Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Sviluppo di un modello di rete termica per il teleraffrescamento e valutazione delle differenti configurazioni impiantistiche

Francesca Bonfà, Biagio Di Pietra, Giovanni Puglisi

Report RdS/ 2013/116

SVILUPPO DI UN MODELLO DI RETE TERMICA PER IL TELERAFFRESCAMENTO E VALUTAZIONE DELLE DIFFERENTI CONFIGURAZIONI IMPIANTISTICHE

Francesca Bonfà, Biagio Di Pietra, Giovanni Puglisi (ENEA)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2012
Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettri
Progetto: C1 Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi
Obiettivo: Reti di poligenerazione distribuita

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA

Con il contributo di Fabio Zanghirella (ENEA UTEE)

Gli autori desiderano ringraziare Giorgio Cucca e Andrea Porcu (Università di Cagliari) che hanno partecipato al progetto durante il lavoro di tesi.

Indice

SOMMARIO 4

1 TIPOLOGIE DI RETI DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO 5

2 LA RETE DI TELERAFFRESCAMENTO 5

2.1 LE UTENZE DELLA RETE 6
2.1.1 Descrizione edifici simulati 6
2.2 I SISTEMI DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA E LE MODALITÀ DI GESTIONE 7
2.3 PROFILI DI UTILIZZO E DI CARICO 8
2.3.1 Profilo numero di ricambi d'aria 8
2.3.2 Profilo occupazione 10
2.3.3 Profilo illuminazione 11

3 DESCRIZIONE RETE 12

3.1 CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI 12
3.2 INTEGRAZIONI AL MODELLO DI RETE TERMICA 18

4 FASE 1. VALUTAZIONI PARAMETRICHE DI EFFICIENZA 19

4.1 CALIBRAZIONE DEL BLOCCO PER IL CALCOLO DELLE PERDITE 19

5 FASE 2 - CONTROLLO TEMPERATURE E POTENZA DI RETE. 22

5.1 DISTRIBUZIONE TEMPERATURA NEI TRATTI DI RETE 22
5.1.1 Distribuzione temperatura tratti di mandata rete 22
5.2 DISTRIBUZIONE PERDITE TERMICHE RETE 27

6 FASE 3. DESCRIZIONE E MODELLAZIONE BLOCCHI DELLO SCHEMA RETE 29

6.1 DESCRIZIONE MODELLO CENTRALE TERMICA 29
6.2 MOTORE PRIMO 31
6.3 MACCHINA FRIGORIFERA AD ASSORBIMENTO NELLA GENERAZIONE CENTRALIZZATA 34
6.4 MACCHINA FRIGORIFERA AD ASSORBIMENTO NELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA 35
6.5 SISTEMA DI DISTRIBUZIONE 37
6.6 SCAMBIATORI RETE/UTENZA 38
6.6.1 Scambiatore invernale 38
6.6.2 Scambiatore estivo 41
6.7 CONTROLLO MOTORE 43

7 DESCRIZIONE SCENARI 45

7.1 SCENARIO ZERO 45
7.2 LO SCENARIO CON GENERAZIONE CENTRALIZZATA 48
7.3 LO SCENARIO CON GENERAZIONE DISTRIBUITA 48
7.4 OTTIMIZZAZIONE MODALITÀ DI GESTIONE UTENZE 51

8 RISULTATI SIMULAZIONI 52

8.1 DETERMINAZIONE INDICI ENERGETICI 54

9 CONCLUSIONI 57

10 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI 58

Sommario

Il presente lavoro riguarda la modellazione di una microrete termica in assetto trigenerativo. Le attività sviluppate mirano a caratterizzare e a modellizzare le due configurazioni impiantistiche di rete diffuse nel parco nazionale di produzione e precisamente: sistema di generazione di energia frigorifera in centrale termica e sistema di generazione di energia frigorifera delocalizzata presso le utenze. Gli obiettivi del presente lavoro sono rivolti allo sviluppo di un tool di simulazione, in ambiente Matlab Simulink , per la modellazione termodinamica di una rete di teleraffrescamento e del matching dei relativi componenti. La determinazione di un tool di simulazione, quale strumento di analisi delle prestazioni, delle modalità di gestione e della redditività economica delle micro-reti energetiche, è fondamentale per definire le opportunità che il settore delle reti può offrire alla collettività sociale , in termini di efficienza energetica.
Infine, dopo aver definito il modello ottimale di microrete termica, al fine di sopperire alla mancanza di dati sperimentali sulle reti reali, di simili caratteristiche, si è proceduto al calcolo di alcuni indici come: Rendimento di Primo Principio , Trigeneration Primary Energy Saving (TPES) e Fuel Energy Saving Ratio (FESR)
Il confronto degli indici con i dati disponibili in letteratura conferma la buona rispondenza, a dimostrazione della validità del software sviluppato.

1 Tipologie di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento

Dall'analisi delle tipologie di reti utilizzate nel teleriscaldamento e teleraffrescamento e, a partire dal lavoro svolto nella annualità precedente sulla modellazione delle reti di teleriscaldamento, si è scelto di implementare (in ambiente Matlab-Simulink) le due configurazioni più diffuse:

- Rete singola con generazione centralizzata del fluido termovettore. Essa presenta un unico sistema di distribuzione in cui alternativamente viene inviato alla rete il fluido termovettore "caldo" o "freddo". La centrale termica è composta da un generatore termico abbinato a una macchina frigorifera ad assorbimento (MFA) che nel periodo estivo fornisce l'energia frigorifera, sfruttando il calore recuperato dal motore primo (*scenario con generazione centralizzata*) .
- Rete singola con generazione centralizzata del fluido termovettore caldo e generazione distribuita del fluido freddo, anche questa tipologia presenta un unico sistema di distribuzione del fluido termovettore ad alta temperatura. La centrale termica è quindi composta da un generatore termico che si interfaccia nel periodo estivo con delle macchine frigorifere ad assorbimento installate presso le utenze (*scenario con generazione distribuita)*.

La scelta del sistema di generazione termica è ricaduta sulle macchine che maggiormente sono usate negli impianti reali, cioè un motore a combustione interna in assetto cogenerativo per la generazione del calore e una macchina frigorifera ad assorbimento per la produzione del freddo. Bisogna qui specificare che nonostante le macchine frigorifere a compressione siano molto diffuse, nei modelli sviluppati delle reti di teleraffrescamento non sono state inserite, in quanto da un punto di vista implementativo rappresentano, sotto il profilo della gestione e del controllo, una notevole semplificazione del modello.

Al fine di valutare la tipologia energeticamente più conveniente, è stata definita una configurazione di riferimento per effettuare un'analisi comparativa delle due configurazioni. In essa ciascuna utenza è asservita ad un sistema di generazione "calda" e "fredda" autonomo ("*scenario zero*"). Il confronto è stato eseguito, effettuando sia la valutazione dei consumi di energia di ciascuna configurazione rispetto allo *scenario zero* e sia attraverso la determinazione di idonei indici implementati nel modello che, consentono di valutare le prestazioni energetiche dei singoli scenari.

Di seguito saranno descritti in dettaglio i singoli scenari, il modello della rete e illustrati i risultati delle simulazioni effettuate.

2 La rete di teleraffrescamento

La scelta del tipo di rete di teleraffrescamento è stata effettuata basandosi sui profili di carico delle utenze e sulle potenze in gioco atte a garantire la fornitura di energia termica richiesta. Da una valutazione energetica- funzionale delle configurazioni, sopra richiamate, è emerso che la rete più adatta al caso in esame è quella di tipo *radiale*.

La rete, come si vedrà successivamente, verrà simulata per differenti condizioni climatiche ambientali, essendo determinante la loro incidenza sui carichi delle utenze e conseguentemente sulle prestazioni offerte dalla rete.

Nell'ottica di ottenere dei dati rappresentativi delle condizioni reali, gli scenari di simulazione sono stati sviluppati per tre zone climatiche italiane. Precisamente, le simulazioni sono state effettuate per la città di Milano (zona climatica E), la città di Roma (zona climatica D) e la città di Palermo (zona climatica B) nei tre scenari: scenario *zero*, scenario con *generazione centralizzata* e scenario con *generazione distribuita*.

Per le simulazioni, le utenze scelte sono identiche per tutti gli scenari.

Si evidenzia che sia la modellazione della rete e sia la scelta del motore primo, nonchè degli scenari da simulare, è stata fortemente influenzata dalle piccole taglie di potenza in gioco. La scelta del motore primo più adatto al caso è ricaduta su un MCI, poiché garantisce un rendimento elettrico elevato, in rapporto alla taglia, anche in condizioni di funzionamento parziale.

2.1 Le utenze della rete

Nel presente paragrafo si descrivono in dettaglio le caratteristiche termo-fisiche degli edifici e i profili di utilizzo di ciascuna utenza, per ogni scenario di simulazione. In particolare, verranno analizzate le modalità di gestione degli impianti e i profili di carico degli edifici relativi all'occupazione, alle infiltrazioni e all'illuminazione.

2.1.1 Descrizione edifici simulati

Nel modello di simulazione è presente il blocco edifici che consente di effettuare il calcolo dei carichi, la cui valutazione è fondamentale nell'ottica di una gestione ottimale della rete energetica.

Al fine di ottenere dei profili di carico più vicini alla realtà, sono stati scelti degli edifici eterogenei per avere profili differenti e, conseguentemente, una condizione più rispondente all'effettivo funzionamento.

Gli edifici simulati presentano, come detto, caratteristiche differenti e sono destinati a:

- settore terziario commerciale;
- settore terziario uffici;
- settore residenziale.

Nelle Tabella 1, 2 e 3 sono riassunti i dati principali degli edifici usati nel modello.

Tabella 1. Principali caratteristiche edificio commerciale

Altezza	m	9
Lunghezza	m	25
Profondità	m	20
Totale area riscaldata	m^2	1000
Volume	m^3	4500
Fattore di forma		0,29
Piani	n°	2
Trasmittanza termica pareti	W/ m^2K	0,4322
Trasmittanza termica finestra	W/ m^2K	2,529
Trasmittanza termica solaio intermedio	W/ m^2K	1,455
Trasmittanza termica solaio terra	W/ m^2K	0,487
Trasmittanza termica solaio copertura	W/ m^2K	0,5457

Tabella 2. Principali caratteristiche edificio uffici

Altezza	m	10
Lunghezza	m	10
Profondità	m	20
Totale area riscaldata	m^2	600
Volume	m^3	2000
Fattore di forma		0,5

Piani	n°	3
Trasmittanza termica pareti	W/ m^2K	0,310
Trasmittanza termica finestra	W/ m^2K	2,616
Trasmittanza termica solaio intermedio	W/ m^2K	0,362
Trasmittanza termica solaio terra	W/ m^2K	0,357
Trasmittanza termica solaio copertura	W/ m^2K	0,326

Tabella 3. Principali caratteristiche edificio residenziale

Altezza	m	10
Lunghezza	m	10
Profondità	m	10
Totale area riscaldata	m^2	300
Volume	m^3	1000
Fattore di forma		0,6
Piani	n°	3
Trasmittanza termica pareti	W/ m^2K	0,310
Trasmittanza termica finestra	W/ m^2K	2,616
Trasmittanza termica solaio intermedio	W/ m^2K	0,362
Trasmittanza termica solaio terra	W/ m^2K	0,357
Trasmittanza termica solaio copertura	W/ m^2K	0,326

2.2 *I sistemi di generazione dell'energia e le modalità di gestione*

I modelli dei sistemi di generazione utilizzati nei vari scenari, cioè cogeneratore con motore a combustione interna e macchina frigorifera ad assorbimento, non verranno descritti nel dettaglio, in quanto sono quelli sviluppati dal politecnico di Torino[1] e utilizzati nelle annualità passate. Si discuterà solamente delle modifiche apportate e delle scelte effettuate, descrivendo i risultati delle simulazioni delle diverse fasi di sviluppo.

Rimandando al Capitolo 7 per la taglia delle macchine simulate e per la tipologia di configurazione della rete (centralizzata o distribuita), si riportano nelle Tabelle 4, 5 e 6 gli orari di accensione e di spegnimento in base alla destinazione d'uso degli edifici e alla località di ubicazione della rete .

Ciascun impianto-edificio ha il proprio orario di accensione e di spegnimento. In particolare, sono stati considerati per gli uffici due orari di accensione diversi perché il lunedì dopo 2 giorni di chiusura è necessario anticipare l'accensione degli impianti (valori contraddistinti da *) per garantire il comfort termico all'ingresso degli operatori delle ditte di igiene e servizi.

Come si può notare nelle tabelle del motore termico, l'accensione viene anticipata di qualche ora (valori contraddistinti dal simbolo *) rispetto all'avvio del primo impianto, questo per garantire alla rete di raggiungere le condizioni di regime prima di entrare in esercizio.

Si osserva, inoltre, che l'accensione della centrale termica è anticipata rispetto ai sistemi di distribuzione ed emissione affinché la rete raggiunga la temperatura di regime.

[1] Report RdS/2012/076 e Report RdS/2011/56

Tabella 4. Orari di accensione e spegnimento- zona climatica E città MILANO.

	Commerciale	Uffici	Residenziale	Motore centrale termica
	(06÷21)	(04÷17)* (06÷17)		(03÷22)* (05÷22)
INVERNO			(06÷11) (14÷22)	
ESTATE			(08÷19)	

Tabella 5. Orari di accensione e spegnimento- zona climatica D città ROMA.

	Commerciale	Uffici	Residenziale	Motore centrale termica
	(06÷21)	(04÷17)* (06÷17)		(03÷22)* (05 ÷22)
INVERNO			(08÷11) (14÷22)	
ESTATE			(08÷20)	

Tabella 6. Orari di accensione e spegnimento- zona climatica B città PALERMO.

	Commerciale	Uffici	Residenziale	Motore centrale termica
	(07÷21)	(05÷17)* (06÷17)		(04÷22)* (05 ÷22)
INVERNO			(08÷10) (15÷20)	
ESTATE			(08÷20)	

2.3 *Profili di utilizzo e di carico*

Ai fini della caratterizzazione degli edifici è necessario definire i profili orari di utilizzo, poiché incidono sul carico termico richiesto nel tempo, dei quali si riportano di seguito i relativi diagrammi.

2.3.1 Profilo numero di ricambi d'aria

Mediante il profilo ricambi d'aria si calcola il numero di ricambi d'aria da garantire negli edifici in base alla destinazione d'uso. Il numero di ricambi d'aria calcolati sono riassunti nella Tabella 7.

Tabella 7. Numero di ricambi d'aria orari.

Edificio	Superficie [m^2]	Volumetria [m^3]	Indice di affollamento n_2 [$1/m^2$]	N° persone	Portata aria esterna [m^3/h persona]	Portata aria esterna [m^3/h	Portata di rinnovo [1/h]
Commerciale	1.000	4.500	0,25	250	23,4	5.850	1,30
Residenziale	300	1.000	0,04	12	39,6	475	0,50
Uffici	600	2.000	0,06	36	39,6	1.426	0,75

Gli andamenti dei profili di ricambi d'aria orari sono diagrammati nelle figure 1, 2 e 3. Il valore di default delle infiltrazioni, nelle ore in cui l'edificio è chiuso o l'impianto è spento, è stato impostato in funzione delle caratteristiche dell'edificio e precisamente 0,1 per gli edifici terziari e 0,2 per il residenziale.

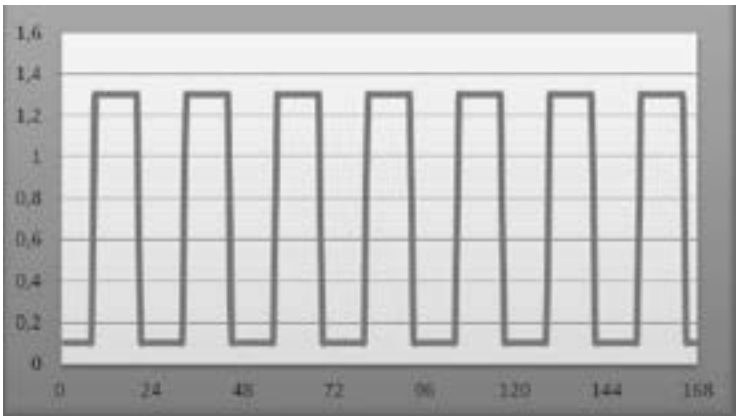

Figura 1. Profilo ricambi d'aria per l'edificio commerciale.

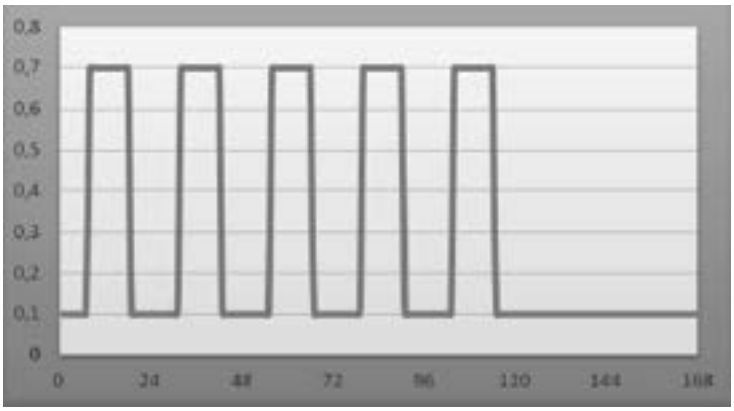

Figura 2. Profilo ricambi d'aria per l'edificio uffici.

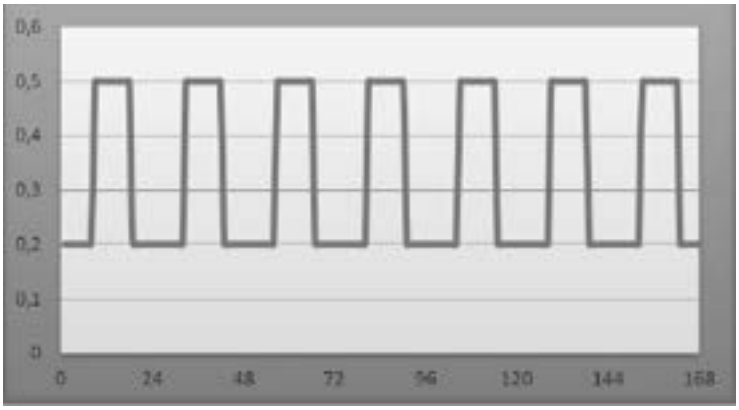

Figura 3. Profilo ricambi d'aria per l'edificio uffici.

2.3.2 Profilo occupazione

Analogamente, i differenti profili di occupazione sono ricavati sempre in funzione della destinazione d'uso dell'edificio.
Per l'edificio residenziale si è ipotizzato un numero di 12 occupanti, essendo composto da tre appartamenti da 100 m^2, ciascuno occupato da famiglie di 4 persone, differentemente presenti tra fase notturna e giornaliera.

Per l'edificio commerciale, partendo dallo stesso livello di occupazione per tutti i giorni della settimana (7 giorni della settimana per 12 ore al giorno), si ottiene un profilo con due picchi occupazionali di 300 presenze contemporanee nelle ore precedenti le 14 e intorno alle 19.

Per l'edificio uffici ogni piano ospiterà 14 dipendenti presenti durante le 8 ore lavorative, avendo stabilito un utilizzo di 2/3 dell'area effettiva di ogni piano e uno spazio di 10 m2 per occupante, da cui il numero totale di 42 persone.

Nei grafici delle figure 4, 5 e 6 si riportano gli andamenti dei profili settimanali di occupazione dei vari edifici.

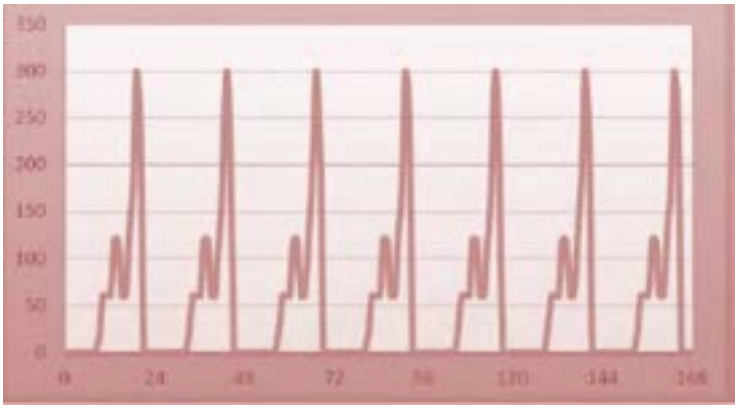

Figura 4. Profilo occupazionale per l'edificio commerciale.

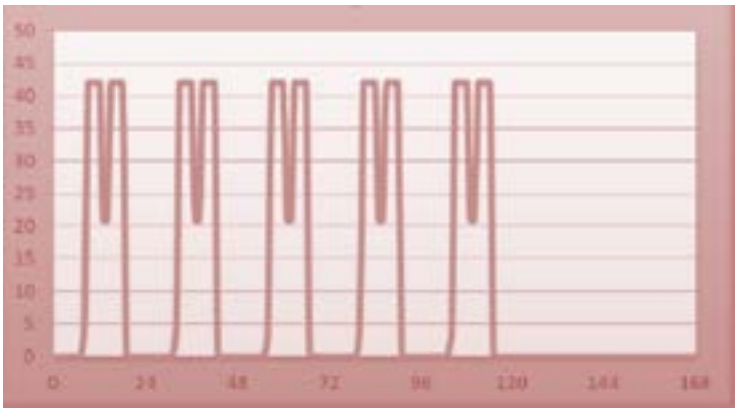

Figura 5. Profilo occupazionale per l'edificio uffici.

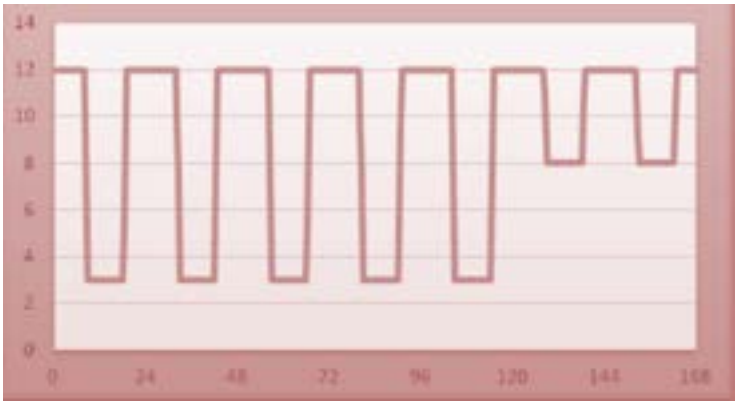

Figura 6. Profilo occupazionale per l'edificio residenziale.

2.3.3 Profilo illuminazione

Il profilo delle luci di illuminazione varia tra [0÷1] a secondo della destinazione d'uso. Nel commerciale si avrà 0 ad attività chiusa e 1 ad attività aperta, mentre nel residenziale e negli uffici sarà 0 di giorno e 1 la sera se si considerano 8 ore di lavoro. Nei grafici delle figure 7, 8 e 9 si riportano gli andamenti dei profili di illuminazione dei vari edifici.

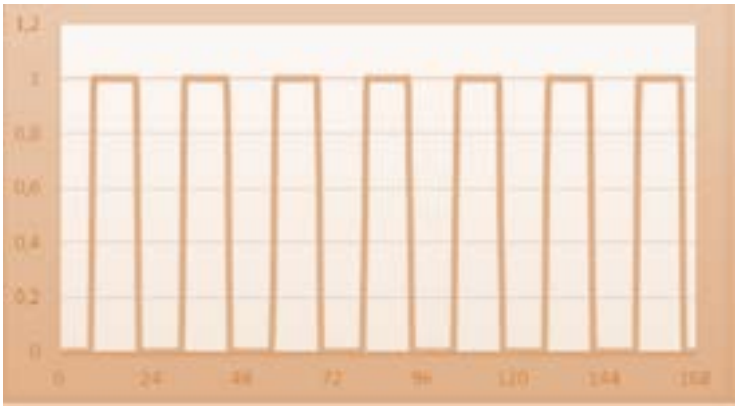

Figura 7. Profilo di illuminazione per l'edificio commerciale.

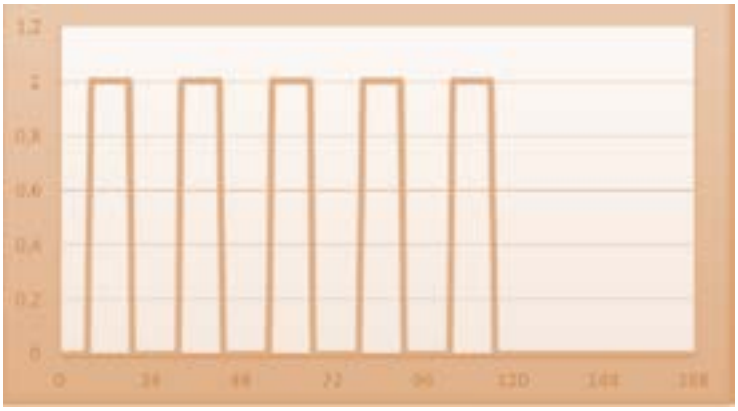

Figura 8. Profilo di illuminazione per l'edificio uffici.

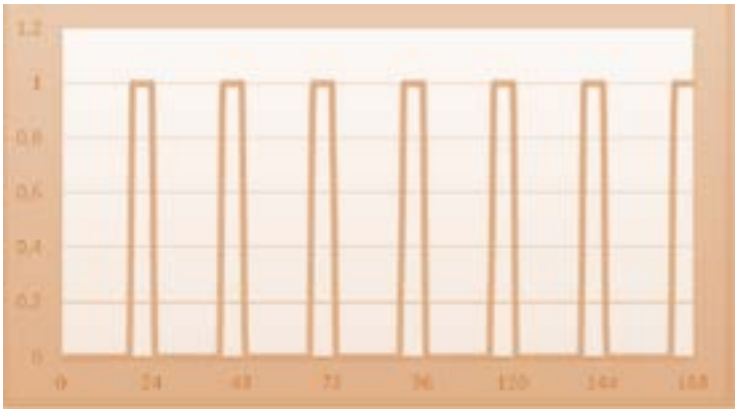

Figura 9. Profilo di illuminazione per l'edificio residenziale.

3 Descrizione rete

3.1 Caratteristiche dimensionali e funzionali

Lo schema della rete è quello già descritto nei report della precedente annualità[2], anche se modificato per poter simulare il comportamento in configurazione di teleraffrescamento.

La rete è composta da due blocchi fondamentali:

- il blocco che calcola l'andamento della temperatura in funzione della distanza e le relative perdite nei singoli tratti;
- il blocco che simula il comportamento inerziale della rete modellato come un accumulo fittizio di volume pari al volume d'acqua contenuto nella rete.

L'introduzione del teleraffrescamento e l'incremento delle potenze richieste dagli edifici, ha richiesto l'inserimento nella rete originaria di un accumulo fisico, avendo registrato delle oscillazioni di temperatura molto pronunciate. La capacità dell'accumulo sarà la minima necessaria a garantire il corretto funzionamento della rete. In generale, le reti energetiche sono dotate di accumuli aventi la funzione di volani termici. Il volume dell'accumulo è stato assunto identico per ciascuno scenario ed è pari a 10m^3.

L'inerzia totale della rete è data, dunque, dal volume dell'accumulo fisico più il volume d'acqua contenuto nelle condotte della rete (accumulo fittizio).

La rete simulata nella sua configurazione radiale, al servizio delle 3 utenze sopra definite, è rappresentata nello schema in figura 10.

[2] Report RdS/2012/078 e Report RdS/2012/079

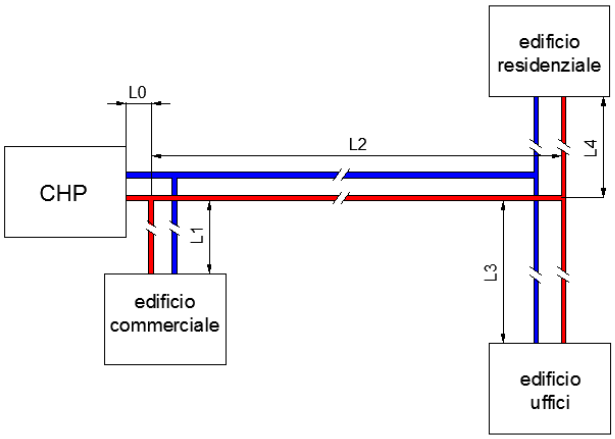

Figura 10. Schema rete radiale.

