AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE
TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO
ECONOMICO SOSTENIBILE

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Ottimizzazione della piattaforma ENSim per la simulazione di reti termiche in assetto poligenerativo

B. Di Pietra, J. Canonaco, A. Pannicelli, G. Puglisi, F. Zanghirella

Report RdS/PAR2014/013

OTTIMIZZAZIONE DELLA PIATTAFORMA ENSIM PER LA SIMULAZIONE DI RETI TERMICHE IN ASSETTO POLIGENERATIVO

B. Di Pietra, J. Canonaco, A. Pannicelli, G. Puglisi, F. Zanghirella (ENEA)

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 elettrica
Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi
Obiettivo: Reti di poligenerazione
Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA

Gli autori desiderano ringraziare Libero Rignanese (Politecnico di Torino) che ha partecipato al progetto durante il lavoro di tesi di laurea e l'ing. Gioacchino Morosinotto, l'Ing. Giorgio Bellotti (Cogeme s.p.a.) e Marco Di Girolamo (Laureando di Roma Tre) per la proficua collaborazione.

Indice

SOMMARIO 4

1 INTRODUZIONE (STILE TITOLO 1) 5

2 *ESTENSIONE DELLA PIATTAFORMA ENSIM* 7

2.1 NUOVO APPROCCIO ALLA DEFINIZIONE DEI LAYOUT DI RETE 7
2.2 ESTENSIONE MODELLO RETE DI TLR DI ENSIM CON NUOVE LIBRERIE PER L'ANALISI DETTAGLIATA DEL NET METERING TERMICO 9
2.2.1 Sintesi modello rete di TLR con accumulo centralizzato 9
2.2.2 Nuovo modello di rete termica con accumulo distribuito 11
2.2.3 Confronto modello rete di TLR: accumulo distribuito – accumulo centralizzato 15
2.2.4 Applicazione del modello "accumulo distribuito" alla rete termica con utenti attivi 19
2.2.5 Modello connessione utenze attive in modalità ritorno su mandata 20
2.2.6 Modello sottostazione bidirezionale connesso in modalità" mandata su mandata" alla rete di TLR .. 24
2.2.7 Implementazione nuovi parametri per analisi energetica delle reti termiche con utenze attive 29
2.2.8 Applicazione dei nuovi modelli di connessione della sottostazione attiva ad un caso studio 30
2.2.8.1 *Simulazione rete esempio con sottostazione attiva connessa in modalità "ritorno su manda"* 33
2.2.8.2 Connessione sottostazione attiva in modalità mandata su mandata 40
2.2.8.3 Confronto tra le due modalità di connessione "ritorno su mandata" e "mandata su mandata" applicato alla rete di TLR simulata 47
2.3 MODELLO DEL SERBATOIO A STRATIFICAZIONE 49
2.4 INTERFACCIA PER DEFINIZIONE RETE 54
2.5 INTERFACCIA PER SCELTA PROFILI DI CARICO UTENZA TIPO 55

3 VALIDAZIONE DELLA PIATTAFORMA ENSIM 56

3.1 MODELLO RETE DI TELERISCALDAMENTO 57
3.1.1 Modello centrale termica 58
3.1.2 Modello dispersore termico 62
3.1.3 Blocco sistema di gestione 62
3.1.4 Modello scambiatore di calotre centrale termica-rete teleriscaldamento 63
3.1.5 Modello equivalente di rete 64
3.1.6 carichi termici richiesti dalle utenze 71
3.2 SISTEMA DI MONITORAGGIO 72
3.3 CONFRONTO FRA IL MODELLO SIMULATO E QUELLO REALE 72
3.3.1 Confronto modello edificio 72
3.3.2 Confronto modello rete di teleriscaldamento 74
3.4 VALIDAZIONE MODELLO SOTTOSTAZIONE 82

4 ACQUISIZIONE CURVE DI CARICO TERMICO ED ELETTRICO IN REAL TIME 89

4.1 CODIFICA DEI PROTOCOLLI MODBUS E TCP/IP IN MATLAB-SIMULINK 89
4.2 RISOLUZIONE PROBLEMI DI INTEGRAZIONE DEL BLOCCO MODBUS-TCP/IP NELLA PIATTAFORMA ENSIM 95
4.3 VALIDAZIONE DEL MODELLO DI ACQUISIZIONE DELLE CURVE DI CARICO IN REAL TIME 99

CONCLUSIONI 108

5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI 109

APPENDICE A.1 110

APPENDICE A2: 114

AGGIORNAMENTO MODULO GENERATORE DATI METEO (NEURAL METEO GENERATOR) 114

Sommario

Nell'ultima annualità la piattaforma ENSim (Energy Network Simulator) è stata integrata con nuovi componenti per poterne estendere le funzionalità già implementate nelle precedenti annualità e valutare con maggiore dettaglio la reale capacità di una rete termica di offrire servizi integrativi, come l'immissione di calore da parte di utenti connessi in regime di scambio sul posto. Essendo i suddetti servizi strettamente dipendenti dal livello termico nel punto di immissione, è stato implementato un nuovo modello dettagliato di rete che consente di simulare la variazione locale di temperatura generata nei singoli nodi dalle diverse tipologia di connessione delle utenze attive (es. ritorno su mandata, mandata su mandata). Il nuovo modello di rete termica rispetto al modello basato sull'accumulo centralizzato della precedente annualità associa ad ogni tratto della condotta di mandata e di ritorno la propria inezia termica consentendo di valutare localmente gli effetti termici indotti sulla rete dalla generazione distribuita e le possibili criticità generate dalle utenze attive connesse in regime di scambio sul posto.
Parallelamente è stata effettuata una attività di confronto delle prestazioni fornite dal modello di rete implementato nelle annualità precedenti con quelle di una rete reale. La validazione ha riguardato in particolare i blocchi che modellano il comportamento della rete di teleriscaldamento e della sottostazione di scambio e ha avuto come obiettivo particolare la valutazione delle inerzie termiche e il confronto degli andamenti dei segnali per capire quanto la dinamica riprodotta dal software fosse in grado di replicare l'andamento reale della rete monitorata. La rete scelta è situata a Torino Sud ed in essa è stato progettato e realizzato il sistema di monitoraggio, in collaborazione con il dipartimento DENERG del Politecnico di Torino (RdS/PAR2014/017).
Inoltre attraverso il monitoraggio di una sottostazione esistente allacciata ad una rete di teleriscaldamento di quartiere in Provincia di Brescia è stato possibile acquisire il funzionamento reale dei sistemi di controllo che gestiscono le portate e le temperature in ingresso alla sottostazione e confrontarlo con i modelli implementati in ENSim. Il suddetto monitoraggio oltre a permette la calibrazione e validazione del modello matematico della sottostazione ha fornito informazioni utili al Dipartimento DIN dell'Università di Bologna che ha elaborato alcune soluzioni progettuali per la conversione del sistema esistente in un sistema bidirezionale (report RdS/PAR2014/019).
La piattaforma software è stata inoltre configurata anche per l'acquisizione in *real time* dei profili di carico dei singoli piè di stabile al fine di monitorare in tempo reale gli indici di efficienza della rete (già implementati nelle precedenti annualità) e poter gestire da remoto, nel caso di applicazione ad una rete reale, i set point di regolazione che possano massimizzare la performance complessiva della rete soprattutto in presenza di utenze attive.
Le attività descritte hanno completato lo sviluppo della piattaforma ENSim raggiungendo l'obiettivo di realizzare uno strumento in grado di simulare sia le reti di teleriscaldamento in configurazione centralizzata sia di assetti che prevedono la fornitura di servizi integrativi, come l'immissione di calore da parte di utenti connessi in regime di scambio sul posto in presenza di generazione termica locale.

1 Introduzione

Il presente rapporto descrive le attività svolte da ENEA AVEE nell'ambito dell'attività previste dall'Accordo di Programma MiSE-ENEA, piano annuale di realizzazione 2014, Progetto C.1 obiettivo A: reti di poligenerazione.
Tali attività, descritte di seguito, hanno avuto come obiettivo l'ottimizzazione e il completamento della piattaforma ENSim (Energy Network Simulator) per la simulazione di reti termiche di teleriscaldamento in assetto poligenerativo il cui sviluppo è stato avviato nelle annualità precedenti.

Nel corso dell'ultima annualità sono stati sviluppati ed integrati nuovi componenti al fine di poter estendere le funzionalità di ENSim già implementate nelle precedenti annualità consentendo inoltre di simulare nuovi schemi di connessione di utenze attive in assetto net metering termico.
Sono stati sviluppati nuovi modelli di sottostazione bidirezionale per studiare la connessione alla rete termica delle utenze e delle sorgenti distribuite in due modalità: ritorno su mandata e mandata su mandata.
Essendo i servizi di scambio attivo strettamente dipendenti dal livello termico del punto di connessione i nuovi modelli di sottostazione consentono di simulare l'effettiva perturbazione di temperatura generata nel punto di immissione e come questa possa incidere sulla producibilità delle altre utenze attive connesse sulla stessa direttrice.
Per valutare in maniera più dettagliata il comportamento dinamico della rete è stato implementato un nuovo modello il quale, rispetto al modello basato sull'accumulo centralizzato della precedente annualità, associa ad ogni tratto della condotta di mandata e di ritorno la propria inezia termica consentendo di valutare localmente gli effetti termici indotti sulla rete dalla generazione distribuita e le possibili criticità generate dalle utenze attive connesse in regime di scambio sul posto.
Come si evince dai risultati di simulazione riportati nei successivi capitoli, il modello con accumulo distribuito è grado di valutare con maggiore dettaglio la reale capacità della rete di offrire servizi integrativi come l'immissione di calore da parte di utenze attive connessi in regime di scambio sul posto.
A completamento dell'attività di sviluppo iniziata nella precedente annualità, è stato integrato il modello Simulink capace di acquisire in real time i profili di carico dei singoli piè di stabile; l'acquisizione del carico termico reale consente di sostituire il modello dell'edificio e validare gli algoritmi di controllo dei sistemi di generazione termica centralizzata e distribuita sulle reali dinamiche che caratterizzano la rete simulata.
Inoltre attraverso il monitoraggio di una sottostazione esistente allacciata ad una rete di teleriscaldamento di un quartiere in Provincia di Brescia è stato possibile acquisire il funzionamento reale dei sistemi di controllo che gestiscono le portate e le temperature in ingresso alla sottostazione e confrontarlo con i modelli implementati in ENSim. Il suddetto monitoraggio oltre a consentirci di calibrare e validare il modello matematico della sottostazione ha fornito informazioni utili al Dipartimento DIN dell'Università di Bologna che ha elaborato alcune soluzioni progettuali per la conversione del sistema esistente in un sistema bidirezionale per consentire la connessione di una utenza attiva alla rete in regime di scambio sul posto come riportato nel report RdS/PAR2014/019.
Nell'ottica del completamento dell'attività di sviluppo è stata rivista la modalità con cui implementare nella piattaforma la configurazione di rete (ramificata, maglia o anello) scelta: sono stati creati dei blocchi elementari, modulari che, collegati opportunamente, consentono di realizzare la configurazione di rete voluta.
Con questo nuova impostazione ENSim diventa a tutti gli effetti una piattaforma di sviluppo (in ambiente Simulink) in grado di riprodurre varie configurazioni di reti energetiche, sia per topologia di rete, sia per tipologia di centrale di generazione, sia per utenze finali.
Infatti per la centrale termica sono disponibili i blocchi che simulano gli impianti di generazione termica ed elettrica sviluppati nelle passate annualità, mentre per l'edificio è possibile usare il blocco completo che calcola mediante un'equazione differenziale l'andamento della temperatura interna e la richiesta di potenza per la climatizzazione invernale ed estiva e per il fabbisogno di acqua calda sanitaria, o il blocco semplificato che legge un profilo di carico (potenza) pre calcolato.

In particolare gli impianti disponibili sono:

- Caldaia (a condensazione o no)
- Cogeneratore con motore a combustione interna o con turbina a gas
- Pompa di calore a compressione
- Macchina frigorifera ad assorbimento a LiBr
- Collettori solari termici (piano o a tubi evacuati)
- Collettore fotovoltaico

Un'altra attività di notevole importanza ha riguardato la validazione della piattaforma nella configurazione con utenti che si configurano solo come consumatori, mediante il confronto con le prestazioni di una rete reale. In particolare la validazione ha riguardato i blocchi che modellano il comportamento della rete di teleriscaldamento (blocchi di mandata, ritorno e accumulo inerziale) e ha avuto come obiettivo particolare la valutazione delle inerzie termiche e il confronto degli andamenti dei segnali per capire se la dinamica riprodotta dal modello software fosse in grado di replicare l'andamento reale della rete monitorata. La rete scelta per il confronto è situata nel quartiere di Torino Sud, in quanto in tale rete è stato progettato, realizzato e messo in esercizio un sistema di monitoraggio nell'ambito di un'altra attività di Ricerca di Sistema condotta in collaborazione con il dipartimento DENERG del Politecnico di Torino (report RdS/PAR2014/017).

Il confronto ha messo in evidenza come il simulatore riesce a riprodurre con elevata accuratezza la morfologia della grandezza misurata, replicandone molto bene le variazioni temporali: inoltre il confronto energetico fra l'energia termica erogata dalla centrale termica nell'intero periodo di confronto evidenzia un errore molto contenuto, attestato sul 7,3%:

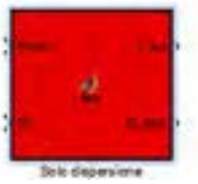
A conclusione si può affermare che la piattaforma ENSim è in grado di riprodurre il funzionamento di una rete di teleriscaldamento reale con una elevata approssimazione e, quindi, può rappresentare un valido strumento non solo in fase di valutazione di fattibilità di una nuova rete ma anche in fase di studio di ottimizzazione delle prestazioni di una rete esistente, rispondendo pienamente agli obiettivi che gli autori si erano dati per la piattaforma.

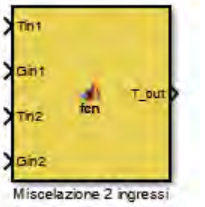
2 *Estensione della piattaforma ENSim*

2.1 Nuovo approccio alla definizione dei layout di rete

Obiettivo dell'annualità era il completamento dello sviluppo della piattaforma ENSim per consentire l'implementazione delle configurazioni di reti di teleriscaldamento più comuni.
Nell'annualità passata il modello consentiva solamente il layout ramificato, configurabile mediante una *m-function* che andava scritta interamente per ogni rete, con uno schema implementativo complessivo rigido; infatti una modifica, anche minimale, implicava una riscrittura del file di configurazione e obbligava a rivedere i collegamenti nel modello simulink in cui la rete vera e propria era collegata alle utenze e alla centrale termica e, di fatto, a riprogrammare il modello simulink della rete stessa. In definitiva la modellazione della rete, seppur valida da un punto di vista del modello energetico, era molto limitativo dal punto di vista imputazionale.
L'attività di sviluppo finale svolta ha invece cambiato radicalmente questo approccio, rendendo i blocchi che modellano modulari e in grado di realizzare la configurazione voluta (ramificata, maglia o anello) collegando opportunamente i nuovi blocchi elementari creati.
Tali blocchi sono stati ricavati dalle relazioni sviluppate nell'attività precedente, raggruppati per funzionalità, secondo lo schema della tabella seguente (ciascuno dei quali continua ad essere una *m-function*); tali blocchi sono utilizzabili sia sui tratti di mandata, sia su quelli di ritorno:

NOME BLOCCO	FUNZIONE	SCHEMA

Solo dispersione	calcola la temperatura **T_out** in uscita ad un tratto definito dal vettore parametri in ingresso **Tratto** (diametro D, trasmittanza K, lunghezza L e portata G) e la potenza dispersa nello stesso tratto **Q_loss**, in funzione della temperatura del fluido all'inizio del tratto esaminato **Tin.**
	Relazioni implementate nel blocco:
	`T_out = Tground+(Tin-Tground)*exp((-π*D*K*L*Fcorr)/(G*cp));`
	`% Temperatura in uscita dal tratto [°C]`
	`Q_loss = (G*cp*(Tin-T_out)/1000); % Perdita nel tratto [kW]`
		

Solo dispersione pre miscelazione	è analogo al tratto precedente ma fornisce anche il valore della portata **Gout** in uscita, necessaria al blocco Miscelazione, a cui deve essere collegato.	
Miscelazione a 2 ingressi	Calcola la temperatura di uscita conseguente alla miscelazione di due flussi caratterizzati rispettivamente dalle temperature **Tin1** e **Tin2** e dalle portate **Gin1** e **Gin2.** Relazioni implementate nel blocco: `T_out =(Tin1*Gin1 + Tin2*Gin2)/(Gin1 + Gin2); % Temperatura in uscita dal nodo dopo la miscelazione`	
Miscelazione a 3 ingressi	Calcola la temperatura di uscita conseguente alla miscelazione di due flussi caratterizzati rispettivamente dalle temperature **Tin1**, **Tin2** e **Tin3** e dalle portate **Gin1, Gin2** e **Gin3.** Relazioni implementate nel blocco: `T_out =(Tin1*Gin1 + Tin2*Gin2 + Tin3*Gin3)/(Gin1 + Gin2 + Gin3); % Temperatura in uscita dal nodo dopo la miscelazione`	

Ciascun tratto è definito da un vettore ne definisce le caratteristiche:

- D= Diametro del tratto [m]
- K = Trasmittanza totale (tubo+coibentazione) del tratto [W/m^2K]
- Lunghezza = lunghezza del tratto [m]
- Portata = Portata fluido del tratto [kg/s]

Per facilitare l'immissione di tali informazioni soprattutto in presenza di reti particolarmente complesse in cui i tratti di connessione tra un nodo e l'altro possono essere numerosi è stata progettata e sviluppata un'interfaccia, direttamente nell'ambiante di lavoro Matlab/Simulink (vedi paragrafo 2.4), in modo da ottenere uno strumento perfettamente integrato nella piattaforma ENSim.
Le due immagini della Figura 1 riportano, a titolo di esempio, il ramo di mandata (a destra) e quello di ritorno (a sinistra) di una rete a maglia.

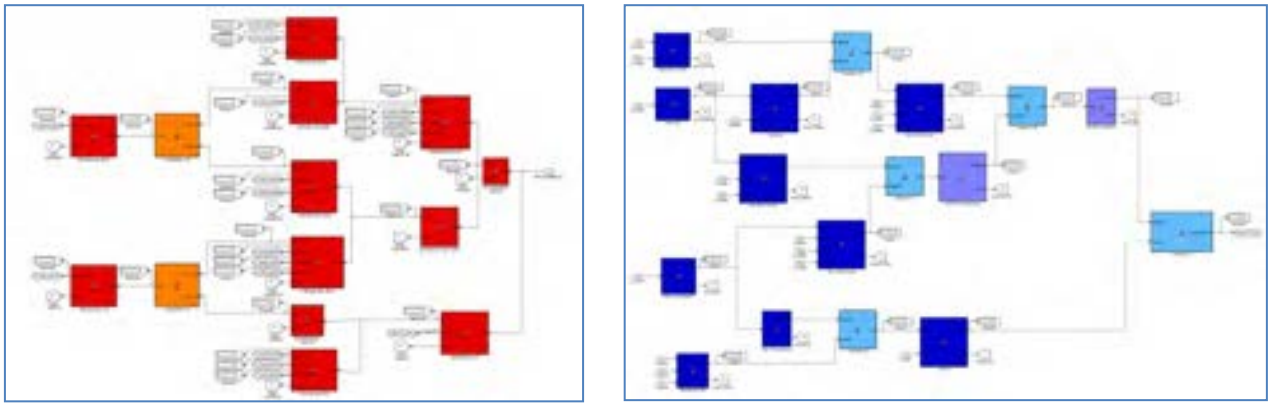


Figura 1 – Esempio di realizzazione di una configurazione di rete (a destra la mandata e a sinistro il ritorno)

Con questo nuova impostazione ENSim diventa a tutti gli effetti una piattaforma di sviluppo (in ambiente Simulink) che ha dei blocchi predefiniti che vanno opportunamente collegati tra loro per realizzare le configurazioni volute sia della topologia di rete, sia della tipologia della centrale di generazione, sia delle utenze finali.
Infatti per la centrale termica sono disponibili i blocchi che simulano gli impianti di generazione termica ed elettrica sviluppati nelle passate annualità, mentre per l'edificio è possibile usare il blocco completo che calcola mediante un'equazione differenziale l'andamento della temperatura interna e la richiesta di potenza per la climatizzazione invernale ed estiva e per il fabbisogno di acqua calda sanitaria, o il blocco semplificato che legge un profilo di carico (potenza) pre calcolato1.
In particolare gli impianti disponibili sono:

- Caldaia (a condensazione o no)
- Cogeneratore con motore a combustione interna o con turbina a gas
- Pompa di calore a compressione
- Macchina frigorifera ad assorbimento a LiBr
- Collettori solari termici (piano o a tubi evacuati)
- Collettore fotovoltaico

[1] Al riguardo si rimanda al paragrafo 2.5 in cui è descritta l'interfaccia realizzata che consente di scegliere fra alcuni profili di carico per edifici con differenti destinazioni d'uso, realizzati nell'ambito delle attività descritte nel rapporto tecnico "Teleriscaldamento di un quartiere nel centro di Roma: analisi e sviluppo della rete termica".

2.2 Estensione modello rete di TLR di ENSim con nuove librerie per l'analisi dettagliata del net metering termico

Durante l'ultima annualità la piattaforma ENSim è stata integrata con nuovi componenti per poter estendere le funzionalità del simulatore già implementate nelle precedenti annualità e valutare con maggiore dettaglio la reale capacità di una rete termica di offrire servizi integrativi come l'immissione di calore da parte utenti connessi in regime di scambio sul posto.
In questa sezione viene descritta l'attività di sviluppo e di integrazione di nuovi componenti al fine di poter estendere e completare le funzionalità del simulatore già implementate nelle precedenti annualità consentendo inoltre lo studio di nuovi schemi di connessione di utenze attive in assetto net metering (ritorno su mandata, mandata su mandata).
Essendo i nuovi servizi offerti dalla rete attiva strettamente dipendenti dal livello termico nel punto di immissione è stato implementato un nuovo modello dettagliato di rete che consente di simulare la perturbazione di temperatura generata nei singoli nodi dalle diverse tipologia di connessione delle utenze attive. Con i nuovi modelli descritti di seguito è possibile valutare con maggiore dettaglio la reale capacità della rete di offrire servizi integrativi come l'immissione di calore da parte di utenze attive connessi in regime di scambio sul posto essendo tali servizi strettamente dipendenti dal livello termico nel punto di immissione.
Per poter effettuare le suddette valutazioni i singoli tratti della condotta di mandata e di ritorno sono stati modellati con una nuova equazione differenziale che ne riproduce il comportamento dinamico nel dominio del tempo (modello di rete con accumulo distribuito) avente come condizione al contorno la temperatura e portata dei fluido termovettore in ingresso e la temperatura del terreno al fine di calcolare anche le dispersioni termiche.
Il modello di rete con accumulo distribuito, rispetto al modello basato sull'accumulo centralizzato della precedente annualità, anche se caratterizzato da una maggiore complessità modellistica consente di valutare localmente gli effetti termici dovuti alla generazione distribuita e quindi una valutazione più realistica dei vantaggi energetici e delle criticità generate dalle utenze attive connesse in regime di scambio sul posto

2.2.1 Sintesi modello rete di TLR con accumulo centralizzato

Il modello della rete di TLR implementata nelle precedenti annualità come descritto nei Report RdS/2013/118 e RdS/2012/078, fornisce la temperatura di ogni nodo utilizzando l'equazione T(x,t) descritta in Tabella 1.

Tabella 1: equazione temperatura di rete – modello stazionario

$T(x,t) = T_a + (T_{0(t)} - T_a)e^{-\frac{2\pi rH}{G\gamma}x}$ [°C]	• x è la distanza che separa il nodo di cui si vuole calcolare la temperatura dal nodo a temperatura nota • dove • G: Portata del fluido del tratto di rete di cui si calcola la temperatura , ipotizzato costante [kg/s] • r: raggio del tubo sezione circolare [m] • H: trasmittanza del tubo [W/m2K] • γ: Calore specifico [J/kgK] • Ta= temperatura del terreno circostante, ipotizzata costante [°C] • T0t: temperatura a inizio rete

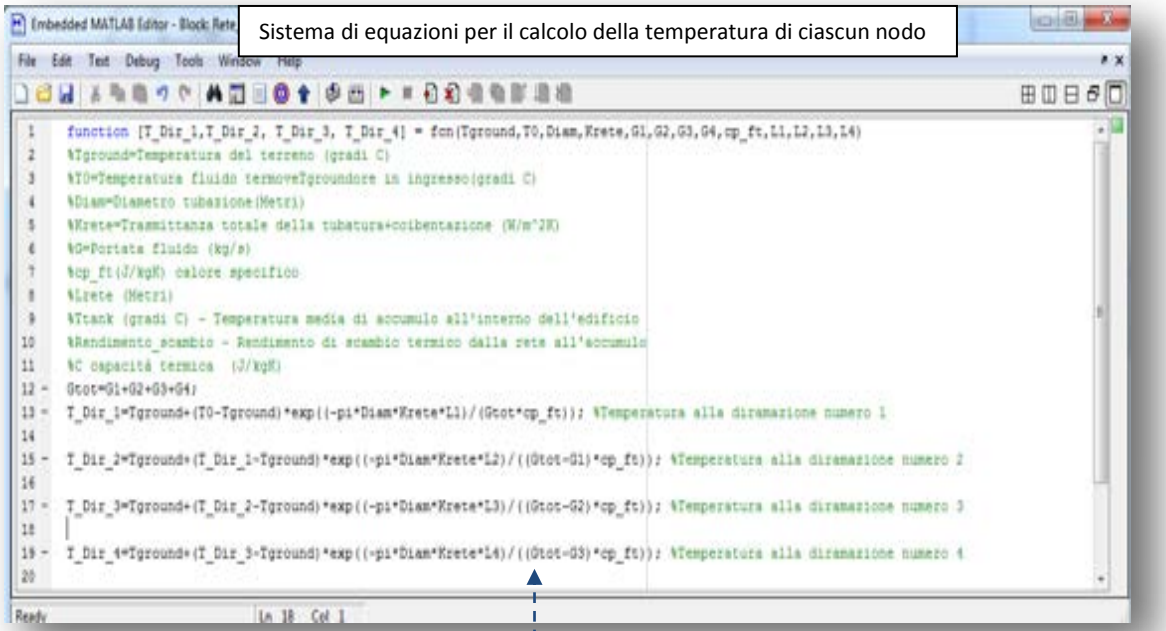
La temperatura a bocca di rete To(t) coincide con la temperatura del accumulo centralizzato contenete un volume d'acqua equivalente a quello contenuto nella rete secondo lo schema riportato in Figura 18.
L'andamento orario della temperatura dell'accumulo ideale $T_{0(t)}$ è data dalla soluzione dell'equazione differenziale riportata in Figura 18; la stessa dipende dall'equilibrio tra la potenza, Pter, fornita dal generatore termico centralizzato , la potenza totale fornita dagli utenti attivi, Psol, il carico termico degli utenti passivi, Qload, e le dispersioni attraverso le pareti dell'accumulo .

Modello Accumulo termico centralizzato

$$CAP * \frac{dT_0 t}{d\tau} = Pter + Qsol - Pload$$ -U*S*(Tamb-T_0)

- T_0: temperatura media dell'accumulo
- Tground: temperatura terreno (cost)
- U: trasmittanza dell'involucro d'accumulo
- S. superficie disperdente dell'accumulo
- Cap: è la capacità termica rete di TLR;
- Pter: potenza fornita dal cogeneratore centrale
- Qsol: potenza complessiva immessa in rete da utente attivi
- Qload: totale carico termico richiesto dagli edifici connessi alla rete di TLR

Sistema di equazioni per il calcolo della temperatura di ciascun nodo



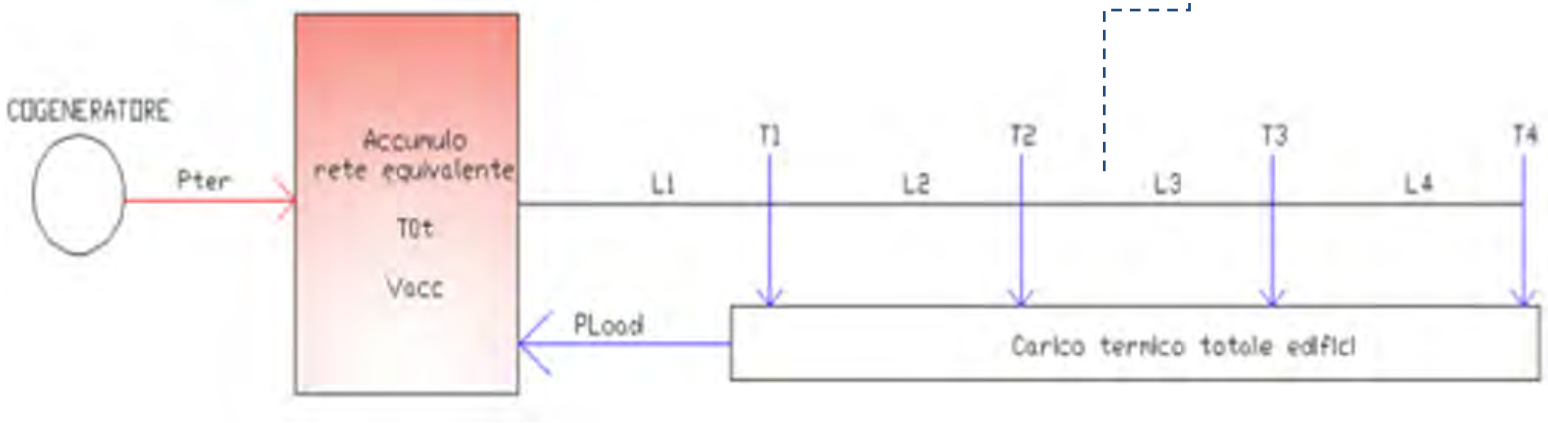


Figura 2: Schema modello rete teleriscaldamento con accumulo centralizzato

L'immissione di potenza termica da parte dell'utente attivo comporta una riduzione o in alcuni casi un'inversione di segno della Qload (quando la potenza immessa dagli utenti attivi supera il carico termico) con il conseguente innalzamento della temperatura dell'accumulo centralizzato (T_{0t}) e quindi di tutta la rete indipendentemente dai punti di immissione.
Quindi, nei casi in cui vengono simulati utenze attive connesse alla condotta di mandata, il modello con accumulo centralizzato non consente una valutazione di come viene perturbato localmente (nel singolo nodo) il profilo termico della rete l'analisi delle criticità connesse.
Per una valutazione più dettagliata del profilo di temperatura di rete e di come lo stesso influenza il comportamento energetico degli utenti connessi si è deciso di ampliare la libreria di ENSim modellizzando il singolo tratto della condotta di mandata e di ritorno con un accumulo distribuito in grado di valutare localmente sia l'effetto dell'inerzia termica della rete sia le perdite di energia per dissipazione.

2.2.2 Nuovo modello di rete termica con accumulo distribuito

Per consentire una più dettagliata analisi delle reti termiche in presenza di utenze attive distribuite è stato implementato un nuovo modulo all'interno della piattaforma ENSim per la modellizzazione del singolo tratto di rete. Il nuovo modello integra nel singolo tratto di rete le funzioni di volano e dispersione termica sostituendo i seguenti modelli implementati nella precedente versione del modello:
-blocco accumulo centralizzato (il cui volume coincide con il totale volume di rete) rappresentato in Figura 18
-blocco calcolo dell'andamento della temperatura di rete in funzione della distanza dall'uscita della centrale e della temperatura dell'accumulo centrale descritto in Tabella 1
In Figura 3 si riporta la nuova schematizzazione del modello di rete con accumulo distribuito. Rispetto alla schematizzazione di Figura 18, il nuovo modello associa ad ogni tratto un suo volume V e quindi una inerzia termica legata alla quantità d'acqua contenuto dallo singolo tratto.

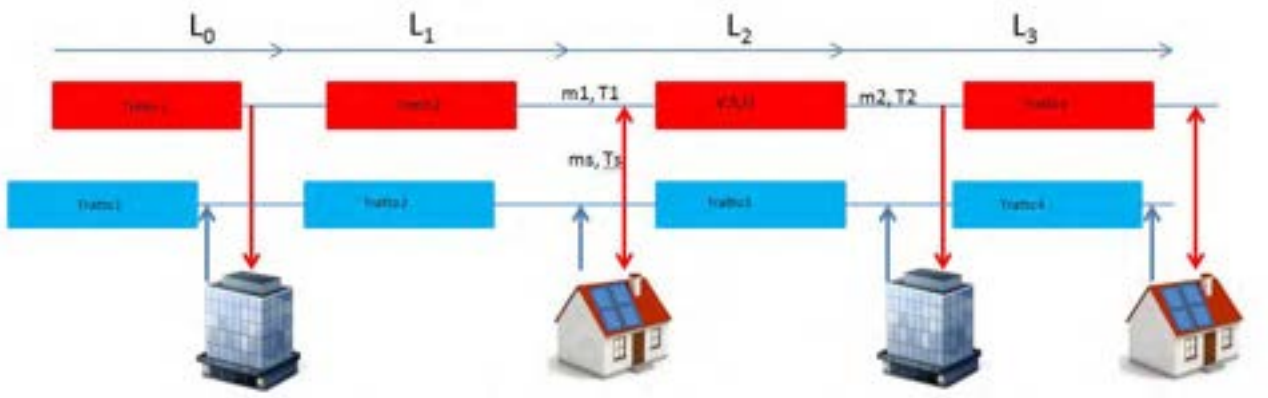


Figura 3: Nuova schematizzazione del modello di rete di teleriscaldamento con modello accumulo distribuito

la modellizzazione di ciascun tratto di rete Ciascun tratto di rete è caratterizzato dai seguenti input
- portata e temperatura del fluido termovettore in ingresso $\dot{m}_1$ e T1
- portata e temperatura dell'eventuale utenza attiva connessa $\dot{m}_s$ e Ts

e fornisce in uscita una portata $\dot{m}_2$ ($\dot{m}_1$ -$\dot{m}_s$) e una temperatura T2 soluzione della seguente equazione differenziale.

$$M * cp * \frac{dT_2}{d\tau} = \dot{m} * cp * (T_1 - T) + \dot{m}_s * cp * (Ts - T) - U * S * (Tt - Tt)$$

$$\frac{dT_2}{d\tau} = \frac{\dot{m} * (T_1 - T)}{V * 1000} + \frac{\dot{m}_s * (Ts - T)}{V * 1000} - \frac{U * S * (T - Tt)}{V * cp * 1000} \quad \textbf{(1)}$$

Dove

- M : massa del contenuto d'acqua contenuto nel tratto di rete simulato
- Cp: calore specifico dell'acqua (stato liquido)
- V: volume d'acqua contenuto nel tratto di rete simulato
- $\dot{m}$: portata d'acqua in ingresso al tratto di rete simulato
- $\dot{m}_s$: portata d'acqua immessa sul ramo di mandata dalla sottostazione bidirezionale d'utente (connessione attiva "ritorno su mandata")
- Ts: temperatura del fluido termovettore immesso nel tratto di rete dalla sottostazione attiva d'utente
- U: trasmittanza termica del tratto di rete simulata
- S: superficie disperdente del tratto di tubo simulato
- T: temperatura dell'acqua valutata a fine tratto
- Tt: temperatura del terreno esterno (stimato costante e pari a 15 °C)

La soluzione dell'equazione differenziale (1) fornisce l'andamento nel dominio del tempo della temperatura in corrispondenza della fine di ogni tratto in cui viene suddivisa la rete termica simulata sia per la condotta di mandata sia per quella di ritorno.
Il modello calcola la portata in uscita da ogni tratto di rete, m2, conoscendo la portata di ingresso al nodo di derivazione, m1, e la portata derivata o immessa dall'utente, m2

- se nel nodo è presente un utente passivo m2 = m1-ms
- se ne nodo è presente un utente attivo: m2 = m1+ms

In Figura 4 si riporta il blocco emebedded Function di Simulink utilizzata per implementare il modello del singolo tratto di rete.

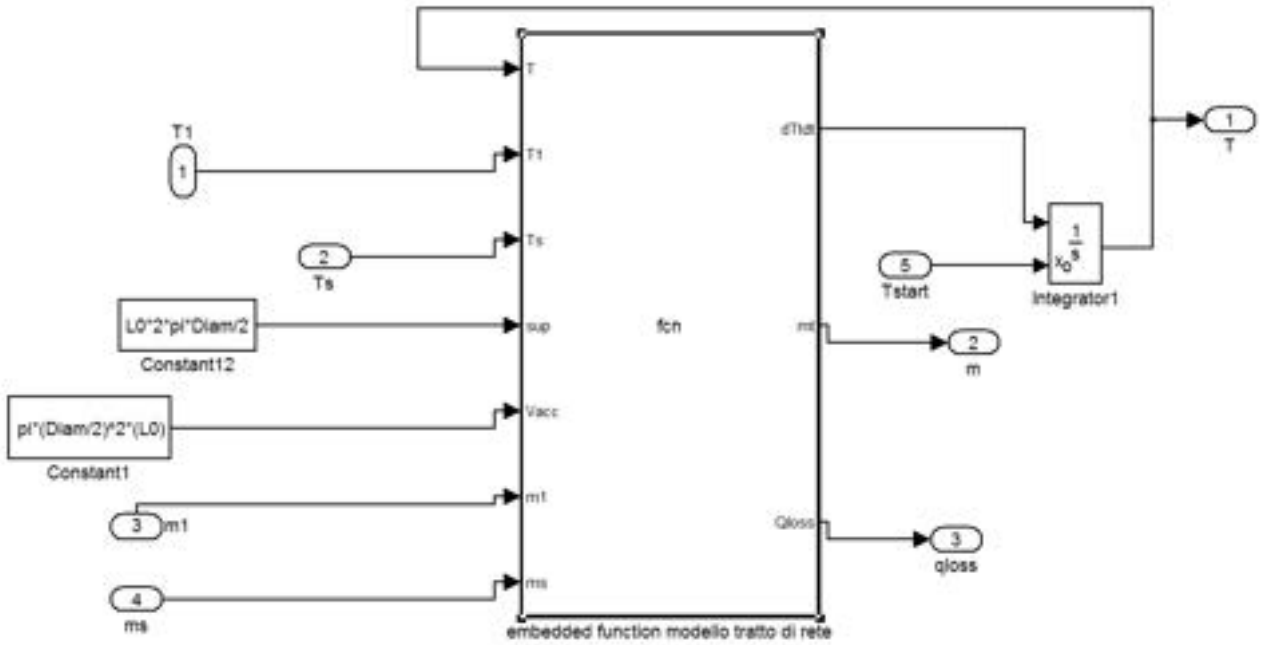


Figura 4: modello Simulink del tratto di rete termica con funzione di accumulo distribuito

Nel blocco embedded function di Figura 5 è stato implementato il codice riportato in Tabella 2 e in Tabella 3 rispettivamente per la rete di mandata e la rete di ritorno.

Tabella 2: modello Simulink tratto condotta di mandata con funzione di accumulo

```
function [dTtdt,mt] = fcn(T,T1,Ts,Ktr,sup,Vacc,cp_h,m1,ms)

if ms >=0 (Portata d'utente positiva carico passivo, portata prelevata dalla
rete)

dTdt=(m1*(T1-T)/(Vacc*1000))-(Ktr*(sup/Vacc)*(T-Tground)/(cp*1000))

else (inversione di portata -portata solare immessa in rete)

dTdt=(m1*(T1-T)/(Vacc*1000))+(ms*(Ts-T)/(Vacc*1000))-(Ktr*(sup/Vacc)*(T-
Tground)/(cp*1000))

end
mt=m1-ms (portata in uscita dal tratto di rete)
```

Tabella 3: modello Simulink tratto condotta di ritorno con funzione di accumulo

```
function [dTtdt,mt] = fcn(T,T1,Ts,KTRA,sup,Vacc,cp,m1,ms)

if ms>0

dTdt=(m1*(T1-T)/(Vacc*1000))+(ms*(Ts-T)/(Vacc*1000))-(Ktr*(sup/Vacc)*(Tt-
Tground)/(cp_h*1000))

else

dTtdt=(m1*(T1-Tt)/(Vacc*1000))-(Ktr*(sup/Vacc)*(Tt-Tground)/(cp*1000))

end
m2=m1+ms (portata in uscita dal tratto di rete)
```

Si riportano di seguito i parametri e le variabili riportate nelle equazioni di Tabella 2 e Tabella 3 e la corrispondente schematizzazione dei modelli in Figura 5 Figura 6

- Tt: temperatura tratto
- Vacc= π*(D/2)^2*L0 - Volume del tratto di rete simulato [m3]
- Sup=L0*2*π*D/2 – superficie disperdente del tubo [m2]
- Tground: temperatura del terreno, considerata fissa e pari a 15°C
- Ktr= trasmittanza parete tubazione [kW/mqK]

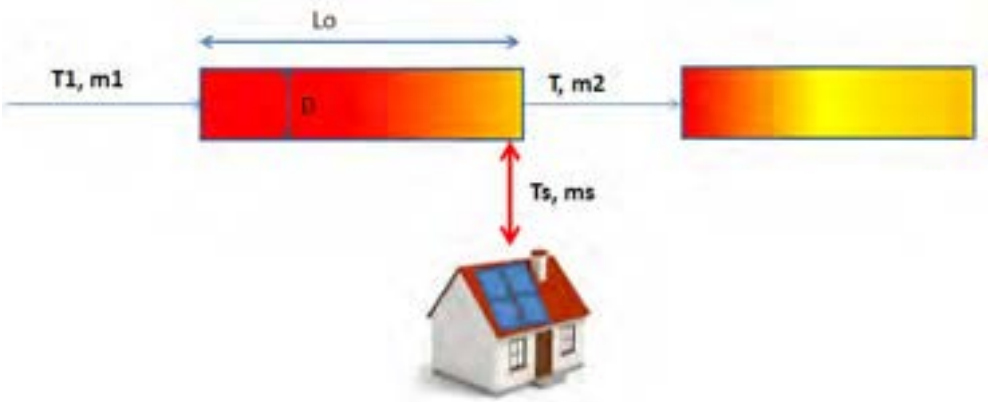


Figura 5: schematizzazione tratti di rete con input, output e parametri geometrici. Modalità immissione ritorno su mandata

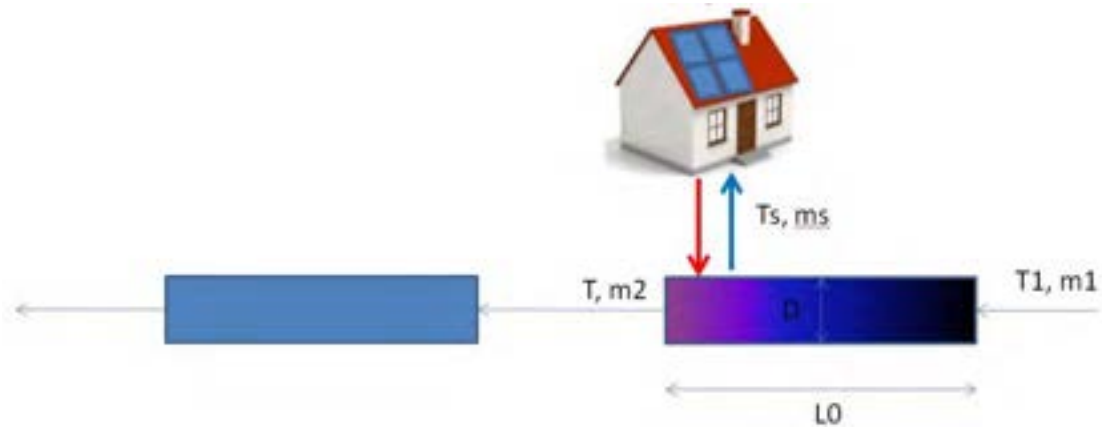


Figura 6: schematizzazione tratti di rete con input, output e parametri geometrici. Modalità immissione mandata su mandata

Il nuovo modello di rete, rispetto alla versione dell'annualità precedente, consente di valutare puntualmente, in ciascun nodo di derivazione, l'influenza dell'immissione di potenza termica prodotta in eccesso dalle utenze attive distribuite sia in termini di perturbazione della temperatura di rete sia in termini di portata del fluido termovettore.
L'integrazione nella piattaforma ENsim dei nuovi blocchi con accumulo distribuito avvicina il modello matematico al modello reale di rete termica consentendo di valutare l'influenza esercitata sull'energia scambiata tra utenza attiva e rete in presenza di eventuale perturbazione dei profili di temperatura o di portata dovute alla presenza di più utenti attivi nella stessa condotta.

2.2.3 Confronto modello rete di TLR: accumulo distribuito – accumulo centralizzato

Per verificare se con il nuovo modello di rete si possa valutare anche la variazione di temperatura lungo i singoli tratti di rete causata dalla dispersione termica, si riporta di seguito un confronto effettuato tra i due metodi di calcolo (centralizzato e distribuito) applicati ad una semplice rete "prova" gestita in assetto passivo le cui caratteristiche sono riportate in Tabella 4.
In Figura 7 si riporta lo schema a blocchi Simulink composto per poter confrontare le temperature di rete simulate con il nuovo modello distribuito e il modello ad accumulo concentrato della precedente annualità.
Si può osservare come il modello di rete con accumulo distribuito (dentro il tratteggio rosso) sia costituito dall'integrazione dei singoli blocchi base (libreria di ENSim) che simulano il comportamento termico di ogni tratto di rete.
L'obbiettivo del confronto non è quello di verificare la dinamica dell'accumulo distribuito rispetto all'accumulo concentrato, ma valutare la distribuzione delle temperature di rete a transitorio estinto. Per tale motivo il confronto viene effettuato imponendo una temperatura del fluidi termovettore in ingresso alla rete per calcolarne le variazioni dovuta alle dispersioni lungo i singoli tratti.
In particolare di seguito si confrontano i risultati di simulazione della temperatura dei nodi di rete calcolata rispettivamente con l'equazione del modello stazionario di Tabella 1 (utilizzata dal modello accumulo concentrato) e con l'equazione differenziale di Tabella 2 (utilizzata dal modello accumulo distribuito); la temperatura dei nodi calcolata con l'equazione differenziale del modello distribuito è caratterizzata da un transitorio iniziale in quanto la stessa equazione tiene conto dell'inerzia termica del singolo tratto di rete.

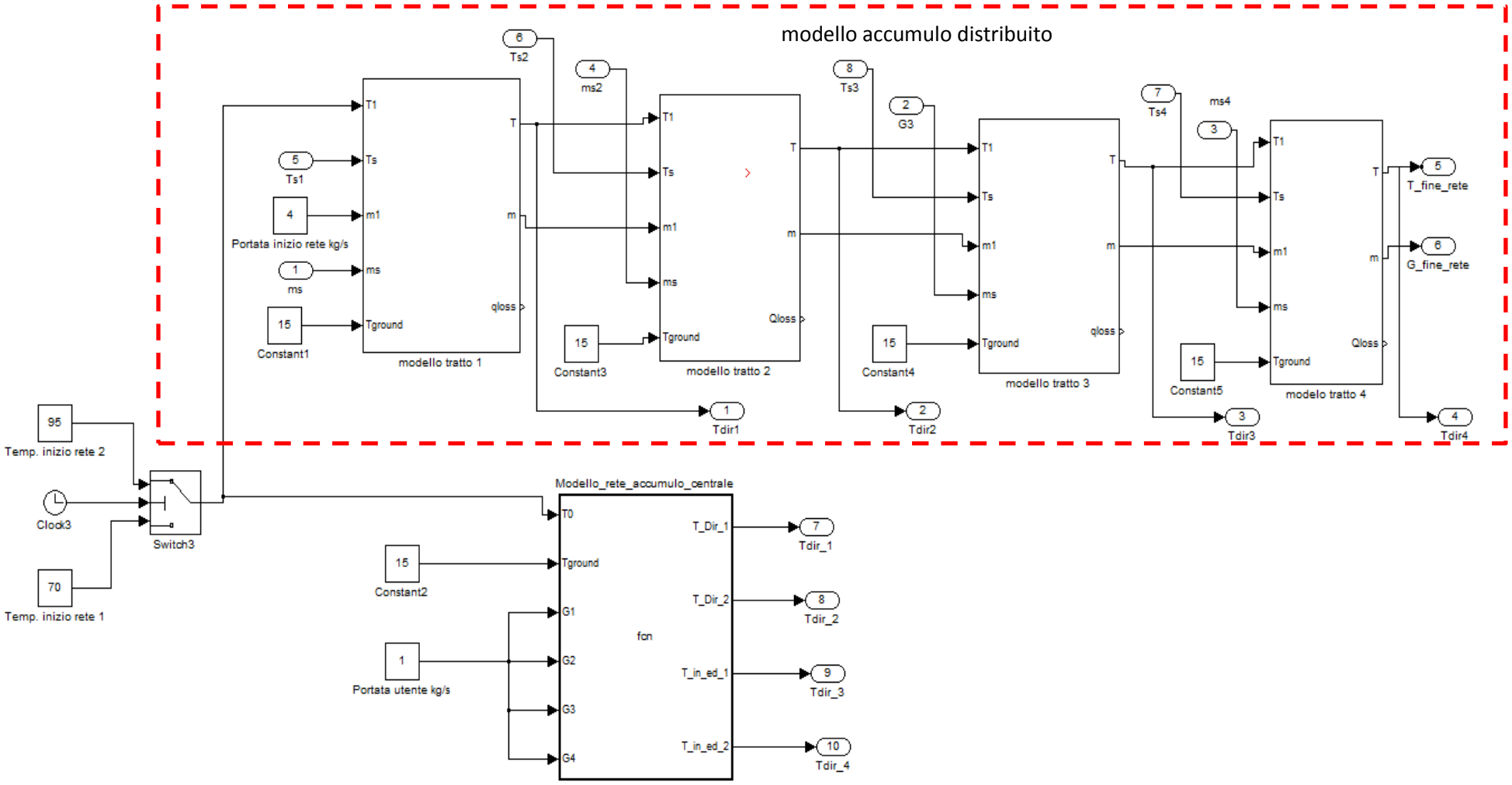


Figura 7: Schema Simulink con connessione dei singoli tratti della rete prova simulata: condotta di mandata

Si riporta di seguito la schematizzazione della rete prova corrispondente allo schema Simulink di Figura 8 e alle equazioni Tabella 1 e di Tabella 2

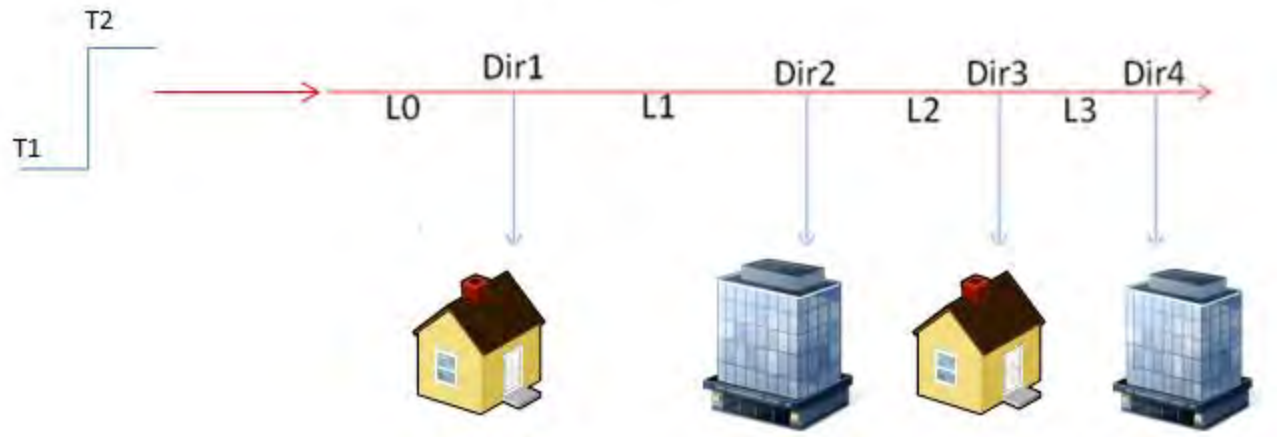


Figura 8. Schema rete TLR prova con variazione a gradino della temperatura in ingresso - modello accumulo centralizzato)

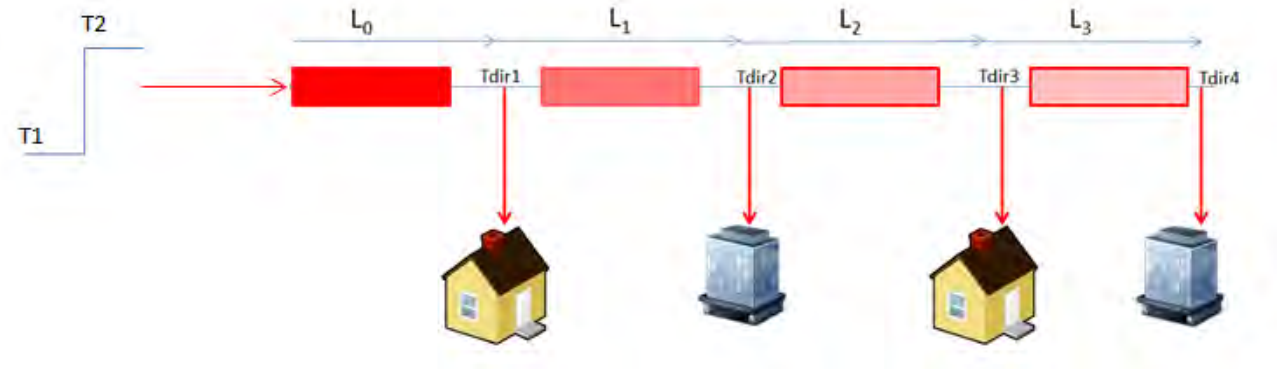


Figura 9: Schema rete TLR prova con variazione a gradino della temperatura in ingresso - modello accumulo distribuito

Entrambi i modelli vengono inizializzati con lo stesso file di configurazione riportato nella seguente tabella

Tabella 4: caratteristiche rete prova

```
%Configurazione rete

Tground=15; %Temperatura del terreno (gradi C)
Diam=0.25; %Diam=Diametro tubazione(Metri)

Krete= 0.3; % W/(m2*K) trasmittanza dorsale rete termica

%Configurazione topologia di rete
L0=1000; % metri,
L1=1500; % metri
L2=500; % metri,
L3=500; % metri,
```

Per semplicità si assume che le portate assorbite dai singoli edifici siano uguali e pari a 1 kg/s

ms1 =ms2=ms3=ms4 = 1 kg/s

Al fine di evidenziare le eventuali differenze tra i risultati sono stati impostati elevati valori delle lunghezze dei singoli tratti di rete riportati in Tabella 4.
Il confronto è stato effettuato fissando un profilo di temperatura in ingresso ai due modelli di rete con una variazione a scalino da 70 °C a 95°C. I risultati della simulazione sono riportati per il nodo Dir1 e nodo Dir 2 in Figura 10 e in Figura 11.

