuito .	79
Figura 93 – Andamento del prodotto tra coefficiente globale di scambio termico e superficie di scambio in funzione della potenza termica scambiata, al variare della temperatura di ingresso del fluido nello scambiatore di calore	80
Figura 94 – Vista dall’alto della scuola materna il cui fabbisogno di energia termica per riscaldamento e acqua calda sanitaria è garantito dalla sottostazione di scambio termico oggetto del presente studio	82
Figura 95 – Superficie di tetto esposta a sud	83
Figura 96 – Modello di calcolo della sottostazione attiva - schema con pannelli solari termici	84
Figura 97 – Andamento del delta T medio logaritmico in funzione del rapporto tra potenza termica richiesta dall’utenza e potenza termica prodotta mediante i pannelli solari, al variare di $T_{IN,P}$	86
Figura 98 – Andamento della temperatura sul circuito secondario in uscita dal serbatoio di accumulo solare in funzione del rapporto tra potenza termica richiesta dall’utenza e potenza termica prodotta mediante i pannelli solari, al variare di $T_{IN,P}$	86
Figura 99 – Andamento della potenza termica ceduta alla rete attraverso lo scambiatore di calore in funzione del rapporto tra potenza termica richiesta dall’utenza e potenza termica prodotta mediante i pannelli solari, al variare di $T_{IN,P}$	87
Figura 100 – Andamento della massima potenza termica ceduta alla rete attraverso lo scambiatore di calore in funzione della temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento per 1 kg/s di portata dal circuito secondario al serbatoio di accumulo.....	88
Figura 101 - P&I della sottostazione attiva: integrazione con solare	89
Figura 102 – Modello di calcolo della sottostazione attiva - schema con micro-cogeneratore	92
Figura 103 – Tracciato parziale rete di teleriscaldamento	93
Figura 104 – Schema delle connessioni tra utenza attiva e rete	94
Figura 105 – Stato attuale della porzione di rete di teleriscaldamento in esame	95
Figura 106 – Disposizione tubazioni per lo scambio attivo	96
Figura 107 – Andamenti delle portate del circuito secondario allo scambiatore TS e della rete allo scambiatore TP	97
Figura 108 – Andamento della temperatura a valle dello scambiatore TS (circuito terziario)	98
Figura 109 - P&I della sottostazione attiva: integrazione con cogeneratore	99

12 Indice delle tabelle

Tabella 1 – Elenco delle utenze della rete di teleriscaldamento di Corticella [2]	10
Tabella 2 – Caratterizzazione delle utenze della rete di teleriscaldamento di Corticella	11
Tabella 3 – Corrispondenza della numerazione delle utenze tra il sistema di gestione della centrale (ID utenza) ed il software IHENA (IDN)	16
Tabella 4 – Caratteristiche scambiatore di calore	69
Tabella 5 – Condizioni di Design Scambiatore di Calore.....	77
Tabella 6 - Elenco componenti aggiunti – schema attivo con solare	90
Tabella 7 – Microturbine disponibili sul mercato.....	91
Tabella 8 - Elenco componenti aggiunti – schema attivo con micro-cogeneratore.....	100