Come si evince, dallo schema riportato in figura 10, la rete è caratterizzata da una dorsale principale (tratti L0 e L2) e dalle diramazioni (L1, L3 e L4), aventi dimensioni: L0=4 m, L1=4 m; L2=375 m; L3=125 m; L4=100 m.
La portata circolante è variabile nei diversi tratti della rete, ogni tratto viene attraversato da una portata d'acqua che dipende dalle diverse velocità ammissibili nei vari tratti. Nelle tabelle 8 e 9 sono riportati i diametri interni e le portate per ogni tratto della rete.

Dette grandezze sono state calcolate nelle tre zone climatiche, sia per il sistema distribuito e sia per quello centralizzato.

Tabella 8. Diametri interni dei tratti della rete.

DIAMETRO TUBAZIONI						
	Milano		Roma		Palermo	
	Centralizzato [m]	Distribuito [m]	Centralizzato [m]	Distribuito [m]	Centralizzato [m]	Distribuito [m]
L0	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
L1	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
L2	0,040	0,040	0,040	0,040	0,050	0,050
L3	0,040	0,040	0,040	0,040	0,050	0,050
L4	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032

Dalle tabelle 8 e 9, emerge che nel funzionamento estivo i diametri interni delle condotte risultano maggiori rispetto al funzionamento invernale. Pertanto, al fine di garantire con le portate circolanti, le velocità normalmente adottate nelle reti reali (2,5÷3 m/sec per le dorsali e 1,5÷2 m/sec per le diramazioni), si assumono per i diametri commerciali i valori corrispondenti al funzionamento estivo.

Tabella 9. Portate circolanti nei tratti della rete.

PORTATE							
		Milano		Roma		Palermo	
		Centralizzato [kg/sec]	Distribuito [kg/sec]	Centralizzato [kg/sec]	Distribuito [kg/sec]	Centralizzato [kg/sec]	Distribuito [kg/sec]
Estate	L0	6,83	6,42	7,6	7,84	7,89	9,25
	L1	3,82	3,75	4,3	4,44	4,3	4,78
	L2	3,01	2,67	3,3	3,4	3,59	4,47
	L3	2,15	1,71	2,39	2,1	2,63	3,1
	L4	0,86	0,96	0,91	1,3	0,96	1,37
Inverno	L0	4,18	4,18	3,65	3,65	2,51	2,51
	L1	2,15	2,15	1,91	1,91	1,55	1,55
	L2	2,03	2,03	1,74	1,74	0,96	0,96
	L3	1,43	1,43	1,19	1,19	0,72	0,72
	L4	0,6	0,6	0,55	0,55	0,24	0,24

Altro aspetto determinante e incisivo sull' efficienza funzionale della rete, è rappresentato dalle dispersioni di energia termica attraverso i condotti. Per tenere conto delle dissipazioni termiche, nel modello sono state implementate le relazioni di calcolo della quantità di calore dissipata dal condotto tubiero all'ambiente, i valori delle trasmittanze (in funzione del diametro del condotto) utilizzati sono riportati in tabella 10.

Gli altri parametri considerati per determinare le perdite di energia termica sono: la conducibilità termica del suolo assunta pari a 1,2$\frac{W}{m \cdot K}$, la conducibilità dell'isolante di 0.040$\frac{W}{m \cdot K}$, la conducibilità della tubazione in Pex-a=0.38$\frac{W}{m \cdot K}$ e prodondità dello scavo di 0,5 m.

Tabella 10. Valori di trasmittanza.

DN [m]	H [W/m^2 k]
0,065	0,594
0,05	0,737
0,04	0,671
0,032	0,620

Il modello termico della rete fornisce come risultato le seguenti uscite: il valore di temperatura che vige in ciascun nodo della rete, sia delle condotte di mandata e sia di ritorno, l'andamento nel dominio del tempo della temperatura media e le perdite energetiche lungo la stessa.

Note la temperatura (To) del fluido in ingresso alla rete, corrispondente alla temperatura del tank nel blocco di mandata a valle del generatore, e la temperatura nel blocco di ritorno si calcola la temperatura lungo tutta la rete e nei nodi di stacco (ingresso alle sottostazioni di ogni edificio) applicando la seguente relazione:

$$T(x,t) = T_a + (T_{0(t)} - T_a) \cdot e^{-\frac{2 \cdot \pi \cdot r \cdot H}{G \cdot y} x} \qquad (1)$$

con

- T_a temperatura del terreno circostante [° C];
- $T_{o(t)}$ temperatura del nodo [° C];
- G portata della tubazione [kg/sec];
- R raggio medio tubazione [m];
- c_p , calore specifico [J/kgK];
- H, trasmittanza tubo [W/m^{2}K] ;
- x, lunghezza tubazione [m].

Visto le ridotte dimensioni della rete si assume costante la temperatura del terreno, mentre, per la temperatura dell'acqua in circolazione si può considerare costante, lungo la sezione del condotto, solo se il moto è turbolento, ovvero, per un numero di Re calcolato con la seguente relazione > di 2000:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} \qquad (2)$$

In base al regime di esercizio della temperatura dell'acqua, poiché la temperatura massima di esercizio della rete si attesta sui 90°C, per la determinazione delle perdite si possono considerare costanti le caratteristiche termofisiche dell'acqua. Inoltre, assumendo la temperatura del terreno di 15°C e con la temperatura del fluido termovettore di 90°C si è calcolato l'abbassamento di temperatura in un chilometro di rete. Infine, per quanto riguarda le perdite nei rami di ritorno si è tenuto conto del fenomeno di miscelazione nei punti di collegamento dei vari tratti. In particolare, nei nodi di collegamento tra dorsale principale e le varie diramazioni del ramo di ritorno è stata calcolata la temperatura di miscelazione dei singoli tratti con la formula seguente:

$$T_{nodo} = \frac{T_1 \cdot m_1 + T_2 \cdot m_2}{m_1 + m_2} \qquad (3)$$

Nelle figure 11 e 12 sono riportati gli algoritmo del blocco della rete di mandata e di ritorno.

```
function [T_Dir_1,T_Dir_2,T_in_ed_1,T_in_ed_2,T_in_ed_3,Q_loss_tot,Q_loss_1,Q_loss_2] =
fcn(Tc,TO,K1,K2,K3,K4,K5,Diam1,Diam2,Diam3,Diam4,Diam5,Krete1,Krete2,Krete3,Krete4,Krete5,G1,G2,G3,cp_ft,LD,L1,L2,L3,L4)
%Tc=Temperatura del terreno (gradi C)
%TO=Temperatura fluido termovettore in ingresso(°C)
%Diam=Diametro tubazione(m)
%Krete=Trasmittanza locale della tubatura+coibentazione (W/m^2K)
%G=Portata fluido [Kg/s]
%cp_ft(J/kgK) calore specifico acqua
%Lrete (m)
%Tamb (°C) - Temperatura media di accumulo all'interno dell'edificio
%Rendimento_scambio - Rendimento di scambio termico dalla rete all'accumulo
%C capacità termica [J/kgK]
cp_H=4.186; % cal spec acqua

Gtot=G1+G2+G3;
T_Dir_1=Tc+(TO-Tc)*(exp(1)^(-pi*Diam1*Krete1*LO*K1)/(Gtot*cp_ft))); %Temperatura alla diramazione numero 1
T_in_ed_1=Tc+(T_Dir_1-Tc)*(exp(1)^(-pi*Diam2*Krete2*L1*K2)/(G1*cp_fc)));
T_Dir_2=Tc+(T_Dir_1-Tc)*(exp(1)^(-pi*Diam3*Krete3*L2*K3)/((Gtot-G1)*cp_ft))); %Temperatura alla diramazione numero 2
T_in_ed_2=Tc+(T_Dir_2-Tc)*(exp(1)^(-pi*Diam4*Krete4*L3*K4)/(G2*cp_ft))); % Ufficx
T_in_ed_3=Tc+(T_Dir_3-Tc)*(exp(1)^(-pi*Diam5*Krete5*L4*K5)/(G3*cp_ft))); % Residenziale

%_____
%NOTA:
% abbiamo verificato che la relazione stima le perdite in misura superiore a quelle rilevabili nelle reti esistenti di pari caratteristiche;
% di conseguenza è stato introdotto un fattore correttivo (K) in modo tale da avere un ordine di grandezza vicino alla realtà.
% il valore riscontrato nelle reti con queste caratteristiche è di circa 0,1°C/km. ( documento ministeriale).
%_____

Q_loss_1=(Gtot*cp_H*(TO-T_Dir_1));
Q_loss_ed_1=(G1*cp_H*(T_Dir_1-T_in_ed_1));
Q_loss_2=((Gtot-G1)*cp_H*(T_Dir_1-T_Dir_2));
Q_loss_ed_2=(G2*cp_H*(T_Dir_2-T_in_ed_2));
Q_loss_ed_3=(G3*cp_H*(T_Dir_3-T_in_ed_3));
Q_loss_tot=Q_loss_1+Q_loss_ed_1+Q_loss_2+Q_loss_ed_2+Q_loss_ed_3;
```

Figura 11. Algoritmo blocco di ritorno

```
function [Q_loss_tot,T_Rnodo2,T_R_ed_1,T_R_ed_2,T_R_ed_3,T_R_CENTR] =
fcn(Tb,Tout_1,Tout_2,Tout_3,K1,K2,K3,K4,K5,Diam1,Diam2,Diam3,Diam4,Diam5,Krete1,Krete2,Krete3,Krete4,Krete5,G1,G2,G3,cp_ft,L0,L1,L2,L3,L4)
%Tt=Temperatura del terreno (gradi C)
%T0=Temperatura fluido termovettore in ingresso(gradi C)
%Diam=Diametro tubazione(Metri)
%Krete=Trasmittanza totale della tubatura+coibentazione (W/m^2K)
%G=Portata fluido (kg/s)
%cp_ft(J/KgK) calore specifico
%Lrete (Metri)
%Tramb (gradi C) - Temperatura media di accumulo all'interno dell'edificio
%Rendimento_scambio - Rendimento di scambio termico della rete all'accumulo
%C capacita termica (J/KgK)
cp_H=4.186; % cal spec acqua
Gtot=G1+G2+G3;

T_R_ed_1=Tt+(Tout_1-Tt)*(exp(1)^(-pi*Diam2*Krete2*L1*K2)/(G1*cp_ft));
T_R_ed_2=Tt+(Tout_2-Tt)*(exp(1)^(-pi*Diam4*Krete4*L3*K4)/(G2*cp_ft));
T_R_ed_3=Tt+(Tout_3-Tt)*(exp(1)^(-pi*Diam5*Krete5*L4*K5)/(G3*cp_ft));
T_Rnodo2=((T_R_ed_2*G2)+(T_R_ed_3*G3))/(G2+G3);
T_Rnodo1=Tt+(T_Rnodo2-Tt)*(exp(1)^((-pi*Diam3*Krete3*L2*K3)/((Gtot-G1)*cp_ft))); %Temperatura alla diramazione numero 2
T_mix_nodo_1=((T_R_ed_1*G1)+(T_Rnodo1*(Gtot-G1)))/(Gtot);
T_R_CENTR=Tt+(T_mix_nodo_1-Tt)*(exp(1)^(-pi*Diam1*Krete1*L0*K1)/(Gtot*cp_ft))); %Temperatura alla diramazione numero 1

%Perdite

Q_loss_1=(Gtot*cp_H*(T_mix_nodo_1-T_R_CENTR));
Q_loss_ed_1=(G1*cp_H*(Tout_1-T_R_ed_1));
Q_loss_2=((Gtot-G1)*cp_H*(T_Rnodo2-T_Rnodo1));
Q_loss_ed_2=(G2*cp_H*(Tout_2-T_R_ed_2));
Q_loss_ed_3=(G3*cp_H*(Tout_3-T_R_ed_3));
Q_loss_tot=Q_loss_1+Q_loss_ed_1+Q_loss_2+Q_loss_ed_2+Q_loss_ed_3;
```

Figura 12. Algoritmo blocco di ritorno

3.2 Integrazioni al modello di rete termica

I flussi di potenza termica in entrata e in uscita dalla rete, nel modello sono forniti e/o prelevati da un accumulo termico. Di fatto, il modello fornisce la temperatura di accumulo, coincidente tra l'altro con la temperatura d'ingresso dell'acqua nella rete di mandata, in funzione della potenza richiesta dagli edifici e di quella fornita dalla rete. La relazione matematica implementata nel modello è rappresentata dalla seguente equazione:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{Q_{load} - Q_{aux} - [H_{acc} \cdot Sup_{acc} \cdot (T_{acc} - T_{terreno})]}{c_p \cdot \rho \cdot (V_{acc} + V_{rete})} \qquad (4)$$

- Q_{load} energia richiesta al tank dalle utenze;
- Q_{aux} energia fornita al tank dal motore primo;
- H_{acc} trasmittanza pareti accumulo;
- Sup_{acc} superficie esterna accumulo;
- T_{acc} temperatura accumulo;
- $T_{terreno}$ temperatura terreno;
- ρ densità acqua;
- V_{rete} volume di acqua contenuto all'interno della rete.

Le perdite relative dell'accumulo si ricavano dalla relazione:

$$Q_{loss} = FF_{acc} \cdot V_{acc} \cdot H_{acc} \cdot (T_{acc} - T_{terra}) \quad [kW] \qquad (5)$$

con
F_{acc} fattore di forma dell'accumulo.

Analogamente alla trasmittanza della tubazione, si è calcolata la trasmittanza dell'accumulo H_{acc} pari a 0,20 [W/(m^{2}K)].

In tabella 11 si riportano i valori delle caratteristiche dimensionali e termofisiche dell'accumulo.

Tabella 11. Caratteristiche accumulo rete.

Materiale	Spessore [m]	Conducibilità termica [W/(mK)]
Acciaio	0,01	22
Isolante	0,2	0,04

Nella Figura 13 é rappresentato lo schema del blocco che simula la rete; nel quale è visibile la modalità di collegamento dei tre sotto blocchi che lo costituiscono: rete mandata, rete ritorno e tank.

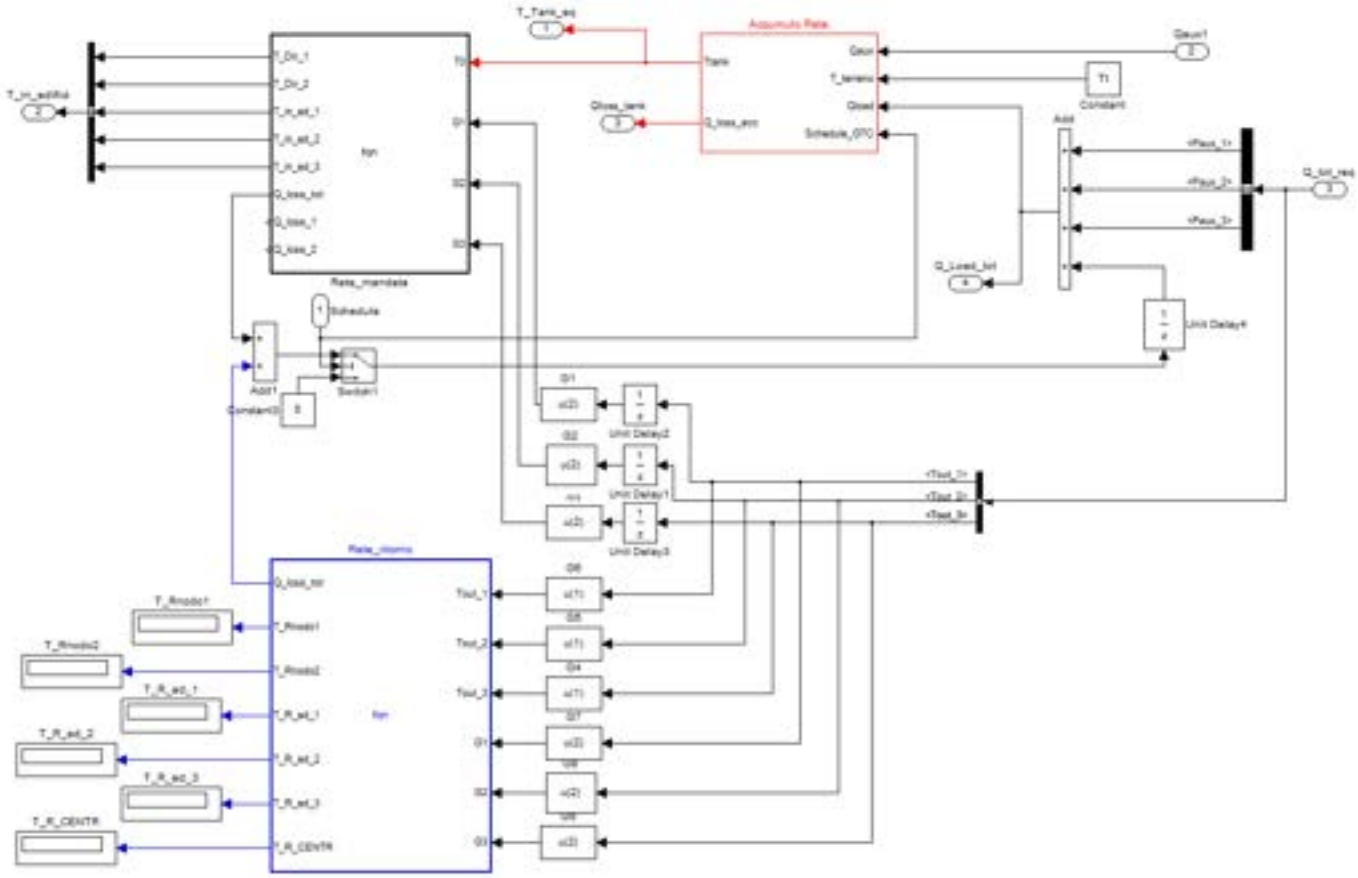

Figura 13. Schema dei blocchi costituenti la rete.

4 Fase 1. Valutazioni parametriche di efficienza

4.1 Calibrazione del blocco per il calcolo delle perdite

Il modello di calcolo delle perdite di energia termica, come visto, consente la valutazione puntuale delle dissipazioni termiche lungo tutta l'estensione della rete. Dalle relazioni (1) e (4), implementate nel modello, si ricava l'abbassamento di temperatura lungo la rete.

Confrontando i risultati ottenuti dalle simulazioni, con i valori disponibili per reti simili, si è constatato che con le temperature di lavoro della rete, gli abbassamenti della temperatura ottenuti per la lunghezza della rete in esame sono inaccettabili. Pertanto, considerando che per reti di piccole dimensioni l'abbassamento di temperatura lungo un km di rete è di circa 0,1 °C, si è deciso di calibrare i termini matematici della relazione di calcolo al fine di ottenere un abbassamento coerente e corrispondente alla lunghezza della rete. Di fatto, in questa fase, sono state effettuate una serie di prove iterative per individuare il valore del coefficiente C della relazione di calcolo che consente di ottenere degli abbassamenti corretti, tenendo conto anche della portata media circolante in ogni tratto di rete.

In pratica, il valore massimo del coefficiente C è stato determinato in modo da avere un ΔT massimo di 0.1°C in 1 km di lunghezza, da cui si è stato ricavato il corrispondente ΔT massimo in 325 m, considerando inacettabili i ΔT superiori a detto valore. Il valore massimo corrispondente è di 0.7°C per 325 m e si ottiene per un valore di C=0,19.

Nelle figure 14, 15, 16, 17 e 18 si riporta l'andamento delle perdite, per i valori del coefficiente C da 1 a 0,19.

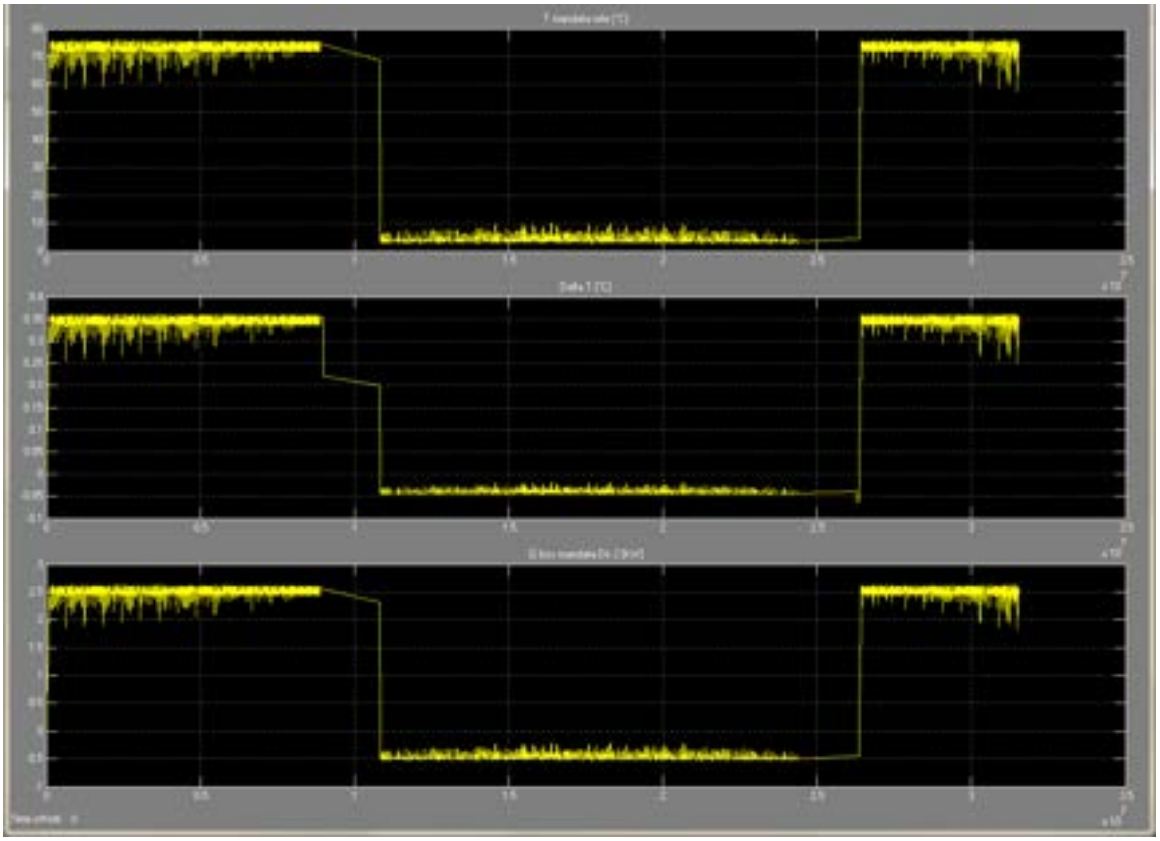

Figura 14. Andamento perdite termiche con coefficiente C = 1.

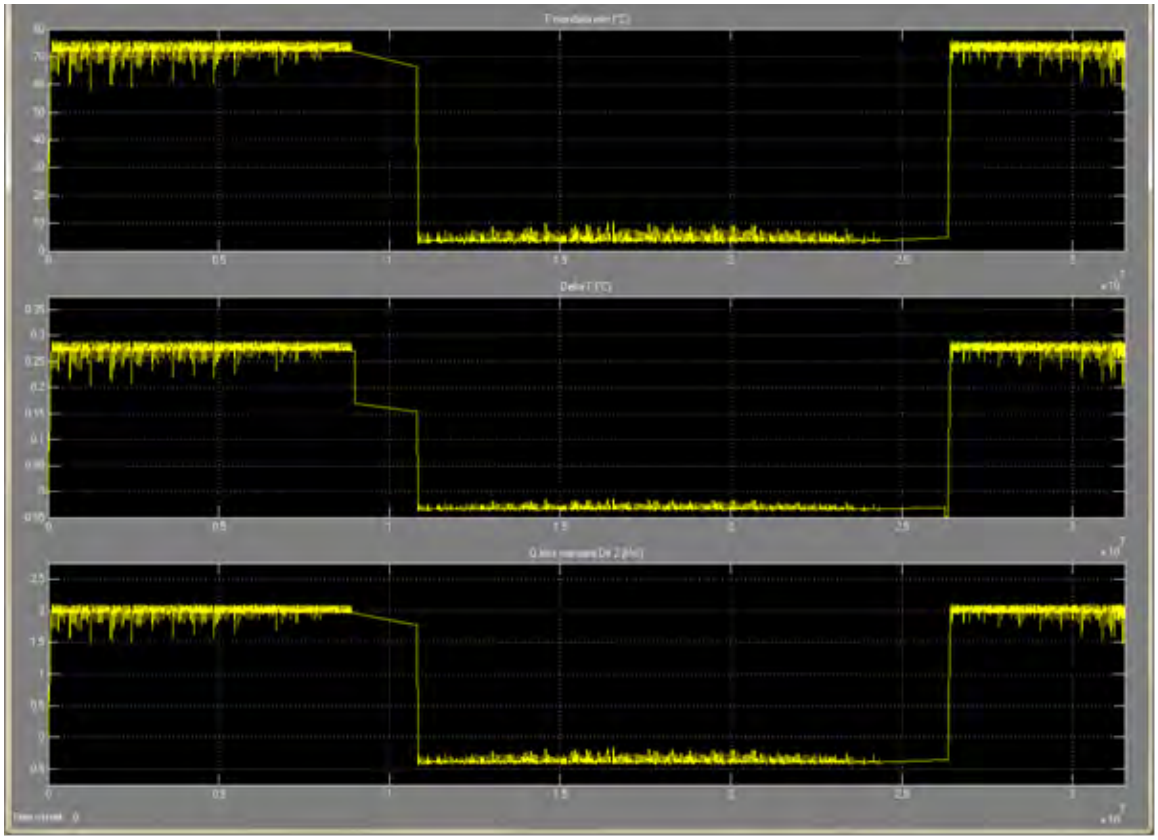

Figura 15. Andamento perdite termiche con coefficiente C = 0,8.

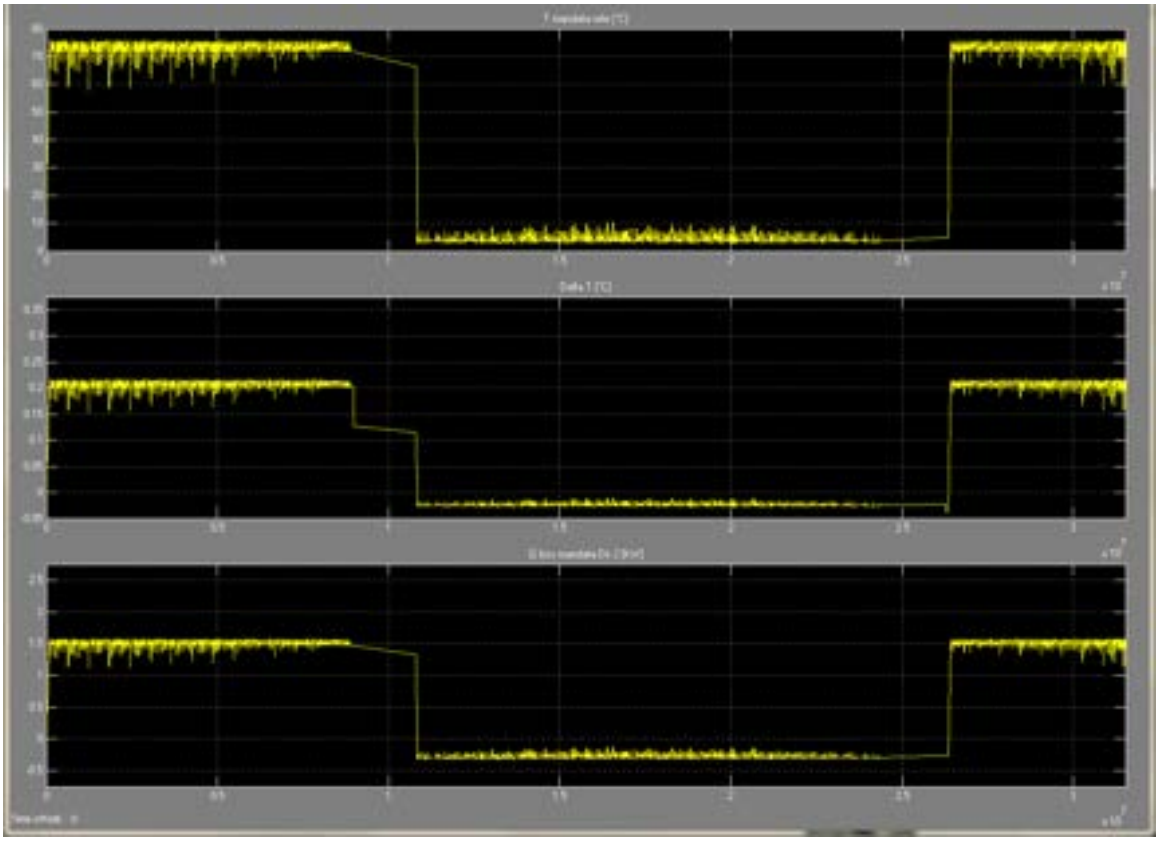

Figura 16. Andamento perdite termiche con coefficiente C = 0,6.

