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

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Metodologie di valutazione avanzata delle prestazioni di reti energetiche termiche

Biagio Di Pietra, Loriana Pazzola, Giovanni Puglisi, Fabio Zanghirella

Report RdS/PAR2013/052

METODOLOGIE DI VALUTAZIONE AVANZATA DELLE PRESTAZIONI DI RETI ENERGETICHE TERMICHE

Biagio Di Pietra (ENEA), Loriana Pazzola (ENEA), Giovanni Puglisi (ENEA), Fabio Zanghirella (ENEA)

Settembre 2014

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

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA

Gli autori vogliono ringraziare per la preziosa collaborazione fornita nell'attività inerente l'analisi exergetica delle reti energetiche il prof. Fabio Bisegna, l'ing. Fabio Nardecchia e il laureando Simone Minniti dell'Università La Sapienza di Roma e nello sviluppo della piattaforma l'ing. Gioacchino Morosinotto.

Indice

SOMMARIO 4

1 INTRODUZIONE 5

2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI 5

2.1 AGGIORNAMENTO MODELLO DI SIMULAZIONE DELLE RETI 5
2.1.1 Configurazione modello rete con tre edifici 6
2.1.2 Modifiche modello per ridurre i tempi di simulazione 8
2.2 SVILUPPO DEL MODELLO DI SIMULAZIONE 17
2.2.1 Campo solare 17
2.2.2 Calore di scarto 20
2.2.3 Accumulo-collettore estivo 21
2.2.4 Pannelli radianti 29
2.2.5 Configurazione impiantistica complessiva rete 31

3 INDICI DI PRESTAZIONE 33

3.1 TOTAL PRIMARY ENERGY FACTORS (PEF) 34
3.2 TOTAL PRIMARY ENERGY FACTOR NON RENEWABLE (PEF_{NR}) 38
3.3 DISTRICT HEATING GLOBAL EFFICIENCY (EDH) 38
3.4 RELATIVE IMPORTANCE OF LOSSES (RIL) 39
3.5 RISULTATI 40

4 ANALISI EXERGETICA 59

5 SIMULAZIONE PRELIMINARE DI UNA RETE ENERGETICA IN UN CONTESTO REALE 66

5.1 CARATTERISTICHE DEGLI EDIFICI 66
5.2 PROFILI DI UTILIZZO 69
5.3 VERIFICA DEL MODELLO PER UNA RETE DI GRANDI DIMENSIONI 72

6 CONCLUSIONI 76

7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI 77

Sommario

Il lavoro presentato nasce dall'esigenza, emersa nella scorsa annualità, di disporre di indicatori per valutare le prestazioni di una rete in assetto di teleriscaldamento e teleraffrescamento in cui la richiesta termica è soddisfatta con sistemi a fonte fossile e rinnovabile. In particolare l'attività è stata condotta su tre linee: sviluppo e aggiornamento della piattaforma software, implementazione nella stessa piattaforma degli indici di prestazione per le reti energetiche sviluppati dal Politecnico di Torino nell'ambito di un accordo di collaborazione e analisi exergetica di reti energetiche.
La parte relativa agli indici di prestazione ha riguardato l'implementazione degli stessi nella piattaforma software e la realizzazione di una campagna di simulazioni per valutarne la robustezza e l'applicabilità in varie configurazioni di rete. Tale risultato acquista notevole importanza in quanto gli scenari energetici spingono sempre più verso configurazioni di reti in cui la percentuale di produzione energetica da fonte rinnovabile è in continua crescita; l'essersi dotati di validi indicatori rende la piattaforma in grado di rispondere pienamente all'esigenza di quantificare in modo completo le prestazioni energetiche di una rete esistente o di valutare il potenziale di una nuova realizzazione.
Inoltre la piattaforma è stata ampliata nella parte che simula la centrale di generazione, ora composta da sistemi a fonte fossile (caldaie a condensazione e non, pompe di calore, cogeneratori, macchine frigorifere ad assorbimento) e a fonte rinnovabile (campi solare termico e fotovoltaico, calore di scarto) e in grado di simulare le configurazioni più rappresentative delle stesse reti.
Infine, l'ultima parte del lavoro ha consentito di analizzare diverse configurazioni da un punto di vista exergetico, allo scopo di esaminare in dettaglio la qualità dei flussi energetici scambiati fra le varie componenti; più specificatamente, l'approccio exergetico ha consentito di valutare per ciascuna configurazione simulata il livello ottimale con cui distribuire il fluido termovettore in funzione delle esigenze dell'utenza (strettamente legate ai sistemi di emissione) e delle caratteristiche climatiche, aspetto che non emerge in modo rilevante dagli indicatori energetici. Si mette in evidenza come tale informazione si riveli di notevole valore per evidenziare l'efficenza dei flussi energetici scambiati.

1 Introduzione

Il presente obiettivo nasce dall'esigenza, emersa nella scorsa annualità, di disporre di indicatori per valutare le prestazioni di una rete in assetto di teleriscaldamento e teleraffrescamento in cui la richiesta termica è soddisfatta con sistemi a fonte fossile e rinnovabile.
In particolare, tale attività è stata svolta in collaborazione con il Politecnico di Torino, dipartimento DENERG, che si è occupato dell'analisi degli indici presenti in letteratura scientifica e della scelta di quelli più significativi e più utili all'obiettivo prefissato; il Politecnico ha, inoltre, valutato la bontà di tali indici applicandoli ai consumi energetici di una rete di teleriscaldamento ubicata nella zona sud di Torino e ha progettato il sistema di monitoraggio energetico remoto della stessa rete che sarà installato e messo in funzione nel corso della prossima annualità.
L'attività ENEA relativa agli indici di prestazione ha riguardato l'implementazione degli stessi nella piattaforma software e la realizzazione di una campagna di simulazioni per valutarne la robustezza e l'applicabilità in varie configurazioni di rete.
Inoltre è stata ampliato il modulo di generazione termica della piattaforma con l'introduzione di più sistemi a fonte rinnovabile ed è stata effettuata una analisi exergetica delle configurazioni della rete proposte che ha evidenziato come tale approccio si sia rivelato idoneo a rilevare aspetti prestazionali legati alla qualità del calore fornito e richiesto dall'utenza che l'approccio energetico (indici prestazionali) non ha consentito altrettanto chiaramente.
Con questa attività ci si è dotati di indicatori che possano permettere un esame più approfondito delle prestazioni termiche di una rete energetica e per poter così valutare non solo il raggiungimento dell'obiettivo (confort termico delle utenze) ma anche, nella fase preliminare di progettazione, la scelta della configurazione impiantistica ottimale o la strategia di gestione migliore per una rete esistente.
Si precisa che l'obiettivo finale di questa attività non è quello di fornire indicazioni generali sulle configurazioni di rete energetiche più efficienti o su come ottimizzare la gestione di una rete esistente, ma di mettere a punto degli indicatori, per cui le configurazioni simulate e i risultati prodotti hanno l'unico scopo di validare tali indicatori.
A completamento dell'attività di sviluppo della piattaforma di simulazione, in anticipo rispetto alle attività programmate per l'anno prossimo si è avviato un caso studio reale, con il duplice scopo di verificare le potenzialità della piattaforma come strumento di pianificazione e fornire delle informazioni tecnico-economiche sulle potenzialità delle reti energetiche. Per quest'ultimo motivo è stato scelto un distretto urbano di Roma con caratteristiche di replicabilità molto elevate.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 Aggiornamento modello di simulazione delle reti

Per poter effettuare le simulazioni necessarie a mettere a punto gli algoritmi per il calcolo degli indici di prestazione delle reti e aggiornare il modello sviluppato nelle annualità precedenti in modo da determinare i parametri energetici necessari per il calcolo degli indicatori, si è reso necessario modificare il modello per ridurre i tempi di calcolo della simulazione annuale.
Tale esigenza si rende necessaria anche nell'ottica di simulare e valutare le prestazioni di una rete con un elevato numero di utenze.
In particolare la prima parte del lavoro è stata effettuata con il modello di rete comprendenti 3 edifici utilizzato nella scorsa annualità in modo da poter effettuare una comparazione dei risultati. Per una descrizione più dettagliata della configurazione della rete e degli edifici si rimanda [1], mentre in questo documento si riportano sinteticamente le informazioni necessarie a valutare i risultati che saranno descritti nei paragrafi successivi.

2.1.1 Configurazione modello rete con tre edifici

Le configurazioni di rete scelte sono due:

- *scenario con generazione centralizzata:* la generazione termica (cogeneratore con motore endotermico, CHP) e frigorifera (macchina frigorifera ad assorbimento, AHP) avviene nella centrale e la distribuzione del fluido termovettore è unica (caldo in inverno e freddo in estate);
- *scenario con generazione distribuita:* nella centrale termica è posizionato il solo generatore termico (cogeneratore con motore endotermico, CHP) mentre il fluido freddo è generato localmente presso le utenze mediante macchine ad assorbimento; la rete di distribuzione è caratterizzata sempre da fluido termovettore caldo ma con diverse temperature operative in inverno ed estate.

La rete serve tre utenze, una commerciale una ad uso uffici e una residenziale secondo lo schema di figura 1, che prevede una dorsale principale (tratti L0 e L2) e tre diramazioni (L3 e L4)[1].

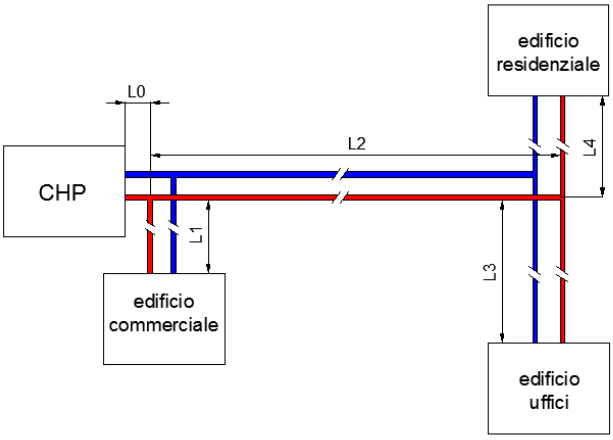

Figura 1 – schema rete 3 edifici

Le simulazioni sono state effettuate per Milano, Roma e Palermo con la stessa topologia geometrica della rete, ma variando le portate e le potenze dei generatori, come di seguito riportato.

La portata circolante è variabile nei singoli tratti in funzione delle velocità massime ammissibili (in condizioni reali di esercizio); le tabelle 1 e 2 riportano i valori di portate e diametro interno adottati.

Tabella 1 - diametri interni tubazioni 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

[1] Le dimensioni dei singoli tratti sono: L0=4 m, L1=4 m; L2=375 m; L3=125 m; L4=100 m

Tabella 2 - Portate dei singoli 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

Per rendere validi i risultati ottenuti con il modello di rete simulato, seppur semplificato come numero di utenze, i valori dei parametri da cui dipendono le perdite energetiche sono stati scelti con particolare attenzione e sulla base di reali scelte progettuali.
La tabella 3 riporta le trasmittanze in funzione del diametro delle condotte: gli altri parametri sono: conducibilità termica del suolo pari a $1{,}2\frac{W}{m\cdot K}$, conducibilità dell'isolante di $0.040\frac{W}{m\cdot K}$, conducibilità della tubazione in Pex pari a=$0.38\frac{W}{m\cdot K}$ e prodondità dello scavo di 0,5 m.

Tabella 3 – Trasmittanze condotte in funzione del diametro

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

Infine le tabelle 4, 5 e 6 riportano le potenze dei generatori termici e frigoriferi simulati, differenziati per Milano, Roma e Palermo.

Tabella 4 - Potenze CHP e AHP nello scenario centralizzato

	Milano	Roma	Palermo
	[kW$_t$]	[kWt]	[kWt]
MCI	90	90	110
MFA	70	80	95

Tabella 5 - Potenza CHP nello scenario distribuito

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

Tabella 6 - Potenza AHP nello scenario distribuito

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

2.1.2 Modifiche modello per ridurre i tempi di simulazione

Si premette che per gli obiettivi delle valutazioni prestazionali delle reti in regime di simulazioni dinamiche non sono state prese in considerazione simulazioni parziali (mensili o stagionali) in quanto l'obiettivo principale del triennio è la realizzazione di una piattaforma dinamica e quindi è necessario valutare che tutte le modifiche effettuate sul modello non diano luogo a situazioni che possano mettere in crisi lo stesso modello.
La prima modifica ha riguardato il modulo edificio, composto dai blocchi:

- *calcolo temperatura*, in cui è impostata l'equazione differenziale per calcolare l'andamento della temperatura interna dell'edificio (monozona),
- *distribuzione*, in cui, sono simulati i sistemi di distribuzione ed emissione dell'impianto termico dell'edificio, differenziati per regime di funzionamento invernale ed estivo,
- *accumuli,* avente lo scopo di simulare l'accumulo termico fisico se presente e l'inerzia termica del sistema di distribuzione dell'edificio (volume di acqua contenuto nelle condotte di distribuzione)
- *scambiatore*, costituente l'interfaccia di collegamento edificio- rete termica.

Si è pensato di sostituire il blocco *calcolo temperatura* con un profilo di temperatura predeterminato e calcolato dal blocco completo dell'edifico.
La scelta risiede nella complessità di tale blocco dovuta al calcolo, ad ogni iterazione, delle singole componenti costituenti l'involucro edilizio, per ognuna delle 24 ore precedenti l'istante di calcolo, necessarie alla determinazione dei fattori di peso (CTSF, conduction time series factors[2]) della trasmittanza termica.
Ovviamente in questo modo si perde l'interazione dell'edifico stesso con la rete e si assume, implicitamente, l'ipotesi che la rete riesca sempre a soddisfare la richiesta termica dell'edificio, garantendo il raggiungimento della temperatura di riferimento scelta.
Si precisa che questa scelta sarà adottata solo nella fase di sviluppo mentre in sede di presentazione dei risultati definitivi si ritornerà alla versione con il blocco edificio completo; inoltre ai fini del calcolo degli indici tale ipotesi è ininfluente in quanto il modello utilizzato sarà sempre il medesimo e preventivamente messo a punto.
In particolare la creazione del profilo è stata effettuata memorizzando l'andamento della temperatura del modello originale in un file formato mat, usato da matlab per salvare i valori di una variabile dal workspace, mediante il blocco "to file"; nel modello semplificato è stato introdotto il modulo di matlab denominato "from File". Per garantire il minor errore possibile i files sono stati creati con un numero di dati, 35040, pari agli step simulati (un anno di simulazione con passo temporale di 900 secondi).

[2] Report RdS/2010/251

La verifica sull'errore così introdotto è stata effettuata confrontando (per la sola località di Roma) i dati energetici del blocco rete e gli andamenti della temperatura dell'accumulo rete, riportati nella Tabella 7 e gli andamenti della potenza complessiva richiesta dalle utenze e generata dal cogeneratore, riportati in Figura 2, Figura 3,Figura 4 e Figura 5.

Tabella 7- Confronto energie modello originale e semplificato

SCENARIO CENTRALIZZATO				
	Energia richiesta [kWh]	Energia fornita [kWh]	Perdite rete [kWh]	Perdite accumulo [kWh]
MOD. ORIGINALE	125480	128758	4389	1471
MOD. CON PROF. T	125356	128654	4388	1471
DIFFERENZA	124	104	1	0
DIFFERENZA [%]	0,10%	0,08%	0,02%	0,00%

Dall'esame della Tabella 7- Confronto energie modello originale e semplificato si evince come l'errore così commesso sia inferiore allo 0,1% nel caso peggiore e quindi trascurabile. Anche il confronto degli andamenti delle potenze evidenzia la corrispondenza dei due casi.

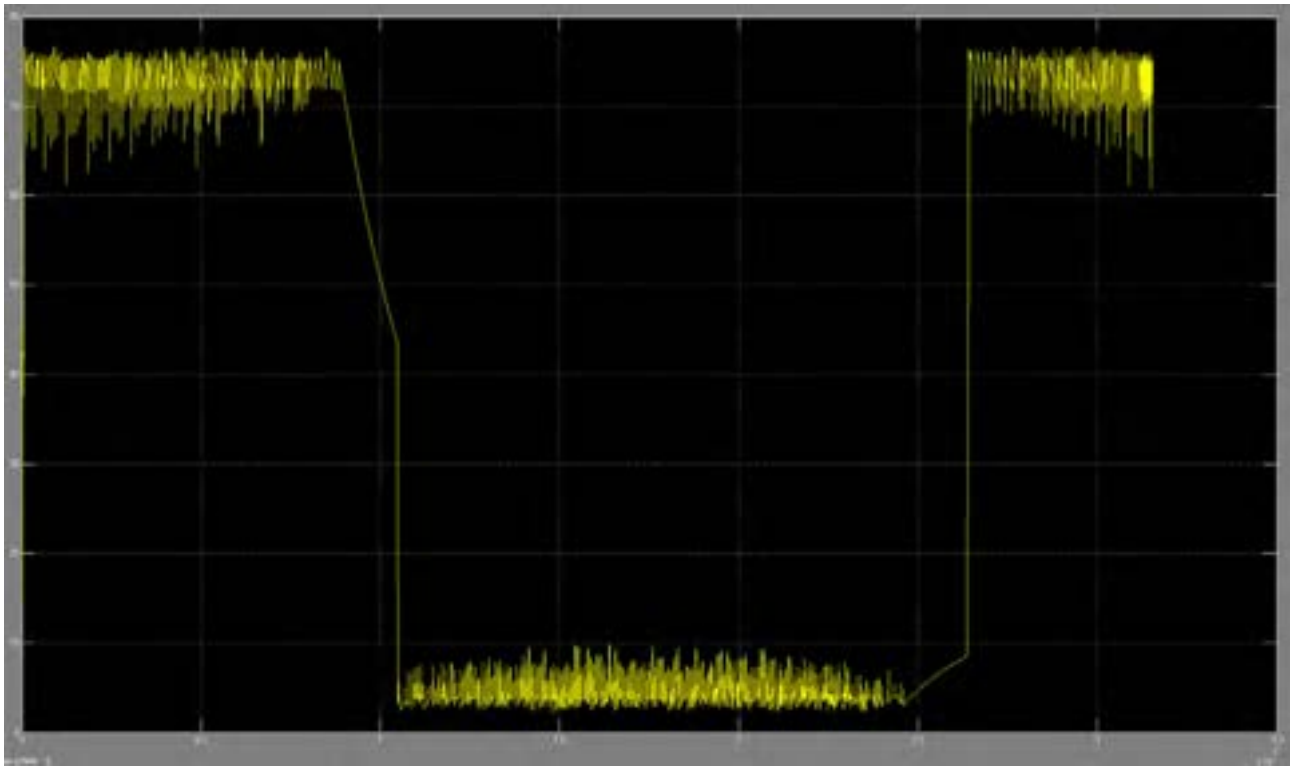

Figura 2 - Temperatura accumulo [°C] nel modello originale

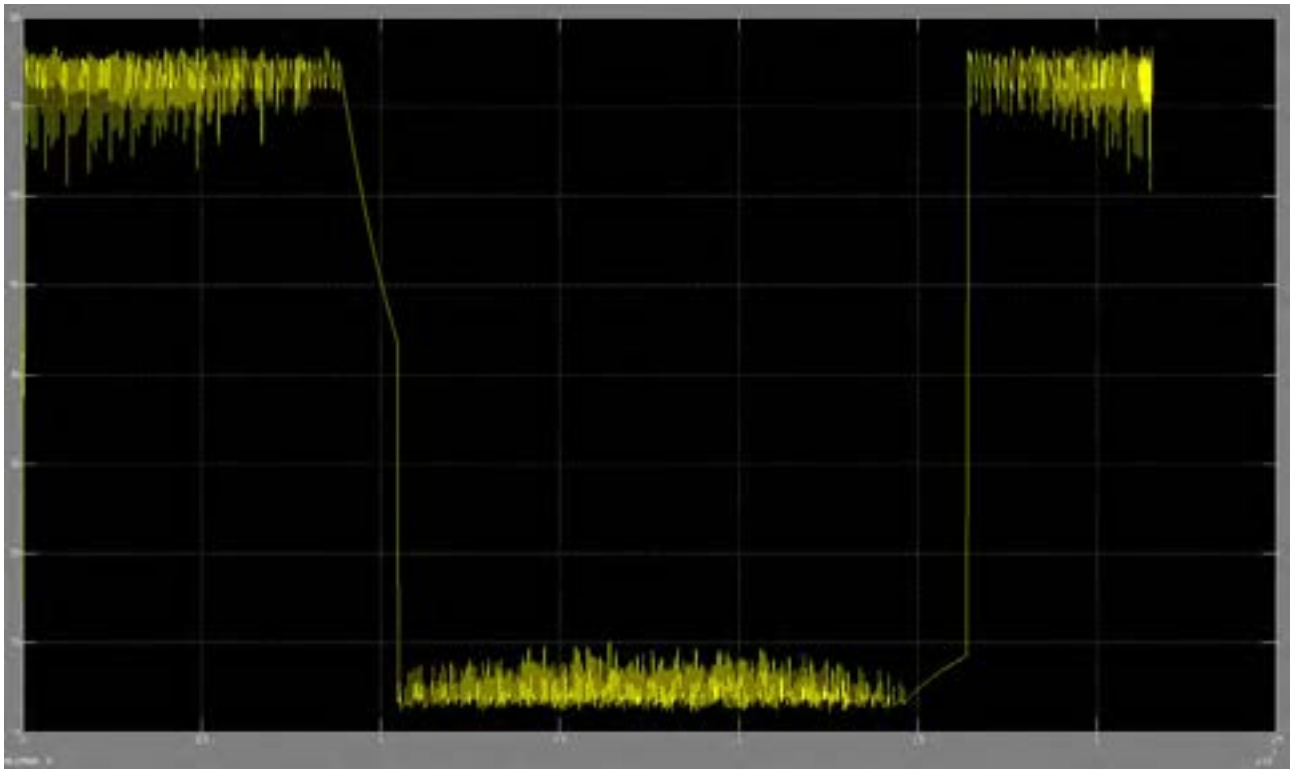

Figura 3 - Temperatura accumulo [°C] nel modello con profilo temperatura

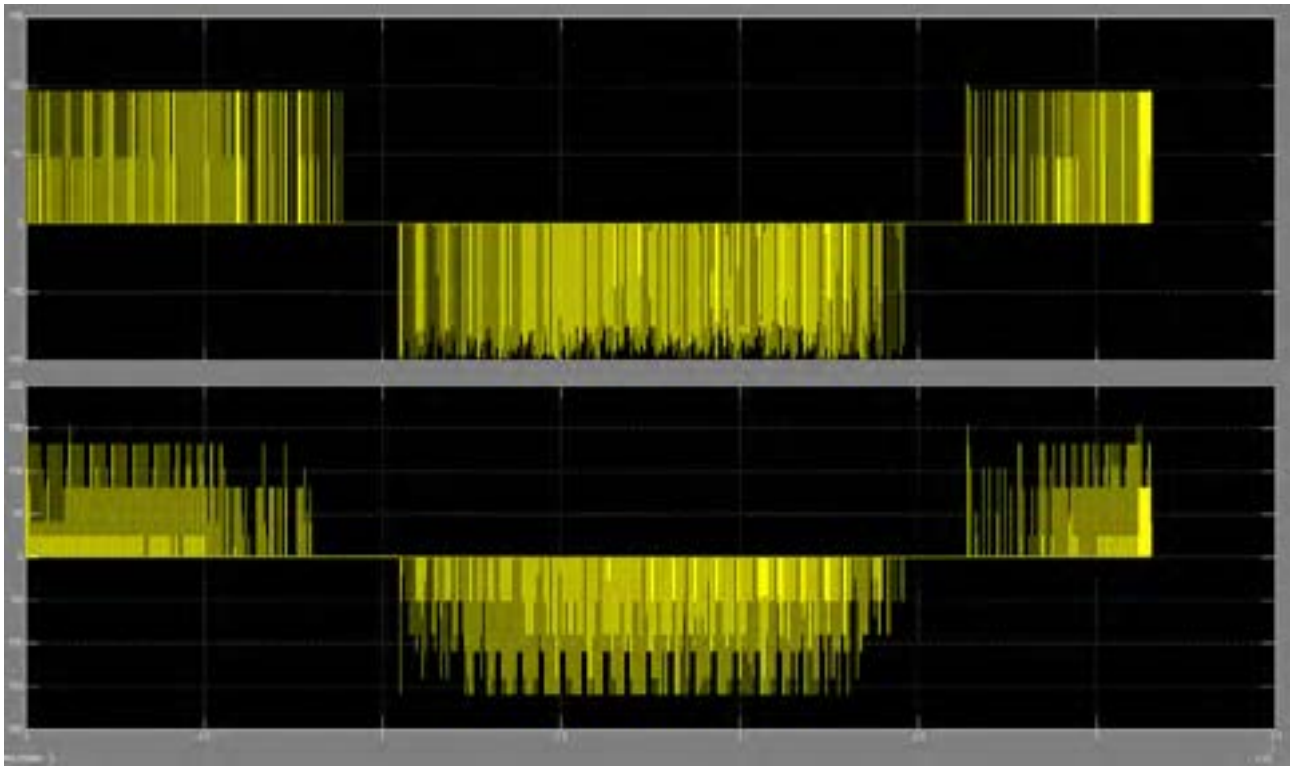

Figura 4 - Potenza [kW] richiesta dall'utenza (in alto) e generata dal CHP (in basso) nel modello originale

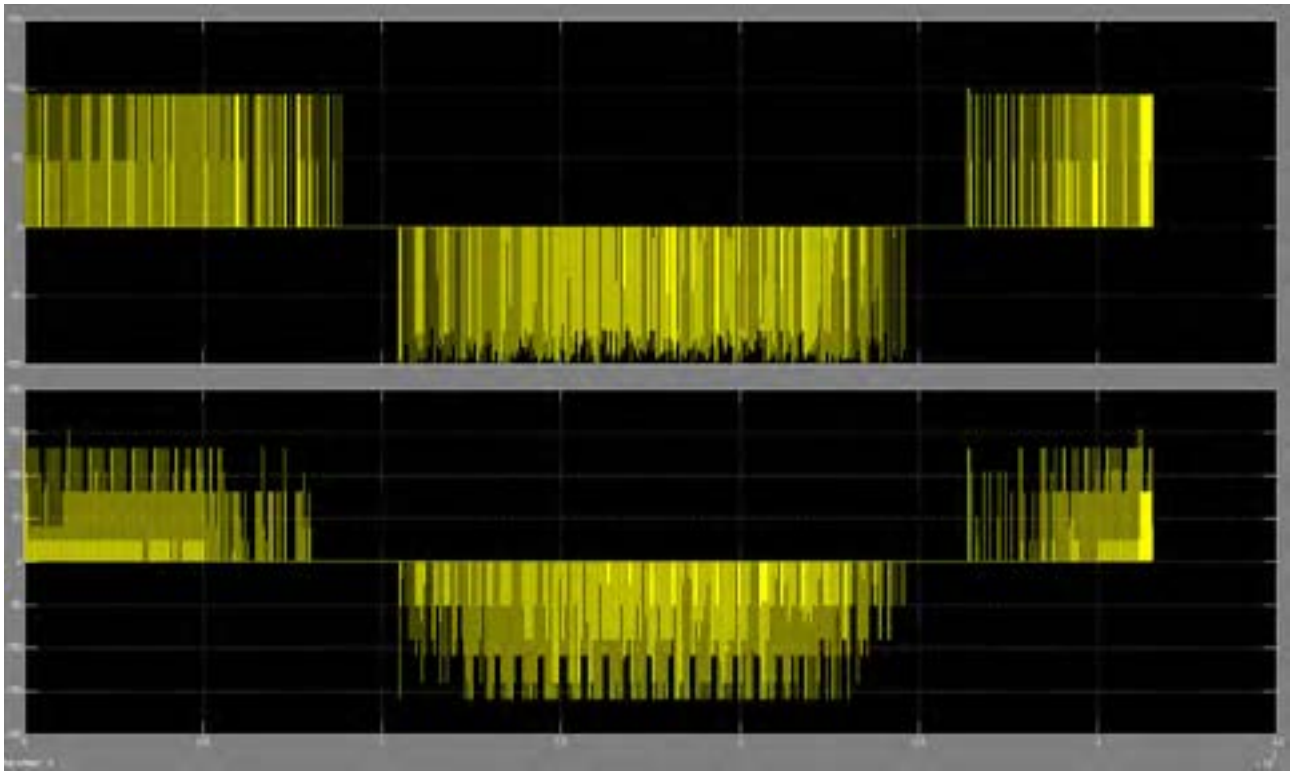

Figura 5 - Potenza [kW] richiesta dall'utenza (in alto) e generata dal CHP (in basso) nel modello con profilo temperatura

Purtroppo però la riduzione del tempo di calcolo, pari a circa il 12%, è stata molto contenuta e quindi non soddisfacente, evidenziando come, contrariamente alle previsioni, la parte più onerosa da un punto di vista computazionale non fosse il blocco *calcolo temperatura.*
Si è quindi proceduto a valutare altri blocchi.
La scelta è ricaduta sul blocco distribuzione composto dei modelli atti a simulare il comportamento dei ventilconvettori (in regime estivo e invernale) e dei radiatori, tratti dalla libreria Simbad.
L'idea è quella di ricavare dai modelli dettagliati una look-up table per ogni componente e sostituirla al modello stesso: sono stai quindi costruiti nuovi blocchi di cui si riporta nella Figura 6 – modello fancoil in regime estivo per costruzione look-up table, a titolo esemplificativo, quello relativo al ventilconvettore in assetto estivo.
La look-up table è stata costruita a partire dai due parametri che maggiormente influenzano il comportamento dei terminali di emissione: temperatura acqua circolante all'interno del terminale e temperatura dell'aria interna dell'edificio in cui è installato il terminale. Ciascun parametro è stato fatto variare in un intervallo di valori compatibile con quelli caratteristici di ciascun terminale, come di seguito riportato:

Radiatori:
T_acqua_in: 60÷85 °C
T_aria_in: 10÷22 °C

Fancoil in regime invernale:
T_acqua_in: 35÷60 °C
T_aria_in: 10÷22 °C

Fancoil in regime estivo:
T_acqua_in: 60÷85 °C
T_aria_in: 10÷22 °C

Le look-up table forniscono il valore della temperatura dell'acqua in uscita per i fancoil e della potenza generata per il radiatore.