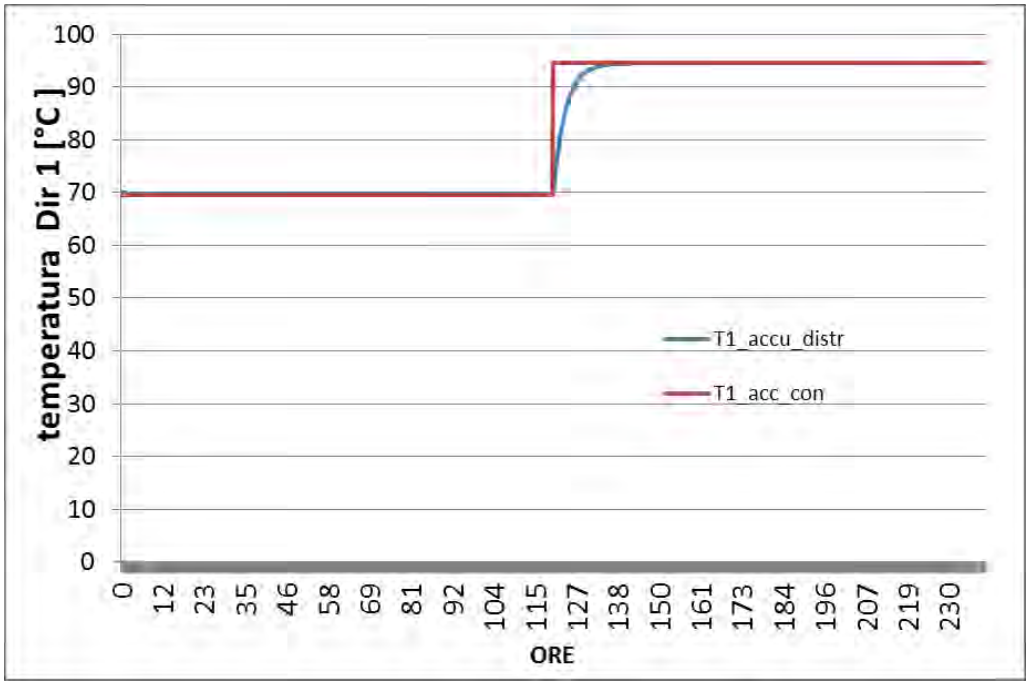


Figura 10: andamento della temperatura al nodo 1 (Tdir1) della rete prova con modello accumulo concentrato (T1_acc_con) e con modello accumulo distribuito (T1_accu_dis)

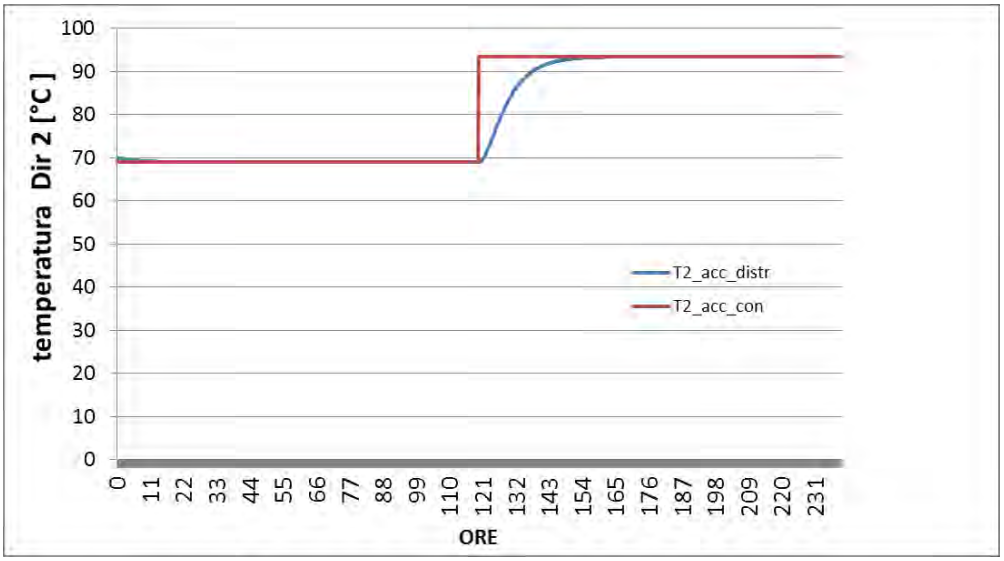


Figura 11: andamento della temperatura al nodo 2 (Tdir2) della rete prova con modello accumulo concentrato (T2_acc_con) e con modello accumulo distribuito(T2_acc_distr)

Come si evince dagli andamenti di Figura 10 e di Figura 11, con il modello stazionario dell'accumulo concentrato la temperatura dei due nodi si adatta istantaneamente alla variazione a gradino (in questo esempio si simula la rete senza l'accumulo centrale), mentre con l'accumulo distribuito la temperatura

delle due diramazioni di rete, Tdir1 e Tdir2, varia con un transitorio che dipende dalla portata e dal volume d'acqua contenuto nel relativo tratto di dorsale.
La coincidenza delle temperature valutate con i due modelli in diversi nodi della rete conferma la possibilità di utilizzare il modello con accumulo distribuito anche per il calcolo delle perdite spaziali dovute alle dispersioni verso il terreno.

2.2.4 Applicazione del modello "accumulo distribuito" alla rete termica con utenti attivi

Al fine di verificare il comportamento della rete in presenza di utenti attivi è stata simulata la stessa rete prova di del paragrafo precedente con l'immissione di potenza termica da parte dell'utenza presente in corrispondenza della diramazione "Dir1" con le seguenti caratteristiche:

- temperatura di immissione 90°C
- portata di immissione in rete: 2 kg/s
- tipologia di immissione "ritorno su mandata" (schemi dettagliati relativi a tele tipologia sono riportati nei successivi paragrafi)
- tipo di sorgente: microcogeneratore installato a piè di stabile d'utente
- durata di immissione: 24 ore

Quest'ultima analisi non viene effettuata con il modello di rete implementato nella precedente annualità in quanto lo stesso prevede l'immissione di potenza termica da parte delle sorgenti distribuite all'accumulo ideale centralizzato e non al tratto di rete dove è presente il nodo di connessione dell'utenza (vedi schema di Figura 5).
Per valutare meglio gli effetti termici locali generati dall'immissione in rete, è stata imposta una temperatura costante a inizio rete pari a 85°C.
I risultati di simulazione, riportati nella seguente Figura 12, mostrano la perturbazione locale della temperatura nella direttrice di mandata in corrispondenza dei due nodi della rete, Dir1 e Dir2.
Il grafico di Figura 12 mostra oltre alla dinamica con cui si innalza la temperatura del nodo attivo anche come la stessa perturbazione si ripercuote nel nodo Dir2; l'innalzamento della temperatura del nodo 2 ne potrebbe causare una potenziale limitazione della capacità di immissione nel caso di connessione attiva in particolare nei casi di solari termici la cui producibilità dipende dalla temperatura di lavoro.

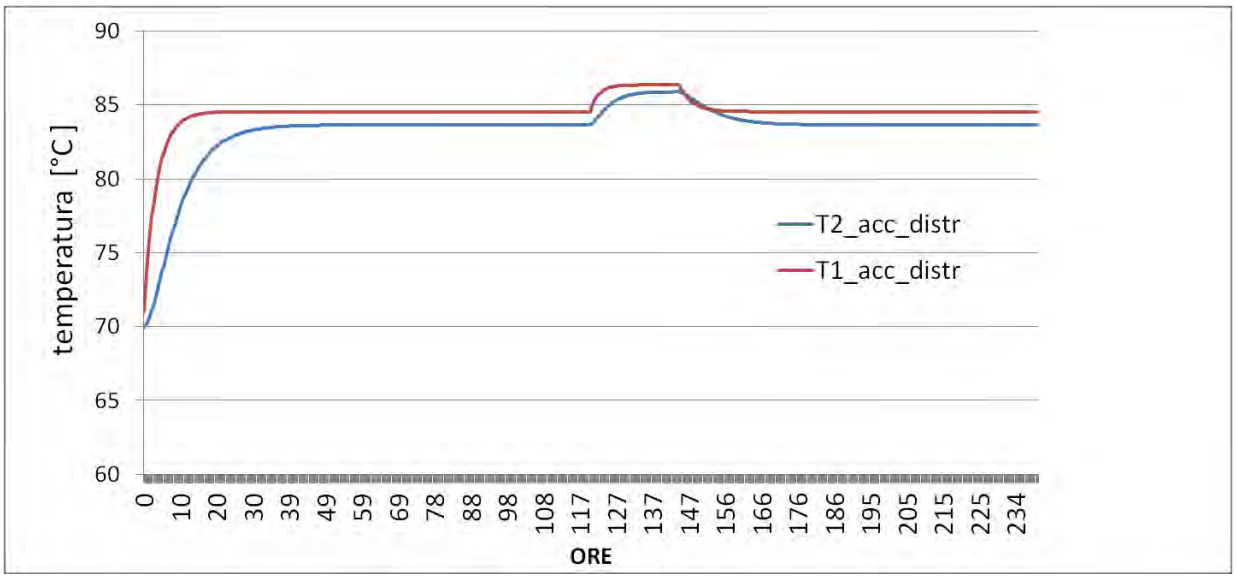


Figura 12: Andamento della temperatura della condotta di mandata al nodo Dir1 in presenza di immissione di potenza da utente attivo allacciato al nodo Dir1 : confronto modello accumulo concentrato (– accumulo distribuito

Questo ultimo aspetto è stato ampiamente analizzato nei paragrafi seguenti, applicando il modello ad una generica rete con più utenti attivi e nell'analisi svolta descritta nel Report RdS/PAR2014/015, dove viene ipotizzata la trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo.

2.2.5 Modello connessione utenze attive in modalità ritorno su mandata

Lo schema di sottostazione bidirezionale elaborato nella precedente annualità (RdS/PAR2013/054) è stato riadattato al nuovo modello di rete con accumulo distribuito in modo che sia possibile valutare localmente in ciascun nodo della rete l'effetto termico generato dall'immissione di potenza da parte di una utenza attiva con proprio campo solare connesso in regime di net metering secondo lo schema "ritorno su mandata" riportato in
Figura 13.
La tipologia di sottostazione modellata e descritta di seguito inverte la portata del fluido termovettore in ingresso alla sottostazione in modo da consentire l'immissione di potenza nella dorsale di mandata quando il livello di temperatura raggiunto dall'accumulo solare supera la temperatura della dorsale di mandata nel nodo di immissione.
Per gestire l'inversione della potenza in sottostazione è stato adattato il sistema di controllo già implemntato nell'annualità precedente e descritto nel report ENEA RdS/PAR2013/054.
Con riferimento allo schema impiantistico di Figura 13, il modello di connessione "ritorno su mandata" prevede l'azionamento della pompa P1 installata sul lato primario dello scambiatore per invertire la portata in ingresso; la pompa P1 deve essere dimensionata per vincere la prevalenza della dorsale di mandata in modo da assicurare l'inversione della portata quando vi sono le condizioni termiche (temperatura accumulo solare superiore di 2°C alla temperatura della condotta d mandata) .
L'inversione della portata lato rete obbliga il contemporaneo azionamento della pompa P3 installata sul lato utenza dello scambiatore bidirezionale come riportato nello schema di Figura 13,
Risulta comunque necessaria sia una verifica in fase di progettazione sia un sistema di gestione centrale che eviti sbilanciamenti di rete generati dall' eccessiva portata immessa dalle utenze attive che potrebbero causare l'inversione della portata nelle dorsali di mandata e ritorno con conseguenti criticità nella gestione della rete.
La piattaforma ENSim, pur verificando l'eventuale inversione di portata del fluido termovettore nei singoli tratti delle dorsali non può verificare la corretta progettazione delle pompe di circolazione non essendo implementati algoritmi per il calcolo idraulico.

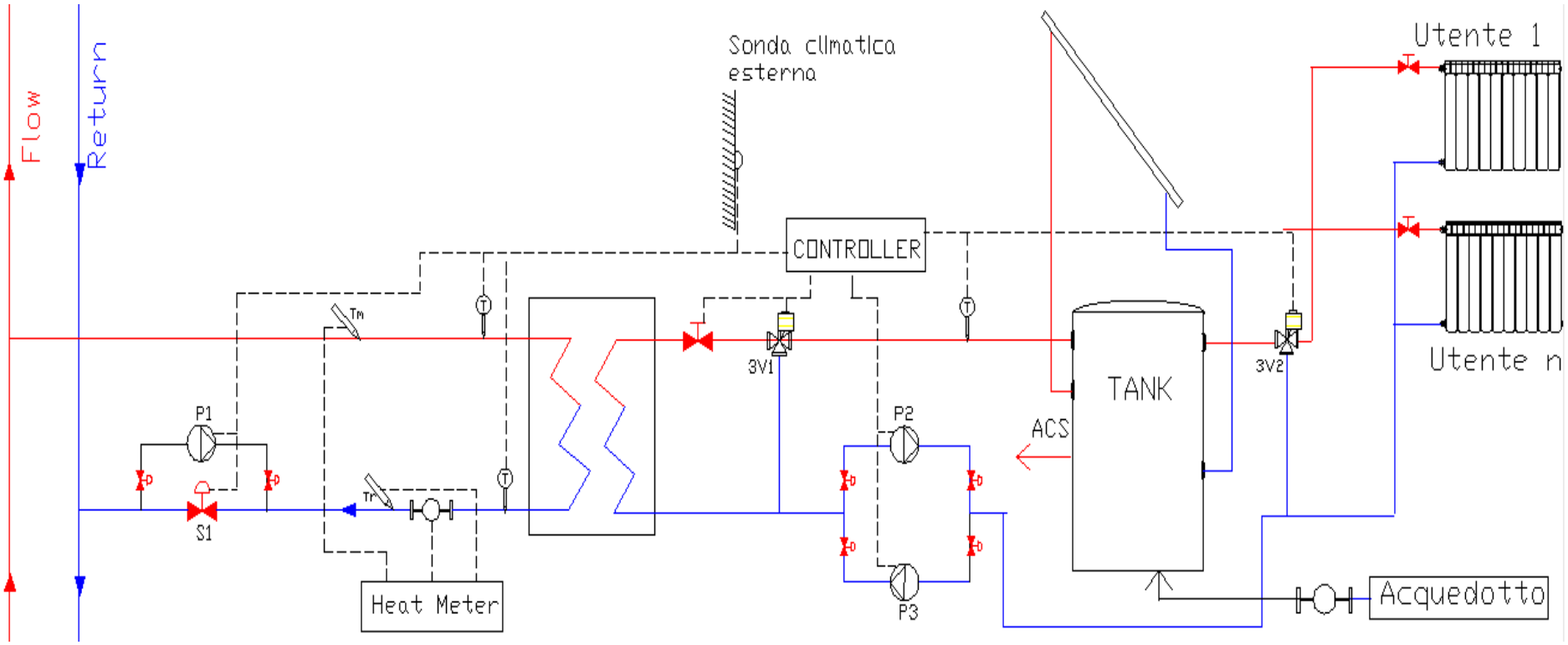


Figura 13: schema sottostazione bidirezionale per utente attivo con solare termico – tipologia di immissione ritorno su mandata con singolo scambiatore

Si riportano in Figura 14 e in Figura 15 gli schemi di connessione della sottostazione bidirezionale rispettivamente in assetto di funzionamento passivo in assetto di funzionamento attivo.
In particolare l'assetto passivo della sottostazione bidirezionale schematizzato in Figura 14 prevede la seguente modalità di funzionamento:

- pompa P1 spenta
- valvola S1 aperta
- pompa P2 spenta
- pompa P3 lato utente: azionata a portata costante
- Valvola tre vie 3V1: regolata dal controllore implemntato in Simulink per mantenere la temperatura dell'accumulo d'utente uguale alla temperatura di set point fornita dalla curva climatica in accordo alla Norma UNI 8364-2:2007

In assetto passivo la sottostazione è gestita a portata variabile e salto termico costante; un PID regola la valvola "S1" di Figura 13 riducendo al portata, G, della sottostazione quando il carico utente si riduce fino ad annullarla. In questo modo si limita l'innalzamento della temperatura nel ramo di ritorno facendo lavorare in condizioni più efficienti l'impianto di generazione centralizzato.
L'algoritmo di gestione della portata lato rete è stato validato e calibrato grazie al monitoraggio di una sottostazione reale come descritto nei paragrafi successivi.
L'assetto attivo della sottostazione bidirezionale riportato in Figura 15 prevede la seguente modalità di funzionamento implementato in Simulink:

- pompa P1 azionata a portata costante; l'assetto attivo prevede un funzionamento a portata costante e un salto termico variabile tra la temperatura di ingresso e di immissione in rete variabile
- valvola S1 chiusa
- pompa P2 accesa a portata costante
- pompa P3 spenta
- valvola a tre via 3V1 totalmente aperta per consentire l'immissione di potenza solare in rete

Nell'assetto passivo l'impianto solare integra la potenza prelevata dalla rete per coprire parte del carico termico per riscaldamento e ACS, non invertendo il flusso di potenza verso rete in quanto essendo installato in copertura dello stesso edificio la potenza generata durante la stagione invernale e una percentuale ridotta rispetto al carico dell'edificio [1].
Durante il funzionamento estivo la sottostazione l'impianto solare fornisce la potenza per coprire il 100% dell'ACS e immette in rete il surplus della potenza prodotta commutando nell'assetto passivo di Figura 15
La portata delle pompe P1 (immissione in rete) e della pompa P2 (lato utente) è fissa, calcolata come indicato di seguito in funzione del salto termico nominale e della potenza solare prodotta in condizioni di progetto:

Portata Pompa P1 : $\mathrm{Gsol_{rete}} = \frac{P_{nom_sol} * \eta_{sc}}{cp * \Delta T_rete}$

Portata pompa P3: $\mathrm{Gsol_{ute}} = \frac{P_{nom_sol}}{cp * \Delta T_ute}$

Dove si indica con

- Pnon_sol: potenza termica nominale generata dal campo solare cosrripsondente ad una radiazione incidente pari a 800 W/mq*K
- η_{sc}: rendimento termico accumulo e scambiatore (0,95)
- cp: calore specifico fluido termovettore (4.186 kJ/kgK)
- ΔT_{rete}: salto termico nominale tra condotta di mandata e condotta di ritorno (es. 20°C)
- ΔT_{ute}: salto termico nominale circuito solare lato utente (es. 10°C)

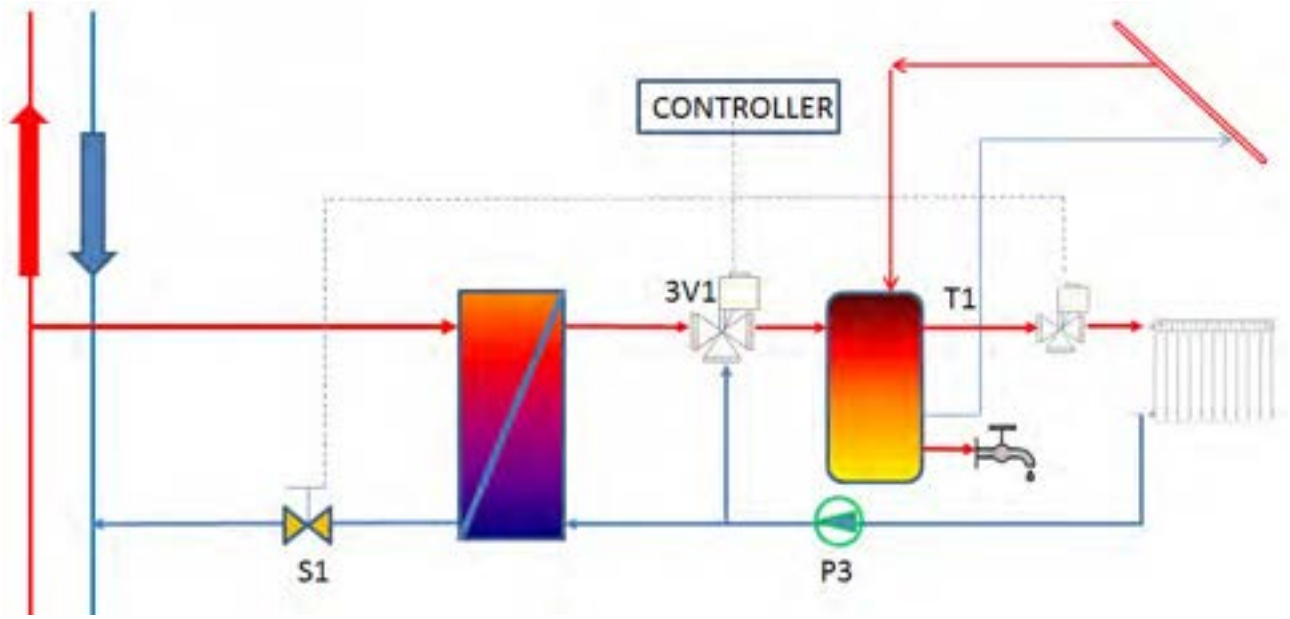


Figura 14: Schema assetto passivo – funzionamento invernale, produzione solare totalmente autoconsumata

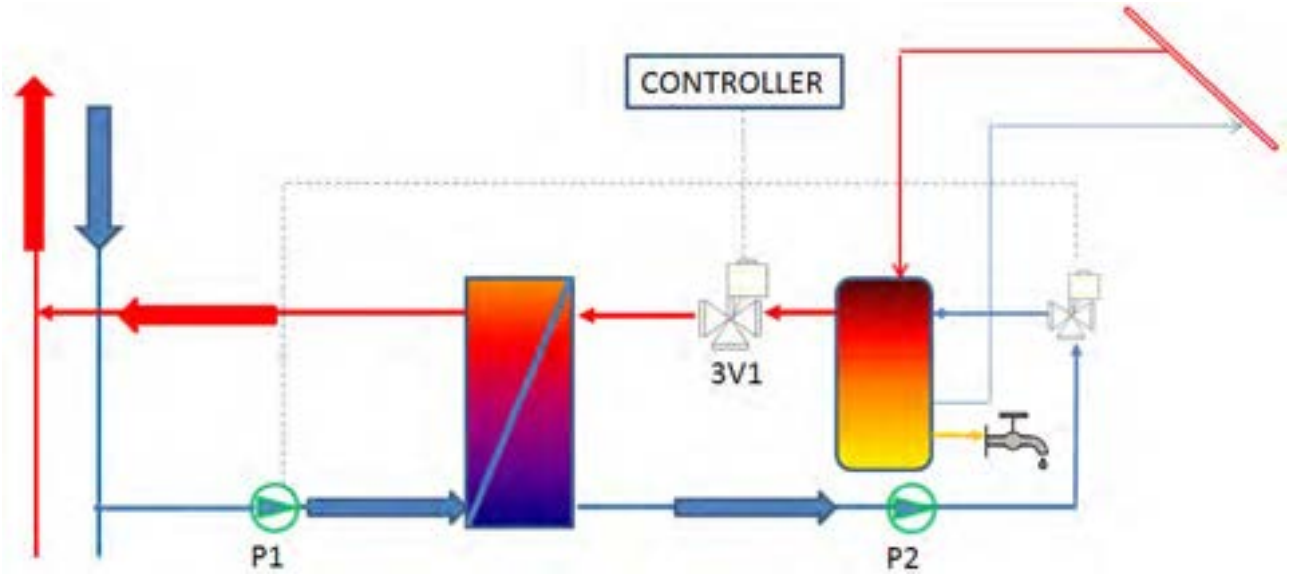


Figura 15; : Schema assetto attivo – funzionamento estivo, fabbisogno termico per ACS fornito dal campo solare, eccesso di produzione immesso un rete

L'immissione in rete con sottostazione d'utente bidirezionale ha il vantaggio di connettere l'impiato di generazione in modalità net metring termico senza dover installare un secondo scambiatore e una nuova connessione alla rete.

La scelta di utilizzare lo stesso scambiatore per connettere l'utenza attiva alla rete riduce i costi di adeguamento della sottostazione esistente rispetto all'utilizzo di uno scambiatore e un circuito idraulico dedicato all'immissione in rete descritta al paragrafo successivo.

Un dettaglio maggiore sui costi di installazione e sugli schemi progettuali di una sottostazione bidirezionale con impianto solare d'utente è riportato nel Report RdS/PAR2014/019 redatto in questa annualità in collaborazione con l'Università di Bologna. Nello stesso report vengono studiate diverse soluzioni progettuali che consentono di convertire una sottostazione d'utente esistente in utenza attiva per immettere potenza termica in rete in regime di net metering da diverse sorgenti locali.

Nello schema a blocchi di Figura 16 è riportato il modello Simulink per la selezione della temperature in ingresso alla sottostazione bidirezionale.
In particolare per il lato rete il blocco "switch2" seleziona la temperatura della condotta di mandata quando la sottostazione funziona in assetto passivo, prelevando invece la temperatura del ramo di ritorno nel funzionamento attivo.
Il blocco "switch1" seleziona la temperatura in ingresso allo scambiatore lato utente secondo gli schemi di Figura 14 e di Figura 15; nel funzionamento passivo la temperatura in ingresso allo scambiatore coincide con la quella di ritorno dall'impianto di distribuzione mentre nel funzionamento attivo la temperatura in ingresso allo scambiatore è quella dell'accumulo.

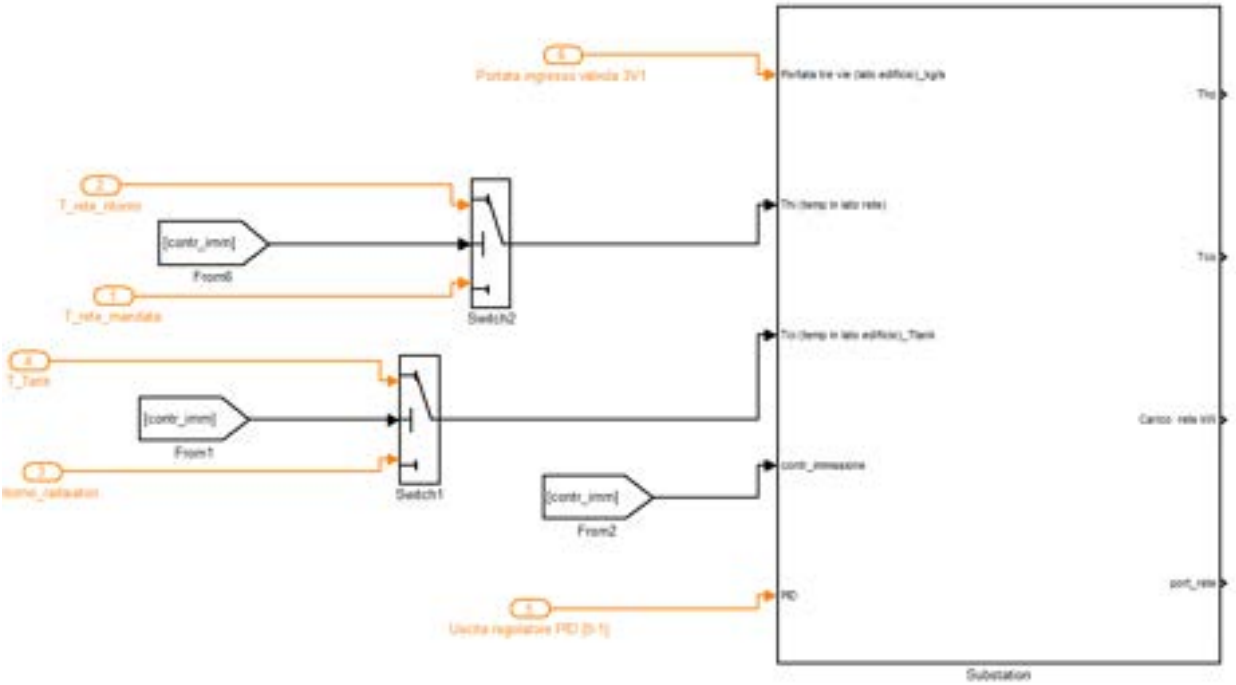


Figura 16: Modello simulink per l'inversione della portata in ingresso alla sottostazione attiva

2.2.6 Modello sottostazione bidirezionale connesso in modalità" mandata su mandata" alla rete di TLR

La modalità di connessione di una utenza attiva del tipo "mandata su mandata" viene effettuata per mezzo di un secondo scambiatore installato in sottostazione e dedicato esclusivamente all'immissione di potenza in rete.
Il circuito primario del secondo scambiatore e connesso in serie alla condotta di mandata come mostrato nello schema di Figura 17 , inducendo elevate temperature di funzionamento con conseguente perdita di efficienza dei collettori solari connessi alla rete.
Infatti come si può osservare dalla curva di produzione del collettore solare, riportata in Figura 115 dell'appendice A1, l'innalzamento della temperatura media dell'assorbitore da 40°C a 80 °C comporta una riduzione della potenza prodotta di circa il 22% (irraggiamento 700W/mq).
La modalità di connessione "mandata su mandata" genera criticità legate al possibile innalzamento della temperatura di funzionamento ma d'altra parte semplifica la gestione idraulica della rete in quanto non ne modifica la portata.

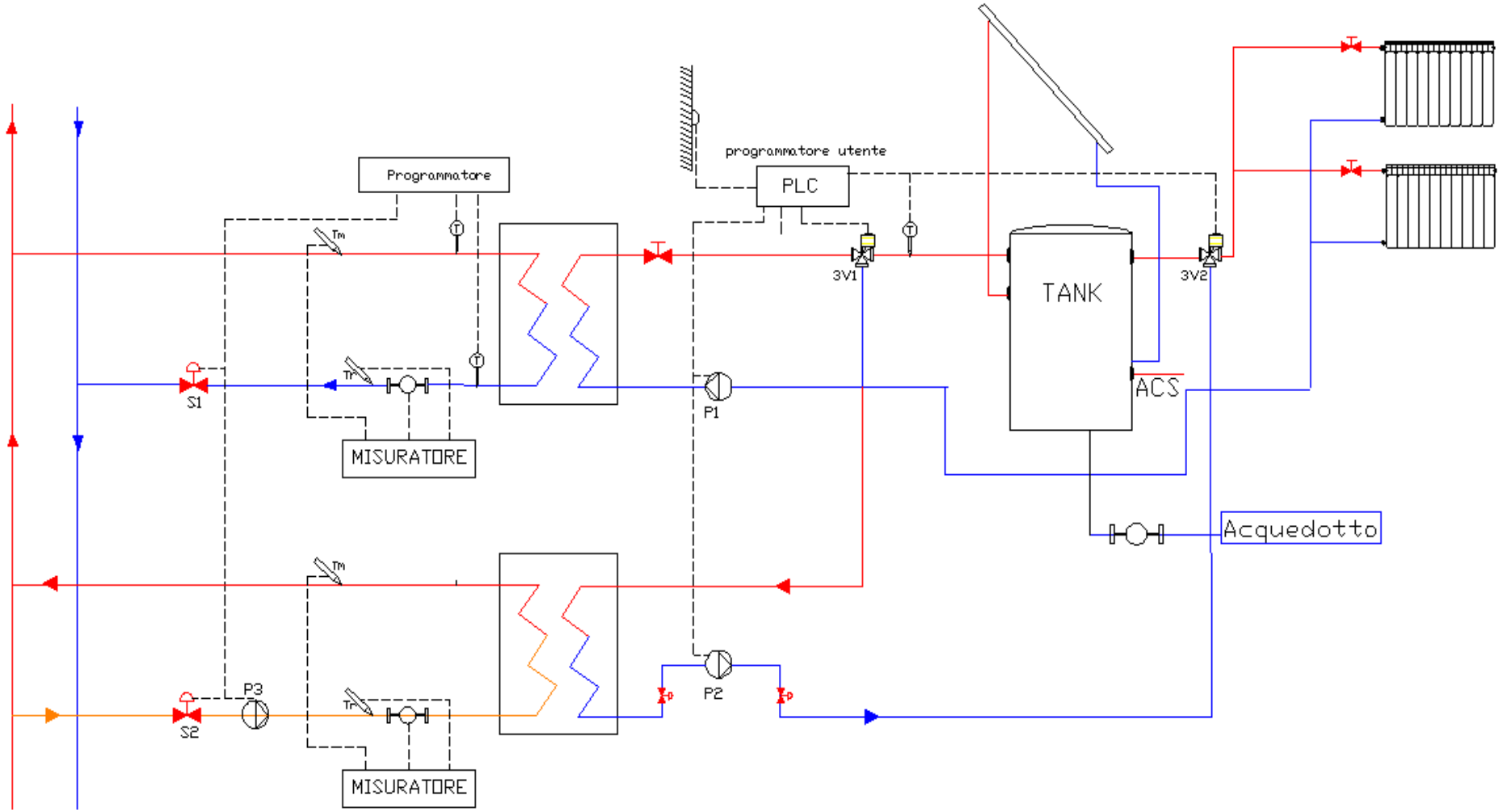


Figura 17: schema sottostazione attiva con scambiatore per l'immissione in rete in modalità "mandata su mandata"

Il layout di Figura 17 è stato implementato nella piattaforma ENSim per consentire di studiare e simulare reti di teleriscaldamento con utenze attive connesse in regime di net metering termico in modalità mandata su mandata.
Si riportano in Figura 18 e in Figura 19 gli schemi di connessione della sottostazione bidirezionale rispettivamente in assetto di funzionamento passivo in assetto di funzionamento attivo.
In particolare l'assetto passivo della sottostazione bidirezionale schematizzato in Figura 18 prevede la seguente modalità di funzionamento:

- pompa P3 spenta
- valvola S2 chiusa
- pompa P2 spenta
- pompa P1 lato utente: azionata a portata costante
- Valvola tre vie 3V1: regolata dal controllore implemntato in Simulink per mantenere la temperatura dell'accumulo d'utente uguale alla temperatura di set point fornita dalla curva climatica in accordo alla Norma UNI 8364-2:2007

L'assetto attivo della sottostazione bidirezionale riportato in Figura 19 prevede la seguente modalità di funzionamento implementato in Simulink:

- pompa P3 azionata a portata costante:
- valvola S1 chiusa
- valvola S2 aperta
- pompa P2 accesa a portata costante
- pompa P1 spenta
- valvola a tre via 3V1 chiusa e totalmente deviata verso lo scambiatore attivo per consentire l'immissione di potenza solare in rete

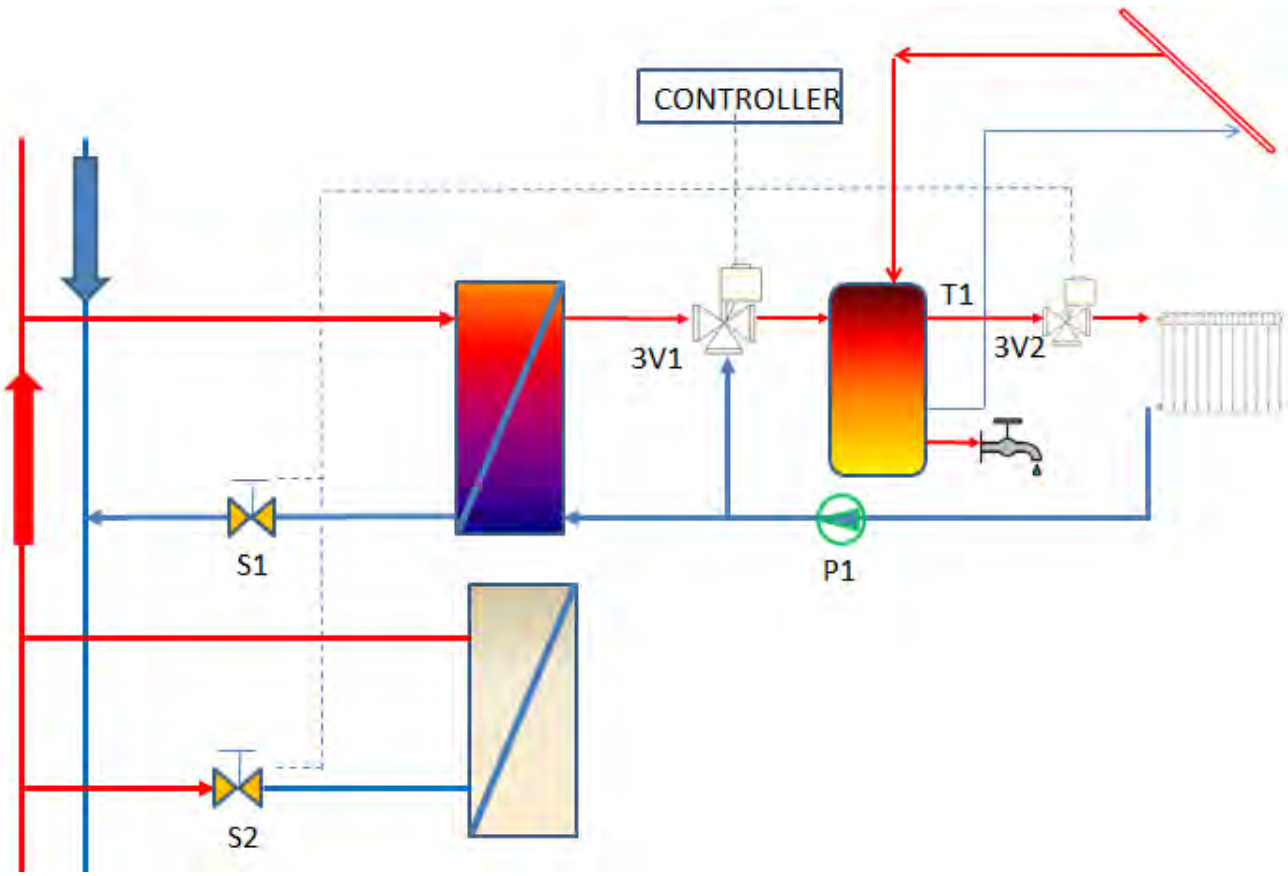


Figura 18: schema sottostazione bidirezionale con scambiatore dedicato: Assetto invernale

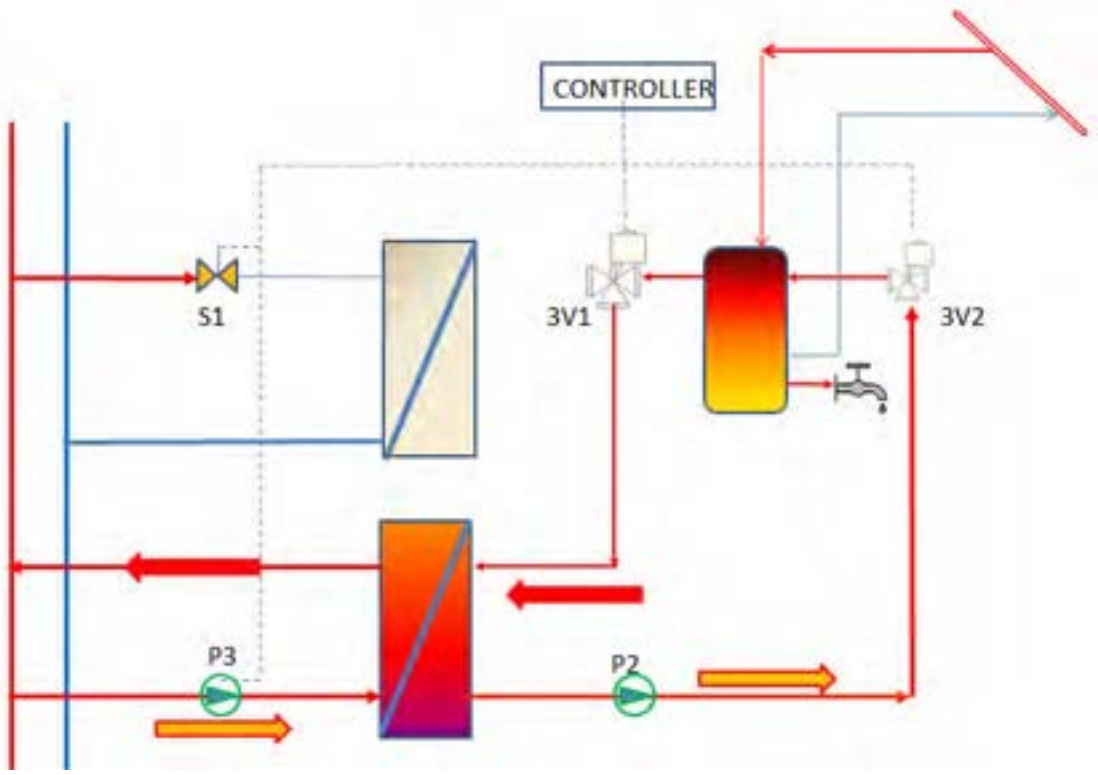


Figura 19: schema sottostazione bidirezionale con scambiatore dedicato: Assetto estivo

Per tener conto dell'innalzamento di temperatura determinato dal secondo scambiatore connesso in serie alla condotta di mandata, è stato adattato il modello di rete con accumulo distribuito descritto nei paragrafi precedenti alla modalità di immissione " mandata su mandata" come indicato in Figura 20 e in Figura 21.

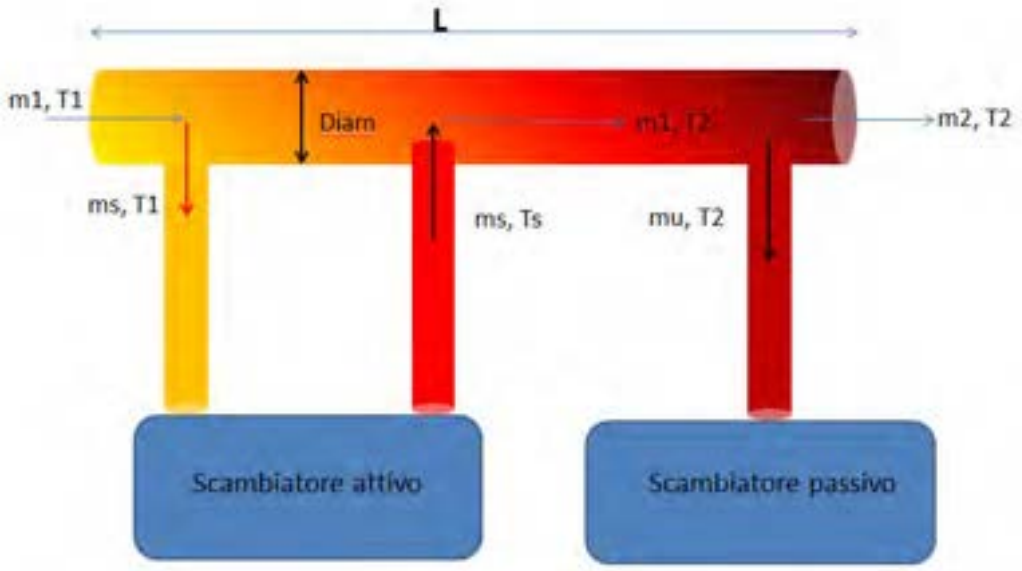
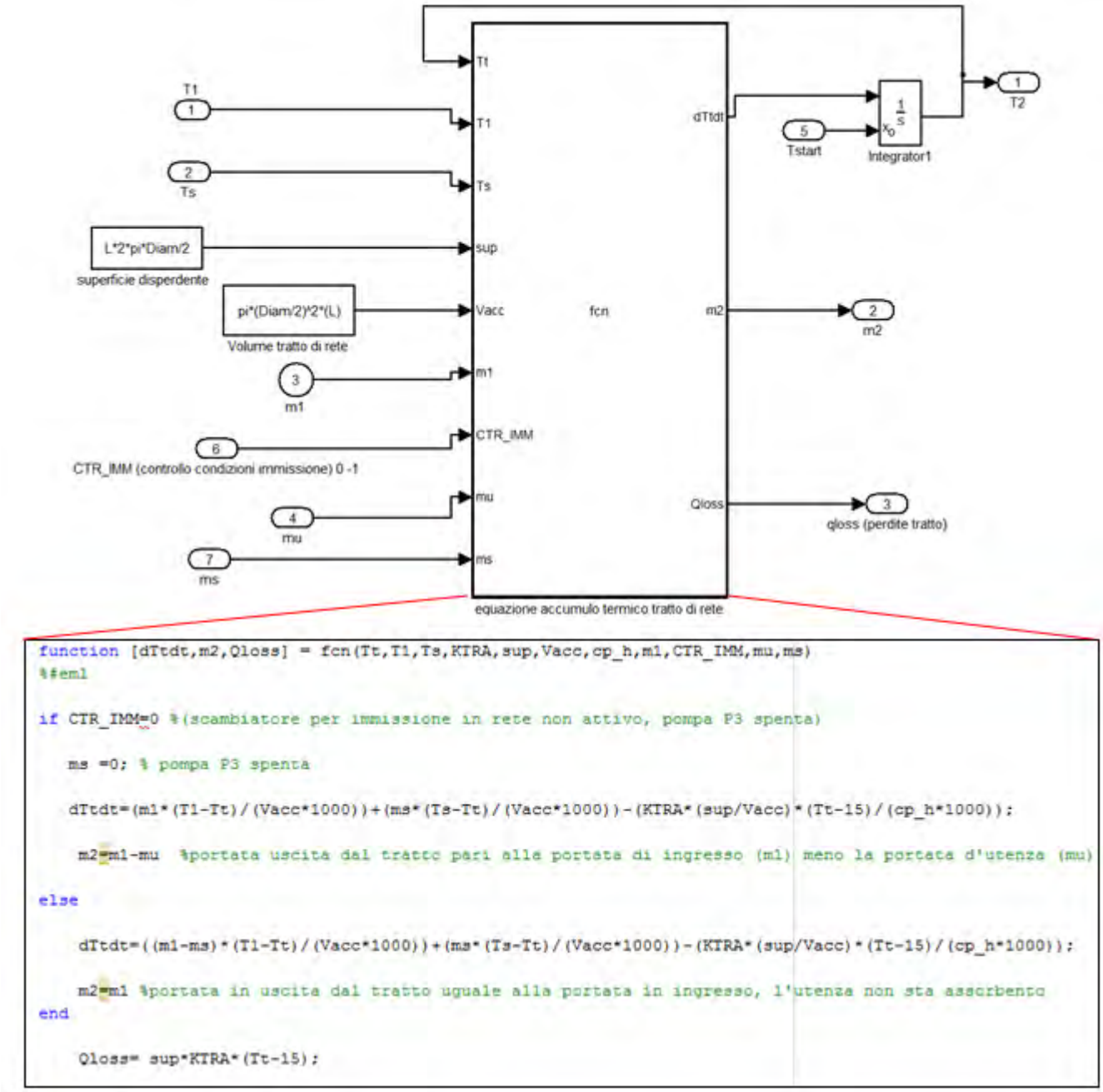


Figura 20: schema tratto di rete di mandata con connessione utenza attiva in modalità mandata su mandata e parametri modello accumulo distribuito

Lo schema di Figura 20 è stato riprodotto nello schema a blocchi di Simulink riportato in Figura 21 ed implementato nella piattaforma ENSim .




```
function [dTtdt,m2,Qloss] = fcn(Tt,T1,Ts,KIRA,sup,Vacc,cp_h,m1,CTR_IMM,mu,ms)
%#eml

if CTR_IMM=0 %(scambiatore per immissione in rete non attivo, pompa P3 spenta)

   ms =0; % pompa P3 spenta

   dTtdt=(m1*(T1-Tt)/(Vacc*1000))+(ms*(Ts-Tt)/(Vacc*1000))-(KIRA*(sup/Vacc)*(Tt-15)/(cp_h*1000));

    m2=m1-mu  %portata uscita dal tratto pari alla portata di ingresso (m1) meno la portata d'utenza (mu)

else

    dTtdt=((m1-ms)*(T1-Tt)/(Vacc*1000))+(ms*(Ts-Tt)/(Vacc*1000))-(KIRA*(sup/Vacc)*(Tt-15)/(cp_h*1000));

    m2=m1 %portata in uscita dal tratto uguale alla portata in ingresso, l'utenza non sta assorbendo
end

    Qloss= sup*KIRA*(Tt-15);
```

Figura 21: Modello Simulink del tratto di rete con accumulo distribuito: modalità connessione "mandata su mandata"

Come descritto nell'ambedded function della Figura 21, quando non sussistono le condizioni per l'immissione di potenza nella condotta di mandata (CTR_IMM=0) la pompa P3 viene spenta (periodo invernale) azzerando la portata in ingresso allo scambiatore attivo (ms=0), mentre la portata in uscita dal tratto di rete è pari alla portata in ingresso meno la portata derivata dall'utente (m2=m1-mu)

Quando il solare termico riscalda l'accumulo ad una temperatura almeno 2 °C sopra la temperatura della condotta di mandata, la pompa P3 si attiva e lo scambiatore attivo d'utente riscalda la temperatura della condotta di mandata immettendo nell'accumulo equivalente della tratto di condotta la potenza Ps:

Ps= ms*cp*(Ts-Tt)

dove:

- cp è il calore specific dell'acqua
- ms è la portata spillata dalla rete e re-immessa a temperatura Ts

Tt: temperatura della condotta nel punto di immissione

2.2.7 Implementazione nuovi parametri per analisi energetica delle reti termiche con utenze attive

Al fine di poter valutare e confrontare le prestazioni energetiche delle utenze attive connesse in regime di net metering alla rete di TLR, sono stati implementati in ENsim i seguenti indici di autoconsomo (AC) e di autosufficienza energetica (AU) definiti come di seguito indicato:

$$AC = 100 * \frac{E_{sol} - E_{TLR}}{E_{sol}} [\%]$$

$$AU = 100 * \frac{E_{sol} - E_{TLR}}{E_{load}} [\%]$$

Un autoconsumo elevato indica la capacità dell'utenza attiva di consumare l'energia prodotta dalla fonte non programmabile nei momenti in cui la stessa viene generata. Elevati valori di autoconsumo si possono ottenere anche con elevati volumi di accumulo termico locale a fronte di un maggiore investimento iniziale. Valori di autoconsumo energetico prossimi a 1 indica invece la capacità del sistema produrre l'energia termica di cui l'utenza necessita non prelevandola dalla rete.
In Figura 22 si riporta lo schema della sottostazione attiva con indicati i flussi di energia per il calcolo degli indici AU e AC.

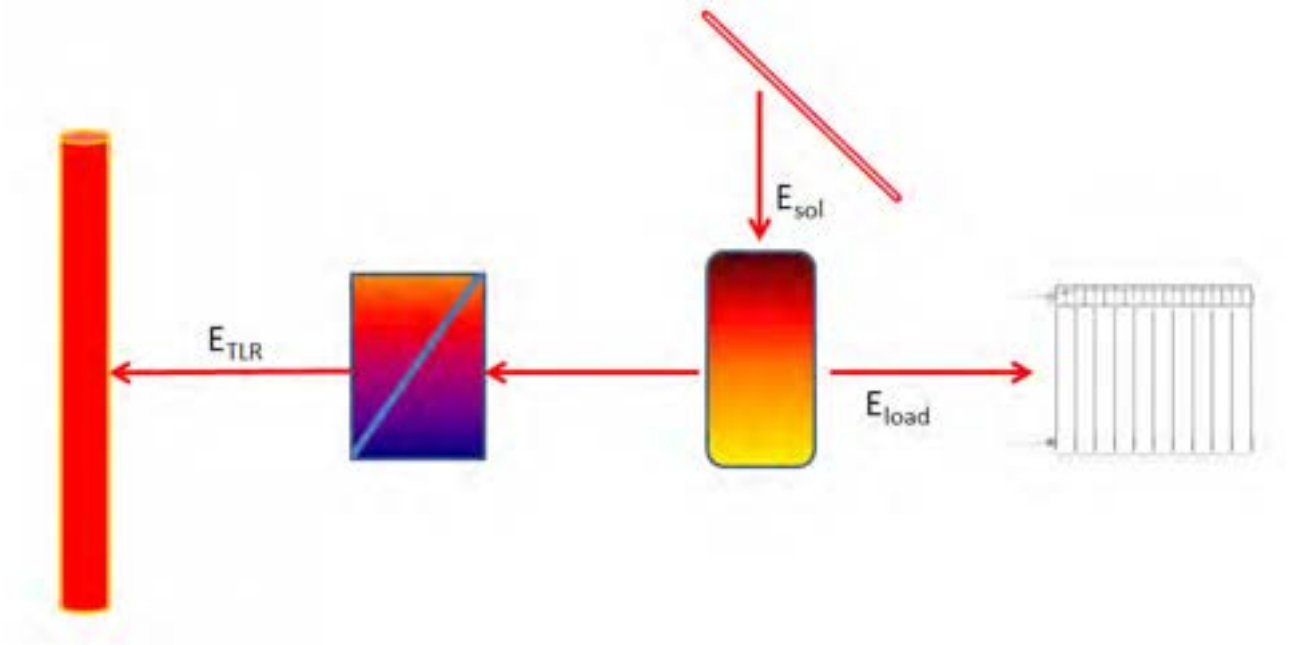


Figura 22: Schema generale sottostazione utenza attiva – indicazione flussi energetici per il calcolo di AU e AC

2.2.8 *Applicazione dei nuovi modelli di connessione della sottostazione attiva ad un caso studio*

Di seguito si riporta l'applicazione dei nuovi modelli connessione descritti nei precedenti paragrafi ad un esempio di rete di TLR il cui schema è riportato in Figura 23 e caratterizzata da 4 utenze residenziale di cui 2 attive connesse in regime di net metering termico.

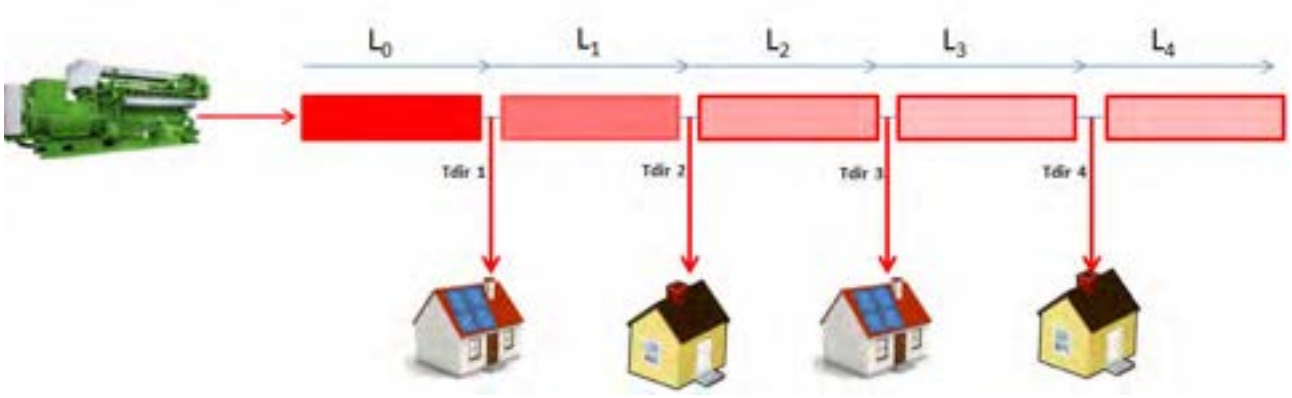


Figura 23: schema rete di TLR con utenze attive simulate

L'analisi di seguito riportata ha l'obiettivo di mostrare le nuove funzionalità della piattaforma ENSim nella simulazione delle reti termiche in assetto poligeneratico introdotte dall'integrazione dei nuovi modelli sopra descritti.
La rete simulata nel seguente esempio potrebbe non corrispondere ad una configurazione reale; si rimanda ai Report ENEA RdS/PAR2014/014 ed RdS/PAR2014/015 per una applicazione di ENSim a reti di TLR reali.
Le caratteristiche geometriche e termofisiche della rete esempio sono descritte nel file di configurazione di seguito riportato :

Tabella 5: File simulink di configurazione rete TLR esempio

```
% Configurazione rete

Tset_rete=80; %°C  set point temperatura di mandata

TsetEst_rete=60; %°C set point temperatura di mandata periodo estivo (solo ACS)

%Configurazione parametri caratteristici Rete
Diam=0.25; %Diam=Diametro tubazione(Metri)
s_tubo=0.003; %Spessore tubo(Metri)
s_isolante=0.072; %Spessore isolante della tubazione(Metri)
K_isolante=0.01; %Conducibilità termica coibentazione (W/mK)

Urete=0.13 % trasmittanza tubazione mandata e ritorno(W/m^2K)

%Configurazione topologia di rete
L0=500; %[m]
L1=300; %[m]
L2=400; %[m]
L3=400; %[m]
L4=200; %[m]

%ACCUMULO fisico installato in centrale (inizio rete)
Vaccfisico=20; % mc,  Volume accumulo fisico di centrale
KACC=0.1 %Trasmittanza Termica Involucro Accumulo [W/m2K]
```

Gli edifici connessi alla rete di TLR di Figura 23 sono del tipo residenziale multi-familiare le cui caratteristiche termofisiche sono riportati in Tabella 6 e in Tabella 7.