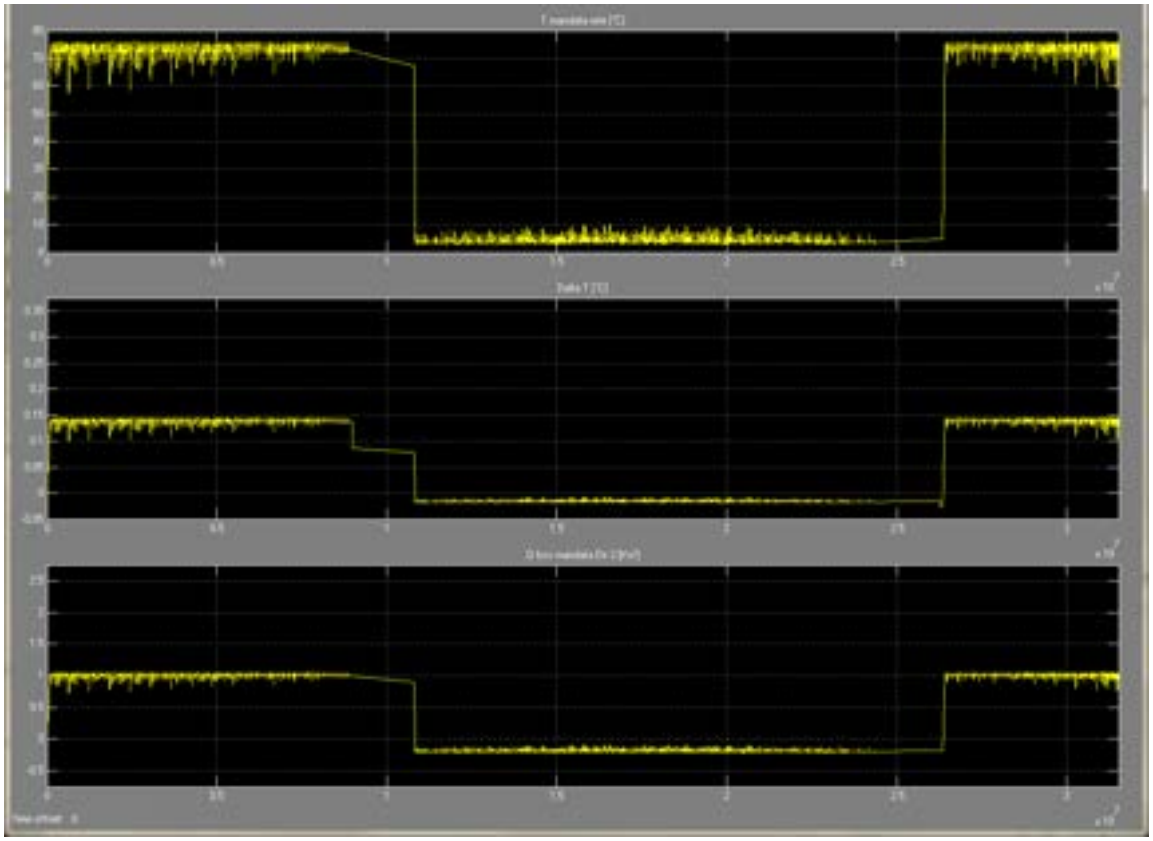

Figura 17. Andamento perdite termiche con coefficiente C = 0,4.

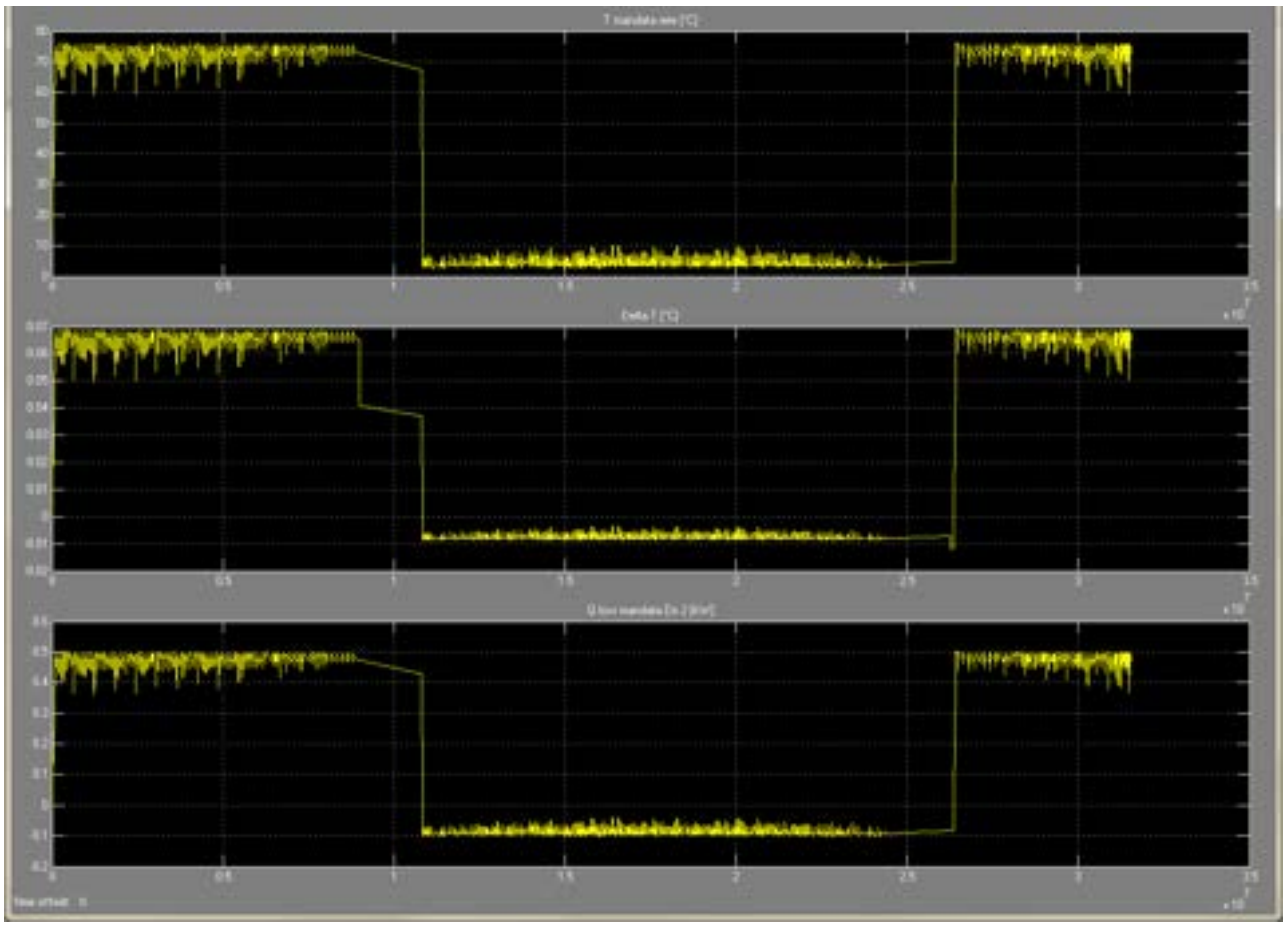

Figura 18. Andamento perdite termiche con coefficiente C = 0,19.

5 Fase 2 - Controllo temperature e potenza di rete.

5.1 Distribuzione temperatura nei tratti di rete

5.1.1 Distribuzione temperatura tratti di mandata rete

A partire dalla configurazione della rete, rappresentata in figura 1, è stata effettuata la valutazione delle temperature in tutti i nodi, lungo i differenti tratti della rete.

Il modello sviluppato consente di analizzare capillarmente, per un intero anno solare di simulazione, l'andamento della temperatura in tutti i punti della rete, sia nel condotto di mandata e sia in quello di ritorno, tenendo conto della miscelazione dei fluidi circolanti.
Nelle figure 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27 e 28 si riportano, per il ramo di mandata e di ritorno, l'andamento delle temperature degli edifici residenziale, commerciale e uffici, sia lungo la diramazione principale DIR e sia all'ingresso degli stessi. Come si evince dai grafici, il modello calcola perfettamente i valori delle temperature del funzionamento reale: 70 °C in inverno e 7 °C in estate. Negli andamenti, si osserva la brusca diminuzione di temperatura nel passaggio dalle stagioni intermedie all'estate e viceversa.
Inoltre, si evidenzia che la temperatura di 60 °C nel condotto di mandata rispetto a quella di 70 °C del condotto di ritorno, è congruente con il fenomeno della miscelazione dei fluidi.

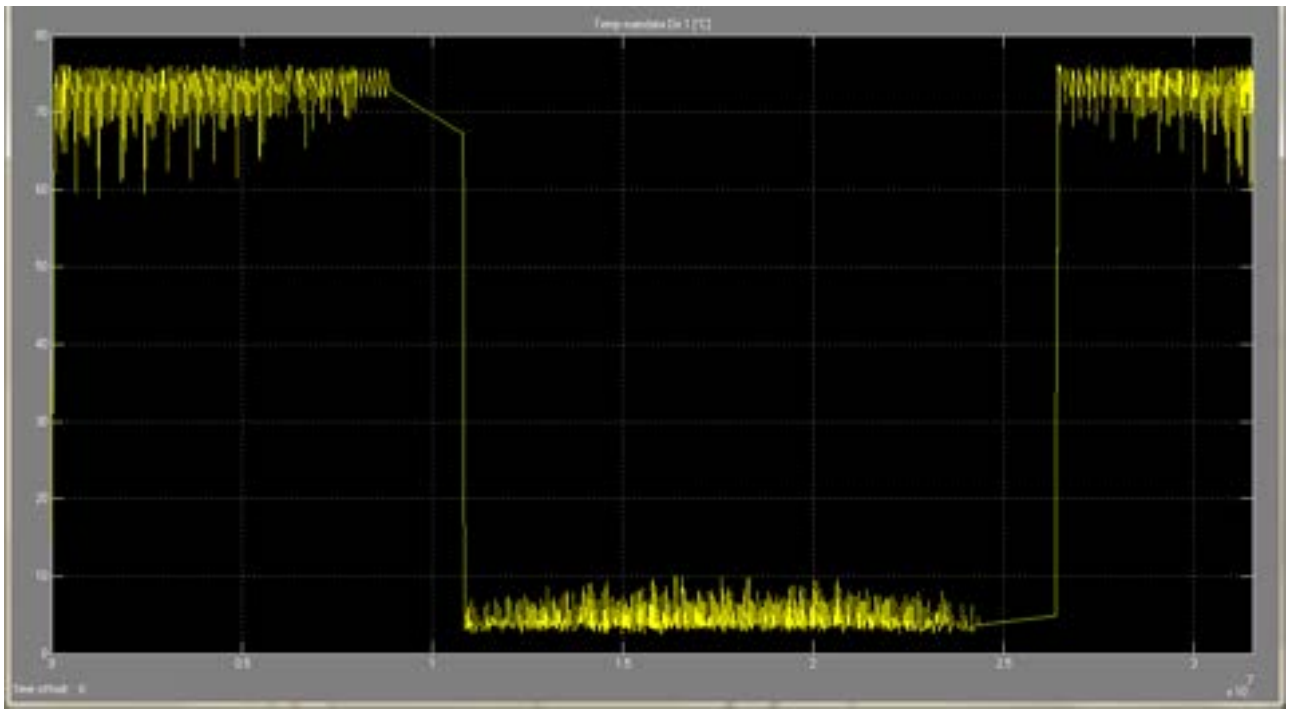

Figura 19. Andamento Temperatura rete tratto Dir1.

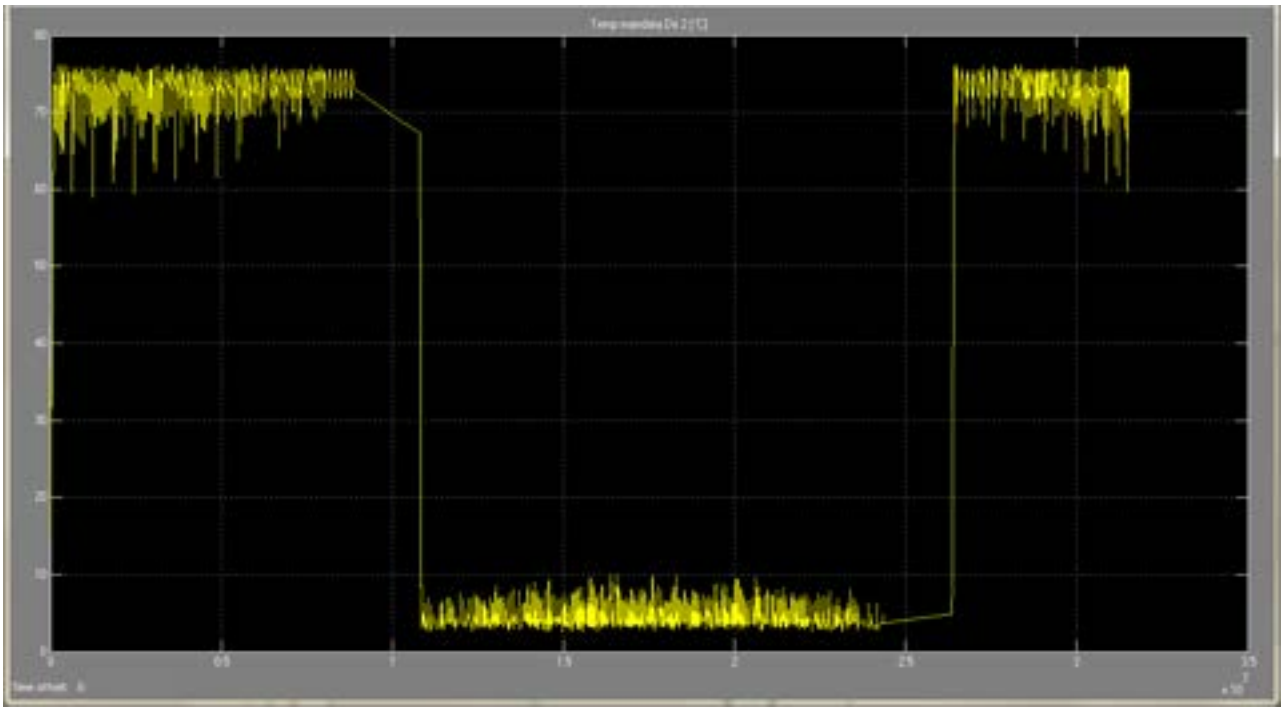

Figura 20. Andamento Temperatura rete tratto Dir2.

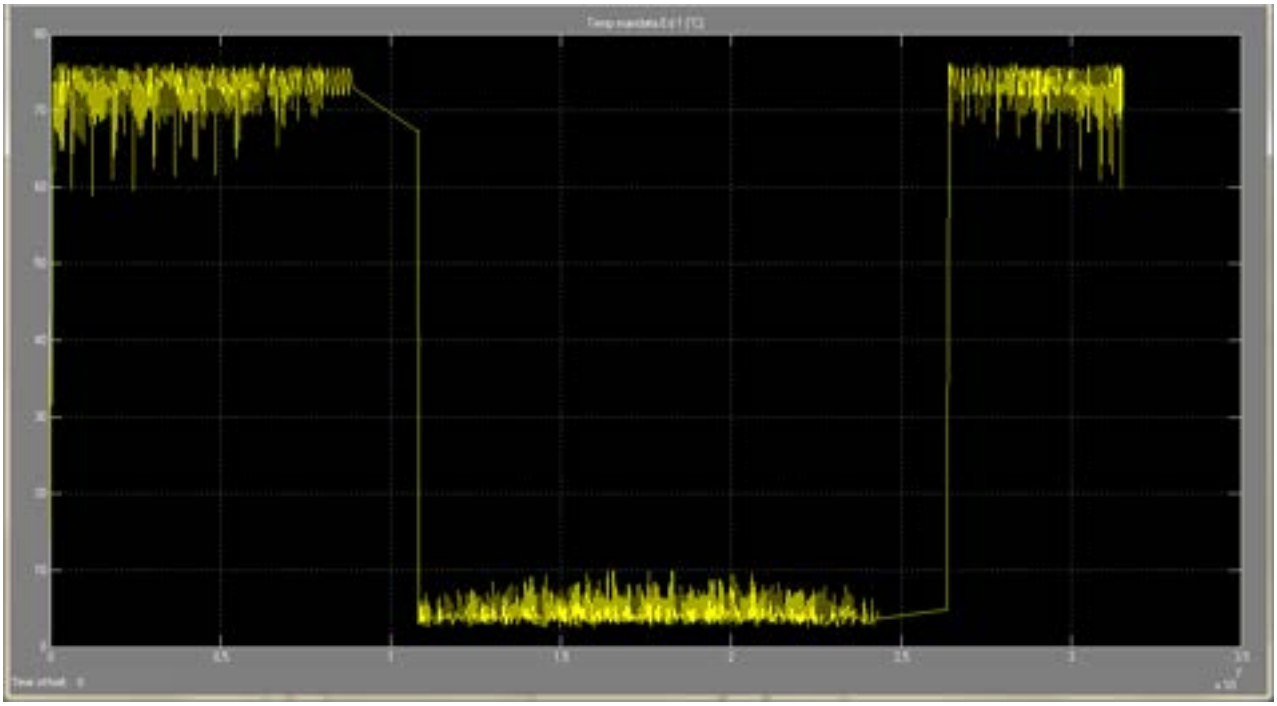

Figura 21. Andamento Temperatura in ingresso edificio 1 (commerciale).

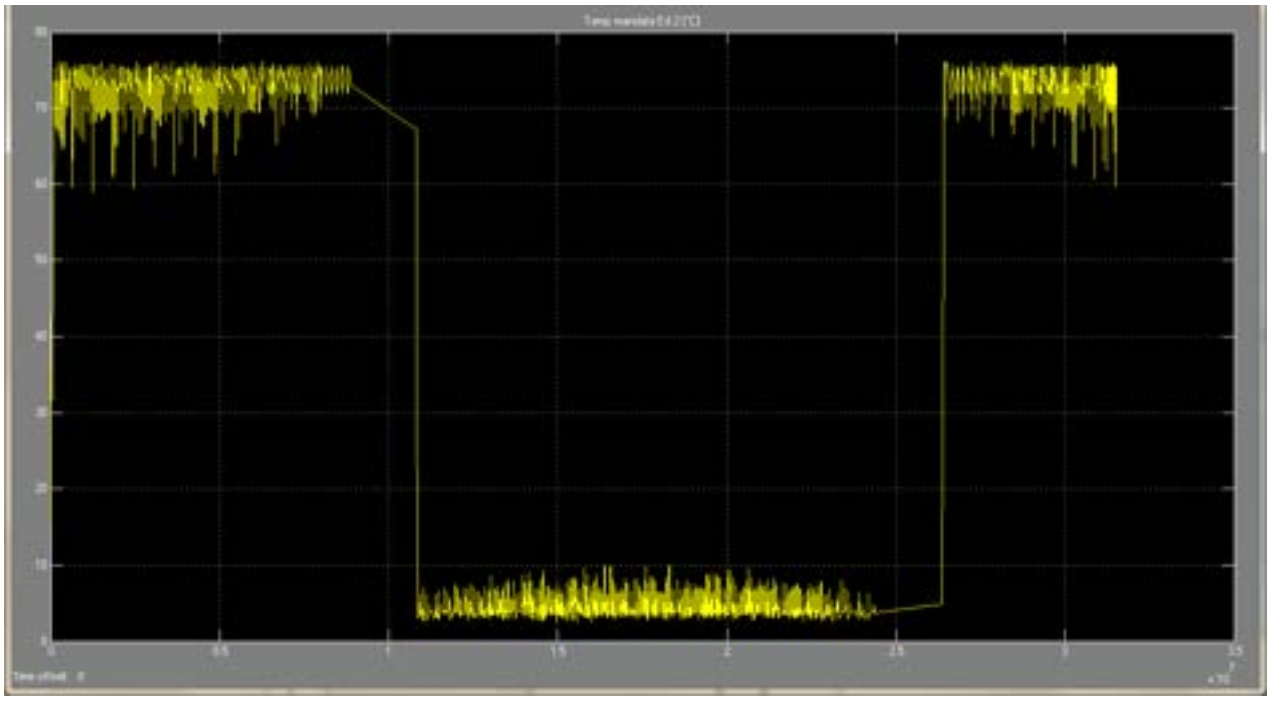

Figura 22. Andamento Temperatura in ingresso edificio 2 (uffici).

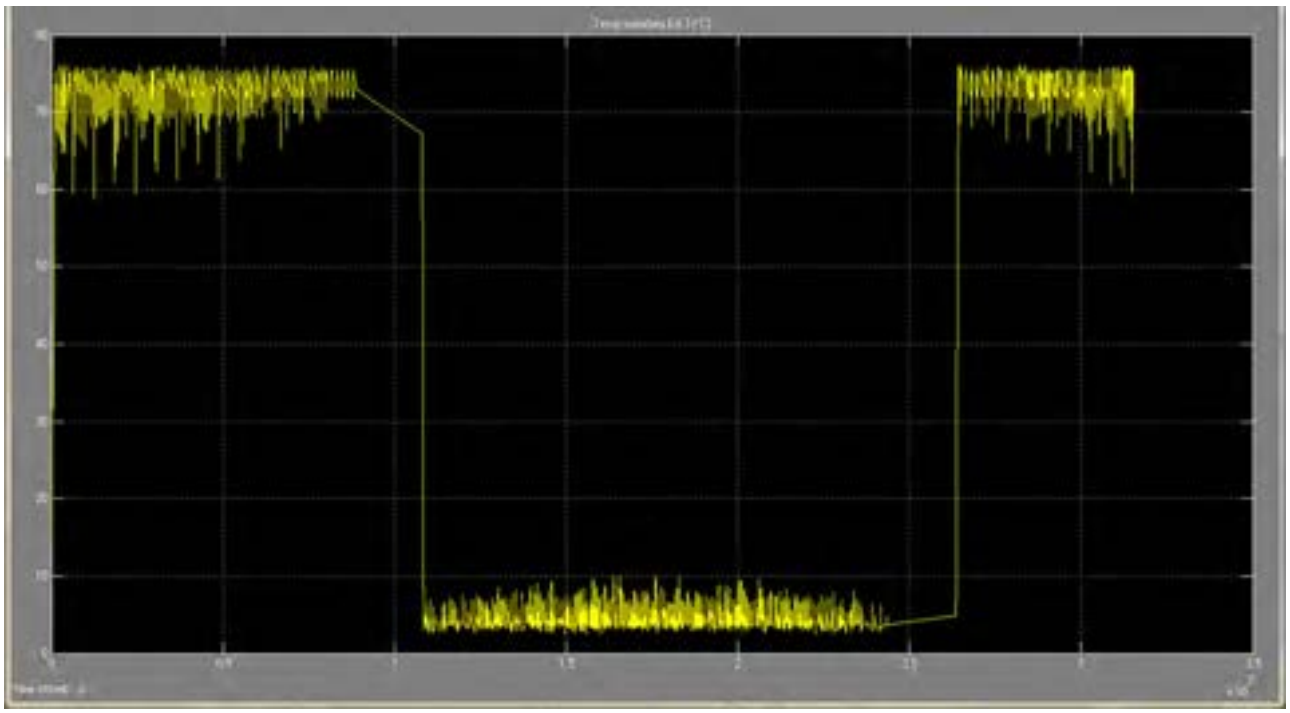

Figura 23. Andamento Temperatura in ingresso edificio 3 (residenziale).

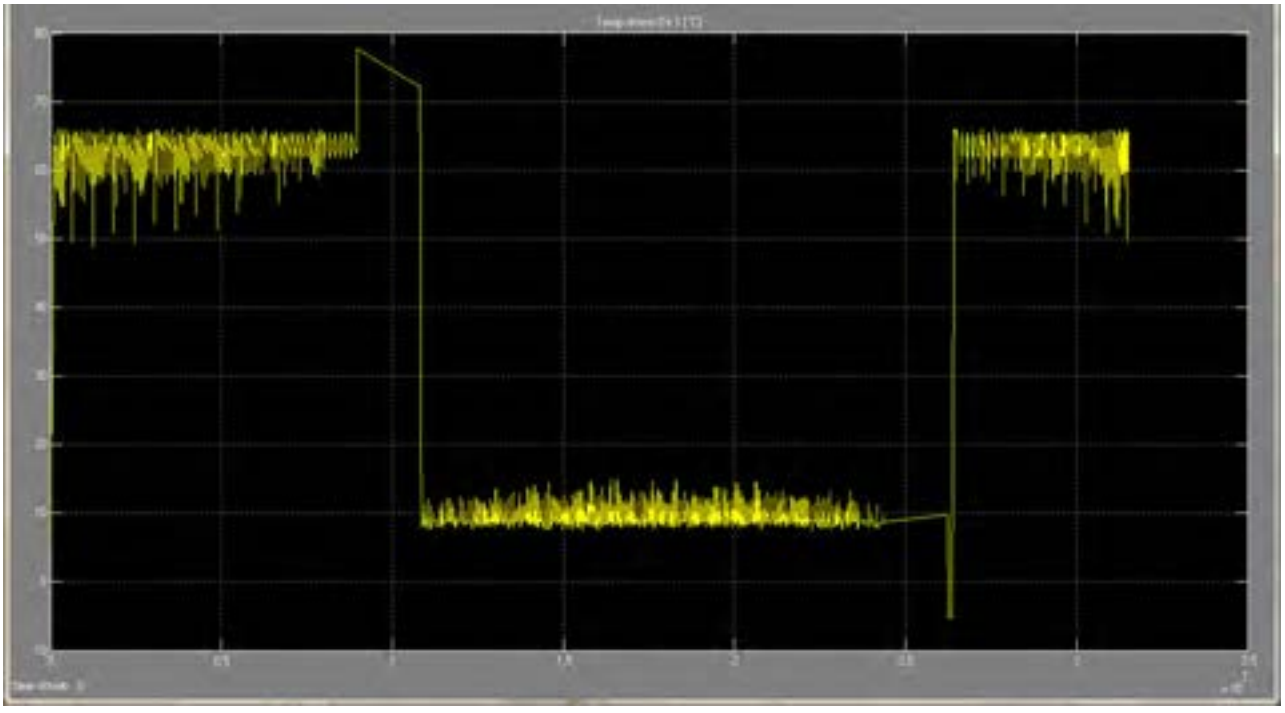

Figura 24. Andamento Temperatura Ritorno nodo edificio 1 (commerciale).

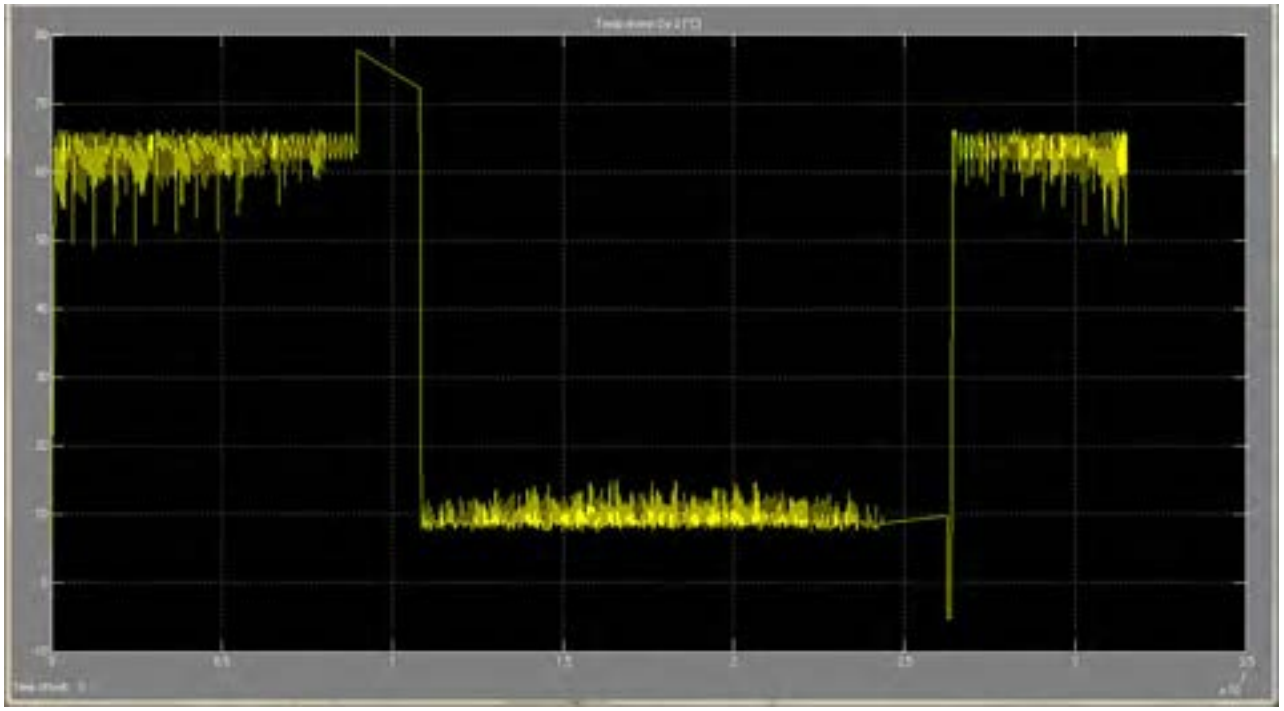

Figura 25. Andamento Temperatura Ritorno nodo edificio 2 (uffici).