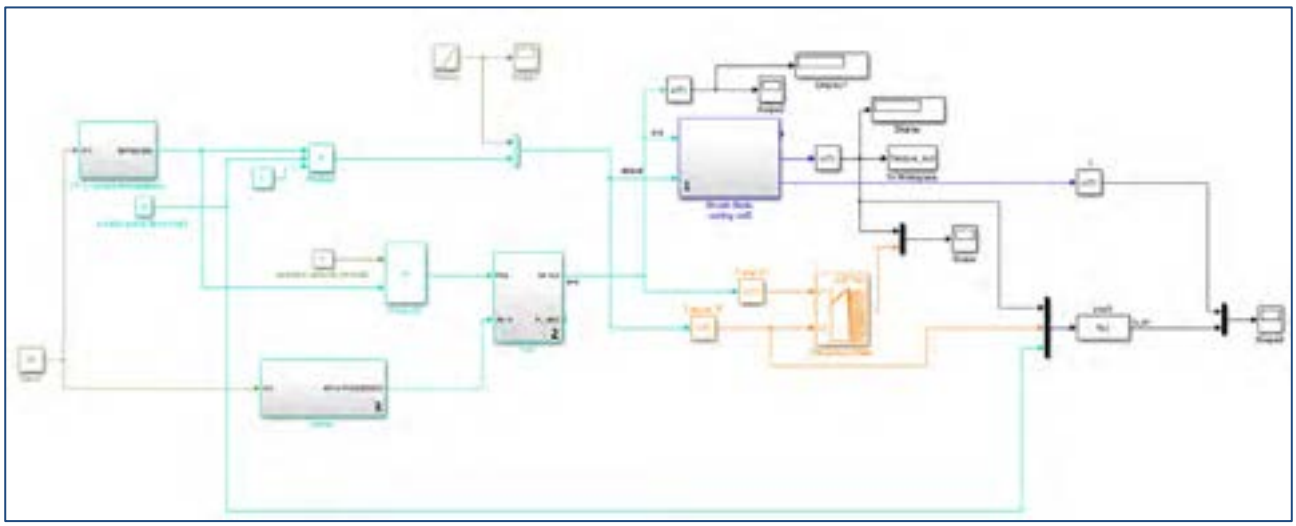

Figura 6 – modello fancoil in regime estivo per costruzione look-up table

I valori che assumono i parametri in uscita dalle lookup table sono estremamente vicini a quelli ottenibili con il modello completo, come mostrato in Figura 7.

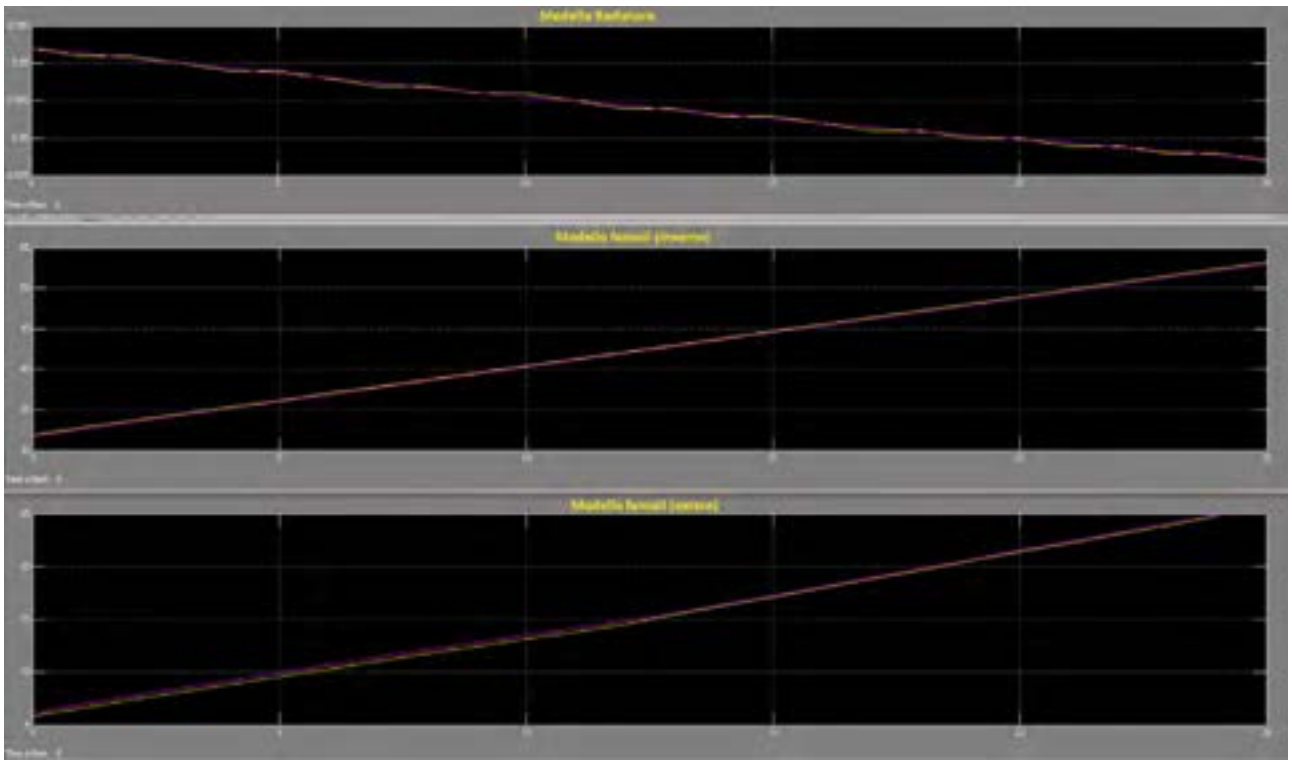

Figura 7 – Confronto dei parametri di uscita delle look-up table

In particolare, il modello dei fan-coil è composto da tre blocchi (Figura 6) che calcolano i parametri termodinamici dell'aria umida per l'ambiente (3) e l'influenza della velocità della ventola (2) e determinano le prestazioni del fancoil (1).
Per valutare se mantenere o meno i blocchi 2 e 3, si è ritenuto utile effettuare le simulazioni comparative e valutare l'errore commesso con il modello di simulazione a tre edifici.

Nella Tabella 8 - Valutazione errore del modello semplificato con look up table e blocchi 2 e 3 è riportato il confronto fra i consumi energetici del modello originale e di quello con la distribuzione semplificata in cui la look-up table sostituisce il solo blocco 1, per singola stagione e per tipologia di edificio.
In particolare il parametro *En_edificio* è relativo alla sommatoria delle energie richieste da ciascun edificio per mantenere la temperatura di riferimento, mentre En_impianto rappresenta l'energia erogata dal sistema di generazione termica.

Tabella 8 - Valutazione errore del modello semplificato con look up table e blocchi 2 e 3

SCENARIO CENTRALIZZATO					
		EDIFICIO COMMERCIALE			
		MOD. ORIGINALE	MOD. CON DIS. SEMPL.	DIFFERENZA	DIFFERENZA [%]
Funzionamento invernale	En_edificio [kWh]	28405	27551	855	3.01%
	En_impianto [kWh]	29411	28457	954	3.24%
Funzionamento estivo	En_edificio [kWh]	52409	52864	-455	-0.87%
	En_impianto [kWh]	52625	53070	-445	-0.85%
Consumi totali [kWh]		82036	81527		

SCENARIO CENTRALIZZATO					
		EDIFICIO UFFICI			
		MOD. ORIGINALE	MOD. CON DIS. SEMPL.	DIFFERENZA	DIFFERENZA [%]
Funzionamento invernale	En_edificio [kWh]	6469	6432	37	0.57%
	En_impianto [kWh]	7056	7010	46	0.65%
Funzionamento estivo	En_edificio [kWh]	17272	17419	-147	-0.85%
	En_impianto [kWh]	17387	17534	-147	-0.85%
Consumi totali [kWh]		24443	24544		

SCENARIO CENTRALIZZATO					
		EDIFICIO RESIDENZIALE			
		MOD. ORIGINALE	MOD. CON DIS. SEMPL.	DIFFERENZA	DIFFERENZA [%]
Funzionamento invernale	En_edificio [kWh]	5988	6148	-160	-2.67%
	En_impianto [kWh]	6255	6438	-183	-2.93%
Funzionamento estivo	En_edificio [kWh]	8297	8319	-22	-0.27%
	En_impianto [kWh]	8357	8380	-23	-0.28%
Consumi totali [kWh]		14612	14818		

Con questa soluzione il tempo di simulazione si è ridotto di circa l'85%.
La Tabella 9 riporta gli stessi parametri della tabella precedente per il modello in cui la look-up table sostituisce i 3 blocchi.

Tabella 9- Valutazione errore del modello semplificato con look up table

SCENARIO CENTRALIZZATO					
		EDIFICIO COMMERCIALE			
		MOD. ORIGINALE	MOD. DISTRIBUZIONE. SEMPL.	DIFFERENZA	DIFFERENZA [%]
Funzionamento invernale	En_edificio [kWh]	28405	27550	855	3.01%
	En_impianto [kWh]	29411	28457	954	3.24%
Funzionamento estivo	En_edificio [kWh]	52409	54382	-1973	-3.76%
	En_impianto [kWh]	52625	54582	-1957	-3.72%
Consumi totali [kWh]		82036	83039		

SCENARIO CENTRALIZZATO					
		EDIFICIO UFFICI			
		MOD. ORIGINALE	MOD. DISTRIBUZIONE. SEMPL.	DIFFERENZA	DIFFERENZA [%]
Funzionamento invernale	En_edificio [kWh]	6469	6433	36	0.56%
	En_impianto [kWh]	7056	7011	45	0.64%
Funzionamento estivo	En_edificio [kWh]	17272	17864	-592	-3.43%
	En_impianto [kWh]	17387	17976	-589	-3.39%
Consumi totali [kWh]		24443	24987		

SCENARIO CENTRALIZZATO					
		EDIFICIO RESIDENZIALE			
		MOD. ORIGINALE	MOD. DISTRIBUZIONE. SEMPL.	DIFFERENZA	DIFFERENZA [%]
Funzionamento invernale	En_edificio [kWh]	5988	6148	-160	-2.67%
	En_impianto [kWh]	6255	6438	-183	-2.93%
Funzionamento estivo	En_edificio [kWh]	8297	8364	-67	-0.81%
	En_impianto [kWh]	8357	8423	-66	-0.79%
Consumi totali [kWh]		14612	14861		

Quest'ultima configurazione porta ad un errore sui parametri energetici dei singoli edifici maggiore della precedente e non fa registrano miglioramenti rilevanti nel tempo di simulazione. Si è scelto quindi di mantenere i blocchi 2 e 3 e di sostituire la look up table con il solo blocco relativo al componente di emissione. Questa soluzione sarà utilizzata in tutte le simulazioni effettuate nel corso dell'attività di seguito illustrata.

Nella Tabella 10 sono riassunte le prestazioni del blocco rete, che coerentemente con quanto verificatosi per gli edifici, conferma come la configurazione che minimizza l'errore rispetto al modello originale sia quella con i blocchi 2 e 3.

Ad avvalorare la scelta sono presentati anche i grafici degli andamenti temporali della potenza complessiva richiesta dalle utenze e generata dal cogeneratore, per il modello generale e per la configurazione con la distribuzione semplificata scelta (Figura 8, Figura 9, Figura 10 e Figura 11).

Tabella 10 – Confronto prestazioni rete con modello distribuzione semplificata

SCENARIO CENTRALIZZATO				
	Energia richiesta [kWh]	Energia fornita [kWh]	Perdite rete [kWh]	Perdite accumulo [kWh]
MOD. ORIGINALE	125480	128758	4389	1471
MOD. CON DIS. SEMPL.	127356	130628	4377	1468
DIFFERENZA	-1876	-1870	12	3
DIFFERENZA [%]	-1.50%	-1.45%	0.27%	0.20%
MOD. CON DIS. SEMPL. 2	125612	128870	4399	1475
DIFFERENZA	-132	-112	-10	-4
DIFFERENZA [%]	-0.11%	-0.09%	-0.23%	-0.27%

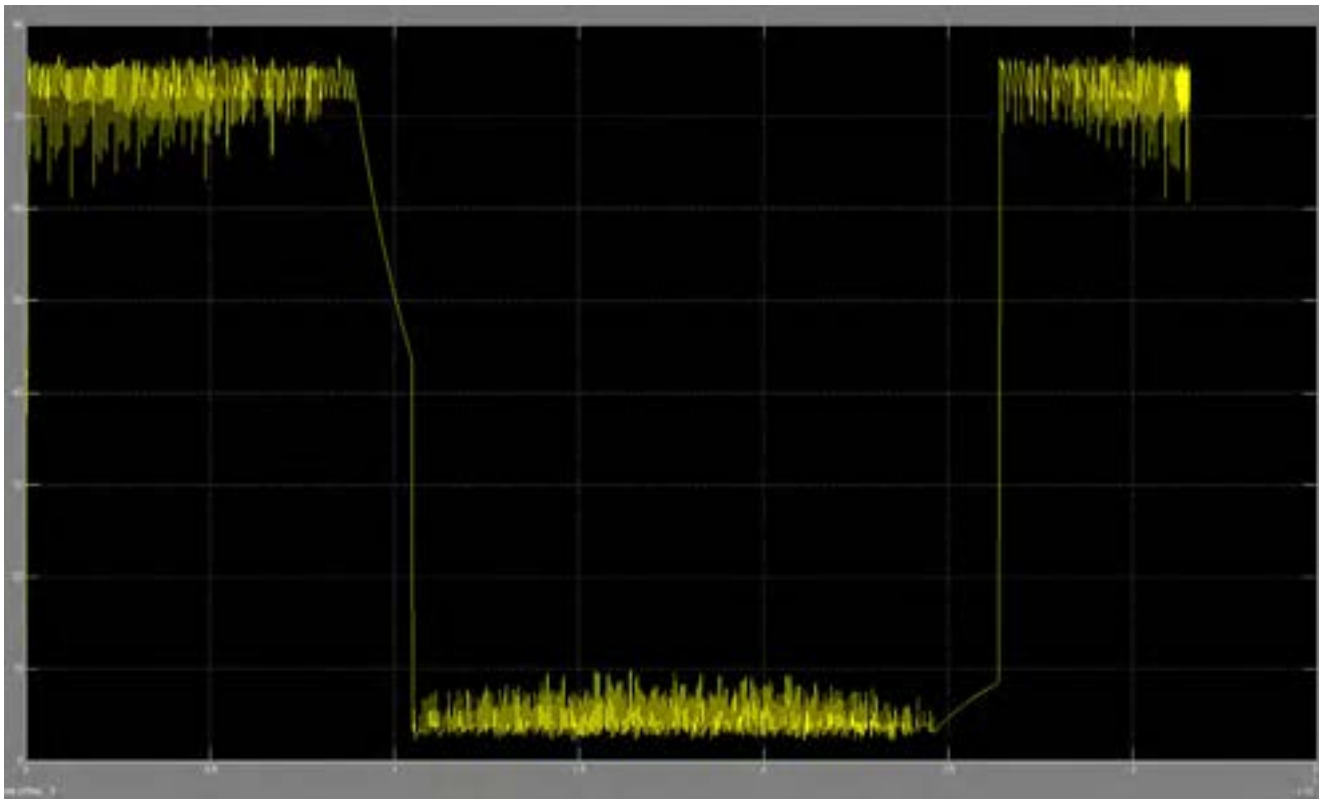

Figura 8 - Temperatura accumulo [°C] nel modello originale

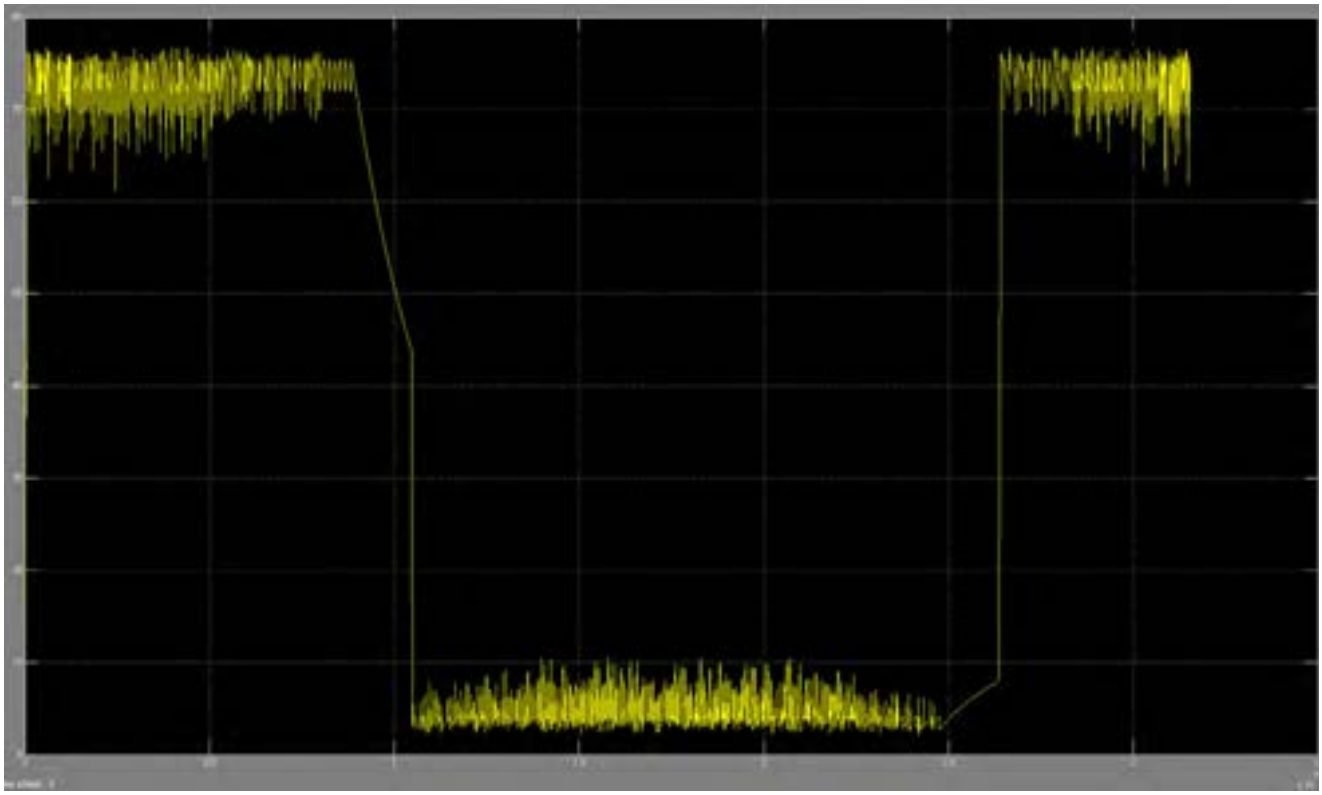

Figura 9 - Temperatura accumulo [°C] nel modello con look-up table distribuzione

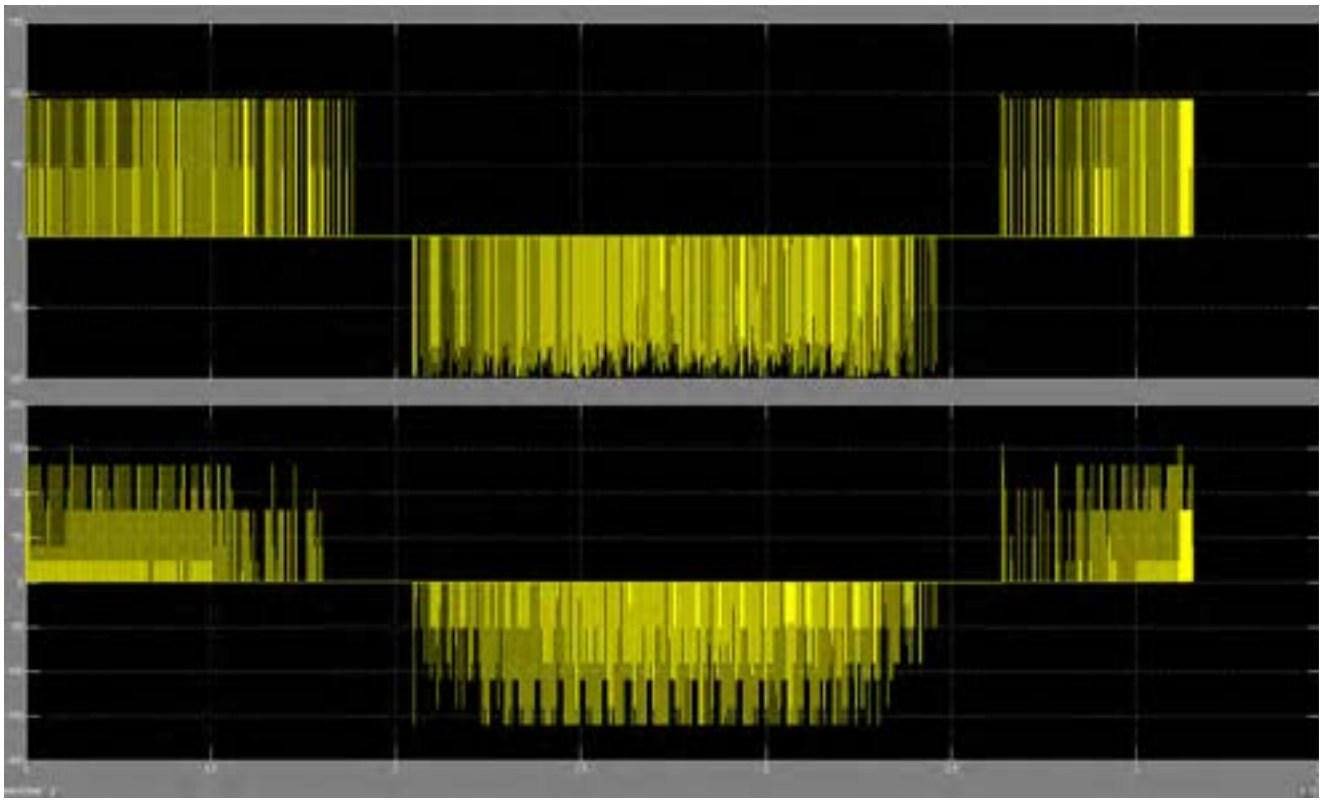

Figura 10 - Potenza [kW] richiesta dall'utenza (in alto) e generata dal CHP (in basso) nel modello originale

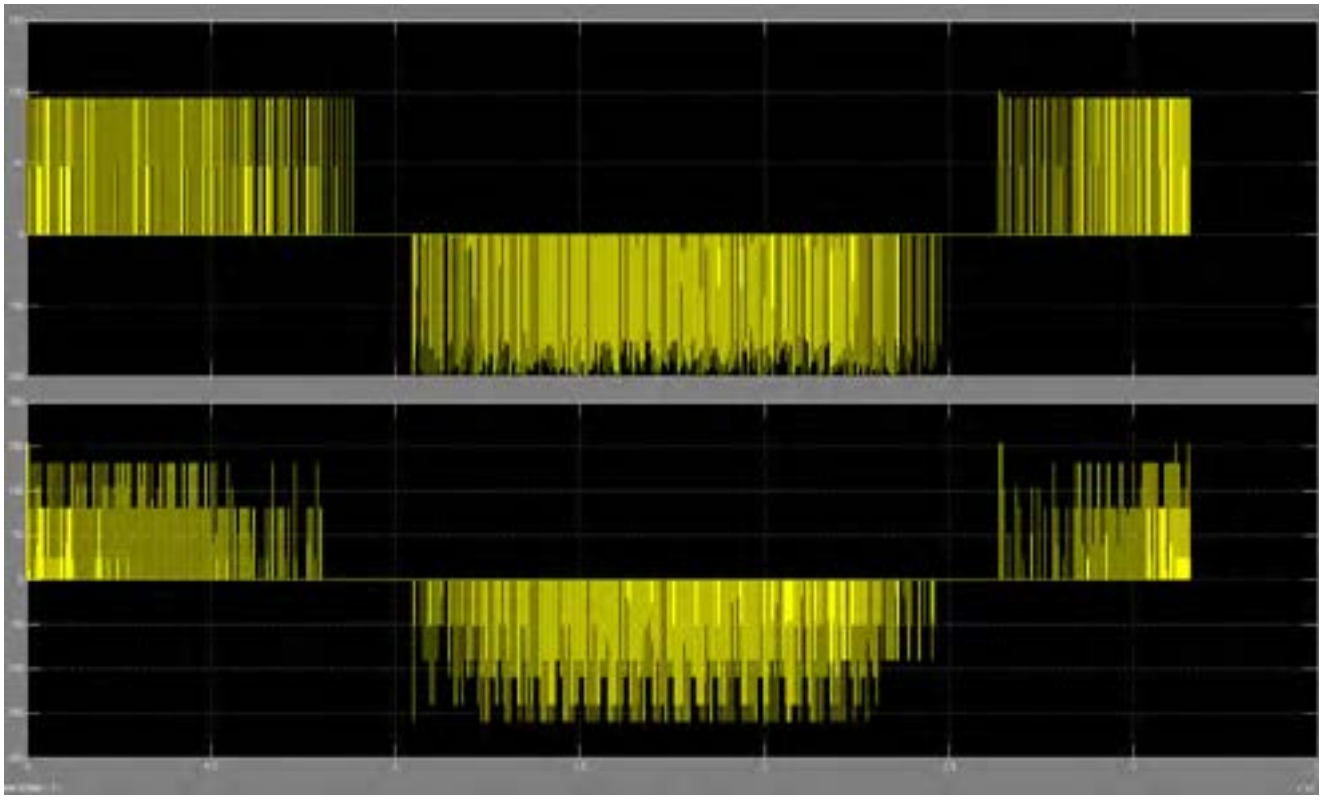

Figura 11 - Potenza [kW] richiesta dall'utenza (in alto) e generata dal CHP (in basso) nel modello con look-up table distribuzione

È importante sottolineare che questa semplificazione del modello di distribuzione ha implicazioni non solo sul peso computazionale dell'edifico, ma anche sulla semplificazione dei parametri che dovrà fornire l'utente. Infatti con l'utilizzo delle look-up table serviranno solamente il numero di componenti di emissione utilizzati e la portata del circuito di distribuzione a fronte delle decine di parametri necessari al modello completo, per molti dei quali non risulta facile modificare il valore rispetto a quello di riferimento (e per questo mantenuti costanti).

2.2 Sviluppo del modello di simulazione

Nel presente paragrafo sono descritti gli sviluppi che sono stati apportati alla piattaforma di simulazione e hanno riguardato la generazione termica e la distribuzione delle utenze. In particolare sono stati aggiunti il modello di campo solare con un nuovo modello di scambiatore di calore, un modulo che permette di simulare la presenza di calore di scarto proveniente da processi industriali e un modello di pannello radiante. Di seguito la descrizione dettagliata.

2.2.1 Campo solare

Il modello di campo solare aggiunto alla centrale di generazione termica è composto dal modulo che simula i collettori solari a tubi evacuati, già utilizzato negli anni precedenti e da uno scambiatore di calore che fa da interfaccia fra il campo solare e la rete (Figura 12); l'inserimento dello scambiatore è obbligatorio in quanto nei collettori solari circola normalmente una soluzione di acqua e glicole propilenico (con funzione antigelo) che non può miscelarsi con l'acqua che viene distribuita in rete.

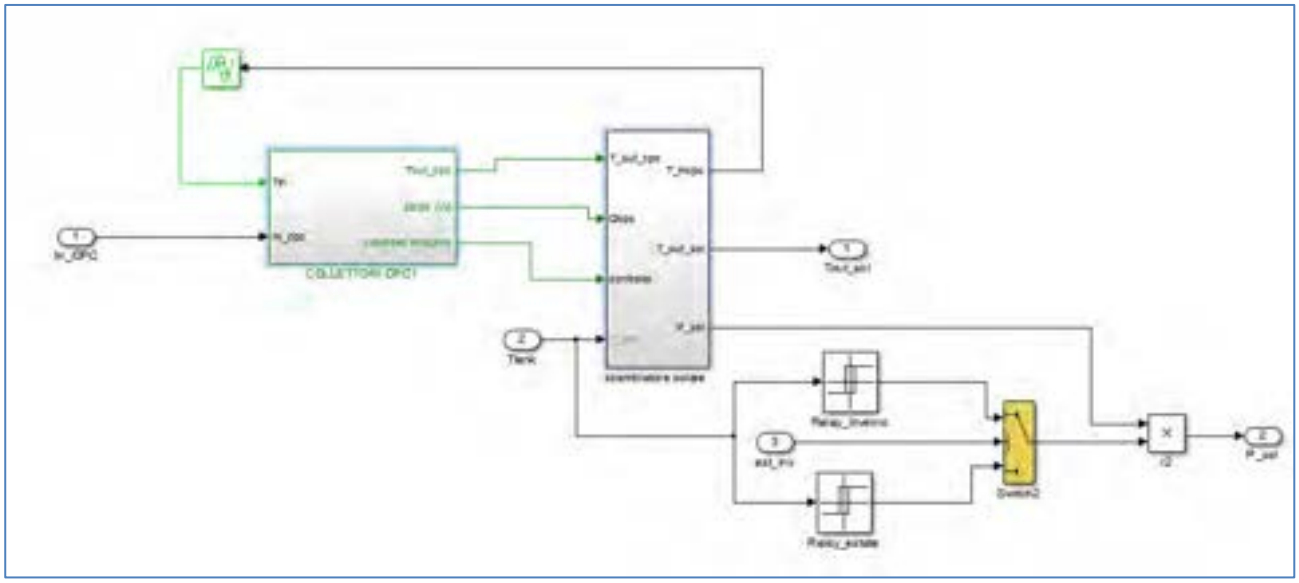

Figura 12 – Modello campo solare con scambiatore

Il modello dello scambiatore è stato riprogettato per renderne il funzionamento più vicino ai modelli reali. L'implementazione del modello (Figura 13), della tipologia a piastre, ha reso necessario ricavare ulteriori caratteristiche tecniche rispetto a quelle fornite dal costruttore e definire il funzionamento dello stesso in condizioni di off desing. Considerando l'area frontale dello scambiatore, al netto dell'isolamento termico e ipotizzando che la superficie di scambio delle piastre sia del 20% maggiore della superficie in pianta per effetto del corrugamento dall'area di scambio totale si è determinato il numero di piastre, che risulta pari a circa 25. Considerando poi il rapporto tra le capacità termiche di flusso unitario e calcolando l'NTU[3] (numero di unità di scambio termico) in condizioni nominali si è trovato da apposite tabelle reperite in letteratura un fattore di temperatura pari a 0,964. Tale fattore tiene conto della non perfetta configurazione in controcorrente degli scambiatori a piastre e del fatto che lo scambio di calore non avviene in corrispondenza delle piastre più esterne essendo queste in contatto con l'ambiente. Le equazione utilizzate nel modello dello scambiatore sono quelle riconducibili al metodo ε-NTU in cui il flusso termico massimo scambiato è stato posto pari a quello uscente dai collettori solari. Per le condizioni di funzionamento in off desing è stata implementata una formula che varia il coefficiente di trasmissione dello scambiatore, KA, in relazione alla variazione della portata,m:

$$KA = KA_{nom}\left(\frac{m}{m_{nom}}\right)^{l}$$

Il pedice *nom* si riferisce alle condizioni nominali, mentre le grandezze senza pedice sono relative ai valori reali.

Il coefficiente l è stato determinato sperimentalmente dopo una serie di monitoraggi durante il funzionamento dello scambiatore ed è risultato pari a 0,96, di fatto quindi molto prossimo all'unità, il che significa che il coefficiente di trasmissione dello scambiatore varia circa proporzionalmente al variare della portata.