Tabella 6: caratteristiche termofisiche edifici connessi alla rete simulata

	superficie utile [mq]	Carico termico condizioni progetto [kW]	Portata fluido termovettore lato rete assetto passivo [kg/s]
edificio 1	600	53	0.63
edificio 2	400	35	0.41
edificio 3	400	36	0.41
edificio 4	350	31	0.36

Tabella 7: fabbisogno energetico edifici connessi alla rete

	Edificio 1	Edificio 2	Edificio 3	Edificio 4
fabbisogno termico per riscaldamento (kWh)	100600	67050	67050	58670
fabbisogno termico ACS inverno (kWh)	9438	5832	5832	5832
fabbisogno termico ACS estate (kWh)	7555	4838	4838	4838
Totale fabbisogno termico (kWh)	117593	77720	77720	69340
superficie utile	600	400	400	350
fabbisogno termico specifico Risc.+ACS (kWh/mq)	195,99	194,30	194,30	198,11

Maggiori dettagli sulle caratteristiche degli edifici e delle sottostazioni sono riportati in appendice A4.
Per simulare i carico termico degli edifici connessi alla rete in esempio si è scelto il modello semplificato con carico termico per riscaldamento e ACS predefinito come descritto nel report della scorsa annualità RDS/PAR2013/054. In Figura 24 si riporta un estratto del carico termico specifico precaricato in ENsim e scelto per simulare gli edifici multifamiliari connessi alla rete in esempio.

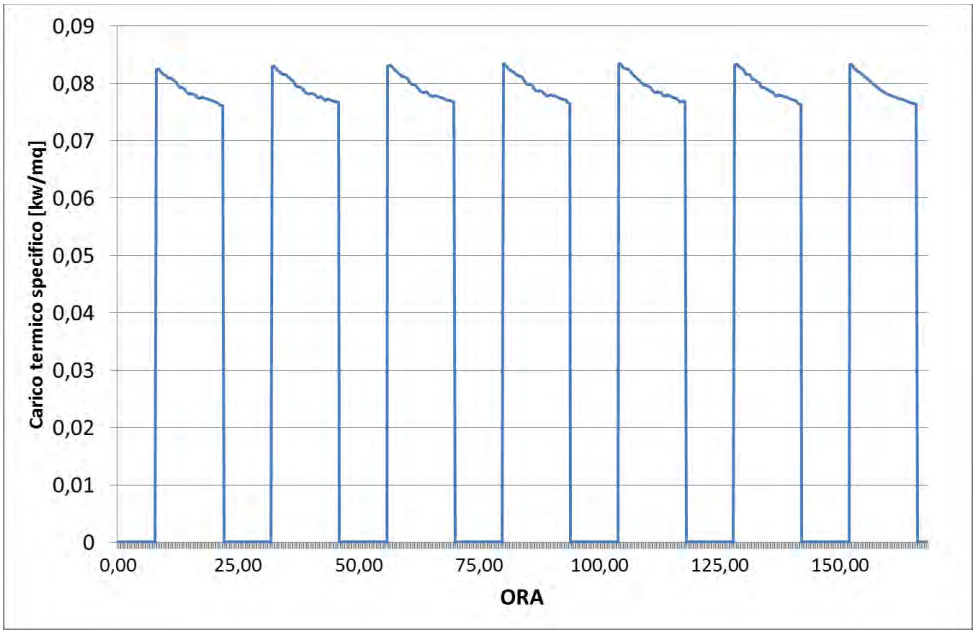


Figura 24: Diagramma di carico termico specifico settimana di Febbraio associato agli edifici residenziali connessi alla rete in esempio

La centrale termica che alimenta la rete simulata è caratterizzata da una cogeneratore a metano con le seguenti caratteristiche :

```
P=250 %kW potenza termica nominale cogeneratore
DT_gen=20 %°C - Salto termico nominale tra mandata e ritorno
cp= 4.186; % kJ/kgK calore specifico acqua fluido termovettore
G_gen=P/(cp_h*DT_gen); % calcolo portata nominale a bocca di rete

G_gen=1.4 [kg/s]
```

L'analisi della rete in esempio è stata condotta simulando tre diverse configurazioni delle utenze attive corrispondenti a diverse superfici dei campi solari installati in copertura degli edifici come descritto in Tabella 8.
Le diverse configurazioni dei campi solari consentono di valutare se la potenza immessa in rete da un edificio possa influenzare il comportamento energetico delle utenze attive connesse nella stessa dorsale.

Tabella 8: Diverse configurazioni utenze attive simulate con la piattaforma ENSim

configurazione	Potenza generatore centrale [kW]	sup solare Edificio 1 [mq]	sup Solare Edificio 2 [mq]	sup solare Edificio 3 [mq]
0	250	0	0	0
1	250	0	0	40
2	250	60	0	40
3	250	140	0	40

2.2.8.1 *Simulazione rete esempio con sottostazione attiva connessa in modalità "ritorno su manda"*

E' stata simulata con la piattaforma sviluppata ENSim la rete termica di Figura 23 , connettendo le due utenze attive, edificio 1 ed edificio 3, in modalità "ritorno su mandata" secondo lo schema di Figura 13.
L'obiettivo dell'analisi suddetta è quello di mostrare come il nuovo modello di rete consente di valutare gli effetti sulla generazione distribuita generati dalla variazione locale della temperatura per immissione di potenza termica nella condotta di mandata.
Si riporta di seguito la tabella con la sintesi dei risultati ottnuti dall'analisi energetica della rete prova per ciascuna per ciascuna delle configurazioni riportate in Tabella 8

Tabella 9: sintesi analisi energetica rete prova con utenti attivi connessi in modalità "ritorno su mandata"

	Edificio 3			Edificio 1		
	Configurazione 1	Configurazione 2	Configurazione 3	Configurazione 1	Configurazione 2	Configurazione 3
Superficie solare installata	40	40	40	0	60	140
produzione solare annua	21645,6	21628,8	21557,2	0,0	32418,8	74706,5
produzione impianto solare [kWh/mq anno]	541,1	540,7	538,9	0,0	540,3	533,6
Energia immessa in rete [kWh]	11797,1	11781,6	11714,0	0,0	17385,6	49572,1
Energia prelevata dalla rete [kWh]	72530,1	72530,1	72529,8	124397,0	109539,0	100524,5
copertura fabbisogno energetico annuo in net metering %	27,9	27,8	27,7	0,0	27,6	63,5

In Figura 25 e in Figura 26 si riportano i coefficienti di autoconsumo (AC) e autosufficienza energetica (AU), definiti al paragrafo 5.6 , per ciascuna delle tre configurazioni delle utenze attive di Tabella 8

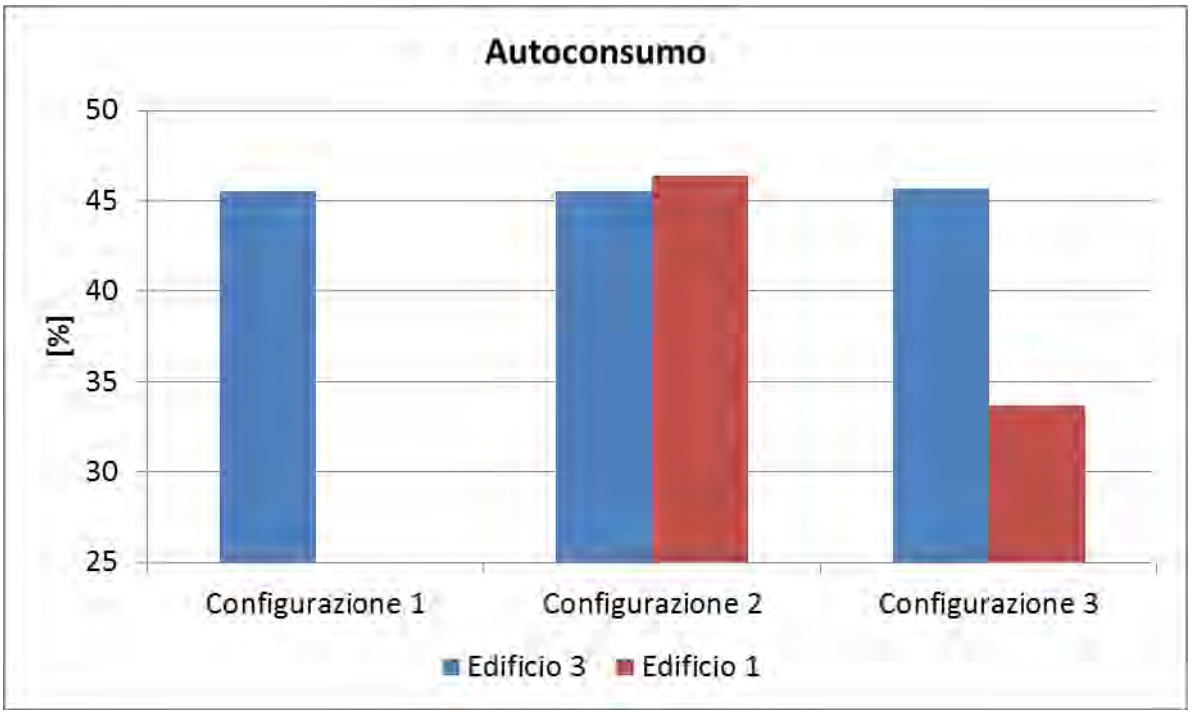


Figura 25: Coefficiente di autoconsumo edificio 1 ed edificio 3 per ciascuna delle tre configurazioni della rete attiva

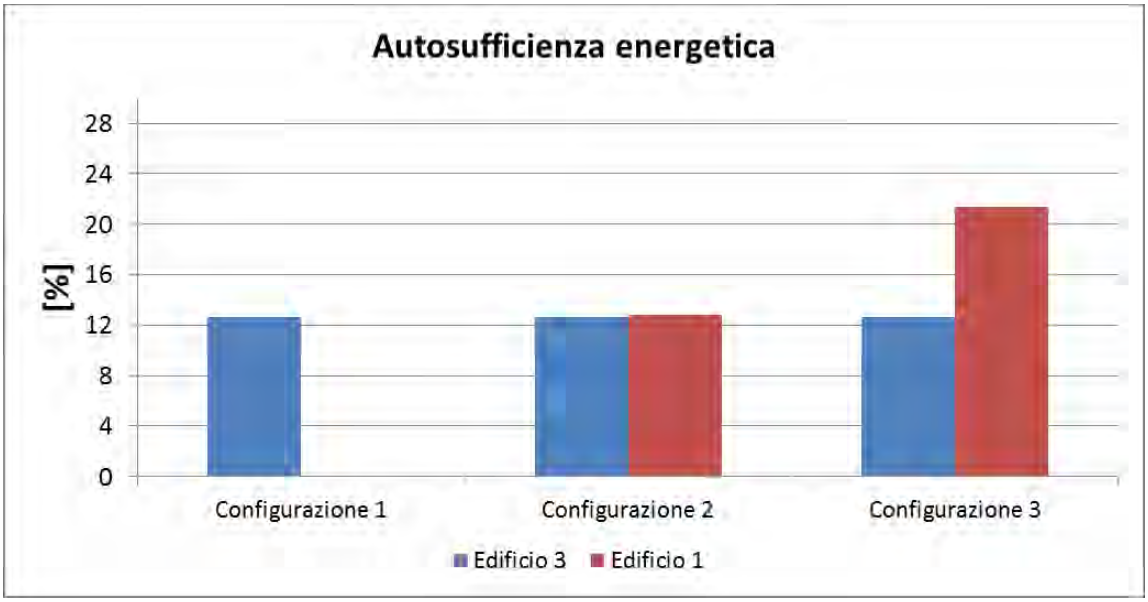


Figura 26: Coefficiente di autosufficienza energetica edificio 1 ed edificio 3 per ciascuna delle tre configurazioni della rete attiva

Il coefficiente di autoconsumo rimane invariato per l'edificio 3 (la superficie solare non varia) mentre subisce una riduzione di circa il 25% per l'edificio 1 a causa di un incremento della quota dell'energia immessa in rete passando dalla configurazione 2 alla configurazione 3.
Anche il coefficiente di autosufficienza energetica rimane costante per l'edificio 3 e subisce una variazione di circa il 67% per l'edificio 1 dovuto alla maggiore produzione di energia termica del campo solare passando dalla configurazione 2 alla configurazione 3.
Si riporta in Figura 27 come varia la copertura del fabbisogno termico dell'edificio in corrispondenza delle tre configurazioni attive di Tabella 8 considerando la totale energia prodotta dall'impianto solare connesso in regime di scambio con la rete.
Rispetto al coefficiente di autosufficienza energetica, la copertura percentuale del fabbisogno termico annuo riportato in Figura 27**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** considera anche l'energia prodotta e immessa in rete durante il periodo di basso carico termico; si nota come rispetto alla sola energia consumata in loco, la copertura del fabbisogno termico utilizzando lo scambio sul posto (rete termica come accumulo) si incrementa di circa il 16% per l'edificio 3 e arriva fino a circa il 40% per l'edificio 1 in corrispondenza della configurazione 3 (superficie solare 140 mq).

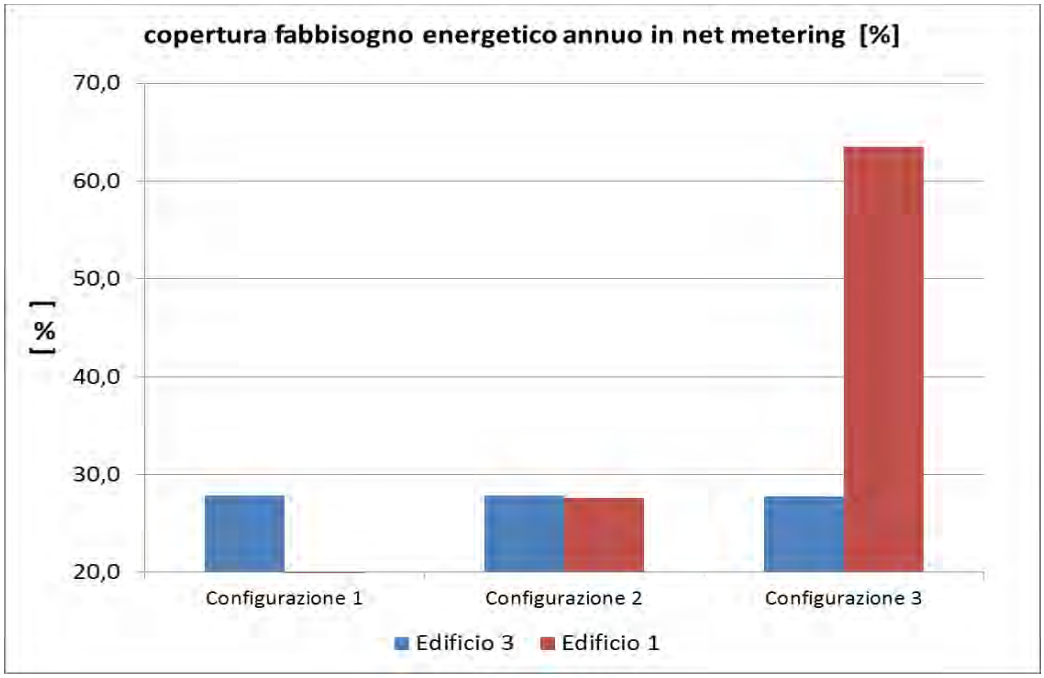


Figura 27: Percentuale di copertura del fabbisogno termico dell'edificio dalla totale produzione annua del campo solare d'utente connesso in net metering con la rete di TLR

In Figura 28 si confrontano le prestazioni dell'impianto solare installato presso le due utenze attive nelle tre configurazioni di rete simulate.
Si può osservare una limitata riduzione della producibilità dell'edificio 3 (inferiore allo 0,5%) e una maggiore perdita di produzione per l'edificio 1 di circa 1,3 %.
La riduzione delle producibilità del campo solare è dovuta ai più elevati livelli di temperatura raggiunta dall'accumulo delle utenze attive.

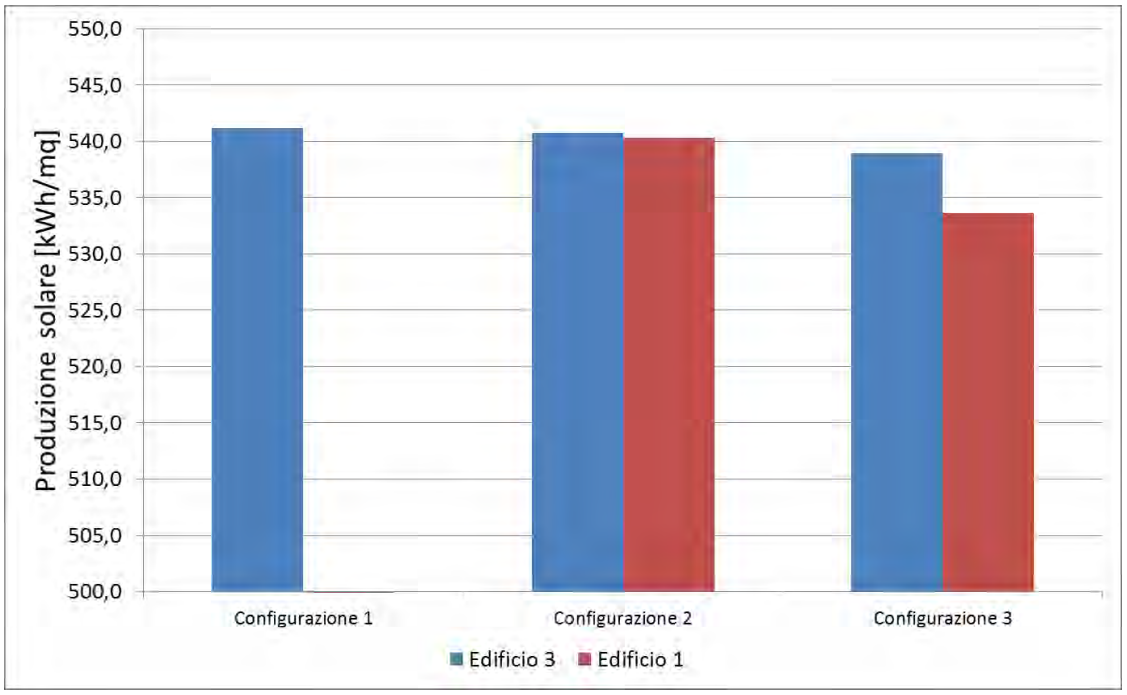


Figura 28: producibilità degli impianti solari installati in corrispondenza delle utenze attive per le tre configurazioni esaminate

.
in Figura 29 si riporta l'energia che l'impianto solare dell'edificio 3 connesso in regime di net metering riesce ad immette in rete durante l'anno.

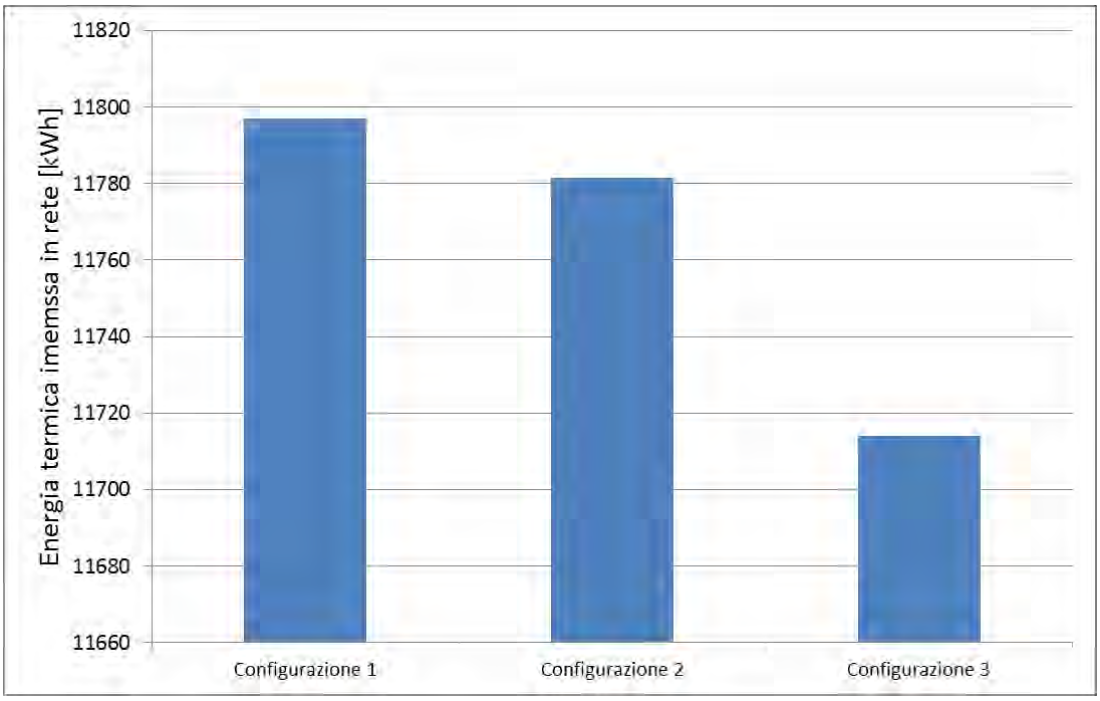


Figura 29: energia annua immessa in rete dall'impianto solare dell'edificio 3

Si può osservare che pur restando invariata la superficie solare installata nell'edificio3, l'energia immessa si riduce passando dalla configurazione 1 (campo solare edificio1 = 60 mq) alla configurazione 3 (campo solare edificio1= 140 mq).
Le cause della riduzione dell'energia immessa in rete da parte dell'edificio 3 sono da ricercare nell'innalzamento della temperatura della condotta di mandata in corrispondenza del nodo di immissione; quest'ultima causata dalla presenza di altre utenze attive connesse nella stessa direttrice.
A tale scopo si riporta nei seguenti grafici il comportamento dinamico della rete e delle utenze attive connessa in regime di scambio sul posto.
In particolare si mostra in Figura 30 l'andamento della temperatura dell'accumulo termico dell'edificio 1 in corrispondenza di due giorni del mese di gennaio. Con riferimento allo schema impiantistico di Figura 13, il regolatore PID modula l'apertura della valvola a tre vie, 3V1, per far inseguire alla temperatura d'accumulo il riferimento fornito dalla sonda climatica, come descritto nel report della precedente annualità RDS/2013/054[2].

[2] L'uscita del PID varia tra 0-1. Quando l'uscita del PID vale 0 la valvola 3V1 annulla la portata prelevata dallo scambiatore e ricircola totalmente la portata proveniente dal circuito di distribuzione d'utente. Quando l'uscita vale 1 la valvola chiude il ricircolo e preleva tutta la portata nominale dallo scambiatore

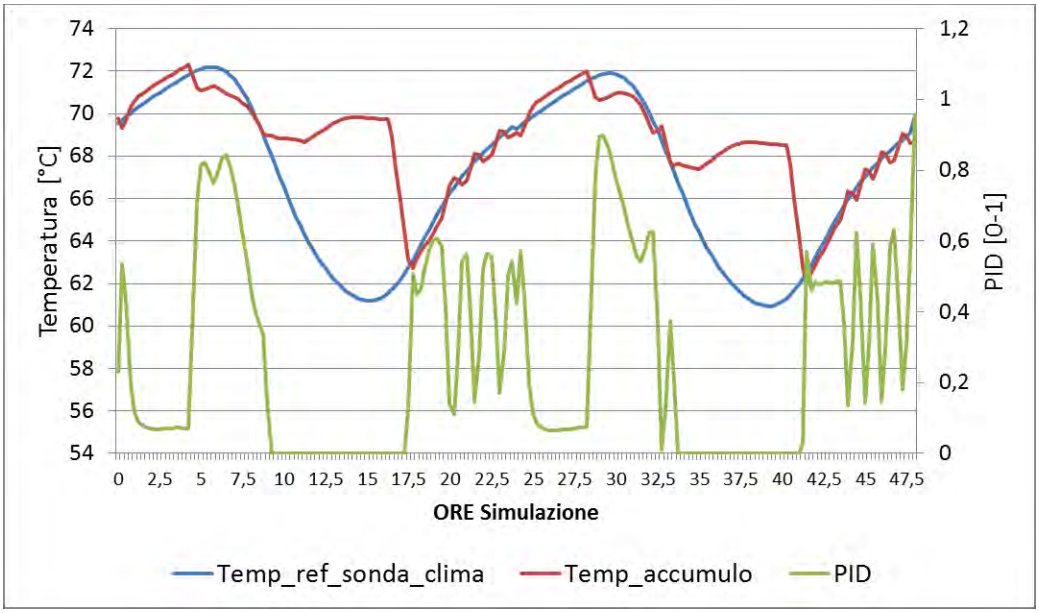


Figura 30: Confronto tra la temperatura di riferimento della sonda climatica e la reale temperatura dell'accumulo di edificio

Si riporta in Figura 31 la temperatura dell'accumulo di edificio 1 con campo solare 140 m2 (configurazione 3) e la corrispondente temperatura di riferimento fornita dalla curva climatica.
L'innalzamento della temperatura d'accumulo rispetto alla temperatura di riferimento (in corrispondenza del periodo di basso carico termico) è dovuto alla possibilità del campo solare di continuare a cedere potenza direttamente all'accumulo fino a quando non si raggiungano le condizioni per l'immissione di potenza in rete (vedi schema di regolazione Report RDS/2013/054).

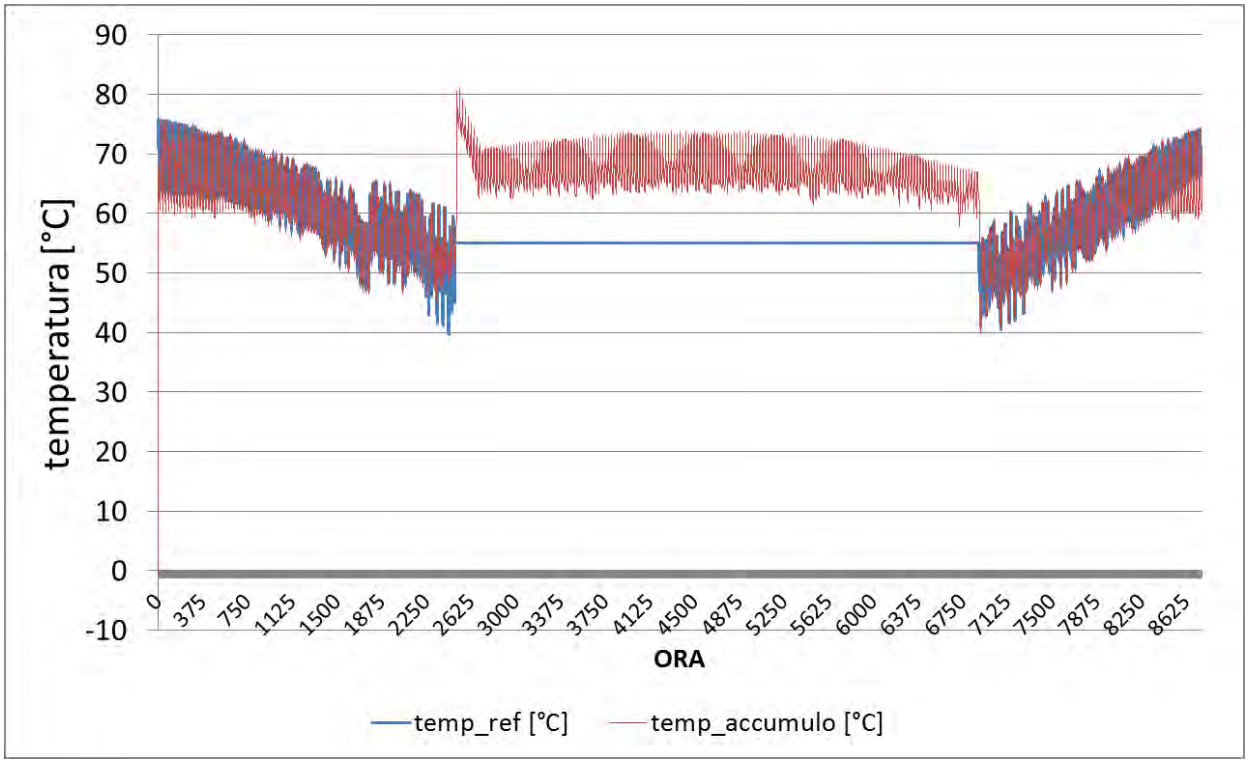


Figura 31: andamento temperatura accumulo solare e temperatura di riferimento della sonda climatica per edificio 1 connesso alla rete in configurazione 3 – periodo di simulazione un anno

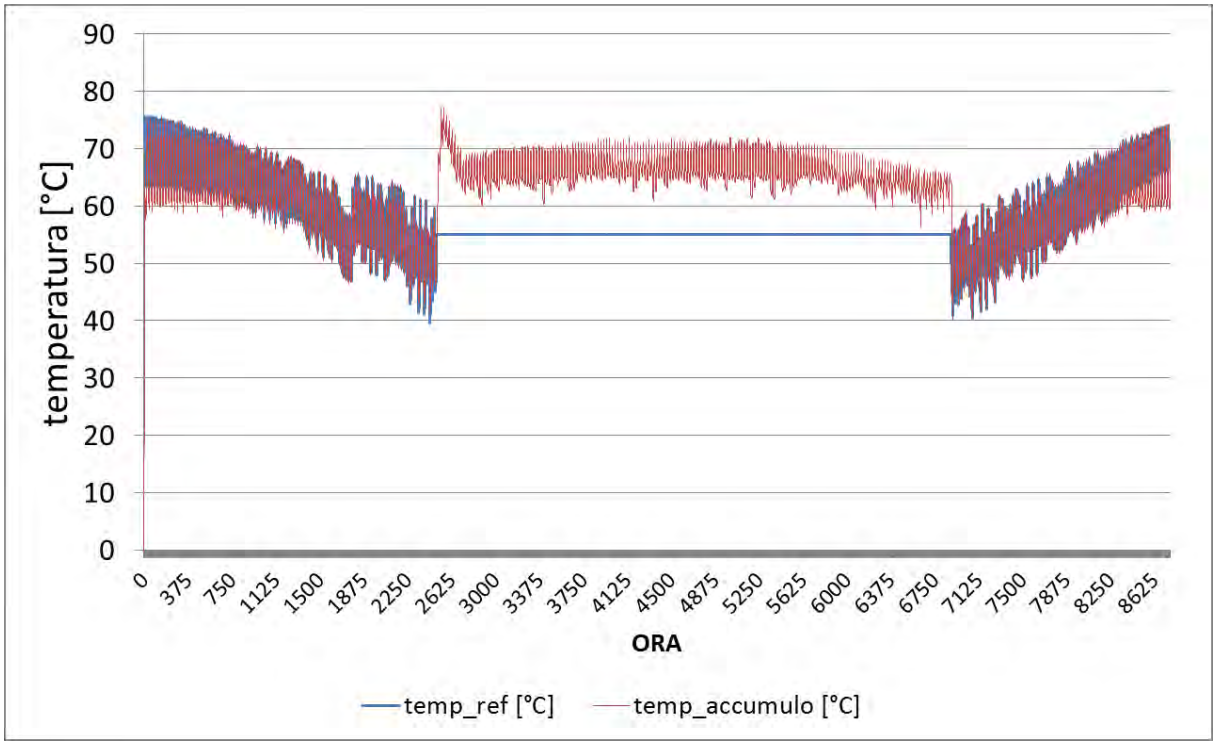


Figura 32: andamento temperatura accumulo solare e temperatura di riferimento per edificio 3 connesso alla rete in configurazione 3 – periodo di simulazione un anno

Si può osservare che la temperatura raggiunta dall'accumulo dell'edificio 1 in corrispondenza del periodo di basso carico (primavera ed estate) è superiore alla temperatura dell'edificio 3; l'innalzamento della temperatura di funzionamento causa una perdita di performance come mostrato nell'analisi energetica di Figura 28.

Nel grafico di Figura 34 si riporta il dettaglio della temperatura della condotta di mandata in corrispondenza del nodo di connessione dell'edificio 3 (Tdir3) per le tre configurazioni riportate in Tabella 8.

Si può osservare come la temperatura subisce un innalzamento in corrispondenza della configurazione 3; tale innalzamento di temperatura spiega e dimostra la riduzione della capacità del campo solare di immettere potenza in rete come mostrato in Figura 29.

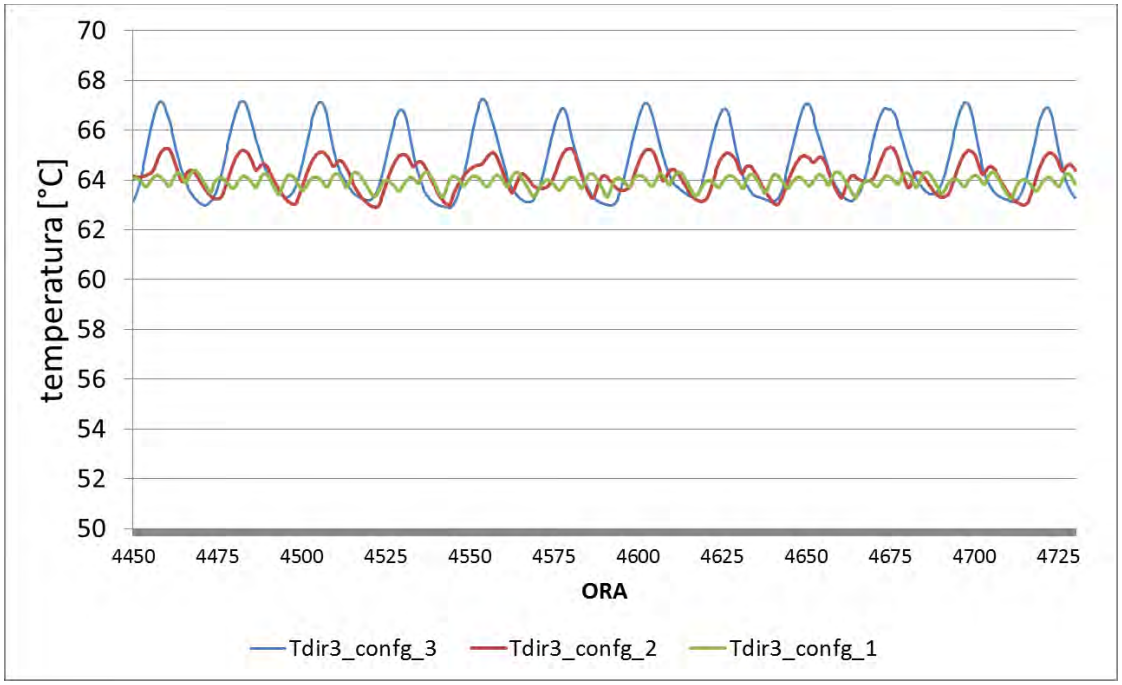


Figura 33: dettaglio andamento temperatura di ingresso al terzo tratto della rete attiva per le tre configurazioni simulate

In Figura 34 e in Figura 35 si riporta l'andamento annuo della potenza scambiata con la rete; si nota come il la potenza termica prelevata dalla sottostazione bidirezionale si inverte in corrispondenza del periodo di fine riscaldamento corrispondente alla prima settimana di aprile e permane fino a fine settembre.
L'inversione del flusso di potenza è generato dall'innalzamento della temperatura d'accumulo oltre la temperatura della dorsale di mandata dovuto alla sovrapproduzione del campo solare rispetto al carico termico.

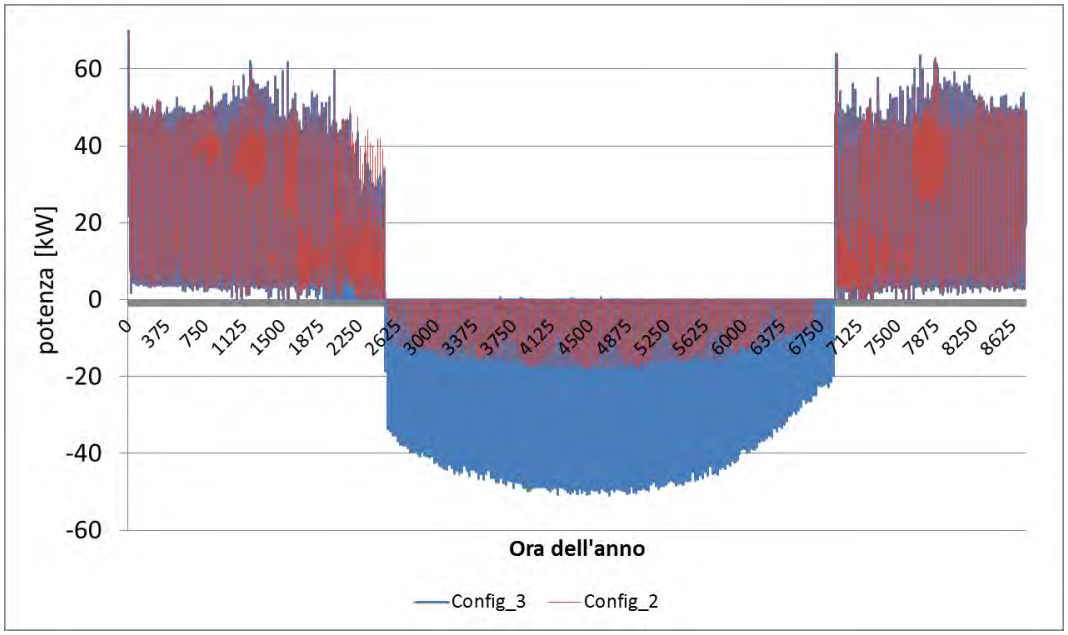


Figura 34: potenza termica scambiata dall'edificio 1 con la rete (positiva fornita dalla rete, negativa immessa in rete) - per la configurazione 2 e la configurazione 3 del campo solare

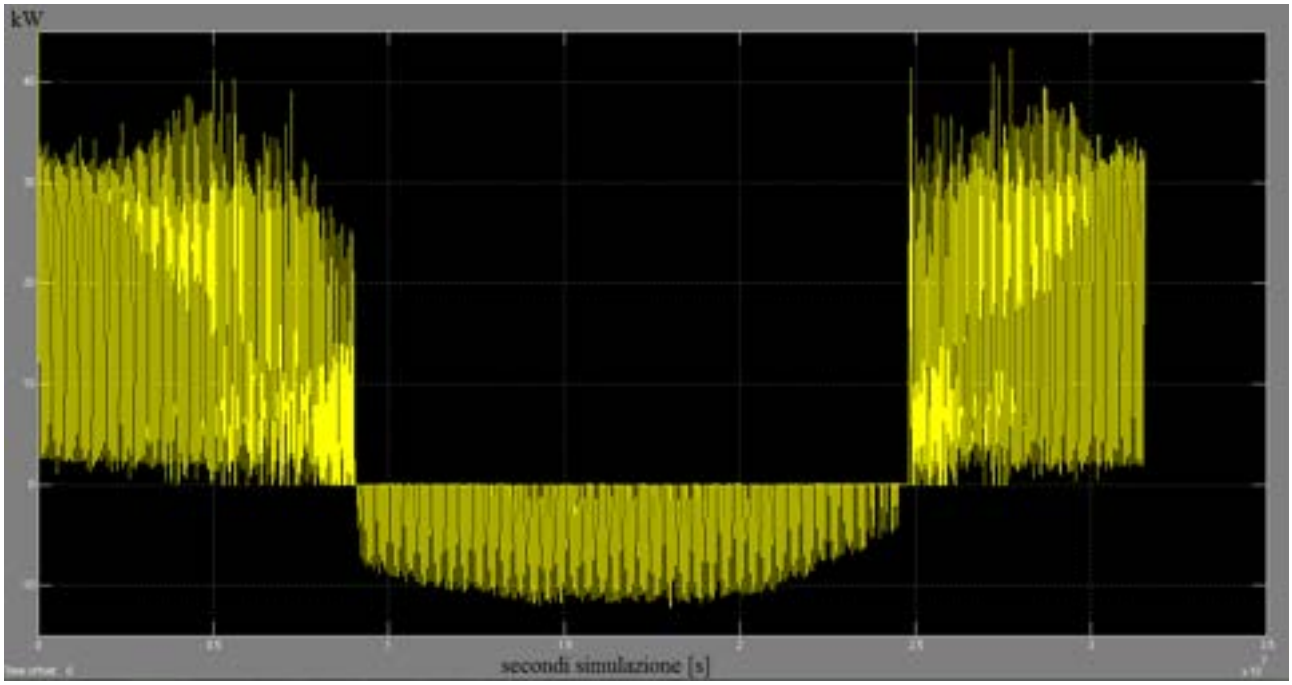


Figura 35: potenza termica scambiata dall'edificio 3 con la rete (positiva fornita dalla rete, negativa immessa in rete) - configurazione 3 ,campo solare 40 mq

2.2.8.2 Connessione sottostazione attiva in modalità mandata su mandata

Come anticipato nei precedenti paragrafi, la connessione delle utenze attive in modalità "mandata su mandata" pur consentendo una gestione idraulica della rete più facilitata, in quanto non modifica le portate nei nodi di immissione di potenza, genera un innalzamento della temperatura della condotta di mandata tale da ridurre l'efficienza degli impianti solari connessi nella stessa dorsale e aumentare le perdite di rete rispetto alla connessione "ritorno su mandata".
Con il nuovo modello di rete i suddetti effetti vengono valutati localmente per ciascuna delle utenze attive, verificando l'effettiva capacità della rete di offrire un nuovo servizi come la connessione in regime di net metering termico.
Analogamente all'analisi effettuata per la connessione delle utenze attive tipo "ritorno su mandata" del precedente paragrafo, si riportano di seguito gli andamenti delle temperature dei principali nodi per le 4 configurazioni proposte in Tabella 8.
Nei grafici seguenti si riporta la temperatura della dorsale di mandata in corrispondenza del tratto di rete a cui è connessa l'utenza attiva Edificio3.

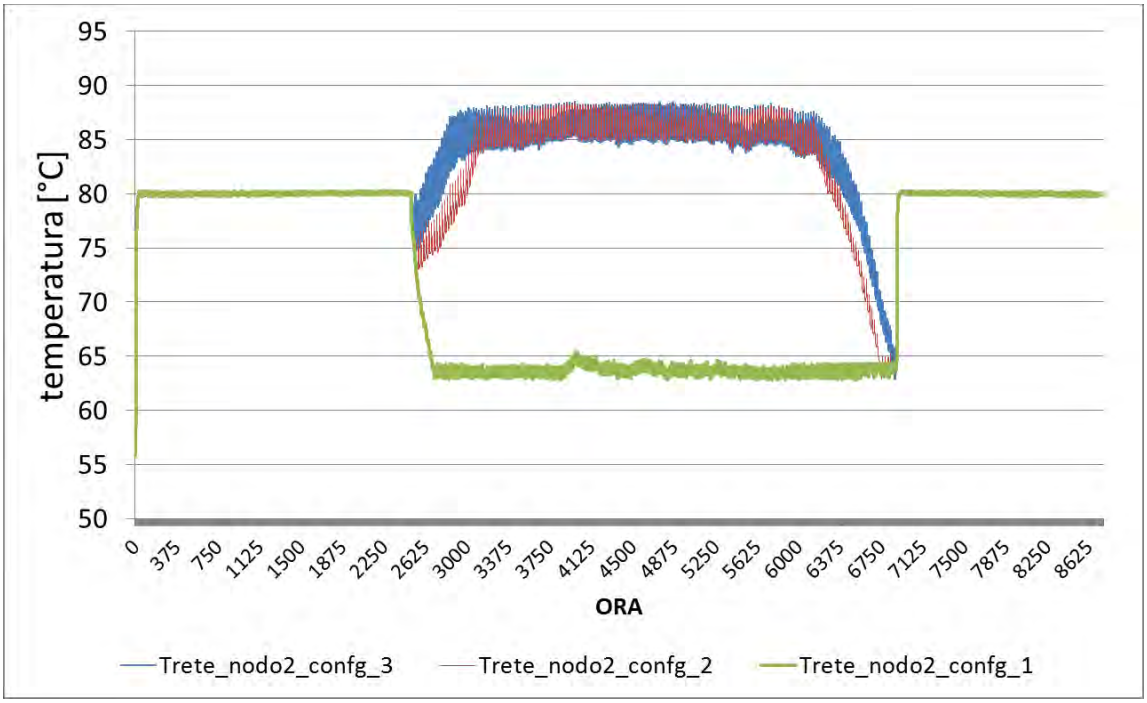


Figura 36: Andamento annuale temperatura del tratto 2 della rete simulata per ciascuna delle tre configurazioni

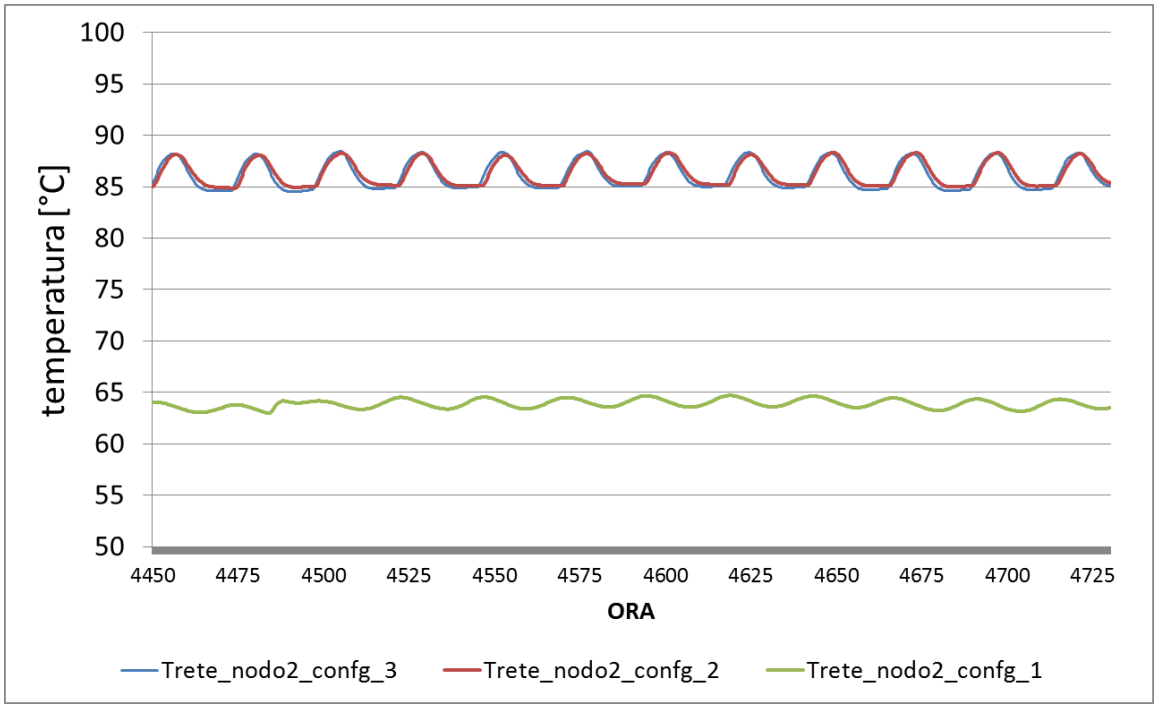


Figura 37: dettaglio temperatura del tratto 2 della rete simulata per ciascuna delle tre configurazioni (12 giorni periodo estivo)

Dagli andamenti di Figura 36 e di Figura 37 si può osservare che per la configurazione 2 e per la configurazione 3 (superficie solare installata sull'edificio 1 rispettivamente pari a 60 e 140 mq) la temperatura del tratto 2 raggiunge circa 88°C nel periodo di basso, mentre in corrispondenza della configurazione 1 (campo solare edificio1 = 0 mq) la temperatura rimane al valore previsto dal normale

servizio. L'innalzamento della temperatura di rete causa anche un innalzamento della temperatura dell'accumulo dell'edificio 3 e una conseguente perdita di produzione del campo solare.
Infatti, l'elevata temperatura causa sia una più bassa efficienza del campo solare, sia l'interruzione della produzione quando la temperatura di funzionamento raggiunge il valore massimo impostato a 90°C.
In Figura 38 e in Figura 39 si riporta la temperatura dell'accumulo dell'edificio 3 corrispondente alle tre configurazioni simulate. Si può osservare come la temperature raggiunge il valore di sicurezza di 90°C in corrispondenza del periodo di basso carico con conseguente interruzione della produzione e perdita di producibilità.
E' Importante evidenziare come in corrispondenza della configurazione 1 (superficie solare edificio 1 pari a zero) la temperatura dell'accumulo dell'edificio 3 non supera il valore di 75°C consentendo un funzionamento dell'impianto solare in condizioni di progetto ed una efficienza superiore rispetto alla configurazione 2 e configurazione 3 come mostrato nell'analisi energetica riportata al successivo paragrafo.

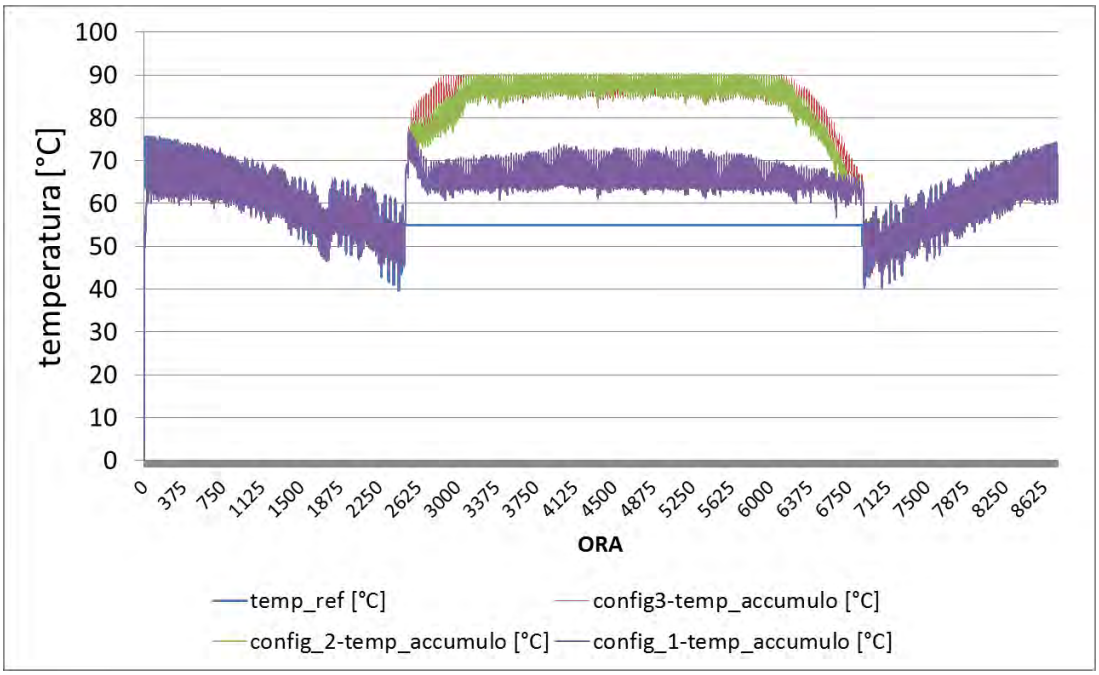


Figura 38: andamento annuale temperatura accumulo Edificio 3

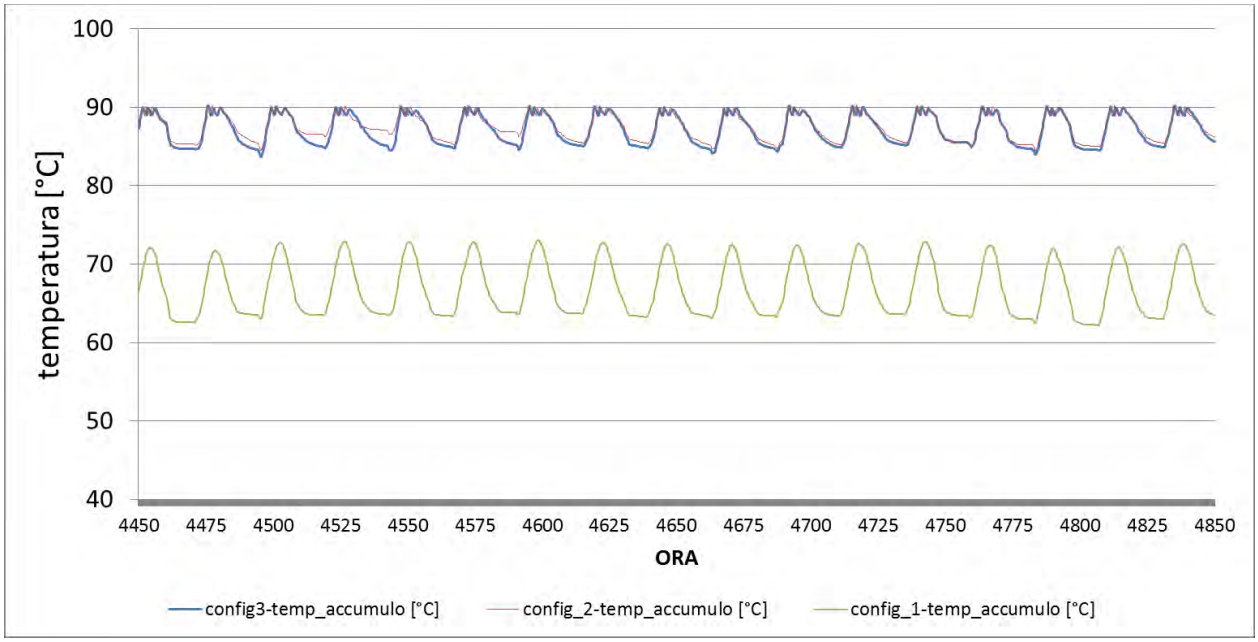


Figura 39: dettaglio temperature accumulo termico edificio 3 per l tre configurazioni simulate

Nella seguente tabella si riportano i risultati del confronto delle 3 configurazione di rete in assetto attivo per la tipologia di connessione mandata su mandata

Tabella 10: Analisi energetica connessione mandata su mandata: sintesi dei risultati

	Edificio 3			Edificio 1		
	Configurazione 1	Configurazione 2	Configurazione 3	Configurazione 1	Configurazione 2	Configurazione 3
Fabbisogno termico annuo [kWh]	77720	77720	77720	117593	117593	117593
Superficie solare installata [mq]	40	40	40	0	60	140
produzione solare annua [kWh]	21308,5	15065,8	14295,2	0,0	25149,4	51999,5
produzione impianto solare [kWh/mq anno]	532,7	376,6	357,4	0,0	419,2	371,4
Energia immessa in rete [kWh]	12294,3	6037,2	5262,8	0,0	11330,8	30093,6
Energia prelevata dalla rete [kWh]	69120,9	69120,2	69117,4	118080,8	104393,5	96307,7
copertura fabbisogno energetico annuo in net metering [%]	27,4	19,4	18,4	0,0	21,4	44,2
Autoconsumo [%]	42,3	59,9	63,2		54,9	42,1
Autosufficienza energetica [%]	11,6	11,6	11,6		11,8	18,6

Si riportano di seguito i principali parametri energetici che caratterizzano la prestazione della rete e delle utenze attive conensse in modalità mandata su mandata

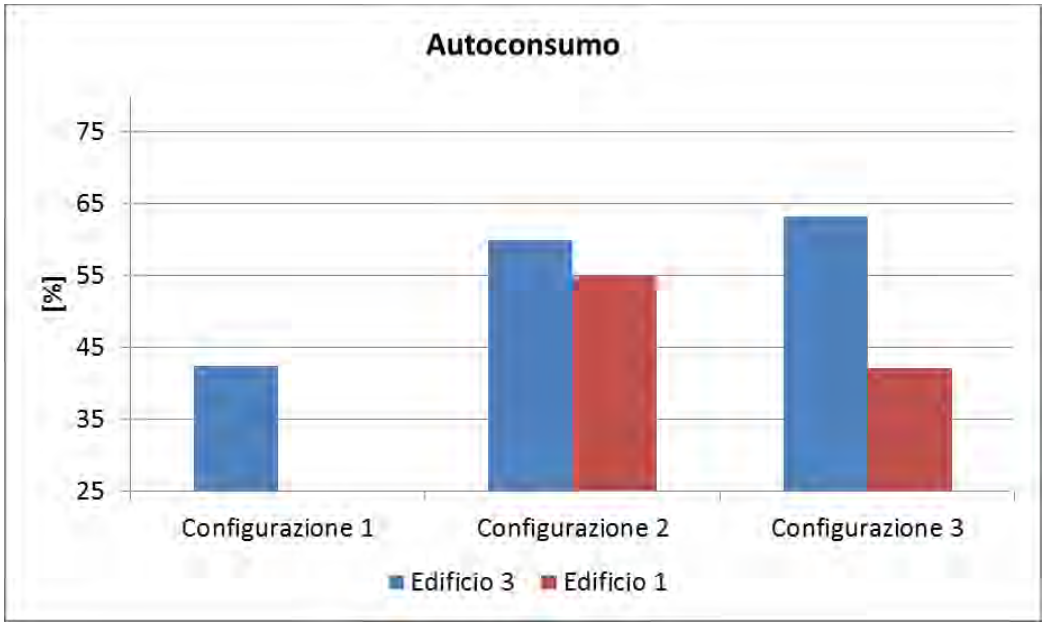


Figura 40: coefficiente di autoconsumo per le utenze attive Edificio 1 ed Edificio 3

Osservando la Figura 40 si può dedurre come l'edificio3 sia influenzato dall'innalzamento della temperatura della condotta di mandata dovuta all'elevato flusso di potenza da solare immessa in rete dall'edificio1. potenza . Infattti l'elevata temperatura raggiunta dalla rete, mostrata in Figura 36, limita la la possibilità per l'edificio 3 di immettere potenza termica nella condotta di mandata aumentandone la quota accumulata e quindi autoconsumata. Il trend dell'autoconsumo è opposto per l'edficio1, in quanto la superficie del campo solare aumenta dalla configurazione 2 alla 3 e quindi a pari carico si riduce la percentuale di energia consumata in loco rispetto a quella prodotta.