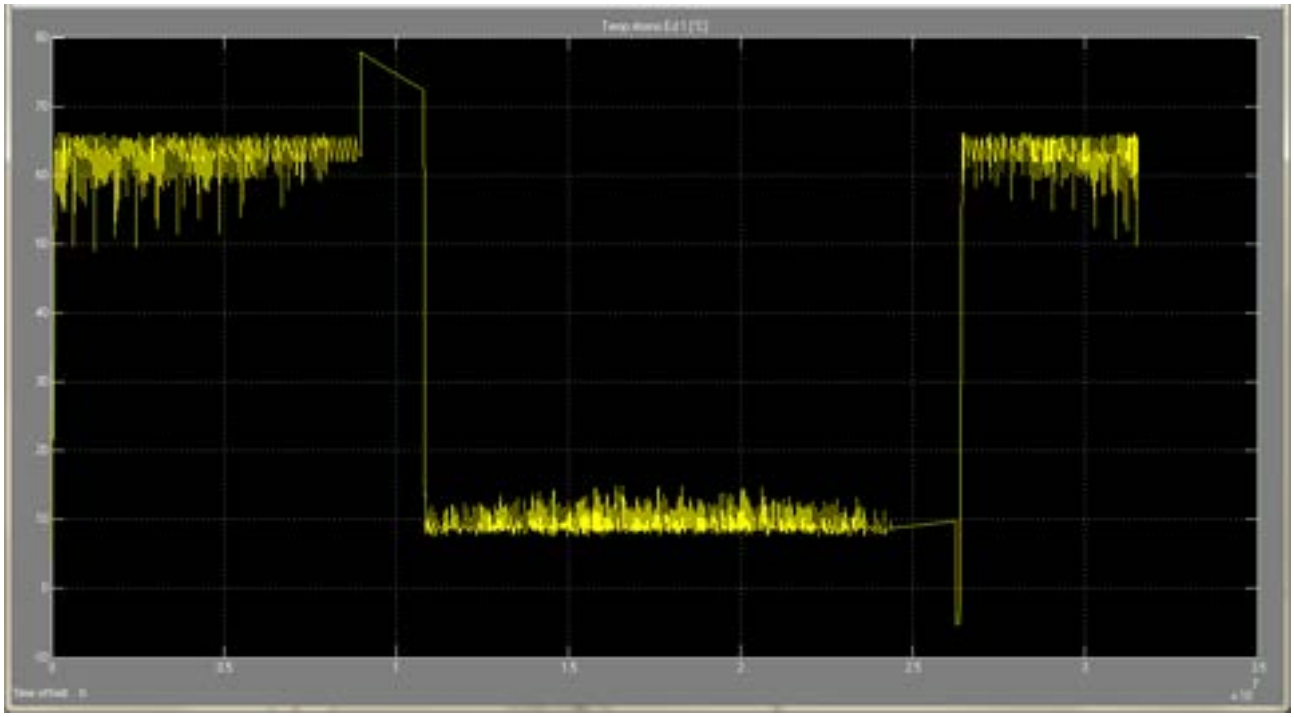

Figura 26. Andamento Temperatura Ritorno edificio 1 (commerciale).

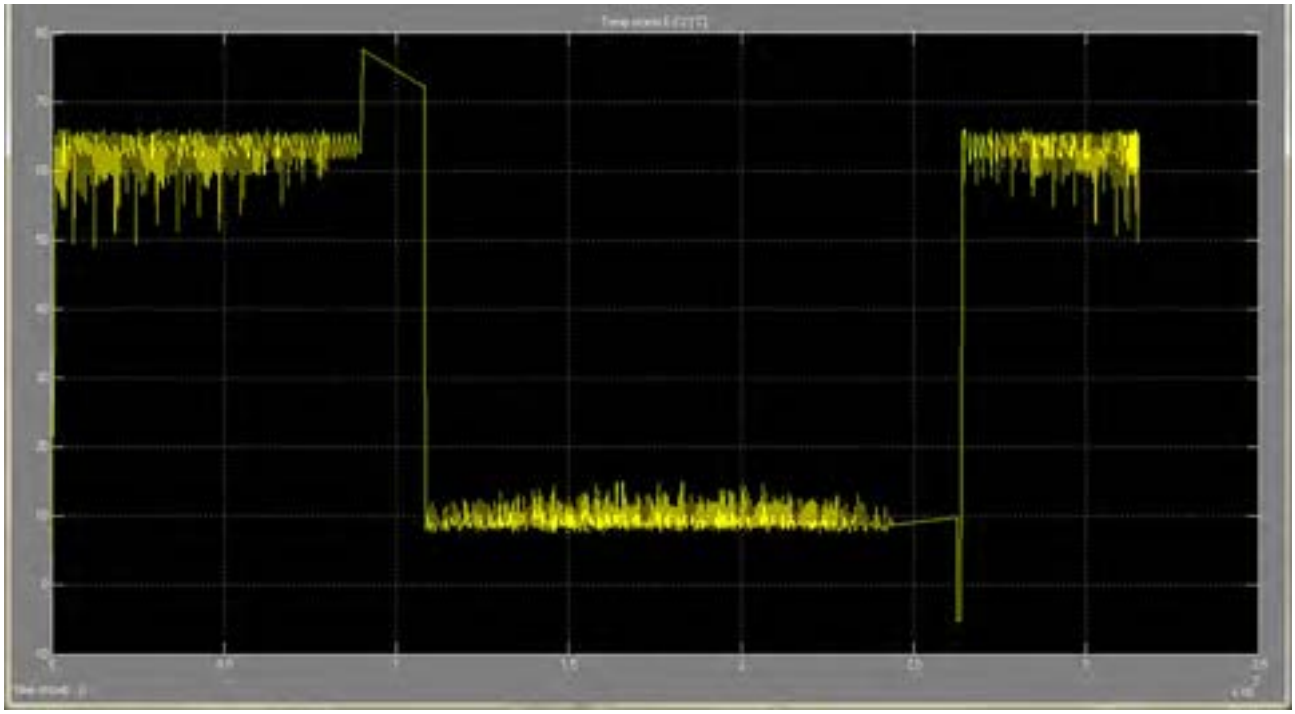

Figura 27. Andamento Temperatura Ritorno edificio 2 (uffici).

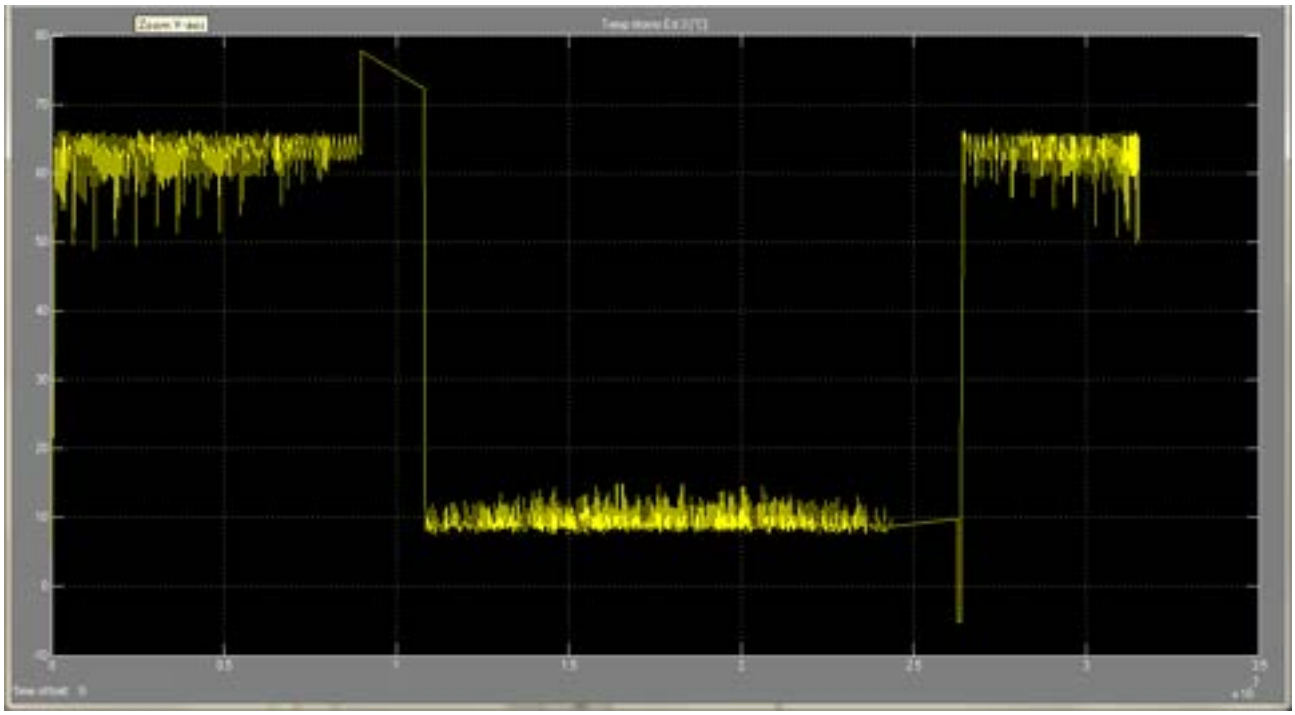

Figura 28. Andamento Temperatura Ritorno edificio 3 (residenziale).

5.2 *Distribuzione perdite termiche rete*

Validato quindi, il modello sui valori corretti di temperatura sono state valutate le perdite Qloss lungo la rete . Nel grafico di figura 29, si riporta l'andamento delle perdite distribuite lungo il solo tratto di ritorno.

Mentre in figura 30 viene rappresentato l'andamento degli abbassamenti di temperatura lungo tutta l'estensione della rete. Si segnala che nel diagramma, i valori negativi di temperatura sono dovuti alla convezione dei segni distinta tra inverno ed estate.

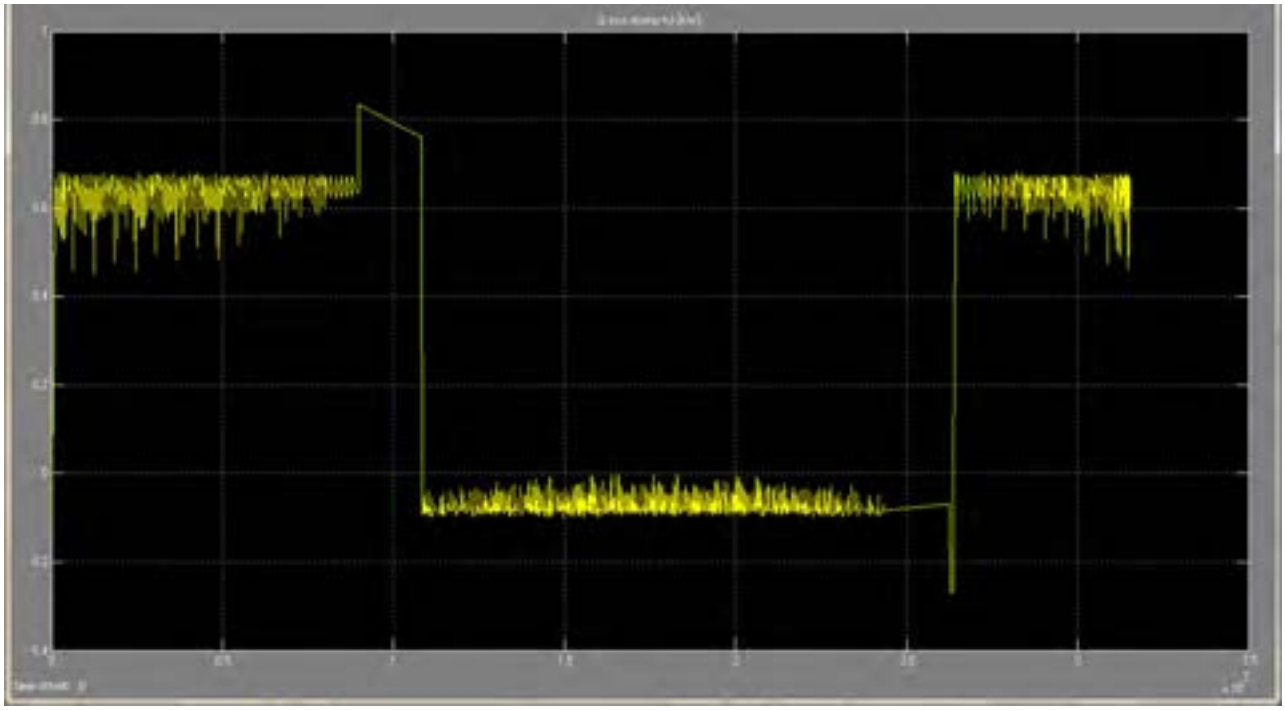

Figura 29. Andamento perdite termiche distribuite lungo tutta l'estensione della rete Q_loss_R_tot.

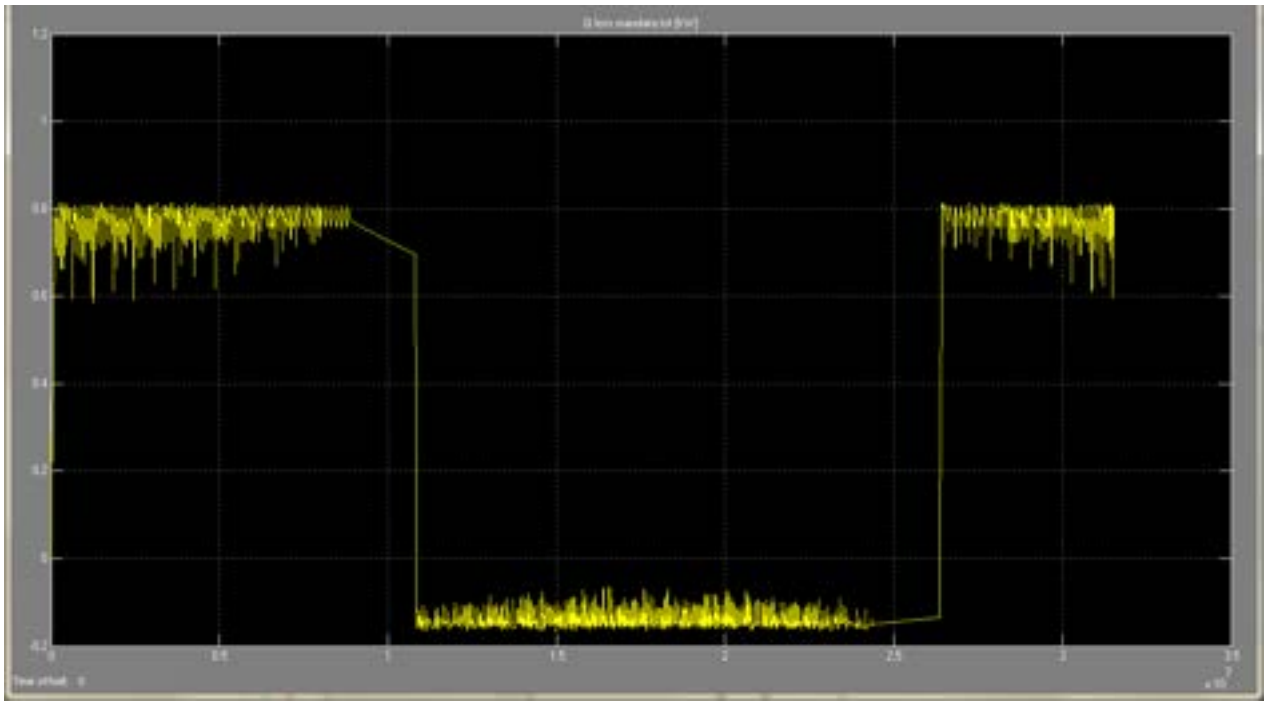

Figura 30. Andamento perdite termiche distribuite lungo i tratti di mandata e di ritorno Q_loss_in_tot.

6 Fase 3. Descrizione e modellazione blocchi dello schema rete

6.1 Descrizione modello centrale termica

Come già descritto, in fase di introduzione, nel modello “schema centrale termica” sono stati implementati i parametri e i vincoli caratteristici delle configurazioni di produzione dell’energia.
Nella configurazione centralizzata la macchina frigorifera ad assorbimento, ubicata in centrale termica, alimenta la rete con un fluido termovettore alla temperatura di 7 °C. Invece, nella generazione distribuita le macchine ad assorbimento sono collocate presso le utenze e sono alimentate da un fluido termovettore circolante in rete alla temperatura di 70 °C in inverno e 90 °C in estate.
Nelle figure 31 e 32 sono riportate le configurazioni appena descritte.

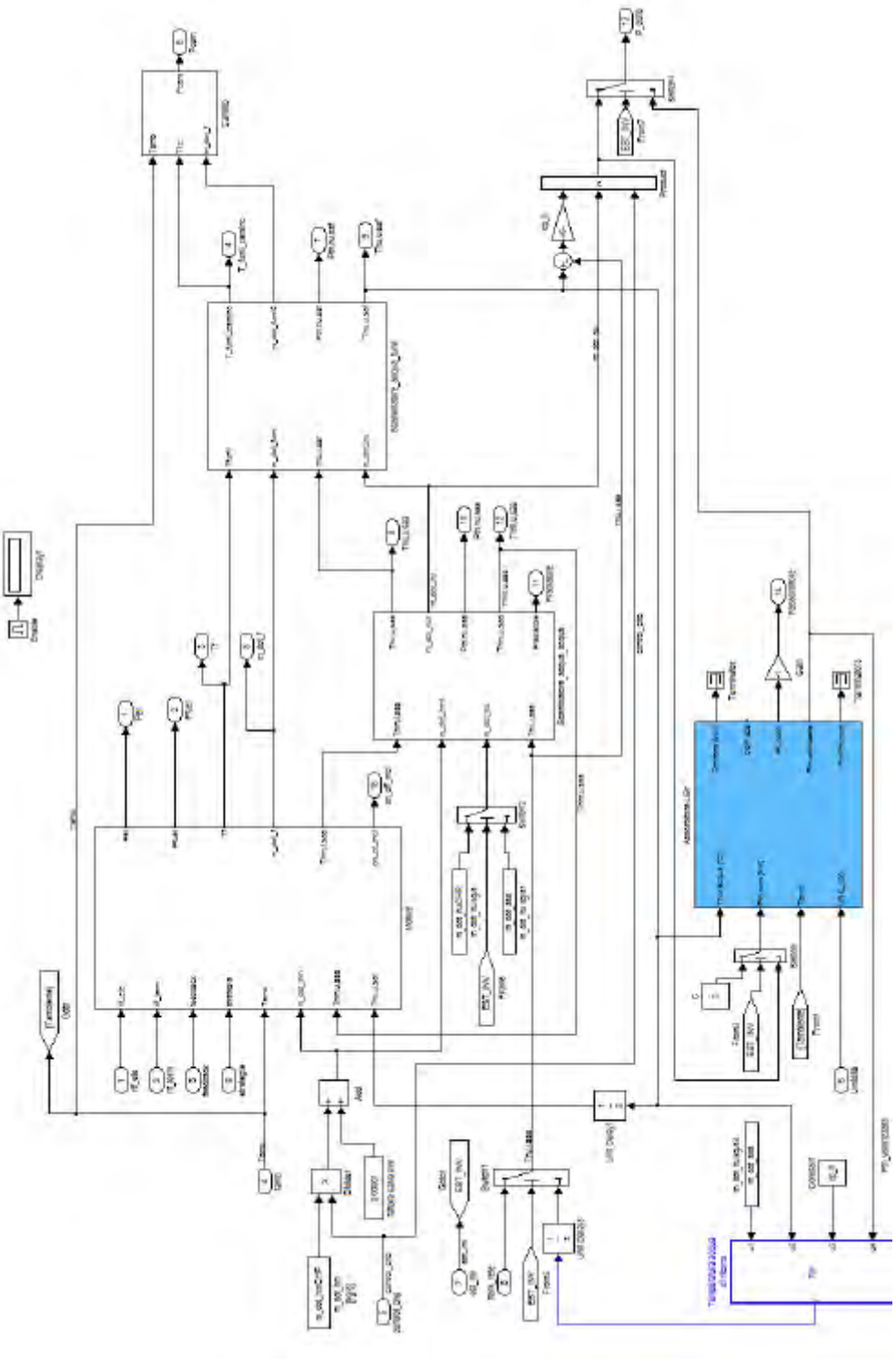

Figura 31. Generazione centralizzata. Modello di centrale termica MCI con Assorbitore.

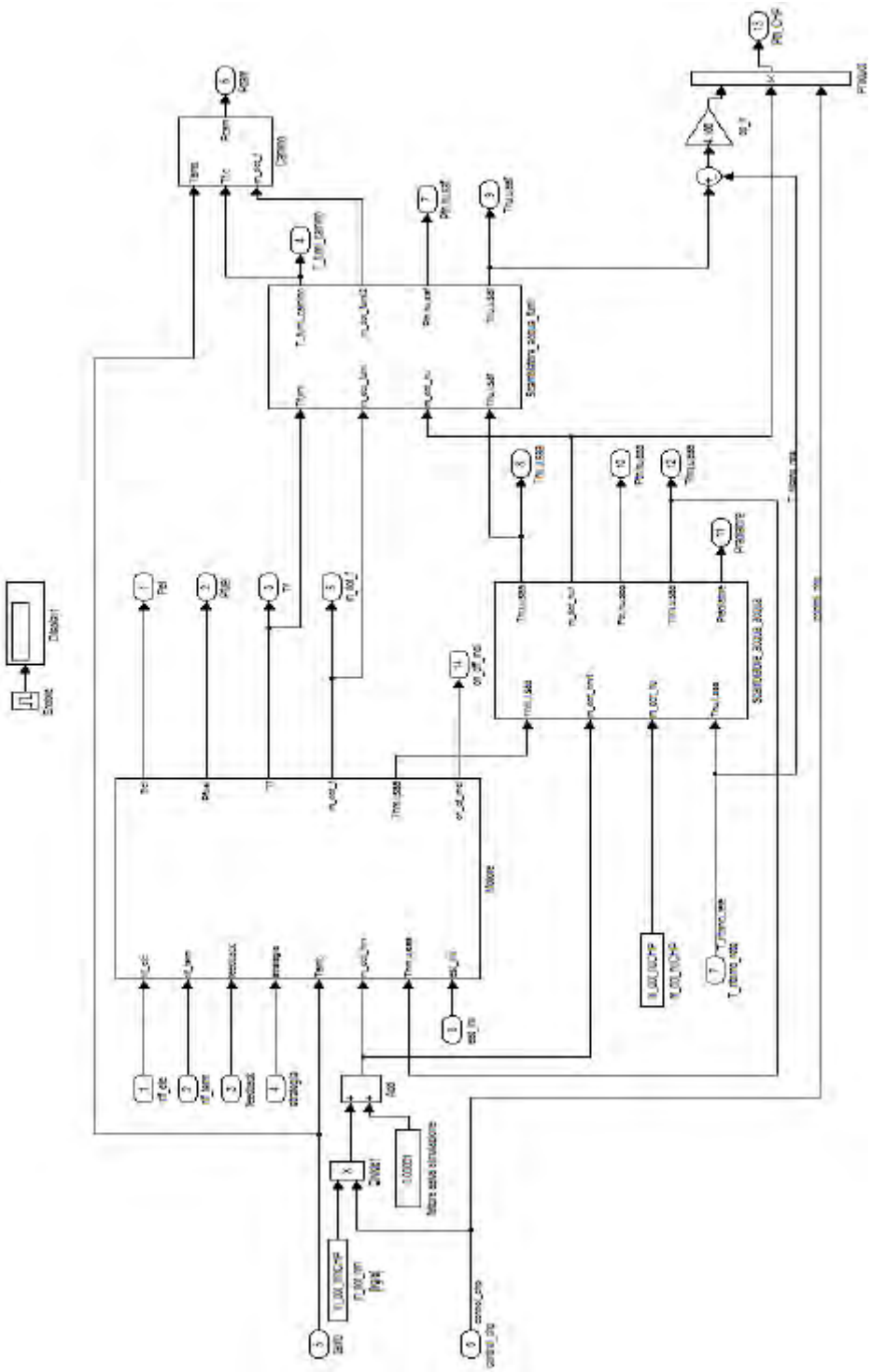

Figura 32. Generazione distribuita. Modello di centrale termica MCI con Assorbitore.

6.2 Motore primo

In questa sezione, si illustrano le modifiche e le principali caratteristiche del blocco motore elaborato nelle precedenti annualità.

Come già detto, le potenze in gioco ridotte hanno orientato la scelta verso un motore a combustione interna di potenza elettrica nominale di 105 kW per entrambe le configurazioni di rete. La caratteristica principale che ha indirizzato la scelta riguarda la possibilità di ottenere valori di rendimento soddisfacenti anche in condizioni di funzionamento differenti da quelle nominali.
Di fatto, in condizioni di parzializzazione la curva di rendimento del motore scelto presenta un andamento stabile in un ampio range. Questo aspetto garantisce di mantenere una buona efficienza della rete anche nei casi in cui non il motore lavora in condizioni di carico ridotto, come può verificarsi in inverno in alcune zone caratterizzate da condizioni climatiche temperate.
Per tale ragioni, sono stati implementati nei file "inputCHP.m i valori relativi alle condizioni di parzializzazione, ovvero, in inverno un rendimento elettrico pari al 35,7% e in estate un rendimento elettrico del 37, 2%.
Nella figura 33 si rappresenta lo switch all'interno del blocco "sistema di iniezione" che consente di selezionare le condizioni di lavoro desiderate.

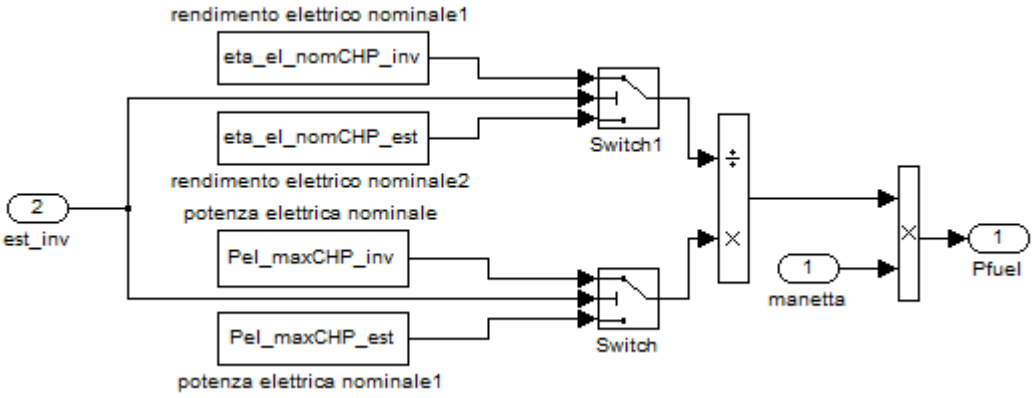

Figura 33. Schema modello ingresso blocco motore.

Nella figura 34 sono riportate le modifiche apportate al modello originale per tenere conto della stagione di funzionamento. Si osserva che nel blocco del motore, gli switch che selezionano il segnale secondo la stagione intervengono sulle lookup table che determinano la potenza elettrica erogata e la temperatura dei fumi.
Mentre, nelle figure 35, 36 e 37 sono riportati l'andamento della potenza del combustibile, della potenza elettrica e della temperatura dei fumi del cogeneratore.