[3] L'NTU è un numero adimensionale che misura la superficie di scambio termico

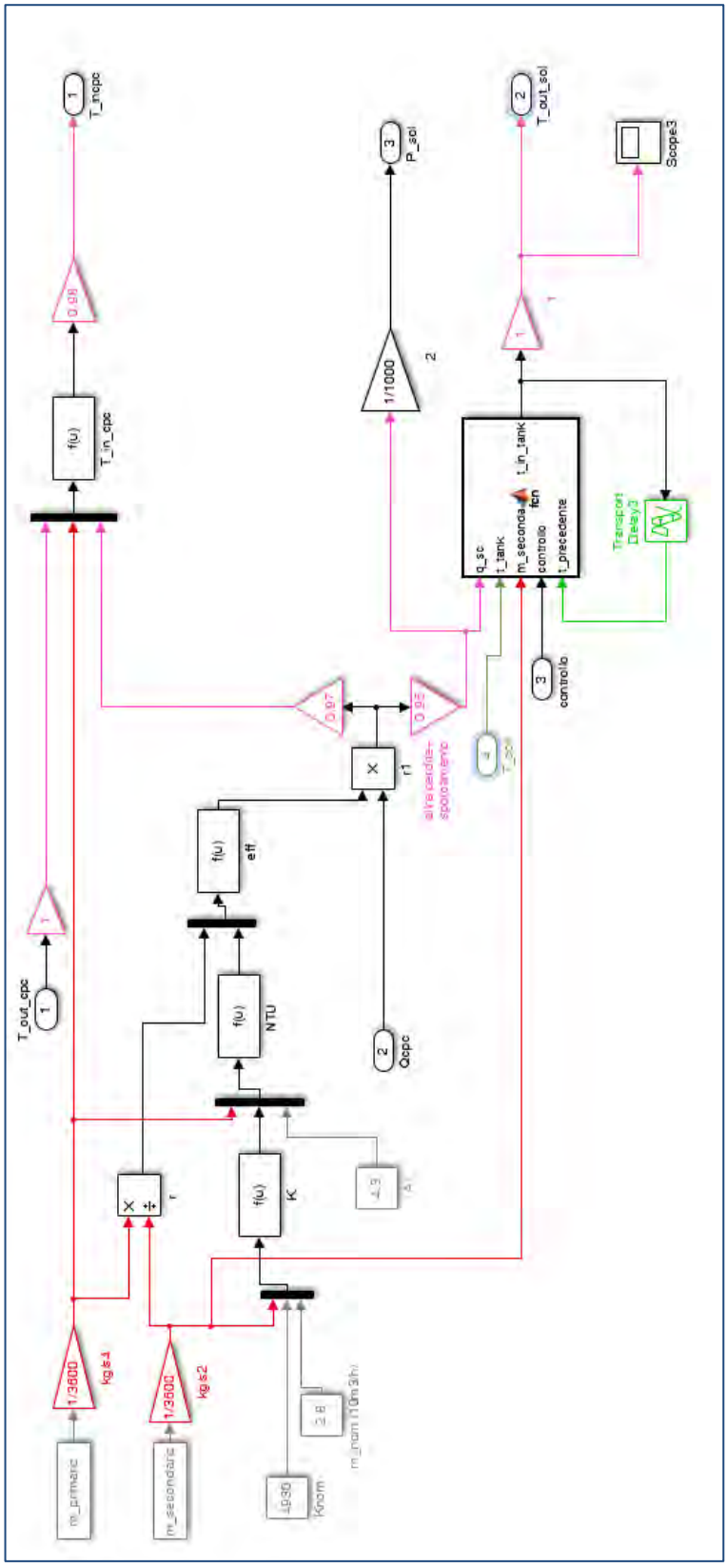

Figura 13 – Modello generatore solare

Nella Figura 14 è riportato l'intero modello preposto alla generazione da fonte solare in cui sono visibili le connessioni fra il blocco del campo solare e quello dello scambiatore di calore, oltre al controllo demandato a due relay (uno per l'estate e uno per l'inverno) che al raggiungimento delle

temperature massime richieste (dell'accumulo) simulano lo spegnimento della pompa di circolazione e quindi la dissipazione della potenza prodotta dal campo solare.

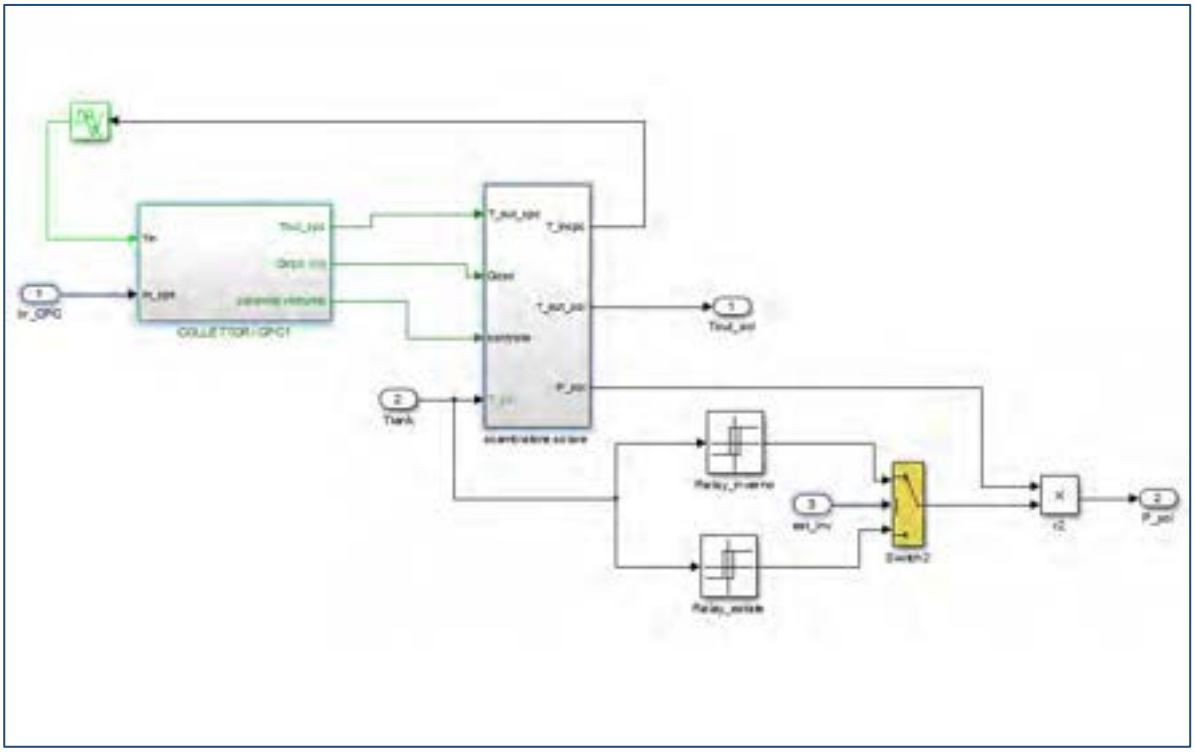

Figura 14 – modello generatore solare

2.2.2 Calore di scarto

Il modello che simula l'apporto dovuto a calore di scarto proveniente da residui industriali (Figura 15) è composto da una look-up table che legge il profilo orario della cessione (come valori di potenza) di calore di scarto; tale profilo è creato attraverso una apposita maschera (Figura 16) in cui è possibile inserire i valori orari di potenza e differenziare il profilo per i giorni lavorativi, sabati e domeniche o feriali.

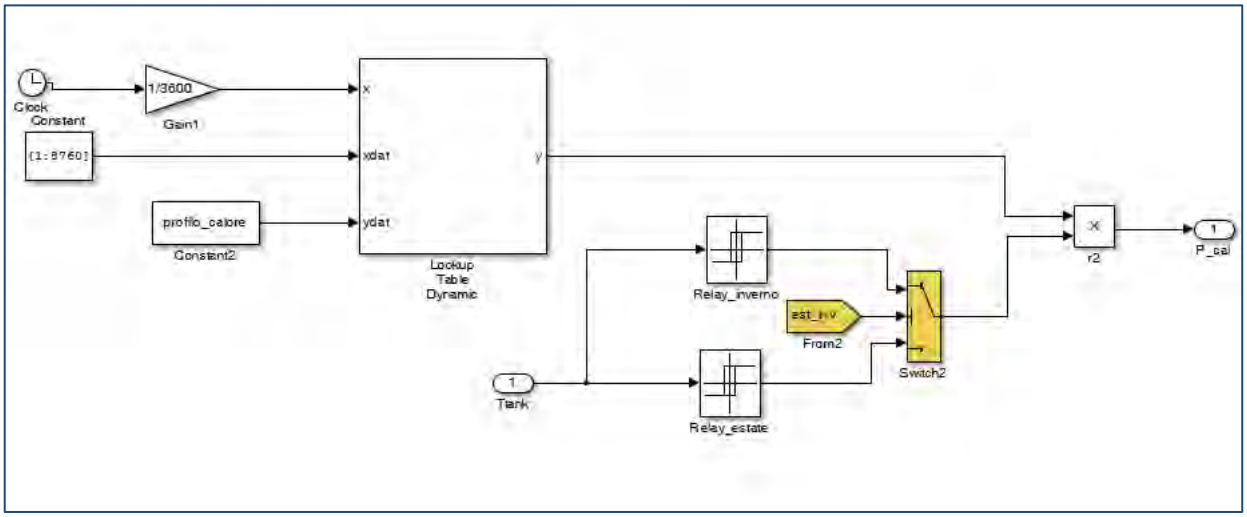

Figura 15 – Blocco calore di scarto

Nel blocco di Figura 15 sono visibili i relay per il controllo di tale apporto termico, funzionanti con la stessa logica del campo solare, ovvero al raggiungimento della temperatura voluta nell'accumulo, simulano lo spegnimento della pompa di circolazione del circuito e, quindi, il non utilizzo di tale sorgente termica.

Figura 16 – Maschera per la creazione del profilo orario del calore di scarto

2.2.3 Accumulo-collettore estivo

L'aggiunta di più sistemi di generazione che possono funzionare contemporaneamente ha reso indispensabile ripensare il funzionamento estivo della rete per la configurazione centralizzata.
Il collegamento in serie degli impianti non apporta alcuna modifica in quanto è sempre la stessa portata di fluido termovettore che viene riscaldata, in sequenza, fino a raggiungere la temperatura voluta dalla macchina ad assorbimento; invece il collegamento in parallelo fa si che i flussi che alimenteranno la macchina frigorifera siano pari al numero di generatori in funzione, pertanto si rende necessario un collettore di alimentazione della stessa macchina.
Nello specifico, si è pensato di utilizzare un accumulo con la funzione di collettore e, quindi, di volume contenuto: si ipotizza cioè che ciascun generatore porti alla temperatura richiesta la portata che elabora e la riversi nell'accumulo-collettore.
Si precisa che tale soluzione è adoperata nella pratica, così come gli scriventi hanno constatato in una visita tecnica ad un impianto reale.
Le problematiche che si sono presentate per l'implementazione hanno richiesto un notevole sforzo e una serie di prove di simulazioni non indifferenti e sono originati dalle ipotesi assunte per il modello dell'accumulo.
Per spiegare meglio il problema si riporta la prima versione del collegamento accumulo-collettore-macchina ad assorbimento implementato (Figura 17).

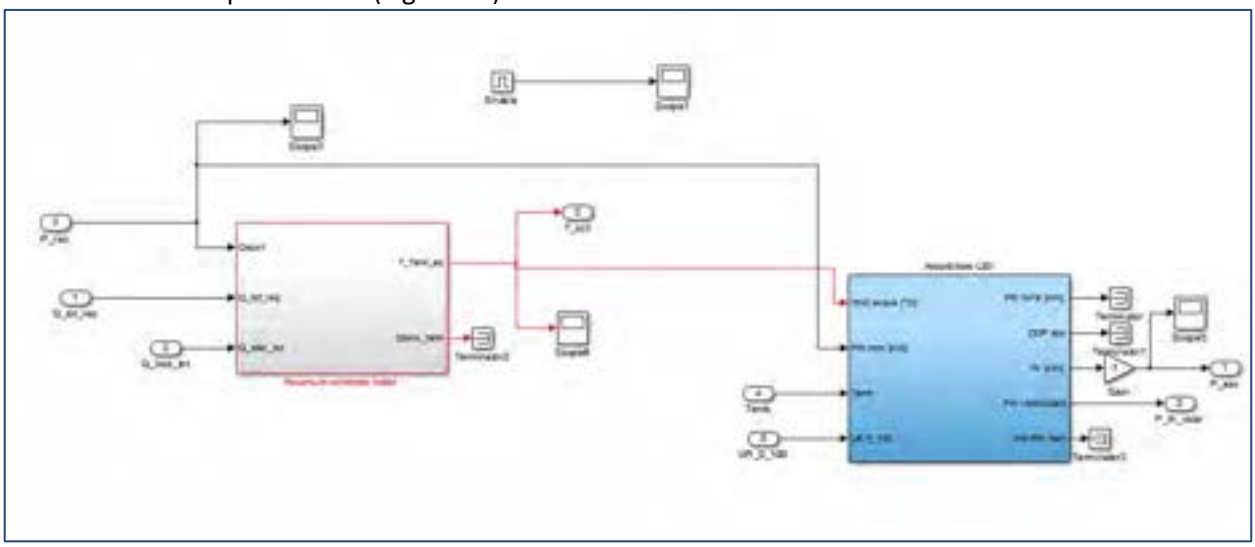

Figura 17 – Prima versione collegamento accumulo-collettore-macchina ad assorbimento

La criticità risiede nella semplificazione del modello dell'accumulo che si basa sull'ipotesi di miscelazione perfetta e fornisce in uscita solamente il valore di una temperatura (supposta uniforme in tutto l'accumulo); ciò impedisce di calcolare la potenza realmente trasferita. La macchina frigorifera ad assorbimento richiede come dati di ingresso le temperature ambiente e dell'acqua calda, l'umidità relativa dell'aria ambiente e la potenza (calda) trasferita; poiché la sorgente per la macchina frigorifera è l'accumulo, viene a mancare un dato importante, la potenza trasferita.
Si sarebbe potuto ovviare a tale problema utilizzando un modello di accumulo a stratificazione e, quindi, in grado di fornire questa informazione, ma lo sviluppo di tale modello non è stato ancora ultimato e validato.
Dapprima si è tentato di risolvere il problema assumendo l'ipotesi che l'accumulo-collettore fosse di dimensioni ridotte e facesse da mero miscelatore: pertanto si è demandato al modello dell'accumulo (basato su un equazione differenziale) il compito di simulare l'andamento della temperatura e si è passata alla macchina ad assorbimento la potenza prodotta dai generatori termici (quindi supponendo che non ci sia effetto accumulo).
I risultati mostrati nella Figura 18 e nella Figura 19 evidenziano come questa soluzione si sia dimostrata inadeguata in quanto non consente rispettivamente di mantenere la temperatura della rete nella stagione estiva vicina al valore di riferimento (4°C) e le temperature degli edifici ai valori di confort (26°C).

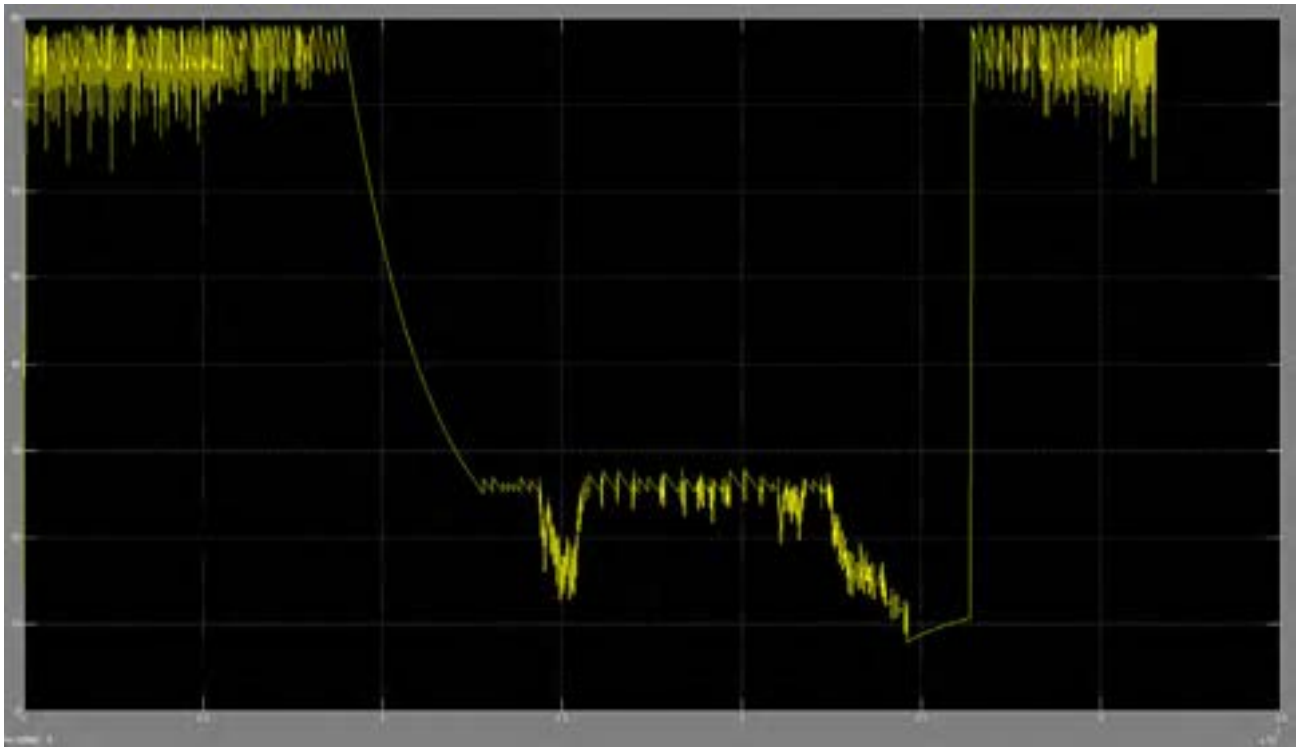

Figura 18 - Andamento temperatura accumulo (prima soluzione)

Per cercare di risolvere la problematica è stato implementato un sistema di controllo, simile a quello adottato per gestire il microcogeneratore a combustione interna, con l'obiettivo di migliorare il controllo della temperatura dell'accumulo.
Purtroppo anche questo tentativo si è rivelato inefficace in quanto anche se si è riusciti a dare alla temperatura un profilo più regolare, il controllo non è in grado di mantenerla attorno ai valori voluti (Figura 20).

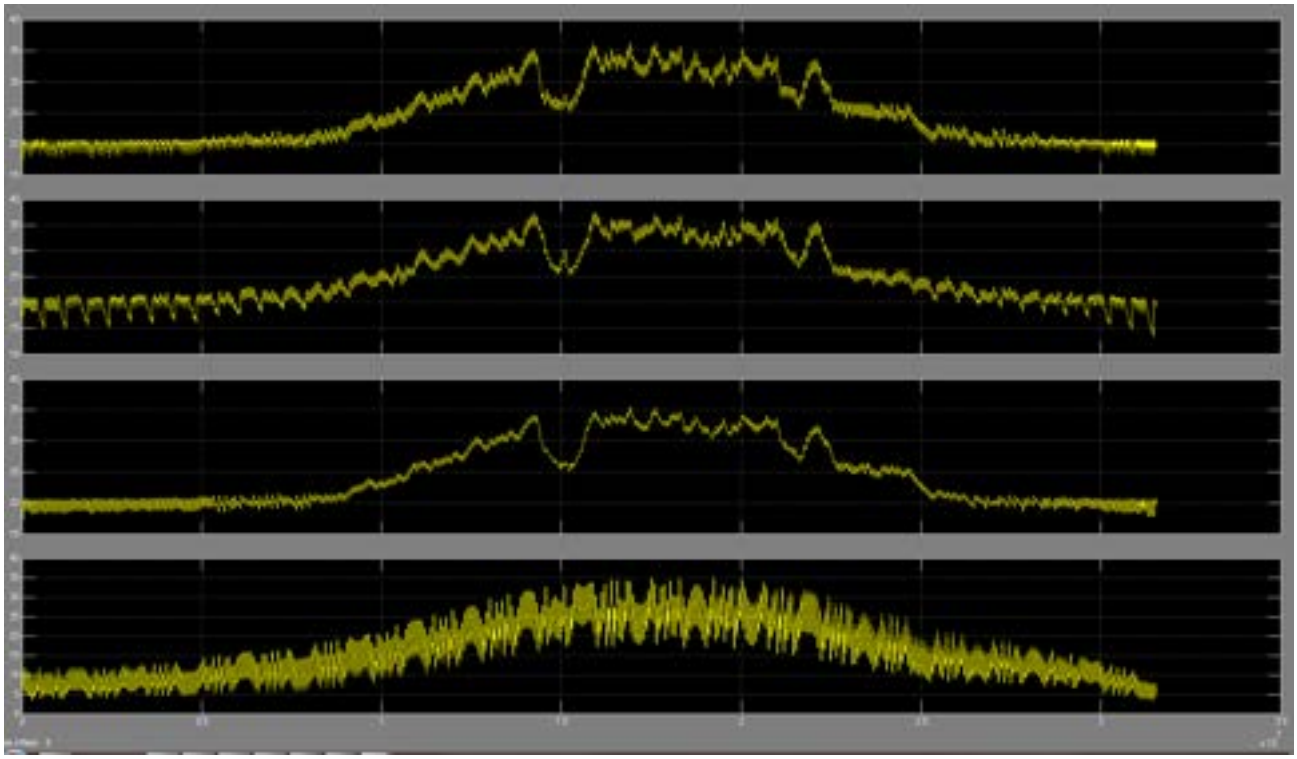

Figura 19 – Andamento temperature edifici (prima soluzione)

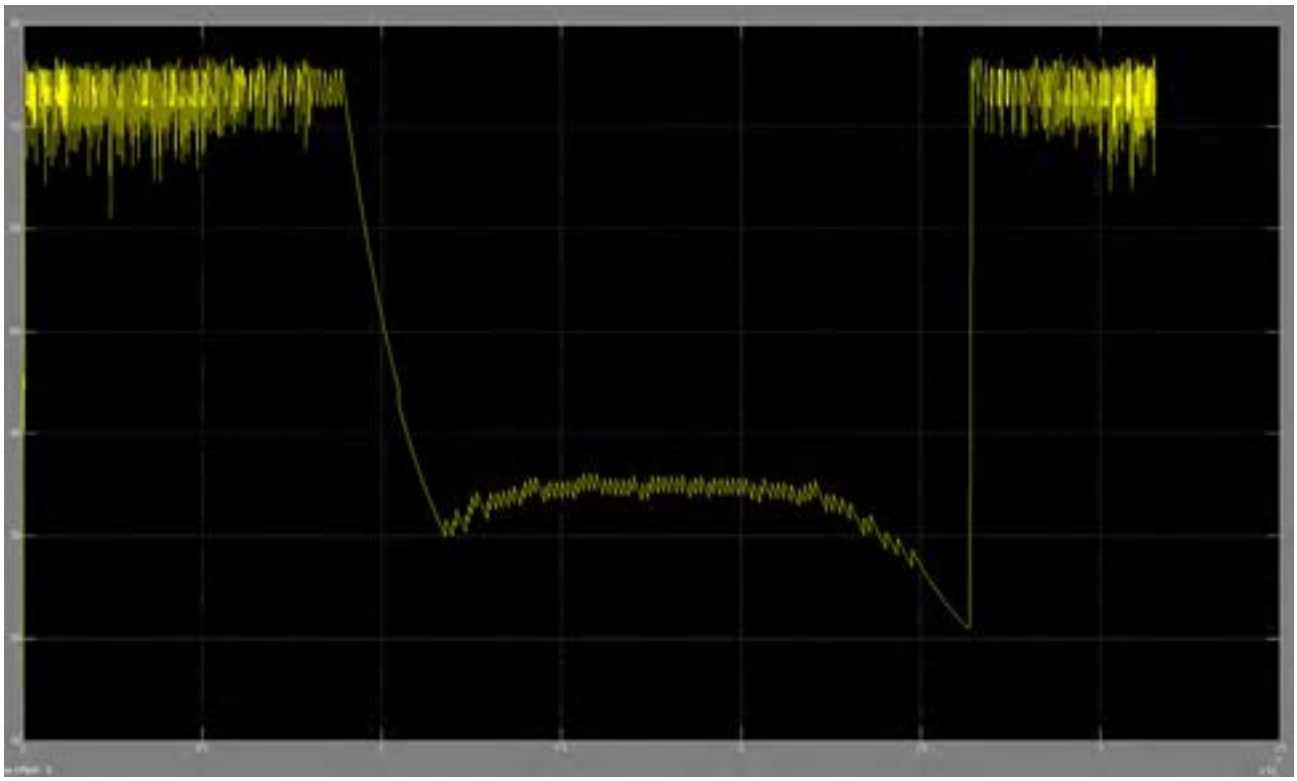

Figura 20 - Andamento temperatura accumulo (seconda soluzione)

Dopo aver verificato nel dettaglio il funzionamento sia del controllo realizzato sia degli altri componenti, il corretto funzionamento e la congruenza degli stessi, è stato accertato che l'ipotesi di fornire all'accumulo-collettore e alla macchina ad assorbimento, ad ogni passo di iterazione, lo stesso flusso di potenza generato dalla centrale di generazione non consente una corretta gestione della rete durante la stagione estiva. A

dimostrazione di ciò si riportano i seguenti grafici, in cui si nota come nonostante il controllo dia sempre il segnale di accensione, la macchina ad assorbimento si attiva solo una volta (Figura 21), e che la temperatura dell'accumulo (Figura 22) è notevolmente elevata (raggiunge le migliaia di gradi centigradi!), nonostante l'accumulo sia a un livello termico (Figura 20) da richiedere potenza frigorifera.

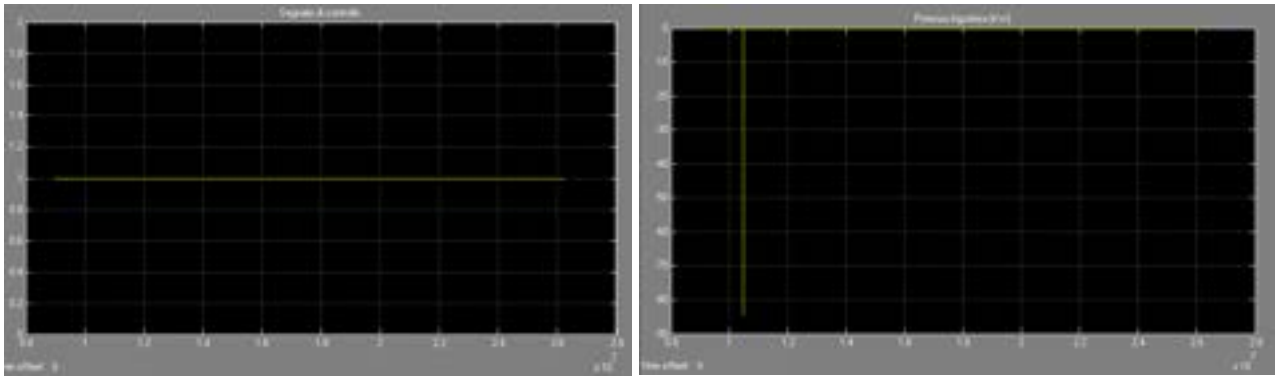

Figura 21 – Segnale di controllo (a destra) e potenza frigorifera (a sinistra)

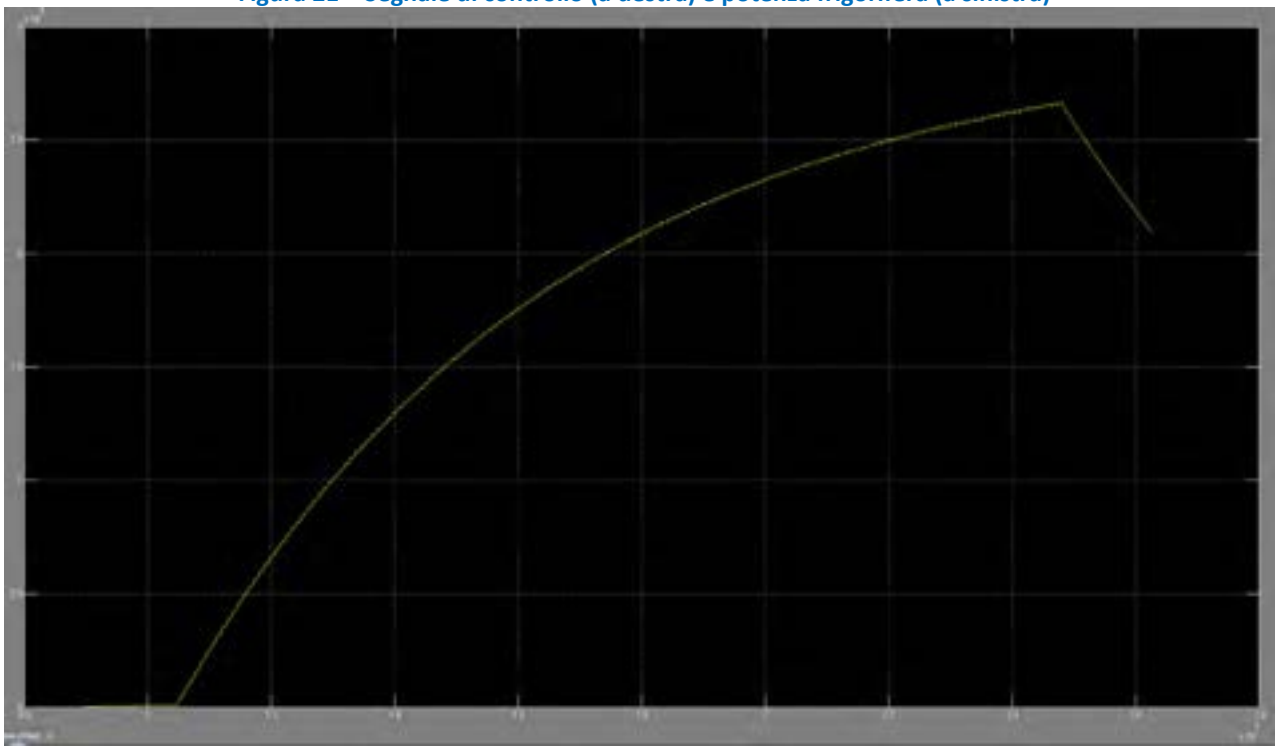

Figura 22 – Temperatura accumulo caldo (periodo estivo)

La soluzione alla problematica, appena riassunta nei suoi punti essenziali, è stata trovata aggiungendo un blocco che consenta di determinare in funzione dei parametri disponibili, la potenza trasferita dal collettore-accumulo alla macchina frigorifera.
In particolare si è assunta l'ipotesi che la differenza di temperatura (mandata-ritorno) dell'accumulo sia costante, ma vari, in funzioni delle condizioni di lavoro, il livello termico della portata prelevata dall'accumulo stesso. In Figura 23 è riportato l'intero modulo preposto alla generazione frigorifera.
È in sviluppo un modello a stratificazione dell'accumulo termico che fornisce in uscita le temperature di uscita e ritorno della portata e quindi della potenza trasferita; tale modello sarà inserito nella piattaforma nel corso della prossima annualità, a valle della calibrazione con un modello reale, che non è stato ancora possibile effettuare per mancanza dei dati reali; l'adozione di tale modello consentirà di risolvere compiutamente la problematica illustrata e di ridurre considerevolmente l'errore di cui è affetto il modello dell'accumulo attualmente usato, nonché di migliorare il calcolo del componente rete termica.