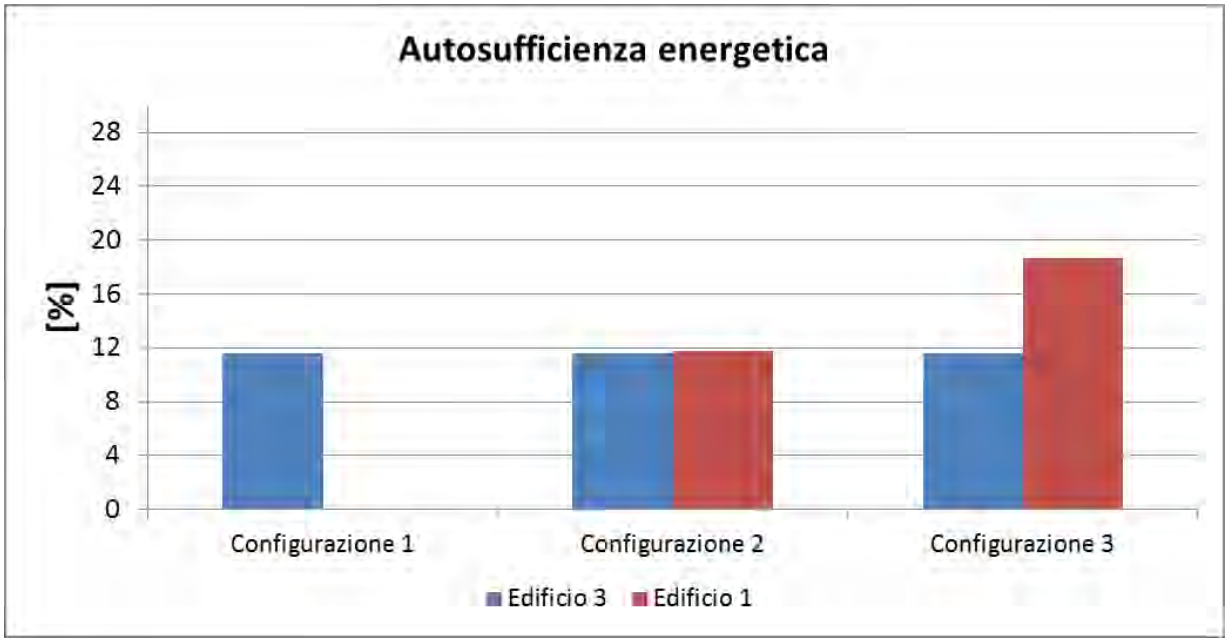


Figura 41: Coefficiente di autoconsumo energetico valutato per le due utenze attive connesse in modalità mandata su mandata

Si può osservare in Figura 41 che il coefficiente di autosufficienza energetica (AU) per l'edificio 2 rimane invariato in quanto, come si evince dai risultati riportati in Tabella 10 e dai seguenti diagrammi, ad una riduzione dell'energia prodotta corrisponde anche una riduzione dell'energia immessa in rete.

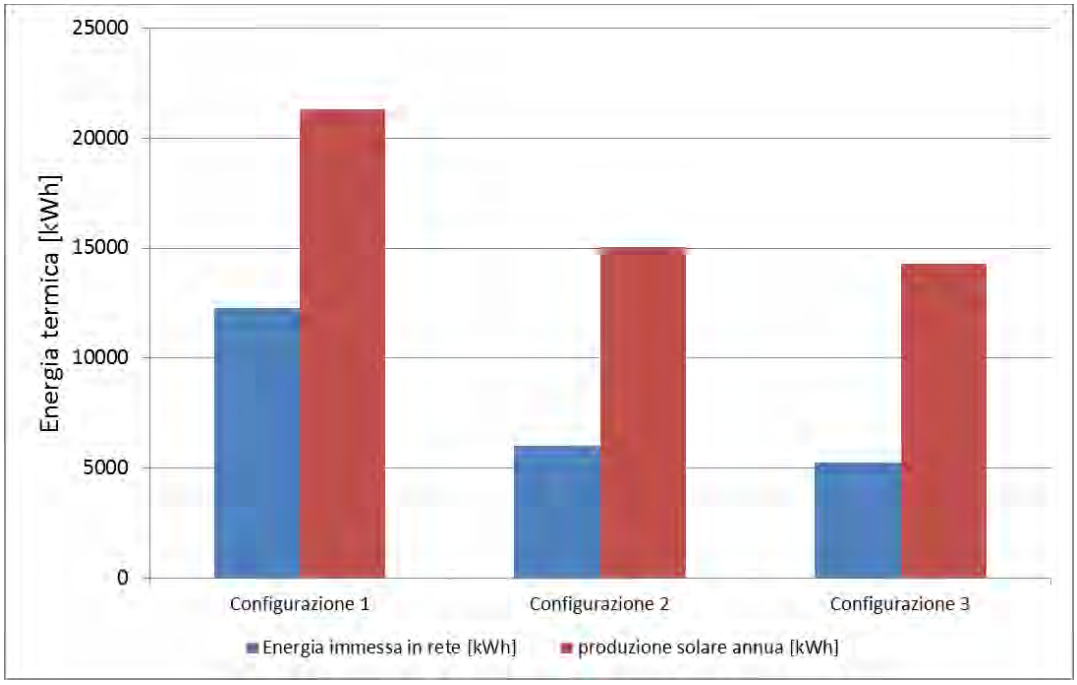


Figura 42: Energia termica annua prodotta dall'impianto solare dell'edificio3 ed immessa in rete - per le tre configurazioni di rete attiva simulate

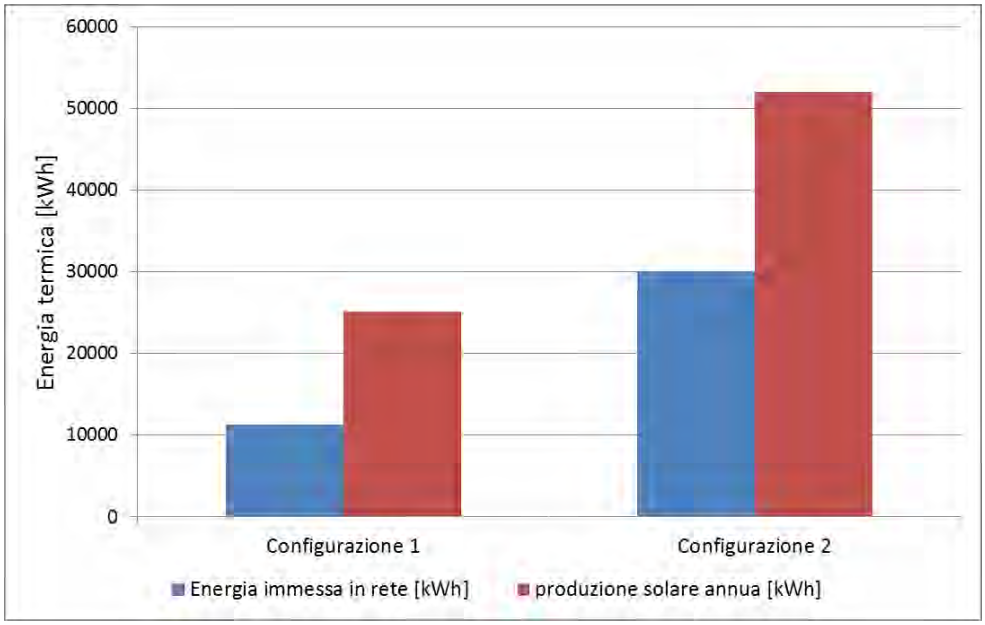


Figura 43: Energia termica annua prodotta dal campo solare dell'edificio 1 ed immessa in rete - per le tre configurazioni di rete attiva simulate

Dalla Figura 42 si deduce una riduzione dell'efficienza dell'impianto solare dell'edificio 3; infatti pur restando invariata la superficie solare installata, la produzione di riduce di circa il 33% passando dalla configurazione 1 alla configurazione 3 a causa dell'elevata temperatura raggiunta dal nodo di connessione dell'impianto solare.

A causa del basso carico di rete durante la stagione estiva l'energia termica immessa dalle utenze attive viene accumulata dall'intera condotta di mandata innalzando la temperatura in tutti i nodi della rete con perdita di efficienza anche per l'impianto solare dell'Edificio 1.
La riduzione della producibilità dell'impianto connesso alla rete riguarda solo il periodo di basso carico ed elevata temperatura di rete in quanto, come mostrato in Figura 44, l'energia prelevata dall'edificio 3 solo nella stagione invernale per il fabbisogno termico dell'edificio (durante la stagione estiva il fabbisogno di ACS viene soddisfatto interamente dal campo solare) rimane praticamente invariato nelle tre configurazioni.

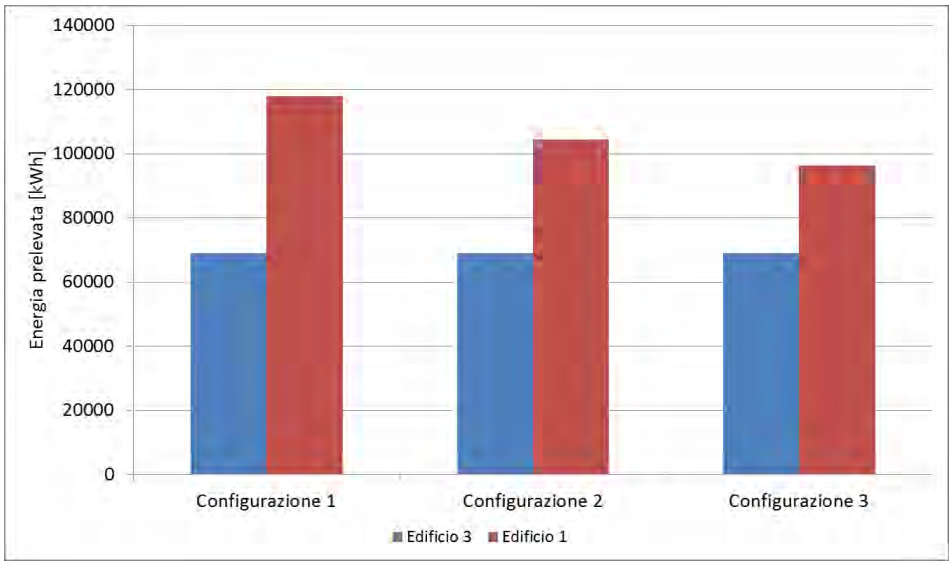


Figura 44: energia termica annua prelevata dalla rete

Nella seguente figura si riporta la perdita di efficienza degli impianti solari installati nell'edificio 1 e nell'edificio 3.

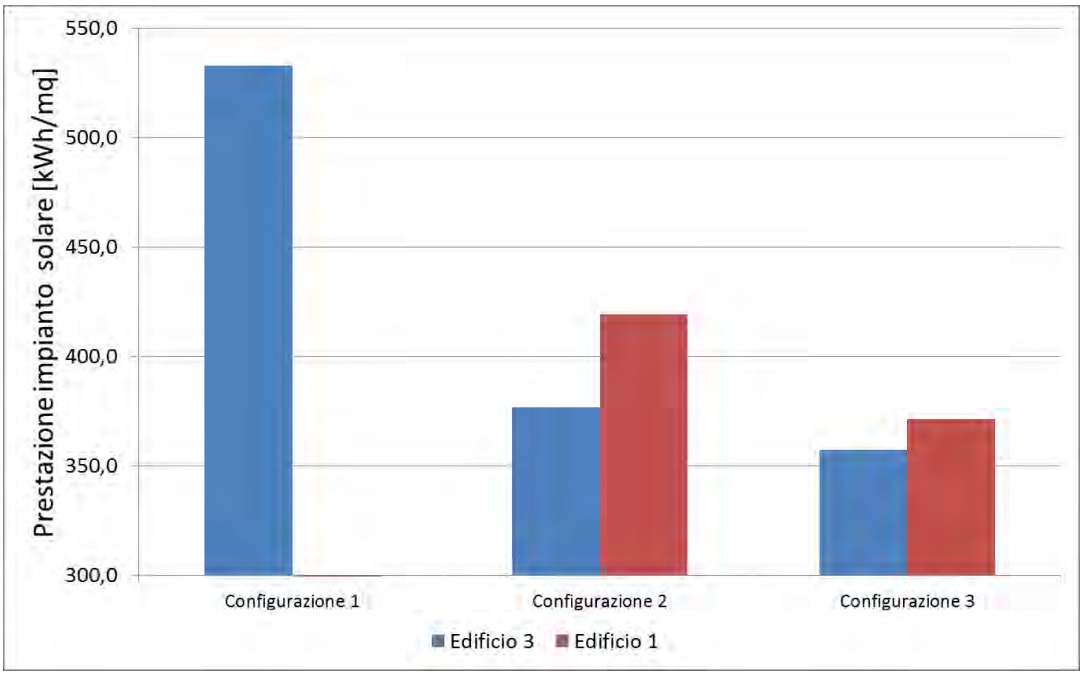


Figura 45: Producibilità impianto solare connesso alla rete per le tre configurazione simulate

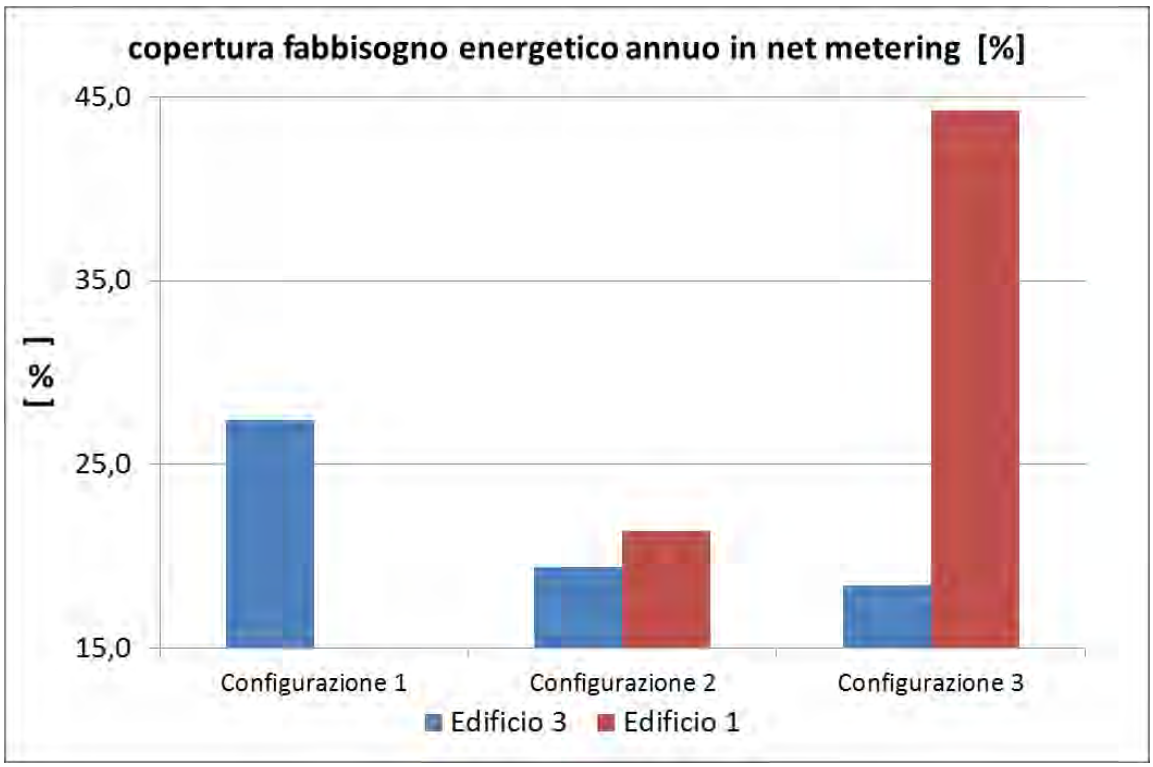


Figura 46: copertura fabbisogno energetico in modalità net metering termico

La riduzione della producibilità dell'impianto solare nei mesi di basso carico compromette la copertura del fabbisogno termico annuo dell'edificio. Diversamente dalla tipologia di connessione "mandata su mandata del paragrafo redente" la percentuale di copertura del fabbisogno termico di edifico con il campo solare connesso in regime di scambio sul posto subisce una riduzione dalla configurazione 1 alla configurazione 3 causa della minore capacità della rete di accumulare l'energia prodotta nei mesi estivi e della minore efficienza dello stesso campo solare. Invece la quota di copertura del fabbisogno termico dell'edifico 1 cresce grazie alla maggiore superficie solare installata.

2.2.8.3 Confronto tra le due modalità di connessione "ritorno su mandata" e "mandata su mandata" applicato alla rete di TLR simulata

In questa sessione vengono confrontati i risultati delle simulazioni condotte per valutare le effettive prestazione delle utenze attive connesse ad una ipotetica rete di TLR di quartiere nelle due modalità: ritorno su mandata e mandata su mandata.
In particolare si riportano di seguito alcuni dei parametri energetici calcolati per l'edificio 3 connesso in regime di net metering termico alla rete di teleriscaldamento simulata. L'edificio 3 trovandosi nella sstessa direttrice dell'utenza attiva Edificio 1 ne subisce gli effetti generati dall'immissione di potenza termica a monte, in termini di alterazione della temperatura di rete nel punto di connessione.

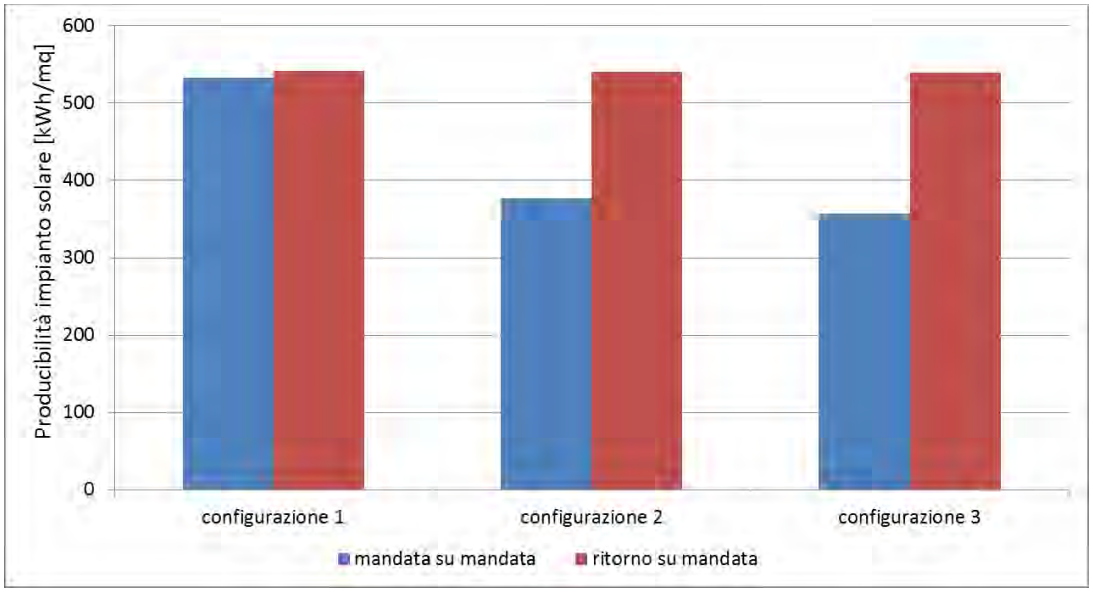


Figura 47: Confronto producibilità impianto solare dell'edificio 3 connesso alla rete nelle due modalità simulate

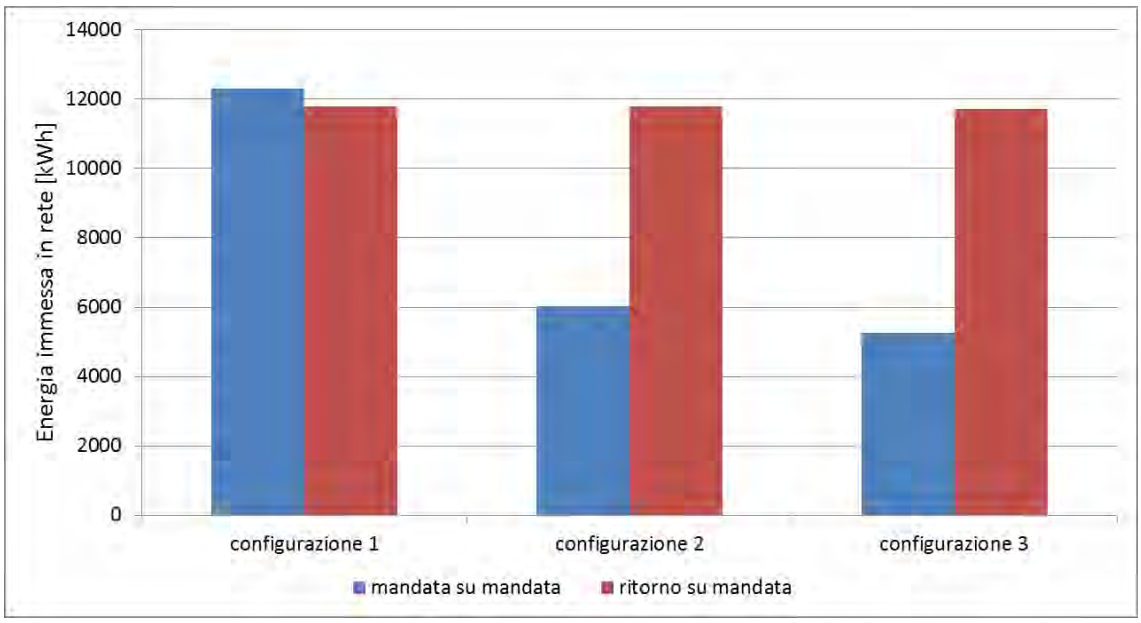


Figura 48: Confronto energia immessa in rete dall'impianto solare dell'edificio 3 connesso in rete nelle due modalità simulate

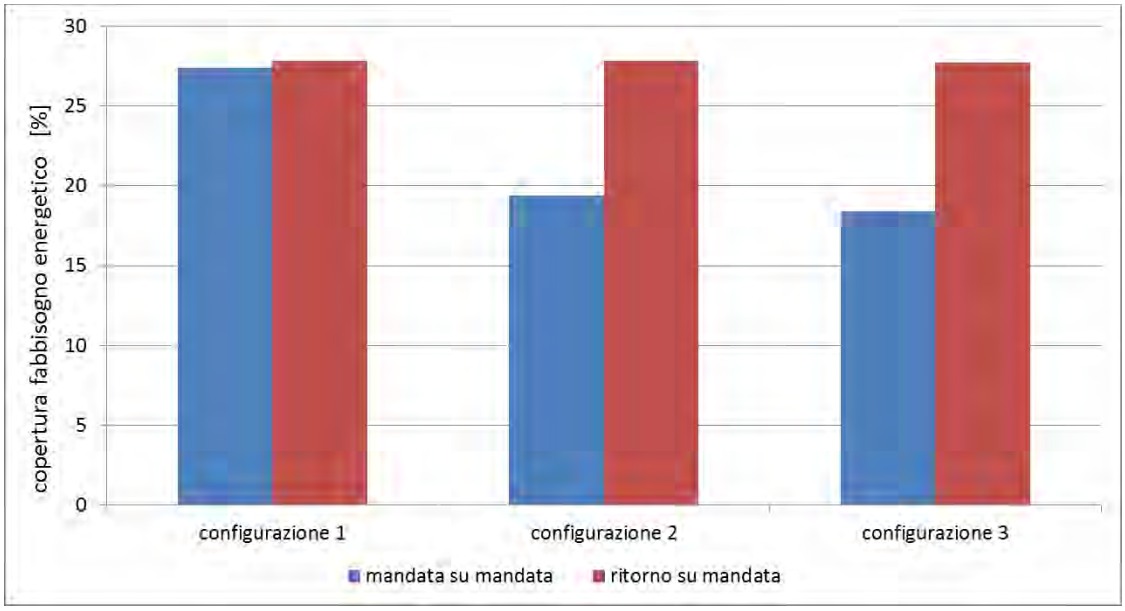


Figura 49: Confronto copertura del fabbisogno termico annuo dell'edificio 3 da impianto solare connesso alla rete in regime di net metering termico

Il confronto riportato nelle precedenti figure mostra come la modalità di connessione delle utenze attive "ritorno su mandata" abbia, per la rete termica simulata (che potrebbe non corrispondere ad una configurazione di rete reale), un vantaggio in termini di prestazione energetica degli impianti solari d'utente connessi in modalità net metering.
Come si osserva in Figura 47 la connessione "ritorno su mandata" non altera la producibilità dell'impianto solare dell'edificio 3 mentre la connessione "mandata su mandata" la riduce di circa il 33% in corrispondenza della configurazione 3.

2.3 Modello del serbatoio a stratificazione

Il modello di accumulo implementato nella piattaforma ENSim è basato sull'ipotesi di miscelazione perfetta, ovvero sull'ipotesi che la temperatura all'interno dell'accumulo sia uniforme e variabile nel tempo per effetto di immissione ed estrazione di potenza causata dai processi di carico, scarico ed interazione con l'ambiente circostante (dispersione termica attraverso le pareti).
Per poter incrementare prestazioni e precisione del modello, senza gravare eccessivamente sull'onere computazionale della simulazione, in questo paragrafo viene descritto un altro modello di accumulo termico basato sull'ipotesi di stratificazione perfetta.
In particolare in tale modello il serbatoio è suddiviso in un certo numero di starti ipotizzati a temperatura uniforme in cui si assume che il flusso in ingresso arrivi nello strato con la temperatura a lui più vicina e garantisca, così, il minimo mescolamento possibile.

In letteratura è possibile trovare diversi metodi che consentono la modellazione del fenomeno della stratificazione all'interno di un serbatoio di accumulo di liquidi. I più evoluti prevedono l'utilizzo di strumenti di simulazione avanzati che permettono una modellazione tridimensionale del serbatoio e necessitano di costi computazionali (tecnici ed economici) molto elevati. Nel caso di valutazioni di prestazioni sul lungo periodo, come nel caso della piattaforma ENSym, è preferibile utilizzare algoritmi di calcolo semplificati che riducono l'onere di calcolo ma mantengono un'accuratezza accettabile.
In letteratura si trovano due approcci differenti:

- Approccio *multinode*: il serbatoio viene diviso in un numero N di nodi o sezioni di dimensione fissa o variabile, per ciascuno di essi viene scritto il bilancio di energia ottenendo un sistema di N

equazioni differenziali che, una volta risolto, permette di ottenere la temperatura media in funzione del tempo all'interno di ogni sezione;

- Approccio *plug flow*: si assume che segmenti di liquido di dimensione variabile, a diversa temperatura, si muovano attraverso il serbatoio con un flusso a pistone.

Entrambi gli approcci citati si fondano sull'ipotesi di distribuzione monodimensionale della temperatura all'interno del serbatoio (cioè si considera trascurabile il gradiente di temperatura in direzione orizzontale).

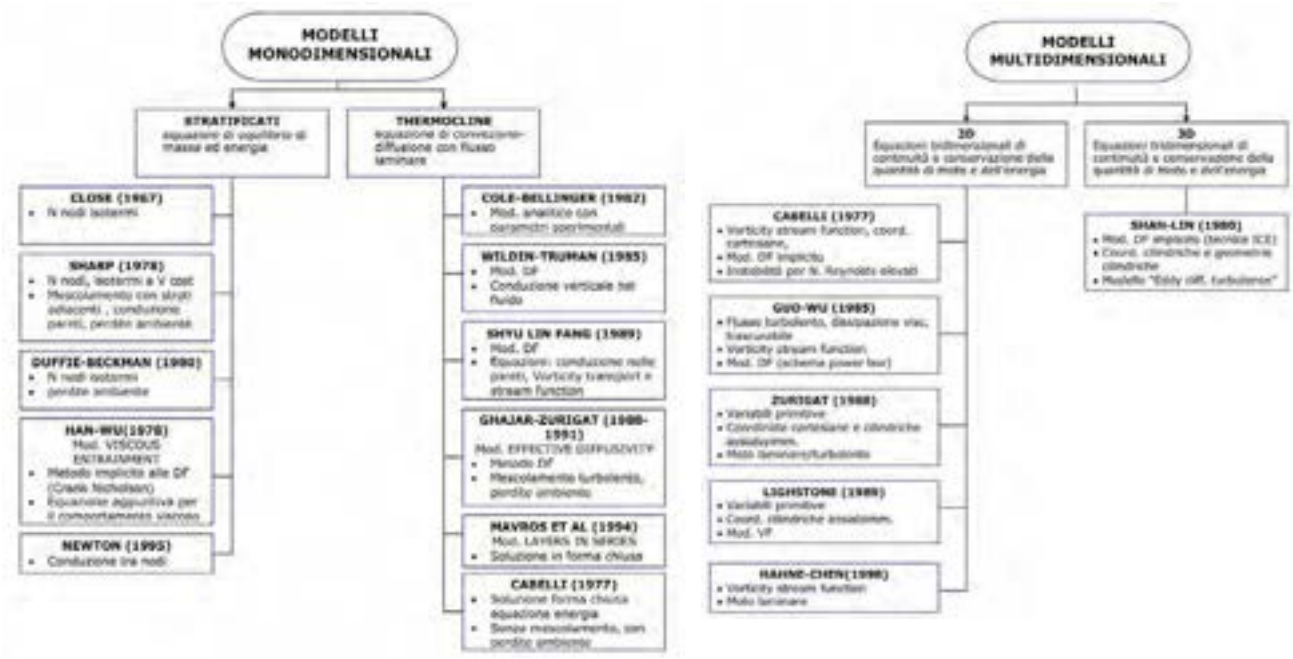


Figura 50 - Diversi metodi di simulazione per la stratificazione termica

Considerando l'approccio multinode, ulteriore ipotesi necessaria per la sua applicazione riguarda l'ingresso dell'acqua nel serbatoio e la sua distribuzione tra i nodi. Si assume, infatti, che il flusso entrante proveniente dal generatore raggiunga il nodo a temperatura più vicina, tale temperatura è sempre comunque inferiore a quella di uscita dal generatore e ciò avviene senza indurre un mescolamento verticale del liquido all'interno del serbatoio. La schematizzazione del modello è riportata nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**.

Per determinare quale nodo riceve il fluido caldo, si definisce una funzione di controllo F_{C_i} così definita:

$$F_{C_i} = \begin{cases} 1 \; se \; i = 1 \; e \; T_c > T_{S_i} \; o \; se \; T_{s,i-1} \geq T_c > T_{s,i} \\ 0 \; se \; i = \mathbf{0} \; o \; se \; i = N + 1 \; o \; altrimenti \end{cases}$$

Una funzione analoga è definita per il lato utenza (carico termico):

$$F_{L_i} = \begin{cases} 1 \; se \; i = N \; e \; T_L < T_{S_N} \; o \; se \; T_{s,i-1} \geq T_L > T_{s,i} \\ 0 \; se \; i = \mathbf{0} \; o \; se \; i = N + 1 \; o \; altrimenti \end{cases}$$

dove:

F_{C_i} : funzione di controllo per l'ingresso della portata proveniente dai collettori solari;

F_{L_i} : funzione di controllo per l'ingresso della portata proveniente dall'utenza;

i : numero del nodo di riferimento;

T_c : temperatura di uscita dal generatore;

T_{S_i} : temperatura del nodo i-esimo;
T_L : temperatura dell'acqua di ritorno dall'utenza;
T_{S_N} :temperatura dell'ultimo nodo.

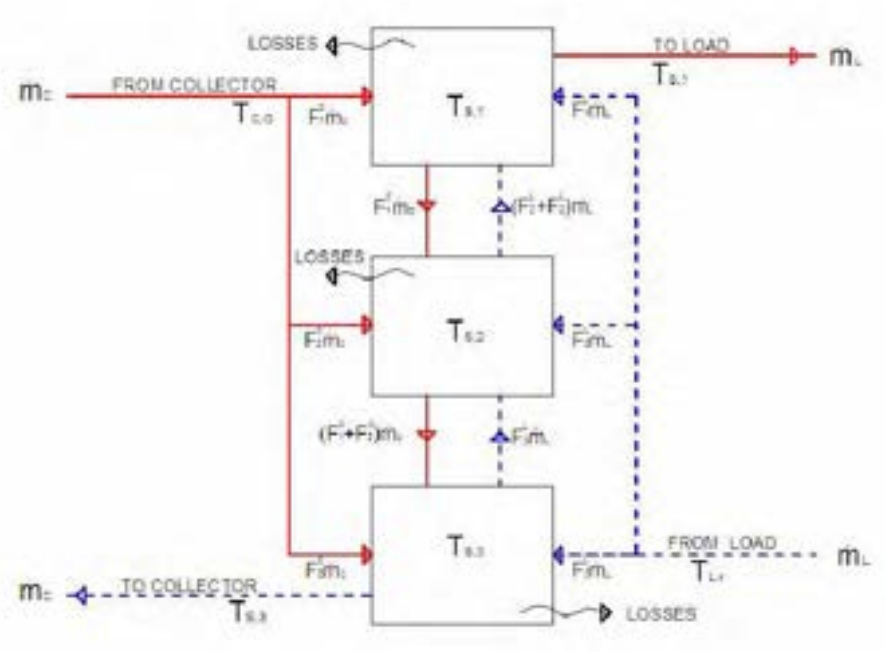


Figura 51 – Schema modello accumulo a stratificazione

Il flusso tra i nodi può andare verso l'alto o verso il basso a seconda dei flussi dal generatore e dal carico; il flusso risultate al nodo i-esimo si determina mediante un'equazione di bilancio:

$$\dot{m}_{m,i} = \dot{m}_c \sum_{j=1}^{i-1} F_{C,j} - \dot{m}_L \sum_{j=i}^{N} F_{L,j}$$

dove $\dot{m}_c$ e $\dot{m}_L$ sono rispettivamente la portata circolante nel lato caldo e la portata inviata all'utenza. Ne risulta un sistema di N equazioni differenziali di primo ordine, la cui risoluzione simultanea fornisce la distribuzione della temperatura nel serbatoio.
Il grado di stratificazione è determinato dalla scelta del numero di nodi: maggiore è il numero di nodi maggiore risulta la stratificazione mentre un modello ad un unico nodo corrisponde all'ipotesi di mescolamento perfetto.

Per valutare l'efficienza della stratificazione esistono diversi parametri di misura tra cui il fattore di stratificazione definito come:

$$ST = \sum_{i=1}^{N} \frac{M_i (T_i - T_m)^2}{M_T}$$

Dove:
N = numero di sezioni;
$M_i =$ massa di fluido contenuta nell'i-esimo elemento;
$M_T =$ massa totale del fluido nel serbatoio;
$T_i =$ temperatura del fluido nell'i-esimo elemento;
$T_m =$ temperatura media del serbatoio nel modello a mescolamento perfetto.
esso assume un valore pari a zero nel caso di mescolamento totale, 1 nel caso di perfetta stratificazione [1].

Il modello descritto è stato implementato in Simulink, nella configurazione a 3 nodi; in Figura 52 è riportato lo schema per il primo nodo (replicato in modo identico per tutti gli altri).

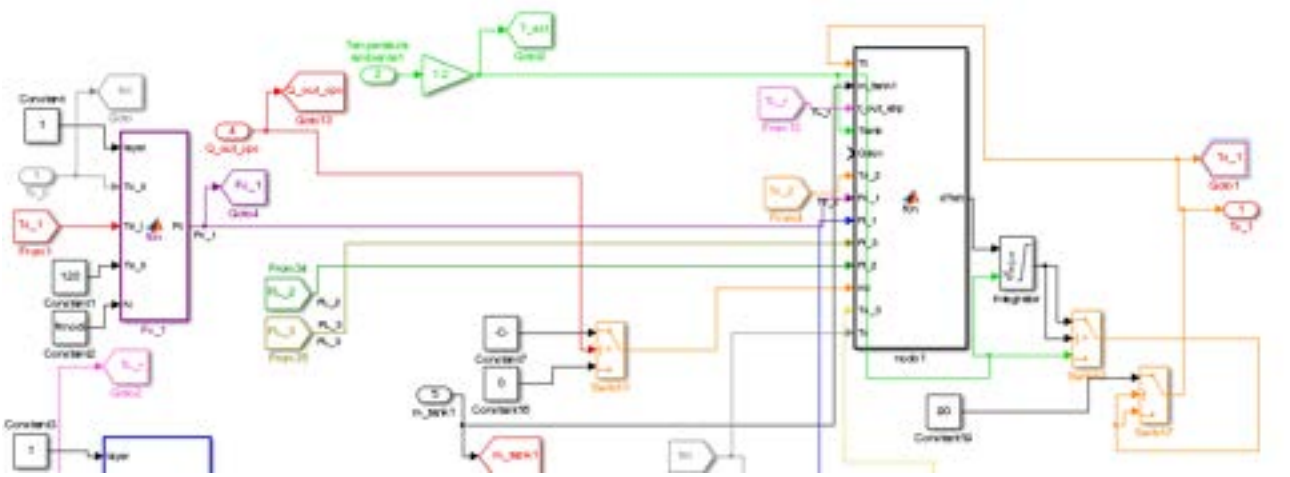


Figura 52 - Schema simulink nodo 1 sebatoio a stratificazione

La Figura 53 riporta l'andamento delle temperature per un modello dotato di tre nodi e con ingressi imposti costanti (esattamente sono ingressi a variazioni fisse, ovvero gradini) che dimostrano la correttezza dell'implementazione del modello.

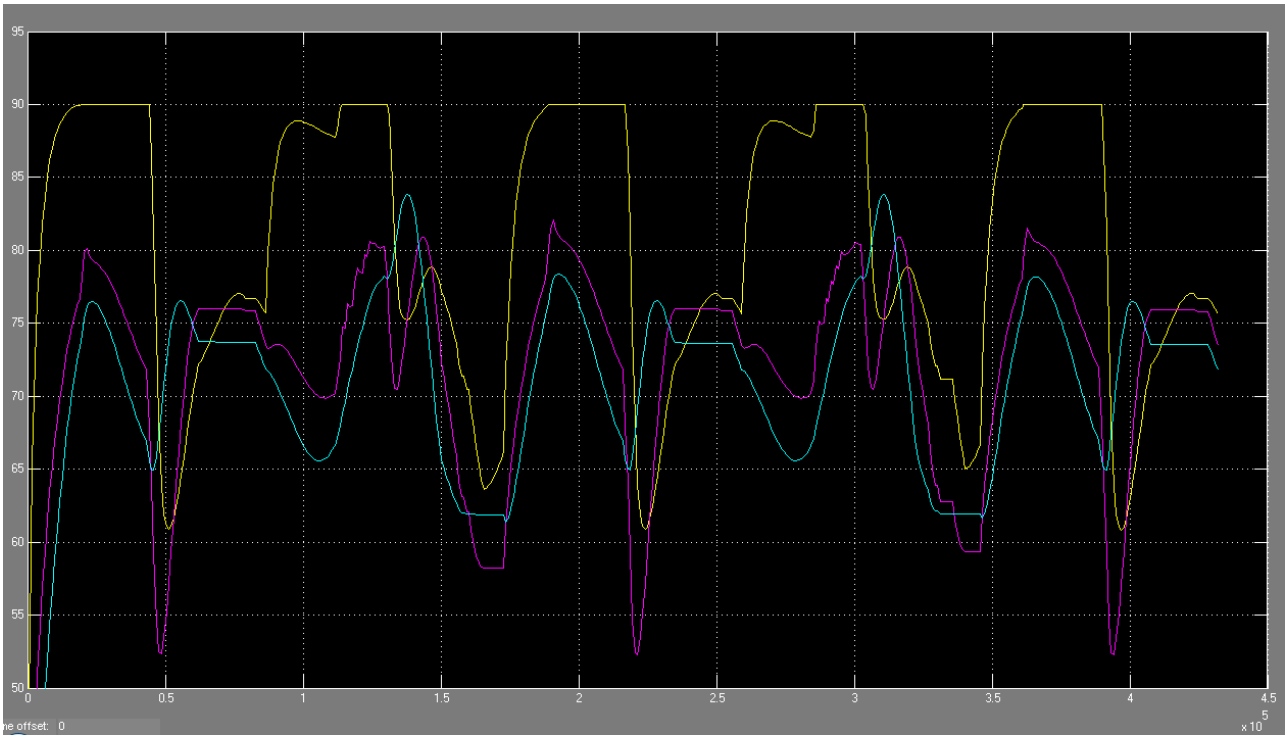


Figura 53 - Temperature in uscita dall'accumulo [°C]

Una prima validazione del modello implementato, secondo l'approccio *multinode* è stata effettuata prendendo come riferimento le simulazioni effettuate in un lavoro di tesi di dottorato [1] in cui si simula il comportamento di un serbatoio ad uso domestico da 180 litri considerando un numero di nodi pari a 7; sono state poste le stesse condizioni al contorno e le stesse condizioni iniziali, di seguito riportate:

caratteristiche del serbatoio
volume: 180 litri
temperatura ambiente: 20°C
diametro: 0.5 m
altezza: 0.9 m
trasmittanza: 1.05 W/m² °C
temperatura di reintegro: 15°C
temperatura iniziale nodi: 36,26,17 °C

Le simulazioni confrontate riguardano i profili di carico L1 e L2 con i relativi andamenti delle portate inviate all'utenza e della temperatura di uscita dai collettori solari (Tc) è sono state effettuate con il modello implementato (a 3 nodi). Ogni simulazione è stata ripetuta per una portata m_c di 24 kg/h e di 72 kg/h (Figura 54 e Figura 55).

profili di carico

ora	Profili L1 [kg/h]	Profilo L2 [kg/h]	Tc [°C]
7	7	10	40
8	17	25	40
9	17	25	45
10	30	45	45
11	16	25	50
12	7	10	55
13	3	5	60
14	0	0	60
15	0	0	55
16	10	15	50
17	17	25	50
18	30	45	45
19	16	25	45
20	20	30	45
21	7	10	40
22	3	5	40
23	0	0	40

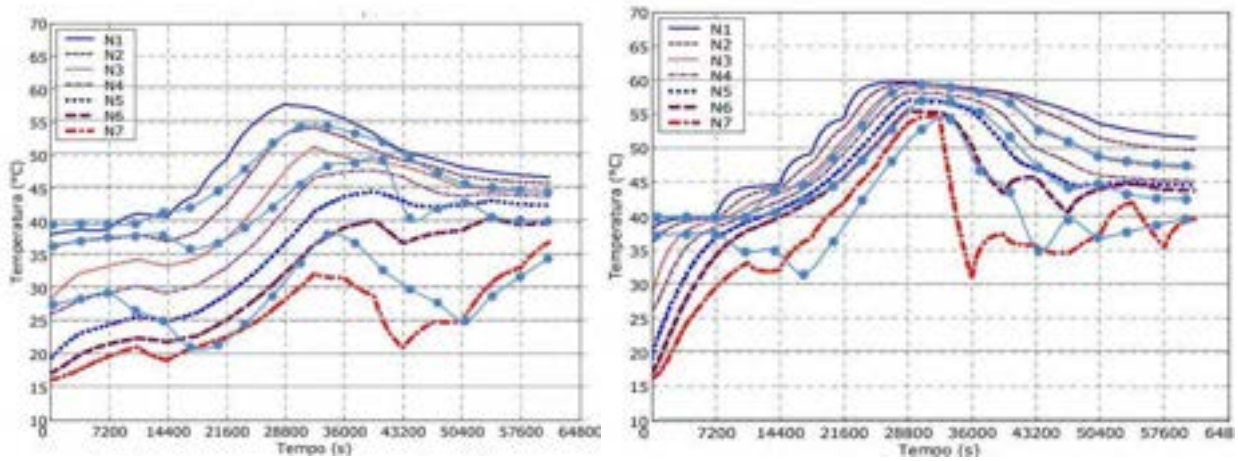


Figura 54 - *Simulazione con profilo L1*

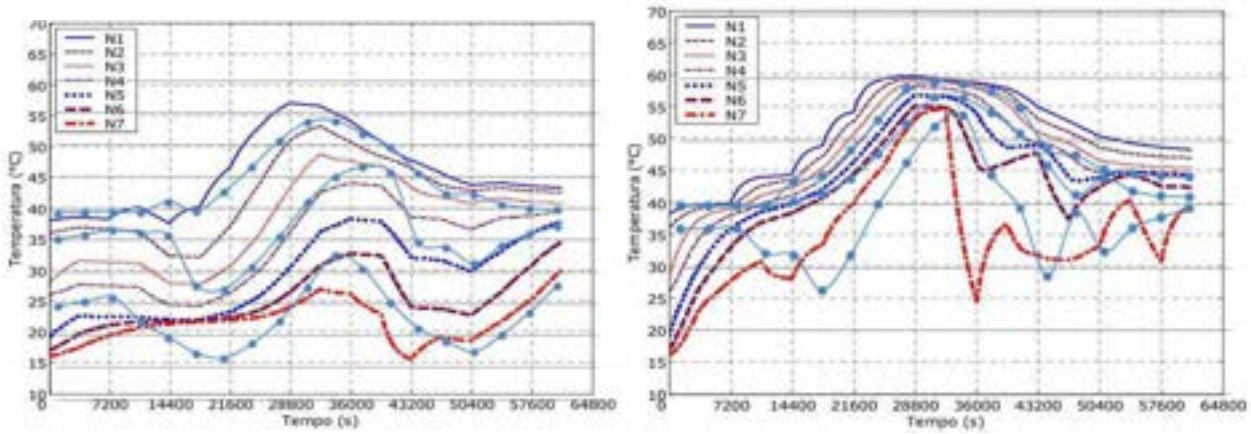


Figura 55 - *Simulazione con profilo L2*

I confronti evidenziano come il modello a tre nodi (linee azzurre con indicatore tondo) costruito rispecchi abbastanza fedelmente gli andamenti simulati con il modello a sette nodi (linee continue e tratteggiate nello fondo).

Tuttavia il modello inserito nella piattaforma con dati di ingresso (Temperatura ambiete, Potenza richiesta e fornita) ha mostrato un comportamento troppo instabile, con andamento delle temperature nei tre strati non verosimili, per cui non lo si ritiene pronto ad essere utilizzato nelle simulazioni. È indispensabile un confronto e una validazione con dati reali che consentano di verificare gli andamenti anomali dei singoli strati. Tale attività non è stata effettuata in quanto non è stato possibile reperire dati sperimentali di serbatoi reali con almeno tre strati monitorati.
Per tale ragione si è preferito continuare ad usare il modello a miscelazione perfetta, che garantisce buoni risultati come emerge dal confronto illustrato nel paragrafo precedente.

2.4 Interfaccia per definizione rete

L'interfaccia realizzata, visibile nella Figura 56, genera file.mat corrispondenti alla configurazione di rete definita dall'utente e successivamente caricati nel Workspace di Matlab per poter essere letti dal modello Simulink .

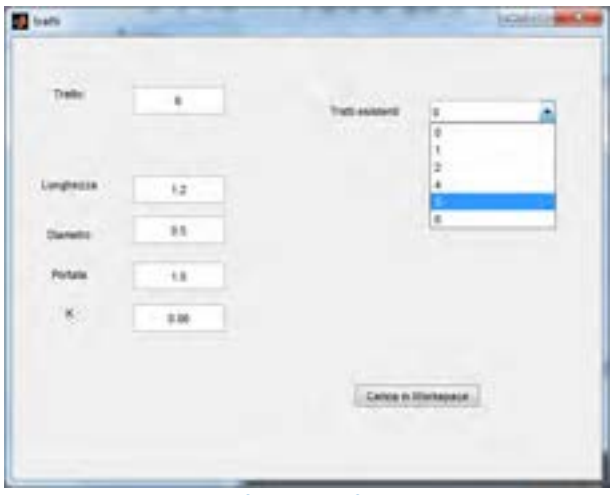


Figura 56 – Interfaccia configurazione tratti rete

L'utente, dopo aver inserito i valori ed il nome identificativo del tratto, può caricare i dati nel wokspace corrente, tramite l'apposito tasto. Per mezzo del menù a tendina in alto è possibile richiamare i tratti di rete già inseriti nel progetto ed, eventualmente, modificarli.
Al momento dell'inserimento dei valori nelle relative caselle viene effettuato un controllo dei dati immessi per prevenire eventuali errori, e per, eventualmente, in futuro, inserire dei vincoli sui valori immessi. Per ogni dato inserito, quindi, sarà possibile definire un range di validità, e, successivamente ad un controllo, la maschera di inserimento potrà o bloccare l'immissione o dare un warning all'utente, evidenziando il dato incoerente
Nella parte bassa dell'interfaccia è stato inserito un pulsante, con relativa casella di testo per la scelta del nome del file, per poter salvare l'insieme dei tratti immessi in un m.file, in modo da poterlo caricare ed elaborare nel workspace, indipendentemente dall'utilizzo dell'interfaccia sviluppata.
Il codice scritto per sviluppare l'interfaccia è inserito in un file ".m", in cui sono inserite varie m-function che si occupano della gestione dell'interfaccia e della comunicazione con il workspace. Tale codice è un ibrido tra il linguaggio C++ ed il linguaggio di sviluppo MATLAB.
Un esempio di come i due linguaggi interagiscano in una delle funzioni utilizzate e riportato in **Figura 57**

```
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
strold = get(handles.esistenti,'String')

quanti = size(strold);
pre='Tratto';
nn = quanti(1);
nome = get(handles.fname,'String')
nomef = strcat(nome,'.m');
fileID = fopen(nomef,'w');
for c = 1:nn
    trnome = strcat(pre,strold(c));
    try
    tratto_val = evalin('base', trnome)
    catch
        stringa = 'Oggetto non trovato'
    end
    fprintf(fileID,'%s [ %f %f %f %f ];\n',trnome,tratto_val(1), tratto_val(2),
tratto_val(3), tratto_val(4));
%strout = strcat(trnome,'[ ', num2str(tratto_val(1)), ' ', num2str(tratto_val(2)), ' ',
num2str(tratto_val(3)), ' ', num2str(tratto_val(4)), ' ]')
%strout = strcat(trnome,'[ ',tratto_val, ']')
end
fclose(fileID);
```

Figura 57 – Esempio di codice misto MATLAB/C++

2.5 *Interfaccia per scelta profili di carico utenza tipo*

Tra i vantaggi della piattaforma ENSIm c'è quello di poter creare ed effettuare simulazioni in maniera semplice ed intuitiva. Per tale scopo è stata creata una interfaccia per poter configurare velocemente i profili di carico di edifici tipo.
Tale interfaccia è stata sviluppata in ambiente MATLAB e utilizza dei file .mat, formato proprietario di Matlab, per poter gestire i profili di carico sia estivi che invernali.

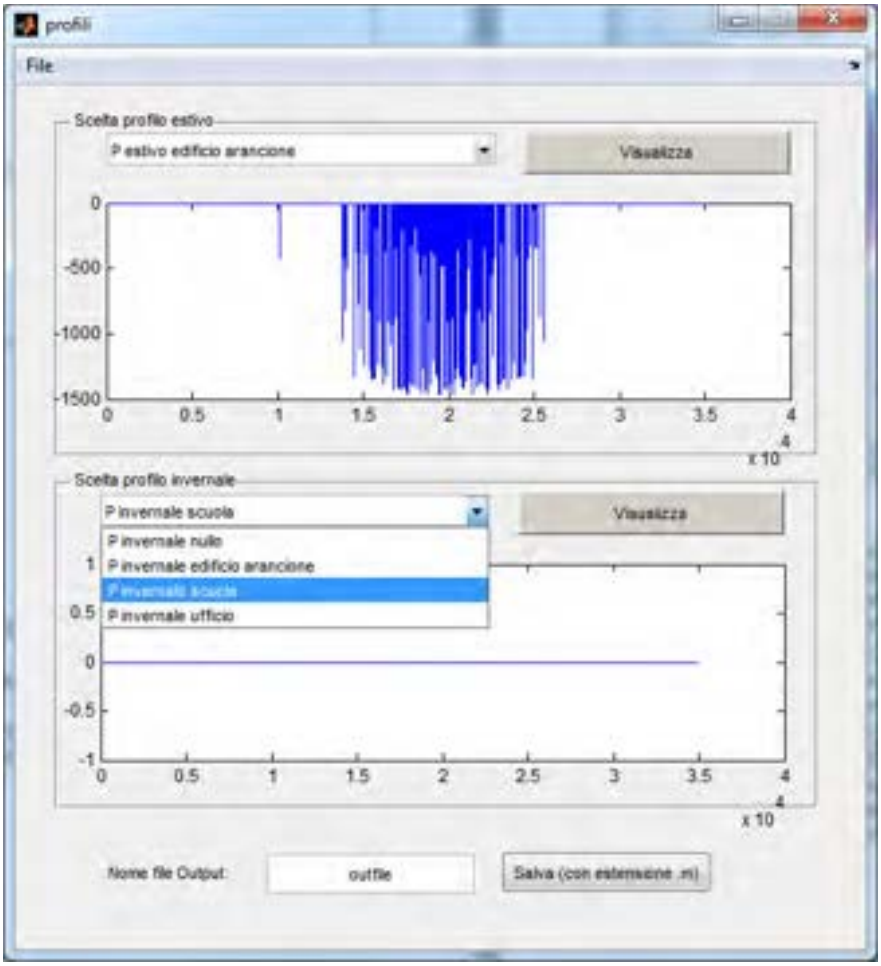


Figura 58 - Interfaccia per l'inserimento dei profili di carico

All'apertura l'interfaccia visualizza due profili di carico nulli, e presenta due pannelli differenti, relativi al carico invernale e a quello estivo.
Da due menù a discesa è possibile scegliere il profilo più consono al proprio edificio, e, tramite il tasto "Update", è possibile visualizzare, nel grafico corrispondente, il profilo scelto.
Questa funzione serve a facilitare un primo controllo visivo del profilo selezionato.
Il passo successivo è la scelta di un nome file per poter incapsulare i due profili, estivo ed invernale, e scrivere la struttura Matlab da passare alla simulazione.
Nel momento in cui, infatti, si preme il tasto "Salva (con estensione .m)", verrà scritto un file con il nome inserito nella casella di testo apposita, seguito dall'estensione ".m" in cui saranno salvate le due strutture dati relative ai profili di carico, invernale ed estivo, chiamate, nella simulazione, Ptot_inv e Ptot_est.
Per ognuno dei profili è possibile scegliere l'opzione "nullo", che caricherà un profilo di carico pari a zero, questo per gestire edifici in cui uno o entrambi gli impianti non siano esistenti.

3 Validazione della piattaforma ENsim

La validazione della piattaforma ha riguardato in particolare i blocchi che modellano il comportamento della rete di teleriscaldamento e della sottostazione di scambio e ha avuto come obiettivo particolare la valutazione delle inerzie termiche e il confronto degli andamenti dei segnali per capire se la dinamica riprodotta dal modello software fosse in grado di riprodurre l'andamento reale della rete monitorata.