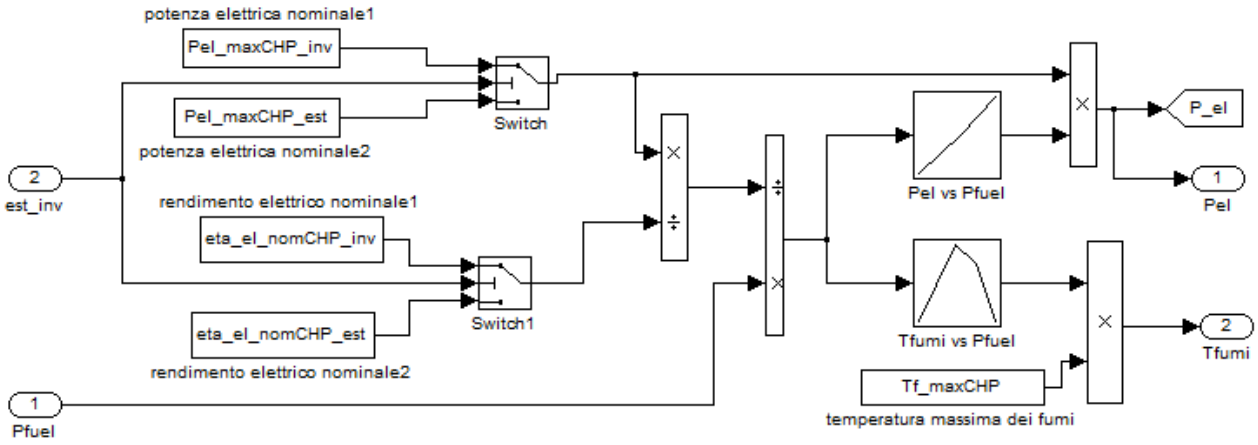

Figura 34. Schema modello blocco motore.

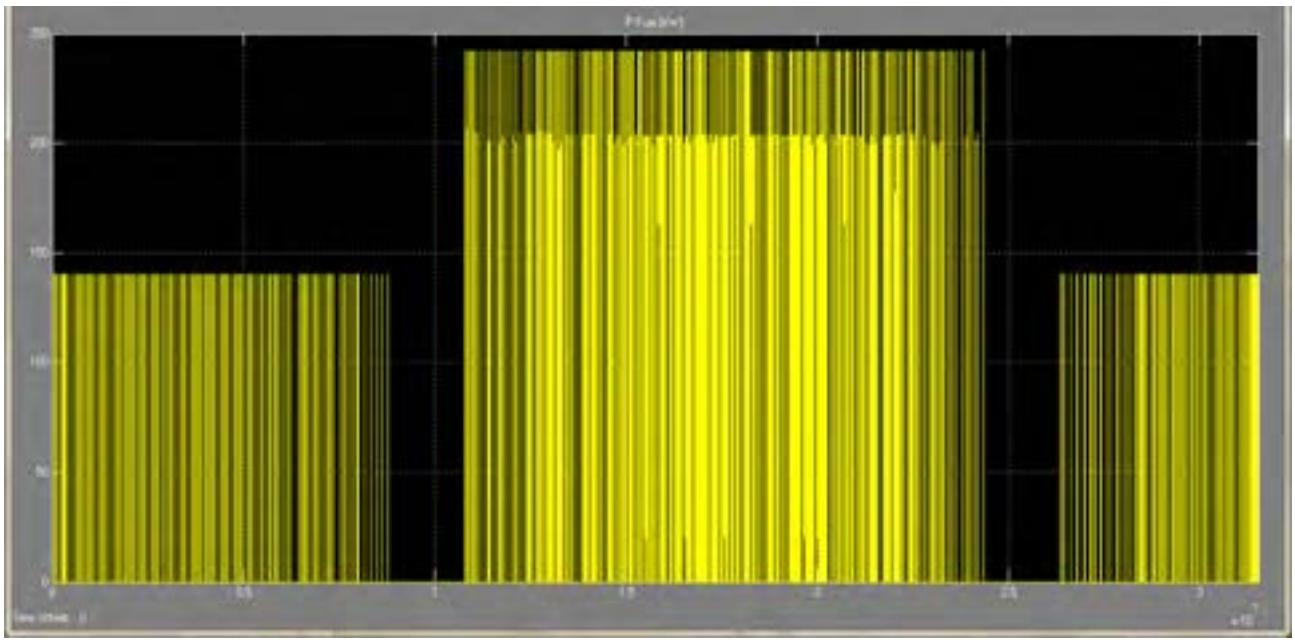

Figura 35. Blocco motore – potenza introdotta con il combustibile P fuel.

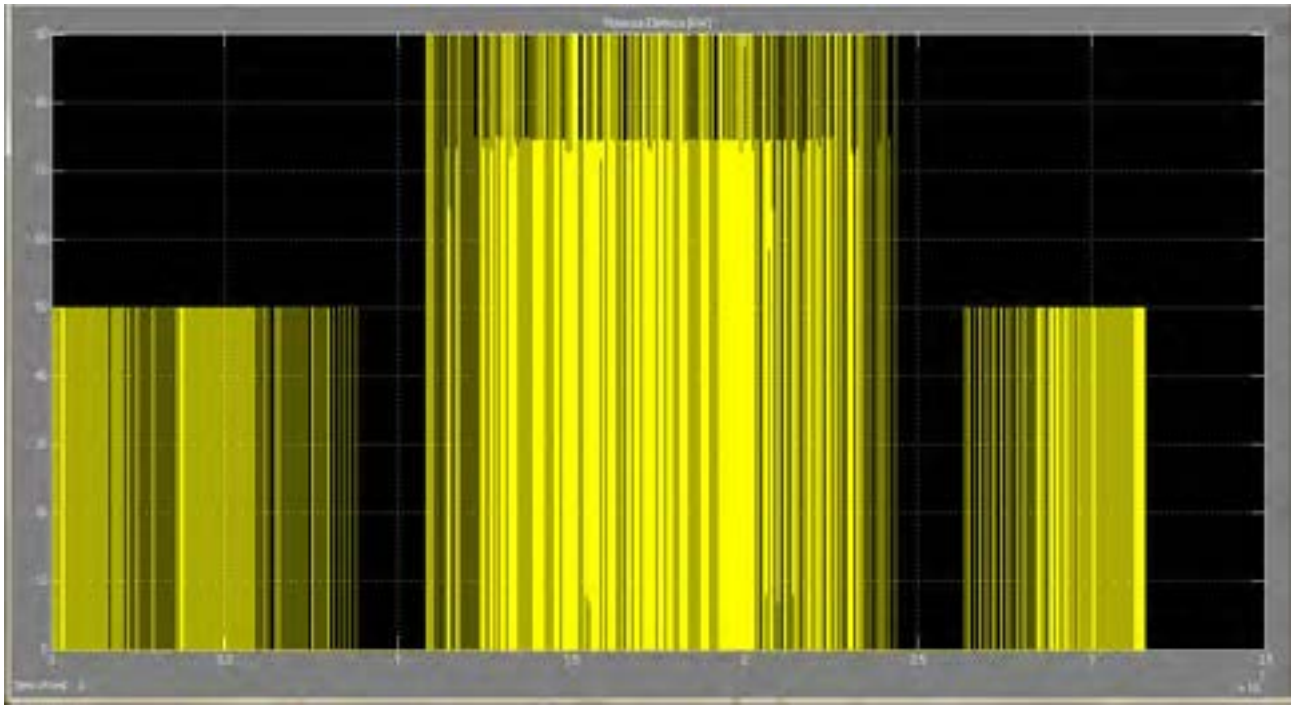

Figura 36. Blocco motore – potenza elettrica Pel.

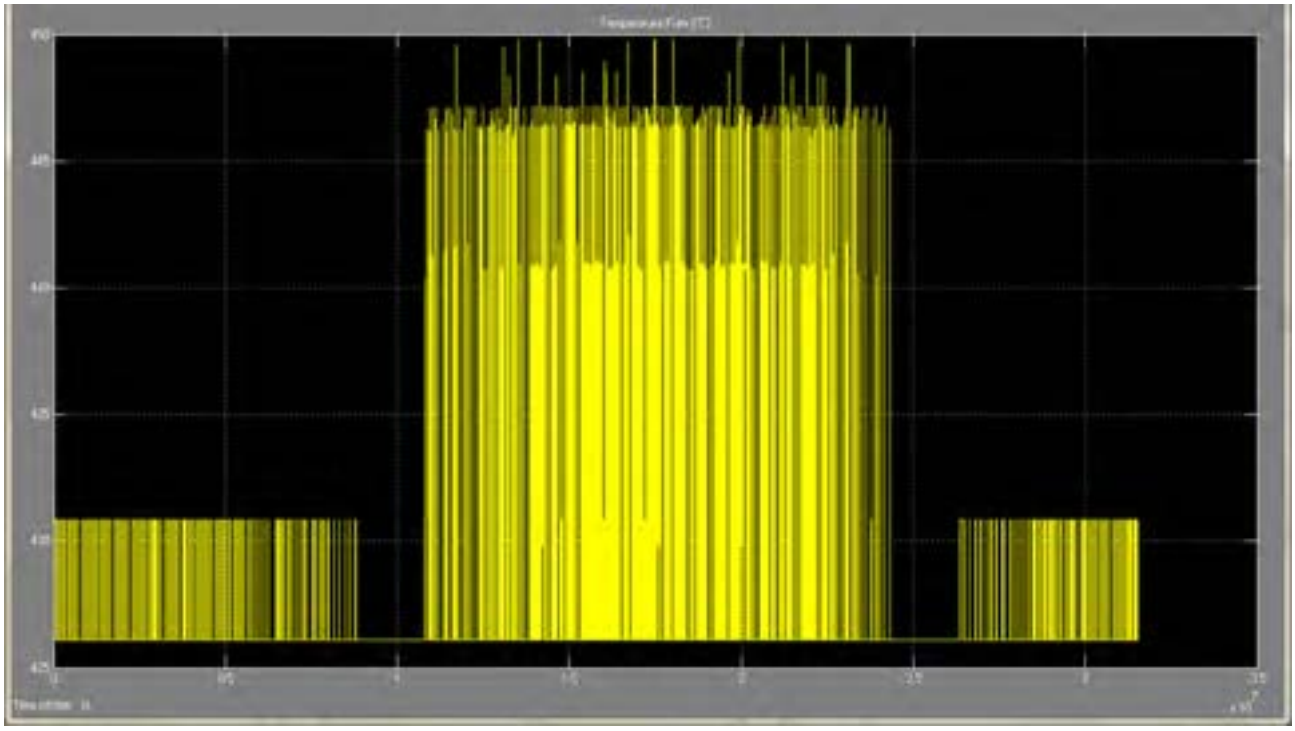

Figura 37. Blocco motore – andamento della Tfumi.

6.3 Macchina frigorifera ad assorbimento nella generazione centralizzata

Nella generazione centralizzata l'impianto trigenerativo, costituito dal motore a combustione interna e dalla macchina ad assorbimento viene esercito con modalità differenti a seconda della stagione di funzionamento. Il calore prodotto dal cogeneratore viene impiegato, in inverno, per alimentare la rete mentre in estate per alimentare la macchina frigorifera ad assorbimento ubicata in centrale, ovviamente, in inverno la macchina ad assorbimento è spenta. L'integrazione della macchina all'interno della centrale termica ha comportato diverse modifiche, necessarie a garantirne il corretto funzionamento.

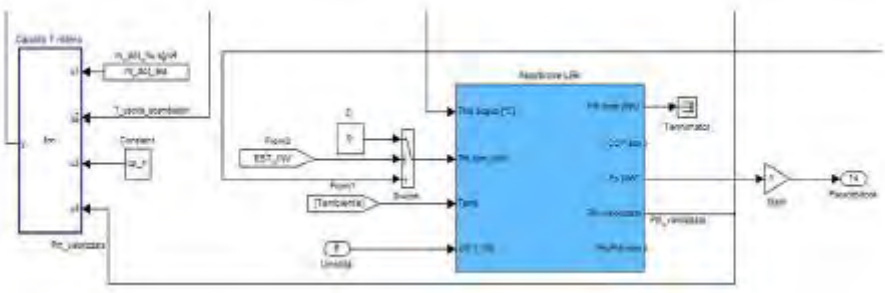

Figura 38. Generazione centralizzata - blocco assorbitore.

Nel modello di figura 38 è visibile il funzionamento della macchina ad assorbimento e dei rispettivi segnali di comando. In pratica, in inverno uno switch comandato dal segnale est_inv ne inibisce il funzionamento.
Le modalità di esercizio della macchina ad assorbimento dipendono dalla temperatura dell'acqua di alimentazione, dalla temperatura dell'aria ambiente e dalla umidità relativa . Il loro controllo viene effettuato attraverso l' implementazione nel modello di relazioni scientifiche di lookup table, ad es. la relazione per il controllo della temperatura dell'acqua di ritorno agli scambiatori.

In figura 39 si schematizza il codice di calcolo del blocco riguardante la funzione matematica di controllo della temperatura dell'acqua.

```
function y  = fcn(u1,u2,u3,u4)
% This block supports the Embedded MATLAB subset.
% See the help menu for details.
%u1=m_dot_ass
%u2=Thu,u,saf
%u3=cp_h
%u4=Pt valorizzata

if u4>0;
y=u2-5;
else
    y=u2;
end
```

Figura 39. Codice di calcolo - blocco assorbitore.

Inoltre, poiché tale caratteristica è legata alla potenza termica della MFA, è stato necessario effettuare al blocco del motore una importante modifica per controllare il funzionamento della macchina ed evitare quindi che la stessa entri in modalità di esercizio di off-design. Tale modifica permette di parzializzare il funzionamento o lo spegnimento. In pratica è stata inserita una lookup table, rappresentata in Figura 40, che agisce quando la temperatura è prossima o superiore al valore di corretto funzionamento.

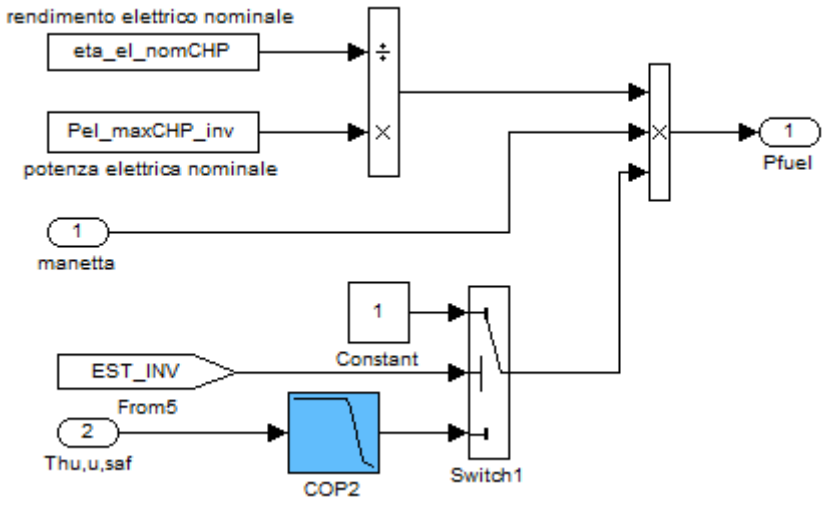

Figura 40. Blocco assorbitore.

6.4 *Macchina frigorifera ad assorbimento nella generazione distribuita*

Nella generazione distribuita di energia frigorifera, come specificato in precedenza, la MFA è posizionata presso le utenze e sostituisce quindi lo scambiatore estivo . Analogamente agli altri blocchi del modello rete, è stata effettuata una modifica alla lookup table del COP, per impedire che la macchina lavori con profili di temperature incompatibili con il regolare funzionamento o che si ottengano valori di potenze

erogate errate. La modifica effettuata porta a porre pari a zero il COP dell'assorbitore, se la temperatura di funzionamento della macchina è minore di 70°C e/o maggiori di 95°C

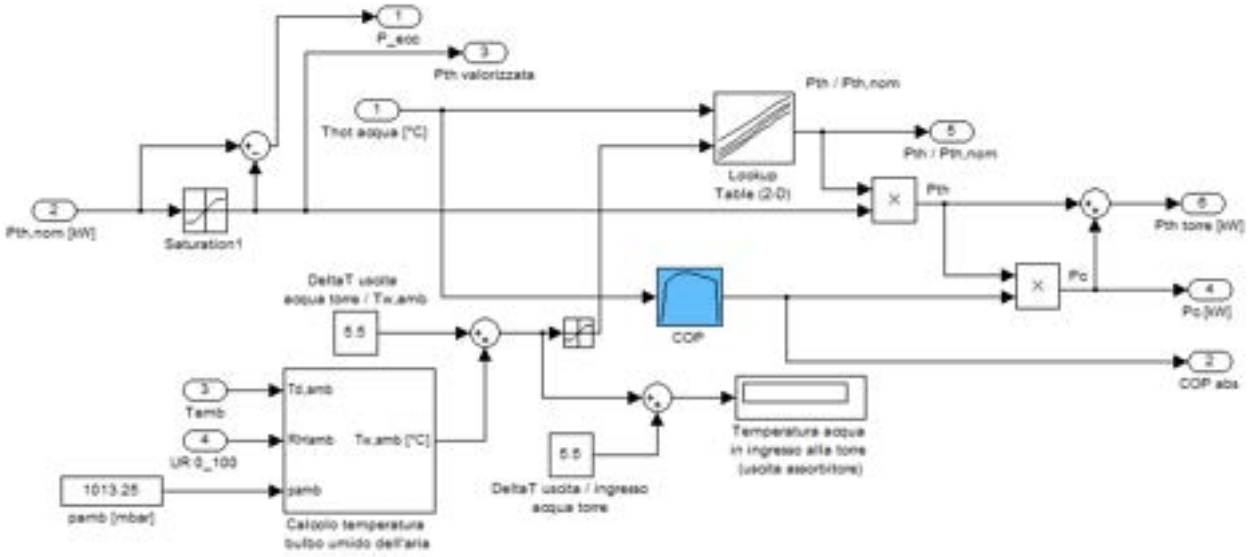

Figura 41. Blocco assorbitore con integrazioni.

Nello schema del modello di figura 41, si osserva l'inserimento di un saturatore che ha la funzione di riprodurre il corretto funzionamento della macchina, limitando la potenza utile e i valori del COP al di fuori del range di lavoro. Nelle figure 42 e 43 si osserva la precisione di calcolo del modello di simulazione, infatti, si ottiene in uscita la potenza utile di 90 kW e la potenza frigorifera di 60 kW.

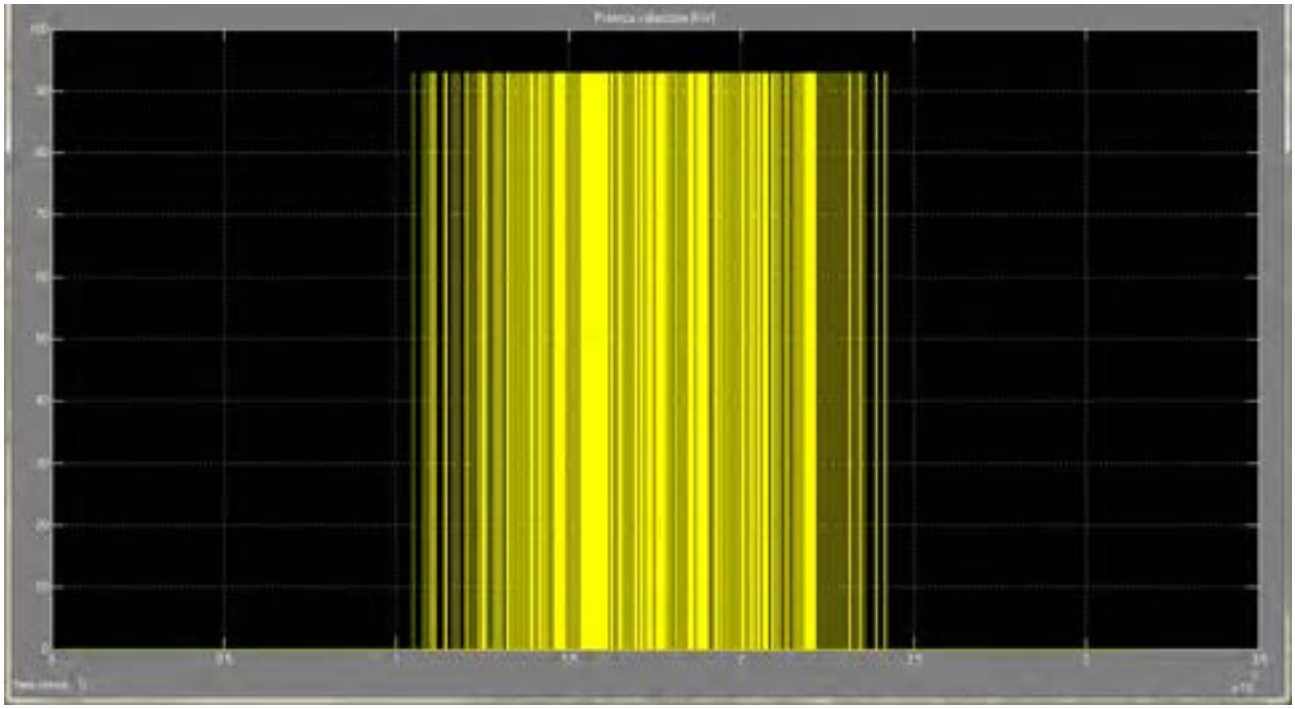

Figura 42. Potenza utile assorbitore.

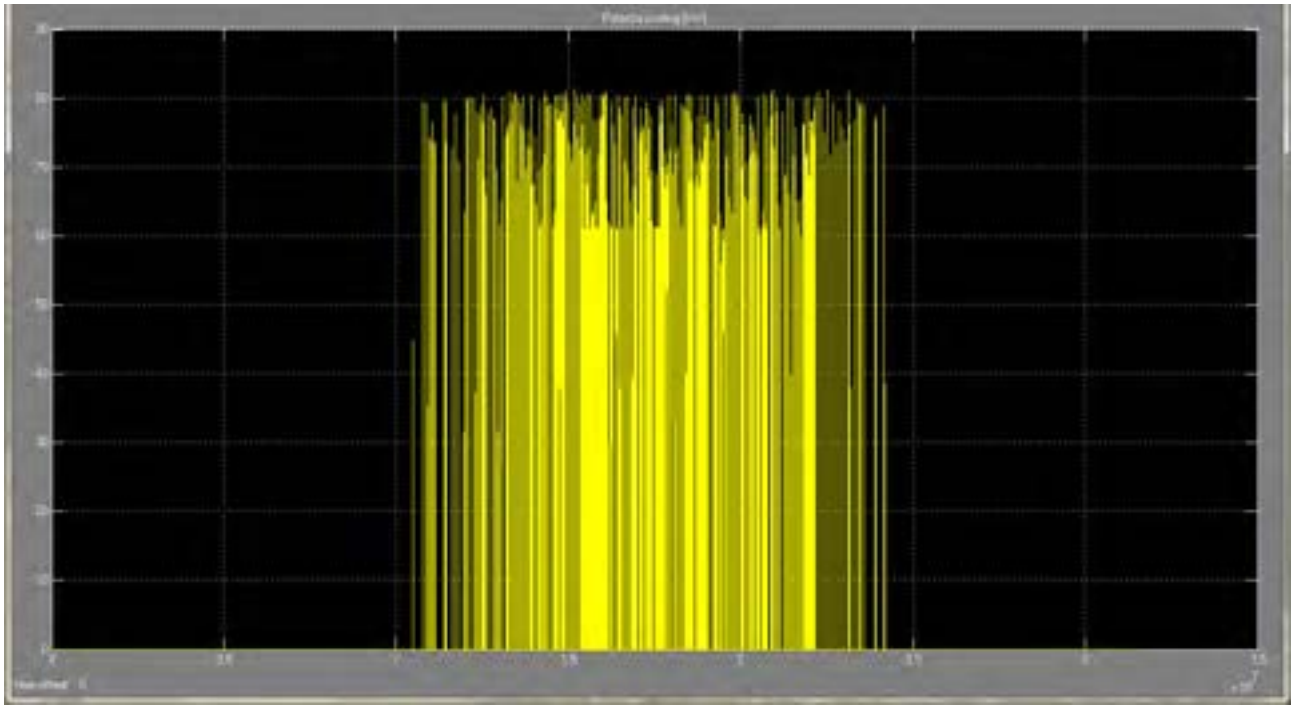

Figura 43. Potenza frigorifera assorbitore nella generazione centralizzata.

6.5 Sistema di distribuzione

La regolazione della temperatura interna, nel modello di simulazione, è affidata ad un impianto a fancoil, operante sia in regime invernale e sia in regime estivo.

Per il dimensionamento dell'impianto, per le ragioni già dette, è stata effettuata preliminarmente la valutazione puntuale dei carichi energetici. Gli edifici simulati sono stati dotati di un impianto a fancoil che consente di ottenere le condizioni di comfort termo-igrometrico (20±2°C in inverno e 26±2°C in estate) indipendentemente dalle condizioni esterne. Con i valori di temperatura definiti, si ricavano quindi il numero di fancoil necessario a raggiungere detti valori.

In Tabella 12 è riportato il numero di fancoil per tipologia di utenza e zona climatica, nella quale il funzionamento invernale è contraddistinto dal simbolo *.

Tabella 12. Terminali di emissione – n° di fancoils.

	Milano	Roma	Palermo
Destinazione utenza			
Commerciale	47	50	36*
Uffici	28	25	18*
Residenziale	12	10	6*

Nel funzionamento invernale i fancoil possono erogare una potenza termica di 2,3 kW mentre in raffrescamento estivo possono erogare una potenza di 1,75 kW.

6.6 Scambiatori rete/utenza

Il modello di rete originario, valido per il funzionamento nella sola stagione invernale, prevedeva per ogni edificio degli scambiatori di calore, non adatti al funzionamento in raffrescamento, per questo motivo il modello di partenza è stato aggiornato, modificando la parametrizzazione degli scambiatori per adattarli al teleraffrescamento.

6.6.1 Scambiatore invernale

Lo scambiatore invernale rappresentato in figura 44, è costituito dai sottosistemi elencati ai punti sottostanti.

1. Sistema di controllo che ha la funzione di non consentire:
   - Il trasferimento di calore da una sorgente fredda a una calda.
   - Il funzionamento dello scambiatore in estate.
   - Il funzionamento dello scambiatore se l' impianto è spento o se l'utenza non richiede energia.

Per poter effettuare tali controlli è stato inserito un blocco moltiplicatore al quale arrivano i segnali provenienti da:

- uno switch che invia segnale 1, se la temperatura dell'acqua di rete è superiore a quella dell'acqua dell'accumulo, oppure, invia il segnale 0 in caso contrario.
- un ingresso riportante il segnale dello schedule degli orari di accensione dell'impianto.
- una Embedded function che invia il segnale 0, se la temperatura dell'accumulo è al di sopra della temperatura standard di lavoro dei fancoil, e 1 se la temperatura è più bassa.

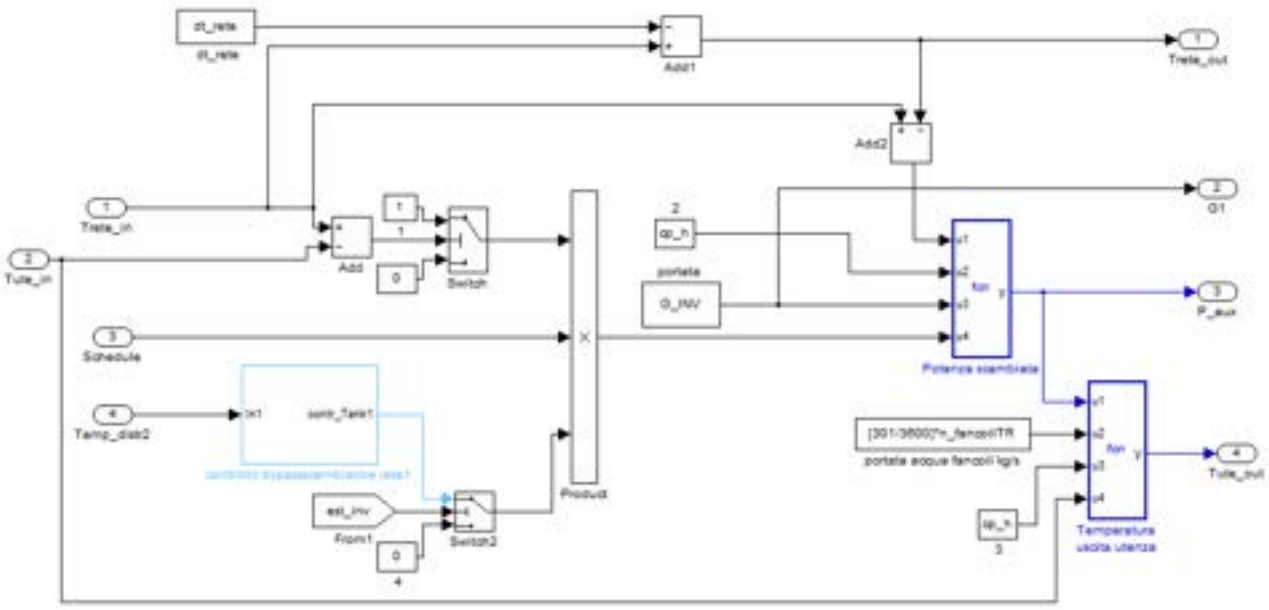

Figura 44. Blocco scambiatore invernale.