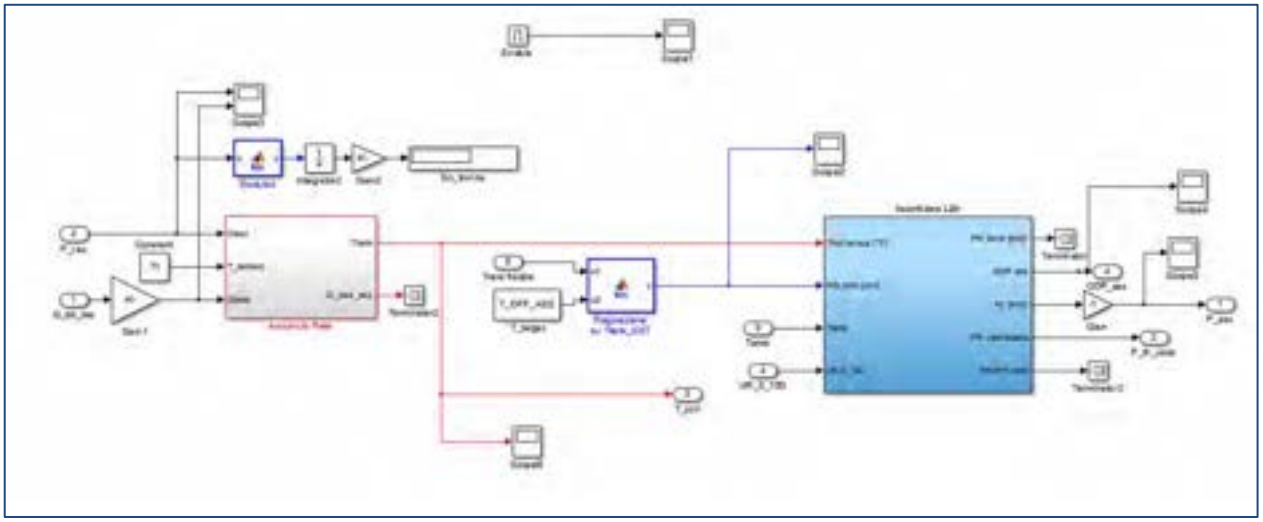

Figura 23 – Sezione "fredda" della centrale di generazione

La verifica del corretto funzionamento del blocco per il calcolo della potenza è stata effettuata attivando, come generatore termico, solamente il cogeneratore.
Altra problematica da risolvere è stata la determinazione del volume del collettore-accumulo; questo è funzione della dimensione della rete e della richiesta frigorifera delle utenze per cui si è scelto di definire tale volume come percentuale dell'accumulo principale, scegliendo il valore minore in grado di contenere le fluttuazioni della temperatura all'interno di un intervallo che consenta ai sistemi di emissione estivi di funzionare con buona efficienza (ovvero il livello di temperatura dell'accumulo deve essere compreso pari alla temperatura di riferimento estiva con una banda di oscillazione di ± 3°C).
Di seguito, nei grafici che vanno dalla Figura 24 alla Figura 29 sono riportati gli andamenti della temperatura dell'accumulo principale, delle temperature interne degli edifici e delle potenze richieste e fornite all'acculo principale per i volumi del collettore-accumulo (V_{coll}) pari rispettivamente al 20% e 30% di quello principale; quest'ultimo è il valore scelto.

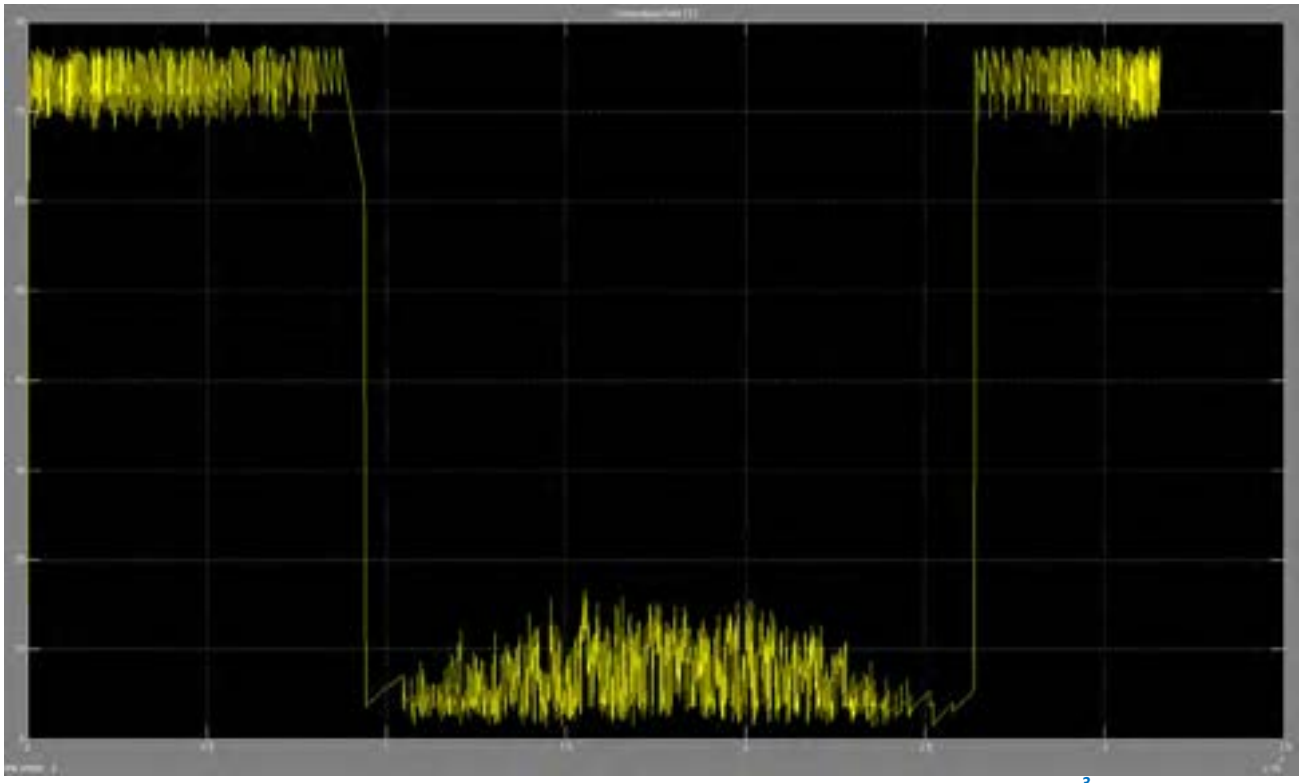

Figura 24 – Andamento della temperatura dell'accumulo principale per $V_{coll}=2m^3$

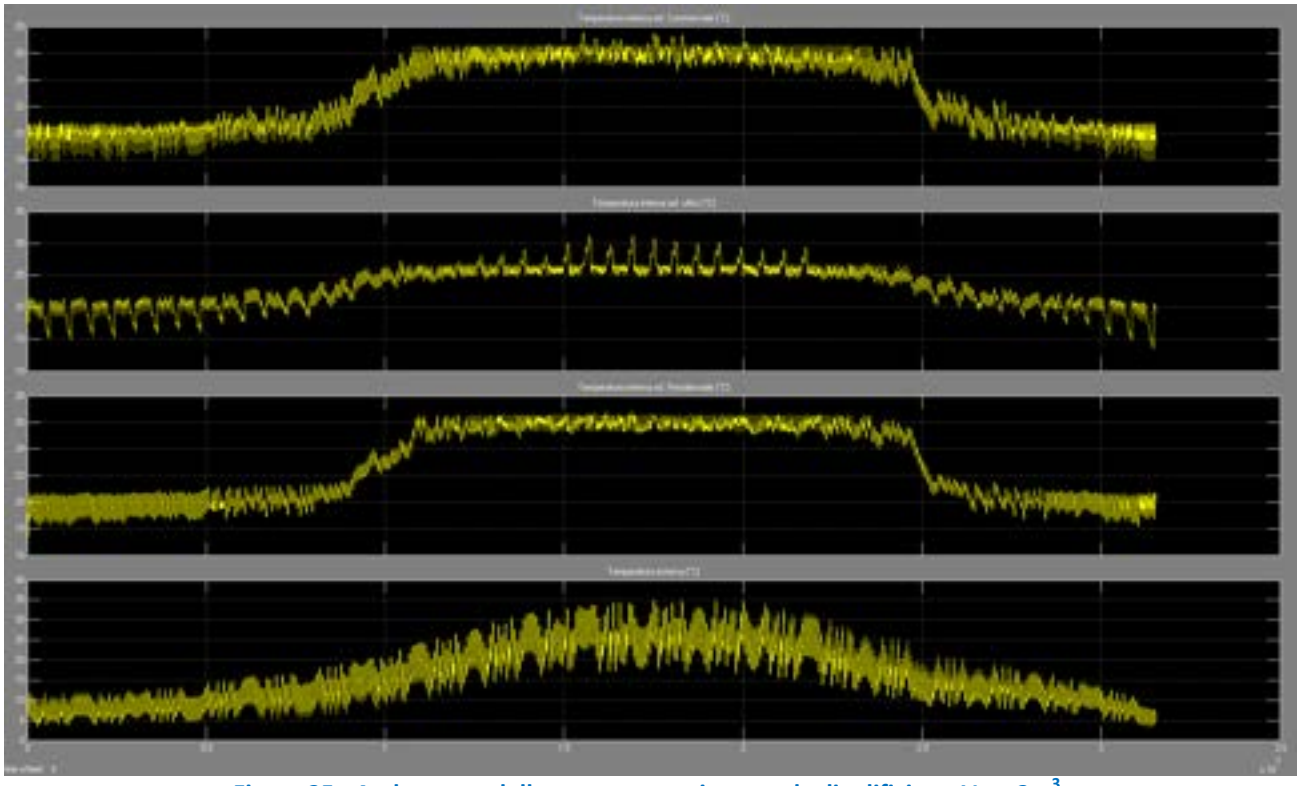

Figura 25 - Andamento delle temperature interne degli edifici per $V_{coll}=2m^3$

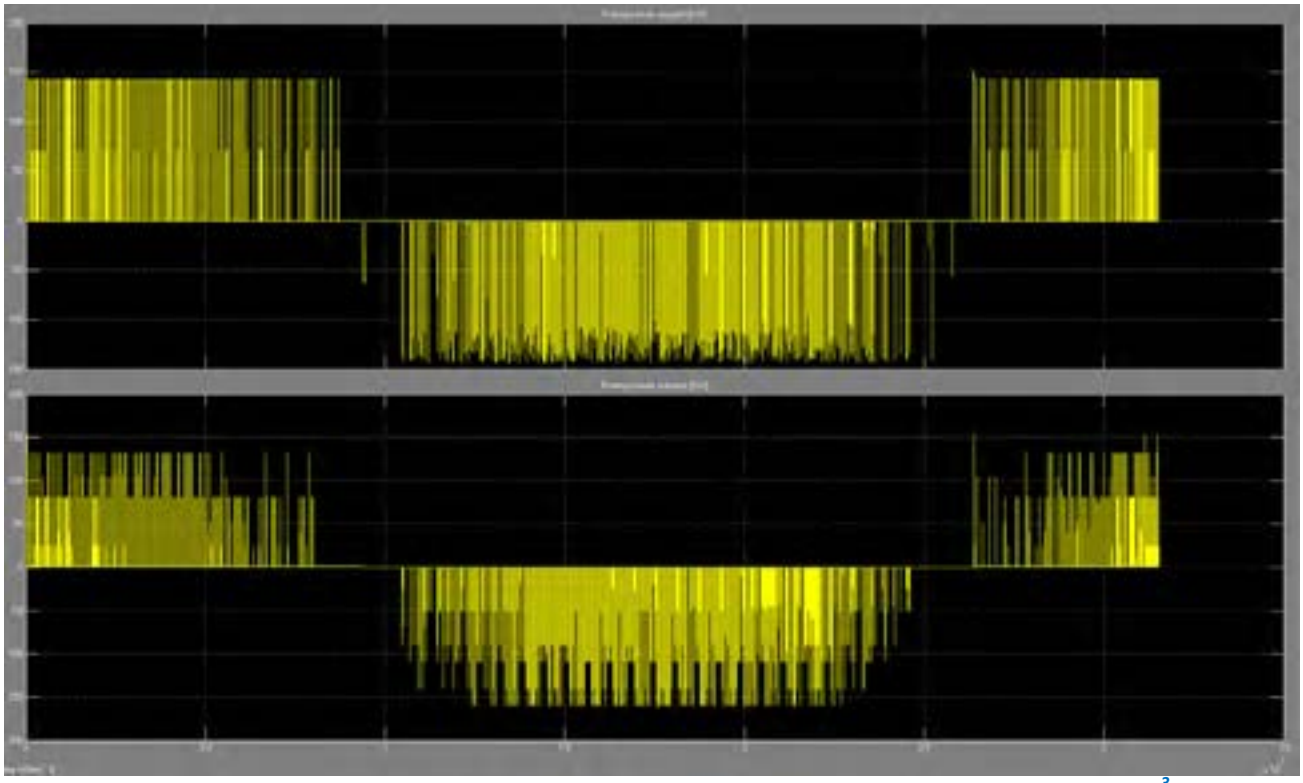

Figura 26 - Andamento delle potenze trasferite e richieste all'accumulo principale per $V_{coll}=2m^3$

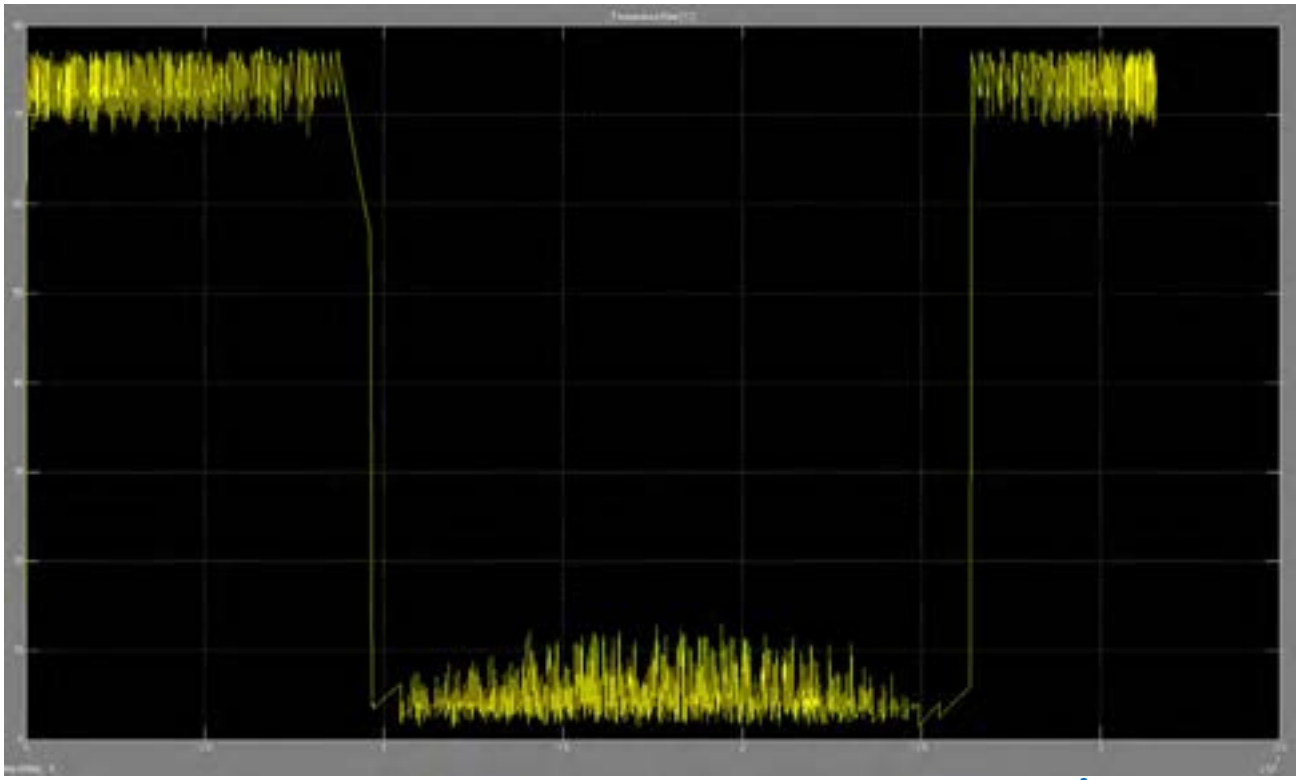

Figura 27 - Andamento della temperatura dell'accumulo principale per $V_{coll}=3m^3$

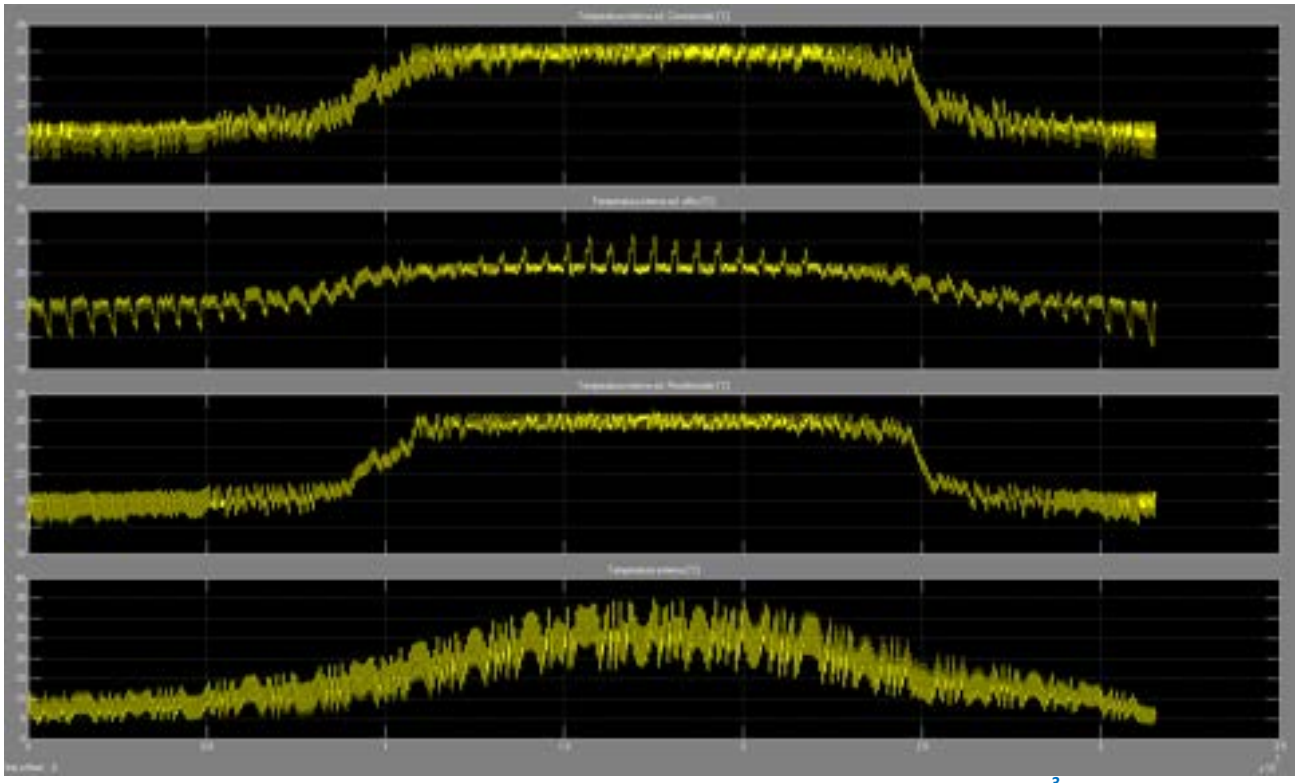

Figura 28 - Andamento delle temperature interne degli edifici per $V_{coll}=3m^3$

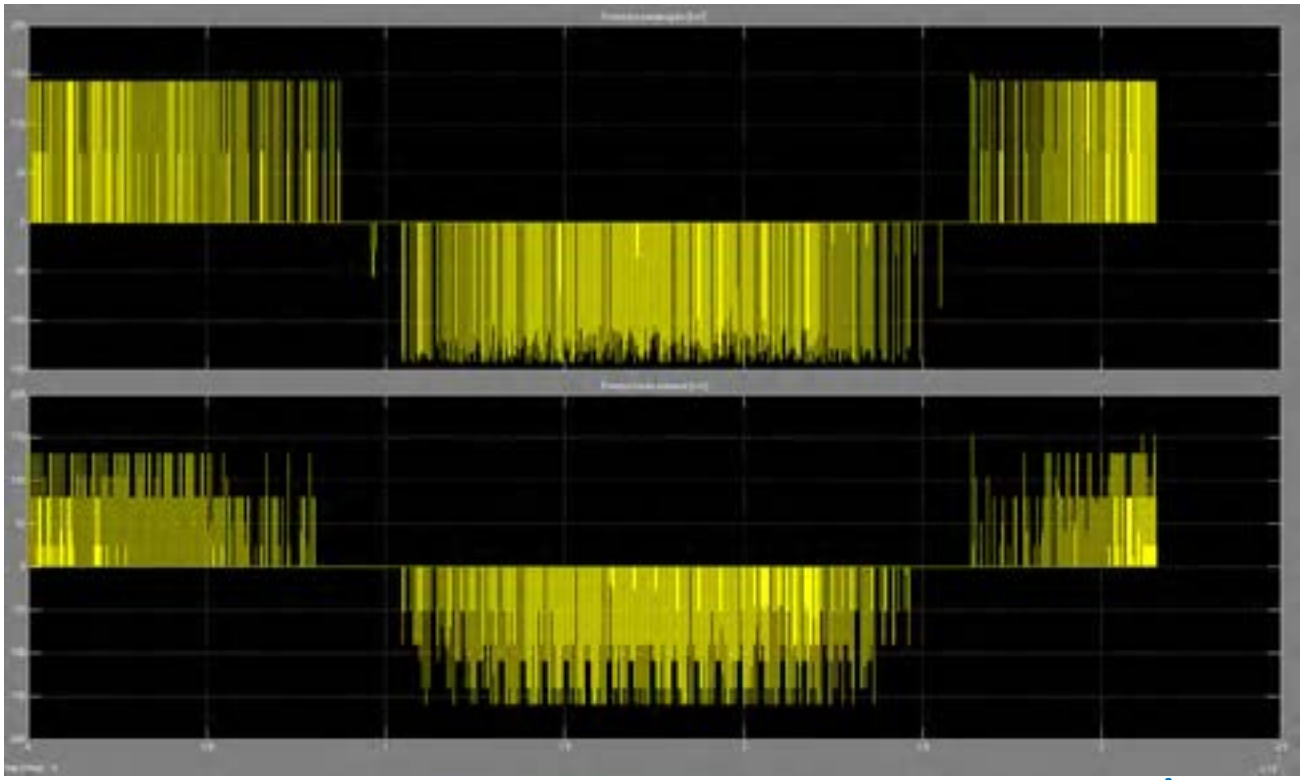

Figura 29 – Andamento delle potenze trasferite e richieste all'accumulo principale per $V_{coll}=3m^3$

2.2.4 Pannelli radianti

In questo paragrafo è descritto il modulo del sistema di emissione a pannelli radianti che è stato aggiunto agli altri già implementati per ciascun edificio. Va messo in evidenza che in questo modo si colma una mancanza rilevante di cui era affetta la piattaforma in quanto i sistemi a pannelli radianti sono sempre più diffusi nelle nuove istallazioni sia di edifici isolati sia di edifici connessi a reti energetiche. Infatti l'utilizzo di tali sistemi di emissione a bassa temperatura permette uno sfruttamento migliore di sistemi di produzione con energie rinnovabili siano esse da fonte solare o aereo termica od anche derivanti da sistemi di recupero del calore.
Il sistema radiante sviluppato è del tipo a soffitto: la scelta di tale tipologia rispetto ad uno a pavimento deriva da considerazioni sulla reale applicabilità del sistema in caso di retrofit energetico di un edificio e dai maggiori benefici che un sistema a soffitto ha rispetto ad un sistema a pavimento nel caso di edifici ad uso uffici o terziario in genere (casi che più si avvicinano alle soluzioni che verranno simulate nell'attività futura).
Il sistema scelto utilizza la tecnologia dei tubi capillari al fine di ottenere una tecnologia di riscaldamento e raffrescamento più naturale possibile e garantire il benessere in ambiente.
Il modello del sistema radiante è stato sviluppato seguendo il metodo contenuto nella normativa di riferimento UNI 15377-1, in particolare si è fatto riferimento al caso F relativo al sistema a tubi capillari. La normativa descrive come calcolare la resistenza termica totale partendo dalle diverse resistenze termiche $(R_w, R_r, R_x, R_1, R_2)$ che il flusso termico incontra nel suo passaggio dalla tubazione all'ambiente. Dalla resistenza totale si calcola la caratteristica di scambio termico da cui, fissando una differenza di temperatura tra acqua in mandata e in ritorno, si ottiene la resa termica del pannello radiante che, moltiplicata per l'area utile stimata, fornisce la potenza totale in raffescamento di tutto l'edificio.
Uno dei parametri fondamentali per la gestione di questo tipo di impianti è la temperatura superficiale del pannello che non deve mai scendere sotto la temperatura di rugiada dell'ambiente, pena la formazione di condensa superficiale con conseguente degrado delle strutture e con l'insorgere di situazioni di forte discomfort per gli occupanti. Non essendo disponibile il valore dell'umidità interna dalla simulazione, è stata impostata una soglia limite costante per la temperatura superficiale del pannello pari a 18°C: quando tale temperatura scende al di sotto del limite interviene un sistema di regolazione che innalza la temperatura dell'acqua in mandata al pannello. Nella realtà questo può essere fatto con una valvola modulante a tre vie miscelatrice collegata tra la mandata ed il ritorno del pannello. Il limite di 18°C corrisponde alla temperatura di rugiada che si ottiene in condizioni interne di riferimento dal punto di vista del comfort (26°C e 60% di umidità). Tali condizioni termoigrometriche devono essere soddisfatte con l'utilizzo di un impianto ad aria in grado di lavorare sul carico latente mentre il sistema radiante lavora solo sul carico sensibile.
Per validare il modello implementato sono state fatte diverse simulazioni alimentando i pannelli a varie temperature in modo da ottenere la curva di resa di un modello reale (Figura 30).
Il confronto evidenzia come il modello costruito simuli in modo soddisfacente il sistema radiante in funzione della temperatura di alimentazione tra 13°C e 16°C circa, fuori da questo range la resa dell'impianto simulato differisce da quella reale in modo maggiore all'aumentare della temperatura di alimentazione (Figura 31).

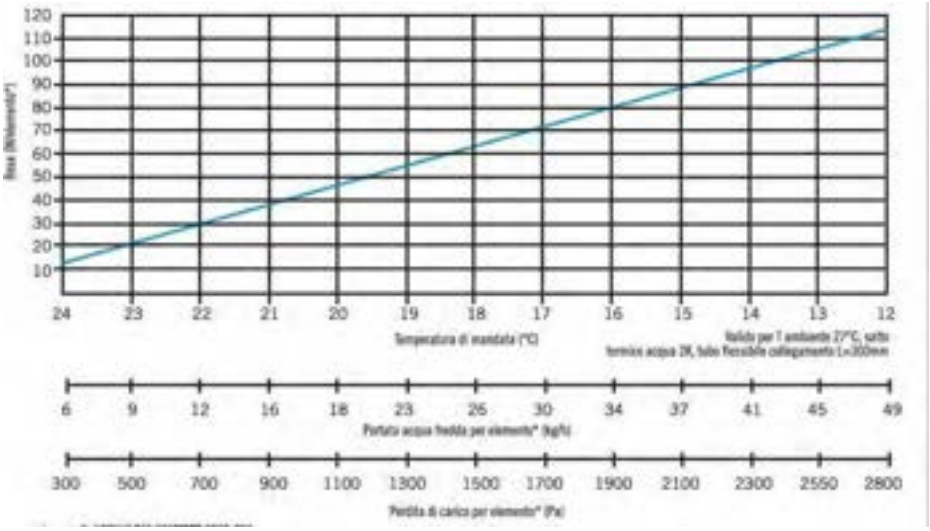

Figura 30 - Diagramma della resa in raffrescamento di un pannello reale

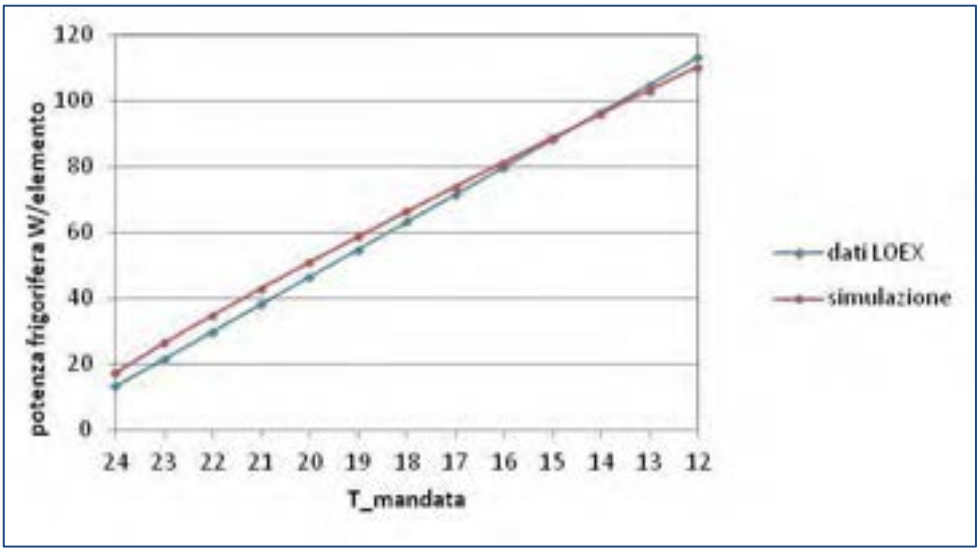

Figura 31 - Confronto tra la resa dell'impianto reale e quella simulata.

Per tener conto dell'inerzia del sistema sono state calcolate le caratteristiche di emissione nel caso di accensione e spegnimento dell'impianto considerando una costante di tempo calcolata come il prodotto tra la resistenza termica e la capacità termica del sistema (). La costante di tempo che risulta è di circa 18 minuti, il sistema in accensione raggiunge perciò il valore nominale di emissione in circa 72 minuti (quattro volte la costante di tempo).

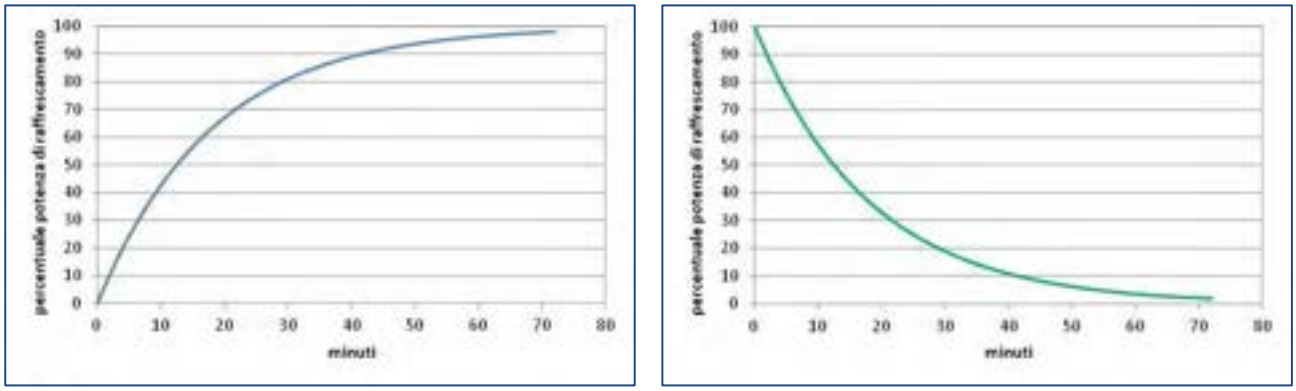

Figura 32 - Curva di avvio e spegnimento del sistema radiante.