La rete scelta per il confronto è quella situata nel quartiere di Torino Sud per cui, sempre nell'ambito di Ricerca di Sistema è stato progettato realizzato e messo in opera il sistema di monitoraggio, all'interno dell'attività di collaborazione svolta con il dipartimento DENERG del Politecnico di Torino.[3]
Nel proseguo sarà prima descritto il modello di rete di teleriscaldamento realizzato per replicare più fedelmente possibile la configurazione reale. Tale implementazione è stata possibile anche e soprattutto grazie alla collaborazione con la società EXEGesi Spa, gestrice della rete in oggetto, che ha fornito le informazioni necessarie alla modellazione.
Poiché oggetto dell'attività svolta in collaborazione con il Politecnico di Torino, si omette la descrizione dettagliata della rete, per cui si rimanda ai Rapporti Tecnici della nota 3, limitandosi a riportare quelle informazioni strettamente necessarie per meglio comprendere il lavoro descritto nel presente rapporto tecnico.
Per quanto riguarda il modello della sottostazione di scambio questo è stato validato attraverso il monitoraggio di una sottostazione a servizio di una scuola materna connessa alla rete di teleriscaldamento del comune di Castegnato in provincia di Brescia. L'attività di monitoraggio è stata possibile grazie alla collaborazione con la Società Cogeme che gestisce la rete di TLR del comune di Castegnato e il Dipartimento DIN dell'Università di Bologna. Quest'ultima ha condotto anche una attività di progettazione per la conversione della sottostazione in attiva i cui risultati sono descritti nel report RdS/PAR2014/019.

3.1 Modello rete di teleriscaldamento

La modellazione della rete ha riguardato principalmente la centrale di generazione termica, composta da un cogeneratore con motore endotermico DEUTZ da 970 kW_{el} e 1166 kW_{th} e da tre caldaie di integrazione, una della potenza di 895 kW_{th} e due da 2600 kW_{th}, collegate secondo lo schema di Figura 59.
La rete alimenta 31 edifici residenziali e fornisce il servizio di riscaldamento e ACS, mentre la palazzina della società che gestisce la rete stessa pur essendo ubicata nella stessa area è alimentata direttamente dalla centrale termica (prima dello scambiatore di calore che permette di trasferire alla rete di distribuzione la potenza generata dalla centrale termica).

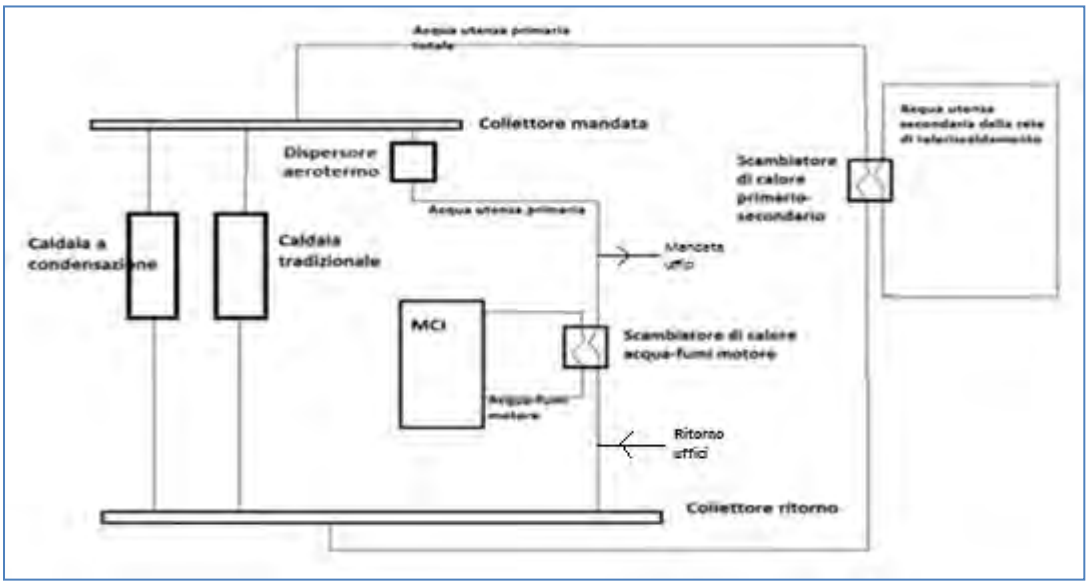


Figura 59 – Schema idraulico impianto di generazione termica

Come si evince dallo schema, dai singoli impianti di generazione le portate di acqua riscaldata vengono convogliate nel collettore di mandata, da cui la portata totale primaria cede calore, attraverso uno scambiatore, all'acqua che alimenta le utenza di teleriscaldamento, denominata secondaria. All'uscita da

[3] Report RdS/2013/056, RdS/PAR2013/105 e RdS/PAR2014/017

tale scambiatore la portata totale di acqua primaria confluisce nel collettore di ritorno dal quale vengono spillate le singole portate di alimento per ogni generatore. In particolare si nota che le caldaie vengono alimentate direttamente dall'acqua spillata dal collettore di ritorno, mentre nel MCI viene interposto uno scambiatore di calore che ha lo scopo di raffreddare sia l'acqua che i fumi del motore endotermico al fine di recuperare la potenza termica di scarto del MCI (come si vedrà in seguito lo scambiatore acqua/fumi motore è in realtà costituito da due scambiatori separati).
Nella tabella sotto riportata sono visibili gli intervalli orari-giornalieri di funzionamento per l'intero impianto e per i singoli componenti.

Tabella 11- Profilo accensione impianti

Dato	Valore	Commento
impianti di riscaldamento	1	dalle 8:00 alle 22:00 7 giorni su 7 durante la stagione invernale di riscaldamento
	0	nelle altre ore della giornata
profilo di accensione cogeneratore	1	dalle 7:00 alle 22:00 dal lunedi al sabato
	0	la domenica e le restanti ore della giornata
profilo di accensione caldaie	1	sempre tutte le ore della settimana e dell'anno
impianto di riscaldamento uffici	1	dalle 7:00 alle 18:00 dal lunedi al venerdi
	0	nelle restanti ore della giornata e dell'anno

Come riferitoci dai tecnici che lo gestiscono, l'impianto di cogenerazione è esercito dando priorità alla generazione di energia elettrica, che avviene con una logica a soglia dipendente dall'intervallo orario giornaliero, come riportato in Tabella 12:

Tabella 12 - profilo generazione elettrica CHP

Dato	Valore	Commento
Profilo del carico elettrico del Cogeneratore	850 [kW]	dalle 7:00 alle 13:00
	750 [kW]	dalle 13:00 alle 18:00
	700 [kW]	dalle 18:00 alle 22:00
	0	nelle altre ore della giornata e la domenica

3.1.1 Modello centrale termica

La centrale termica che alimenta la rete di teleriscaldamento (e la palazzina uffici in cui è ubicata la centrale stessa) riceve in ingresso i parametri di funzionamento quali tipologia di inseguimento (elettrico o termico), profili di accensione del cogeneratore e delle caldaie , temperatura di regolazione (nel nostro caso quella di mandata dell'acqua alla rete di TLR) e condizioni ambiente (temperatura e stagione) e calcola in output la potenza elettrica prodotta dal cogeneratore, la potenza termica totale messa a disposizione della rete di TLR (Prisc_tot_rete_p), la potenza di combustibile consumata dalla centrale stessa e le relative energie.
Il modello è strutturato in diversi blocchi:

- Impianto di cogenerazione (motore a combustione interna);
- Dispersore aerotermo;
- Caldaie;
- Profilo di consumo dell' assorbitore (per il raffrescamento) e del riscaldamento dell' edificio uffici.

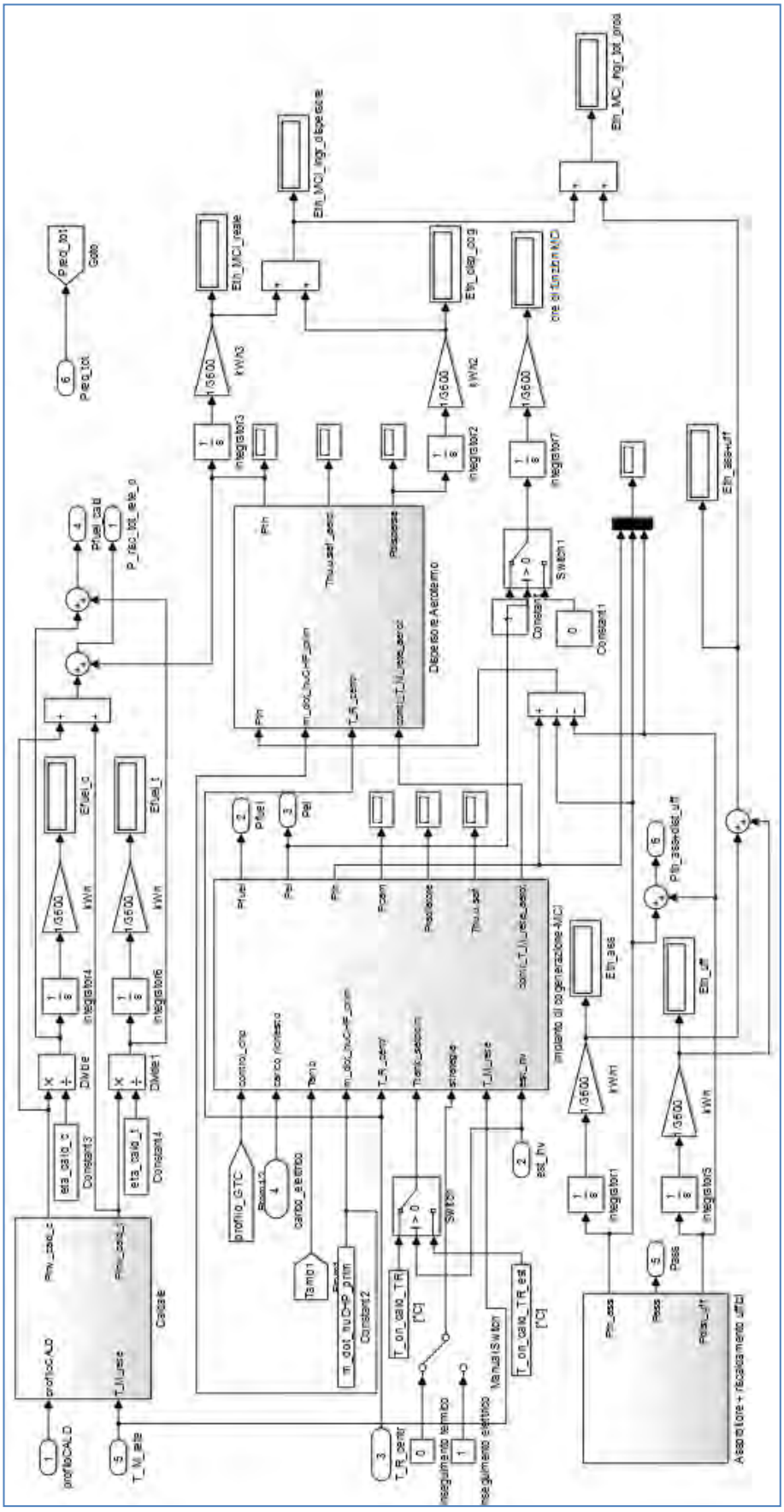


Figura 60 - Schema simulink della centrale termica

In particolare per replicare il funzionamento reale della centrale, i valori dei parametri del blocco "Centrale Termica", inseriti tramite file Matlab , con cui sono inizializzati i blocchi e lanciata la simulazione, sono presentati nella seguente tabella:

Tabella 13 - Parametri di input del blocco centrale termica

Dato	Valore	Commento
m_dot_huCHP_prim	11,111	[kg/s] portata di acqua utenza primaria del MCI
m_dot_ass	5,944	[kg/s] portata di acqua all' assorbitore
m_dot_hmCHP	12,778	[kg/s] portata acqua raffreddamento mantello motore
T_out_ass	80	[°C] temperatura di uscita assorbitore (in ingresso al collettore di mandata)
T_on_cald_TR	81	[°C] temperatura di spegnimento caldaie in inverno (vale anche per il MCI in inseguimento termico)
T_on_cald_TR_est	50	[°C] temperatura di spegnimento caldaie in estate (vale anche per il MCI in inseguimento termico)
T_on_CHP	90	[°C] temperatura di spegnimento MCI in inverno
T_off_CHP	80	[°C] temperatura di accensione MCI in inverno
T_off_CHP_est	47	[°C] temperatura di accensione MCI in estate
Pel_maxCHP_inv	970	[kW] potenza elettrica nominale del MCI
Pth_max_CHP	1166	[kW] potenza termica nominale del MCI
P_offCHP	30	percentuale della potenza nominale a cui interviene lo spegnimento del motore
eta_el_nomCHP_inv	0,386	rendimento elettrico nominale del MCI
Tf_maxCHP	515	temperatura massima dei fumi allo scarico [°C]
Hi_CH4	29858,5	potere calorifico inferiore CH_4 [kJ/Sm^3]
densita_CH4	0,71682	[kg/Sm^3]
alfaCHP	17,2	dosatura stechiometrica del combustibile
mol_CO2	1	[mol] numero moli di CO_2 nella reazione stechiometrica di combustione del metano
mol_f	10,52	[mol] numero moli di fumi totali nella reazione stechiometrica di combustione del metano
PM_CO2	44	[g/mol] peso molecolare anidride carbonica
PM_f	27,62	[g/mol] peso molecolare fumi totali (media pesata sulle moli dei fumi)
perditeCHP	2	perdite per irraggiamento (% della potenza termica del combustibile in ingresso)
eta_alt	0,95	rendimento nominale dell' alternatore
cp_f	1,2	[kJ/(kg*K)] calore specifico a pressione costante dei fumi
cp_h	4,186	[kJ/(kg*K)] calore specifico dell' acqua
eff_sc_aa	0,72	efficienza scambiatore acqua motore/acqua utenza primaria
Thm_limCHP	92	temperatura limite acqua motore [°C]
eff_sc_af	0,72	efficienza scambiatore fumi motore/acqua utenza primaria
PtTRcond	895	[kW] potenza nominale della caldaia a condensazione
eta_cald_c	0,95	rendimento reale della caldaia a condensazione
T_off_cal_c	76	[°C] temperatura di accensione caldaia a condensazione in inverno
T_off_cal_c_est	44	[°C] temperatura di accensione caldaia a condensazione in estate
PtTRtrad	2600	[kW] potenza nominale della caldaia tradizionale

P_n_cpc	0	[kW] potenza nominale del campo solare installato
eta_cald_t	0,92	rendimento della caldaia tradizionale
T_off_cal_t_est	41	[°C] temperatura di accensione caldaia tradizionale in estate
T_off_cal_t	74	[°C] temperatura di accensione caldaia tradizionale in inverno

La descrizione dettagliata del modello del cogeneratore e delle caldaie è omessa in quanto già descritta nella annualità precedenti[4]; qui si riporta un elenco delle le grandezze necessarie (ingresso e parametri) che l'utente deve impostare per far funzionare il modello e le modalità di esercizio.

Dati ingresso:

- Profilo di accensione;
- Profilo di carico dell'utenza;
- Strategia di funzionamento (inseguimento elettrico / termico);
- Portata acqua utenza termica;
- Portata acqua motore;
- Temperatura ritorno acqua utenza termica (ingresso scambiatore acqua/acqua);
- Temperatura ambiente;
- Stato di funzionamento dato in base al valore della temperatura di mandata della rete di TLR (acceso – spento).

Dati uscita:

- Potenza termica del combustibile consumato;
- Potenza elettrica erogata;
- Potenza termica recuperata da acqua motore;
- Potenza termica recuperata dai fumi;
- Potenza termica dispersa al radiatore;
- Potenza termica dispersa al camino;
- Temperatura acqua motore in ingresso / uscita scambiatore acqua/acqua;
- Temperatura acqua utenza in uscita dallo scambiatore acqua/acqua;
- Temperatura acqua utenza in uscita dallo scambiatore acqua/fumi;
- Potenza termica recuperata totale dal MCI:

Parametri:

- Potenza elettrica nominale (massima potenza elettrica erogata);
- Rendimento elettrico nominale;
- Percentuale della potenza elettrica (in inseguimento elettrico) e termica (in inseguimento termico) nominali al di sotto delle quali il cogeneratore si spegne in automatico;
- Perdite di calore verso l'esterno non altrimenti conteggiate (% della potenza termica del combustibile in ingresso);
- Potere calorifico inferiore del fuel di alimentazione;
- Temperatura massima dell'acqua di raffreddamento motore e dei fumi;
- Portata acqua di raffreddamento del motore;
- Efficienza di scambio termico degli scambiatori di calore acqua/acqua e fumi/acqua;
- Dosatura del combustibile.

Infine le modalità attraverso le quali può avvenire il controllo del sistema sono di seguito elencate:

- inseguimento carico elettrico;

[4] Report RdS/2011/178 e Report RdS/2012/076

- inseguimento carico termico che consiste nel controllo della temperatura di mandata dell'acqua alla rete di TLR (al secondario dello scambiatore primario/secondario successivamente esposto – T_M_rete) : questo controllo è fatto tramite un relay che dà un segnale di accensione o meno del MCI in base alla T_M_rete raggiunta in inverno o in estate. Essa deve essere mantenuta in un certo range prefissato dall'utente.
- controllo sulla potenza minima erogata: quando la richiesta dell'utenza è inferiore al 30% della potenza nominale del motore, sia in inseguimento elettrico che termico, il cogeneratore si spegne.

3.1.2 Modello dispersore termico

Per poter riprodurre fedelmente la logica di gestione dell'intera centrale è stato implementato il blocco "aerotermo", presente sull'impianto reale e necessario a smaltire il calore in eccesso prodotto in seguito alla modalità "inseguimento elettrico" scelta dal gestore.
Tale blocco simula il comportamento del dispersore aerotermo al fine di dissipare la potenza termica prodotta in eccesso dal gruppo di cogenerazione e non utilizzabile all' utenza residenziale. Il dispersore è posizionato, in serie, all' uscita del blocco di cogenerazione, in particolare a valle dello scambiatore acqua/fumi. Con riferimento alla Figura 61, il dispersore, indipendentemente dalla stagione si attiva sia in configurazione di inseguimento elettrico che di inseguimento termico in base al comando "contr_T_M_rete_aerot" che può assumere valore 0 (c'è dispersione) oppure 1 (no c'è dispersione).
Inoltre tale blocco calcola la potenza dissipata dal dispersore aerotermo e la temperatura dell' acqua utenza primaria a valle del dispersore, sempre minore o uguale di quella a monte.
Si evidenzia che tale blocco è stato costruito sulla base delle informazioni ricevute nella fase iniziale del lavoro: la fase di validazione ha fatto emergere una serie di problematiche che hanno portato a modificare questa scelta iniziale (vedi paragrafo 3.3.2).

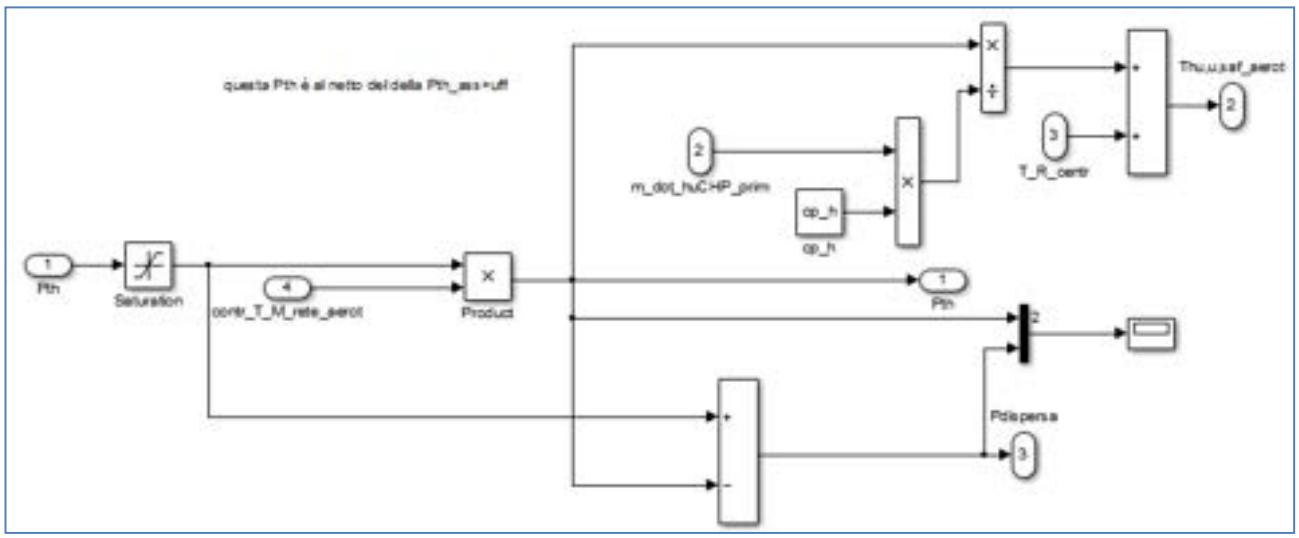


Figura 61 - Blocco (Simulink) dispersore aerotermo

3.1.3 Blocco sistema di gestione

La gestione dell'intera centrale è stata implementata con un apposito blocco (Figura 62).
Il blocco riceve in ingresso la temperatura di mandata della rete, il parametri di accensione-spegnimento della distribuzione invernale dell'edificio uffici (on_off_dist_uff), il parametri di accensione-spegnimento della distribuzione estiva dell' assorbitore per gli uffici (on_off_ass), il parametro stagionale (est_inv) per determinare la temperatura di mandata di riferimento della rete in inverno e in estate e il parametro

stagionale (est_inv_uff) per determinare quando la distribuzione invernale degli uffici è accesa oppure spenta.
Il blocco fornisce in uscita il parametro di controllo del cogeneratore (contr_T_M_rete) che consente di mantenere la temperatura dell'acqua di uscita dal cogeneratore al valore imposto.
Come sarà descritto nel proseguo (3.3.2), nella fase di validazione della piattaforma tale modello che ha validità generale è stato modificato per esigenza di avere un modello che rispondesse più fedelmente e rendesse i segnali simulati più simili a quelli misurati.

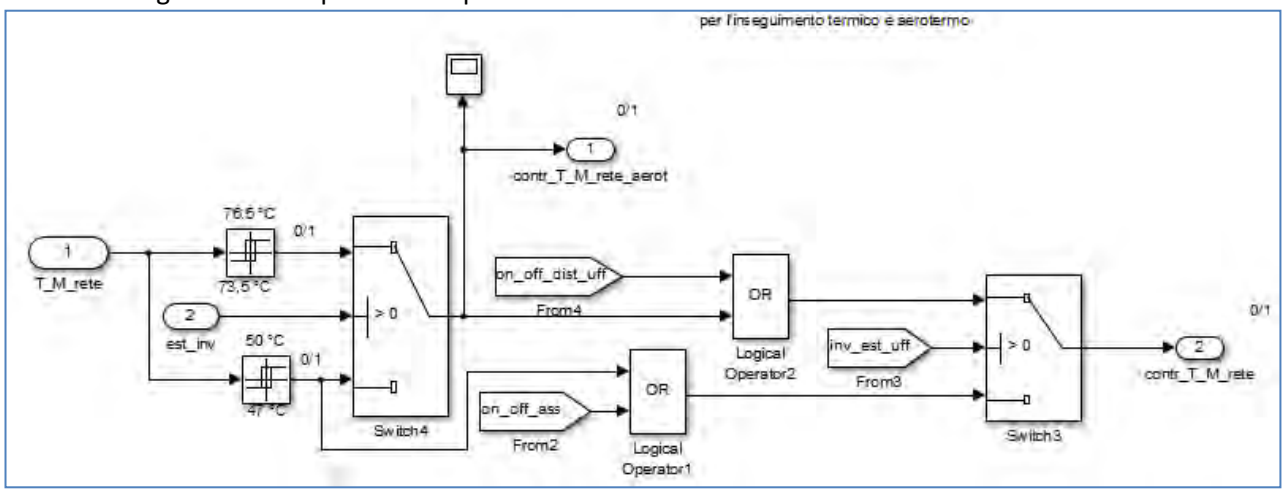


Figura 62 - Blocco (Simulink) controllo della temperatura di mandata della rete

3.1.4 Modello scambiatore di calotre centrale termica-rete teleriscaldamento

Altro blocco che è stato necessario sviluppare ex novo è stato lo scambiatore di calore posizionato fra l'uscita della centrale termica e la rete di teleriscaldamento, necessario per calcolare la temperatura dell'acqua primaria di ritorno alla centrale termica; poiché non è noto il valore della temperatura dell'acqua in ingresso allo scambiatore lato centrale termica è stato necessario implementare un nuovo modello di scambiatore che funzioni in base ai dati dell'impianto reali noti e che tenga conto dei parametri caratteristici di funzionamento degli scambiatori reali in modo da minimizzare le differenze fra il funzionamento reale e quello in simulazione.

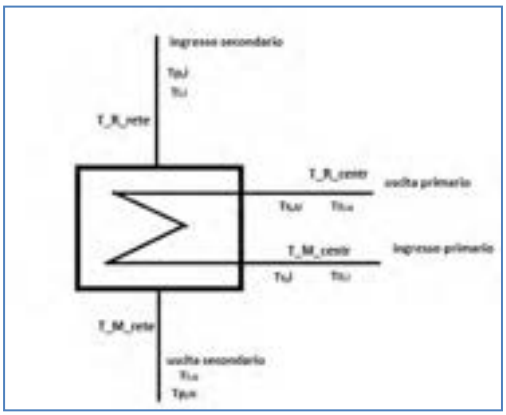


Figura 63 – Schema equivalente dello scambiatore

La temperatura dell'acqua primaria in uscita dallo scambiatore è stata calcolata con il seguente algoritmo

NTU: numero di unità di scambio termico: $$\varepsilon_{NTU} := \frac{Psc}{Pmax}$$
dove

- $Psc = Pp * \varepsilon_{sc}$
- $Pmax = Cmin * (Tp,i - Ts,i)$

  quest'ultima rappresenta la potenza massima trasferibile dallo scambiatore (per configurazione in controcorrente e superficie di scambio infinita).
- $Cmin = (\dot{m} * Cp)_{min}$

  Cmin è la portata termica minima tra primario e secondario dello scambiatore che nel nostro caso corrisponde a quella al primario essendo il Cp uguale per primario e secondario ma $\dot{m}$ al primario maggiore della $\dot{m}$ al secondario.
- $$Tp,i = \frac{Pp}{(\dot{m} * Cp)_p} + Tp,u$$
- $$\varepsilon_{NTU} = f(NTU, C)$$

con

- $$NTU = \frac{U * A}{Cmin} \quad \text{e} \quad C = \frac{Cmin}{Cmax}$$

  U*A è stato valutato utilizzando il metodo della temperatura media logaritmica, essendo note le informazioni di progetto (Pprog, T di ingresso e uscita statiche) dello scambiatore:
- $$U * A = \frac{P_{prog}}{F * \Delta T_{ml}}$$

  essendo F (fattore di correzione – vale 1 per scambiatori in controcorrente puro) un coefficiente adimensionato che tiene conto della tipologia di scambiatore utilizzato e valutato con un apposito diagramma (F = 0,775). E' stato considerato uno scambiatore a 2 passaggi nel mantello e 4, 8, 12, … nei tubi. $\Delta \mathbf{T_{ml}}$ la temperatura media logaritmica dello scambiatore valutata con scambio termico in controcorrente.
- $$\Delta T_{ml} = \frac{(T_{I,i} - T_{II,u}) - (T_{I,u} - T_{II,i})}{\ln\left(\frac{T_{I,i} - T_{II,u}}{T_{I,u} - T_{II,i}}\right)}$$

  essendo le temperature utilizzate quelle statiche di progetto (note).

Introducendo la Tp,i nella Pmax ed esplicitando tutto per Tp,u si ricava:

$$Tp,u = \frac{Pp * \varepsilon_{sc}}{\varepsilon_{NTU} * Cmin} + Ts,i - \frac{Pp}{(G * Cp)_p}$$

Quest'ultima relazione è quella effettivamente implementata nel modello Simulink dello scambiatore (Figura 64).

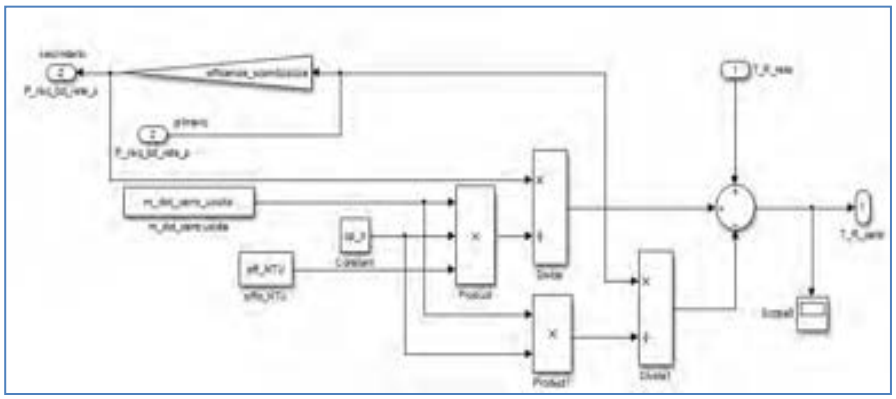


Figura 64 - Blocco (Simulink) dello scambiatore primario/secondario

3.1.5 Modello equivalente di rete

Dalla disposizione reale della rete è stata ricavata una equivalente sia in termini di diametri e spessori che di lunghezze delle singole tratte (i diametri e gli spessori equivalenti sono stati calcolati facendo una media pesata sulle lunghezze dei singoli tratti su cui insistono) .
Questo è stato fatto essenzialmente per due motivi:

- avere una disposizione più semplice da poter implementare su un modello Simulink al fine di diminuire i tempi computazionali altrimenti non compatibili con gli obiettivi prefissati, dovendo calcolare per ogni singolo tratto le temperature di ingesso e uscita e la potenza dispersa;
- ricavare le portate circolanti in ogni singolo tratto conoscendo solo quella totale in ingresso alla rete stessa.

Lo schema equivalente proposto della rete è il seguente:

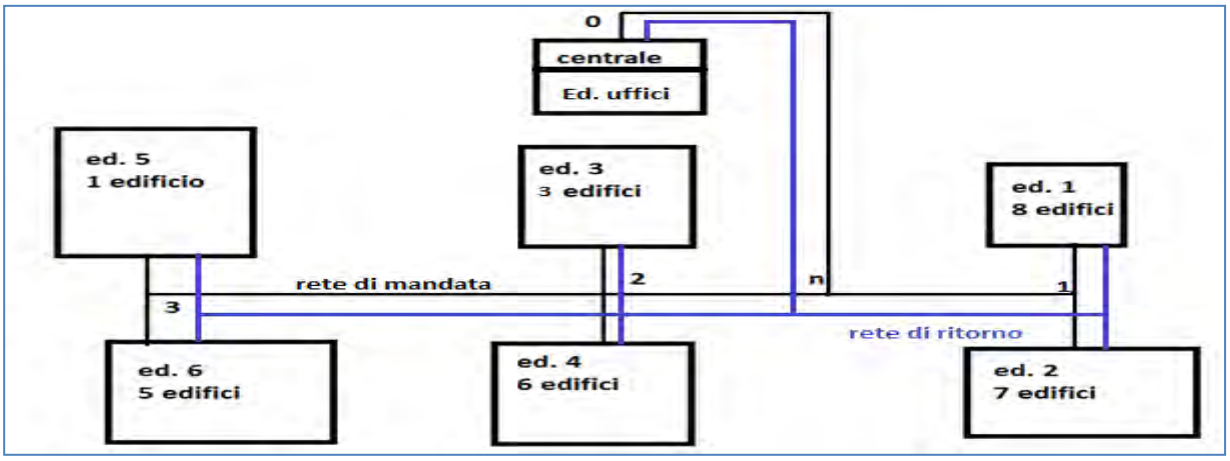


Figura 65 - Schema equivalente della rete di TLR

Da questo schema si evince che la portata di acqua totale dell'utenza secondaria in uscita dallo scambiatore primario-secondario della centrale termica percorre il tratto di tubazione dal nodo 0 al nodo n, dove si divide in due (non in parti uguali): una parte va verso il nodo 1 dal quale viene derivata una parte verso gli 8 edifici che costituiscono l'agglomerato 1 e una parte verso i 7 edifici dell'agglomerato 2; un'altra parte della portata totale va verso il nodo 2 dove vengono spillate le portate di alimento degli agglomerati 3 e 4 e la restante portata va verso il nodo 3 che alimenta gli ultimi due blocchi di edifici. In particolare ogni agglomerato di edifici rappresenta in questo schema equivalente l'insieme di edifici facente parte dello stesso isolato, come si può vedere dall'immagine della rete mostrata in Figura 66.

Figura 66 – Planimetria rete di teleriscaldamento

La portata in ingresso al singolo edificio di ogni agglomerato, è stata calcolata ipotizzando che all'edificio entri sempre la stessa portata, quindi considerando che non ci sia nessuna distinzione tra edificio ed edificio (essendo realmente gli edifici simili tra loro).
Quindi nota la portata totale, pesata sul diametro equivalente sul quale tale portata insiste, la portata in ingresso ad ogni singolo agglomerato è stata calcolata dividendo la portata totale per il numero di edifici (30) e moltiplicando quest'ultima per il numero di edifici facente parte dello stesso agglomerato. Trovata la portata in ingresso ad ogni singolo agglomerato è stato possibile calcolare le portate circolanti in ogni ramo della rete equivalente attraverso un bilancio di portate al nodo.
Valutato lo schema equivalente che rappresenta la rete di TLR, si è impostato lo schema Simulink della rete stessa mostrata nella Figura 67.

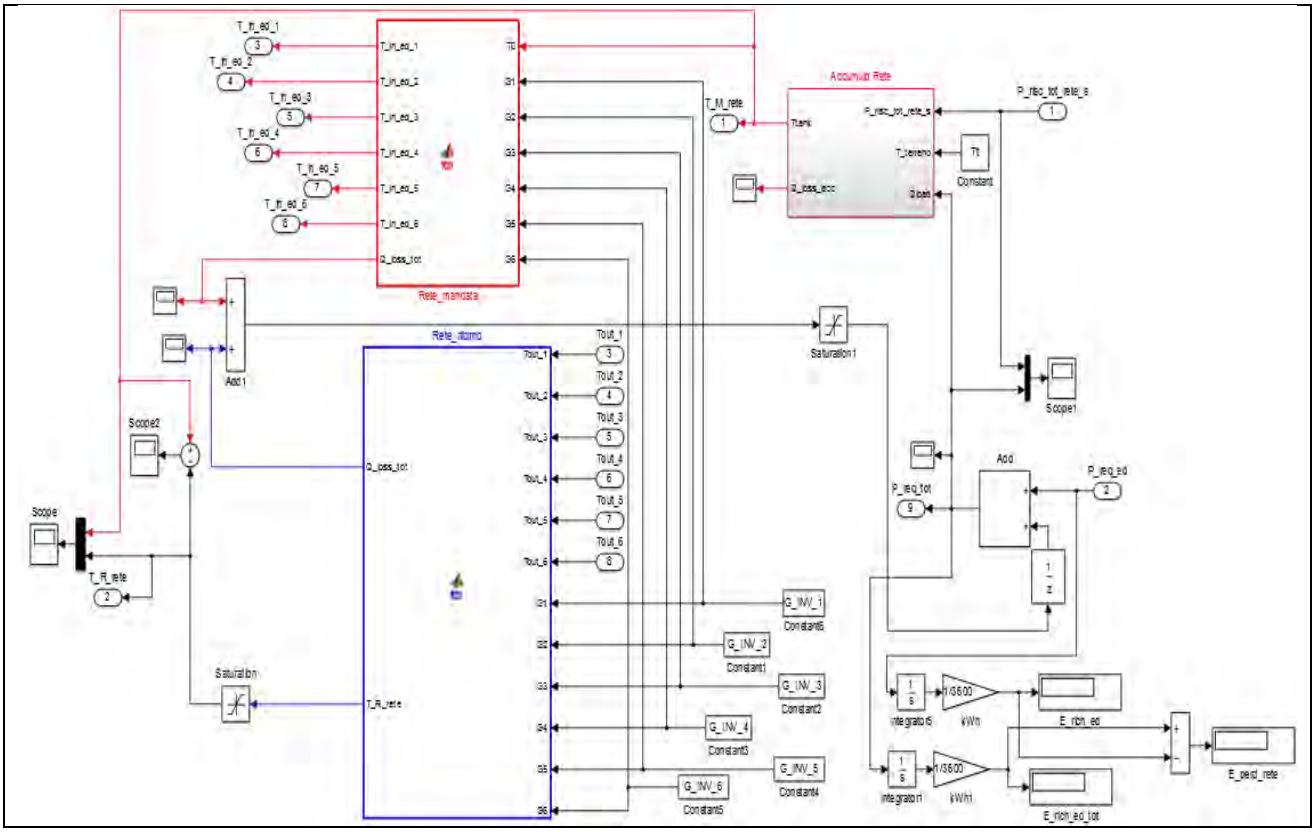


Figura 67 - Blocco (Simulink) della rete di TLR

Nella seguente tabella sono mostrati i parametri di configurazione della rete, utilizzati per il blocco "rete globale di teleriscaldamento-TLR" (inseriti tramite file Matlab):

Tabella 14 - parametri configurazione rete TLR

Dato	Valore	Commento
D_tubo1	0,368	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 1 (da nodo 0 a nodo n) della rete di TLR [m]
D_tubo2	0,202	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [m]
D_tubo3	0,121	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 3 (da nodo 1 a nodo ed. 1) della rete di TLR [m]
D_tubo4	0,132	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 4 (da nodo 1 a nodo ed. 2) della rete di TLR [m]
D_tubo5	0,250	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [m]
D_tubo6	0,122	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 6 (da nodo 2 a nodo ed. 3) della rete di TLR [m]
D_tubo7	0,126	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 7 (da nodo 2 a nodo ed. 4) della rete di TLR [m]
D_tubo8	0,200	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [m]
D_tubo9	0,100	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 9 (da nodo 3 a nodo ed. 5) della rete di TLR [m]
D_tubo10	0,102	diametro interno nominale (DN) equivalente del tratto 10 (da nodo 3 a nodo ed. 6) della rete di TLR [m]
D_este_t1	0,522	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del

		tratto 1 (da nodo 0 a nodo n) della rete di TLR [m]
D_este_t2	0,318	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [m]
D_este_t3	0,213	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 3 (da nodo 1 a nodo ed. 1) della rete di TLR [m]
D_este_t4	0,235	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 4 (da nodo 1 a nodo ed. 2) della rete di TLR [m]
D_este_t5	0,400	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [m]
D_este_t6	0,222	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 6 (da nodo 2 a nodo ed. 3) della rete di TLR [m]
D_este_t7	0,228	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 7 (da nodo 2 a nodo ed. 4) della rete di TLR [m]
D_este_t8	0,315	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [m]
D_este_t9	0,200	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 9 (da nodo 3 a nodo ed. 5) della rete di TLR [m]
D_este_t10	0,202	diametro esterno totale (comprensivo di isolante e guaina) equivalente del tratto 10 (da nodo 3 a nodo ed. 6) della rete di TLR [m]
s_tubo1	0,0029	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 1 (da nodo 0 a nodo n) della rete di TLR [m]
s_tubo2	0,0096	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [m]
s_tubo3	0,0074	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 3 (da nodo 1 a nodo ed. 1) della rete di TLR [m]
s_tubo4	0,0081	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 4 (da nodo 1 a nodo ed. 2) della rete di TLR [m]
s_tubo5	0,0115	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [m]
s_tubo6	0,008	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 6 (da nodo 2 a nodo ed. 3) della rete di TLR [m]
s_tubo7	0,008	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 7 (da nodo 2 a nodo ed. 4) della rete di TLR [m]
s_tubo8	0,0096	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [m]
s_tubo9	0,0072	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 9 (da nodo 3 a nodo ed. 5) della rete di TLR [m]
s_tubo10	0,0072	spessore equivalente (del solo tubo di acciaio) del tratto 10 (da nodo 3 a nodo ed. 6) della rete di TLR [m]
s_isolante1	0,0739	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 1 (da nodo 0 a nodo n) della rete di TLR [m]
s_isolante2	0,0485	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [m]
s_isolante3	0,0426	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 3 (da nodo 1 a nodo ed. 1) della rete di TLR [m]
s_isolante4	0,0432	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 4 (da nodo 1 a nodo ed. 2) della rete di TLR [m]
s_isolante5	0,0635	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [m]
s_isolante6	0,042	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 6

		(da nodo 2 a nodo ed. 3) della rete di TLR [m]
s_isolante7	0,0431	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 7 (da nodo 2 a nodo ed. 4) della rete di TLR [m]
s_isolante8	0,048	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [m]
s_isolante9	0,0429	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 9 (da nodo 3 a nodo ed. 5) della rete di TLR [m]
s_isolante10	0,0429	spessore equivalente totale (comprensivo di isolante e guaina) del tratto 10 (da nodo 3 a nodo ed. 6) della rete di TLR [m]
L0	163	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 1 (da nodo 0 a nodo n) della rete di TLR [m]
L1	108	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [m]
L2	318	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 3 (da nodo 1 a nodo ed. 1) della rete di TLR [m]
L3	484	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 4 (da nodo 1 a nodo ed. 2) della rete di TLR [m]
L4	66	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [m]
L5	107	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 6 (da nodo 2 a nodo ed. 3) della rete di TLR [m]
L6	369	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 7 (da nodo 2 a nodo ed. 4) della rete di TLR [m]
L7	98	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [m]
L8	69	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 9 (da nodo 3 a nodo ed. 5) della rete di TLR [m]
L9	211	lunghezza equivalente (solo mandata) del tratto 10 (da nodo 3 a nodo ed. 6) della rete di TLR [m]
Ltot	1993	lunghezza totale della rete di mandata di teleriscaldamento (TLR) [m]
p_condotta	1,05	profondità media di interramento delle tubazioni della rete di TLR [m]
s_accumulo	0,01	spessore dell' acciaio dell'accumulo di rete (fittizio) [m]
s_is_accumulo	0,2	spessore dell' isolante dell'accumulo di rete (fittizio) [m]
K_isolante_ACC	0,035	conducibilità termica dell'isolante dell' accumulo di rete (fittizio)[W/(m*K)]
K_acciaio	22	conducibilità termica dell' acciaio dell' accumulo di rete (fittizio)[W/(m*K)]
K_isolante	0,029	conducibilità termica dell'isolante delle tubazioni della rete di TLR [W/(m*K)]
K_tubo	29	conducibilità termica dell' acciaio delle tubazioni della rete di TLR [W/(m*K)]
K_terreno	1	conducibilità termica media del terreno di copertura della rete di TLR [W/(m*K)]
Tt	15	temperatura media terreno[°C]
Kaccumulo_CE	0,175	trasmittanza termica dell' accumulo di rete (fittizio) [W/(m^2*K)]
VaccRE	91	volume di acqua contenuto all' interno della rete di TLR [m^3]
VaccCE	1	volume fisico del tank di rete (fittizio) [m^3]
sup_acc_tot	6,21	superficie totale dell' accumulo di rete (fittizio) [m^2]
FFAC	6,21	fattore di forma dell' accumulo di rete (fittizio) [m^{-1}]
Krete1	0,278	trasmittanza termica equivalente del tratto 1 (da nodo 0 a nodo n) della rete di TLR [W/(m^2*K)]

Krete2	0,367	trasmittanza termica equivalente del tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete3	0,397	trasmittanza termica equivalente del tratto 3 (da nodo 1 a nodo ed. 1) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete4	0,394	trasmittanza termica equivalente del tratto 4 (da nodo 1 a nodo ed. 2) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete5	0,309	trasmittanza termica equivalente del tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete6	0,400	trasmittanza termica equivalente del tratto 6 (da nodo 2 a nodo ed. 3) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete7	0,394	trasmittanza termica equivalente del tratto 7 (da nodo 2 a nodo ed. 4) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete8	0,370	trasmittanza termica equivalente del tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete9	0,395	trasmittanza termica equivalente del tratto 9 (da nodo 3 a nodo ed. 5) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
Krete10	0,395	trasmittanza termica equivalente del tratto 10 (da nodo 3 a nodo ed. 6) della rete di TLR [W/(m^2*K)]
K1	0,664*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 1 (da nodo 0 a nodo n) della rete di TLR [adimensionato]
K2	0,416*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [adimensionato]
K3	0,320*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 3 (da nodo 1 a nodo ed. 1) della rete di TLR [adimensionato]
K4	0,259*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 4 (da nodo 1 a nodo ed. 2) della rete di TLR [adimensionato]
K5	0,423*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [adimensionato]
K6	0,154*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 6 (da nodo 2 a nodo ed. 3) della rete di TLR [adimensionato]
K7	0,228*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 7 (da nodo 2 a nodo ed. 4) della rete di TLR [adimensionato]
K8	0,166*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [adimensionato]
K9	0,446*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 9 (da nodo 3 a nodo ed. 5) della rete di TLR [adimensionato]
K10	0,220*3,5	coefficiente empirico correttivo per regolare le perdite di temperatura del tratto 10 (da nodo 3 a nodo ed. 6) della rete di TLR [adimensionato]
G_INV_tot_RE	40,28	portata totale reale in ingresso alla rete di TLR (al secondario dello scambiatore primario/secondario) [kg/s]
G_INV_tot	37,10	portata totale equivalente in ingresso alla rete di TLR (al secondario dello scambiatore primario/secondario e nel tratto dal nodo 0 al nodo n) [kg/s]
G_INV_sing_ed	1,24	portata di ingresso al singolo edificio [kg/s]
G_INV_1	9,89	portata di ingresso al primo agglomerato di edifici [kg/s]
G_INV_2	8,66	portata di ingresso al secondo agglomerato di edifici [kg/s]
G_INV_3	4,71	portata di ingresso al terzo agglomerato di edifici [kg/s]
G_INV_4	7,42	portata di ingresso al quarto agglomerato di edifici [kg/s]
G_INV_5	1,24	portata di ingresso al quinto agglomerato di edifici [kg/s]
G_INV_6	6,18	portata di ingresso al sesto agglomerato di edifici [kg/s]

G_INV_n1	17,95	portata circolante nel tratto 2 (da nodo n a nodo 1) della rete di TLR [kg/s]
G_INV_n2	19,15	portata circolante nel tratto 5 (da nodo n a nodo 2) della rete di TLR [kg/s]
G_INV_23	7,18	portata circolante nel tratto 8 (da nodo 2 a nodo 3) della rete di TLR [kg/s]
ρH2O	1000	densità acqua [kg/m^3]
cp_ft	4186	calore specifico dell' acqua [J/(kg*K)]

3.1.6 carichi termici richiesti dalle utenze

Si è tenuto conto del carico termico richiesto dagli uffici sia in inverno, sia in estate (nella palazzina è presente una macchina frigorifera ad assorbimento) mediante un profilo precaricato ricavato dai consumi reali fornitici, riportato nella (Figura 68).

Figura 68 - Profilo di carico termico degli uffici

Poiché l'obiettivo di questa attività è il confronto delle prestazioni fra il modello simulato e la rete reale è stato scelto di utilizzare il blocco dell'edificio completo e non il profilo di carico termico dello stesso, in modo da aumentare le informazioni di richiesta termica provenienti dagli edifici; infatti a differenza del profilo, il blocco completo è composto da un'equazione differenziale che fornisce l'andamento temporale della temperatura dell'edifico, aumentando la precisione della simulazione, anche se a scapito del peso computazionale. Questa scelta non contrasta con quella di assommare gli edifici compresi in un agglomerato, in quanto è ragionevole pensare che nella realtà le richieste termiche di più edifici aventi lo stesso profilo di uso e le stesse caratteristiche (geometriche e tipologiche) è del tutto simile.
In appendice A.1 sono riportate le caratteristiche degli edifici della rete.

3.2 Sistema di monitoraggio

Prima di entrare nel merito del confronto effettuato, descrivere le azioni intraprese per adeguare il modello e analizzare le differenze, va premesso che il sistema di monitoraggio è andato a regime quasi alla fine della stagione di riscaldamento per cui i dati disponibili e utilizzabili non coprono un numero di giorni molto esteso. In particolare è stato preso in considerazione il periodo che va dal 13 marzo ’15 al 12 aprile ’15. Tutto il mese considerato è significativo ai fini della configurazione riscaldamento in quanto la stagione fredda si è protratta a lungo.
I dati che rende disponibili il sistema di monitoraggio sono:

- energia contabilizzata ad ogni piè di stabile di ciascun edificio; al riguardo si precisa che dei 31 edifici serviti dalla rete solo 3 hanno una sottostazione di scambio termico (scambiatore di calore) mentre per i rimanenti il collegamento è diretto
- energia, potenza, portata, temperatura di mandata e ritorno all’uscita dal cogeneratore;
- energia, potenza, portata, temperatura di mandata e ritorno all’uscita della centrale termica.

3.3 Confronto fra il modello simulato e quello reale

3.3.1 Confronto modello edificio

Il primo confronto è stato effettuato per il singolo edificio, ricavando dal dato energia l’andamento della potenza e confrontandolo con la potenza che richiede il blocco distribuzione-emissione del singolo edificio.
Inizialmente si è scelto un edificio con la sottostazione di scambio. Il confronto è riportato nel grafico seguente:

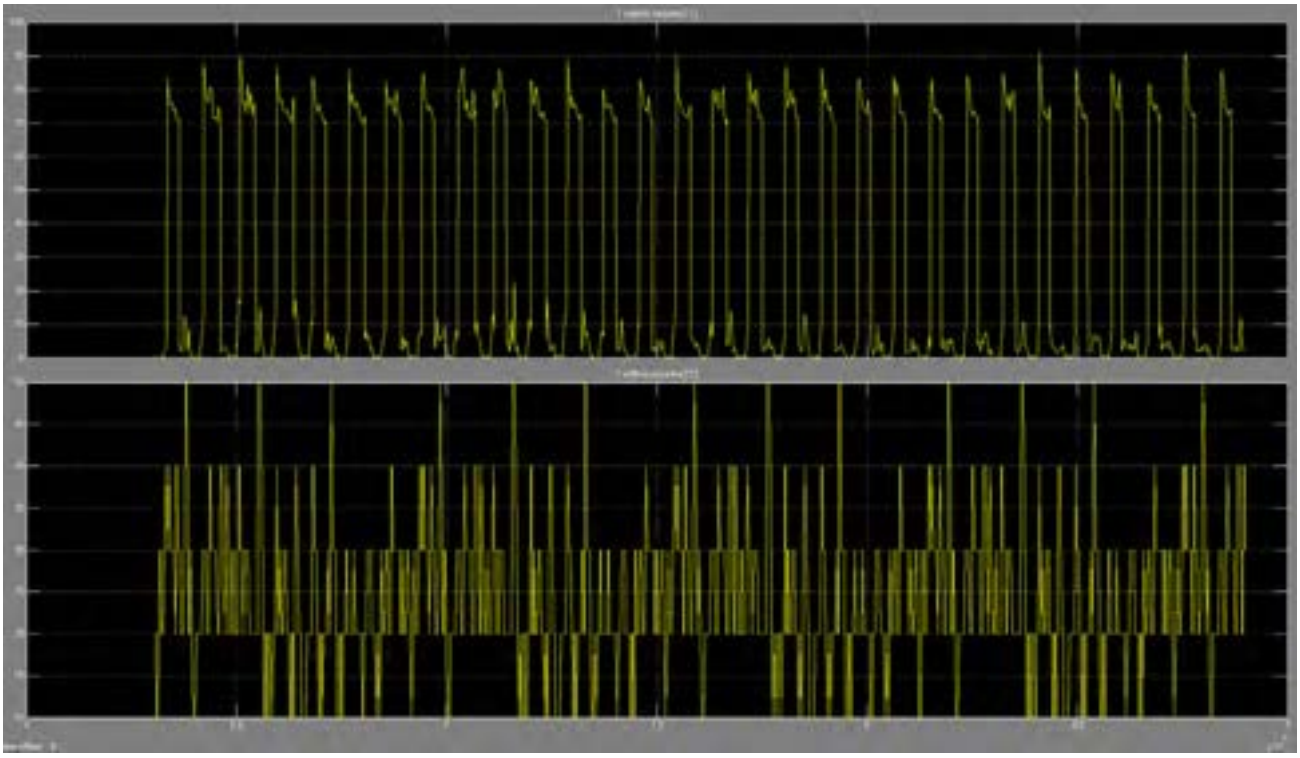


Figura 69 - Confronto potenza edificio [kW] simulata e misurata

Appare evidente come i segnali siano estremamente diversi tra loro e tali da non consentire un confronto. La motivazione di ciò va ricercata nella mancanza di informazioni certe sulle strutture opache degli edifici (costruiti negli anni ’20 del secolo scorso) che hanno costretto a ricostruire le stesse strutture utilizzando le

strutture e i materiali della UNI/TR 11552, e nella impossibilità di ricostruire con approssimazione accettabile il profilo di utilizzo degli stessi edifici (in Appendice A.1 sono riportate tutte le caratteristiche degli edifici ricostruiti).
Per rendere meno influente quest'ultima approssimazione è stato condotto un confronto per ciascuno dei sei agglomerati di edifici (definiti come illustrato in Figura 66).

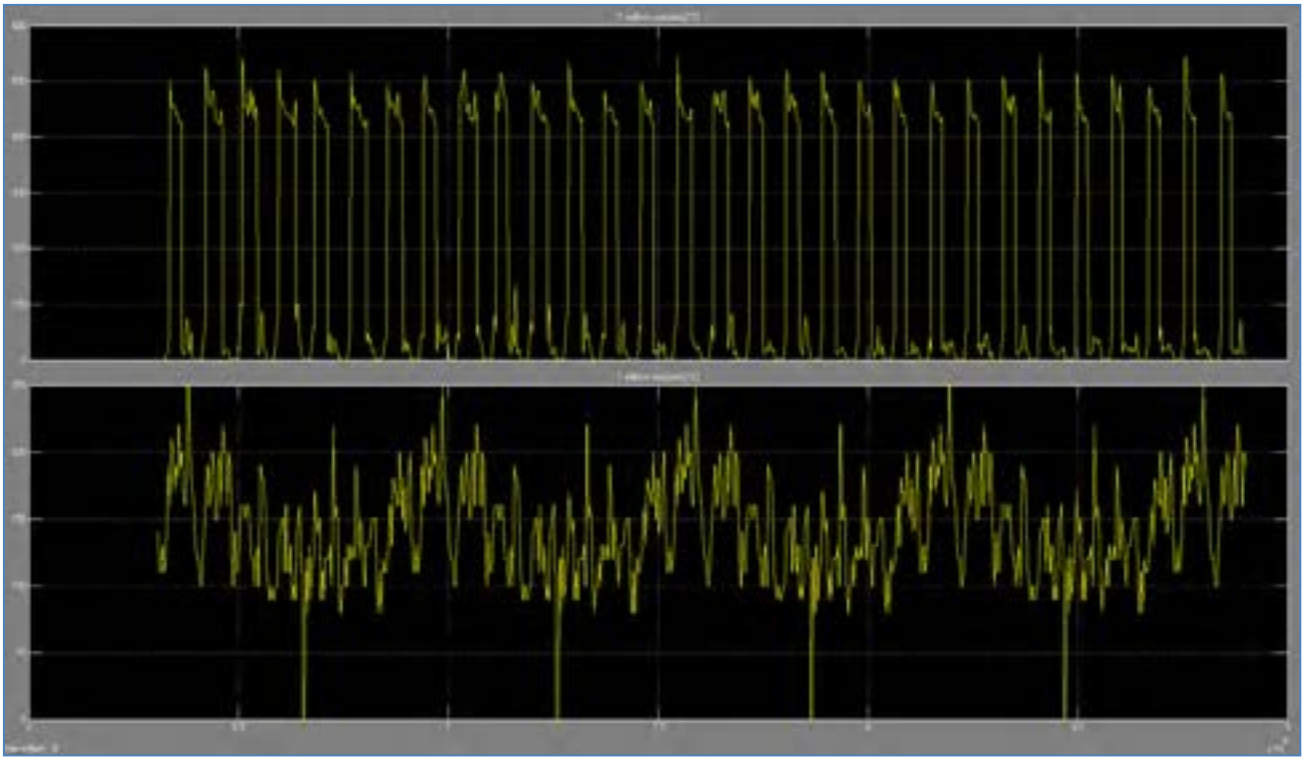


Figura 70 - Confronto potenza agglomerato edifici 1 [kW] simulata e misurata

Anche in questo caso le differenze sono notevoli, per cui, essendo l'obiettivo della confronto la valutazione dell'errore nella simulazione del comportamento della rete di teleriscaldamento, si è scelto, contrariamente a quanto deciso nella fase iniziale, di sostituire il blocco che calcola la potenza richiesta dal singolo edificio con uno che legge quella misurata dal sistema di monitoraggio e calcola la temperatura di uscita (applicando semplicemente la formula inversa della potenza) necessaria al blocco che calcola, a sua volta, la temperatura del lato di ritorno dell'intera rete.