2. Sottosistema avente la funzione di calcolare la potenza scambiata nello scambiatore; esso ha la funzione di garantire che non venga estratta dallo scambiatore una potenza superiore a quella necessaria all'edificio, che potrebbe compromettere il regolare funzionamento sia dell'accumulo termico e sia della rete.
   Al suo interno sono stati impostati il ΔT a 5°C, tra la temperatura di ingresso dell'acqua di rete e quella di uscita. Il sottosistema calcola in automatico, la portata massica di acqua circolante nello

scambiatore, e nota la potenza massima richiesta dall'edificio si ricava il ΔT con la seguente relazione:

$$G_{inv} = \frac{P_{\max}}{c_p \cdot \Delta T} \qquad [\frac{kg}{s}] \qquad (6)$$

3. Il terzo sottosistema calcola la temperatura di uscita dell'acqua-utenza mediante la relazione:

$$T_{ute_out} = T_{ute_in} + \frac{P_{aux}}{G_{FC} \cdot c_p} \quad [°C] \qquad (7)$$

con

- GFC portata d'acqua circolante nell'impianto fancoil;
- Tute_in e Tute_out sono rispettivamente le temperature di ingresso e uscita dell'utenza.

Nelle figure 45, 46, 47 e 48 sono rappresentati gli andamenti delle temperature dei fancoil simulate per l'inverno. Negli andamenti riportati si osserva che i valori di temperatura sono rispondenti al corretto funzionamento con la maggiorazione di 5 °C della temperatura di uscita.

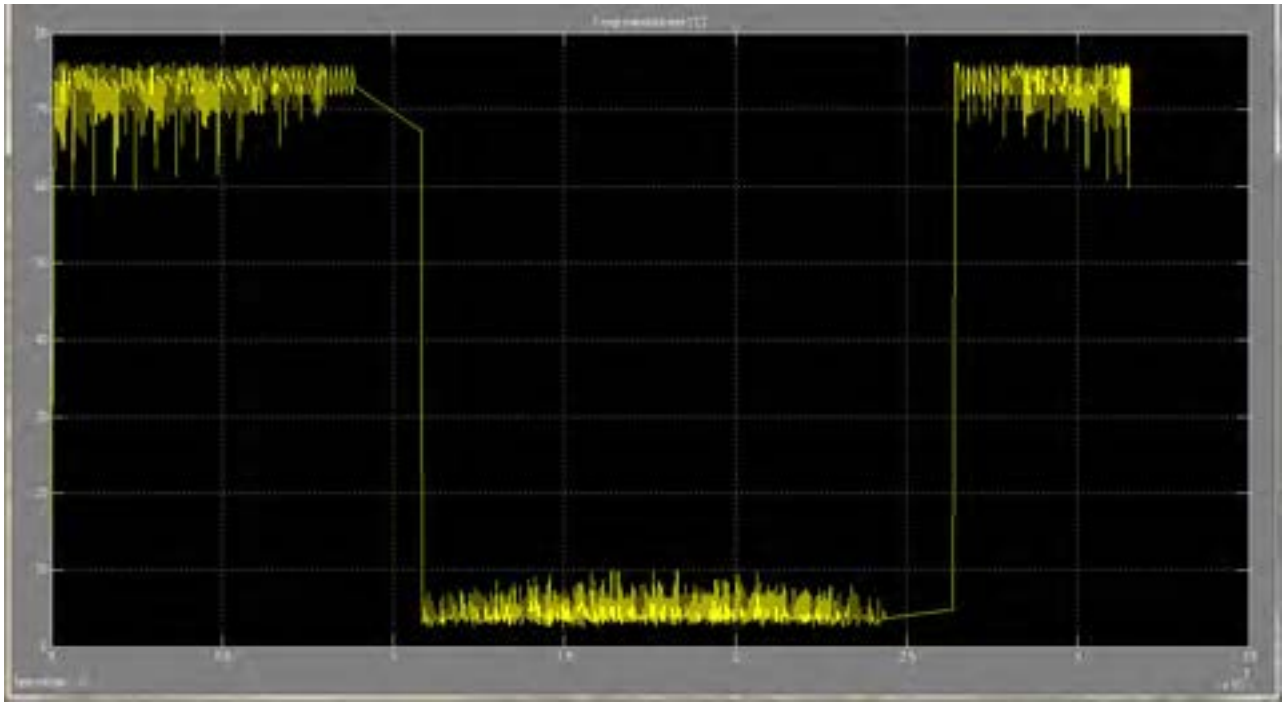

Figura 45. Andamento Temperatura rete in inverno T_retein.

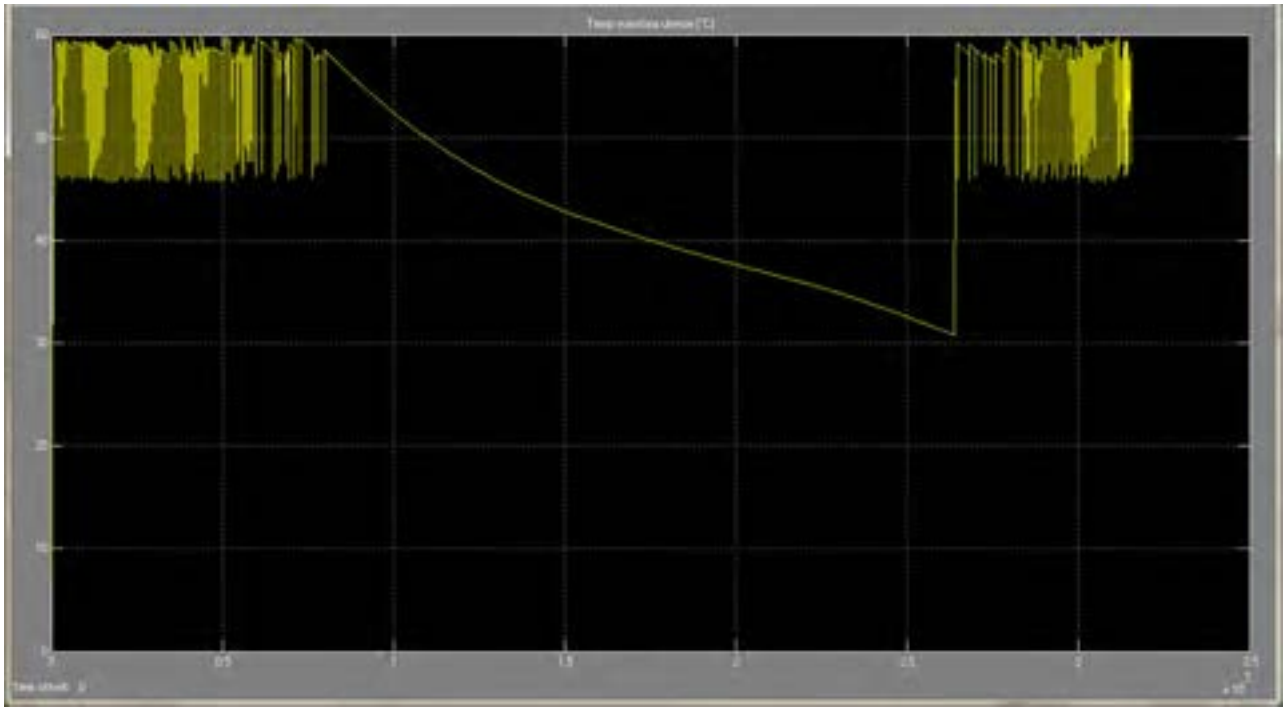

Figura 46. Andamento Temperatura d'ingresso fancoil in inverno Tute_in.

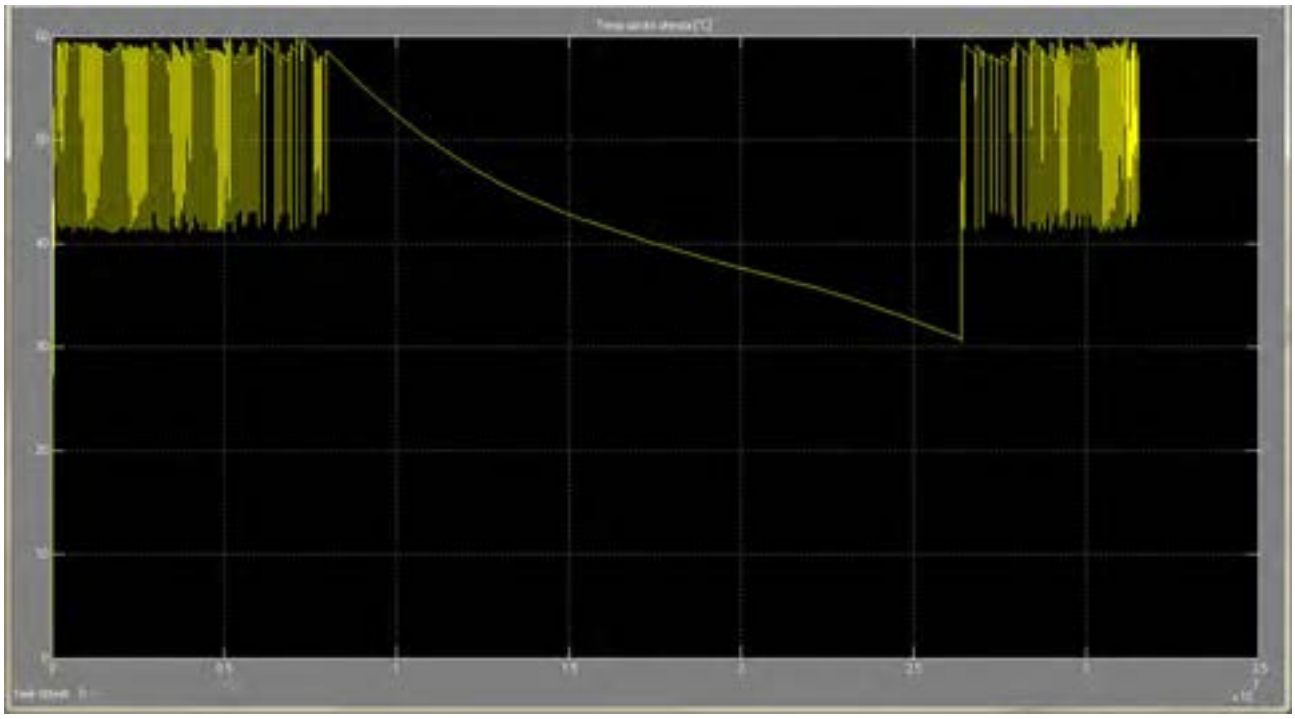

Figura 47. Andamento Temperatura uscita fancoil con una una temperatura maggiore di 5 ° C.

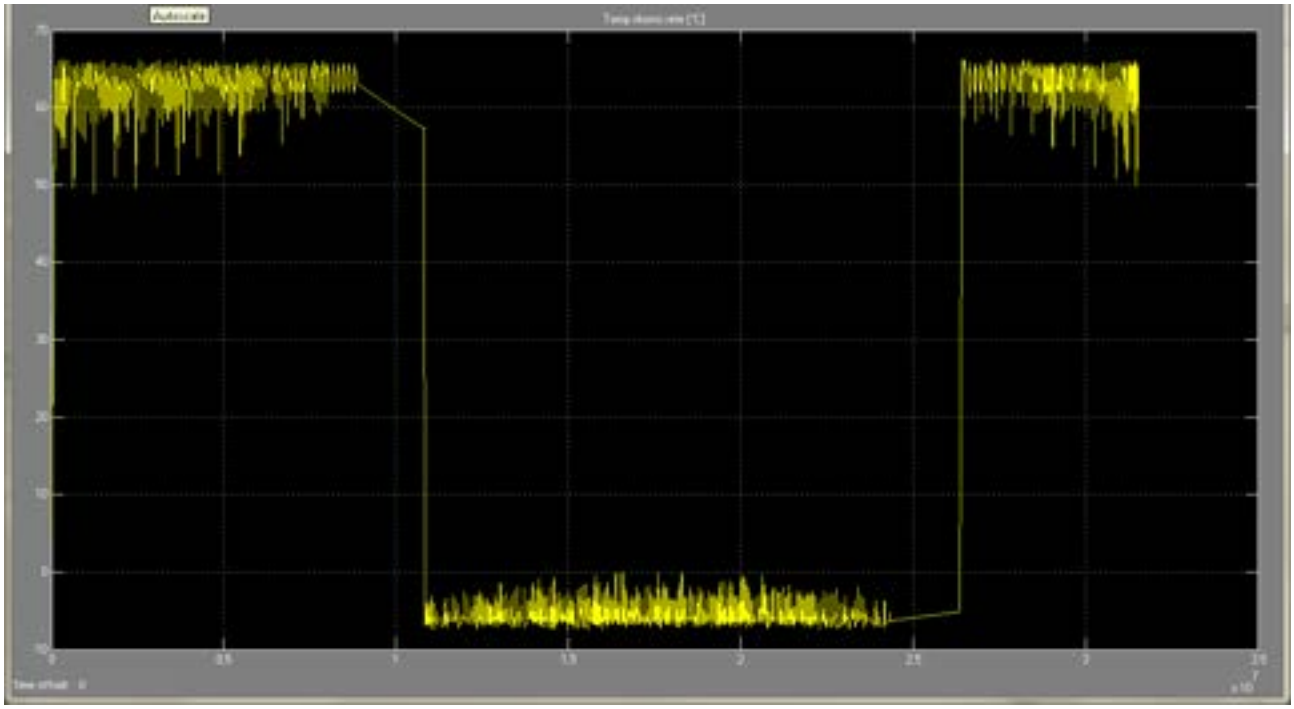

Figura 48. Andamento Temperatura uscita rete T_rete out.

6.6.2 Scambiatore estivo

Per lo scambiatore estivo vale quanto appena definito per lo scambiatore invernale. Tenendo conto delle temperature di riferimento dell'accumulo, si ottiene la temperatura di uscita applicando l'equazione (7). Nella Figura 49, si rappresenta lo schema a blocchi dello scambiatore estivo, mentre, nelle figure 50, 51, 52 e 53 si riportano gli andamenti delle temperature nel funzionamento con lo scambiatore.

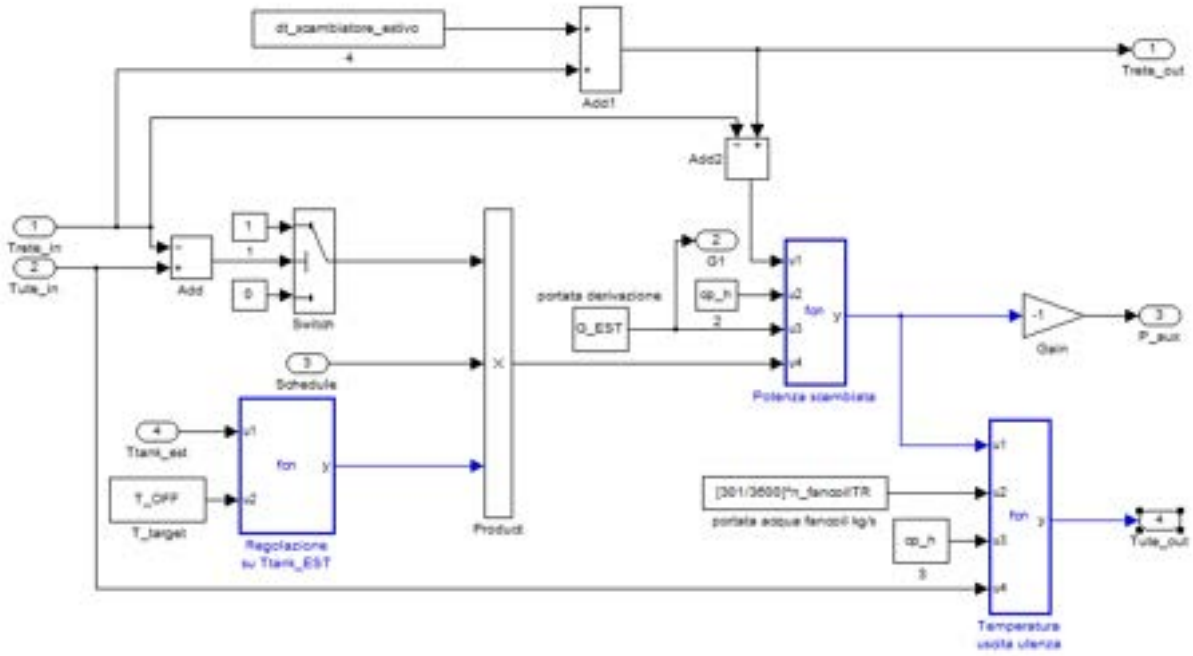

Figura 49.Schema a blocchi dello scambiatore estivo.

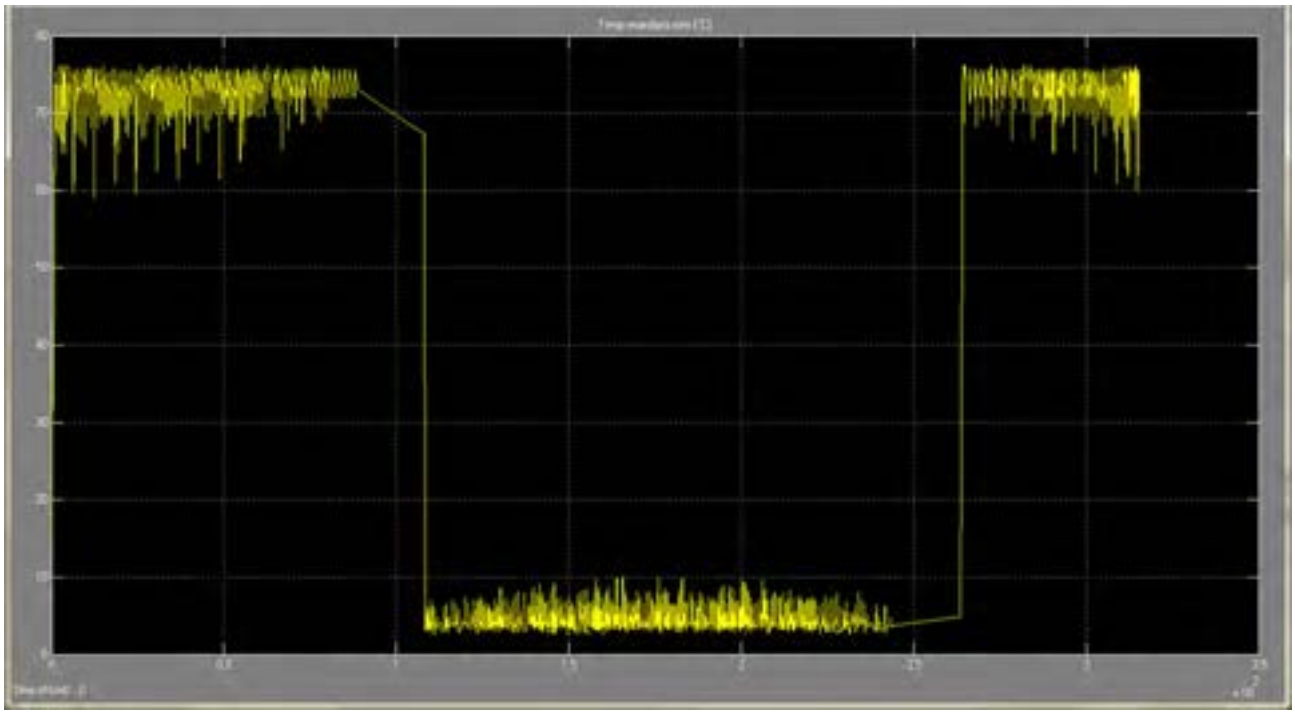

Figura 50. Andamento Temperatura rete in inverno T_retein 2.

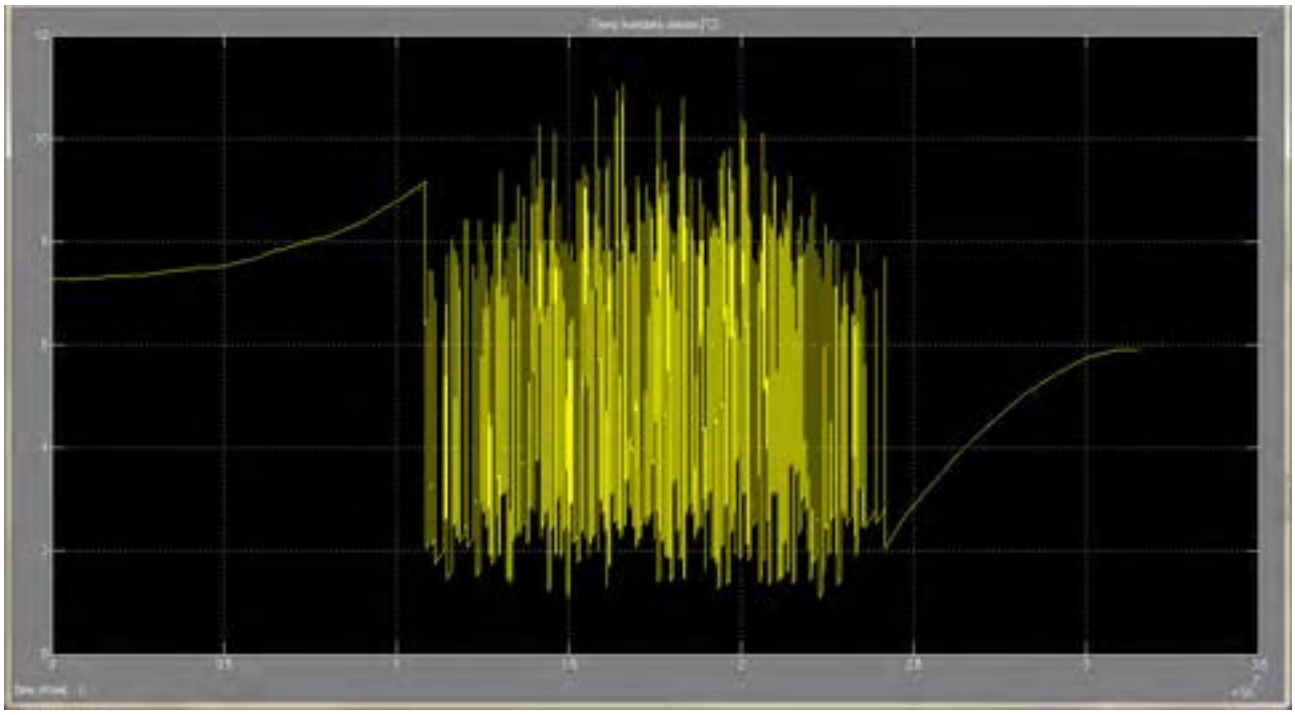

Figura 51. Andamento Temperatura d'ingresso fancoil in estate Tute_in2.

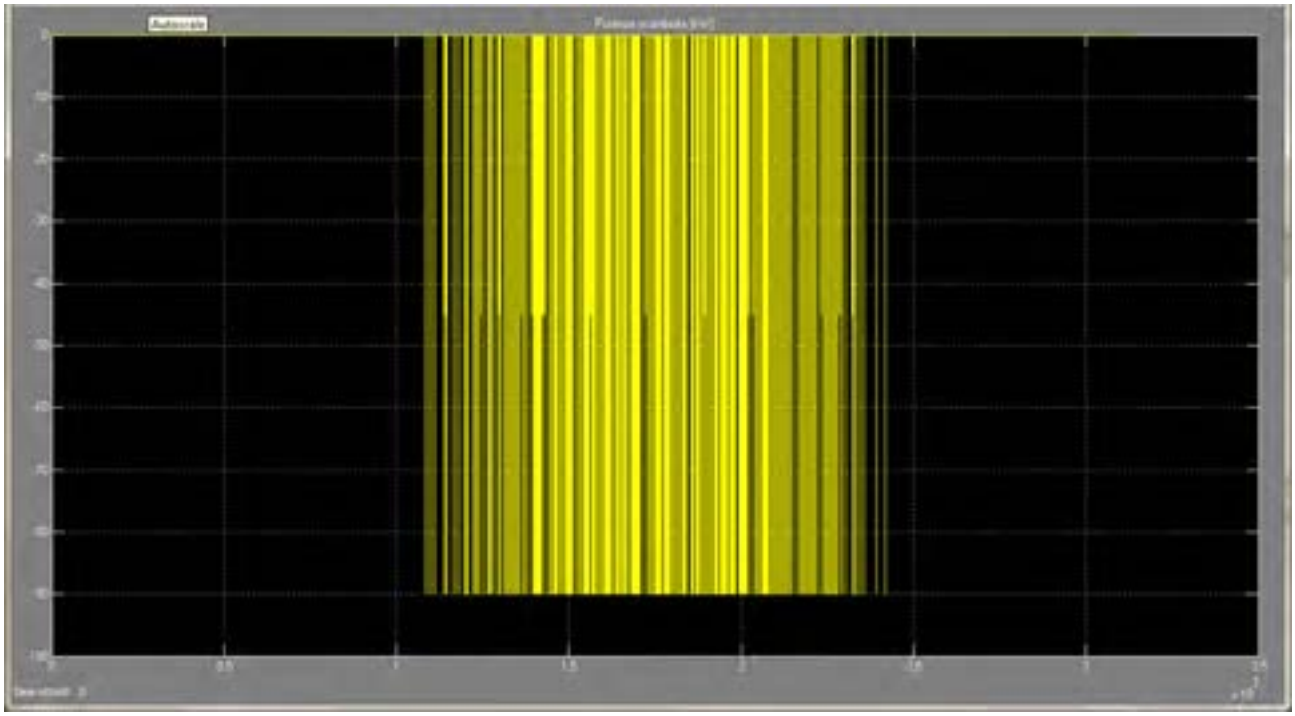

Figura 52. Andamento della potenza in estate P_aux2.

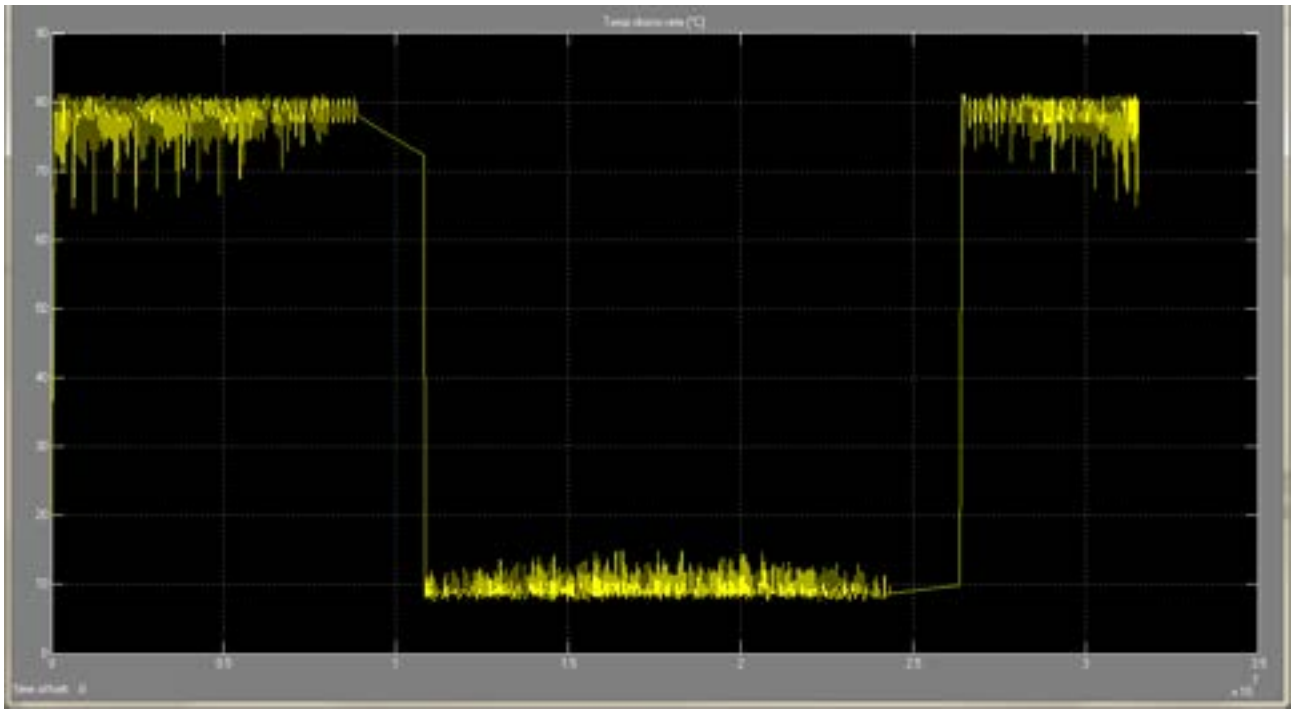

Figura 53. Andamento Temperatura della rete in estate, T_rete out2.