Tramite una serie di *switch* comandati dal segnale della valvola termostatica al passo di simulazione corrente e precedente, il modello calcola la potenza emessa dal sistema radiate lungo la curva di aumento asintotico nel caso di accensione, lungo quella di decremento nel caso di spegnimento e mantenendo un valore costante nel caso di funzionamento a transitori terminati. Il risultato è visibile nel grafico di Figura 33, in cui è confrontato il segnale della valvola termostatica con la curva di emissione dell'impianto radiante reale.

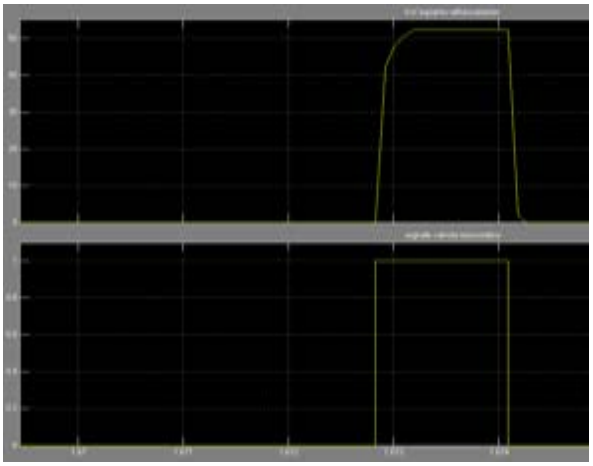

Figura 33 - Andamento della potenza emessa tenendo conto dell'inerzia del sistema

La Figura 34 riporta il blocco Simulink principale del modello di pannello radiante implementato.

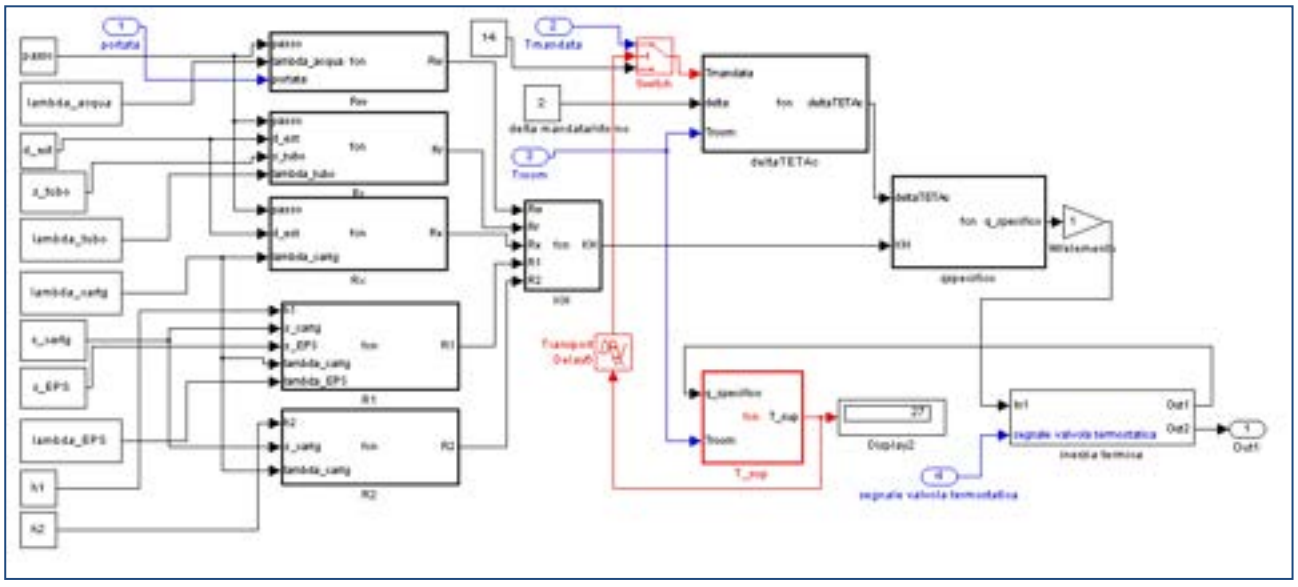

Figura 34 - Immagine del modello relativo all'impianto radiante.

2.2.5 Configurazione impiantistica complessiva rete

A valle delle attività descritte nei paragrafi precedenti sull'aggiornamento della piattaforma software, che hanno riguardato prevalentemente la centrale di generazione termica e frigorifera, il modello è stato dotato degli impianti più comunemente installati nella realtà, ovvero caldaie e pompe di calore, utilizzati nell'attività della scorsa annualità [1].
Le configurazioni simulabili prevedono la possibilità di selezionare i seguenti impianti:
climatizzazione invernale:

- pompa di calore
- caldaia a gas naturale (a condensazione e non)
- campo solare
- cogeneratore (a combustione interna o turbogas)
- calore di scarto

<u>climatizzazione estiva:</u>

- pompa di calore
- macchina frigorifera ad assorbimento

Per gli scopi dell'attività descritta in questo report, ovvero la messa a punto di indicatori delle prestazioni di reti energetiche in presenza di fonti rinnovabili, la configurazione della rete scelta prevede tre sistemi di generazione termica, cogeneratore, campo solare e calore di scarto collegati in parallelo, cioè in modo che la somma delle potenze generate da ciascuno possa soddisfare la richiesta termica complessiva (Figura 35).
Per gestire questa configurazione non è stato implementato un sistema di supervisione unico per i tre impianti ma si sono fatti convergere i flussi di potenza generati verso l'accumulo principale di rete nella stagione invernale e l'accumulo caldo asservito alla macchina frigorifera ad assorbimento in estate.
Si vuol far notare che le molteplici combinazioni impiantistiche possibili rendono complessa la realizzazione di un unico sistema di supervisione e gestione della rete in grado di simulare le possibili combinazioni; inoltre ogni modello di impianto di generazione è dotato del proprio sistema di integrazione (disattivabile) per rendere più semplice la realizzazione di configurazioni con connessioni seriali di impianti. In conclusione, quindi, il modulo con la logica di gestione della rete va realizzato caso per caso.

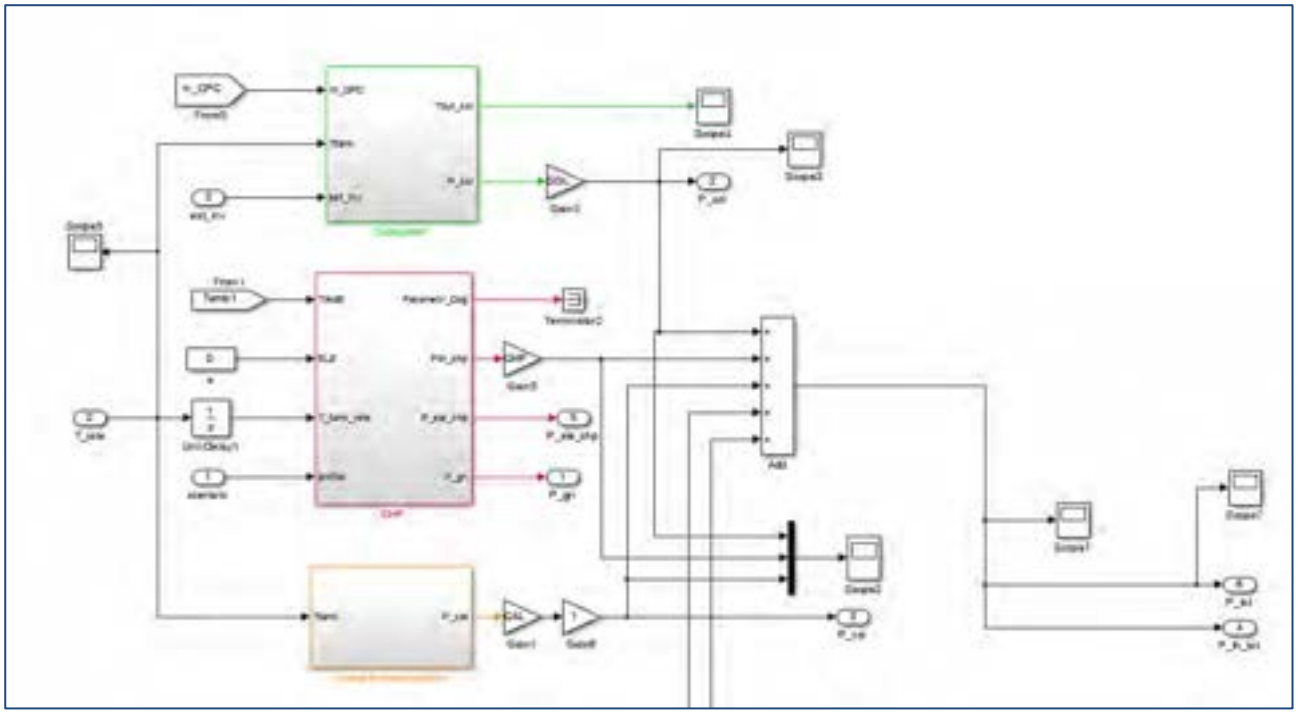

Figura 35 – Particolare del collegamento dei tre impianti di generazione termica

3 Indici di prestazione

In questa sezione verranno implementati nel modello di rete energetica realizzato, gli indici sviluppati nell'attività di collaborazione con il Politecnico di Torino, oggetto di un altro report [3]. L'obiettivo è quello di validare tali indici per una rete che affianchi ad una generazione a fonte fossile (come quella su cui ha operato il Politecnico di Torino) una a fonte rinnovabile (in particolare un campo solare e calore di scarto) e operi in assetto di teleriscaldamento e di teleraffrescamento; inoltre verrà valutata la possibilità di usare gli stessi indici per ottenere informazioni anche sullo stato di funzionamento della rete durante ciascun istante di simulazione, calcolandoli come somma (energetica) progressiva. Si valuterà, inoltre, se gli indici in origine sviluppati per quantità energetiche, mantengano la loro validità se definiti per quantità di potenze allo scopo di valutare se possano caratterizzare quantitativamente le prestazioni istantanee (riferito al passo di simulazione) della rete.
Poiché il report redatto dal Politecnico di Torino contiene la trattazione dettagliata dei vari indici di prestazione, nel seguito della trattazione verrà riproposta la sola definizione adattata all'implementazione nella piattaforma.
La versione del software utilizzato è composta da tre edifici in configurazione generazione (termica e frigorifera) centralizzata e distribuita, con centrale termica composta in entrambi i casi da:

- un campo solare
- un cogeneratore
- un sorgente di calore di scarto

e centrale frigorifera composta da un unica macchina ad assorbimento a singolo effetto nella configurazione centralizzata e dalla stessa tipologia di macchina localizzate presso le utenze nella configurazione distribuita.
La scelta di questa configurazione è dovuta alla volontà di confrontare i nuovi indici di prestazione con quelli comunemente adoperati nelle applicazioni reali e facilmente reperibili in letteratura, che sono stati impiegati nell'attività dell'anno precedente [1] svolata con la di tesi di laurea "Sviluppo di un modello di micro-rete energetica per teleriscaldamento e telerrafrescamento in ambiente Simulink"[2].
Le tabelle che seguono riportano le potenze nominali degli impianti per ciascuna delle otto configurazioni simulate, identificate con la percentuale di potenza da fonte rinnovabile installata (x% RINN), assunta pari al 10%, 30% e 50%; il significato delle sigle riportate in tabella è il seguente:
SOL: impianto solare (la potenza è riferita alla produzione del campo solare, con irraggiamento pari a 700 W/m^2)
CAL: calore di scarto;
CHP: cogeneratore
TOT: potenza totale installata

Tabella 11 - Potenza impianti configurazione centralizzata [kW]

CONFIGURAZIONE CENTRALIZZATA				
	0% RINN	10% RINN	30% RINN	50% RINN
SOL	0	20	30	50
CAL	0	0	20	30
CHP	150	135	105	75
TOT	150	155	155	155

Tabella 12 - Potenza impianti configurazione distribuita [kW]

CONFIGURAZIONE DISTRIBUITA				
	0% RINN	10% RINN	30% RINN	50% RINN
SOL	0	30	40	55
CAL	0	0	20	40
CHP	175	155	125	90
TOT	175	185	185	185

3.1 Total Primary Energy Factors *(PEF)*

Il PEF esprime il rapporto fra l'energia primaria complessivamente utilizzata (incluse le fonti rinnovabili) per produrre l'energia termica necessaria a soddisfare le utenze e la stessa energia termica; in questo caso l'energia primaria include non solo il combustibile fornito alla centrale termica, ma anche tutte l'energia necessaria a rendere utilizzabile il vettore energetico (estrazione, raffinazione, trasporto etc.). Pertanto il PEF fornisce indicazioni sulle prestazioni della centrale di produzione termica, non considerando la presenza della rete di teleriscaldamento.
Per ricavare l'energia primaria sono pertanto necessari dei fattori di conversione per tipologia di combustibile che tengano conto della "spesa" energetica per singolo vettore energetico; la tabella seguente riporta quelli di interesse per il proseguo del lavoro.

Tabella 13- Fattori di energia primaria

VETTORE ENERGETICO	FATTORE DI ENERGIA PRIMARIA (f_p)	FONTE
Gas Naturale	1	CTI 14: 2013
Energia elettrica	2,174	CTI 14: 2013
Solare termico	1	FprEN 15603: 2014
Calore di Scarto	1,05	TC 228 WI 00228 027:2004
Teleriscaldamento	1,3	FprEN 15603: 2014
Teleraffrescamento	1,3	FprEN 15603: 2014

Nel caso della configurazione di rete implementata vale:

$$PEF = \frac{E_{GN}\, f_{p,GN} + E_{sol}\, f_{p,sol} + E_{cal}\, f_{p,cal} - E_{el}\, f_{p,el}}{E_t}$$

con
E_{GN}: energia associata al gas naturale consumato dal cogeneratore
$f_{P,GN}$: fattore di energia primaria associato al gas naturale
E_{sol}: energia termica prodotta dal campo solare
$f_{P,sol}$: fattore di energia primaria associato all'energia solare
E_{cal}: energia termica prodotta dal calore di scarto
$f_{P,cal}$: fattore di energia primaria associato al calore di scarto
E_{el}: energia elettrica prodotta dal cogeneratore
$f_{P,el}$: fattore di energia primaria associato all'energia elettrica
E_t: energia termica complessiva prodotta dalla centrale termica e inviata alla rete di teleriscaldamento

È stato anche implementato lo stesso indice riferito alle potenze generate ad ogni iterazione:

$$PEF_P = \frac{P_{GN}\, f_{p,GN} + P_{sol}\, f_{p,sol} + P_{cal}\, f_{p,cal} - P_{el}\, f_{p,el}}{P_t}$$

con analogo significato di tutti i simboli, in cui le energie E sono sostituite dalle potenze P.

L'implementazione è avvenuta con una M-function, visibile nella Figura 36, in cui i simboli hanno significato analogo a quello descritto per le formule del PEF e del PEF_P.

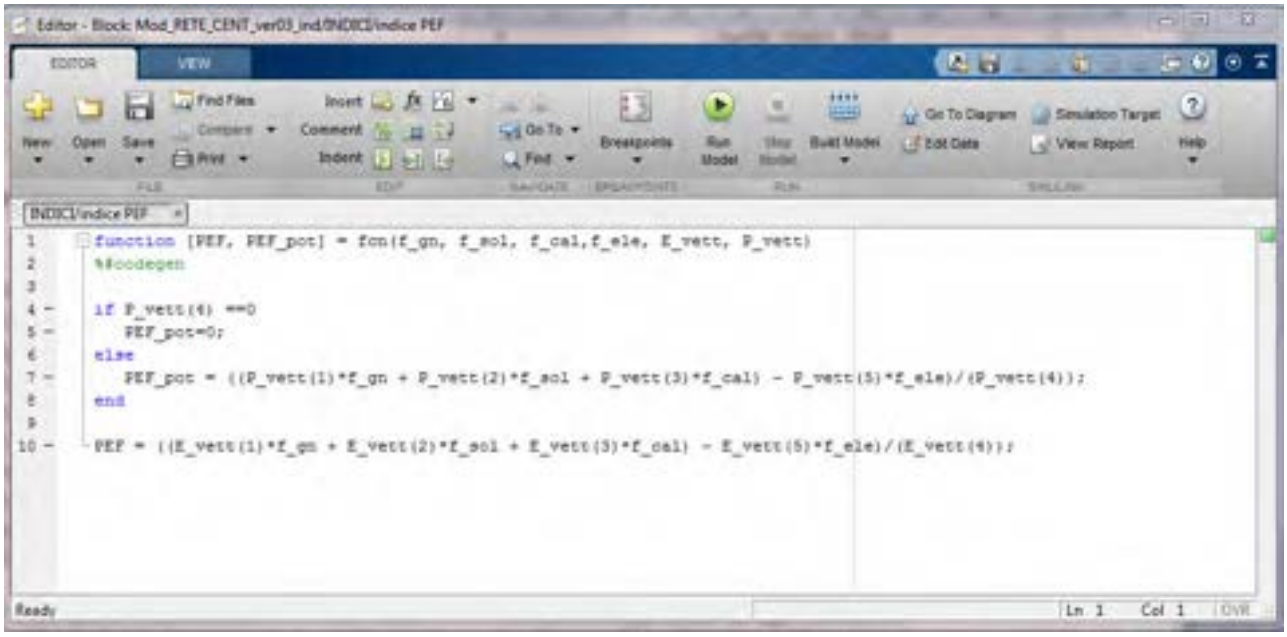

Figura 36 – M-function del PEF

Nella Figura 37 è riportato un particolare della piattaforma in cui sono identificabili le grandezze utilizzate per implementare le M-function degli indici.

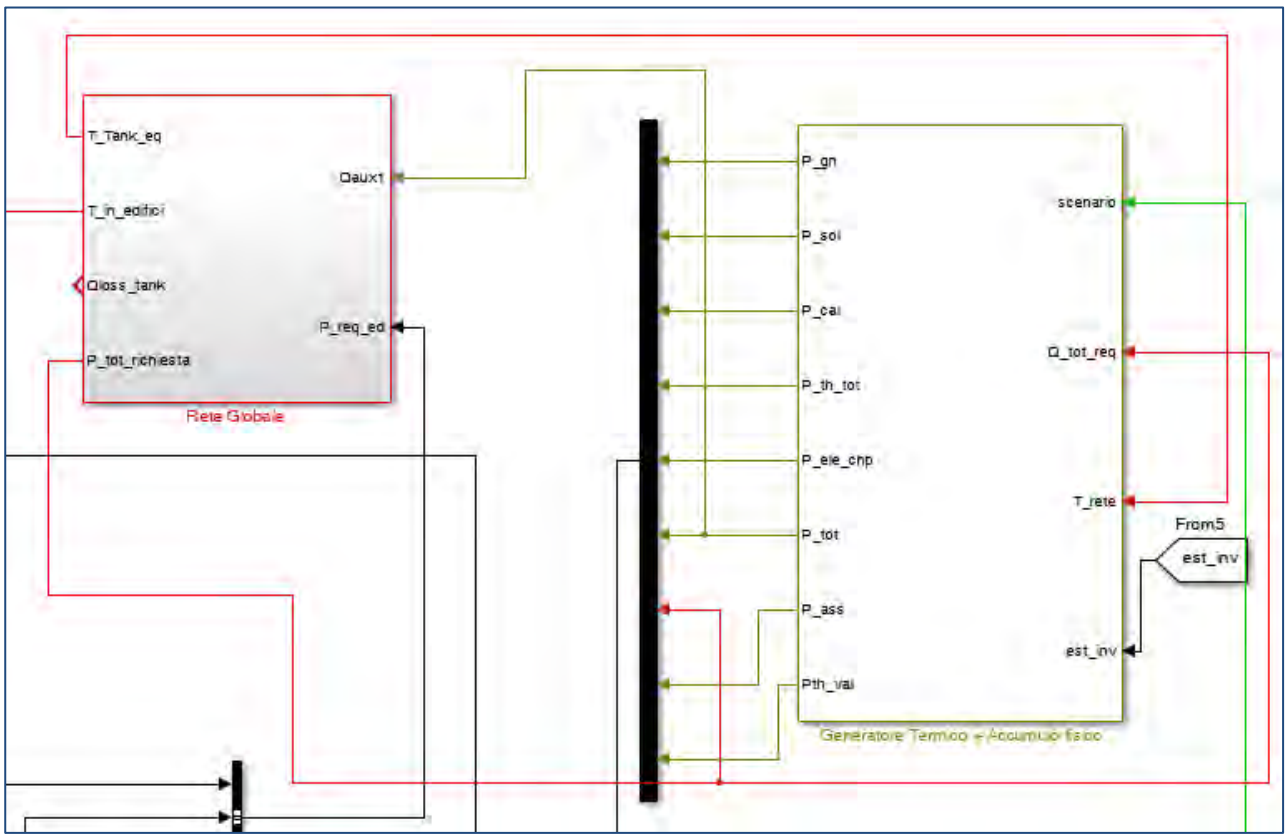

Figura 37 – Particolare della piattaforma

Di seguito è graficato il risultato fornito dai due indici per il mese di gennaio:

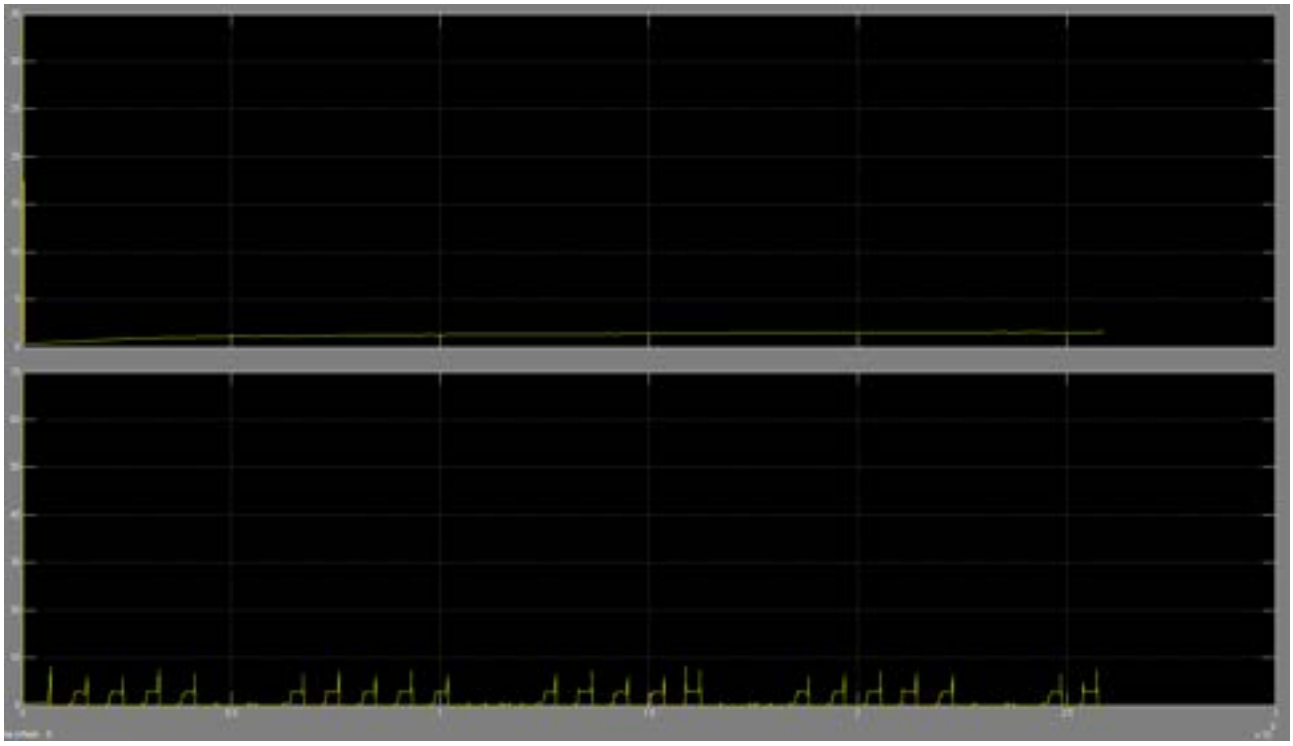

Figura 38 – PEF e PEF_P : simulazione per il mese di gennaio

Il grafico evidenzia per entrambi gli indici un problema di picchi ecessivamente elevati,nella parte iniziale del PEF e ripetuto in tutto l'andamento per il PEFp (Figura 38) che è stato necessario investigare per valutarne l'influenza sull'informazione prodotta dagli stessi indici.

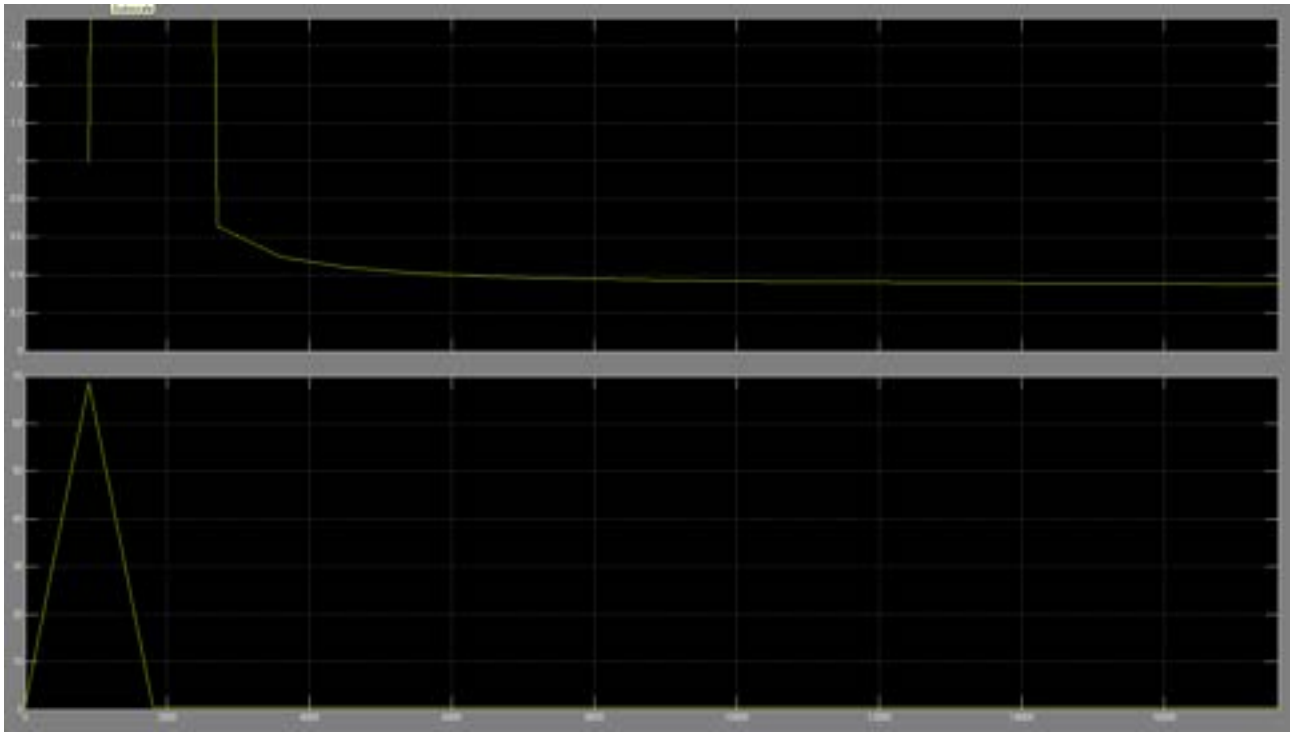

Figura 39 - PEF e PEF_P: particolare iniziale simulazione per il mese di gennaio

La causa è da attribuire alle condizioni inziali della temperatura della rete (fissati uguali alla temperatura del terreno) e al transitorio necessario a portare la rete alla temperatura di riferimento voluta, che richiede

valori di potenza più elevati rispetto a quelli rilevabili negli istanti successivi, come emerge dai grafici di Figura 40 e Figura 41.