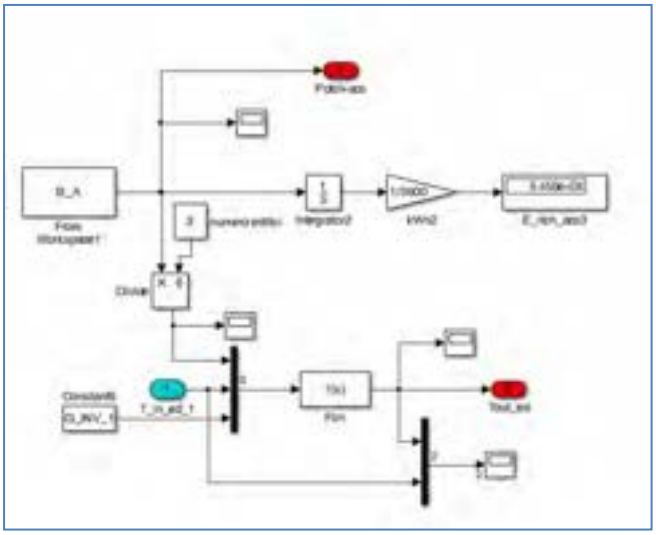


Figura 71 – Blocco lettura potenza degli edifici

Per tener conto della richiesta dell'edifico sede della società, che utilizza la potenza prodotta dalla centrale termica prima che questa venga immessa nella rete, si è scelto di utilizzare i dati misurati, che in un apposto blocco sono decurtati dalle potenze complessivamente prodotte dal cogeneratore e dalle caldaie (a monte quindi dello scambiatore centrale termica-utenze).

3.3.2 Confronto modello rete di teleriscaldamento

Il primo confronto è stato effettuato sui valori di potenza trasferita dalla centrale termica alla rete e sulle relative temperature di mandata e ritorno, come riportato in Figura 72, per l'intero periodo preso in esame.

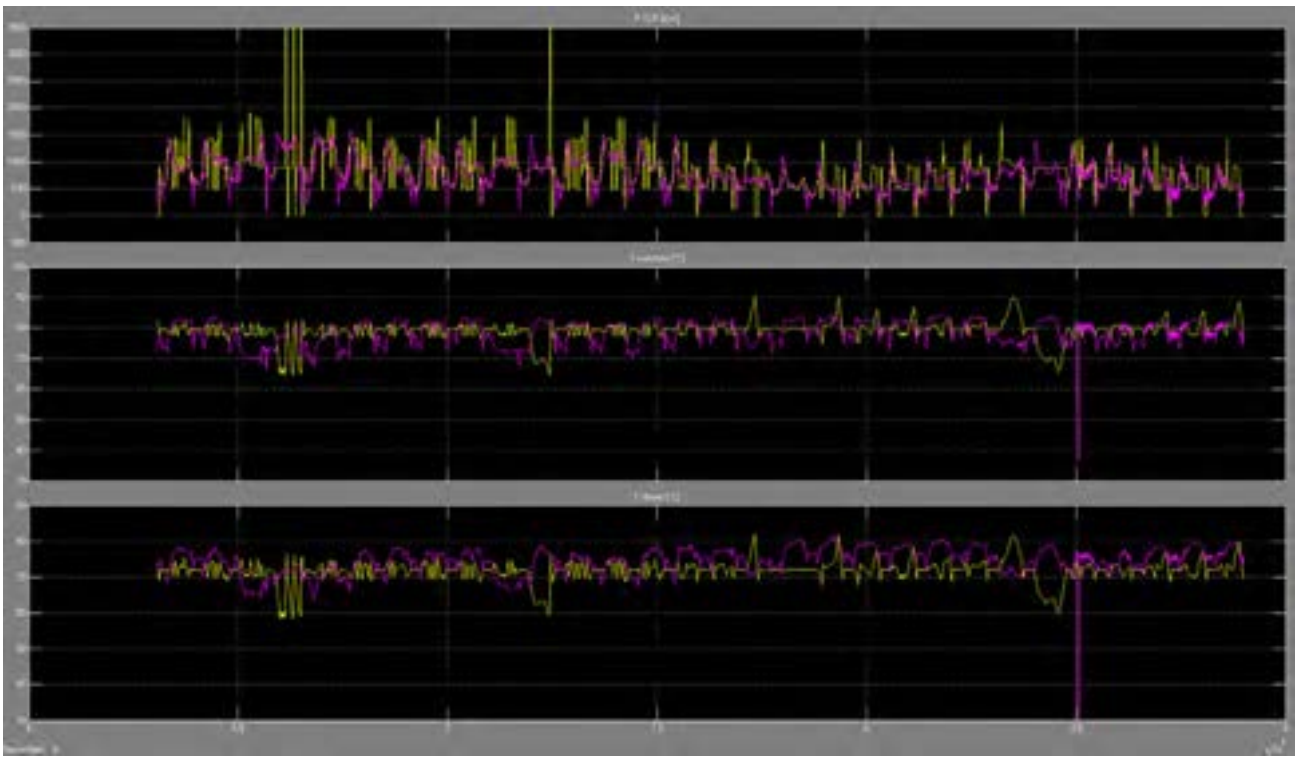


Figura 72 – Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] TLR (in giallo simulato e in magenta misurato)

Dagli andamenti di temperatura emergono livelli di esercizio sensibilmente diversi e in vari casi in controfase, mentre per le potenze appaiono picchi molto più pronunciati nel dato simulato.
Per indagare su tali differenze sono state analizzate le medesime grandezze in uscita dal cogeneratore, ma solo per gli ultimi 4 giorni del periodo esaminato in quanto i dati misurati dei giorni precedenti non sono disponibili (il contatermie preposto non funzionava correttamente).
Appare subito evidente (Figura 73) come in simulazione il cogeneratore non effettua nessuna regolazione, la temperatura di mandata è più elevata e quella di ritorno ha un profilo abbastanza diverso.

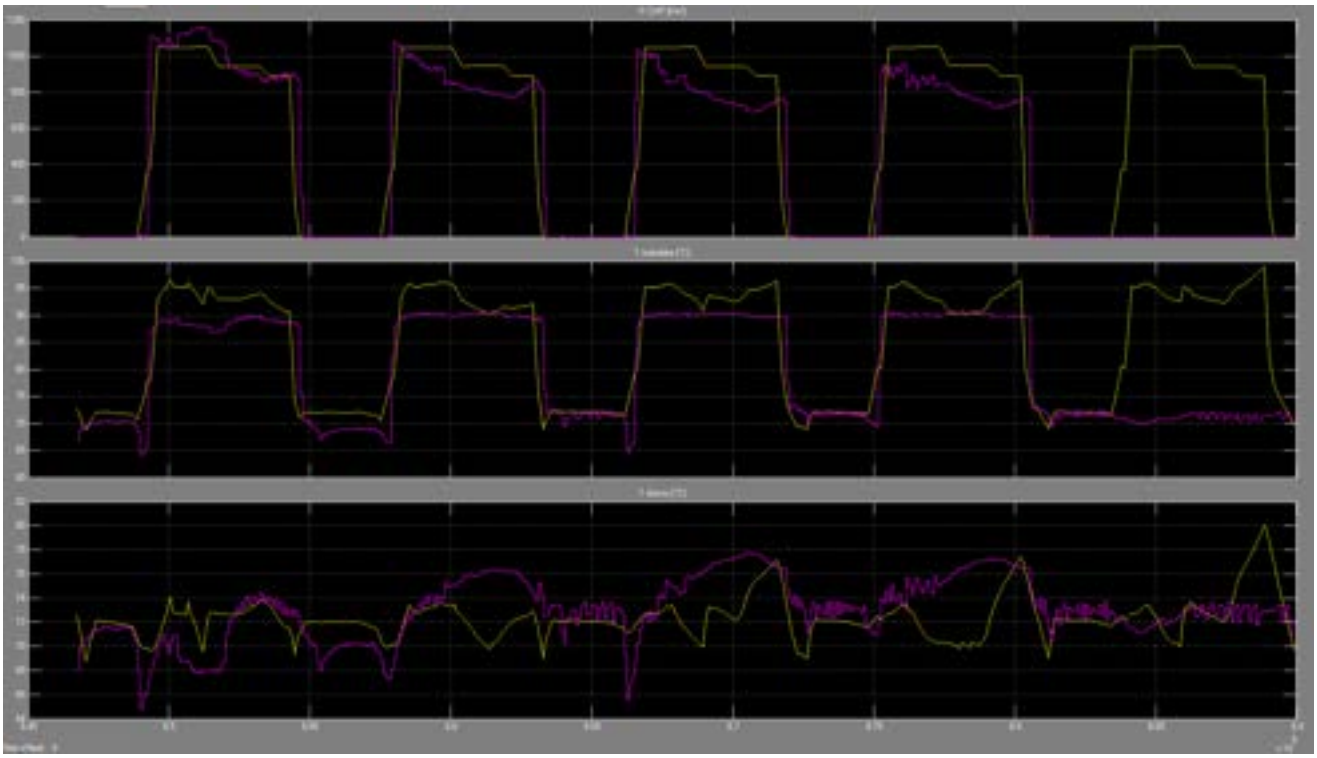


Figura 73 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] CHP (in giallo simulato e in magenta misurato)

Il primo componente esaminato per valutare l'origine delle differenze su esposte è stato il cogeneratore. In particolare si è intervenuto sul dispersore aerotermo, che è l'unico componente che permette di regolare la potenza e le temperature operative del modello. Rispetto a quello realizzato in origine: si è passati dalla "versione A" in cui il controllo è effettuato con un relais che fornisce un segnale di controllo (1 se la temperatura era fuori il range 80 – 90 °C, 0 in caso contrario) che va a moltiplicare la potenza prodotta , a una "versione B" più semplice che prevede l'uso di un saturatore che taglia la potenza al superamento della temperatura massima di funzionamento del cogeneratore (90°C). Gli schemi realizzati in simulink sono riportati in Figura 74.

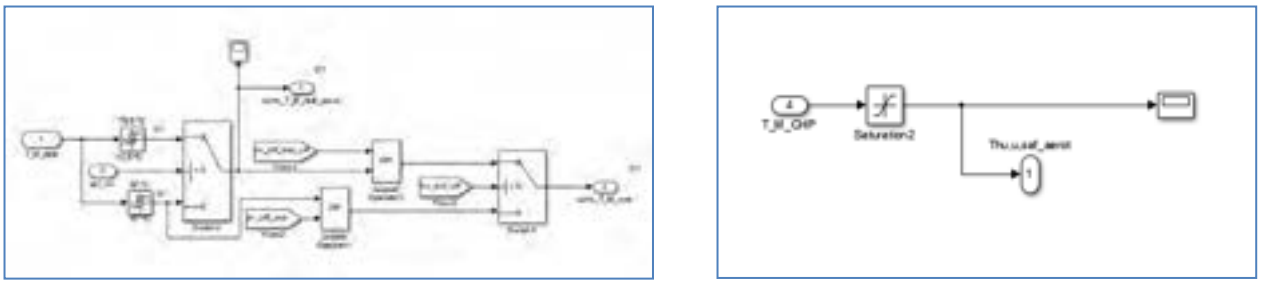


Figura 74 – modelli di controllo versione A (sinistra) e B (destra)

Il risultato ottenuto è graficato nella figura seguente.

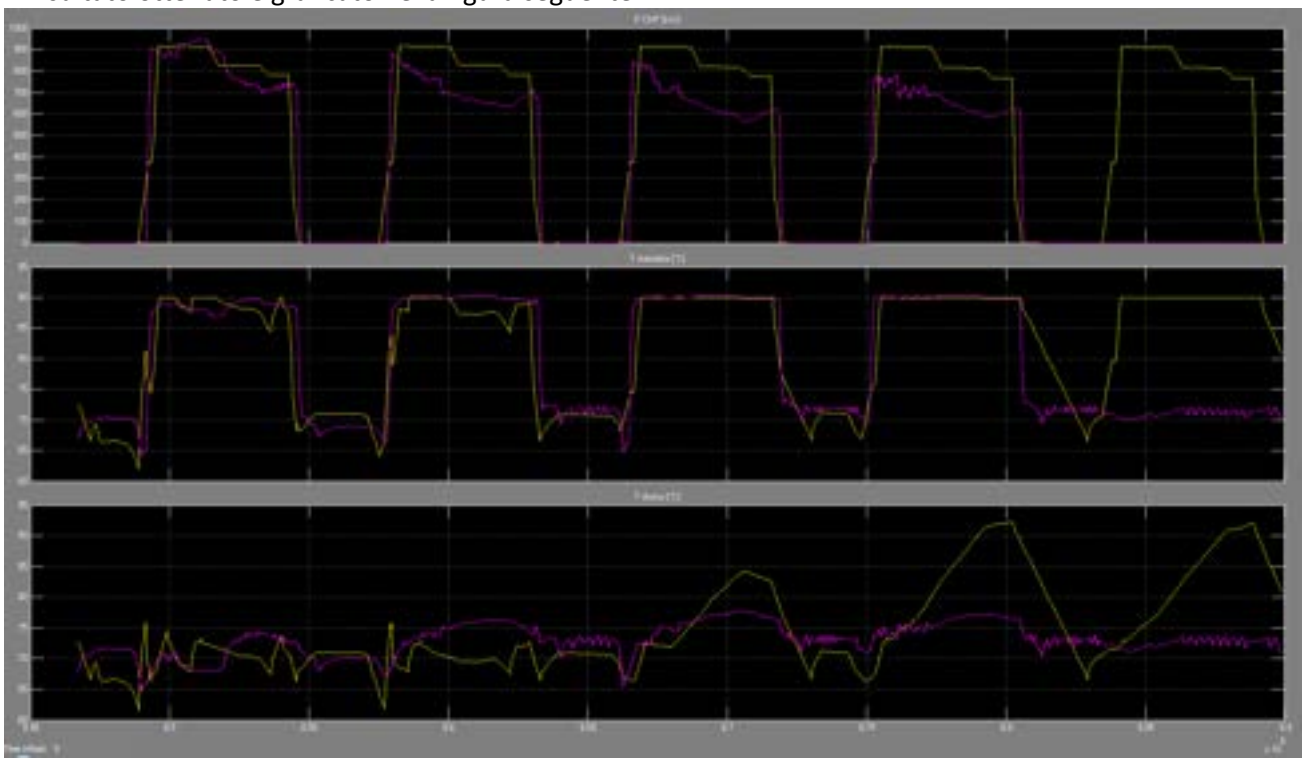


Figura 75 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] CHP (in giallo simulato e in magenta misurato)

Si nota come sia migliorato l'andamento della temperatura di mandata del modello, molto simile a quella reale, mentre, viceversa, sulla temperatura di ritorno la differenza negli ultimi giorni di simulazione è notevole: sembra che il sistema di controllo non riesca a funzionare correttamente e la temperatura salga oltre il livello voluto. Lo stesso problema è evidenziato ancor di più dagli andamenti delle temperature di mandata e ritorno della rete di teleriscaldamento, riportati in Figura 76

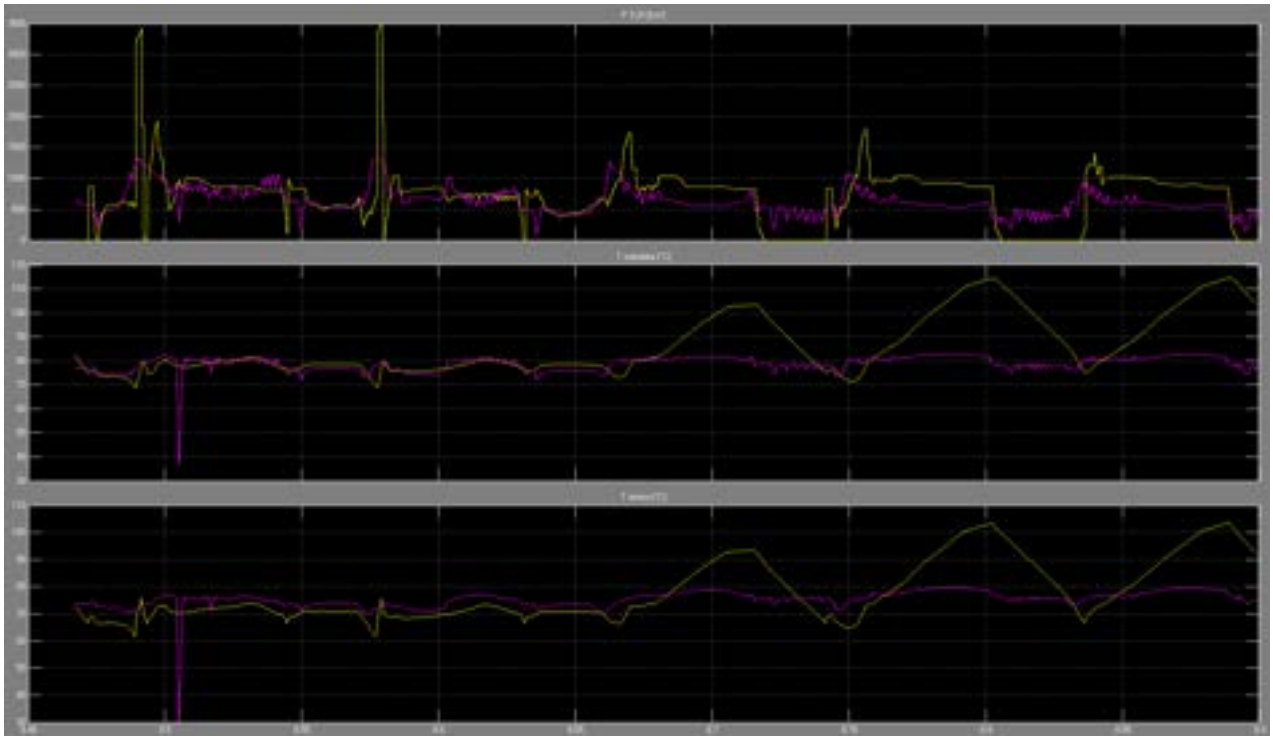


Figura 76 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] TLR (in giallo simulato e in magenta misurato)

Si è quindi proceduto ad analizzare più dettagliatamente il funzionamento del dissipatore per modificare ulteriormente il modello; dal riesame dello schema progettuale della centrale termica e alla luce di tali andamenti si è arrivati alla soluzione che il dissipatore possa agire solamente sul secondo scambiatore di cui è dotato il cogeneratore, ovvero quello fumi-acqua che recupera il calore dei fumi di combustione. Questo è stato realizzato in simulink con un controllore PID sulla temperatura in uscita dallo scambiatore, che ha come riferimento la temperatura di uscita del cogeneratore (90°C); l'intero scambiatore così modificato è riportato in Figura 77.
Tale soluzione apparare molto ragionevole anche dal punto di vista tecnico in quanto il cogeneratore funziona "inseguendo" un carico elettrico ed avendo priorità rispetto alle caldaie di integrazione dovrà sempre erogare potenza per far fronte alle esigenze di ACS e riscaldamento.

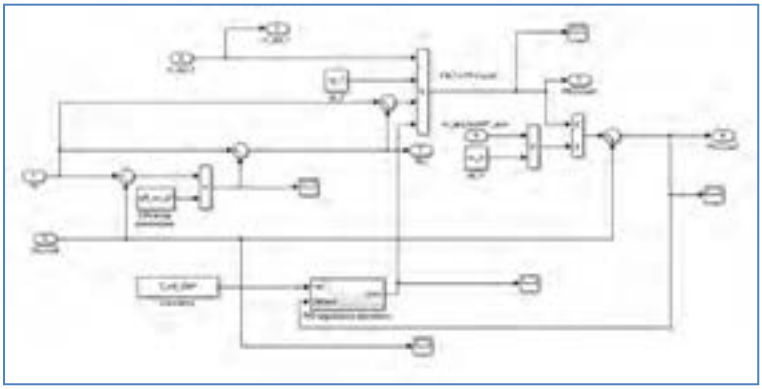


Figura 77 – Scambiatore di calore acqua-fumi con dissipatore

I risultati ottenuti (Figura 78) dimostrano la bontà della soluzione implementata.

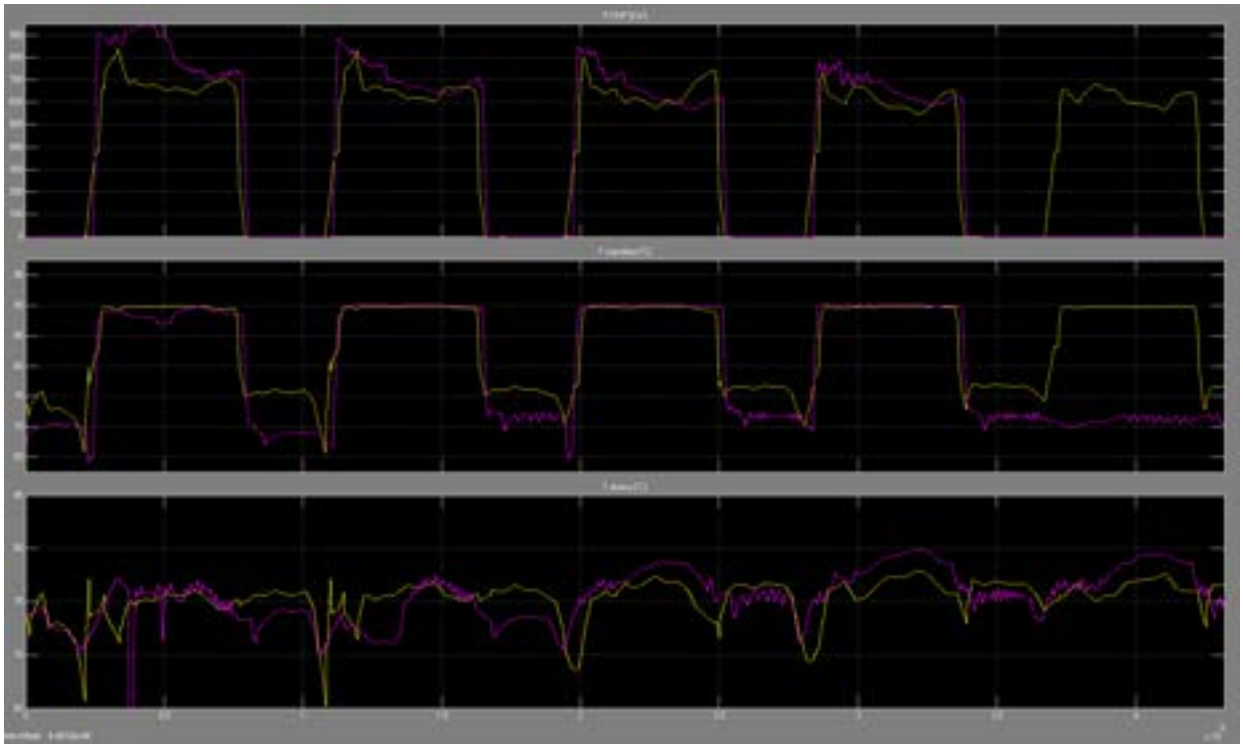


Figura 78 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] CHP (in giallo simulato e in magenta misurato)

Si nota come il modello del cogeneratore pur essendo gestito a soglia (vedi Tabella 12), regola con un andamento molto simile a quello reale; quest'ultimo evidenzia dei livelli che variano giornalmente con una logica che gli scriventi non conoscono (probabilmente frutto di regolazioni manuali contingenti) e che non è possibile desumere dai pochi giorni di misura a disposizione, per cui si è preferito mantenere la logica di gestione corrispondente alle informazioni riferite dal gestore.
Per quanto riguarda la temperatura di mandata, l'andamento è replicato con molta precisione; l'errore aumenta nella fase in cui il cogeneratore è spento con buona probabilità a causa delle inerzia dell'acqua in circolazione, in simulazione impostata come costante e nella realtà affetta, invece, da oscillazioni. In ogni caso è ragionevole pensare che l'errore di tale approssimazione sia trascurabile.
Per la temperatura di ritorno dell'acqua l'andamento è accettabile; le differenze sono ragionevolmente dovute alla impossibilità di modellare il collettore di ritorno a cui affluiscono le portate in uscita dallo scambiatore centrale termica-utenze e dagli uffici in quanto per tali flussi non si conoscono né valori di portate né temperature (nell'impianto non sono presenti sensori di misura collegabili al sistema di acquisizione remoto).
L'analisi della potenza trasmessa dall'intera rete evidenzia un andamento simile ma con degli sfasamenti che si ripetono con regolarità.

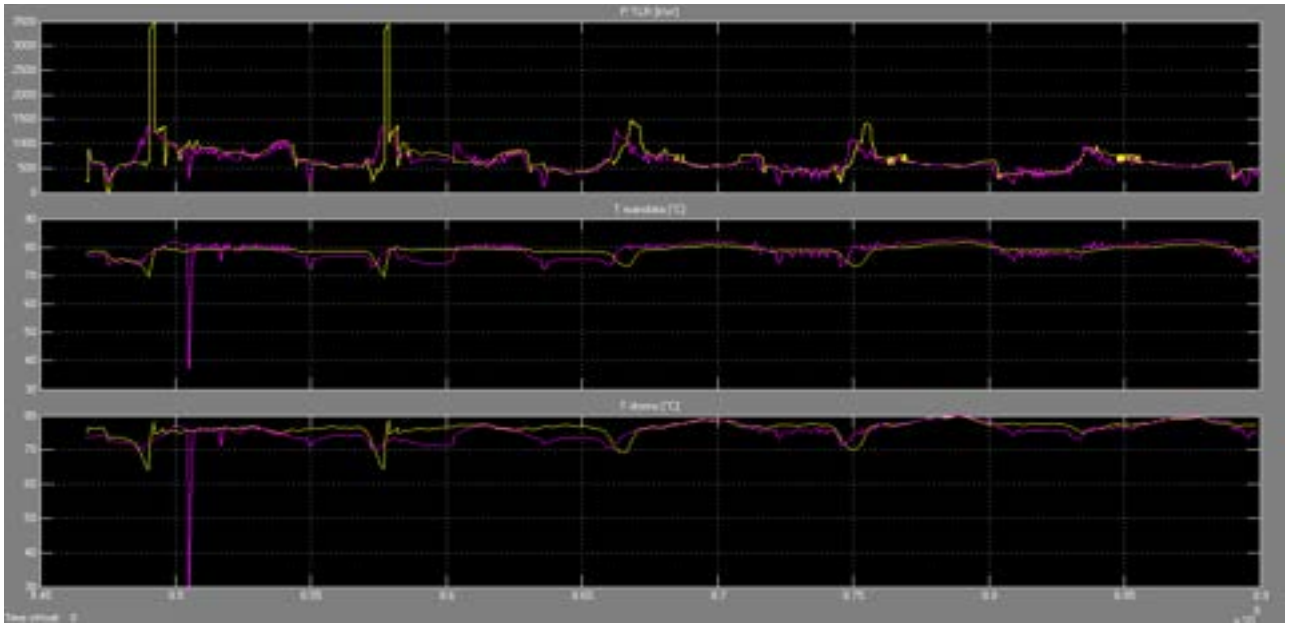


Figura 79 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] TLR (in giallo simulato e in magenta misurato)

Indagando ulteriormente, si è scoperto, come evidenziato dalla Figura 80 in cui è riportato un giorno tipo, che tale sfasamento è dovuto proprio al dato registrato dal contatermie relativo all'edifico ufficio: questi registra una richiesta di potenza dalle 2:00 del mattino e non dalle 8:00, orario in cui comincia l'arrivo del personale, probabilmente dovuta ad una non corretta impostazione dell'orario interno dello strumento di misura.

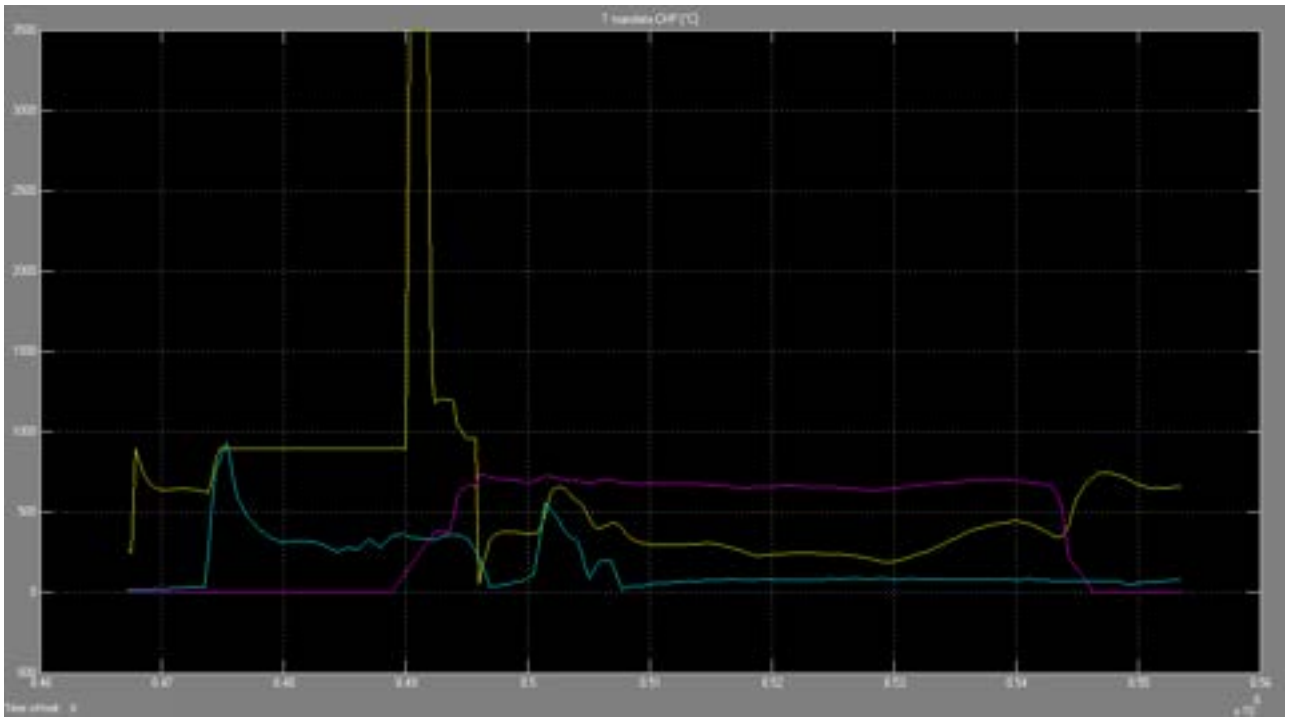


Figura 80 – Confronto fra richiesta termica degli uffici (ciano) e potenza generata dal cogeneratore (magenta) e dalle caldaie (giallo)

Introdotto il ritardo opportuno (pari a 5 ore) il problema è scomparso (Figura 71).

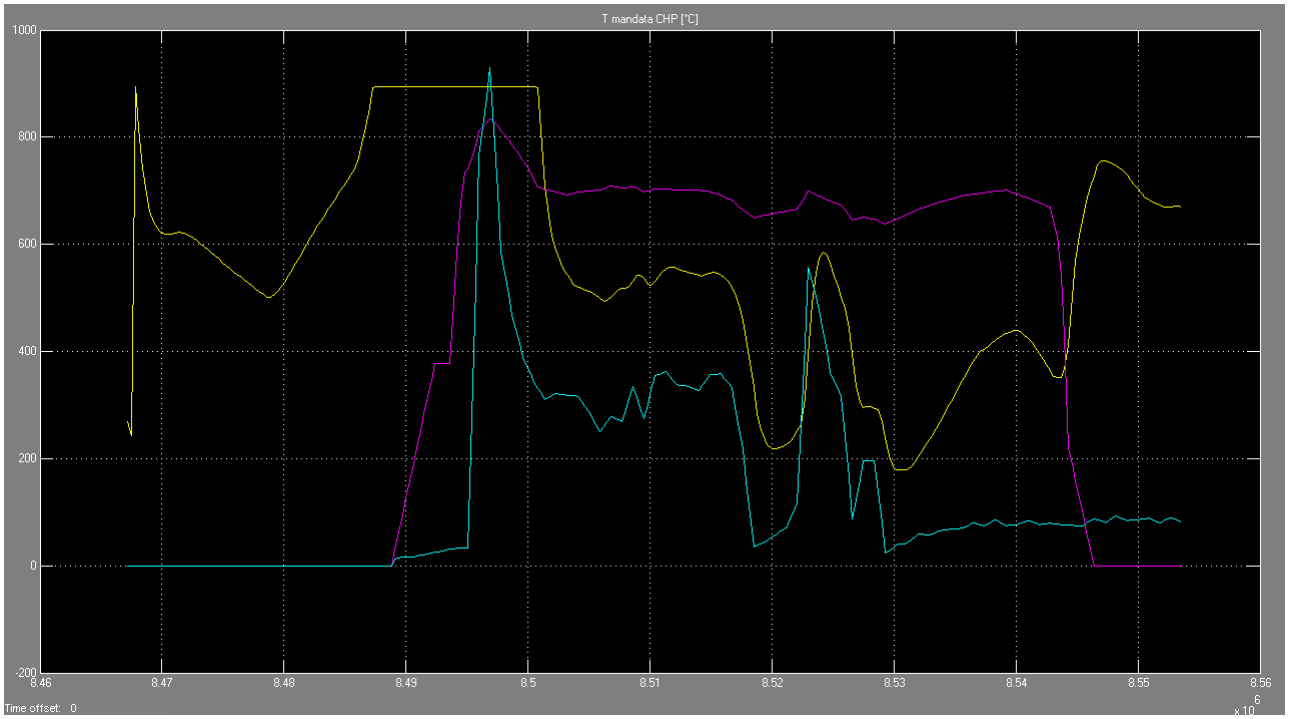


Figura 81 - Confronto fra richiesta termica degli uffici (ciano) e potenza generata dal cogeneratore (magenta) e dalle caldaie (giallo) corretta

Le figure seguenti mostrano come anche all'uscita del cogeneratore e dell'intera centrale termica gli andamenti simulati sono divenuti più prossimi a quelli misurati, in particolare per la potenza generata.

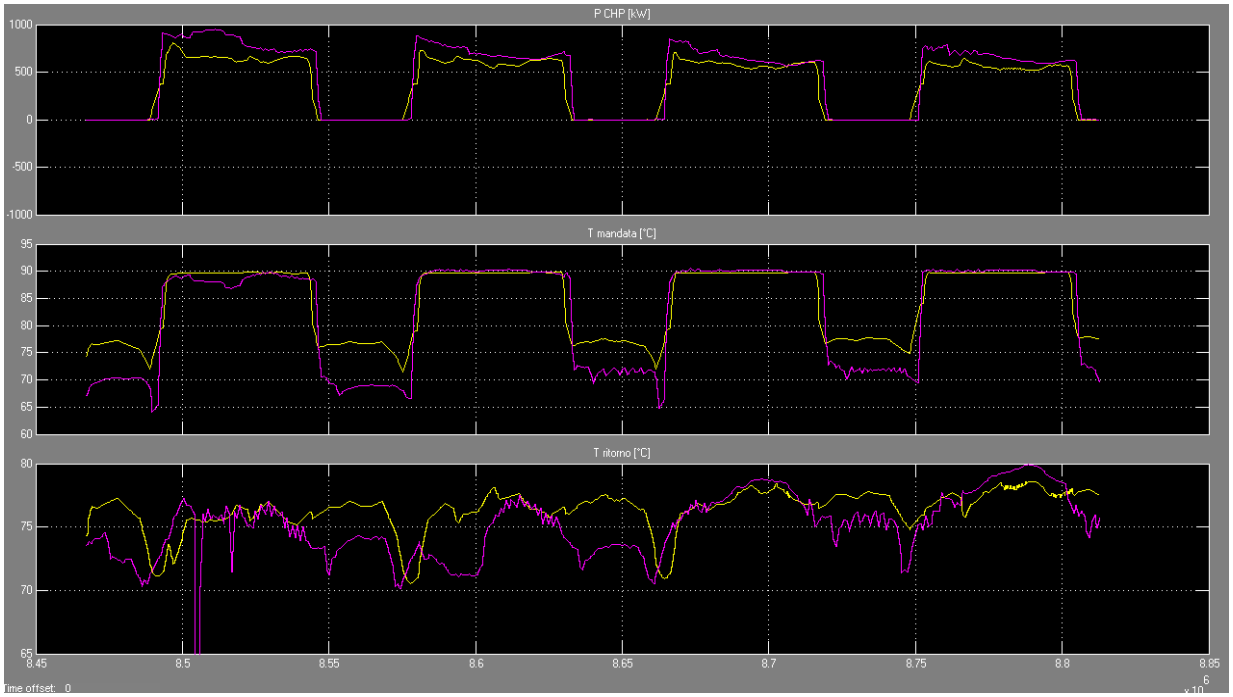


Figura 82 – Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] CHP (in giallo simulato e in magenta misurato)

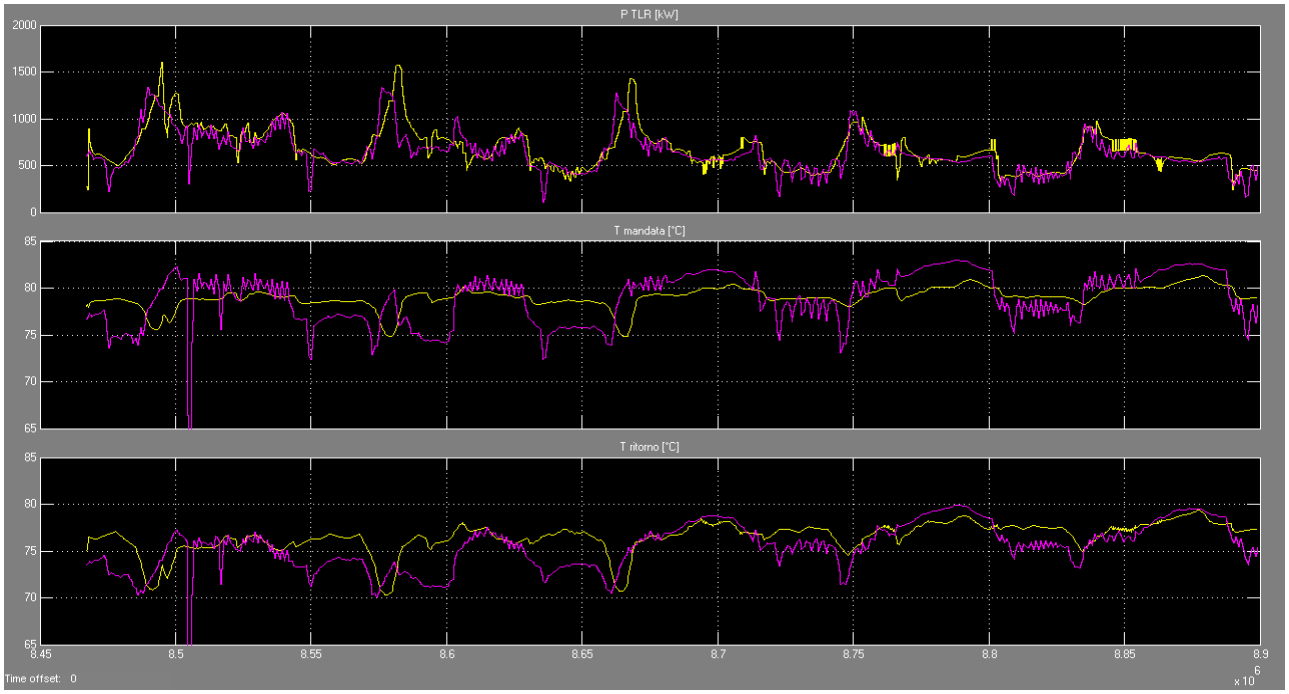


Figura 83 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] TLR (in giallo simulato e in magenta misurato)

Le temperature mantengono invece delle differenze non trascurabili; per analizzare meglio si riporta il loro andamento per l'intero periodo per cui si hanno a disposizione i dati misurati.

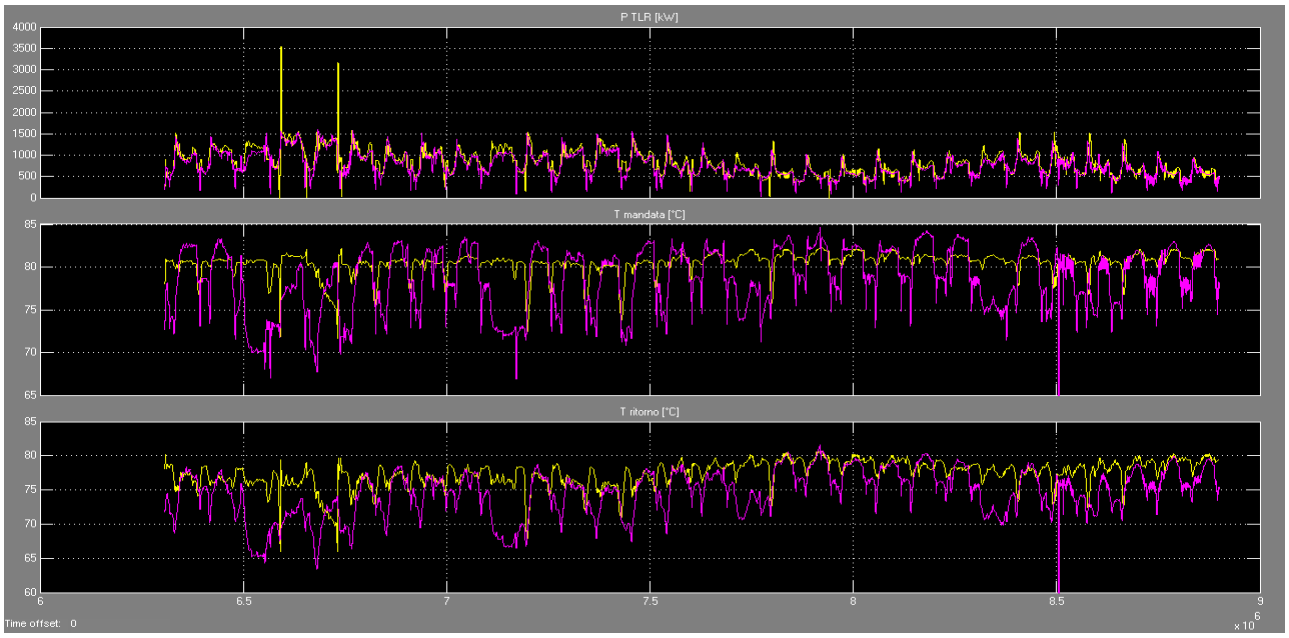


Figura 84 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] TLR (in giallo simulato e in magenta misurato)

Normalmente la temperatura simulata è sottostimata rispetto a quella misurata e ha un andamento più regolare, sia in mandata sia in ritorno, probabilmente perché nella realtà le isteresi degli organi di attuazione sono maggiori che in simulazione e, soprattutto, perché esistono delle oscillazioni nelle portate che nel simulatore sono assunte costanti. In ogni caso il dato misurato riferito alle portate non è attualmente disponibile.
Si può anche ipotizzare che si siano verificate delle situazioni che hanno richiesto interventi di regolazione manuali, impossibili da replicare in simulazione o che in alcune circostanze le diverse misure non sono fra lo

congruenti o, ancora, che le informazioni attualmente memorizzate dal sistema di acquisizione non consentano di capire esattamente il corretto andamento dei flussi di potenza e delle temperature.
L'aspetto positivo da rimarcare è che il simulatore riesce a riprodurre con elevata accuratezza la morfologia della grandezza misurata, replicandone molto bene le variazioni temporali, specialmente in alcuni giorni, in cui, evidentemente le condizioni reali sono più prossime a quelle riprodotte in simulazioni (che non variano per tutto il periodo). A titolo esemplificativo è riportato in Figura 85 un particolare delle grandezze esaminate all'uscita della centrale termica, in cui la differenza è minima.
Il confronto energetico fra l'energia termica erogata dalla centrale termica nell'intero periodo di confronto evidenzia un errore molto contenuto, attestato sul 7,3%:
energia erogata dal simulatore: 596 MWh
energia erogata misurata: 552,3 MWh

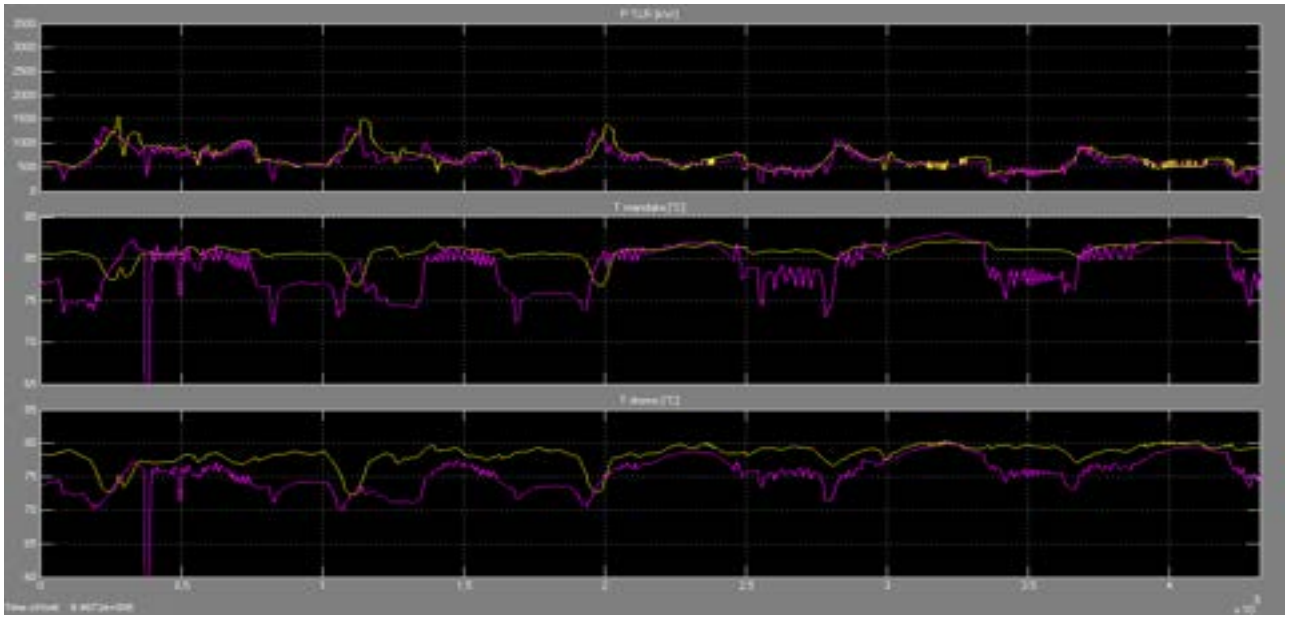


Figura 85 - Confronto Potenza[kW], T mandata e ritorno [°C] TLR (in giallo simulato e in magenta misurato)

Gli autori ritengono che, pur essendo addivenuti risultato che può essere ritenuto ottimo, le differenze che permangono possano essere ridotte ulteriormente da un confronto effettuato su un intervallo temporale più ampio e da maggiori informazioni sia sulle grandezze termiche fondamentali (prime fra tutte le portate in gioco), sia sulle regolazione impostate dal gestore della rete.

A conclusione si può affermare che la piattaforma ENSim è in grado di riprodurre il funzionamento di una rete di teleriscaldamento reale con una elevata approssimazione e, quindi, può rappresentare un valido strumento non solo in fase di valutazione di fattibilità di una nuova rete ma anche in fase di studio di ottimizzazione delle prestazioni di una rete esistente, rispondendo pienamente agli obiettivi che gli autori si erano dati per la piattaforma.

3.4 Validazione modello sottostazione

Nel corso dell'ultima annualità grazie alla collaborazione con Cogeme spa è stata condotta una campagna di monitoraggio dal mese di febbraio 2015 al mese di Luglio 2015 di una sottostazione termica a servizio di una scuola materna connessa alla rete di teleriscaldamento del Comune di Castegnato della provincia di Brescia.

Figura 86: Sottostazione termica monitorata

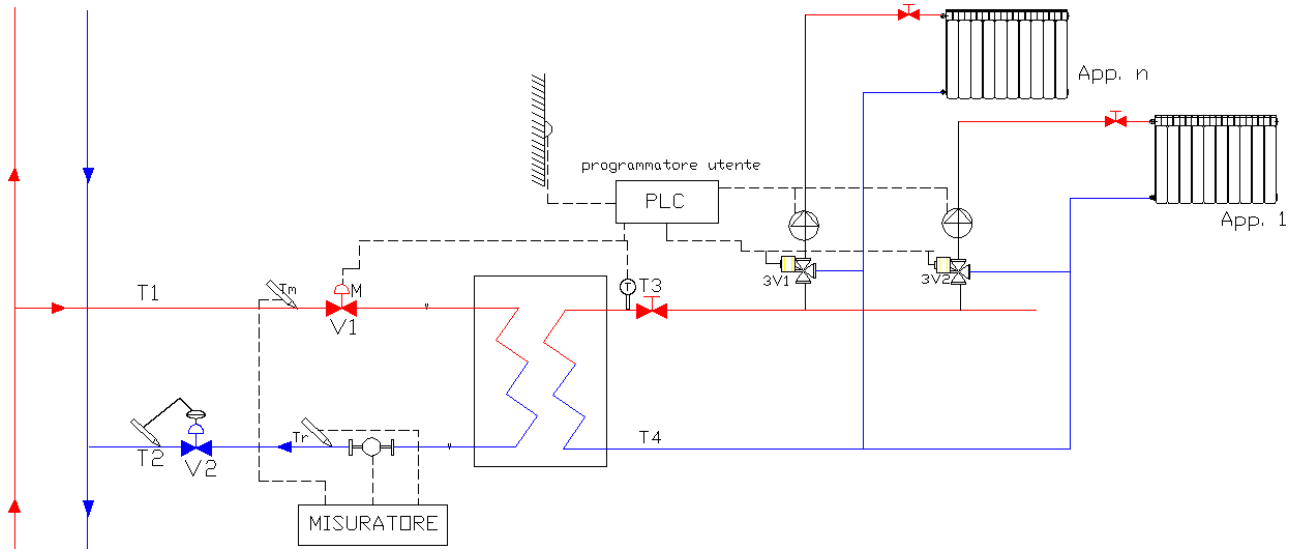


Figura 87: Schema tipo sottostazione termica monitorata

Come indicato in Figura 86 e nello schema di Figura 87 la sottostazione monitorata gestisce la potenza termica assorbita dalla rete con l'ausilio di due valvole V1 e V2 poste rispettivamente nel ramo di mandata e nel ramo di ritorno.

La valvola motorizzata V1, installata sul ramo di mandata, è gestita dal Temoregolatore (PLC) in modo da modulare la portata in ingresso alla sottostazione per mantenere la temperatura T3 lato utente ad un valore fissato ed indicato dalla sonda climatica.

Ad una riduzione del carico termico corrispondente ad un aumento della temperatura T3, il termoregolatore comanda la chiusura dalla valvola V1 per ridurre la portata e cercare di mantenere costante il salto termico tra ingresso e uscita dallo scambiatore (T1-T2).

La valvola V2 ha lo scopo di limitare la portata a quella contrattuale, inoltre essendo comandata da una testina termostatica limita la portata se la temperatura di ritorno supera 65°C

Per il monitoraggio della sottostazione è stato installato un misuratore di portata da ultrasuoni con sensori tipo clamp on installati in corrispondenza del ramo di ritorno come indicato nella foto di **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**.
L'utilizzo dei sensori clamp on hanno consentito l'installazione del misuratore senza interrompere il funzionamento della sottostazione e senza la necessità di sezionare i circuiti.

Figura 88: installazione sensori di portata clamp on per misurare la portata in ingresso alla sottostazione

L'acquisizione delle temperature del ramo di mandata e de ramo di ritorno è stata effettuata con due termocoppie del tipo PT 1000 posizionate in corrispondenza della sonde clamp on sul circuito di ritorno e subito a monte della valvola limitatrice V1 sul circuito di ritorno.
Il modello di sottostazione passiva a portata variabile implementata in ENSim riproduce il funzionamento e la regolazione della valvola V1 comandata da un PID che ne regola l'apertura in funzione della temperatura di set point raggiunta dal circuito d'utente.
Le condizioni di progetto della sottostazione monitorata sono:

- Potenza termica nominale: 200 kW;
- Temperatura ingresso –ramo di mandata: 85°C
- temperatura di uscita-ramo di ritorno: 65°C
- Salto termico nominale: 20°C
- portata nominale lato rete: 2.4 kg/s

Si riportano di seguito le temperature T1 e T2 della sottostazione monitorata corrispondente a due giorni settimanali del mese di febbraio.

Figura 89: Temperatura di ingresso e di uscita scambiatore monitorato – 2 giorni settimanali mese Febbraio

In Figura 89**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si riportano il trend della portata prelevata dalla rete e del carico d'utenza. Si può osservare che ad una riduzione dl carico termico assorbito corrisponde una riduzione della portata prelavata dalla rete per limitare l'innalzamento della temperatura nel ramo di ritorno.

La valvola V1 seziona il ramo di mandata in corrispondenza del carico d'utenza nullo. conseguentemente alla totale chiusura della valvola V1 la temperatura Tout evolve liberamente con un trend dipendente dal volume d'acqua contenuto nella condotta dove si trova posizionato il sensore.