6.7 Controllo motore

Il controllo dell'accensione e dello spegnimento del motore primo viene fatto sulla base dei valori di temperatura dell'acqua di rete e dello schedule GTC. Per quel che concerne il controllo effettuato sulla

temperatura Ttank e quindi di rete, il tipo di controllo sarà diverso nel caso di generazione centralizzata dell'energia frigorifera e o di generazione distribuita.
Nella generazione centralizzata, come riportato in figura 54, sono presenti due controlli separati uno per il funzionamento invernale e uno per il funzionamento in estivo. In pratica, le Embedded function (come quella riportata in figura 55) restituiscono un valore uno o zero, a seconda che la temperatura del tank rientri nel range dei parametri prefissati.

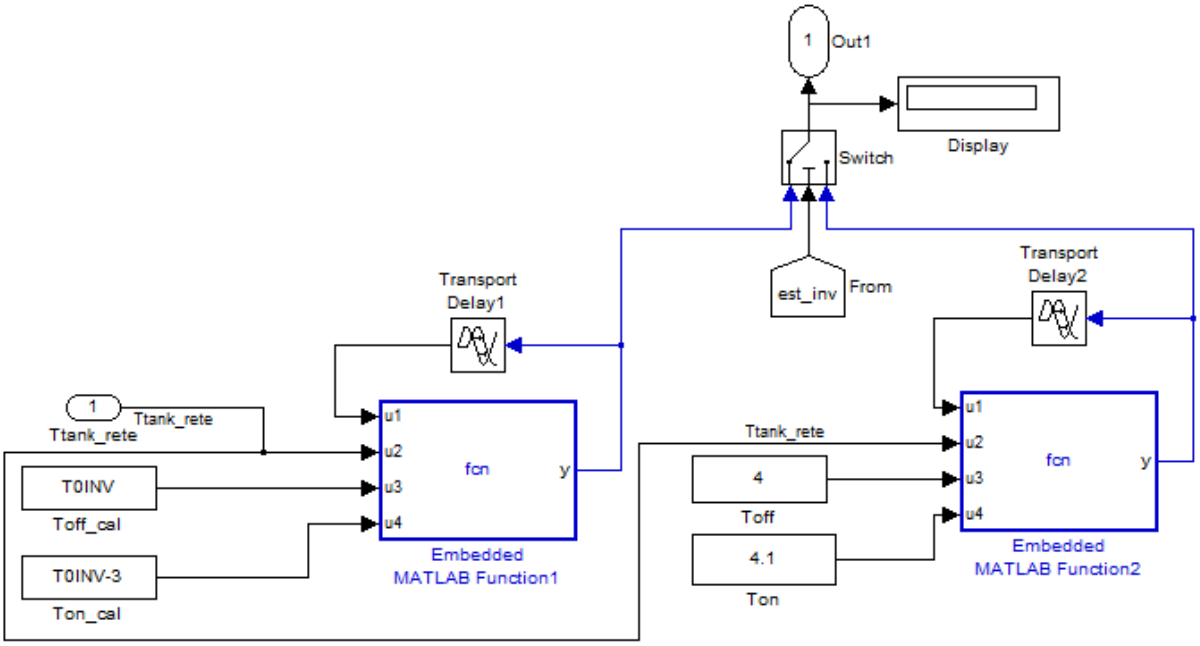

Figura 54. Generazione centralizzata. Modello blocco controllo motore.

```
1   function y = fcn(u1,u2,u3,u4)
2   % This block supports the Embedded MATLAB subset.
3   % See the help menu for details.
4
5 - Ttank=u2;
6 - Toff_cal=u3;
7 - Ton_cal=u4;
8 - y=u1;
9 - if u1==1
10 -     if (Ttank > Toff_cal)
11 -       y=0;
12       else
13 -       y=1;
14       end
15  else
16 -      if Ttank <= Ton_cal
17 -         y = 1;
18       else
19 -          y=0;
20       end
21  end
```

Figura 55. Embedded function

In inverno il valore della temperatura è di 70-67°C mentre in estate la temperatura è di 4-4,1°C. Questi valori sono quelli che permettono di mantenere la temperatura della rete intorno ai 4-8°C.
Nel caso di generazione distribuita, la rete è alimentata da un fluido termovettore ad alta temperatura, 70°C in inverno e 90°C in estate. Il controllo di conseguenza sarà diverso e come rappresentato nella figura 56 sono differenti i valori limiti fissati di temperatura, che verranno attivati da uno switch est_inv.

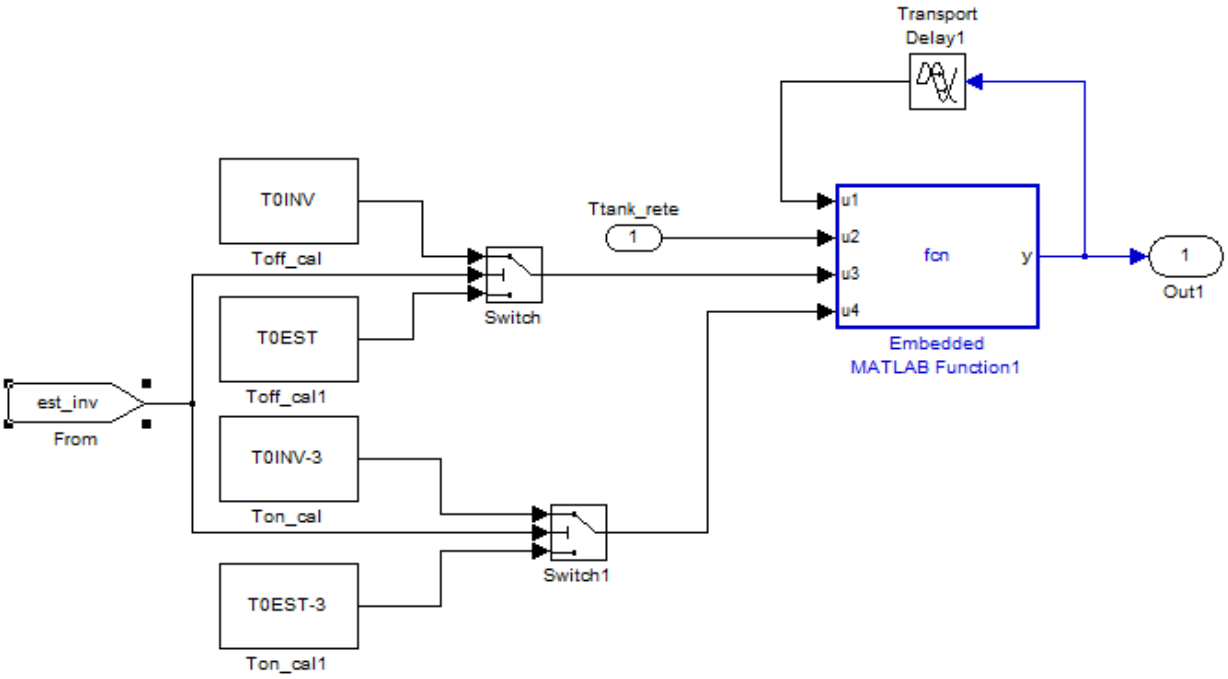

Figura 56. Generazione distribuita. Modello blocco controllo motore.

7 Descrizione scenari

7.1 Scenario zero

Questo scenario rappresenta la condizione standard di riferimento per effettuare il confronto dei risultati ottenuti dalle differenti simulazioni. In esso, dovendo rappresentare la situazione impiantistica maggiormente impiegata per la climatizzazione nazionale, sono state simulate in funzione della destinazione d'uso dell'utenza le seguenti tecnologie:

- pompa di calore (PDC) di grossa taglia per le utenze del settore commerciale;
- caldaia per il riscaldamento invernale e una pompa di calore per il raffrescamento estivo per gli edifici ad uso uffici e residenziale.

In figura 57 è riportato lo schema del modello impiegato nello scenario zero.
I singoli componenti del modello di simulazione sono stati sviluppati da ENEA nelle annualità precedenti, rimandando ai report Report RdS/2010/251 e Report RdS/2011/178 per il dettaglio; si illustra brevemente lo schema del modello della pompa di calore, rappresentato in figura 58, e le modifiche e problematiche affrontate per alcuni dei suoi componenti. Il modello si compone di due blocchi, ciascuno rappresentante, la MFC nel funzionamento invernale e estivo. Il funzionamento alternato dei due blocchi è comandato da due switch che inviano il segnale [1 o 0] all'Enable del blocco, a secondo della stagione. Al fine di garantire il più possibile, la rispondenza tra i risultati del modello sviluppato ai valori disponibili delle applicazioni reali, sono state implementate nei due blocchi delle matrici correttive.

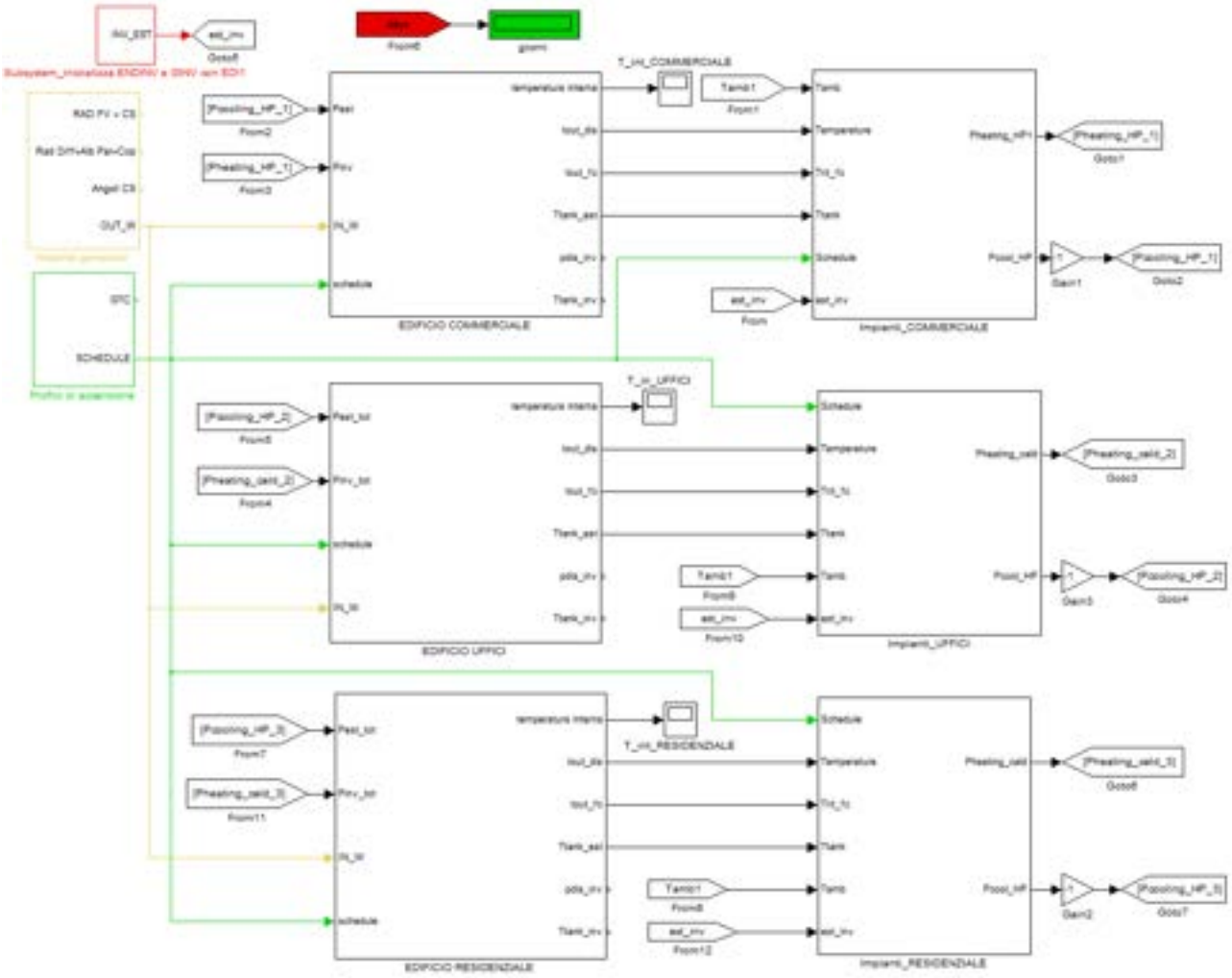

Figura 57. Modello scenario zero

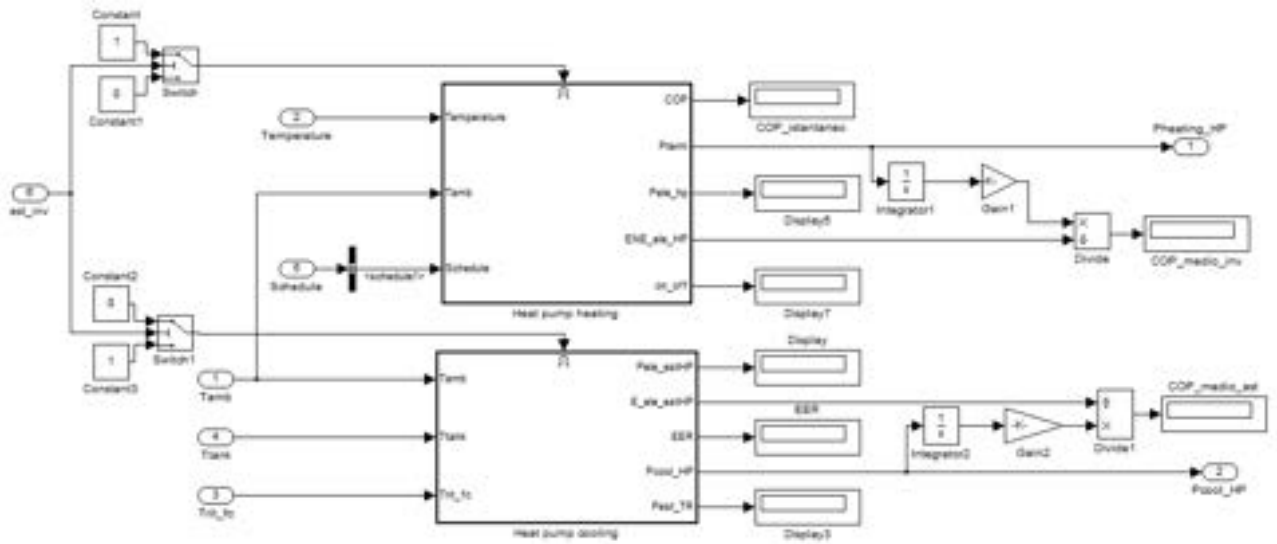

Figura 58. Modello pompa di calore.

La MFC implementata nel modello per l'edificio commerciale è caratterizzata dalle potenze di Tabella 13, differenti sia a seconda del luogo di ubicazione che della stagione di funzionamento. Per quanto riguarda i valori di COP e EER nominali sono stati considerati i valori corrispondenti ai minimi fissati per l'accesso agli incentivi fiscali sul risparmio energetico.

Tabella 13. Potenze installate
(*dimensionamento su richiesta invernale, **dimensionamento su richiesta estiva)

	Milano*	**Roma****	**Palermo****
Funzionamento	[kW_t]	[kWt]	[kWt]
Invernale	110	100	120
Estivo	100	90	110

Anche per gli edifici a destinazione d'uso uffici e residenziale è stato considerato l'impiego di una pompa di calore di taglia più piccola per la climatizzazione estiva mentre per il funzionamento invernale è stato scelto un sistema alimentato da una caldaia a gas naturale. In Tabella 14 si riportano le potenze di raffrescamento considerate in per le utenze uso uffici e residenziale. In figura 59 è rappresentato lo schema a blocchi degli impianti del modello sviluppato.

Tabella 14. Potenza di raffrescamento.

	Milano	**Roma**	**Palermo**
Destinazione utenza	[kW_t]	[kWt]	[kWt]
Uffici	45	45	65
Residenziale	18	20	20

Il modello per il funzionamento invernale è in grado di simulare caldaie con varie potenze nominali facendo variare il rendimento in base alla taglia e al tipo di regolazione. Precisamente, per taglie superiori ai 50 kW_t il η_{cald} è pari al 92% mentre al di sotto di tale soglia di potenza è stata creata una lookup table che fa variare il rendimento nel range di valori nell'intervallo [87 ÷ 92] %.

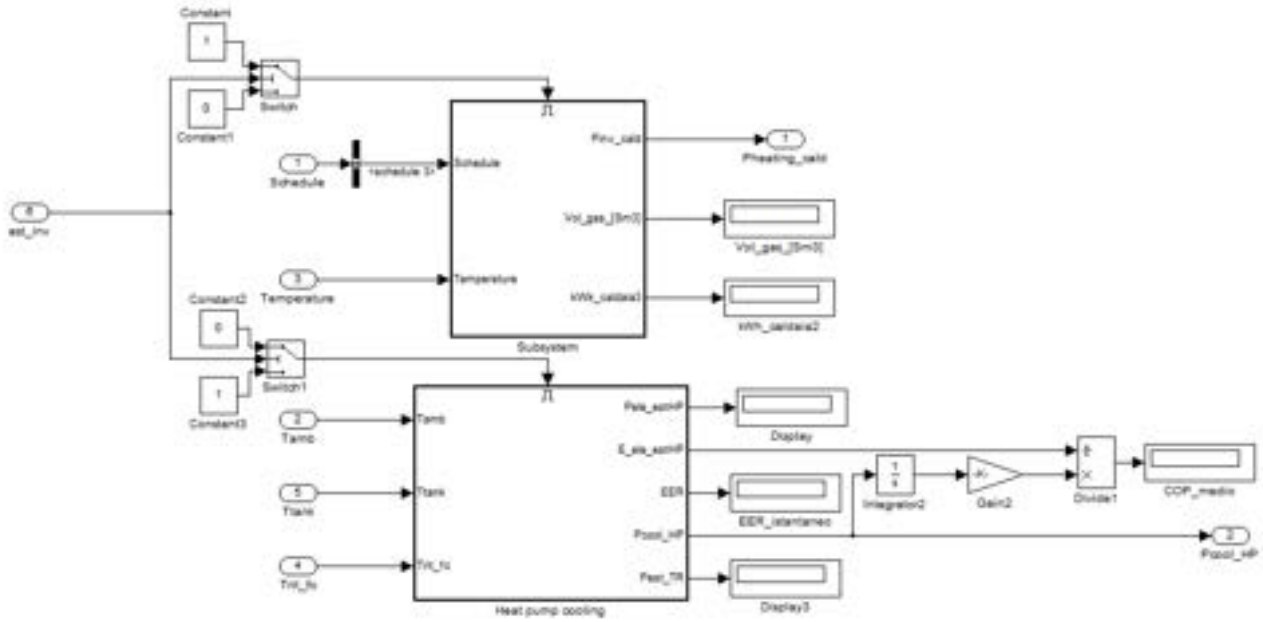

Figura 59. Schema a blocchi modello impianti.

7.2 Lo scenario con generazione centralizzata

In questo scenario, come anticipato, la rete termica distribuisce l'energia termica generata dalla MFA che viene alimentata dal motore primo. Il fluido termovettore, caldo o freddo, è distribuito alle utenze da un sistema a due tubi, uno di mandata e l'altro di ritorno, che trasportano alternativamente calore o energia frigorifera, a secondo della stagione di funzionamento.

Per questa configurazione, la temperatura di lavoro invernale scelta è di circa 70-65°C, la scelta deriva dalla necessità di attuare un compromesso tra le caratteristiche di funzionamento invernale ed estivo.

Nel funzionamento invernale le piccole portate in gioco e le elevate temperature, considerato l'elevato ΔT presente tra la temperatura del fluido termovettore e quella richiesta dalle utenze (rispettivamente 120° e <60°C), permetterebbero di adottare tubi di piccolo diametro.

Nel funzionamento estivo, il ΔT adottabile tra rete e utenza è ridotto, poiché la rete non può essere alimentata con acqua a temperatura inferiore a 4°C. Inoltre, essendo la temperatura dell'acqua richiesta compresa tra [7÷10] °C, è necessario inviare nella rete portate più elevate per garantire un adeguato scambio termico.

Pertanto, il range scelto di temperatura consente di mantenere le velocità nelle condotte entro i limiti ottimali di funzionamento sia con la portata invernale che estiva.

In Tabella 15 sono riportate le potenze del motore primo scelto (MCI) e della MFA in funzione della luogo di ubicazione.

Tabella 15. Potenza Motore primo e macchina frigorifera ad assorbimento.

	Milano	Roma	Palermo
	[kW_t]	[kWt]	[kWt]
MCI	90	90	110
MFA	70	80	95

7.3 Lo scenario con generazione distribuita

In questo scenario gli assorbitori sono localizzati presso le utenze, in figura 60 è visibile lo schema generale.

Il funzionamento della rete è distinto in funzione della stagione, di conseguenza le reti operano con differenti regimi termici . In inverno, infatti la temperatura media lavoro della rete è intorno a [65-70] °C, che ottimale in presenza di fancoil. In estate, invece, la rete alimentando le macchine ad assorbimento che hanno una temperatura di funzionamento ottimale compresa tra [70-90] °C, viene adottata una temperatura non inferiore a 70°C e neanche maggiore di 90°C (temperatura di attivazione della cristallizzazione dei Sali).

Per quando riguarda le portate, dai risultati ottenuti con le simulazioni di tutti gli scenari, è emerso che le quantità d'acqua circolante nella rete durante l'esercizio estivo sono maggiori rispetto a quelle circolanti durante l'inverno. Tale dato, rappresenta per la rete una criticità in quanto, nel funzionamento invernale, la rete lavora al di sotto delle proprie capacità.

Un'altra criticità che si è evidenziata in questo tipo di scenario è la difficoltà di gestire in maniera precisa la temperatura della rete per massimizzare il COP della macchina.

Nei periodi di massima richiesta termica si registrano abbassamenti della temperatura, che vanno ad incidere sull'efficienza della macchina. Questo problema è risolvibile facilmente aumentando l'inerzia della rete, quindi aumentando il volume del tank della centrale.

Nelle Tabelle 16 e 17 sono riportati rispettivamente la potenza installata del motore primo in centrale e degli assorbitori presso le utenze nei diversi scenari simulati.

Tabella 16. Potenza Motore Primo.

	Milano	**Roma**	**Palermo**
Motore primo	[kW_t]	[kWt]	[kWt]
MCI	90	115	130

Tabella 17 . Potenza macchina frigorifera ad assorbimento.

	Milano	**Roma**	**Palermo**
Destinazione utenza	[kW_t]	[kWt]	[kWt]
Commerciale	55	65	70
Uffici	25	30	45
Residenziale	14	19	20

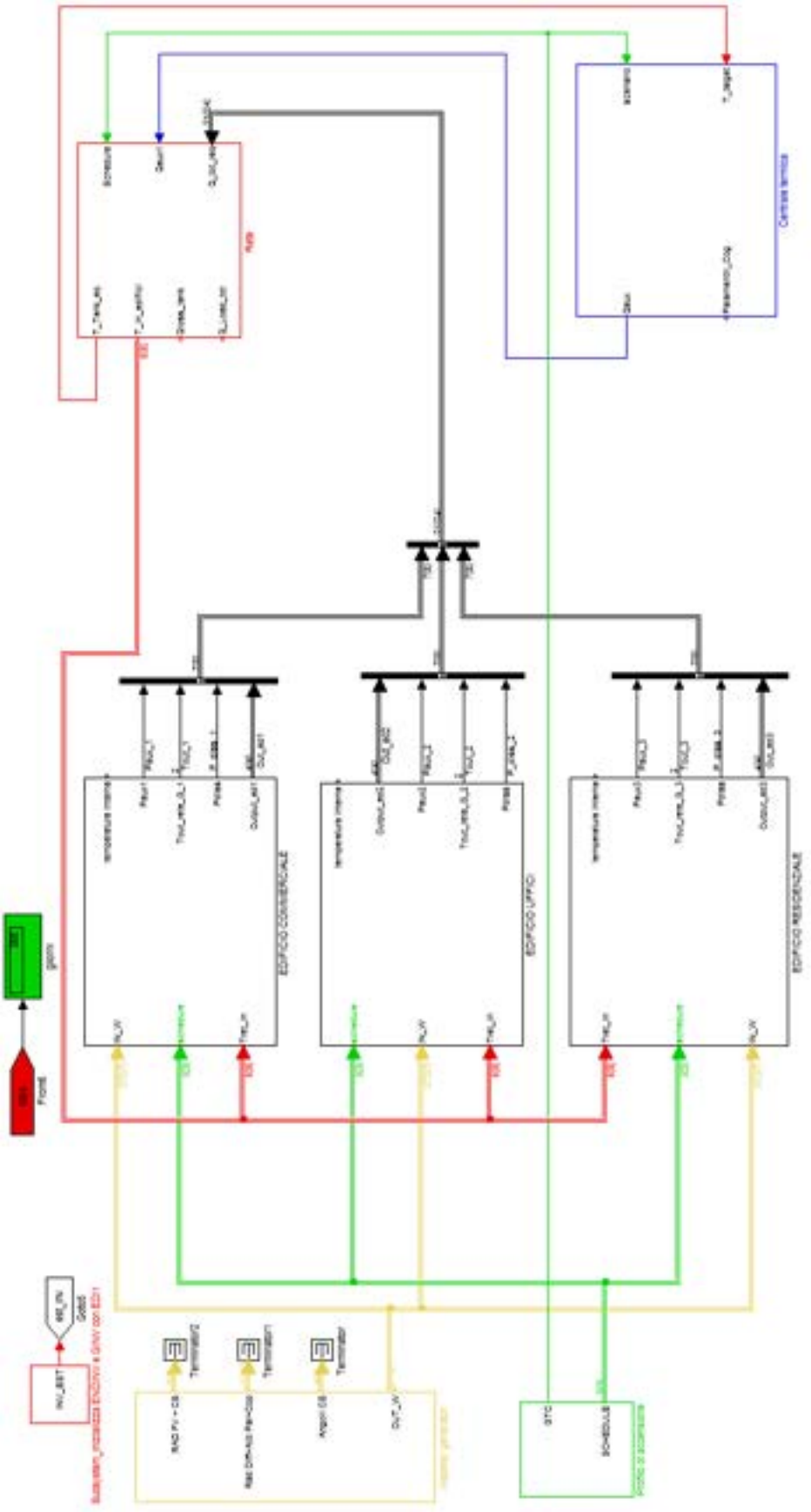

Figura 60. Schema a blocchi del modello di calcolo.

7.4 Ottimizzazione modalità di gestione utenze

Dai risultati ottenuti con le simulazioni annuali è emerso che le perdite della rete risultano costanti, pertanto influiscono in marniera incisiva sul bilancio energetico annuale.
A tal proposito, durante lo sviluppo del modello, sono state individuate le modalità ottimali di gestione della rete, con l'obiettivo di raggiungere le migliori prestazioni energetiche in fase di esercizio della rete.