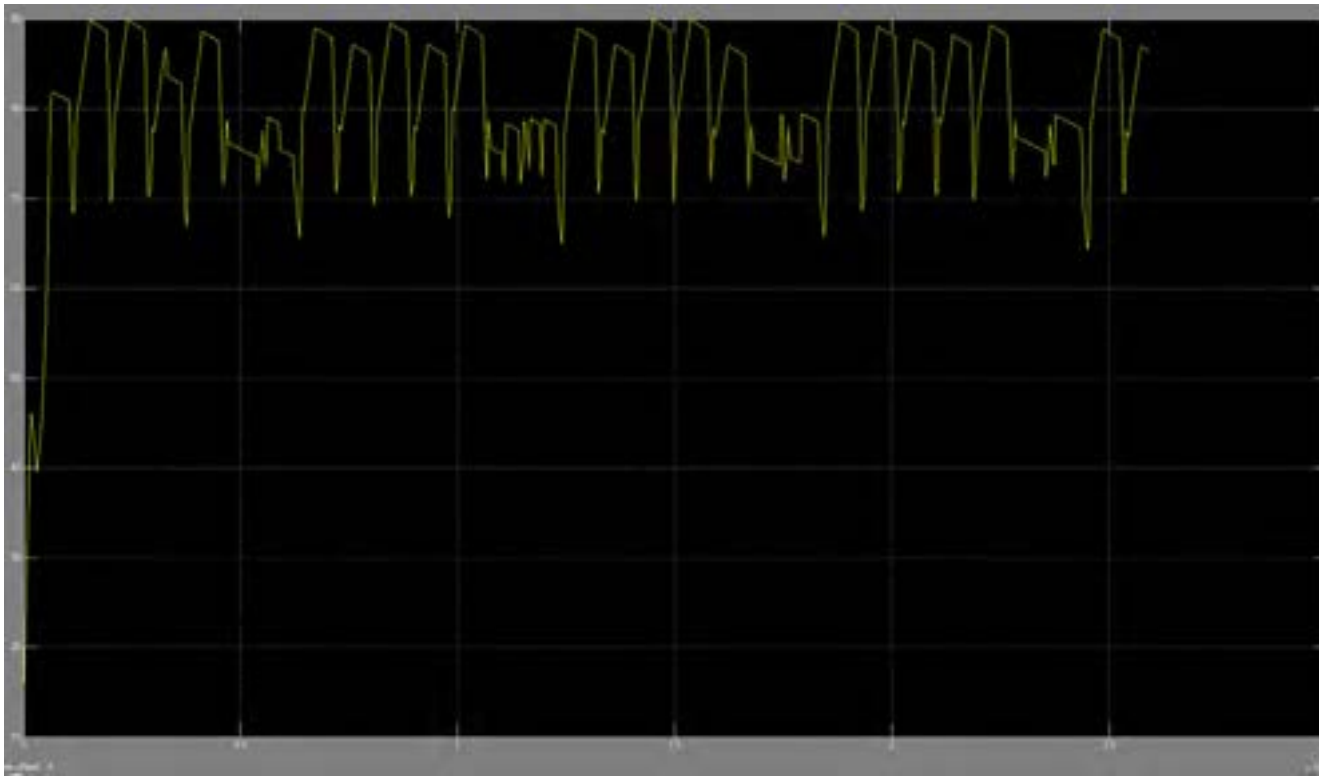

Figura 40 – temperatura accumulo rete per il mese di gennaio

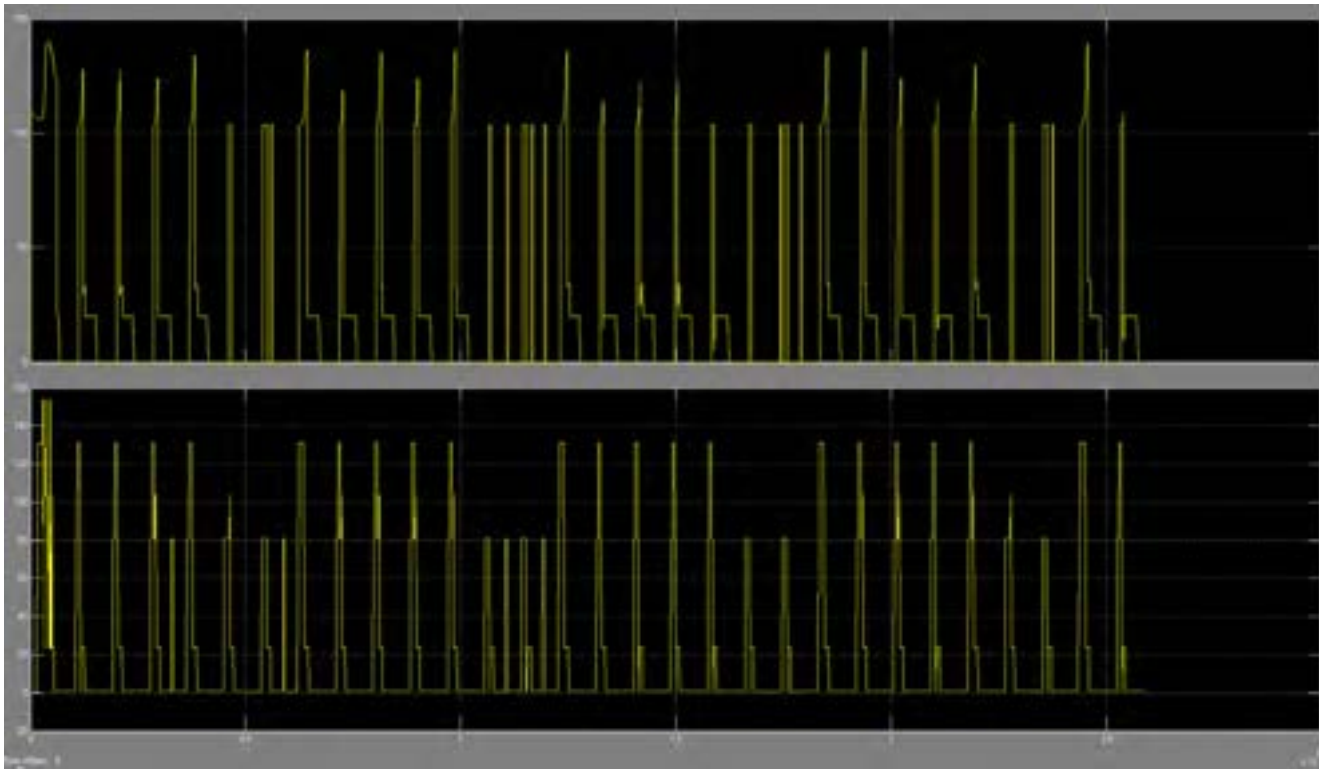

Figura 41 – potenza fornita alla rete (in alto) e richiesta alle utenze (in basso) per il mese di gennaio

Dall'osservazione di tali andamenti e dalla definizione degli indici si può concludere che l'influenza di tale problematica è trascurabile; tuttavia per favorirne una migliore visualizzazione è stato modificato il calcolo in modo da forzare a zero il primo giorno di calcolo ed eliminare il picco.

3.2 Total primary energy factor non renewable (PEF_{NR})

Si tratta di un indice simile al precedente, in cui non è considerata la parte di energia primaria proveniente da fonte rinnovabile, che nel caso della configurazione di rete implementata vale:

$$PEF_{NR} = \frac{E_{GN}\, f_{p,GN} - E_{el}\, f_{p,el}}{E_t}$$

con

E_{GN}: energia associata al gas naturale consumato dal cogeneratore
$f_{P,GN}$: fattore di energia primaria associato al gas naturale
E_{el}: energia elettrica prodotta dal cogeneratore
$f_{P,el}$: fattore di energia primaria associato all'energia elettrica
E_t: energia termica complessiva prodotta dalla centrale termica e inviata alla rete di teleriscaldamento
e

$$PEF_{P\ NR} = \frac{P_{GN}\, f_{p,GN} - P_{el}\, f_{p,el}}{P_t}$$

nella forma implementata con le potenze, con analogo significato di tutti i simboli.
La M-function implementata è riportata in Figura 42.

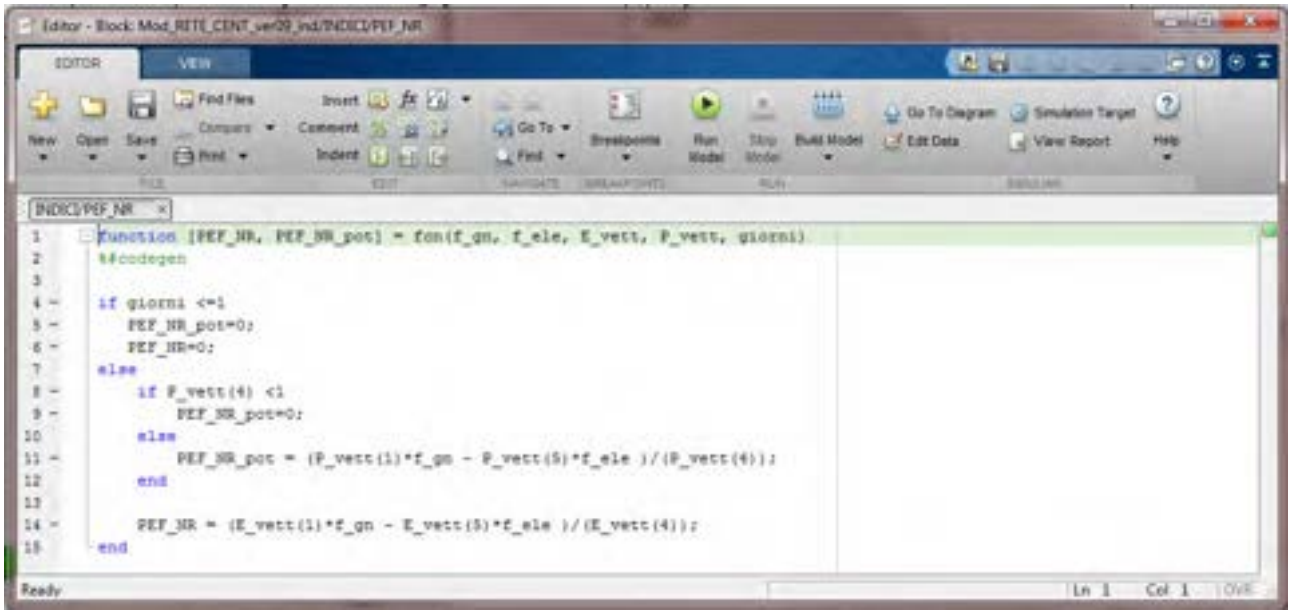

Figura 42 - M-function del PEF_{NR}

3.3 District heating global efficiency (EDH)

Questo indice esprime l'efficienza della sola rete di teleriscaldamento ed è espresso come

$$EDH = \frac{E_{t,ut}}{E_t}$$

con:

$E_{t,ut}$: energia termica complessivamente richiesta dalle utenze (comprensiva delle perdite di rete)
E_t: energia termica complessiva prodotta dalla centrale termica e inviata alla rete di teleriscaldamento
e con analogo significato riferito alle potenze:

$$EDH_P = \frac{P_{t,ut}}{P_t}$$

L'implementazione di questo indice (Figura 43) è stata modificata per rendere l'indice compatibile con le grandezze a disposizione: nella definizione, al numeratore dovrebbe essere riportato il valore dell'energia (o della potenza) trasferita alle utenze, grandezza che il modello di rete non fornisce in quanto corrisponderebbe all'energia (o alla potenza) in uscita dall'accumulo principale di rete. Poiché il modello di accumulo non fornisce tale valore, si è utilizzata l'energia (e la potenza) complessivamente richiesta dalle singole utenze, aggiunta delle perdite complessive di rete.

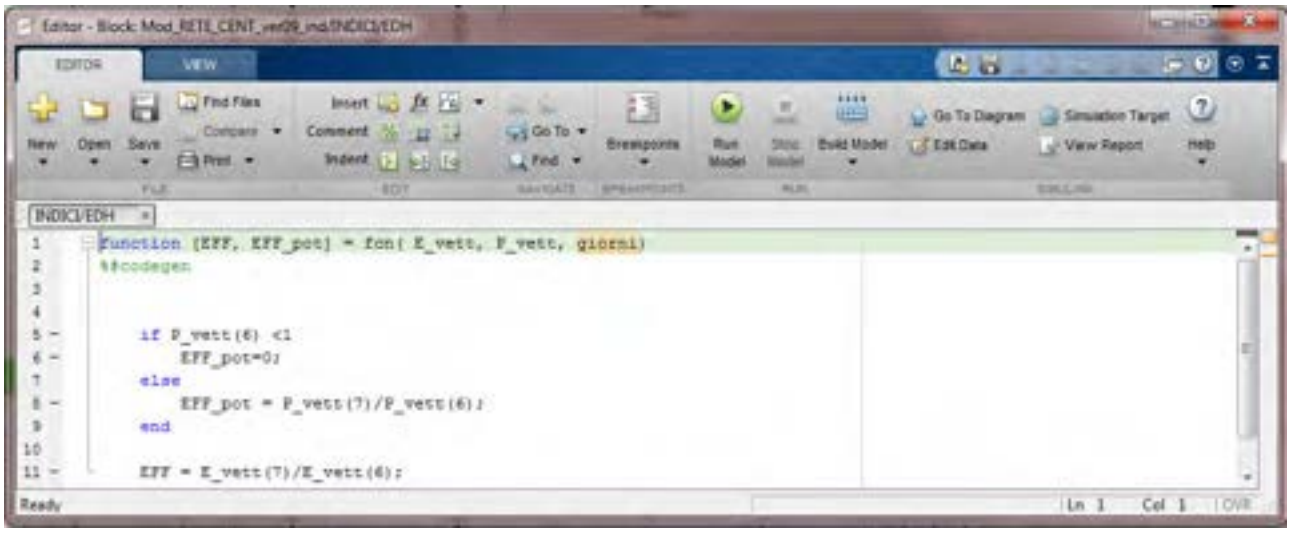

Figura 43 – M-function EDH

3.4 *Relative importance of losses (RiL)*

L'indice RiL rappresenta il peso delle perdite di energie termica della rete rispetto all'energia inviata alle utenze, e vale:

$$RiL = \frac{E_t - E_{t,ut}}{E_{t,ut}}$$

con: $E_{t,ut}$: energia termica complessivamente richiesta dalle utenze (comprensiva delle perdite di rete)
E_t: energia termica complessiva prodotta dalla centrale termica e inviata alla rete di teleriscaldamento
e con analogo significato riferito alle potenze:

$$RiL = \frac{P_t - P_{t,ut}}{P_{t,ut}}$$

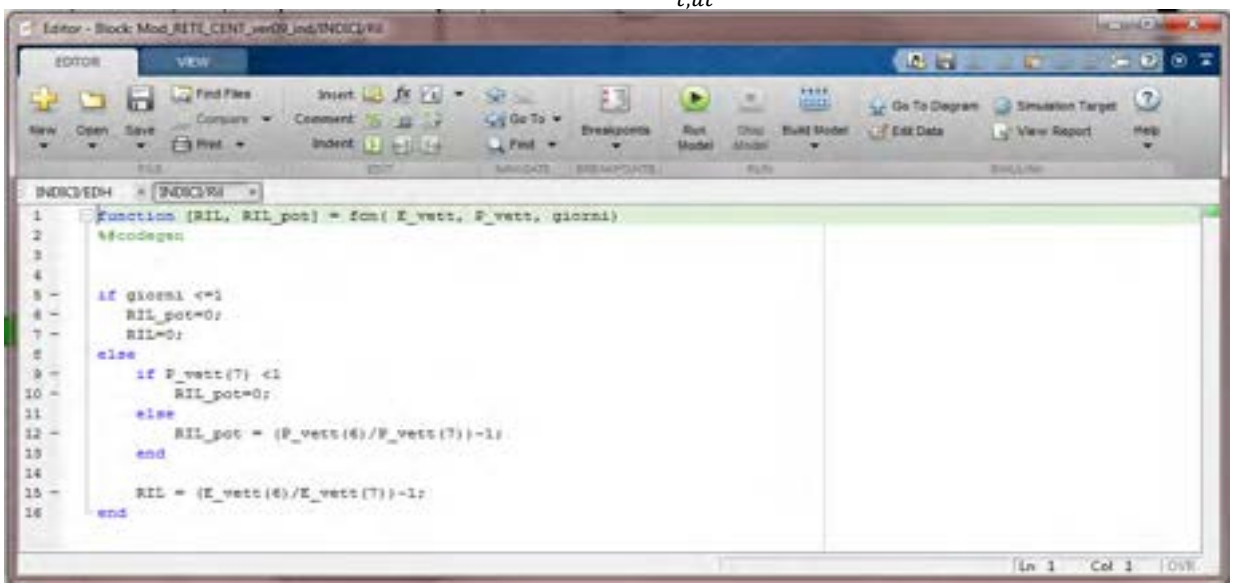

Figura 44 – M-function RiL

3.5 Risultati

Nel presente paragrafo sono rappresentati i risultati delle simulazioni effettuate, per ciascuna configurazione (vedi Tabella 11 e Tabella 12). Poiché la finalità dell'attività è la messa a punto degli indici descritti nel paragrafo precedente e non uno studio sulle diverse configurazioni di reti energetiche e sulle loro prestazioni e poiché tali indici non contemplano parametri direttamente legati alle condizioni ambientali[4], le simulazioni sono state condotte per la sola città di Roma.
In particolare di ciascuna configurazione sono presentati:

- gli andamenti annuali delle temperature interne delle utenze, a dimostrazione della capacità della rete di garantire il confort termico,
- gli andamenti annuali della temperatura dell'accumulo principale a dimostrazione del corretto dimensionamento e gestione degli impianti di generazione,
- gli andamenti annuali degli indici calcolati come somma progressiva dei consumi energetici ad ogni passo di simulazione.

Configurazione rete distribuita 0%RINN: CHP=175 kW, SOL=0,CAL=0

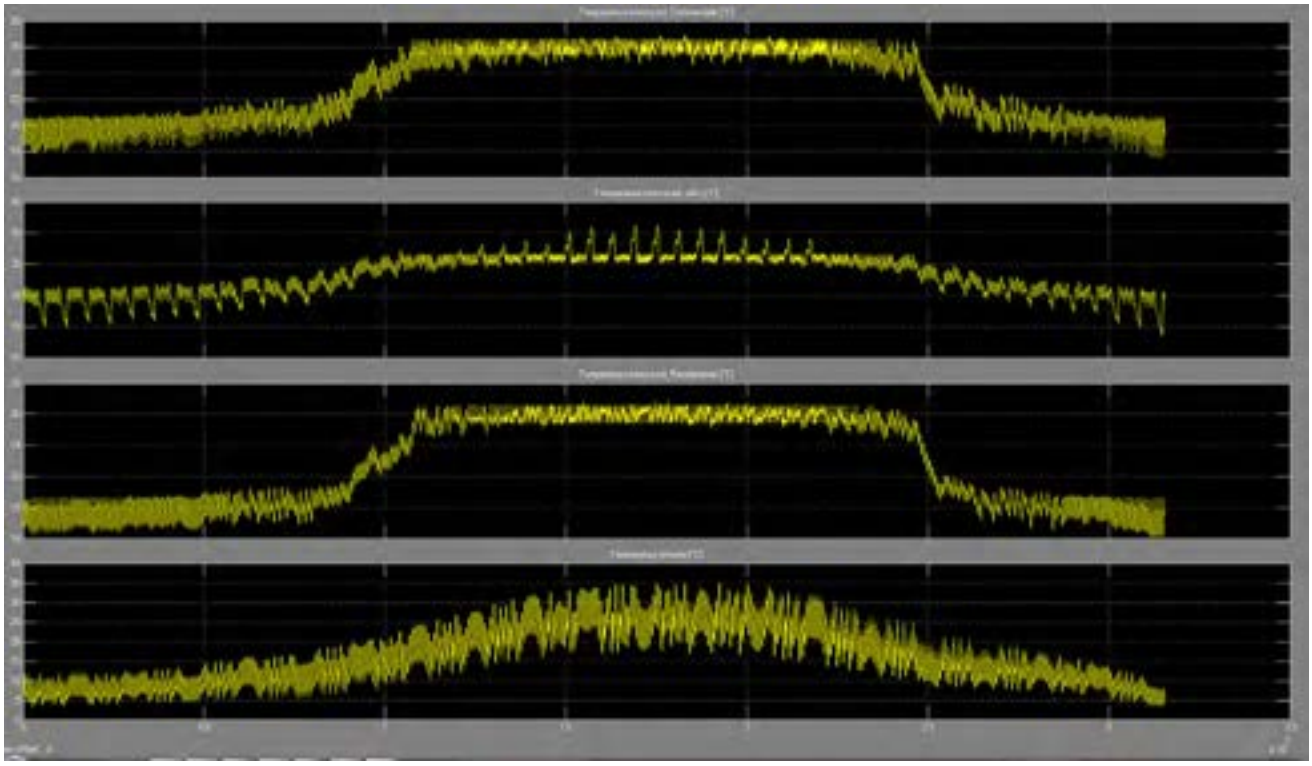

Figura 45 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione DIS, 0%RINN

[4] Ovviamente le condizioni meteo influenzano gli indici nella misura in cui variano con esse le richieste energetiche delle utenze; la situazione cambia con il rendimento exergetico, oggetto del paragrafo successivo, in quanto la temperatura ambiente è un parametro inglobato nella definizione di rendimento exergetico.