La modulazione della portata generata dalla valvola motorizzata V1, mostrata in Figura 90, consente di limitare la variazione del salto termico tra ingresso e uscita (Tin – Tout) cercando di mantenerlo al suo valore di progetto paria 20°C

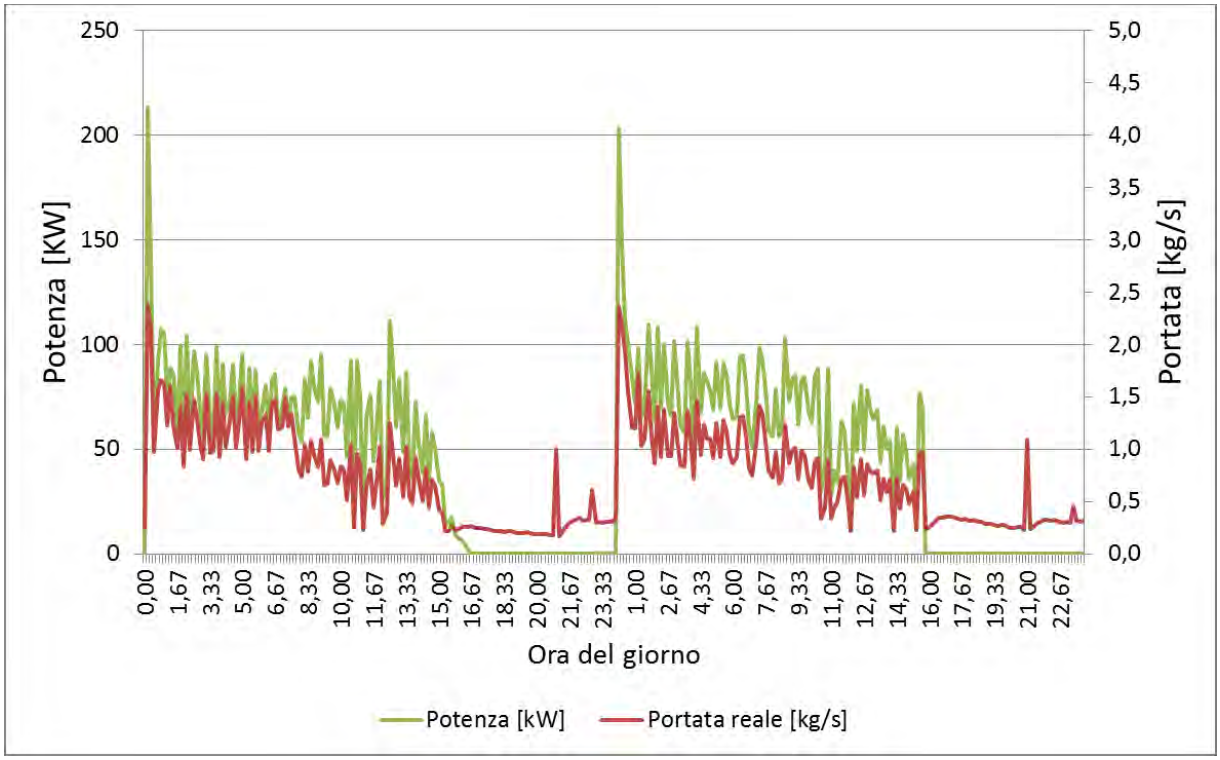


Figura 90: Misura della portata lato rete e della potenza assorbita dalla sottostazione monitorata

Attraverso il monitoraggio della sottostazione d'utente connessa ad una rete di TLR come descritto al precedente paragrafo, è stato possibile validare e calibrare il modello di scambiatore a portata variabile implementato nella piattaforma ENSim durante la precedente annualità come descritto nel report RdS/PAR2013/054

Per validare il modello di sottostazione sono stati imposti i seguenti input al modello di sottostazione al fine di riprodurre le stesse condizioni al contorno della sottostazione monitorata.

- Temperatura T1 misurata in ingresso allo scambiatore con un time step di 10 min
- Profilo del carico termico (Figura 90) misurato con un time step di 10 min

I dati di input precaricati vengono passati al modello dello scambiatore attraverso una lookup table dinamica come riportato in Figura 92.

Oltre alle stesse condizioni di funzionamento sono stati impostati i seguenti parametri dimensionali nel file di inizializzazione:

- `G=2.4; %kg/s portata nominale della sottostazione monitorata`
- `Vacc=1; %mc, volume d'acqua contenuto nel circuito lato d'utente`

Per la validazione del modello si è posta pari a zero la potata della sottostazione in corrispondenza della richiesta nulla di carico termico da parte dell'utenza.

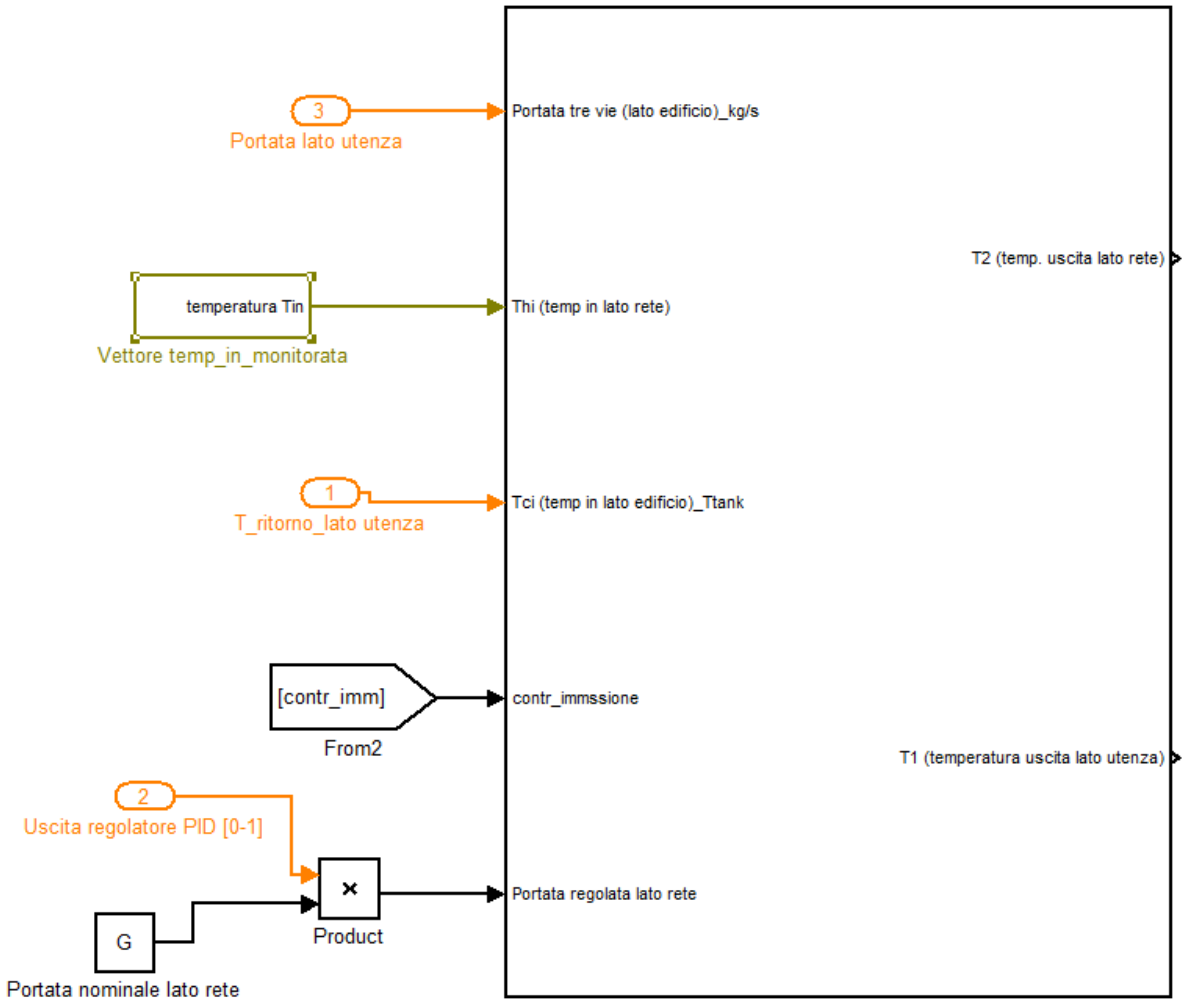


Figura 91: Blocchi Simulink modello scambiatore utenza passiva gestito a portata variabile

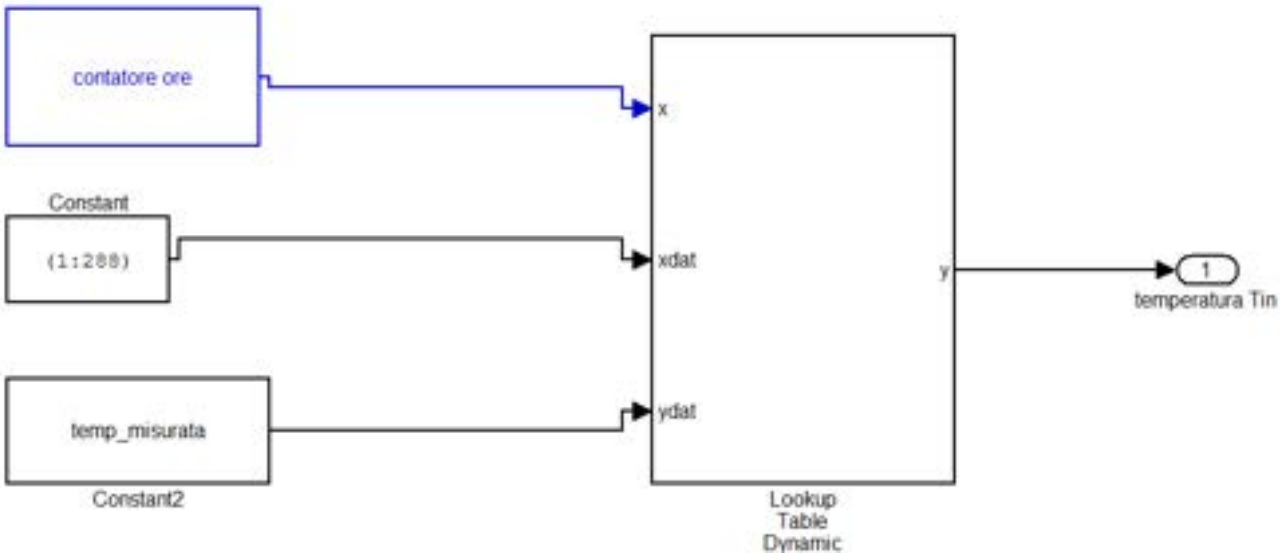


Figura 92: schema a blocchi simulink implementato per generare i valori di temperatura di due giorni con misurati con passo di 10 min

Di seguito si riporta il confronto tra i dati misurati e gli output forniti dal modello di sottostazione per due giorno del mese di febbraio.

Figura 93: Confronto temperatura ramo di ritorno: misurata e simulata con ENSim

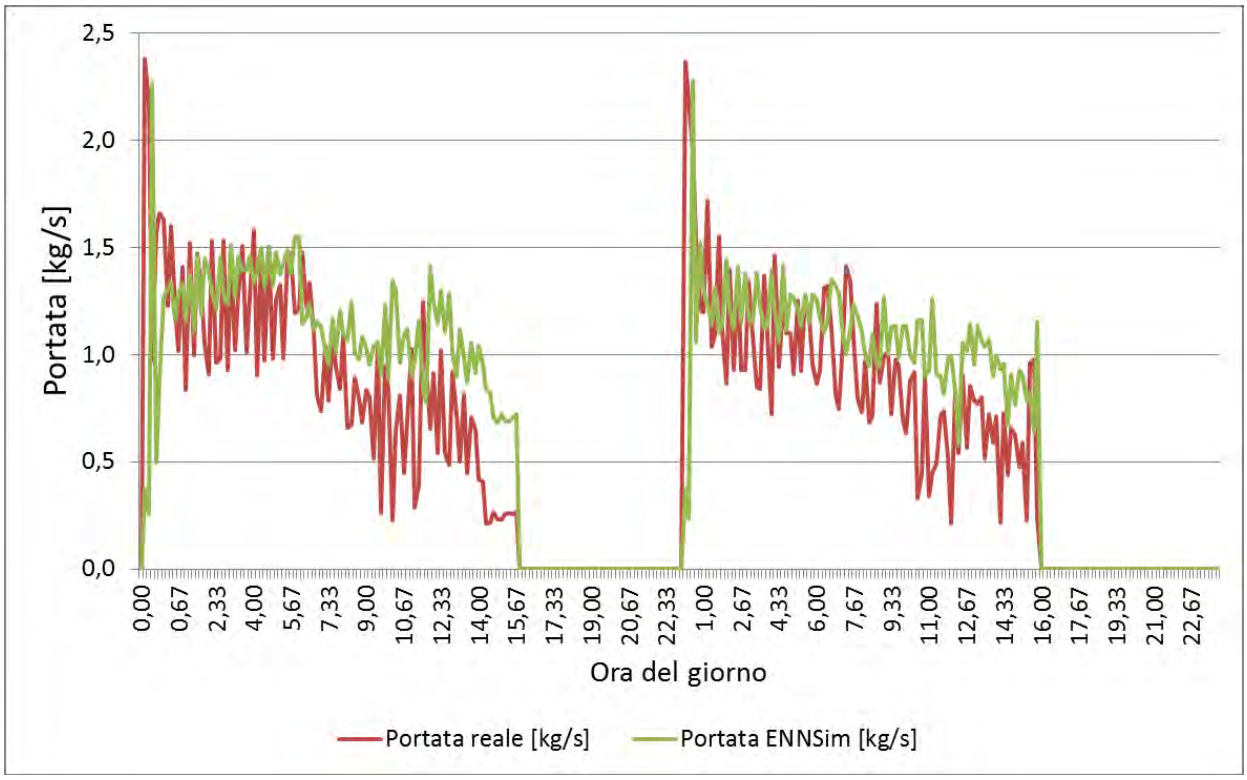


Figura 94: Confronto portata prelavata dalla rete: misurata e simulata con ENSim

In Figura 93 sono riportate le temperature in uscita dallo scambiatore reale e dallo scambiatore modellato nella piattaforma ENSim; si può osservare come il trend delle T2 generata dal modello sia coincidente con la temperatura misurata, a meno di uno shift temporale di circa 2 ore introdotto dal modello risolvibile migliorando la calibratura del regolatore PID.
Il modello del regolatore PID modula la portata lato rete dello scambiatore come riportato in Figura 94; anche se la modulazione della portata simulata è soggetta a minori oscillazioni rispetto alla portata misurata, i due segnali risultano avere un trend simile mantenendo un errore inferiore a 0.5 kg/s nelle ore di elevato carico termico.

4 Acquisizione curve di carico termico ed elettrico in real time

Nel corso dell'ultima annualità è stata implementata in ENSim una nuova struttura software per poter acquisire in tempo reale le curve di carico termico ed elettrico degli edifici e generatori (es. micro cogeneratori) connessi alla rete di teleriscaldamento simulata.

La sostituzione dei modelli di simulazione con il componente real time permetterà sia il monitoraggio degli edifici connessi alle reti termiche sia l'applicazione in tempo reale degli algoritmi di controllo sviluppati in ENSim per la gestione della centrale termica e degli impianti distribuiti d'utente connessi alla rete in regime di scambio sul posto al fine di ottimizzarne la produzione energetica e limitare i disservizi.

Per lo sviluppo del nuovo componente real time di ENSim sono stati seguiti nel corso dell'ultima annualità i seguenti passi:

- Analisi dei principali protocolli di comunicazione che caratterizzano i principali strumenti di monitoraggio dei carichi termici ed elettrici
- implementazione del codice in ambiente Matlab/simulink in grado di stabile una connessione con protocollo TCP/IP su Modbus tra gli strumenti di misura e la piattaforma ENSim
- integrazione del codice real time nella piattaforma ENSim e successiva sincronizzazione dei passi di simulazione con il time step del protocollo Modbus su TCP/IP
- Gestione degli errori generati dalla mancata risposta dello strumento di misura non risolvibili con l'incremento del time out del modulo TCP/IP
- validazione del protocollo di comunicazione Modbus su TCP/IP implementato in Matlab/Simuink attraverso due portali implementati precedenti annualità per il monitoraggio dei carichi elettrici e termici degli edifici (Mcubo e TOMO)

4.1 Codifica dei protocolli Modbus e TCP/IP in Matlab-Simulink

Da una indagine effettata nella precedente annualità sulla tipologia di misuratori installati nelle sottostazioni a piè di stabile risulta che il protocollo standardizzato Modbus è tra quelli più utilizzati dai contatori termici per l'eventuale lettura da remoto dei consumi energetici.

Per poter implementare in ENSim la funzione di lettura in tempo reale del carico delle utenze connesse alle reti di TLR, estendendo l'attività iniziata nelle precedenti annualità, è stato codificato in Matlab/Simulink il protocollo Modbus per poter interrogare via TCP/IP (via rete internet) gli strumenti di monitoraggio termico ed elettrico installati a piè di stabile e nelle centrali di produzione, elaborare le misure in tempo reale ed effettuare le regolazioni dei generatori distribuiti connessi alla rete.

Il protocollo MODBUS definisce il formato e la modalità di comunicazione tra un "master" che gestisce il sistema e uno o più "slave" che rispondono alle interrogazioni del master. Il protocollo definisce come il

master e gli slave stabiliscono ed interrompono la comunicazione, definisce come trasmettitore e ricevitore devono essere identificati, definisce come i messaggi devono essere scambiati e come gli errori rilevati. Solo il master può iniziare una transazione che può avere il formato “domanda/risposta” diretta ad un singolo slave o “broadcast” in cui il messaggio viene inviato a tutti i dispositivi sulla linea che non danno risposta.

Per poter comunicare con i dispositivi slave , il messaggio deve essere espresso nel seguente formato:

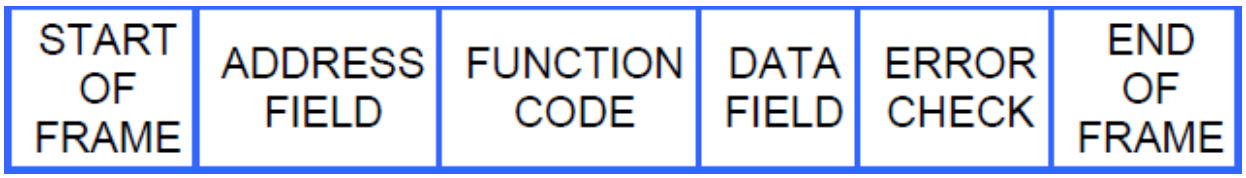


Figura 1 | Struttura del messaggio Modbus RTU

- Inizio comunicazione
- L'indirizzo del dispositivo (1 byte) con cui il master ha stabilito la transazione (l'indirizzo “0” corrisponde ad un messaggio broadcast inviato a tutti i dispositivi slave);
- II codice della funzione (1 byte) che deve essere o è stata eseguita;
- I dati (N byte) che devono essere scambiati;
- II controllo d'errore (2 byte) composto secondo l'algoritmo CRC16.
- Fine comunicazione

Il protocollo Modbus TCP/IP è il protocollo Modbus RTU con una interfaccia TCP per l’utilizzo del canale di trasmissione ethernet.
TCP/IP si riferisce al “Transmission Control Protocol” e “Internet Protocol” e fornisce il mezzo di trasmissione per la comunicazione operata dal protocollo Modbus. In generale il protocollo TCP/IP permette lo scambio di dati binari tra PC. La funzione primaria del TCP è di assicurare che tutti i pacchetti di dati siano ricevuti correttamente mentre il protocollo IP assicura che I messaggi siano correttamente indirizzati. Da ciò si evince come la combinazione TCP/IP sia un protocollo di trasporto mentre il il protocollo Modbus definisce il significato dei dati e come gli stessi debbano essere interpretati.
Quindi il Modbus TCP/IP implementato di seguito in Matlab/Simulink usa l’interfaccia Ethernet per trasmettere le misure dei contatori termici ed elettrici codificati prima in una struttura dati definita dal protocollo Modbus e successivamente incapsulato nel protocollo di trasmissione TCP/IP.
Per implemntare in Matlan Simulink il protocollo Modbus è stata studiata la sua struttura del pacchetto dati come viene incapsulata nella trasmissione TCP/IP. Questa è suddiviso in due parti il Modbus Application Protocol “MBAP” e il Protocol Data Unit (PDU)
L’MBAP è caratterizzato da 7 bytes come specificato di seguito:

- Transaction Identifier (2 bytes): questo campo è necessario per il riconoscimento della transazione quando più messaggi vengono scambiati durante la stessa connessione TCP da un client senza priorità;
- Protocol Identifier (2 bytes): questo campo risulta essere sempre 0 per il Modbus (altri valori sono riservati per estensioni future);
- Length (2 bytes): questo campo serve per indicare i byte che mancano al termine del messaggio per includere i seguenti campi “Unit Identifier byte”, il “Function Code byte”, e il campo dati;
- Unit Identifier (1 byte): questo campo serve a identificare l’unità remota che si vuole interrogare.

Il Protocol Data Unit invece è costituito da:

- Data Field: numero di byte dipende dalla lunghezza dei dati che devono essere trasmessi. Questo campo nella codifica implementata in Simulink di Tabella 16 è indicato con il messaggio "VAL". questo

campo vale 2 se si vuole interrogare un sola grandezza misurata, vale 4 se vuole chiedere allo stesso slave 2 grandezze consecutive, e così via.

- il "Function Code" (1 byte) il cui contento è dato dalla seguente tabella

Tabella 15: funzione Modbus richiesta nel messaggio inviato allo strumento slave

Funzione	Descrizione
01	Read Coil Status
02	Read Input Status
03	Read Holding Registers
04	Read Input registers
05	Force Single Coil
06	Preset Single register
07	Read Status
15	Force multiple Coils
16	Preset Multiple Registers

Per la funzione di lettura delle misure da remoto viene interrogata la Fuction Code 03: Read Holding Registers.

Analizzata la struttura dati del protocollo Modbus su TCP-IP questa è stata implementata in una mtalab function per preparare il messaggio di richiesta da inviare successivamente allo strumento di misura (slave) come di seguito indicato.

Tabella 16: messaggio richiesta Modbus inviato via TCP/IP allo strumento slave avente un proprio indirizzo fisico

```
transID=uint16(2); % Inizializzazione del parametro "Transaction Identifier" a 16b
%%
transID = uint16(transID+1); % Il valore che deve risultare deve essere sempre 3 come riportato nel manuale ModBus
ProtID = uint16(0); % 16b "Protocol ID" (deve essere 0 per utilizzare il protocollo ModBus)
Lenghf = uint16(6); % Lunghezza dei valori letti (16b)
UnitID = uint16(11); % Indirizzo Modbus dell' unità fisica che vogliamo interrogare, L'indirizzo è impostato direttamente nello strumento di misura
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
FunCod = uint16(3); % Codice della funzione: per leggere l' Holding Registers il codice deve essere 3
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);
% Concateniamo la variabile UnitID e quella FunCode in modo da renderle un'unica word uint16. Difatti secondo il protocollo ModBus sia la variabile UnitID che quella FunCod sono a 8bit. Quello che generalmente si fa è trasformarle in uint16 e poi usare la funzione "bitor" in modo da creare un'unica word uint16 in cui il MSB è costituito da UnitID e il LSB è costituito da FunCod
Add = uint16(4142); % Valore in decimale del registro Modbus corrispondente alla prima grandezza da monitorare - dipende dal registro dello strumento
Val = uint16(2); % (campo Data Field) Dati da leggere (2 corrisponde ad un
```

```
sola grandezza monitorata, Val =4 per leggere due grandezze consecutive del
registro a partire dalla prima grandezza indicata in "Add" )
message = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; Val]; % Formato della
richiesta
disp(message); % Stampa della richiesta
```

Per trasmettere la richiesta dati secondo la struttura di Tabella 16 si utilizza il seguente blocco Simulink "TCP/IP send"che incapsula la struttura dati Modbus e la trasmette allo strumento attraverso il canale TCP/IP.

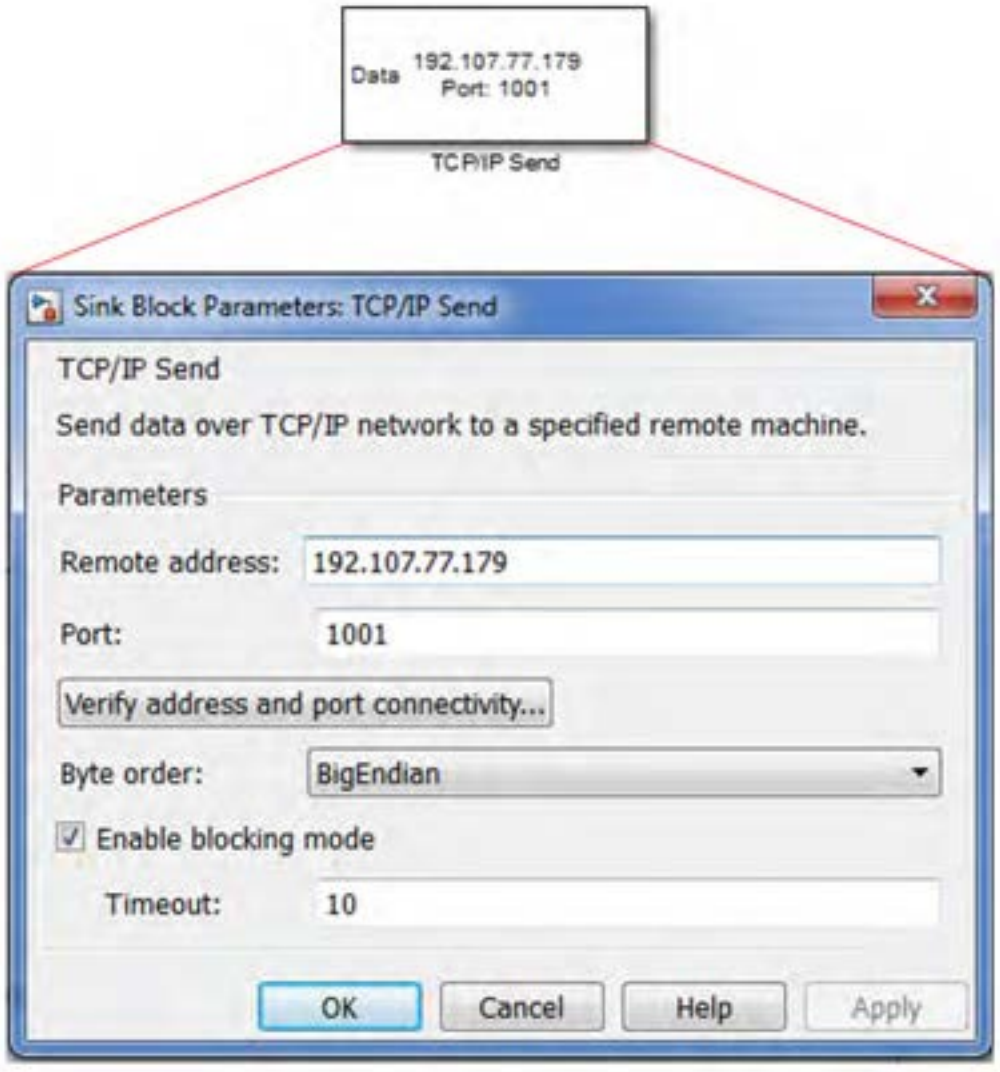


Figura 95: blocco Simulink per tramettere il messaggio Modbus allo strumento di misura

Per inviare correttamente il messaggio è necessario impostare nel blocco di Figura 95 :
- l' IP del gateway a cui è connesso lo strumento di misura da interrogare
- la porta attraverso il quale il gateway riceve i messaggi Modbus su TCP/IP
- il Timeout corrispondente al numero di time step che il blocco aspetta senza ottenere risposta dallo strumento; concluso il Time out Simulink va in errore.

L'impostazione di quest'ultimo parametro è fondamentale per garantire la continuità del monitoraggio e dipende dalla velocità con il quale è possibile stabile la conenssione con lo strumento remoto.

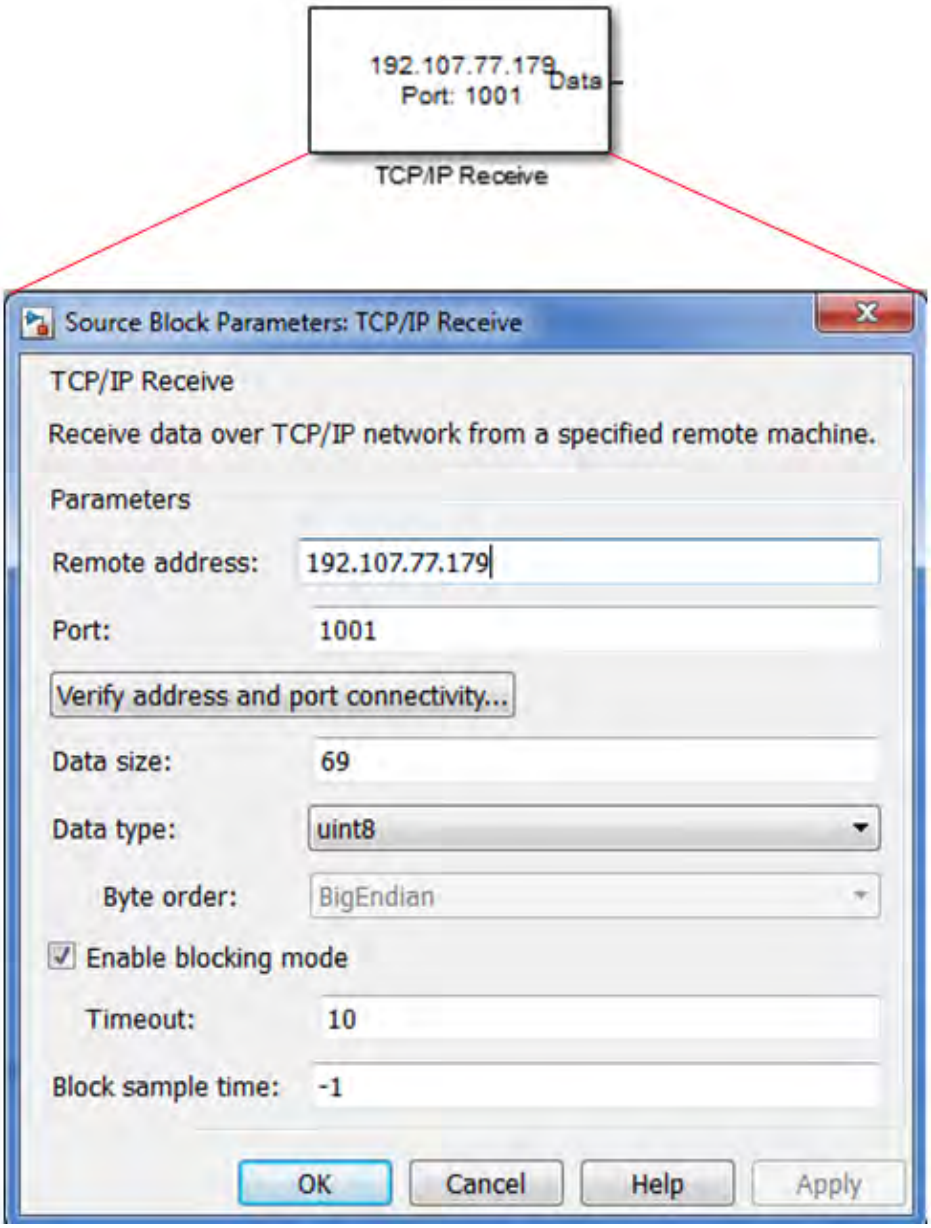


Figura 96: blocco Simulink per ricevere il messaggio Modbus dallo strumento di misura

Il blocco "receve" di Figura 96 necessita dei seguenti parametri per il corretto funzionamento:

- l'IP dello strumento remoto da cui ricevere il messaggio
- il numero di informazioni contenute nel messaggio (size data)
- il tipo di dato ricevuto (unit8)
- il Timeout, il cui valore impostato è uguale al blocco "send"
- il simple time: intervallo tra un numero indicato di step di simulazione per il di campionamento dei messaggi ricevuti e inviati al sistema di controllo implemntato in ENSim.
- Il simple time consente di campionare dei messaggi con un intervallo adatto alla costante di tempo del fenomeno fisico monitorato.
-

Per il monitoraggio in tempo reale delle sottostazioni termiche a piè di stabile, il simple time del simulatore viene impostato a passo fisso con un valore pari a 1 mentre il simple time del sotto blocco "receve" pari a 60 (campiona un valore inviato dallo strumento remoto ogni 60 passi di simulazione)
Lo strumento interrogato restituisce una stringa di 13 valori di cui i primi i primi 9 rappresentano l'incapsulamento del pacchetto di risposta proprio del protocollo Modbus con la seguente sintassi:

- Byte 1 Identificatore di transazione, normalmente 0
- Byte 2 Identificatore di transazione, normalmente 0
- Byte 3 Identificatore di protocollo = 0
- Byte 4 Identificatore di protocollo = 0
- Byte 5 Numero di byte della risposta ModBus (byte alto), = 0
- Byte 6 Numero di byte della risposta Modbus (byte basso)
- Byte 7 Indirizzo Slave
- Byte 8 Funzione Modbus
- Byte 9... riporta il numero di valori corrispondenti al numero di grandezze richieste: un numero di valori pari a 4 (come per l'esempio seguente) corrisponde ad una sola grandezza richiesta, il byte 9 è invece costituito da 8 valori se le grandezze richieste sono 2.

Gli ultimi 4 valori sono associati alla grandezza richiesta.
Si riporta di seguito un esempio di messaggio di risposta Modbus associato alla richiesta di una sola grandezza (potenza) inviata ad uno strumento raggiungibile tramite TCP/IP con indirizzo fisico 11 ; come si evince dalla Figura 97 il byte 9 riporta il valore 4 corrispondente agli ultimi quattro valori che devono essere post elaborati per ottenere il valore reale della grandezza richiesta.

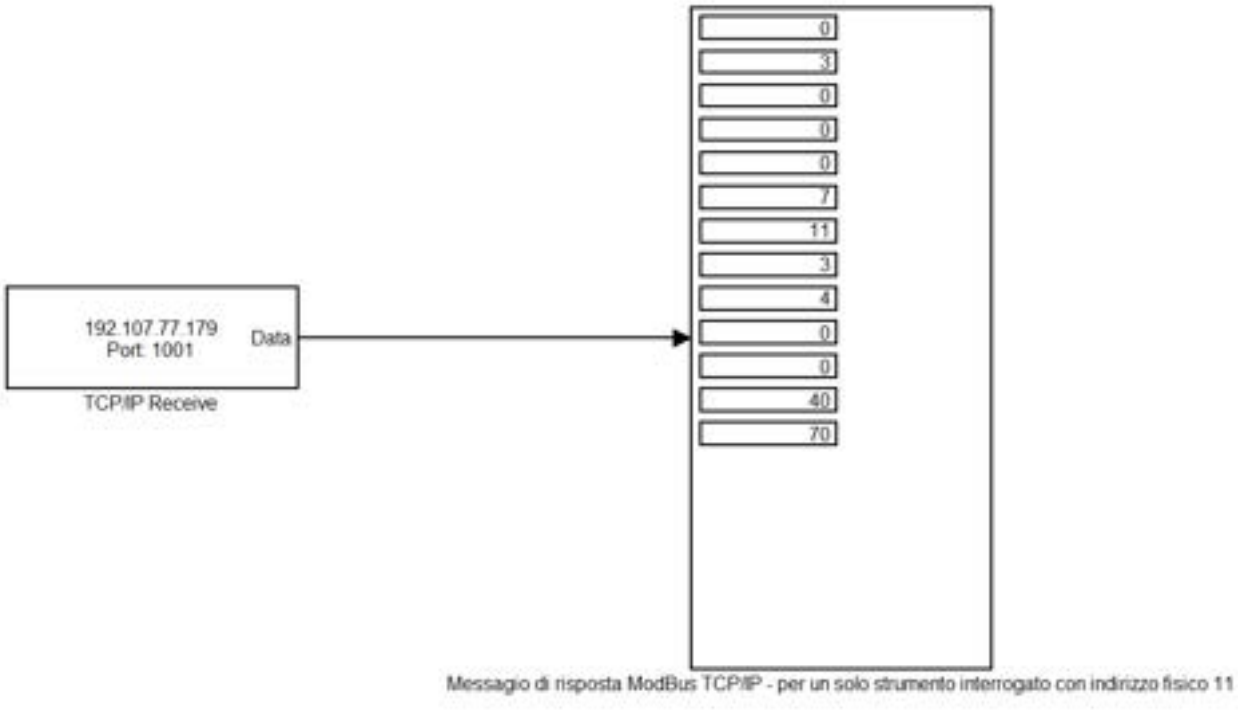


Figura 97: esempio di messaggio di risposta Modbus TCP/IP

Per estrarre solo i 4 messaggi associati alla grandezza monitorata il blocco "receve " viene connesso ad un blocco demux come indicato in Figura 98.

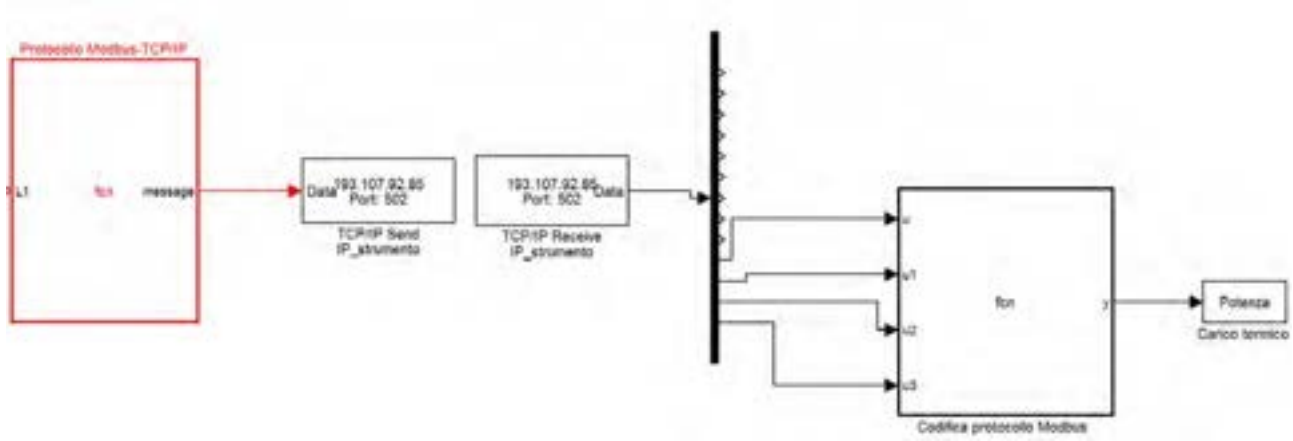


Figura 98: schema modello simulink per acquisire i carichi termici ed elettrici in tempo reale

Per la lettura e la codifica della parte di messaggio di risposta associato alla misura (ultimi 4 valori) è stato necessario costruire in Simulink una specifica Matlab function, il cui blocco è raffigurato in Figura 98, implementando una specifica funzione indicata in Tabella 17 che permette di estrarre il valore istantaneo della misura trasmessa a partire dalla combinazione dei 4 parametri in uscita dal Demux.

Tabella 17: Codifica messaggio MODBUS su TCP/IP associato alla misura trasmessa dallo strumento remoto

```
function y  = fcn(ah, bh, ch, dh) % L'uscita y è la potenza
attiva misurata ed è funzione dei 4 parametri selezionati dal
demux
coder.extrinsic('sprintf')
% Vengono convertiti i 4 parametri in esadecimale
a = dec2hex(ah);
b = dec2hex(bh);
c = dec2hex(ch);
d = dec2hex(dh);
% I 4 parametri vengono accorpati in un'unica stringa
str = sprintf('%02s%02s%02s%02s',a, b, c, d);
% Il tutto viene riconvertito in decimale
valore = hex2dec(str);
y = 0; % Inizializzazione della variabile di uscita
y = valore;
```

La funzione di Tabella 17 converte ognuno dei 4 valori in uscita dal blocco demux da decimale a esadecimale, li concatena in un'unica stringa e alla fine riconverte il valore ottenuto in decimale ottenendo la misura istantanea trasmessa dallo strumento remoto pronta per essere elaborata in tempo reale da ENSim.

4.2 Risoluzione problemi di integrazione del blocco Modbus-TCP/IP nella piattaforma ENSim

Una delle principali problematiche che hanno caratterizzato l'integrazione del blocco Modbus su TCP/IP nella piattaforma ENSim è stata la gestione del Timeout e delle eccezioni (errori non gestiti dal blocco Modbus su TCP/IP) che ne causano l'interruzione dell'esecuzione della simulazione. .

Applicando la struttura Simulink di Figura 98 il modello genera un errore ogni volta che il sistema remoto non restituisce una risposta entro un numero di step fissato dal Timeout del blocco "recieve" o se il blocco genera un errore non gestito in automatico dal sistema.
Per ovviare a tale problema è stata implementata una funzione Matlab che apre la connessione TCP/IP verso lo strumento di misura contemporaneamente ad una funzione "clock"; quindi il nuovo modello invia e riceve pacchetti di messaggi con protocollo Modbus con intervalli di tempo fissati. La stessa funzione inoltre associa al messaggio ricevuto l'orario esatto della misura. In caso di mancata risposta dello strumento o di risposta con errore lo script di Tabella 18 tenta una nuova connessione senza interrompere l'esecuzione garantendo una lettura ogni time step prefissato salvo indisponibilità prolungata dello strumento.
Si riporta di seguito la parte di codice implementata per gestire la chiamata TCP/IP come sopra descritto:

Tabella 18: Script per invio e ricezione messaggi trasmessi via TCP/IP con intervalli di tempo fissati - script per interrogare due dispositivi che rispondono allo stesso TCP/IP

```
function out_message  = leggi_modbus() % Il parametro L1 è semplicemente un
valore costante dato in ingresso (inizializzazione)

myfile = fopen('prova_4valcorretti.txt','w')
    fprintf(myfile,'%s %s \t %s \t%s \t %s\r\n','data',
'id2_add101C','id2_add105C(L1)','id11_add100E','id11_add102E');
    fclose (myfile);

transID=uint16(2); % Inizializzazione del parametro "Transaction Identifier" a
16b
transID = uint16(transID+1); % Il valore che deve risultare deve essere sempre
3
ProtID = uint16(0); % 16b Protocol ID (0 for ModBus)
Lenghf = uint16(6); % Lunghezza dei valori letti (16b)
UnitID = uint16(11); % Indirizzo Unità interrogata
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
FunCod = uint16(3); % Function code: 3 lettura holding register
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);
% Concateniamo la variabile UnitID e quella FunCode in modo da renderle
un'unica word uint16.
% Difatti secondo il protocollo ModBus sia la variabile UnitID che quella
FunCod sono a 8bit.
% Quello che generalmente si fa è trasformarle in uint16 e poi usare la
funzione "bitor" in modo da
% creare un'unica word uint16 in cui il MSB è costituito da UnitID e il LSB è
costituito da FunCod
Add = uint16(4142); % Valore decimale dell'indirizzo Modbus da cui partire
Val = uint16(2);
message11_102 = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; Val];
UnitID = uint16(11); % Indirizzo Unità interrogata
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
FunCod = uint16(3); % Function code: 3 lettura holding register
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);
Add = uint16(4110);
message11_100 = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; Val];
UnitID = uint16(2); % Indirizzo Unità interrogata
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
FunCod = uint16(3); % Function code: 3 lettura holding register
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);
Add = uint16(4124);
message2_101C = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; Val];
UnitID = uint16(2); % Indirizzo Unità interrogata
Lenghf = uint16(10);
```

```
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
FunCod = uint16(3); % Function code: 3 lettura holding register
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);
Add = uint16(4188);
Val = uint16(4);
message2_105C = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; Val];


disp(message2_105C);
% Configurazione canale TCP/IP
IPADDR='192.107.77.179';
PORT=1001; % Porta casaccia 1001
res=zeros(15,1,'int16');; %inizializzazione variebile risultato;
minuto_letto =9999;
letto=1; %contatore delle letture effettuate
while (1) % (letto<1440)
data = zeros(6,1,'double');
data = clock; %legge ora attuale
mese = data(2);
giorno = data(3);
ora = data(4);
minuto = data(5);
secondo = round(data(6));

%resto = mod(secondo,60); %controlla il secondo corrente, allo 0 lancia la
richiesta tcp/ip
ripeti=0;
%ciclo lettura ogni minuto
if((minuto~=minuto_letto)||(ripeti)) %interrogo il modbus solo se il minuto è
nuovo e non ho ancora letto
pause(3)
tcpip_pipe=tcpip(IPADDR, PORT); %PREPARAZIONE CONNESSIONE
set(tcpip_pipe, 'InputBufferSize', 512);
tcpip_pipe.ByteOrder='bigEndian';
fclose(tcpip_pipe);
try
    if ~strcmp(tcpip_pipe.Status,'open')
        fopen(tcpip_pipe);
        fail =0;
        ripeti=0;
    end
    disp('TCP/IP Open');
catch err
    disp('Error: Can''t open TCP/IP');
    fail = 1;
    ripeti=1;
end
if (fail==0)
    fwrite(tcpip_pipe, message2_101C,'int16');
    while ~tcpip_pipe.BytesAvailable,end %attesa risposta del sensore
    tcpip_pipe.BytesAvailable;
    res=fread(tcpip_pipe,tcpip_pipe.BytesAvailable) %risposta del sensore
    %interpreto il risultato
    ah=res(10);
    bh=res(11);
    ch=res(12);
    dh= res(13);
    eh=res(14);
    fh=res(15);
    gh=res(16);
```

```
hh= res(17);
% Vengono convertiti i 4 parametri in esadecimale
a = dec2hex(ah);
b = dec2hex(bh);
c = dec2hex(ch);
d = dec2hex(dh);
e = dec2hex(eh);
f = dec2hex(fh);
g = dec2hex(gh);
h = dec2hex(hh);

% I 4 parametri vengono accorpati in un'unica stringa
str = sprintf('%02s%02s%02s%02s', e,f,g,h);
% Il tutto viene riconvertito in decimale
valore2_101C = hex2dec(str)


fwrite(tcpip_pipe, message2_105C,'int16');
while ~tcpip_pipe.BytesAvailable,end %attesa risposta del sensore
tcpip_pipe.BytesAvailable;
res=fread(tcpip_pipe,tcpip_pipe.BytesAvailable) %risposta del sensore
%interpreto il risultato
ah=res(10);
bh=res(11);
ch=res(12);
dh= res(13);
eh=res(14);
fh=res(15);
gh=res(16);
hh= res(17);
% Vengono convertiti i 4 parametri in esadecimale
a = dec2hex(ah);
b = dec2hex(bh);
c = dec2hex(ch);
d = dec2hex(dh);
e = dec2hex(eh);
f = dec2hex(fh);
g = dec2hex(gh);
h = dec2hex(hh);
% I 4 parametri vengono accorpati in un'unica stringa
str = sprintf('%02s%02s%02s%02s',a, b, c, d,e,f,g,h);
% Il tutto viene riconvertito in decimale
valore2_105C = hex2dec(str)

fwrite(tcpip_pipe, message11_102,'int16');
while ~tcpip_pipe.BytesAvailable,end %attesa risposta del sensore
tcpip_pipe.BytesAvailable;
res=fread(tcpip_pipe,tcpip_pipe.BytesAvailable) %risposta del sensore
%interpreto il risultato
ah=res(10);
bh=res(11);
ch=res(12);
dh= res(13);
% Vengono convertiti i 4 parametri in esadecimale
a = dec2hex(ah);
b = dec2hex(bh);
c = dec2hex(ch);
d = dec2hex(dh);
% I 4 parametri vengono accorpati in un'unica stringa
str = sprintf('%02s%02s%02s%02s',a, b, c, d);
```

```
    % Il tutto viene riconvertito in decimale
    valore11_102 = hex2dec(str)
    fwrite(tcpip_pipe, message11_100,'int16');
    while ~tcpip_pipe.BytesAvailable,end %attesa risposta del sensore
    tcpip_pipe.BytesAvailable;
    res=fread(tcpip_pipe,tcpip_pipe.BytesAvailable) %risposta del sensore
    %interpreto il risultato
    ah=res(10);
    bh=res(11);
    ch=res(12);
    dh= res(13);
    % Vengono convertiti i 4 parametri in esadecimale
    a = dec2hex(ah);
    b = dec2hex(bh);
    c = dec2hex(ch);
    d = dec2hex(dh);
    % I 4 parametri vengono accorpati in un'unica stringa
    str = sprintf('%02s%02s%02s%02s',a, b, c, d);
    % Il tutto viene riconvertito in decimale
    valore11_100 = hex2dec(str)
    letto=letto+1;
    minuto_letto=minuto;
    fclose(tcpip_pipe);
end

%appendo il valore letto al file di output
if(fail==0)
    myfile = fopen('prova_4valcorretti.txt','a')
    fprintf(myfile,'%02d_%02d_%02d\t %d \t %d \t%d \t %d\r\n',ora,minuto,
secondo, valore2_101C,valore2_105C, valore11_100, valore11_102);
    fclose (myfile);
end

end

out_message = res;
end %while
end
```

Lo script di Tabella 18 apre una connessione TCP/IP e invia una richiesta Modbus allo strumento remoto ogni minuto e attende finchè il messaggio di risposta non è disponibile senza interrompere la simulazione.

4.3 *Validazione del modello di acquisizione delle curve di carico in real time*

Per validare l'algoritmo di codifica del protocollo Modbus su TCP/IP implementato in ambiente Matlab Simulink per interrogare da remoto gli strumenti di monitoraggio del carico degli edifici sono stati utilizzate due piattaforme per il monitoraggio degli edifici: Mcubo e TOMO.
La piattaforma Mcubo, di cui si riporta uno screenshot inFigura 99, è stata installata nelle precedenti annualità e attualmente ancora in funziona per il monitoraggio dei consumi e dei principali parametri elettrici di alcuni edifici ENEA presenti nel centro ricerche Casaccia, la Sede Legale di Roma e il Centro di monitoraggio ambientale di Lampedusa.

In ciascuno di questi edifici è presente un sistema di misura, di cui un esempio e mostrato in Figura 100, costituito da multimetri con uscita seriale Modbus connessi ad un gateway centrale per l'indirizzamento del messaggio Modbus via TCP/IP.

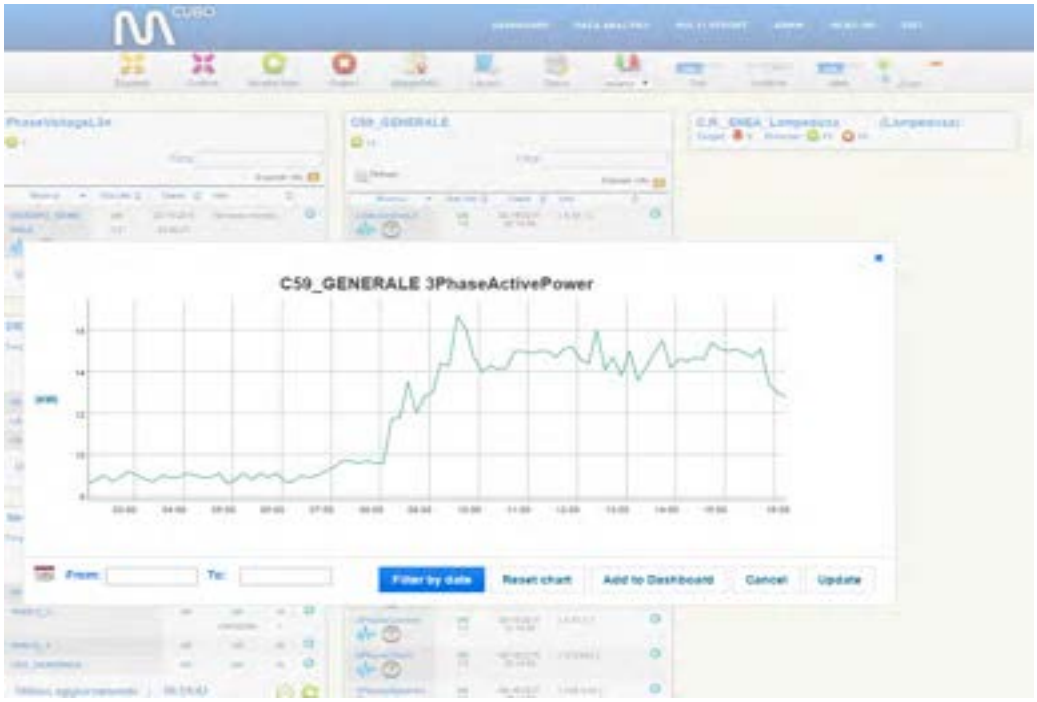


Figura 99: Screenshot piattaforma Mcubo

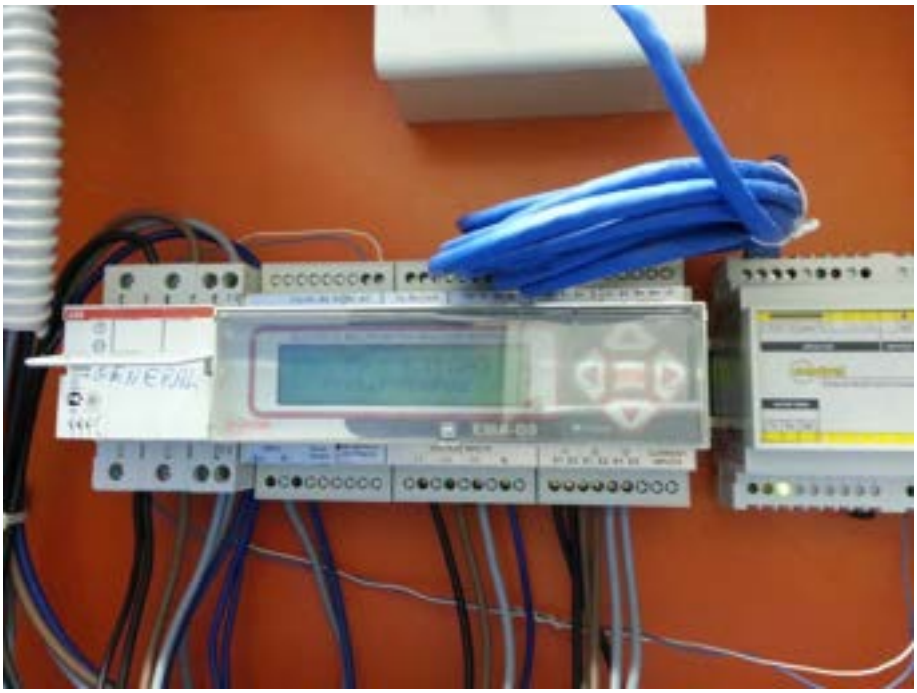


Figura 100: multimetro con uscita Modbus connesso ad un gateway TCP/IP installato in uno degli edifici del Centro ENEA di Casaccia e monitorato dalla piattaforma Mcubo

Per validare il codice Modbus su TCP/IP implementato in Matlab/simulink è stato acquisito in tempo reale il carico elettrico di un Edificio del Centro ENEA Casaccia monitorato anche dalla piattaforma Mcubo.
Per poter interrogare lo strumento via TCP/IP è necessario conoscere l'Holding Register dello strumento di misura fornito dal costruttore spesso con il manuale del dispositivo; il suddetto registro riporta i codici da utilizzare nel messaggio Modbus per poter richiedere allo strumento il valore di una o più misure da esso acquisite.
Per il caso in esame è stato utilizzato l'Holding Register del multimetro installato nel quadro di edificio e riportato in Figura 101

Register HEX	Word	Description	M. U.	Type
$1000	2	3-PHASE SYSTEM VOLTAGE	[V]	(Unsigned)
$1002	2	PHASE VOLTAGE L_{1-N}	[V]	(Unsigned)
$1004	2	PHASE VOLTAGE L_{2-N}	[V]	(Unsigned)
$1006	2	PHASE VOLTAGE L_{3-N}	[V]	(Unsigned)
$1008	2	LINE TO LINE VOLTAGE L_{1-2}	[V]	(Unsigned)
$100A	2	LINE TO LINE VOLTAGE L_{2-3}	[V]	(Unsigned)
$100C	2	LINE TO LINE VOLTAGE L_{3-1}	[V]	(Unsigned)
$100E	2	3-PHASE SYSTEM CURRENT	[mA]	(Unsigned)
$1010	2	LINE CURRENT L_1	[mA]	(Unsigned)
$1012	2	LINE CURRENT L_2	[mA]	(Unsigned)
$1014	2	LINE CURRENT L_3	[mA]	(Unsigned)
$1016	2	3-PHASE SYSTEM POWER FACTOR	[-]	(Signed)
$1018	2	POWER FACTOR L_1	[-]	(Signed)
$101A	2	POWER FACTOR L_2	[-]	(Signed)
$101C	2	POWER FACTOR L_3	[-]	(Signed)
$101E	2	3-PHASE SYSTEM COSØ	[-]	(Signed)
$1020	2	PHASE $COSØ_1$	[-]	(Signed)
$1022	2	PHASE $COSØ_2$	[-]	(Signed)
$1024	2	PHASE $COSØ_3$	[-]	(Signed)
$1026	2	3-PHASE SYSTEM APPARENT POWER	[VA]	(Unsigned)
$1028	2	APPARENT POWER L_1	[VA]	(Unsigned)
$102A	2	APPARENT POWER L_2	[VA]	(Unsigned)
$102C	2	APPARENT POWER L_3	[VA]	(Unsigned)
$102E	2	3-PHASE SYSTEM ACTIVE POWER	[W]	(Unsigned)
$1030	2	ACTIVE POWER L_1	[W]	(Unsigned)
$1032	2	ACTIVE POWER L_2	[W]	(Unsigned)
$1034	2	ACTIVE POWER L_3	[W]	(Unsigned)
$1036	2	3-PHASE SYSTEM REACTIVE POWER	[VAR]	(Unsigned)
$1038	2	REACTIVE POWER L_1	[VAR]	(Unsigned)
$103A	2	REACTIVE POWER L_2	[VAR]	(Unsigned)
$103C	2	REACTIVE POWER L_3	[VAR]	(Unsigned)
....				
$1046	2	FREQUENCY	[mHz]	(Unsigned)
$1048	2	NEUTRAL CURRENT	[mA]	(Unsigned)
....				
$1096	2	TEMPERATURE	[°C]	(Unsigned)
$1098	2	HOURS COUNTER	[dh]	(Unsigned)

Figura 101: Registro Modbus su T CP/IP con codice esadecimale per ciascuna grandezza (Manuale multimetro Contrel)

Facendo riferimento alla tabella di Figura 101 la potenza attiva trifase istantanea corrisponde al registro "102E". Si riporta di seguito un estratto dello script utilizzato per interrogare il multimetro via Modbus su TCP/IP; si riporta l'indirizzo seriare RS485 del multimetro interrogato (11) e il registro "102E" convertito in decimale (4142)

Tabella 19: estratto dello script Modbus in Simulink per leggere la potenza attiva misurata dal dispositivo interrogato (multimetro)

```
……
UnitID = uint16(11); % Indirizzo dell' unità che vogliamo interrogare
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);
Add = uint16(4142); % Valore decimale del registro Modbus corrispondente alla
potenza attiva trifase  (l'indirizzo fisico era in esadecimale il 102E)
Val = uint16(1); % Dati da leggere
message = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; Val]; % Formato della
richiesta
disp(message); % Stampa della richiesta
```

Si ripota in Figura 102 la potenza attiva dell'edificio acquisita in tempo reale dal modello Modbus su TCP/IP implementato in Matlab/Simulink dalle 14:30 alle 17:08 con una interrogazione al minuto.