A tal fine, sono stati simulati in fase di sviluppo del modello le seguenti configurazioni impiantistiche :

1) *esercizio continuo* del generatore di potenza. In questa modalità, il generatore eroga potenza indipendentemente dal carico richiesto dagli edifici, anche nel caso di richiesta nulla, in particolare è emerso che l'uscita del generatore era utile alla sola compensazione delle perdite termiche del tank e della rete. In pratica, le prestazioni energetiche annuali del sistema sono le peggiori di tutte le configurazioni scelte, avendo registrato rendimenti globali del sistema intorno al [50÷60] % .
2) *esercizio diurno* del generatore. In questa configurazione, il generatore non entra in esercizio nelle ore notturne, nelle quali è nulla la richiesta di energia termica degli edifici. Con questa modalità di esercizio si è registrato un incremento del rendimento di circa il 10%, il valore risulta ancora non ottimale, vista l'estensione della rete.
3) *esercizio stagionale* e *settimanale* discontinuo. Analogamente alle configurazioni sopra esposte, il generatore di potenza non viene esercito nei periodi in cui il carico degli edifici è nullo. In particolare, in alcune settimane dell'autunno e primavera, ovvero, quando gli edifici non richiedono carico per diversi giorni. Pertanto, effettuando in tali periodi, lo spegnimento del generatore e programmandone la sua accensione almeno una ora prima dell'orario di richiesta termica, si riescono a raggiungere i livelli termici fissati per il fluido termovettore .
4) spegnimento del generatore non appena l'ultima utenza non richiede energia;

Adottando tutte le modifiche di funzionamento sopra esposte si riescono ad ottimizzare le prestazioni della rete, raggiungendo un rendimento globale annuale della rete superiore al 90%.

A titolo esemplicativo, nei grafici di figura 61 e figura 62 sono diagrammati i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate per la città di Roma, sia nel caso di generazione distribuita e sia nel caso di generazione centralizzata.

Ogni immagine è costituita da due grafici, in alto vi è la potenza termica calda (parte positiva) o frigorifera (parte negativa) generata e nel grafico in basso è riportato l'andamento delle perdite .

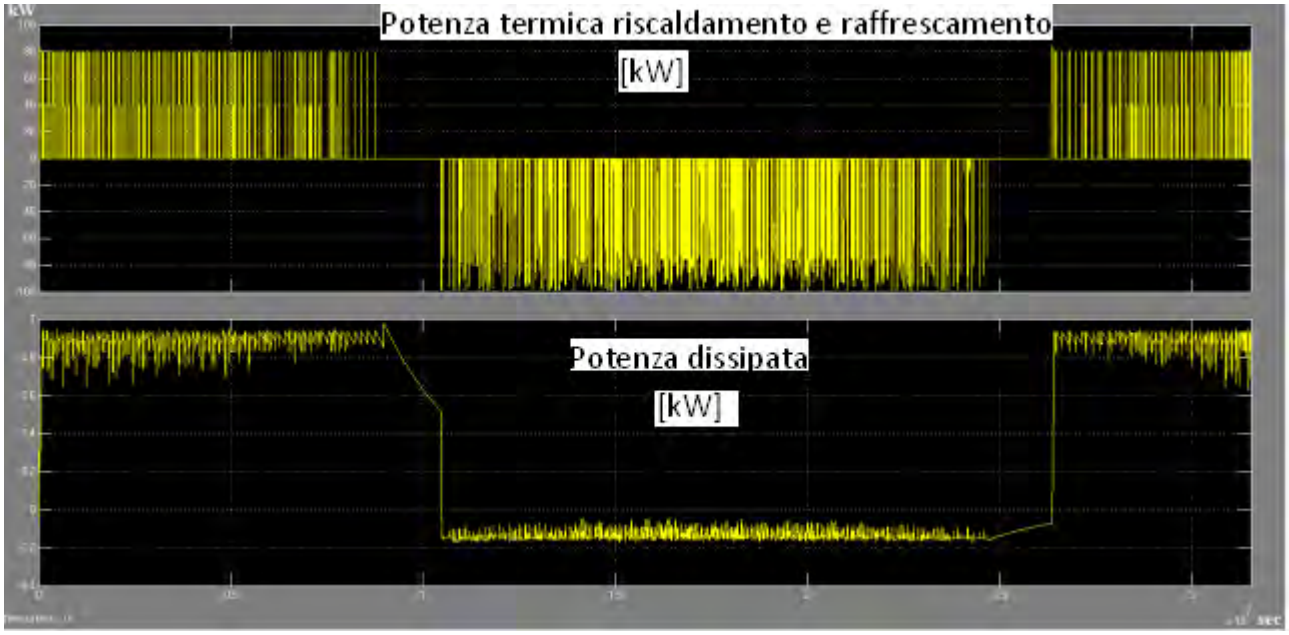

Figura 61. Configurazione generazione centralizzata.

Come si può notare le perdite nei due scenari sono molto differenti, in particolare nella configurazione in cui in rete circola fluido refrigerato, esse sono molto basse essendo ridotta la differenza di temperatura fra terreno e fluido termovettore.

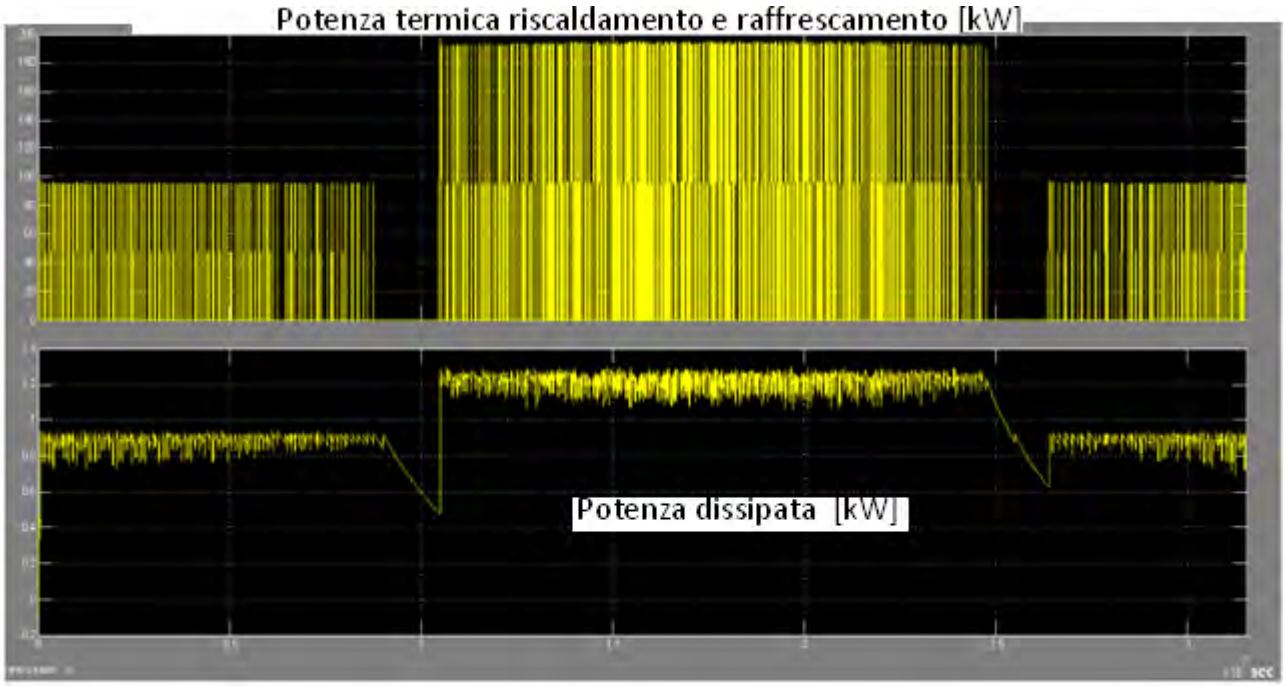

Figura 62. Configurazione generazione distribuita.

8 Risultati simulazioni

I risultati delle simulazioni di seguito presentati dimostrano come i modelli sviluppati sono in grado di rappresentare il funzionamento di una rete termica su scala locale, infatti i grafici delle figure sottostanti

evidenziano come gli andamenti delle temperature, dei modelli della rete, sono completamente rispondenti con le situazioni reali (o con dati di letteratura) e permettono il raggiungimento delle temperature di comfort desiderate, per ciascun edificio connesso alla rete.

Si può osservare nella figura 63 come nello "*scenario con generazione centralizzata*" la temperatura della rete si attesti sui 75°C per il periodo di riscaldamento e sui 6°C per quello di raffrescamento.

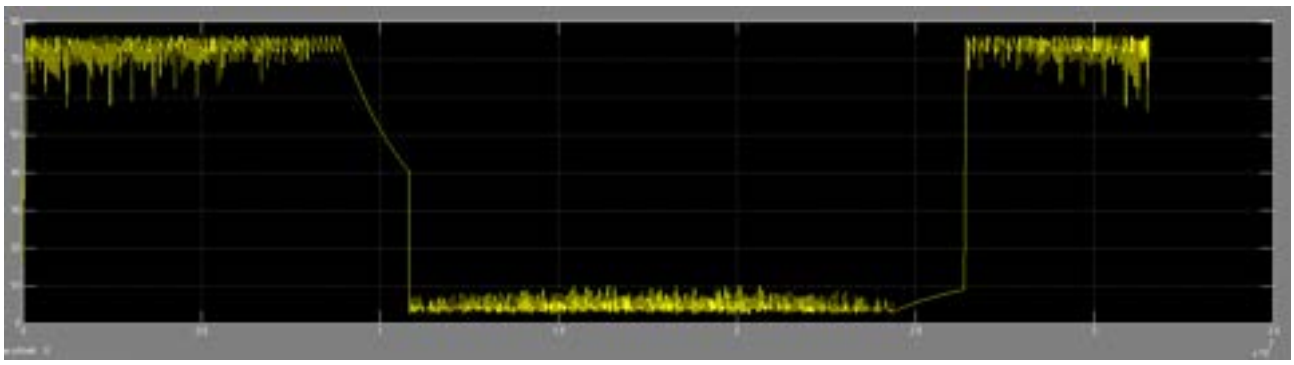

Figura 63. Profilo Temperatura [° C]. Scenario generazione centralizzata.

Nello "scenario con generazione distribuita" visibile in figura 64 invece il comportamento invernale della rete rimane inalterato, viceversa in estate la rete si porta sempre sui 90°C che coincide con la temperatura dell'acqua all'ingresso delle macchine ad assorbimento.

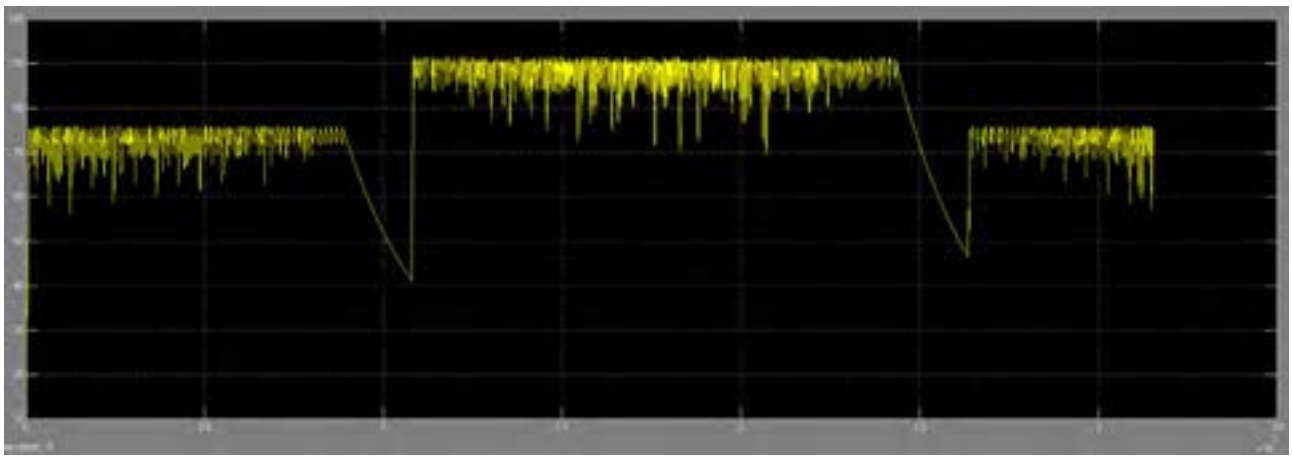

Figura 64. Profilo Temperatura [° C]. Scenario generazione distribuita.

Nello stesso grafico sono visibili, in maniera più marcata rispetto allo scenario precedente, gli intervalli temporali (approssimativamente corrispondenti ai periodi centrali della primavera e dell'autunno) in cui il MCI rimane spento per mancanza di richiesta da parte delle utenze e la temperatura della rete decresce gradualmente.

A titolo esemplificativo si riportano nelle figure 65 e 66, i risultati delle simulazioni effettuate per la città di Roma per le tre tipologie di utenze. Si evidenzia come in ciascuno scenario, l'obiettivo di raggiungere il confort interno degli edifici sia stato raggiunto, infatti le temperature durante le fasi di accensione degli impianti si attestano, con le diverse modalità legate ai profili di utilizzo, a 20°C in inverno e a 26°C in estate.

Così come riscontrabile in letteratura, la valutazione della bontà prestazionale di un sistema complesso in assetto trigenerativo è condotta ricorrendo al calcolo di appositi indici, che forniscono una valutazione

puntuale sull'efficienza energetica di un sistema di produzione dell'energia. La valutazione dell'efficienza energetica, in termini di energia primaria, effettuata tramite la determinazione di tali grandezze permette di fotografare le configurazioni impiantistiche in modo completo ed esaustivo rispetto alla semplice elaborazione dei dati sui consumi assoluti di energia termica, frigorifera e/o primaria.

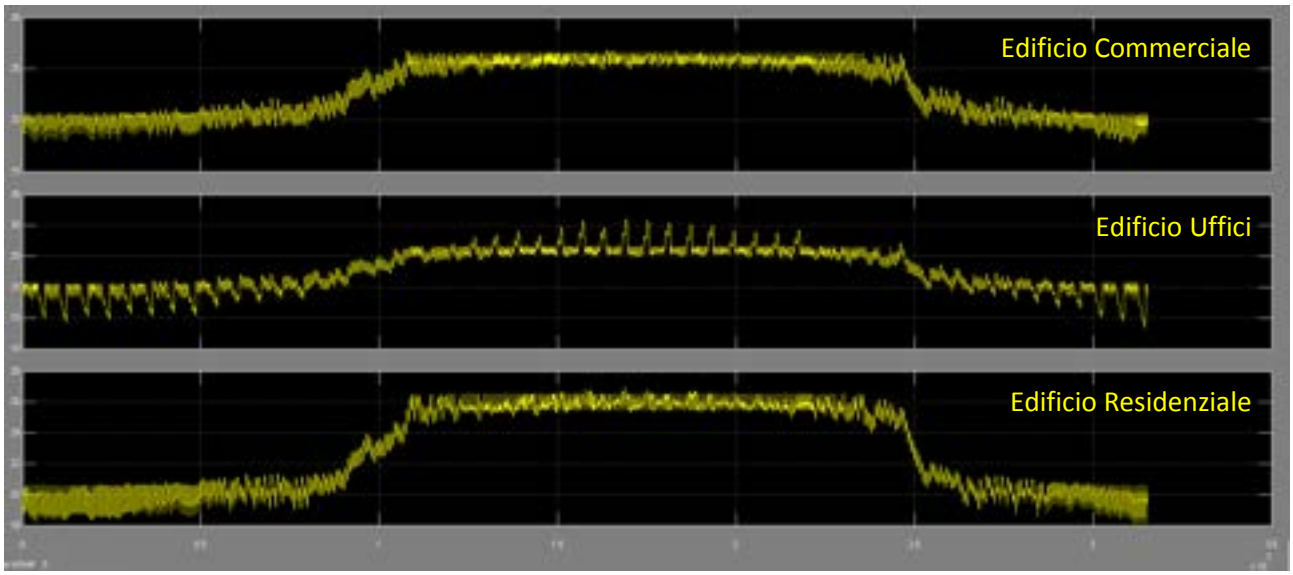

Figura 65. Profilo Temperatura [° C]. Scenario generazione centralizzata.

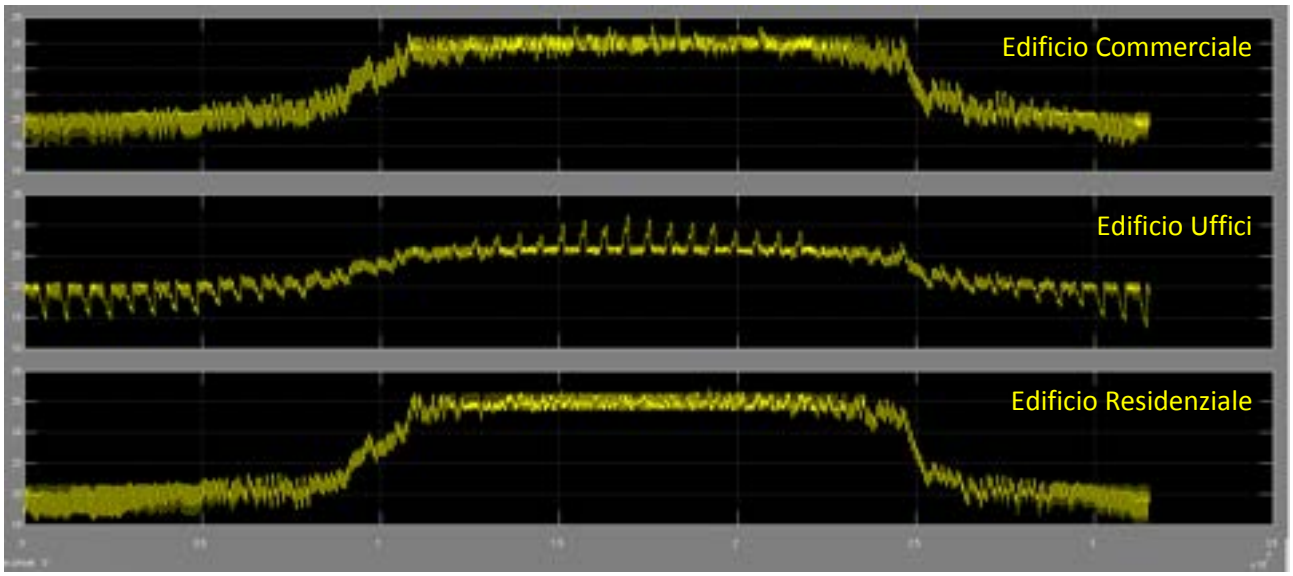

Figura 66. Profilo Temperatura [° C]. Scenario generazione distribuita.

8.1 Determinazione indici energetici

Infine, come detto, le due configurazioni di rete sviluppate sono state valutate confrontando alcuni indici energetici, scelti fra quelli più comunemente usati in letteratura e di seguito elencati:

- Rendimento di primo principio (RPP)
- Fuel Energy Saving Ratio (FESR)

- Trigeneration Primary Energy Ratio (TPES)

Il *rendimento di primo principio* è relativo al fattore di utilizzo del combustibile, esprime cioè la quota dell'energia introdotta nel sistema (attraverso il combustibile) che viene convertita energia utile:

$$\eta_I = \frac{E_e + E_t}{E_p} \tag{8}$$

con

- E_p energia primaria consumata dal motore primo
- E_e energia elettrica prodotta
- E_t energia termica prodotta

L'indice FESR è definito come il rapporto tra l'energia del combustibile risparmiata con la soluzione trigenerativa riferita all'energia consumata da un sistema tradizionale di produzione separata per ottenere lo stesso effetto utile. Questo indice è espresso dall'equazione

$$FESR = 1 - \frac{PE_{Fuel}^{MCHP} + PE_{Fuel-AS}^{GB} + PE_{El-AS}^{Grid}}{PE_{Fuel-CS}^{GB} + PE_{El-CS}^{Grid}} \tag{9}$$

dove

- PE_{Fuel}^{MCHP} , energia primaria consumata dal motore primo nello scenario trigenerativo;
- $PE_{Fuel-AS}^{GB}$, energia primaria consumata dalla caldaia integrativa nello scenario trigenerativo;
- PE_{El-AS}^{Grid} energia primaria consumata per produrre l'energia elettrica fornita dalla rete nello scenario trigenerativo;
- $PE_{Fuel-CS}^{GB}$ energia primaria consumata dalla caldaia utilizzata per produrre l'energia termica nella configurazione classica con produzione separata;
- $PE_{Fuel-CS}^{Grid}$ energia elettrica fornita dalla rete nella configurazione classica con produzione separata.

Il TPES esprime il risparmio di energia primaria di un impianto di trigenerazione rispetto alla separata produzione:

$$TPES = \frac{F^{SP} - F_Z}{F^{SP}} = 1 - \frac{F_Z}{\frac{W_Z}{\eta_e^{SP}} + \frac{Q_Z}{\eta_t^{SP}} + \frac{R_Z}{\eta_e^{SP} \cdot COP^{SP}}} \tag{10}$$

con

- F^{SP} e F_Z rappresentano rispettivamente l'energia primaria consumata della separata produzione e l'energia primaria consumata dall'impianto trigenerativo;
- W_Z rappresenta l'energia elettrica prodotta dall'impianto:
- Q_Z *e* R_Z sono rispettivamente il calore prodotto dal trigeneratore e l'energia frigorifera prodotta;
- η_t^{SP} *e* η_e^{SP} sono rispettivamente il rendimento termico ed elettrico della separata produzione;
- COP^{SP} è il coefficiente di prestazione della pompa di calore per la produzione separata di energia frigorifera.

Per i rendimenti, termico ed elettrico, della produzione separata è stato scelto il rendimento globale della rete elettrica nazionale (pari a 0,46) per quanto riguarda la produzione di energia elettrica e il valore di rendimento della caldaia utilizzata nelle simulazioni per quanto riguarda la produzione di energia termica.
Si evidenzia che per il calcolo degli indici FESR e TPES, i consumi energetici della produzione separata sono quelli forniti dallo *"scenario zero"*.

Tabella 18. Rendimento di primo principio.

	RPP		
	Milano	**Roma**	**Palermo**
CENTR.	86,62%	86,08%	84,19%
GD	84,60%	82,66%	81,13%

Tabella 19. Fuel Energy Saving Ratio.

	FESR		
	Milano	**Roma**	**Palermo**
CENTR.	9,18 %	4,24 %	2,67 %
GD	8,48 %	3,22 %	1,51 %

Tabella 20. Fuel Energy Saving Ratio.

	Trigeneration Primary Energy Ratio (TPES)		
	Milano	**Roma**	**Palermo**
CENTR.	16,38 %	10,34 %	6,51 %
GD	12,81%	5,55 %	2,33 %

Come si evince dai valori degli indici riportati nelle tabelle sopra esposte e diagrammati in figura 67, le prestazioni migliori si ottengono per lo scenario che prevede la produzione centralizzata dell'energia, sia per la climatizzazione invernale e sia estiva.

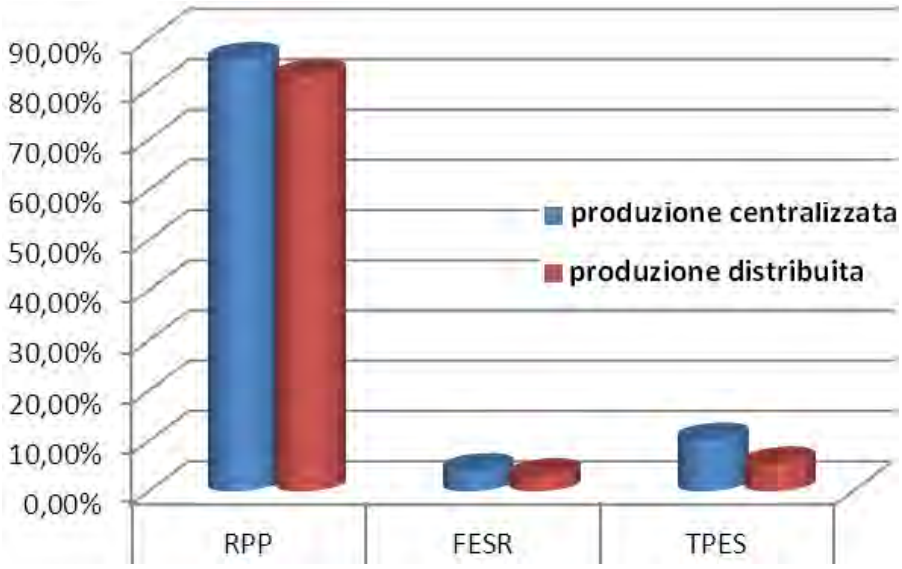

Figura 67. Indici energetici nella generazione centralizzata e distribuita [GD].

Poiché l'obiettivo dell'attività riguarda la realizzazione di un modello in grado di simulare il comportamento di una rete energetica locale per la produzione di energia termica, frigorifera ed elettrica, si rimanda ad altra sede l'analisi dettagliata dei singoli indici che richiederebbe l'analisi tecnica delle tecnologie scelte e delle relative modalità di funzionamento. Si evidenzia che, i valori degli indici sono perfettamente rispondenti e congruenti con i dati reperibili in letteratura. Si rimanda ad attività futura un' analisi dettagliata delle scelte progettuali e gestionali delle reti energetiche. Questa considerazione è avvalorata anche dalla necessità di effettuare tali analisi su una rete costituita da un numero maggiore di utenze, più rappresentativo di una situazione reale. Tuttavia la scelta di tre utenze rappresenta una situazione non reale, ma realistica in termini di consumi energetici che consente di apprezzare la bontà del modello realizzato.

9 Conclusioni

In base alle elaborazioni e simulazioni effettuate, per i differenti scenari e le configurazioni impiantistiche, è possibile affermare quanto di seguito illustrato.

La produzione di energia frigorifera centralizzata presenta risultati più soddisfacenti rispetto alla produzione distribuita, infatti, a parità di energia utile fornita è possibile impiegare una potenza inferiore rispetto alla potenza "complessiva" della produzione distribuita. Il minore utilizzo di energia termica, a parità di effetto utile, contribuisce a valorizzare l'energia termica primaria incrementando l'efficienza del sistema di produzione dell'energia nella modalità centralizzata del funzionamento estivo. A tal riguardo si evidenzia la differente incidenza della produzione estiva nei vari scenari simulati, si osserva che la produzione di energia per il soddisfacimento del fabbisogno invernale non cambia tra lo scenario centralizzato e quello distribuito, mentre, si registra un incremento nella produzione di energia nel periodo estivo. Infatti, a parità di effetto utile, è necessario produrre una maggiore quantità di calore (circa 3.000 kWh in più a Milano e circa 10.000 kWh in più a Palermo) con rendimenti di generazione ridotti e conseguente penalizzazione della produzione invernale a Roma e Palermo e della produzione estiva a Milano.

In definitiva, si può concludere che la configurazione impiantistica energeticamente più performante per la rete termica simulata è quella in cui la macchina frigorifera ad assorbimento è localizzata presso la centrale termica. Questa configurazione permette l'impiego di un motore primo e di una macchina frigorifera ad assorbimento di bassa taglia con relativi risparmi impiantitici a parità di effetto utile, riducendo quindi in maniera significativa le perdite.

10 Riferimenti bibliografici

1. K.C. Kavvadias , A.P. Tosios, Z.B. Maroulis, "Design of a combined heating, cooling and power system - Sizing, operation strategy selection and parametric analysis",Energy Conversion and Management (2010) 833-845.
2. N. Fumo, P.J. Mago, L.M. Chamra, "Emission operational strategy for combined cooling, heating, and power systems", Applied Energy 86 (2009) 2344-2350.
3. Bertini, F. Ceravolo, M. De Felice, B. Di Pietra, F. Margiotta, S. Pizzuti, G. Puglisi , " Sviluppo dell'ambiente di progettazione Optimal DESign for Smart Energy - ODESSE", Report RSE/2009/188.
4. G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, B. Di Pietra, " Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di micro cogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio", Report RSE/2009/28.
5. F. Ceravolo, B. Di Pietra, F. Margiotta, G. Puglisi, ODESSE: simulazione dinamica del sistema edificio-impianti per la climatizzazione estiva, 2010, Report RdS/2010/251
6. Bertini, L. Castellazzi, F. Ceravolo, B. Di Pietra, A. Federici, R. Iannucci, F. Margiotta, A. Pannicelli, G. Puglisi Integrazione di layout impiantistici nella piattaforma di simulazione ODESSE (Optimal DESignfor Smart Energy), 2011, Report RdS/2011/178
7. F. Ceravolo, B. Di Pietra, R. Iannucci, F. Margiotta, A. Pannicelli, G. Puglisi, Strumento per l'analisi di reti energetiche complesse in contesti civili, 2012, Report RdS/2012/078
8. Danilo Sbordone, Luigi Martirano, Maria Carmen Falvo, Sviluppo e implementazione di moduli in ambiente, Matlab-Simulink per la realizzazione di un simulatore di rete energetica distribuita, 2012, Report RdS/2012/079.