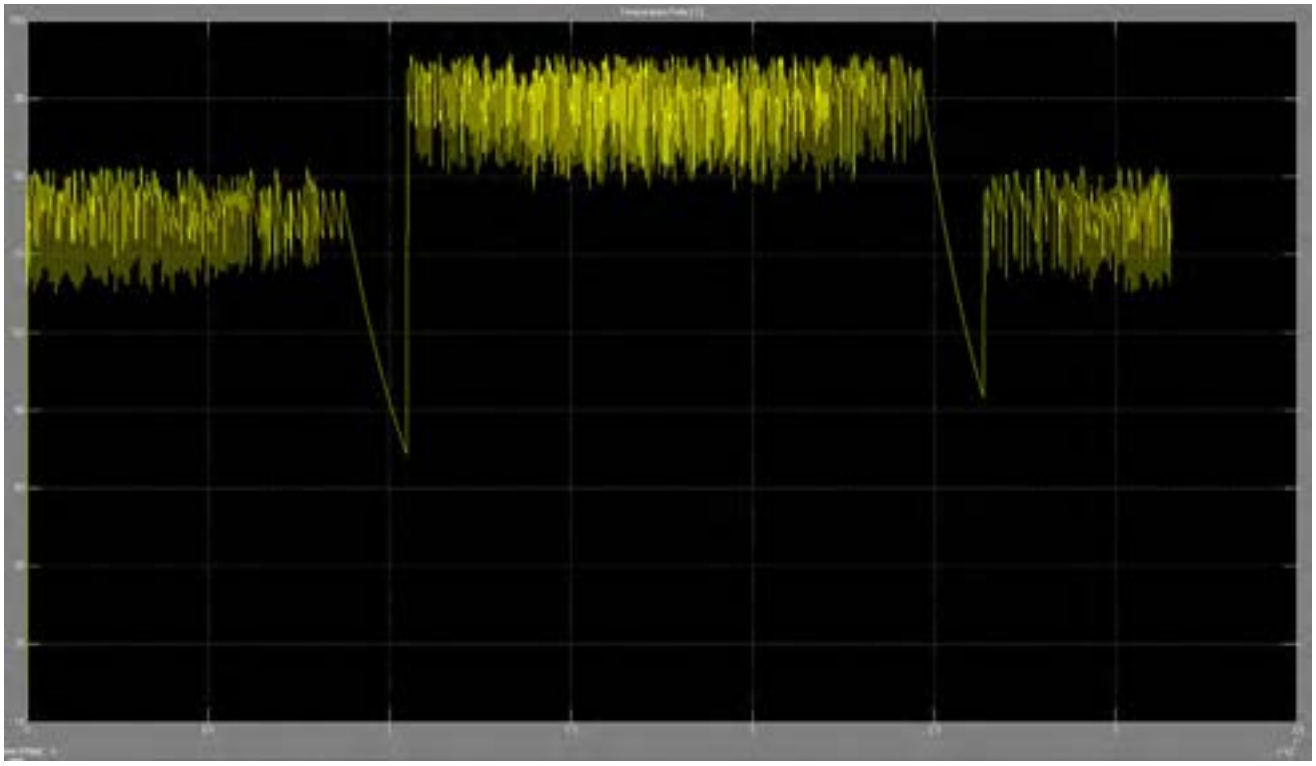

Figura 46 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione DIS, 0%RINN

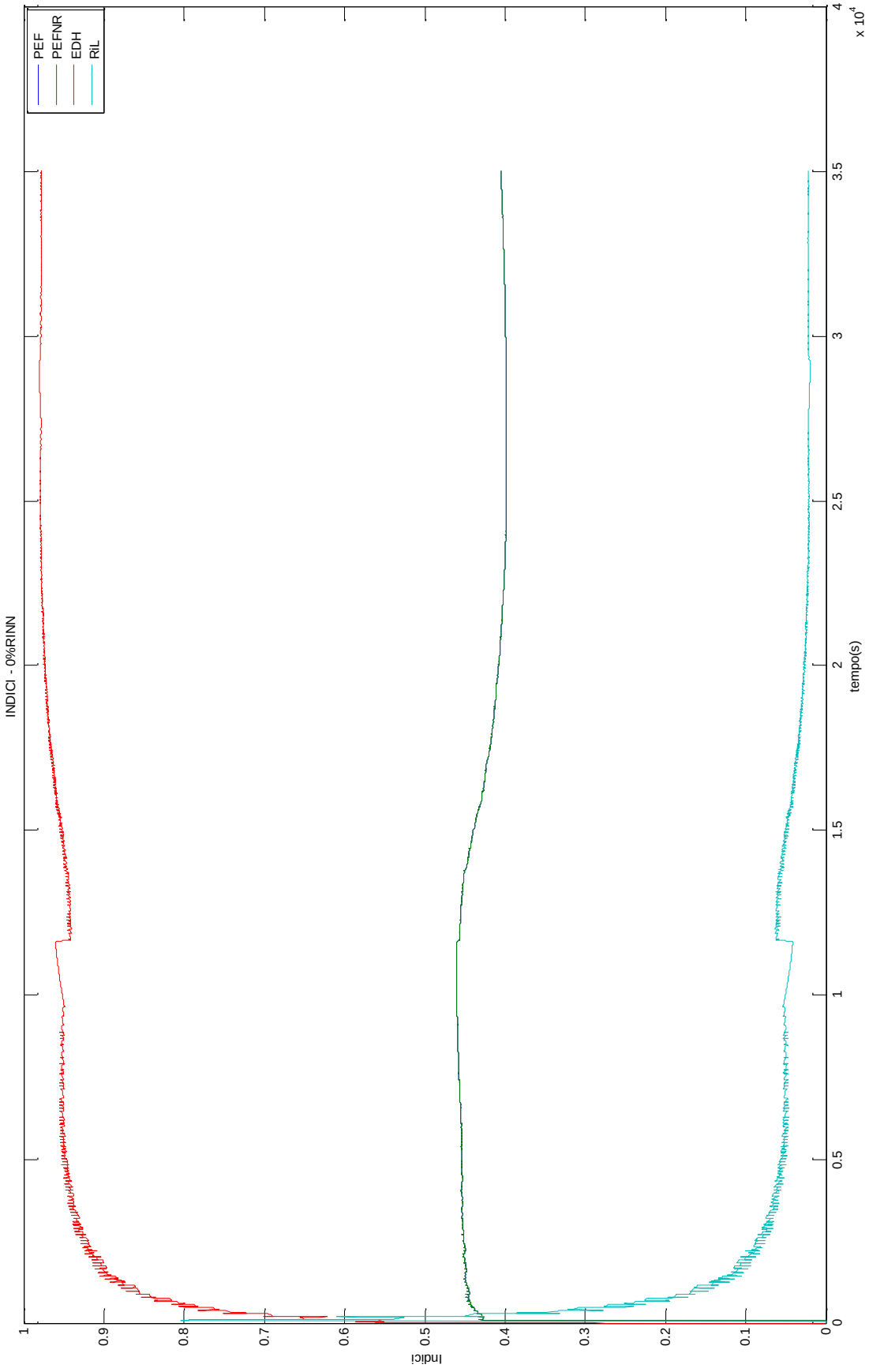

Figura 47 - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, DIS, 0%RINN

Configurazione rete distribuita 10%RINN: CHP=155 kW, SOL=30kW,CAL=0

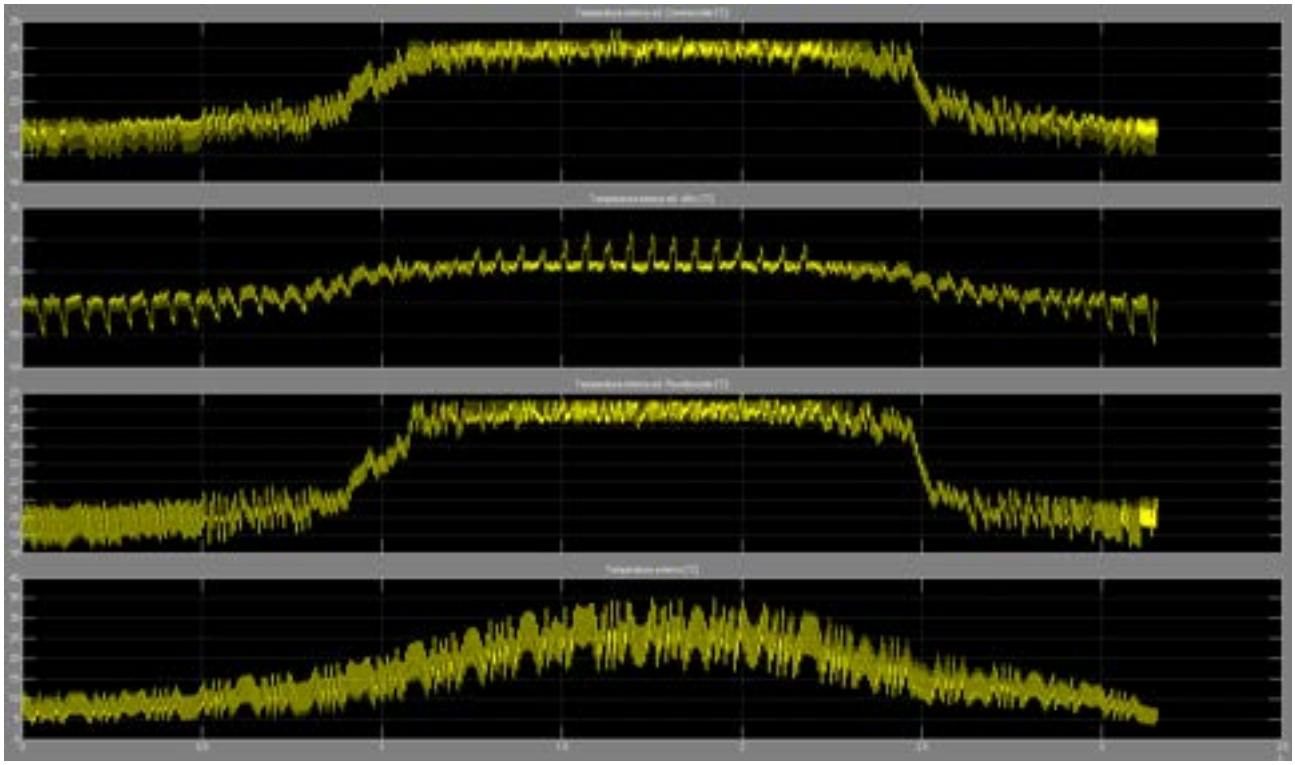

Figura 48 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione DIS, 10%RINN

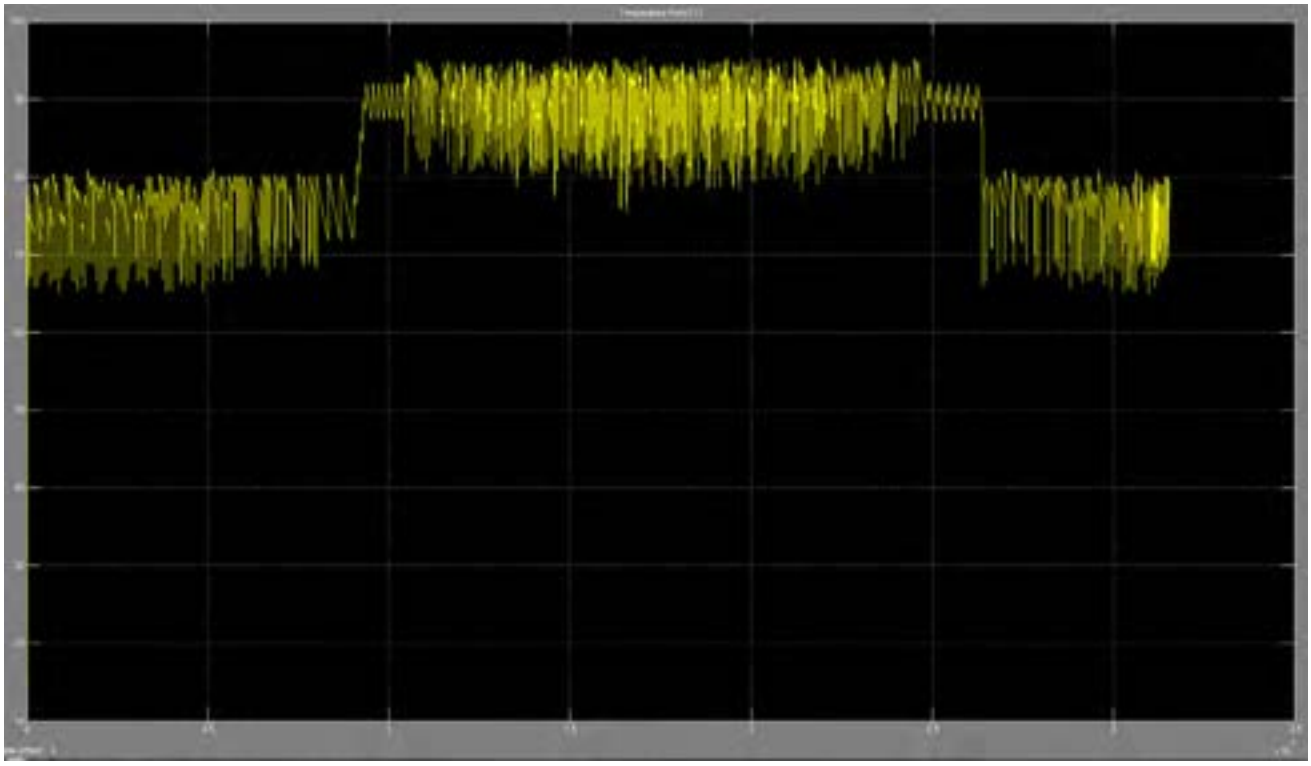

Figura 49 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione DIS, 10%RINN

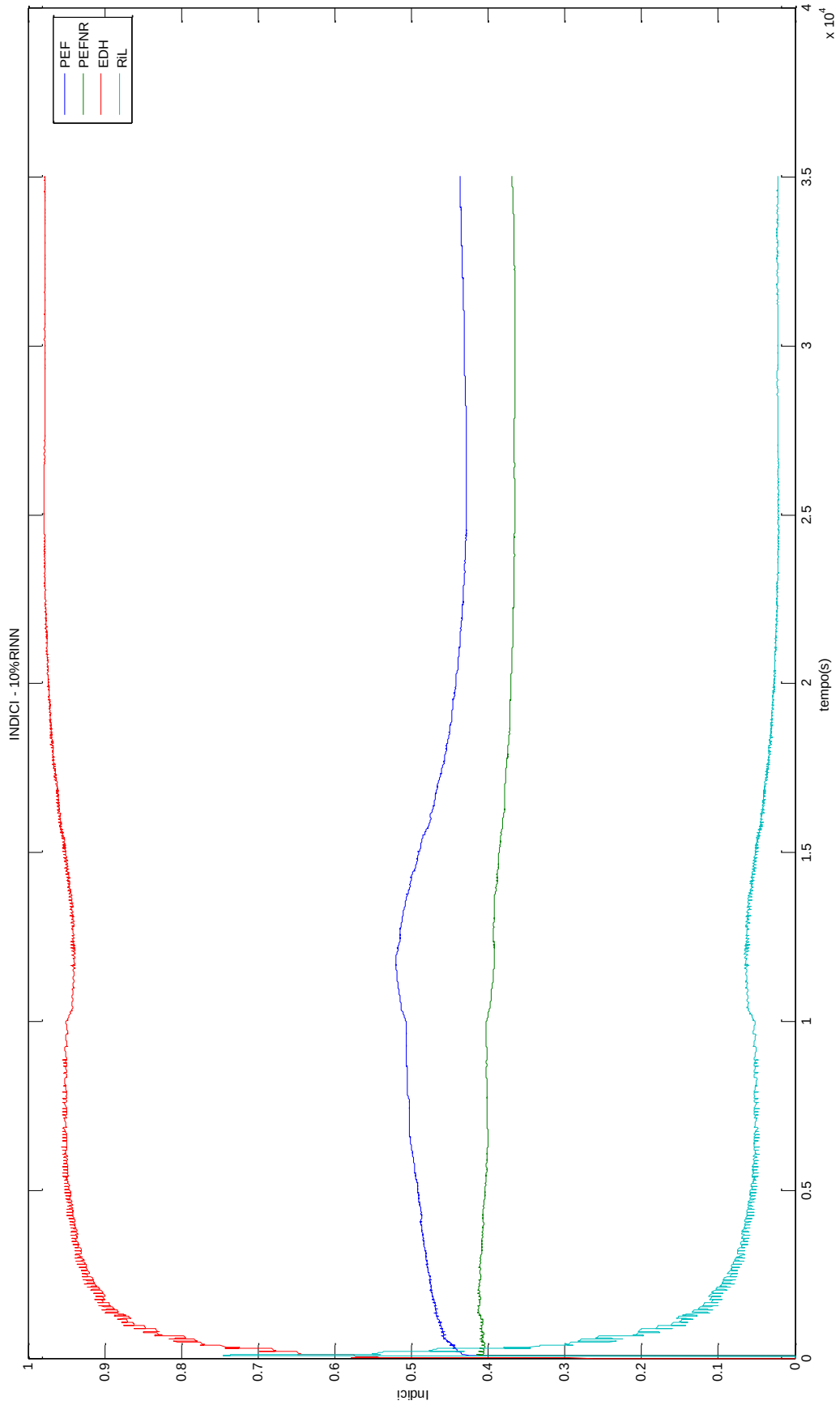

Figura 50 - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, DIS, 10%RINN

Configurazione rete distribuita 30%RINN: CHP=125 kW, SOL=40kW,CAL=20 kW

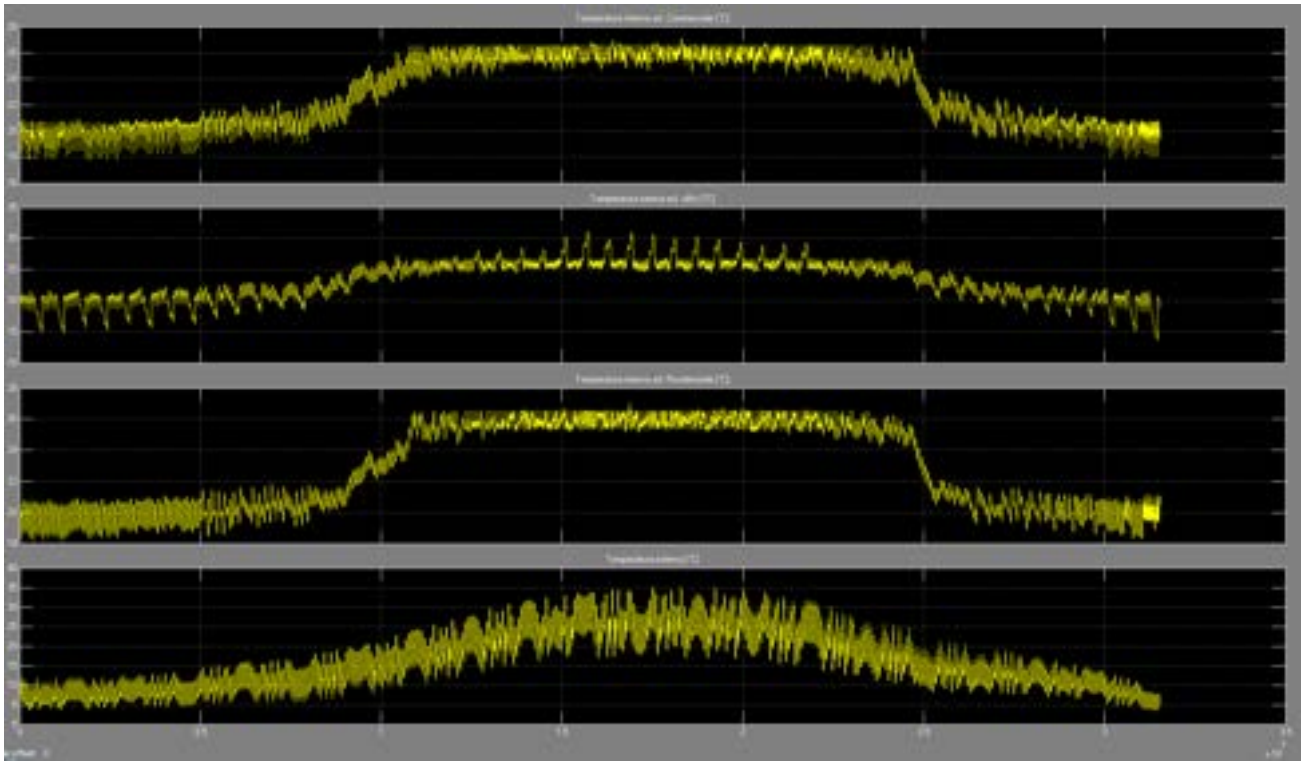

Figura 51 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione DIS, 30%RINN

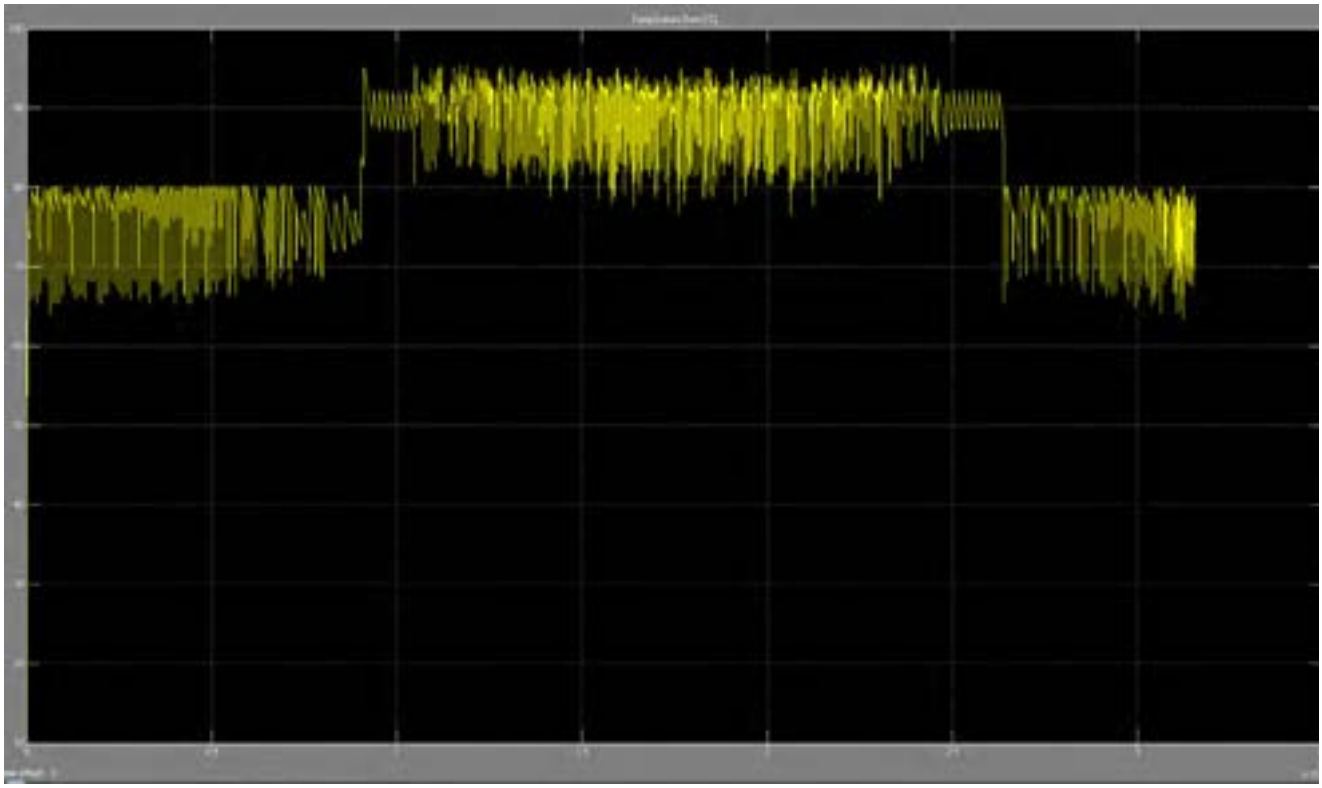

Figura 52 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione DIS, 30%RINN

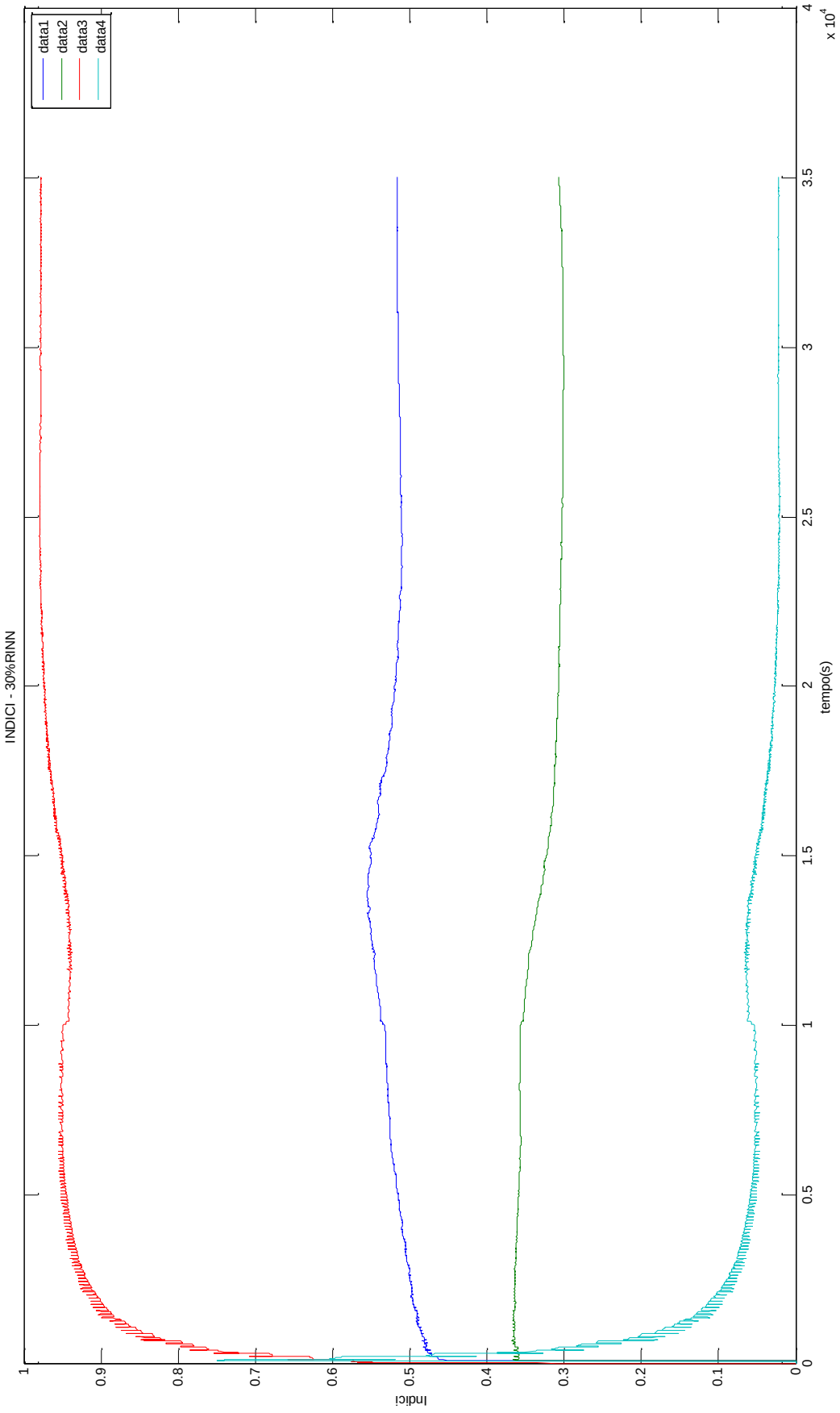

Figura 53 - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, DIS, 30%RINN

Configurazione rete distribuita 50%RINN: CHP=90 kW, SOL=55kW,CAL=40 kW

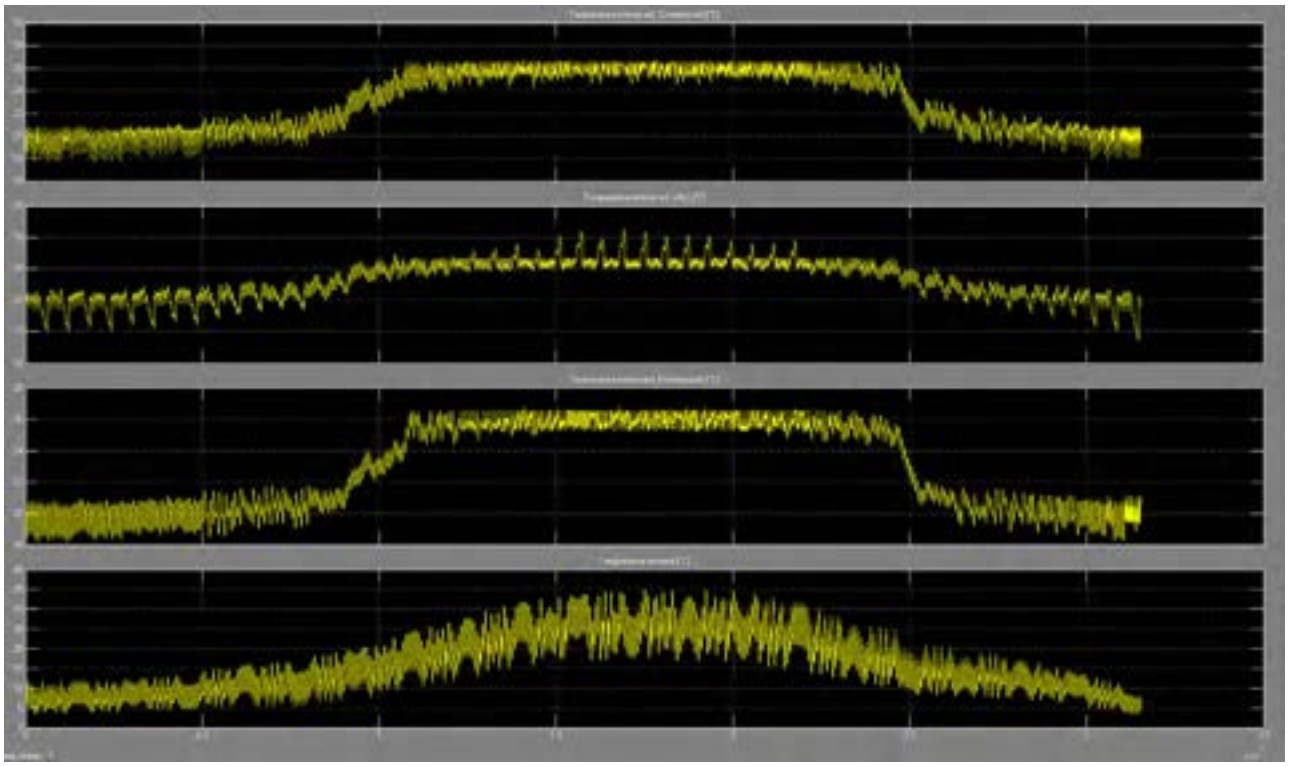

Figura 54 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione DIS, 50%RINN

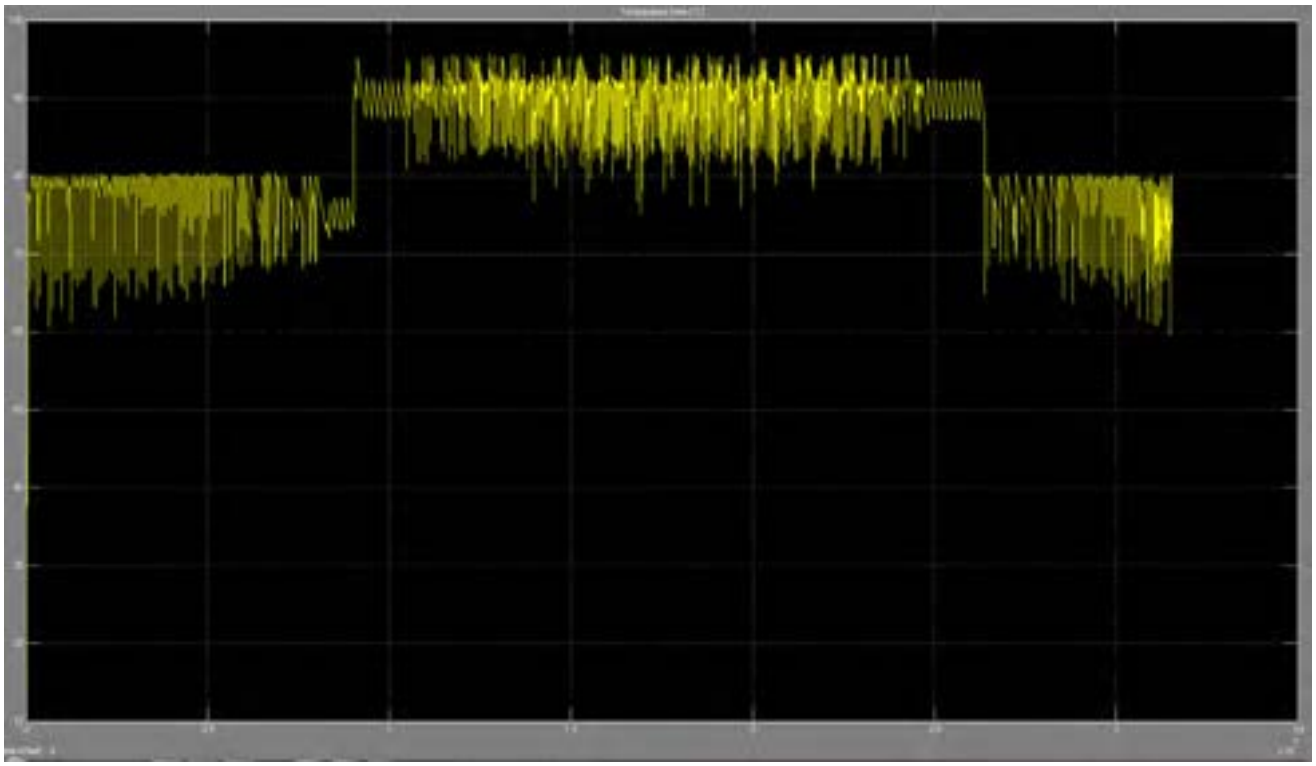

Figura 55 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione DIS, 50%RINN

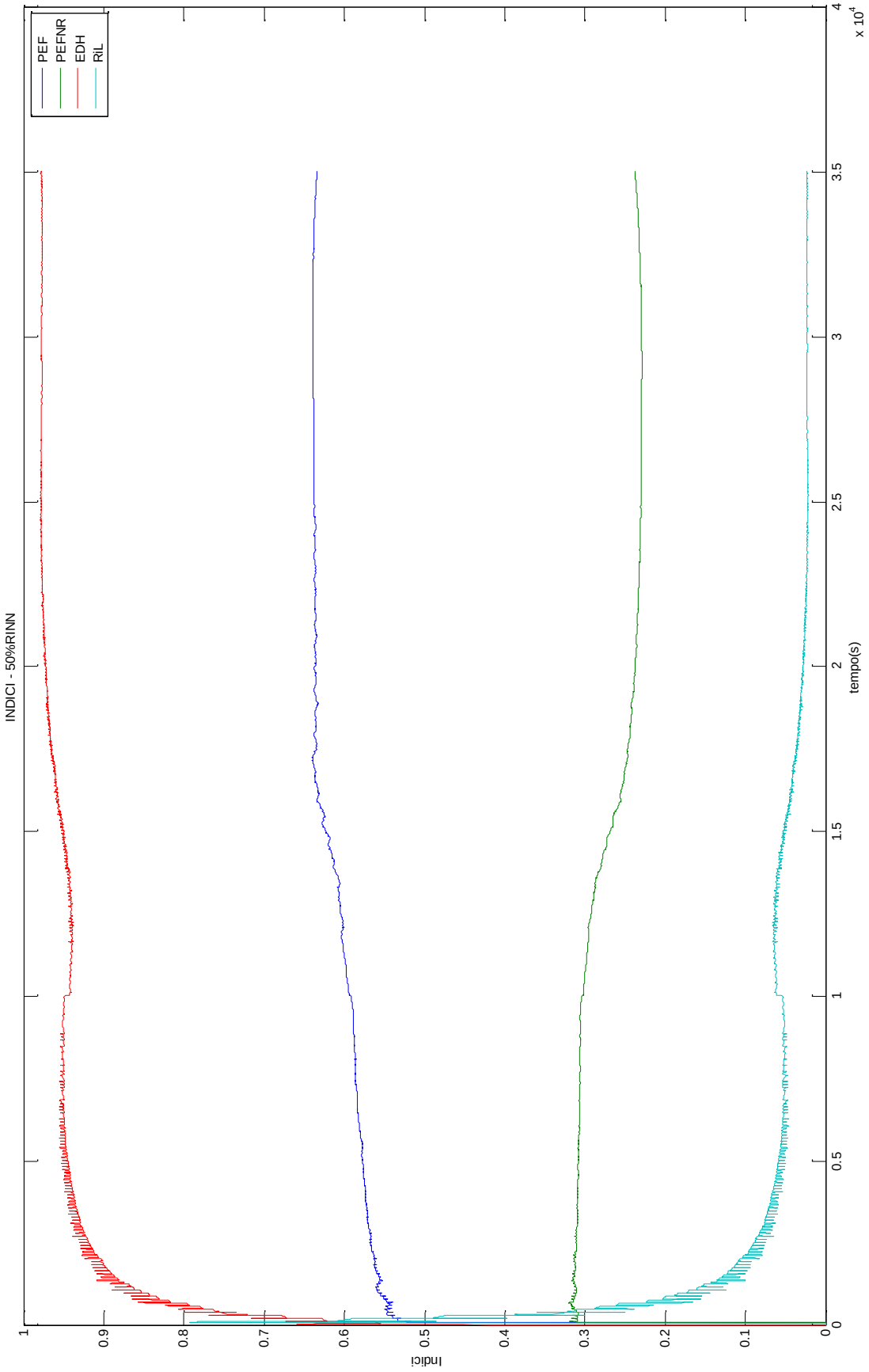

Figura 56 - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, DIS, 50%RINN

Configurazione rete centralizzata 0%RINN: CHP=150 kW, SOL=0,CAL=0