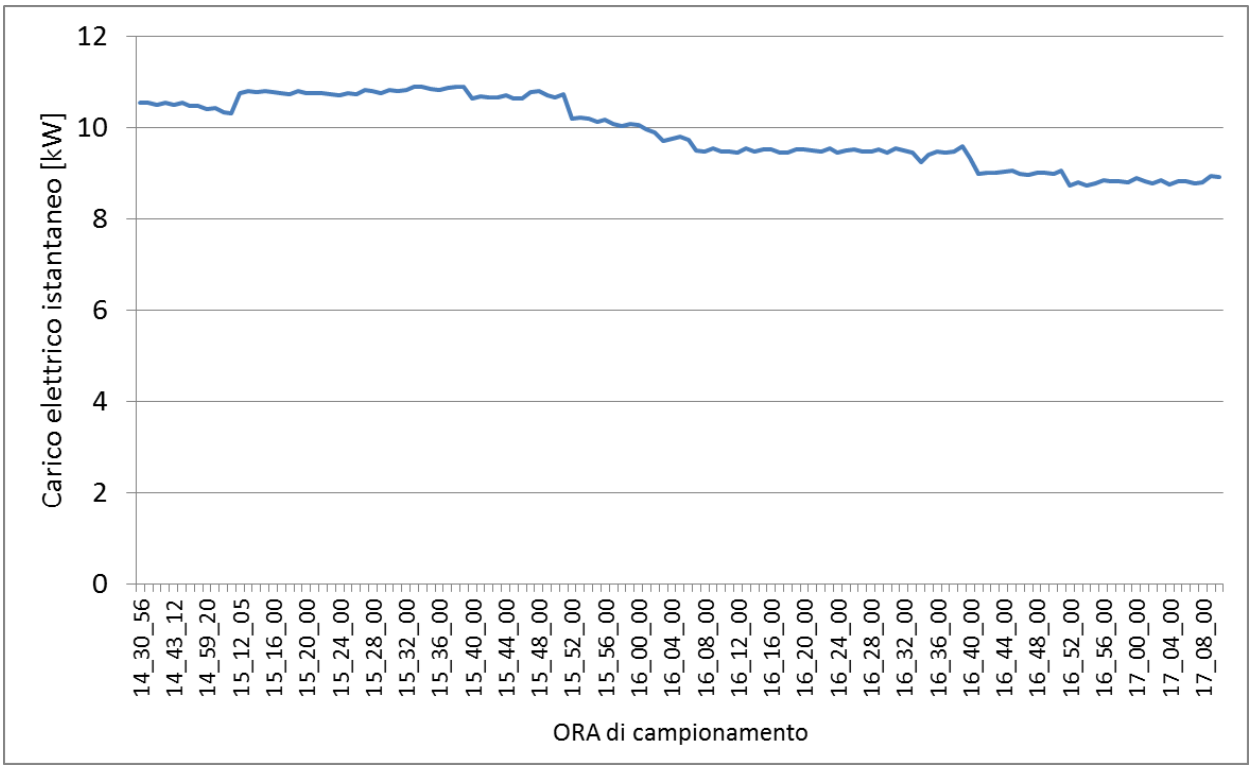


Figura 102: Carico elettrico acquisito via TCP/IP - intervallo di campionamento impostato: 1 min

Diversamente dai sistemi di monitoraggio che nella maggior parte dei casi (anche per evitare problemi di memoria), forniscono un valore medio del carico in un dato intervallo di tempo fissato (es. 5 min, 10 min, ecc) il modello implementato in Matlab/Simulink interroga lo strumento con un time step fissato leggendo e passando alla piattaforma di controllo il dato istantaneo in modo da poter effettuare in tempo reale regolazioni su valori istantanei.
Per verificare che i valori istantanei acquisiti in tempo reale con il codice Matlab/Simulink siano corretti è stata fatta una media su un tempo di 10 min e confrontata con il monitoraggio della piattaforma Mcubo; dal confronto tra le due potenze riportato in Figura 103, si evince come le due letture siano coincidenti.

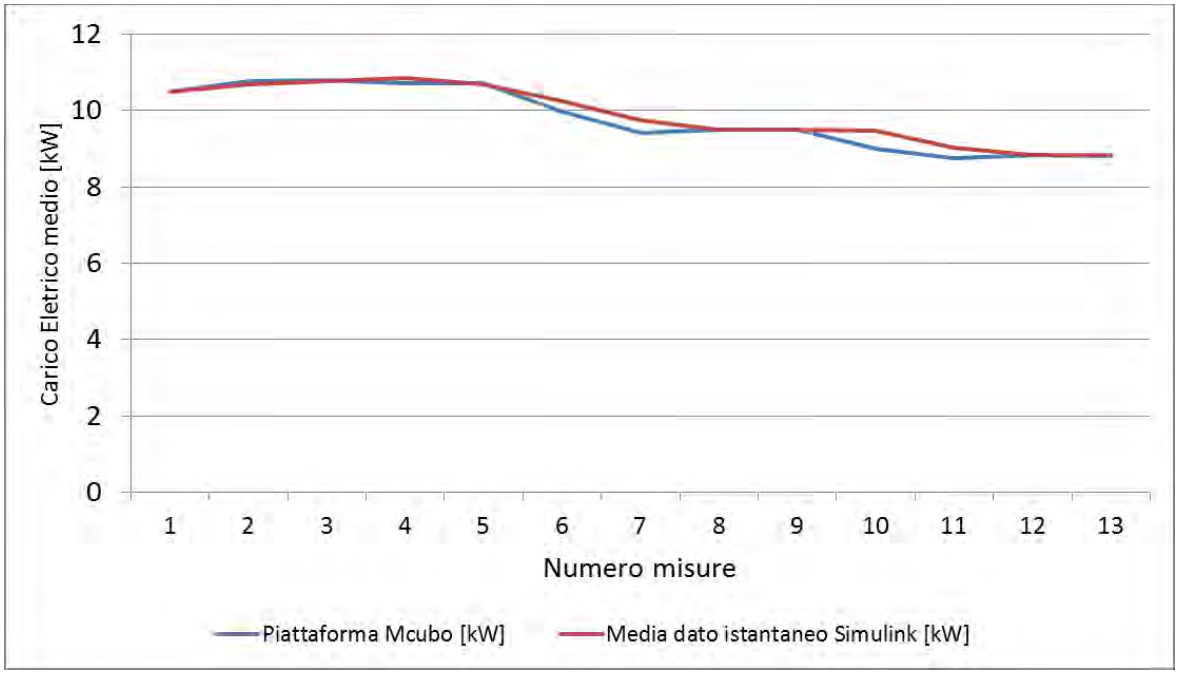


Figura 103: confronto lettura potenza media su 10 min : Modello Matlab/Simulink – piattaforma Mcubo

Si riporta di seguito un ulteriore confronto tra il campionamento effettuato dal modello Matlab/Simulink e il monitoraggio della piattaforma Mcubo del carico elettrico generale dell'edificio dalle 16:00 alle 9:15 circa di un giorno feriale.

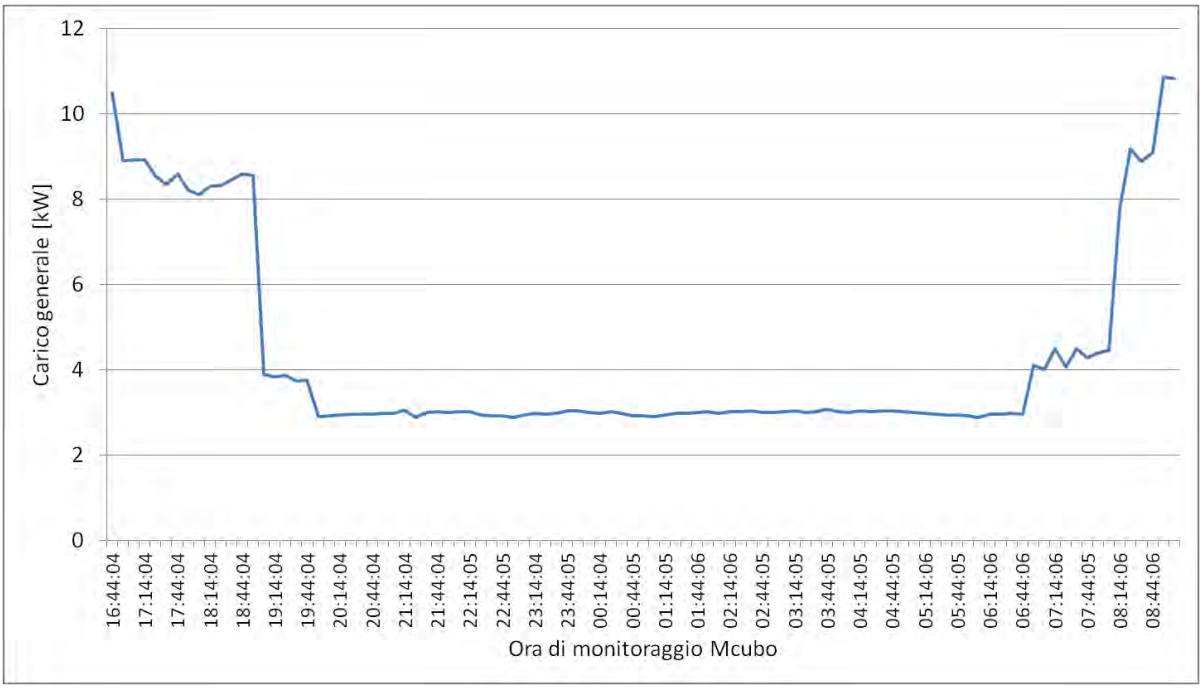


Figura 104: monitoraggio carico elettrico Mcubo - passo di acquisizione 10 min

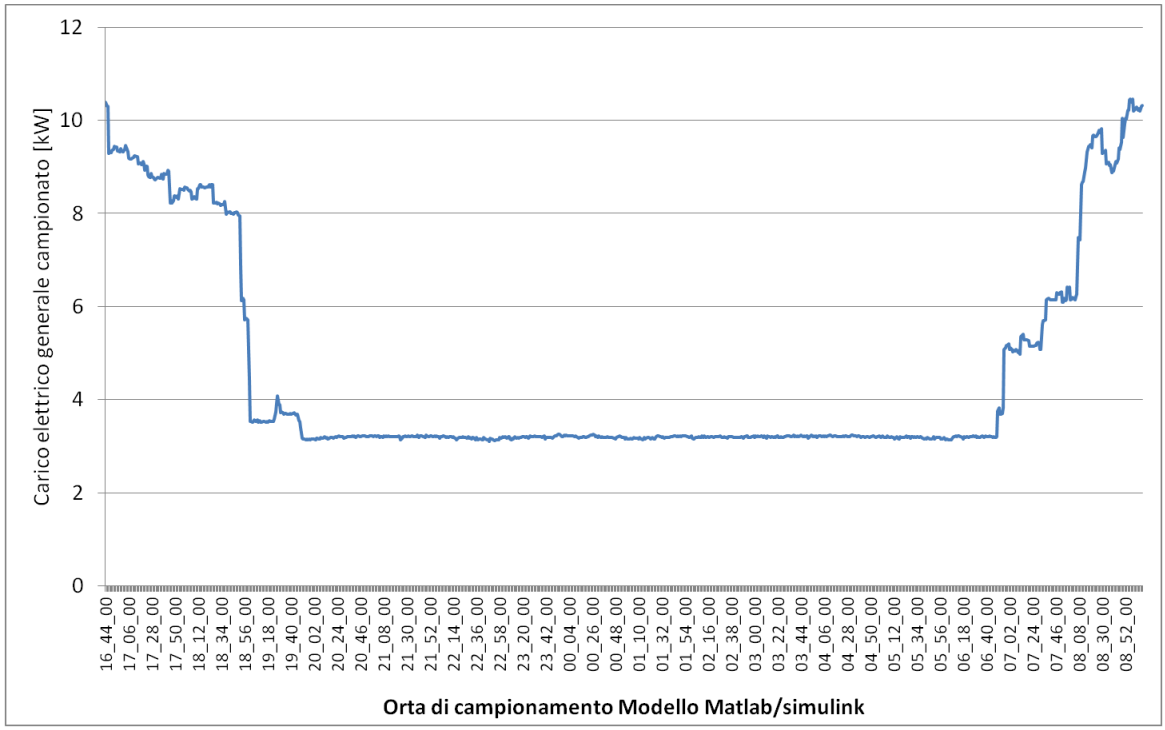


Figura 105: campionamento carico elettrico con modello Modbbus su TCP/IP - passo di acquisizione 1 min

Un ulteriore verifica sul effettivo funzionamento del modulo Modbus su TCP/IP è stata condotta acquisendo da remoto le misure di energia termica effettuati dai misuratori installati a piè di stabile degli edifici connessi alla rete di Teleriscaldamento del quartiere Sud di Torino.
La suddetta rete è studiata e monitorata in collaborazione con il Politecnico di Torino come descritto nei report di questa annualità RdS/PAR2014/017.
La lettura dei contatori termici del tipo ad ultrasuoni, installati nei singoli piè di stabile, avviene con protocollo MBus convertita da apposito dispositivo in protocollo ModBus e inviata ad un convogliatore che raccogli i dati e li rende disponibili per trasmetterli su canale TCP/IP come descritto nel Report RDS/2013/056. Il monitoraggio dei consumi viene gestito e memorizzato in una piattaforma digitale denominata TOMO di cui si riporta uno screenshot in Figura 106: Screenshot piattaforma TOMO

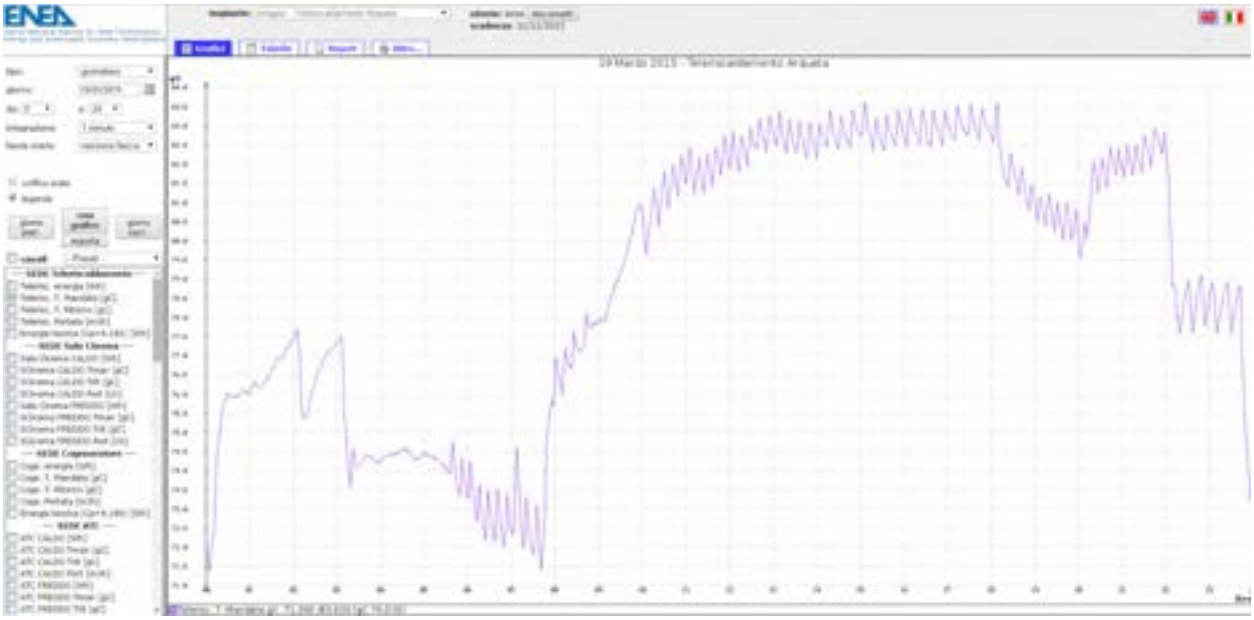


Figura 106: Screenshot piattaforma TOMO

Figura 107: immagine del sistema installato nella rete termica monitorata per il convogliamento e trasferimento della misure di energia termica dei singoli pie di stabile in protocollo Modbus su TCP/IP

In questo secondo caso la verifica viene condotta acquisendo con il modello in Matlab/Simulink l'energia cumulata di uno dei contatori dei pie di stabile e confrontando il trend dell'energia acquisita con il monitoraggio della piattaforma TOMO.
Come nell'esempio precedente è stato necessario specificare nello script di Matlab il codice dl registro Modbus corrispondente all'energia termica misurata (10) e l'indirizzo fisico del contatore a piè di stabile (01) da interrogare.
Si riporta di seguito l'acquisizione del consumi energetico di un piè di stabile con un passo di tempo tra due misure pari ad 1 minuto. In particolare in Figura 108 e in Figura 109 si riportano le acquisizioni della lettura progressiva reale del contatore termico installato in uno dei piè di stabile connessi alla rete , il cui valore si aggiorna a passi di 100 kWh così come impostato sul contatore stesso.
Confrontando i due andamenti di Figura 108 e di Figura 109 si evince che le due acquisizioni sono coincidenti e quindi si può dedurre che lo script di codifica del ModBus su TCP/IP implementato nella piattaforma Matlab/Simulink sia valido e corretto.

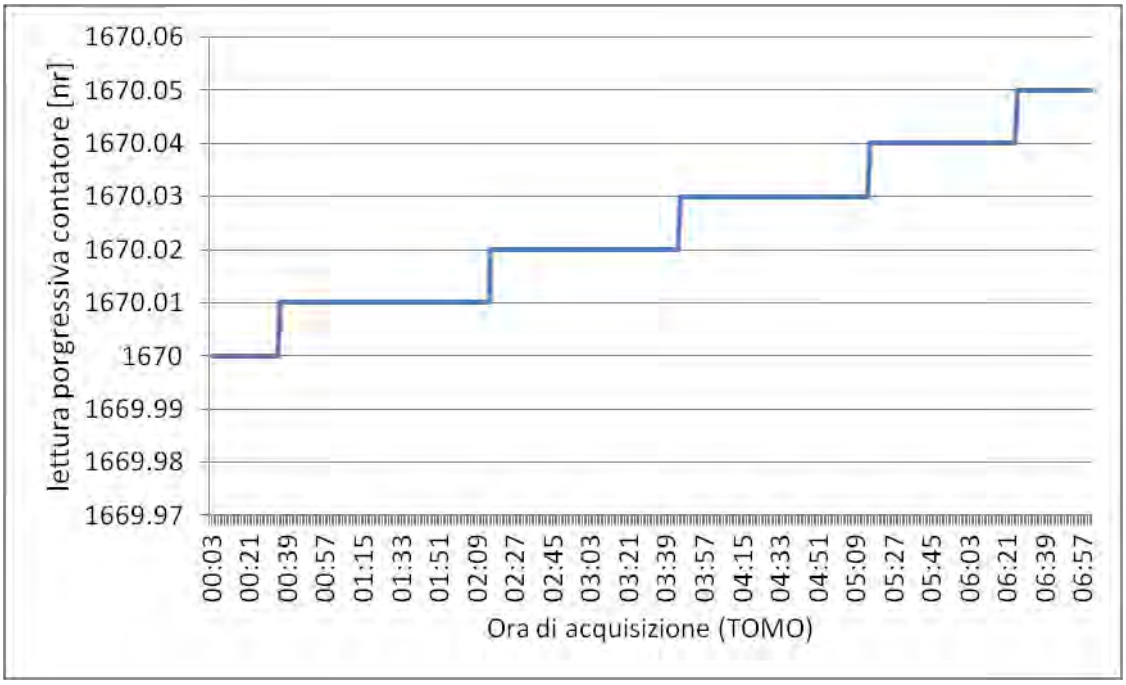


Figura 108: consumo energetico per ACS di un piè di stabile fornito dalla piattaforma di monitoraggio TOMO con un passo di un minuto

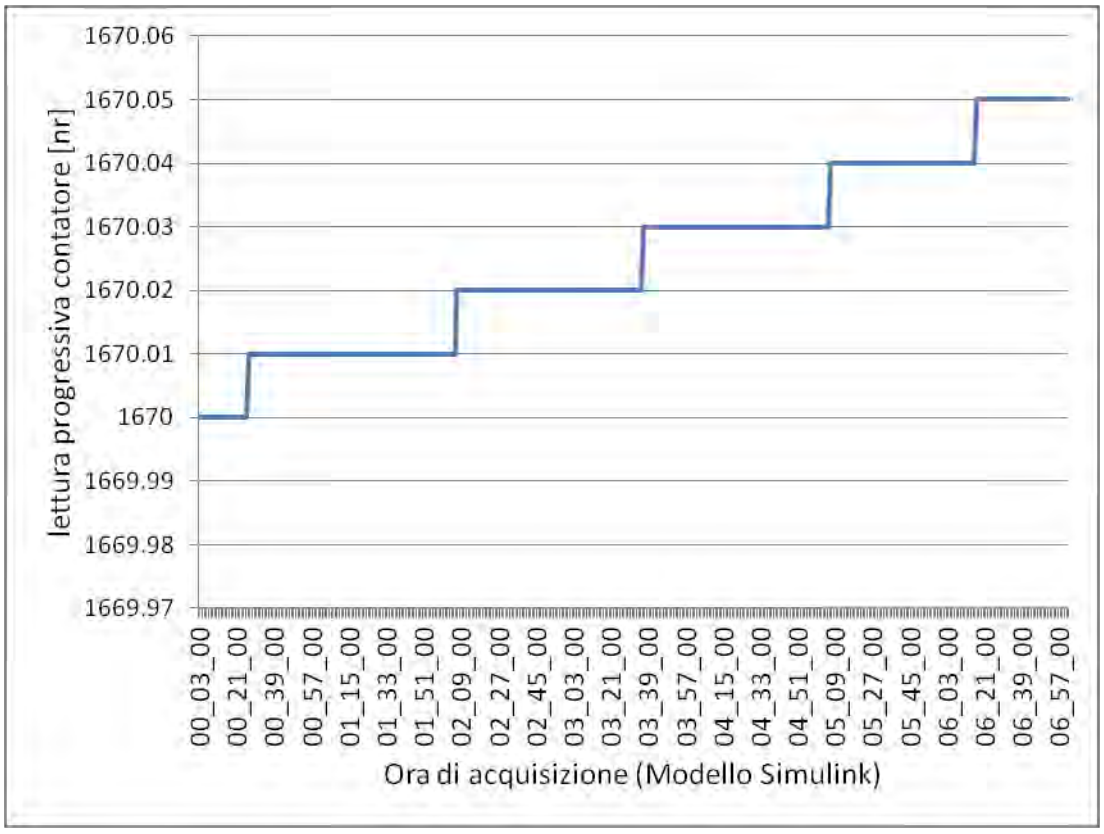


Figura 109: consumo energetico per ACS di un piè di stabile acquisito dal modello Modbus su TCP/IP implementato in Matlab/Simunk - passo di acquisizione un minuto

Si riporta di seguito l'acquisizione dell'energia termica progressiva consumata da due piè di stabile contemporaneamente i cui contatori sono connessi allo stesso convogliatore IP ma con due indirizzi fisici diversi. Anche in questo caso vengono confrontate le acquisizione del modello Modbus su TCP/IP implementato con le misure monitorate dalla piattaforma TOMO.
Dal confronto si evince la piena corrispondenza delle acquisizioni effettuate dal modello in MAtlab con la piattaforma TOMO.

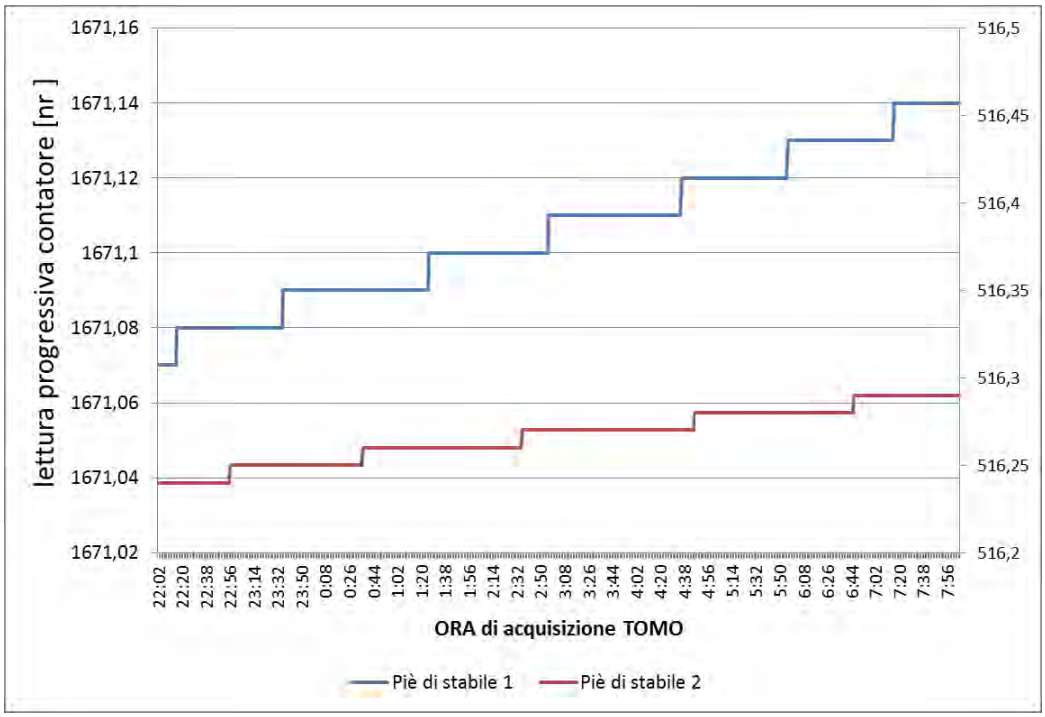


Figura 110: Monitoraggio carico termico di due piè di stabile con la piattaforma TOMO: lettura contatore termico

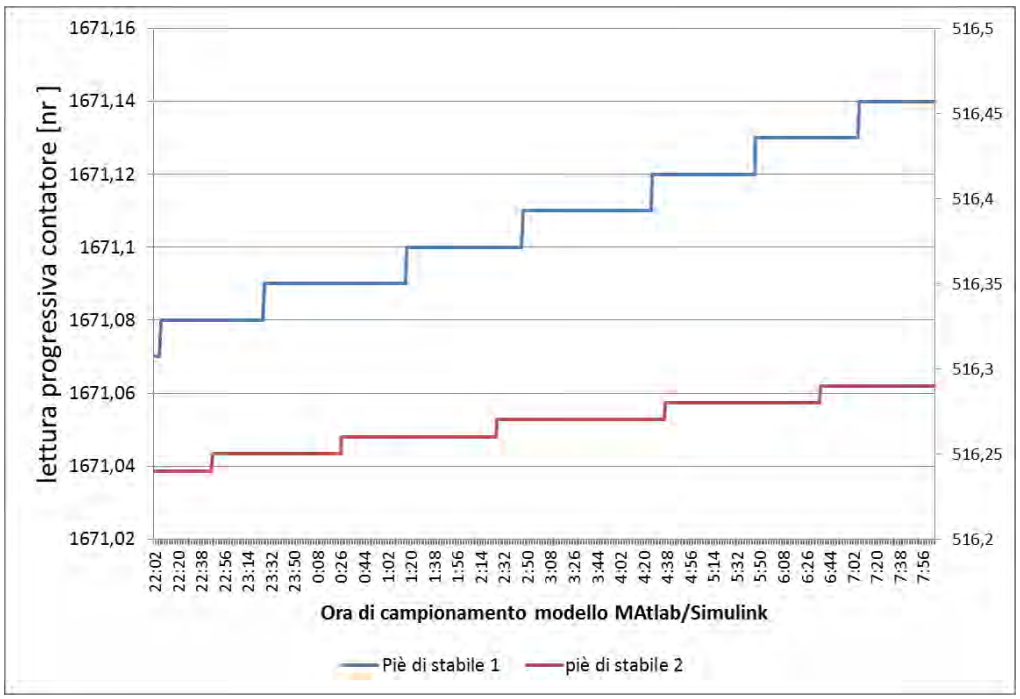


Figura 111: Monitoraggio carico termico di due piè di stabile con acquisizione effettuate dal Modello MAtlab/simulink: lettura contatore termico

5 Conclusioni

L'attività di questa annualità descritta nel presente rapporto conclude un percorso di ricerca e sviluppo in che ha portato alla realizzazione in ambiente Matlab/Simulink della piattaforma di simulazione ENSim (Energy Network Simulation), un strumento in grado di studiare le performance energetiche delle reti termica simulando il comportamento nel tempo delle utenze connesse e degli impianti. Le potenzialità della piattaforma che la distinguono da altri strumenti analoghi, risiedono nella modularità dei singoli componenti e nella possibilità di poter simulare configurazioni di rete innovative come la connessione di utenti attivi in regime di net metering termico, la possibilità di connettere sistemi di poligerazione con apporto di calore da fonte solare o da pompe di calore, o da altri sistemi di generazione, integrate con sistemi d'accumuli.
Nel corso dell'ultima annualità è stato completato lo sviluppo dei modelli di sottostazione bidirezionale che consentono di simulare diverse modalità di connessione degli utenti attivi alla rete; inoltre per consentire una valutazione più dettagliata del comportamento dinamico della rete è stato implementato un nuovo modello termico delle condotte di mandata e ritorno. Quest'ultimo, rispetto al modello basato sull'accumulo centralizzato della precedente annualità, associa ad ogni tratto della condotta di mandata e di ritorno la propria inezia termica consentendo di valutare localmente gli effetti termici indotti sulla rete dalla generazione distribuita e le possibili criticità generate dalle utenze attive connesse in regime di scambio sul posto. Simulando una rete esempio di piccole dimensioni si è mostrato come la piattaforma ENSim valuta le performance energetiche delle utenze attive per diverse modalità di connessione e al variare della potenza termica connessa in modalità distribuita.
Inoltre attraverso il monitoraggio di una rete reale e di una sottostazione esistente è stato possibile acquisire i dati per validare e calibrare il modello termico della rete e dei sistemi di controllo che gestiscono le portate e le temperature in ingresso al modello di sottostazione implementati in ENSim.
Alla piattaforma di simulazione è stata inoltre integrato un componente in grado di aqquisire da remoto in real time i profili di carico di singoli piè di stabile; il nuovo modello sviluppato in Matlab/simulink consente di verificare in tempo reale gli indici di efficienza della rete (già implementati nelle precedenti annualità) e poter gestire da remoto, nel caso di applicazione ad una rete reale, i set point di regolazione che possano massimizzare la performance complessiva della rete soprattutto in presenza di utenze attive.
L'integrazione dei nuovi modelli, la modalità con cui implementare nella piattaforma la configurazione di rete (ramificata, maglia o anello) scelta e la validazione dei principali blocchi completano lo sviluppo della piattaforma ENSim che diventa a tutti gli effetti una piattaforma di sviluppo (in ambiente Simulink) in grado di riprodurre varie configurazioni di reti energetiche, sia per topologia di rete, sia per configurazione di rete (configurazione centralizzata o assetti innovativi che prevedono l'immissione di calore da parte di terzi e la fornitura di nuovi servizi all'utente finale come la gestione in scambio sul posto in presenza di generazione termica locale), sia per tipologia di centrale di generazione, sia per utenze finali.
A conclusione dell'intera attività si può affermare che la piattaforma ENSim è in grado di replicare le prestazioni energetiche di una rete di teleriscaldamento e quindi può rappresentare un valido strumento non solo in fase di valutazione di fattibilità di una nuova rete ma anche in fase di studio di ottimizzazione delle prestazioni di una rete esistente rispondendo pienamente agli obiettivi che gli autori si erano dati. La piattaforma ENSim si configura, inoltre, come uno strumento particolarmente utile alla valutazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, sulle quali la Direttiva 2012/27/UE ha posto grande attenzione.

6 Riferimenti bibliografici

[1] Musa Maria Luisa, *Modellazione dei sistemi di accumulo termico per impianti solari*, tesi d dottorato di ricerca il scienze dell'ingegneria, università degli studi di Ferrara, *2010*.

[2] Riccardo Battisti, Impianti solari termici per reti di teleriscaldamento, Dario Flaccovio Editore, Palermo

[3] K. Schafer, B.F. Schlegel, T. Pauschinger: Decentralizated feed-in of soalr heat into district heating net-works - a technical analysis of realized plants", 2nd International SDH Conference, 3 – 4 June 2014, Hamburg, Germany.

[4] Jan-Olof Dalenbäck, " Decentralised SDH Systems - Swedish model ", presentation from the SDH conference in Malmö, April 9-10, 2013

Appendice A.1

La tabella seguente riassume i parametri e le caratteristiche dell'edifico simulato, fornitici dalla società che gestisce la rete.

Dato	Valore	Commento
P_atm	100000	pressione atmosferica [Pa]
gain_persone	50	[W/persona]
Persone (profilo occupazione dell' edificio)	13	persone dalle 8:00 alle 18:00 dal lunedì al venerdì
	33	persone dalle 8:00 alle 18:00 il sabato e la domenica
	50	persone nelle restanti ore della settimana
Tt	15	temperatura media terreno [°C]
TwTR=Tin	15	temperatura media acqua ACS in ingresso (dall'acquedotto) [°C]
ToTR=Tout	50	temperatura acqua ACS in uscita [°C]
Pilot	0	significa che il solaio di calpestio è direttamente poggiato al terreno
profiloInfiltrazioni (profilo infiltrazioni dell' edificio)	0,5	[volumi/h] dalle 8:00 alle 18:00 tutti i giorni della settimana
	0,2	[volumi/h] nelle restanti ore della settimana
ρ_a	1,2	densità aria [kg/m^3]
c_p	4,186	calore specifico dell' acqua liquida [kJ/(kg*K)]
$c_{p,a}$	1	calore specifico a pressione costante dell'aria [kJ/(kg*K)]
ThermCap_tot	390254	capacità termica totale dell' edificio [kJ/K]
typeDistrTR	0	0 per selezionare i radiatori , 1 per selezionare i fan coil
n_radTR	75	numero radiatori presenti nell' edificio
DATI GEOMETRICI EDIFICIO		
h	15	altezza edificio [m]
L	28	lunghezza edificio [m]
P	11	profondità edificio [m]
np	3	numero piani edificio
supTot	1232	[m^2] superficie utile totale dell' edificio
Stot	1478	superficie totale esterna edificio [m^2]
V	4620	volume edificio [m^3]
S/V	0,320	fattore di forma edificio [1/m]
S_1	308	superficie solaio di calpestio, tutta opaca (direttamente poggiato al terreno) [m^2]
s_1	0,44	spessore del solaio di calpestio [m]
trasm_1	0,808	trasmittanza del solaio di calpestio [W/(m^2*K)]
S_2	924	superficie totale solaio intermedio, tutta opaca (considerando tutti i piani) [m^2]
s_2	0,26	spessore del solaio intermedio [m]
trasm_2	1,55	trasmittanza del solaio intermedio [W/(m^2*K)]
S_3	308	superficie solaio di copertura (tutta opaca) [m^2]
s_3	0,36	spessore del solaio di copertura [m]

trasm_3	1,309	trasmittanza del solaio di copertura [W/(m^2*K)]
GIACITURA 1 (NORD)		
Superficie Totale	420	m^2
Superficie Opaca	320	m^2
Superficie Vetro	70	[m^2] vetro singolo da 2 mm
Superficie Telaio	30	[m^2] ci sono sia finestre con telaio in legno che finestroni con telaio in alluminio
Superficie Infisso	100	m^2
spessore parete esterna	0,5	m
trasmittanza parete opaca	1,072	W/(m^2*K)
trasmittanza infisso	4,693	W/(m^2*K)
nf	42	numero totale finestre
GIACITURA 2 (SUD)		
Superficie Totale	420	m^2
Superficie Opaca	341	m^2
Superficie Vetro	52	[m^2] vetro singolo da 2 mm
Superficie Telaio	27	[m^2] telaio in legno
Superficie Infisso	79	m^2
spessore parete esterna	0,5	m
trasmittanza parete opaca	1,072	W/(m^2*K)
trasmittanza infisso	4,386	W/(m^2*K)
nf	32	numero totale finestre
GIACITURA 3 (EST)		
Superficie Totale	165	m^2
Superficie Opaca	158	m^2
Superficie Vetro	5	[m^2] vetro singolo da 2 mm
Superficie Telaio	2	[m^2] telaio in legno
Superficie Infisso	7	m^2
spessore parete esterna	0,5	m
trasmittanza parete opaca	1,072	W/(m^2*K)
trasmittanza infisso	4,462	W/(m^2*K)
nf	4	numero totale finestre
GIACITURA 4 (OVEST)		
Superficie Totale	165	m^2
Superficie Opaca	158	m^2
Superficie Vetro	5	[m^2] vetro singolo da 2 mm
Superficie Telaio	2	[m^2] telaio in legno
Superficie Infisso	7	m^2
spessore parete esterna	0,5	m
trasmittanza parete opaca	1,072	W/(m^2*K)
trasmittanza infisso	4,462	W/(m^2*K)
nf	4	numero totale finestre

Inoltre nelle seguenti tabelle vengono fornite le caratteristiche strutturali utilizzate per le murature dell'edificio oggetto di studio.

Va precisato che, purtroppo, tutte le informazioni inerenti le stratigrafie delle superfici opache sono state da noi ricostruite in quanto, essendo stati gli edifici costruiti negli anni '20 del novecento, la società che gestisce la rete non è in possesso di tali informazioni.
La ricostruzione è avvenuta prendendo come riferimento l'abaco della UNI/TR 11552-2014.

Tabella 24

CARATTERISTICHE STRUTTURALI PARETE ESTERNA VERTICALE								
strato	**materiale**	**s**	**λ**	**ρ**	**c_s**	**h_i**	**h_e**	**trasmittanza**
		(m)	(W/(mK))	(kg/m³)	(kJ/(kgK))	(W/(m²K))	(W/(m²K))	(W/(m²K))
						7,7		
1	Intonaco interno	0,02	0,9	1800	0,91			
2	mattoni	0,1	0,72	1800	0,84			
3	muratura a sacco (tufo)	0,26	0,59	1500	0,7			
4	mattoni	0,1	0,72	1800	0,84			
5	Intonaco esterno	0,02	0,9	1800	0,91			
							25	
	Totale	0,5						1,072

Tabella 25

CARATTERISTICHE STRUTTURALI SOLAIO CALPESTIO (NO PILOTIS)								
strato	**materiale**	**s**	**λ**	**ρ**	**c_s**	**h_i**	**h_e**	**trasmittanza**
		(m)	(W/(mK))	(kg/m³)	(kJ/(kgK))	(W/(m²K))	(W/(m²K))	(W/(m²K))
						5,88		
1	Piastrelle	0,02	1,000	2300	0,80			
2	massetto	0,03	0,900	1800	0,91			
3	argilla	0,06	0,120	450	0,92			
4	solaio (strutture)	0,18	0,600	1800	1,00			
5	ciotoli	0,15	0,700	1500	0,84			
							-	
	Totale	0,44						0,808

Tabella 26

CARATTERISTICHE STRUTTURALI SOLAIO COPERTURA								
strato	**materiale**	**s**	**λ**	**ρ**	**c_s**	**h_i**	**h_e**	**trasmittanza**
		(m)	(W/(mK))	(kg/m³)	(kJ/(kgK))	(W/(m²K))	(W/(m²K))	(W/(m²K))
						10		
1	massetto più rivestimento	0,06	1,400	2000	0,67			
2	argilla espansa	0,06	0,270	900	0,88			

3	solaio (strutture)	0,22	0,666	1800	1,00			
4	intonaco interno	0,02	0,700	1400	1,09			
							25	
	Totale	0,36						1,309

Tabella 27

CARATTERISTICHE STRUTTURALI SOLAIO INTERMEDIO								
strato	**materiale**	**s**	**λ**	**ρ**	**c_s**	**h_i**	**h_e**	**trasmittanza**
		(m)	(W/(mK))	(kg/m³)	(kJ/(kgK))	(W/(m²K))	(W/(m²K))	(W/(m²K))
						10		
1	piastrelle	0,02	1,000	2300	0,80			
2	massetto	0,04	1,400	2000	0,67			
3	solaio (strutture)	0,18	0,600	1800	1,00			
4	intonaco	0,02	0,700	1400	1,09			
							5,88	
	Totale	0,26						1,550

Appendice A2:

Aggiornamento modulo generatore Dati Meteo (Neural Meteo Generator)

Il modulo che genera i dati di irraggiamento e temperatura per ogni località italiana, denominato Neural Weather generator (NWG), sviluppato nel corso delle annualità precedenti[5] dava la possibilità di generare i dati metereologici necessari alla piattaforma di simulazione per un massimo di 40 pareti e per un modulo fotovoltaico (corrispondente ad un valore di azimut e uno di o rientamento dedicato) e uno di solare termico (corrispondente ad un valore di azimut e uno di orientamento dedicato).
In particolare per il modello di collettore solare a tubi evacuati[6] vi è l'esigenza di determinare oltre l'irraggiamento corrispondente all'inclinazione e orientamento del collettore anche l'angolo di incidenza longitudinale e trasversale, fondamentali per il calcolo dell'IAM longitudinale e trasversale (Incident Angle Modifier) che determina l'efficienza e, quindi, le prestazioni del collettore.
Poiché l'attività della presente annualità prevede la simulazione di reti energetiche distribuite in configurazione di teleriscaldamento e/o teleraffreddamento con presenza di campi solari installati presso le singole utenze, si rende indispensabile aggiornare il generatore di dati meteo (NWG) in modo da permettere la simulazione di campi solari con vari orientamenti.
L'NWG è stato sviluppato mediante un blocco di Simulink, (esattamente una S-function) che consente all'utente di programmare interamente le funzioni del blocco in linguaggio C. Le modifiche introdotte hanno consentito di estendere a 6 le possibili combinazioni di orientamento-inclinazione (e degli altri parametri necessari al modello dei collettori solari) di un campo solare.
L'inizializzazione avviene tramite un *file batch* in cui l'utente specifica gli angoli di inclinazione e l'azimut del collettore (Figura 112).

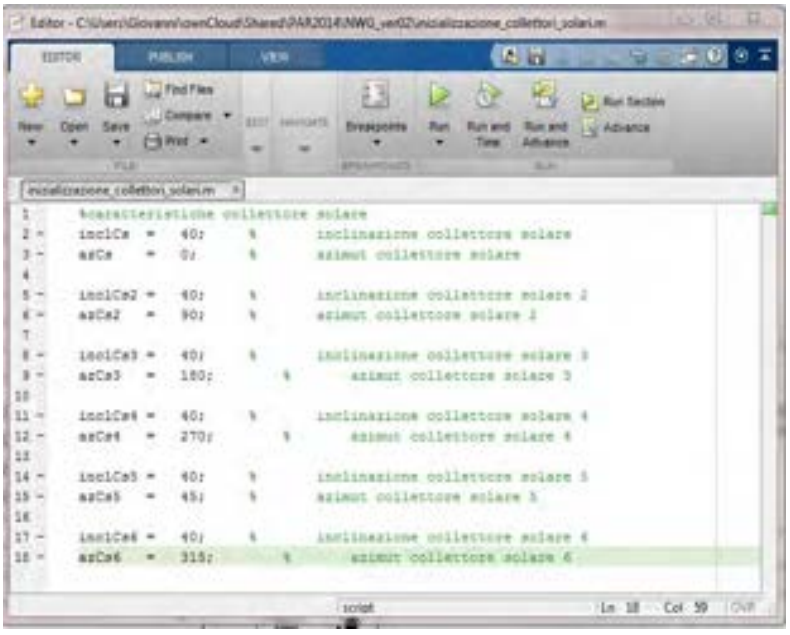


Figura 112 – File inizializzazione NWG

La figura successiva mostra il dettaglio della modifica effettuata sul modello simulink, in cui sono visibili le uscite aggiunte alla S-Function che, raggruppate per ogni coppia di orientamento-inclinazione ("in_CPC"), andranno ai singoli campi solari.

[5] Report RSE/2009/188
[6] Report RSE/2009/61

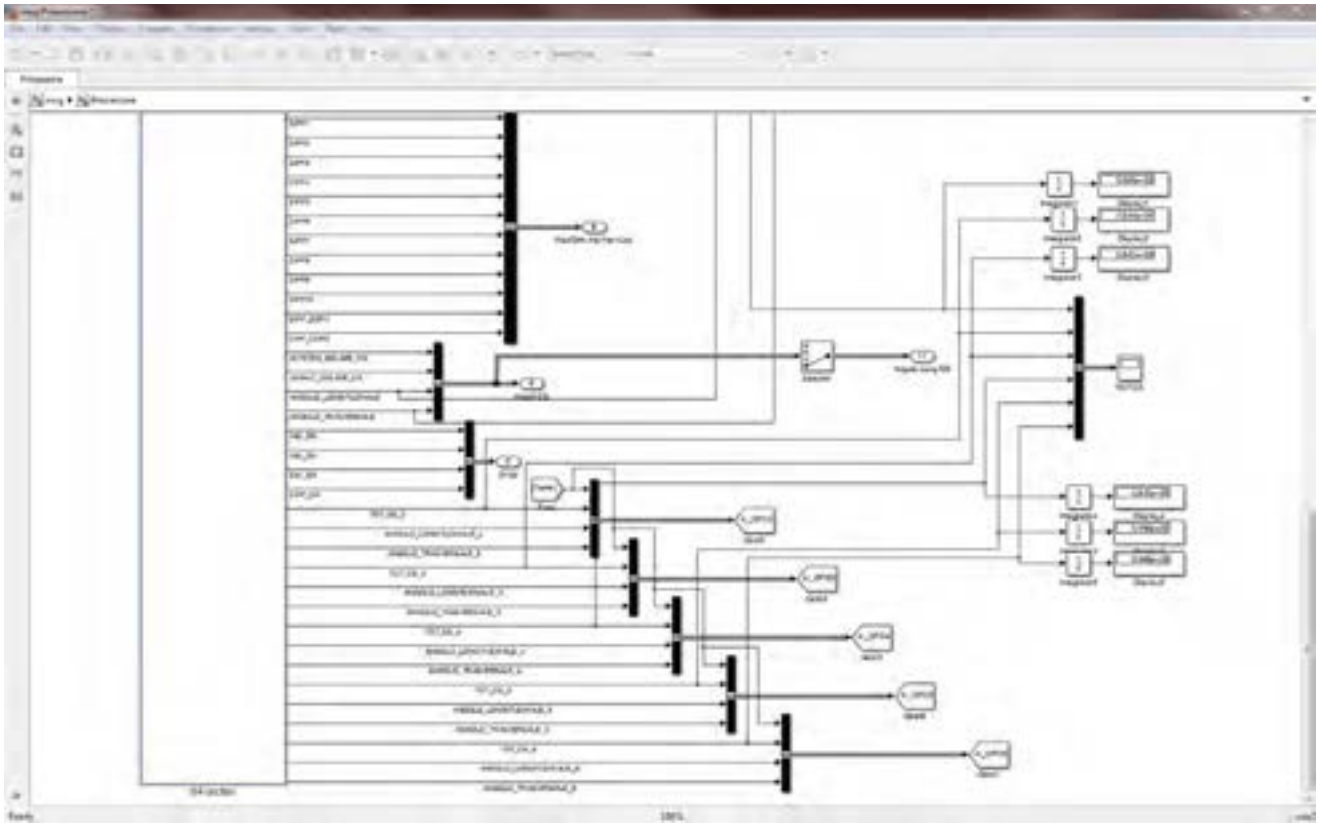


Figura 113 – Blocco uscite NWG

Le simulazioni effettuate per dimostrare il funzionamento corretto sono riassunte nella tabella seguente, in cui sono riportate le energie totali incidenti su una superficie inclinata di 40° per 6 diversi orientamenti[7]:

azimut	inclinazione	Energia [MWh/m^{2}a]
0	40	5595
90	40	4944
180	40	3841
270	40	4943
45	40	5568
315	40	5566

Figura 114 – Variazione energia prodotta dal modello del collettore solare

[7] L'azimut corrispondente al Sud vale 0°

Appendice A.3

Rendimento collettore solare

Si riporta di seguito la curva di produzione termica del collettore solare sottovuoto (modello commerciale) avente una superficie di apertura apri a 1,9 mq utilizzato per le simulazioni riportate nel Cap. 5.

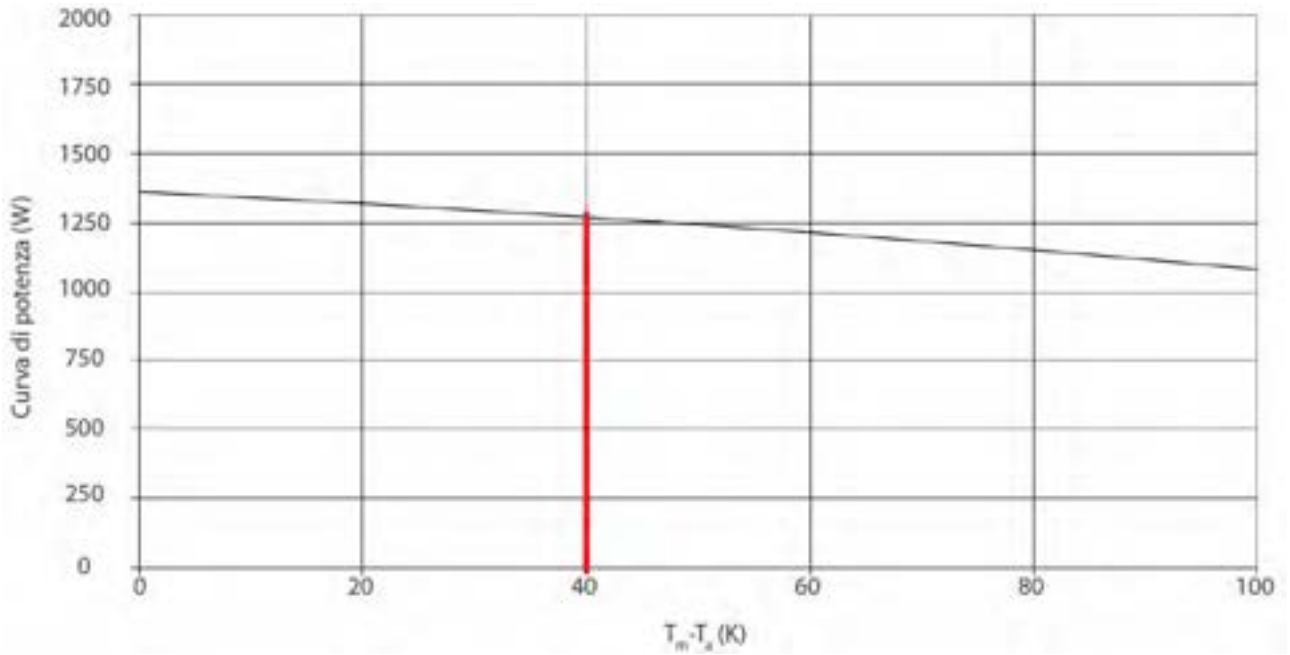


Figura 115: Cura di potenza del collettore solare con irraggiamento incidente G=1000 W/mq, al variare della differenza tra temperatura media del assorbitore e la temperatura esterna

Tabella 20: Curva di potenza del collettore solare al variare dell'irraggiamento solare incidente

T_m-T_a (K)	400 W/m²	700 W/m²	1000 W/m²
0	543	950	1357
20	502	909	1316
40	454	861	1268
60	398	805	1213
80	335	742	1149
100	264	671	1078

Appendice A.4

File configurazione singole utenze connesse alla rete simulata

Si riportano di seguito le tabelle riportanti i file di configurazione delle singole utenze connesse alla rete esempio simulata al Cap. 5.

Tabella 21: caratteristiche edificio 1

```
%edificio 1

tipoEd=1; % 1 residenziale
supTot=100; %mq utili dell'edificio
n_coll=50; % numero collettori solari tubi evacuati
VaccTR=5;  %mc Volume accumulo edificio-solare

%Calcolo portata nominale, G, sottostazione assetto passivo
n_fancoilTR=6;
PTOTALTR=1.5;
cp=4.186; %kJ/kgK calore specifico acqua
Delta_T_rete=20;
G=PTOTALTR*n_fancoilTR/(cp*Delta_T_rete)

%portata nominale sotostazione assetto attivo

Acoll=2; % area captante singolo colettore solare
DT_ute=10; % °C  delta T nominale ingresso uscita scambiatore lato utente
DT_rete=20;  % °C  delta T nominale ingresso uscita scambiatore lato rete
Pnom_sol=n_coll*Acoll*0.67*1 %potenza nominale prodotta in condizioni di
radiazione G 1 kW/mq,  0,67 rendimento valutato con radiazione G=1 kW/mq e Tm
assorbitore=70°C, Testerna=30°C

Pnom_sol=67 % kW

eta_scamb=0.9; %rendimento scambiatore
Gsol_ute=Pnom_sol/(cp*DT_ute); % portata nominale lato utente
Gsol_rete=Pnom_sol/(cp*DT_rete); % portata nominale lato rete
```

Tabella 22: caratteristiche edificio 2

```
%edificio 2

tipoEd=1; % 1 residenziale (per precaricare profilo di carico termico)
supTot=300; %mq utili dell'edificio
n_coll=0; % numero collettori solari tubi evacuati
VaccTR=2;  %mc accumulo termico edificio

% Calcolo portata nominale, G, sottostazione assetto passivo

n_fancoilTR=30; %numero elementi terminali impianto di riscaldamento
PTOTALTR=1.5; % kW potenza singolo elemento terminale
cp=4.186; %kJ/kgK calore specifico acqua
Delta_T_rete=20; % salto termico nominale mandata ritorno rete
G=PTOTALTR*n_fancoilTR/(cp*Delta_T_rete) % calcolo portata nominale lato rete e
```

```
lato utente
G=0,54 %kg/s
```

Tabella 23: caratteristiche edifico 3

```
%edificio 3

tipoEd=1; % 1 residenziale
supTot=200; %mq utili dell'edificio
n_coll=0; % numero collettori solari tubi evacuati
VaccTR=3;  %mc

%calcolo portata nominale, G,  sottostazione assetto passivo
n_fancoilTR=20;
PTOTALTR=1.5;
cp=4.186; %kJ/kgK calore specifico acqua
Delta_T_rete=20;
G=PTOTALTR*n_fancoilTR/(cp*Delta_T_rete)

G=0.35;
```