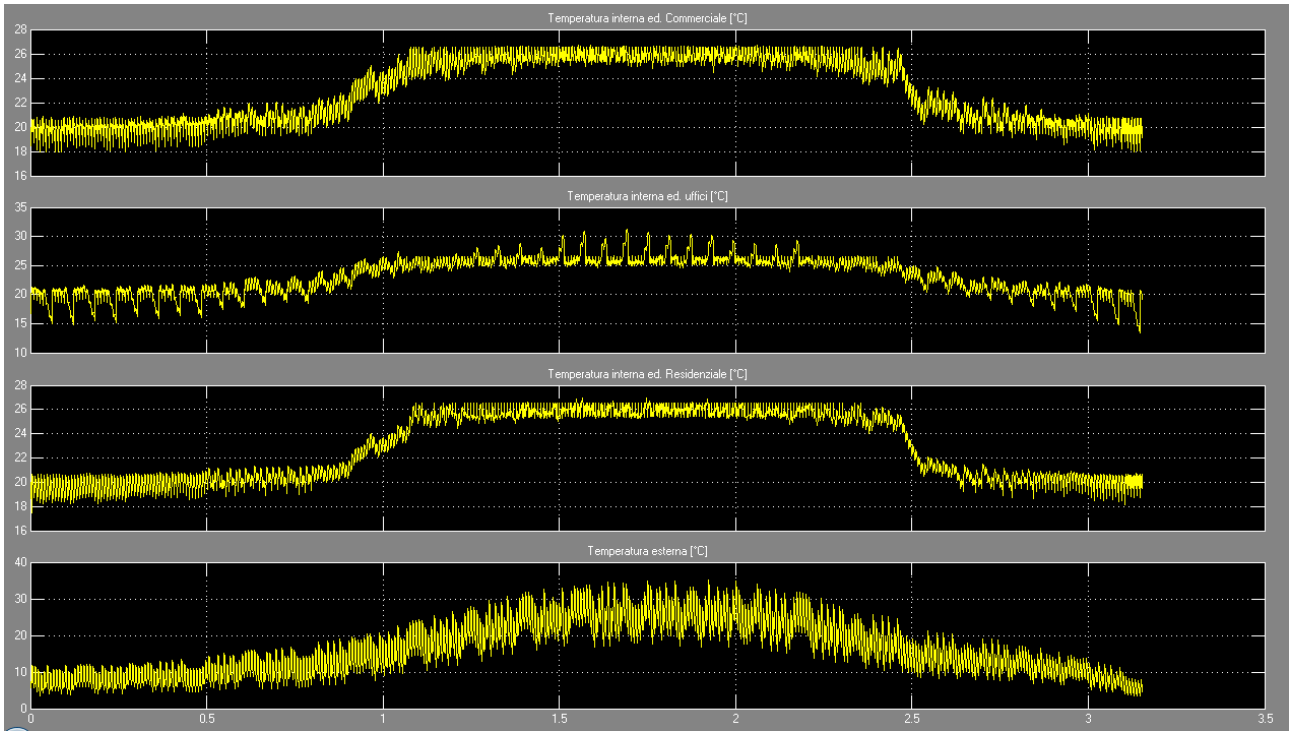

Figura 57 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione CEN, 0%RINN

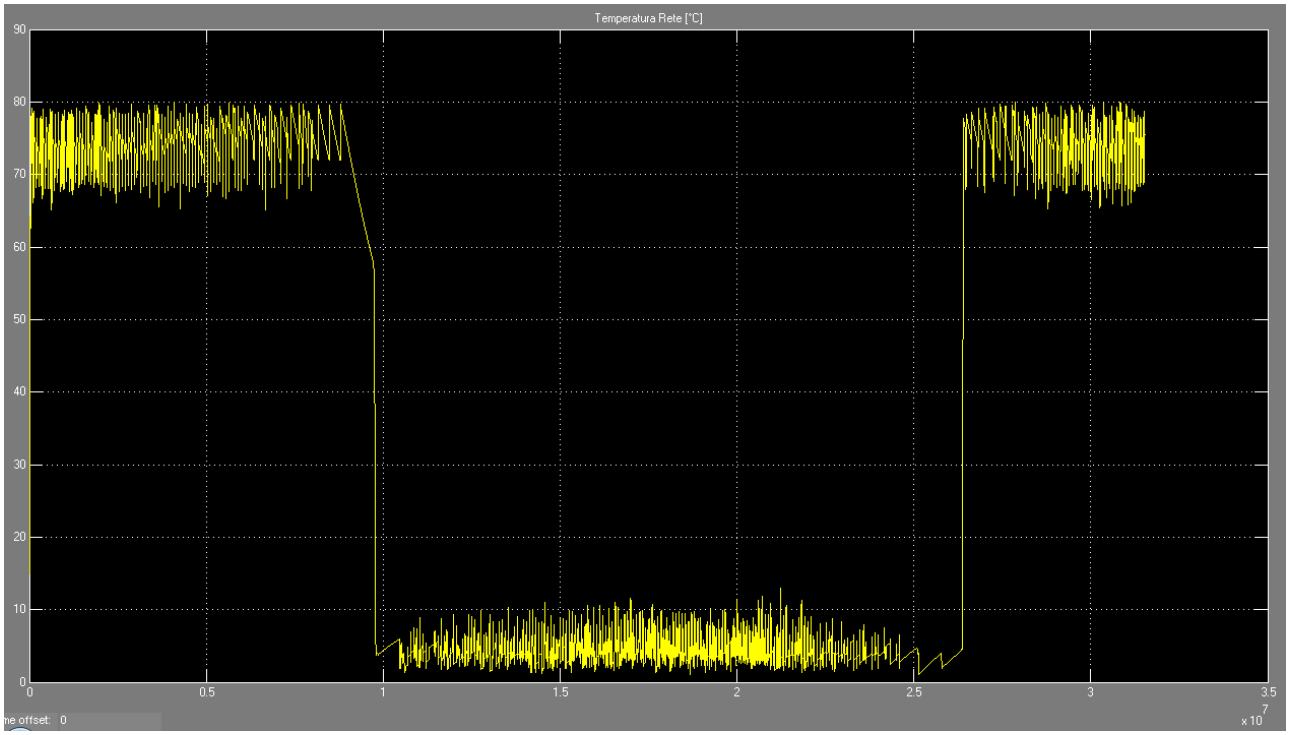

Figura 58 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione CEN, 0%RINN

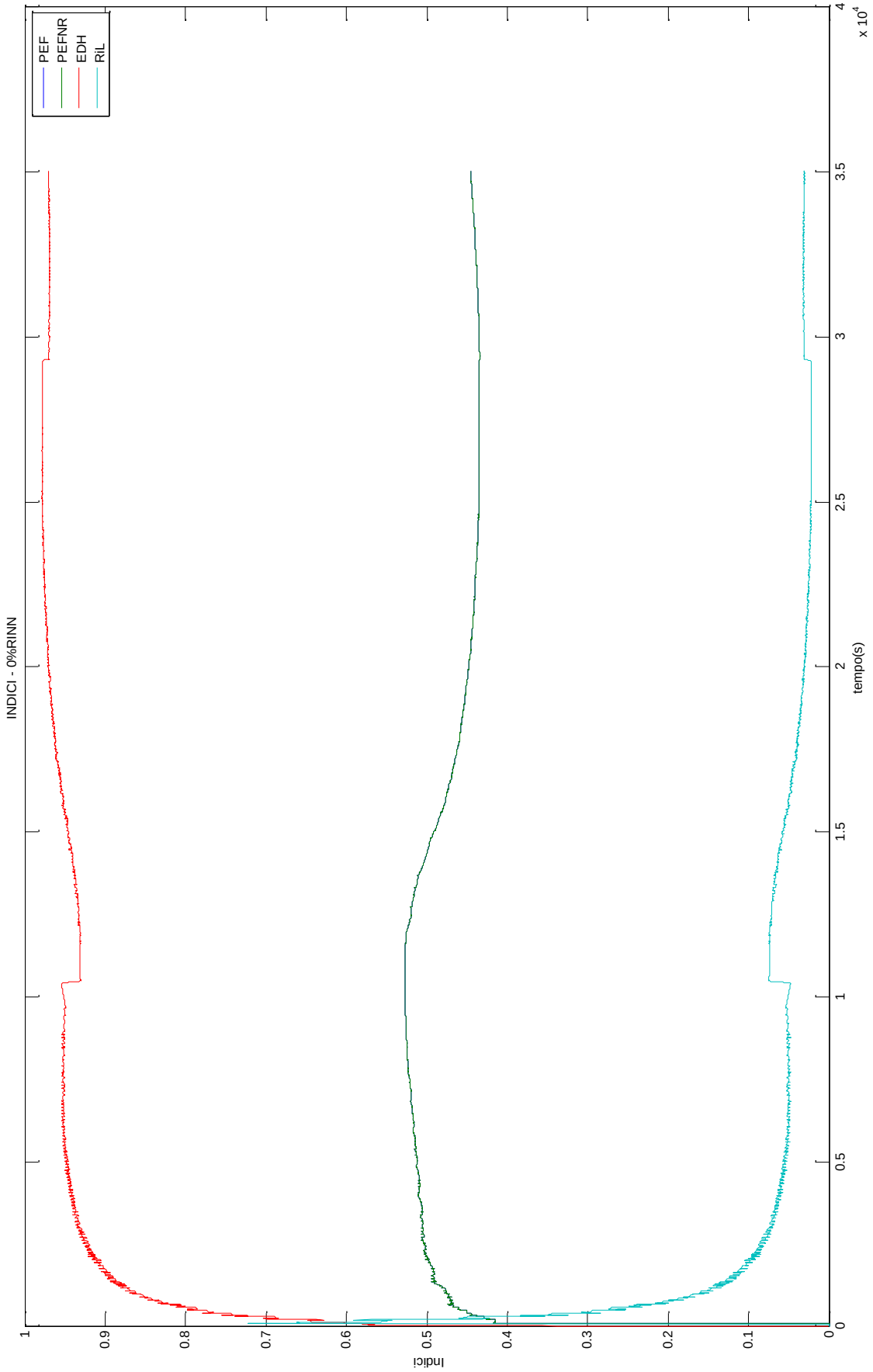

Figura 59 - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, CEN, 0%RINN

Configurazione rete centralizzata 10%RINN: CHP=135 kW, SOL=20 kW ,CAL=0

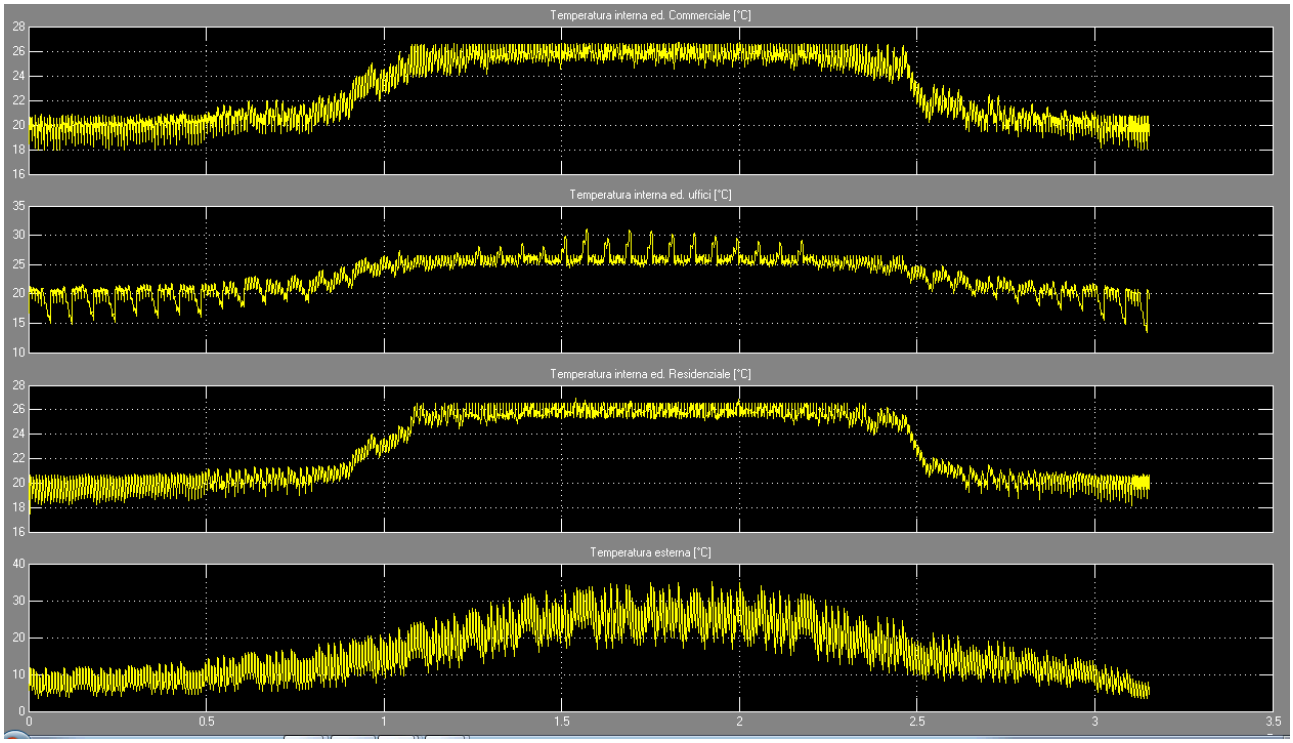

Figura 60 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione CEN, 10%RINN

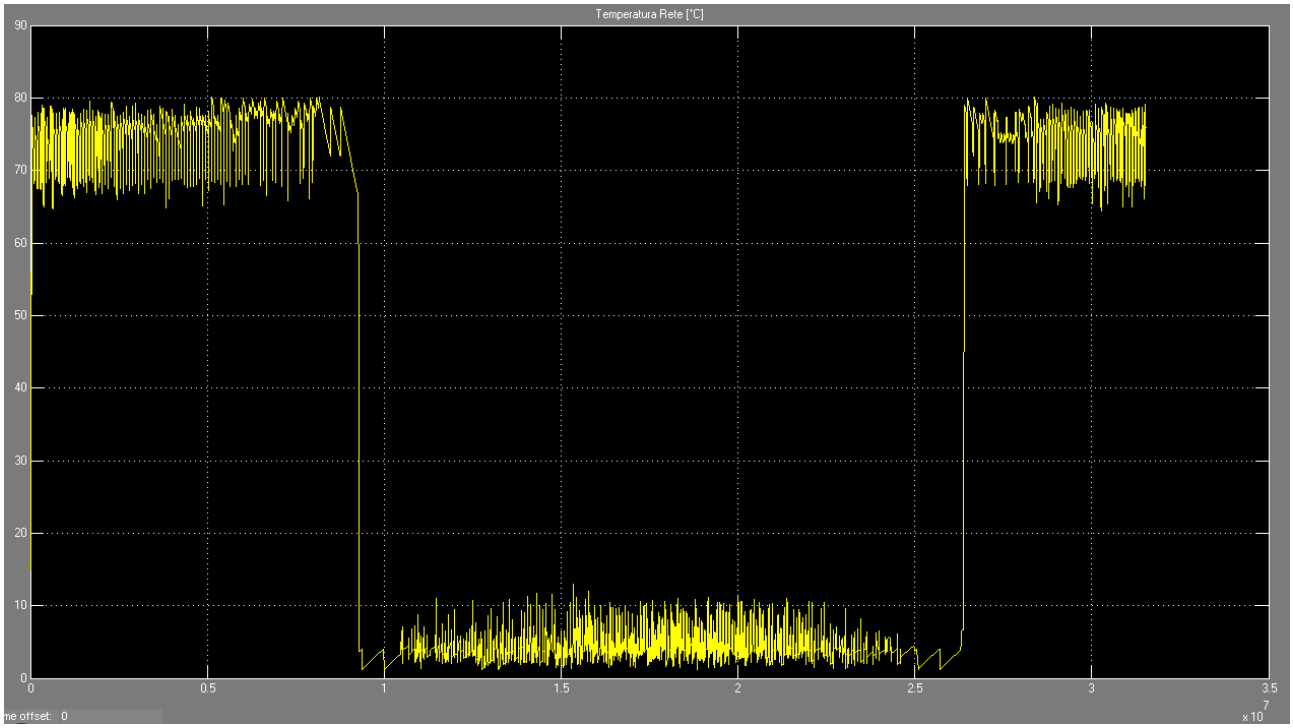

Figura 61 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione CEN, 10%RINN

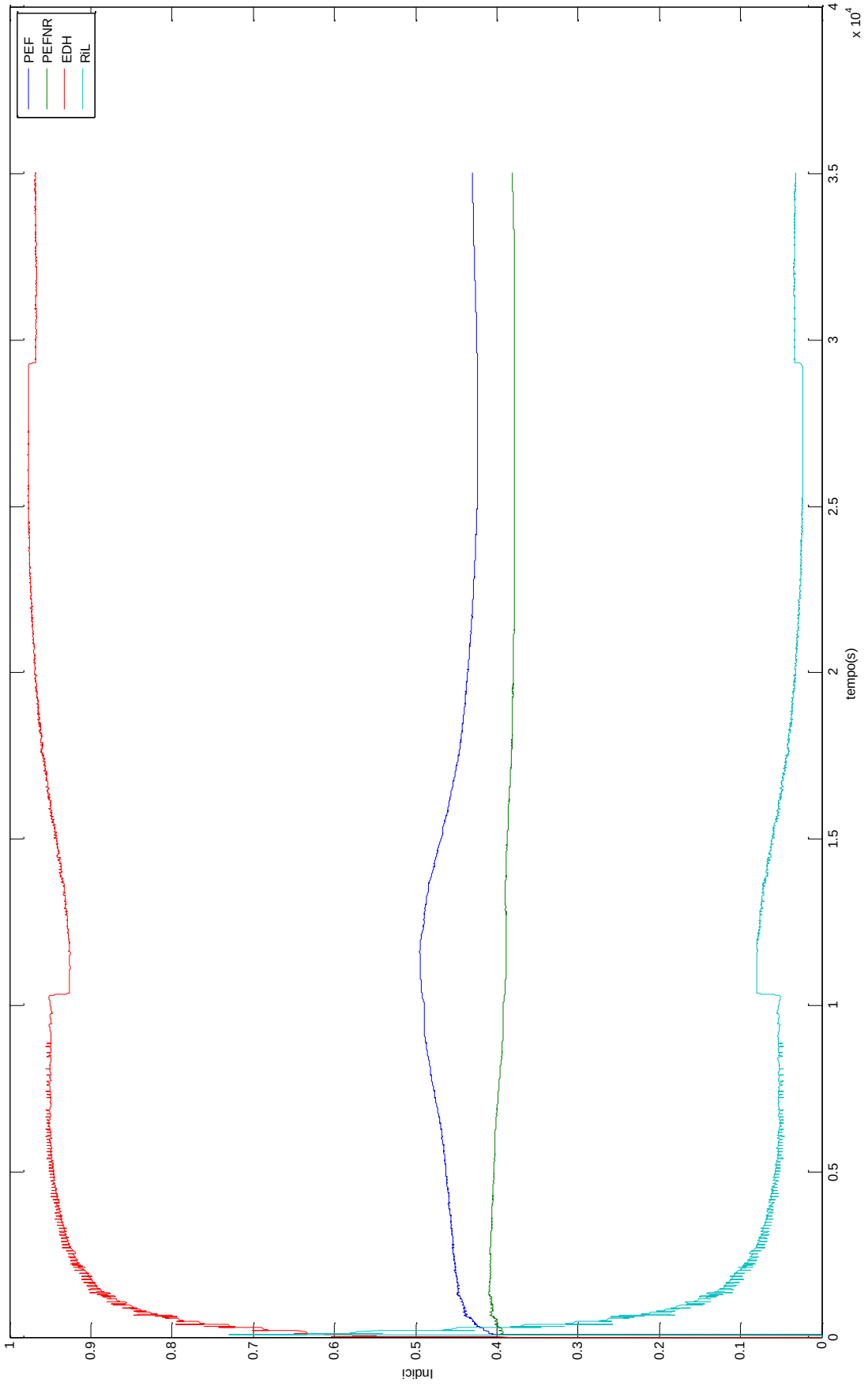

Figura 62 - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, CEN, 10%RINN

Configurazione rete centralizzata 30%RINN: CHP=105 kW, SOL=30 kW ,CAL=20 kW

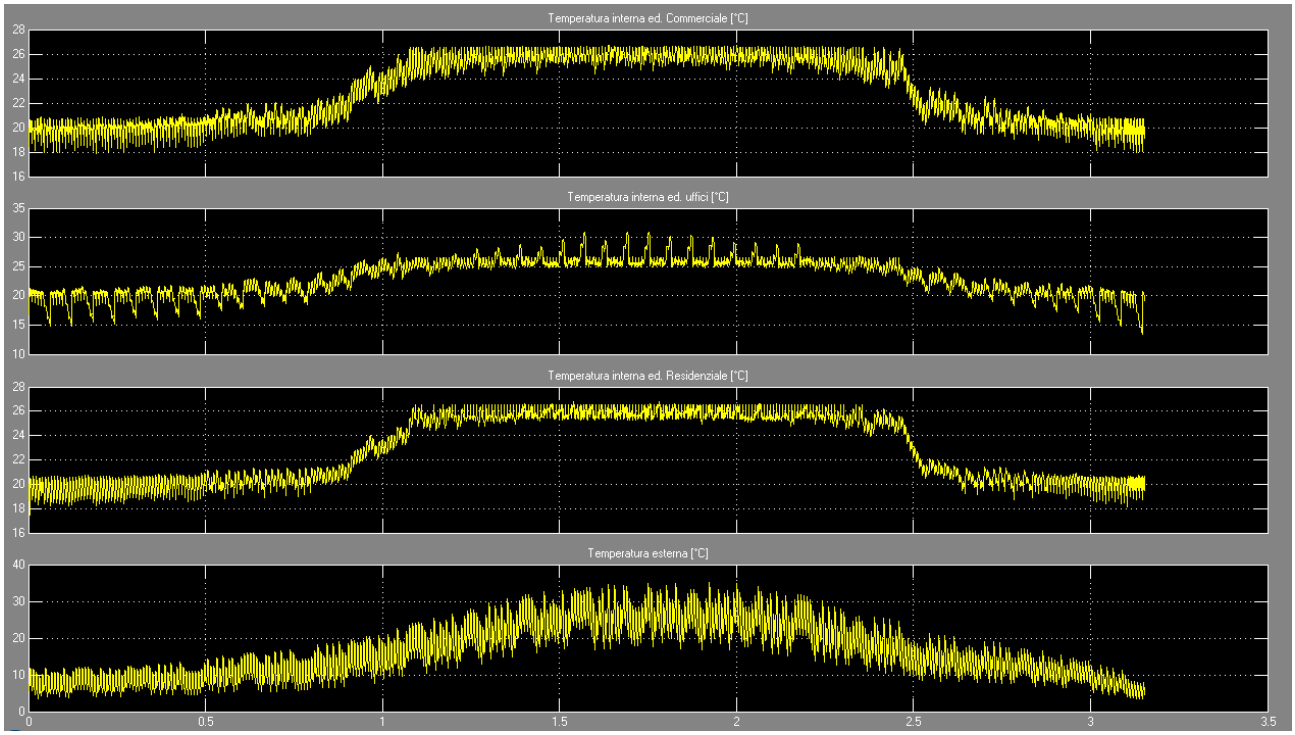

Figura 63 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione CEN, 30%RINN

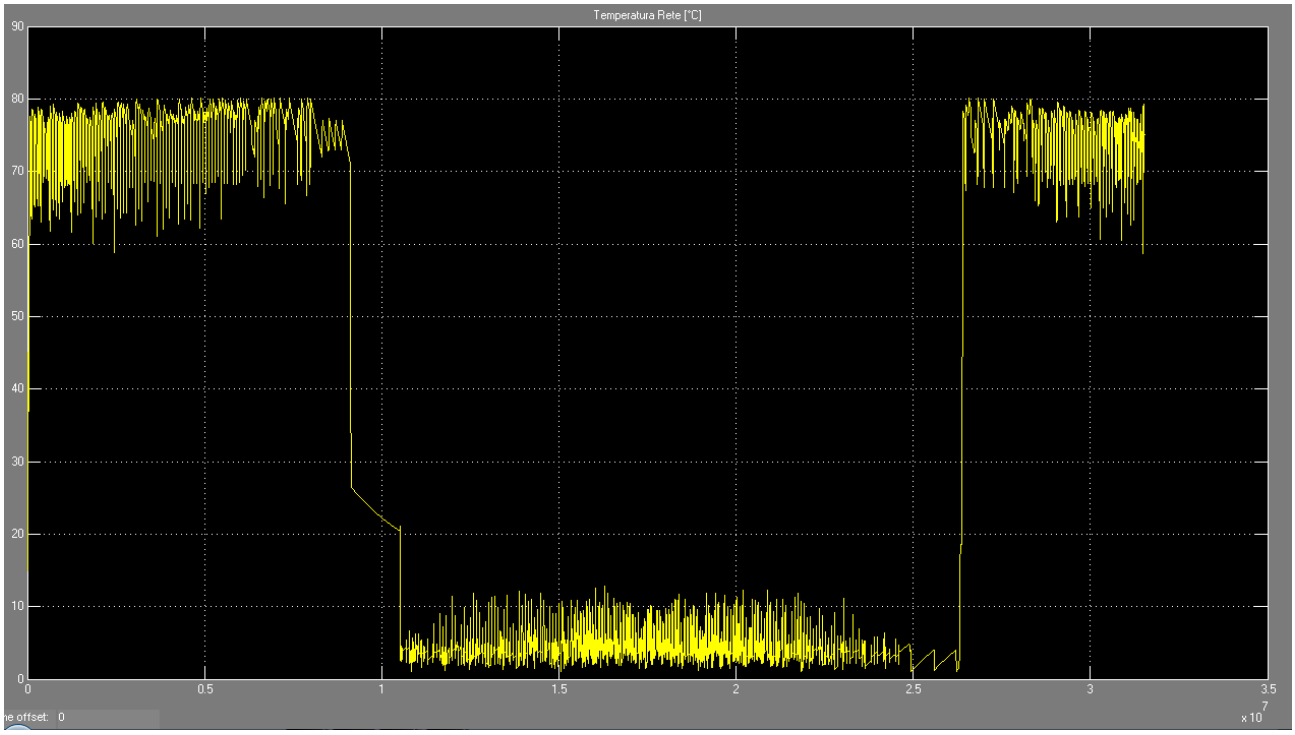

Figura 64 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione CEN, 30%RINN

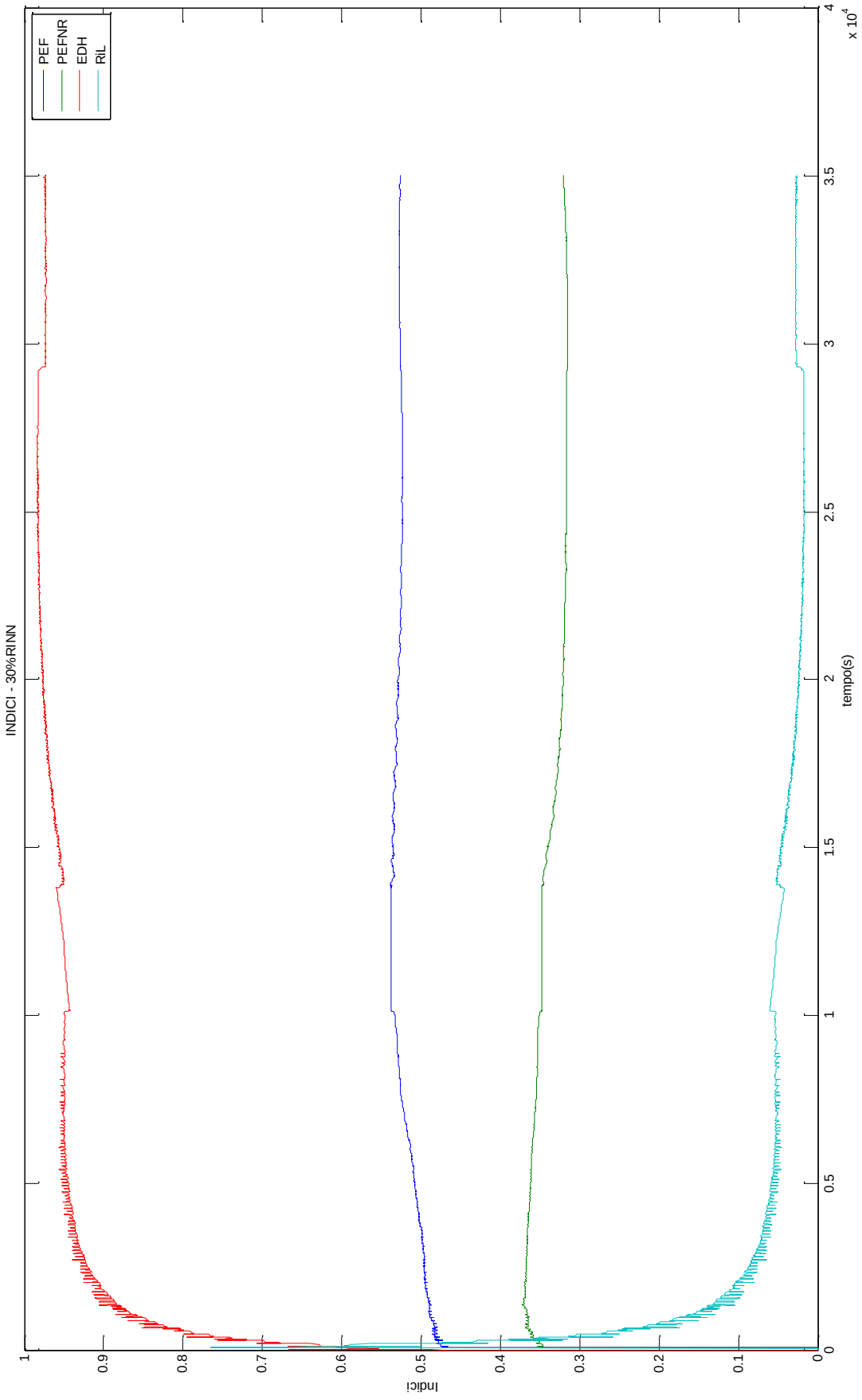

Figura 65 - - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, CEN, 30%RINN

Configurazione rete centralizzata 50%RINN: CHP=75 kW, SOL=50 kW ,CAL=30 kW

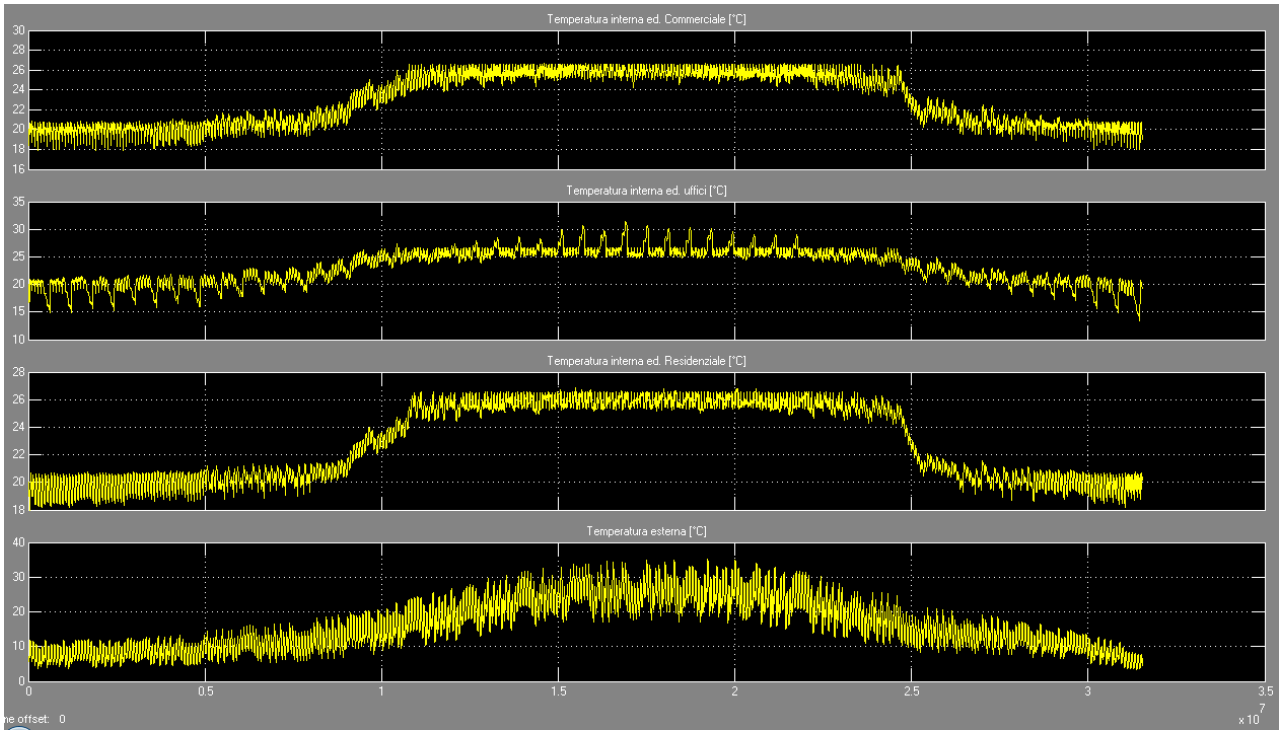

Figura 66 - Andamenti annuali temperature interne utenze configurazione CEN, 50%RINN

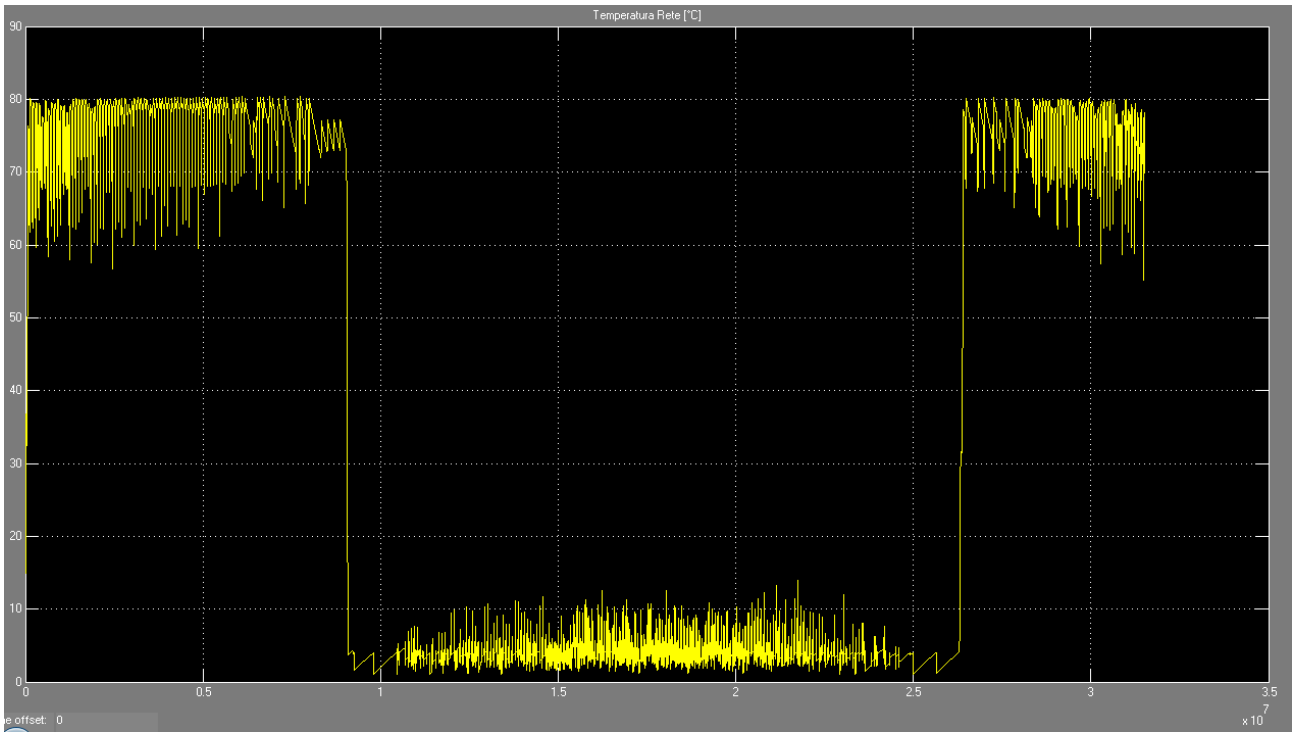

Figura 67 - Andamenti annuali temperature accumulo principale configurazione CEN, 50%RINN

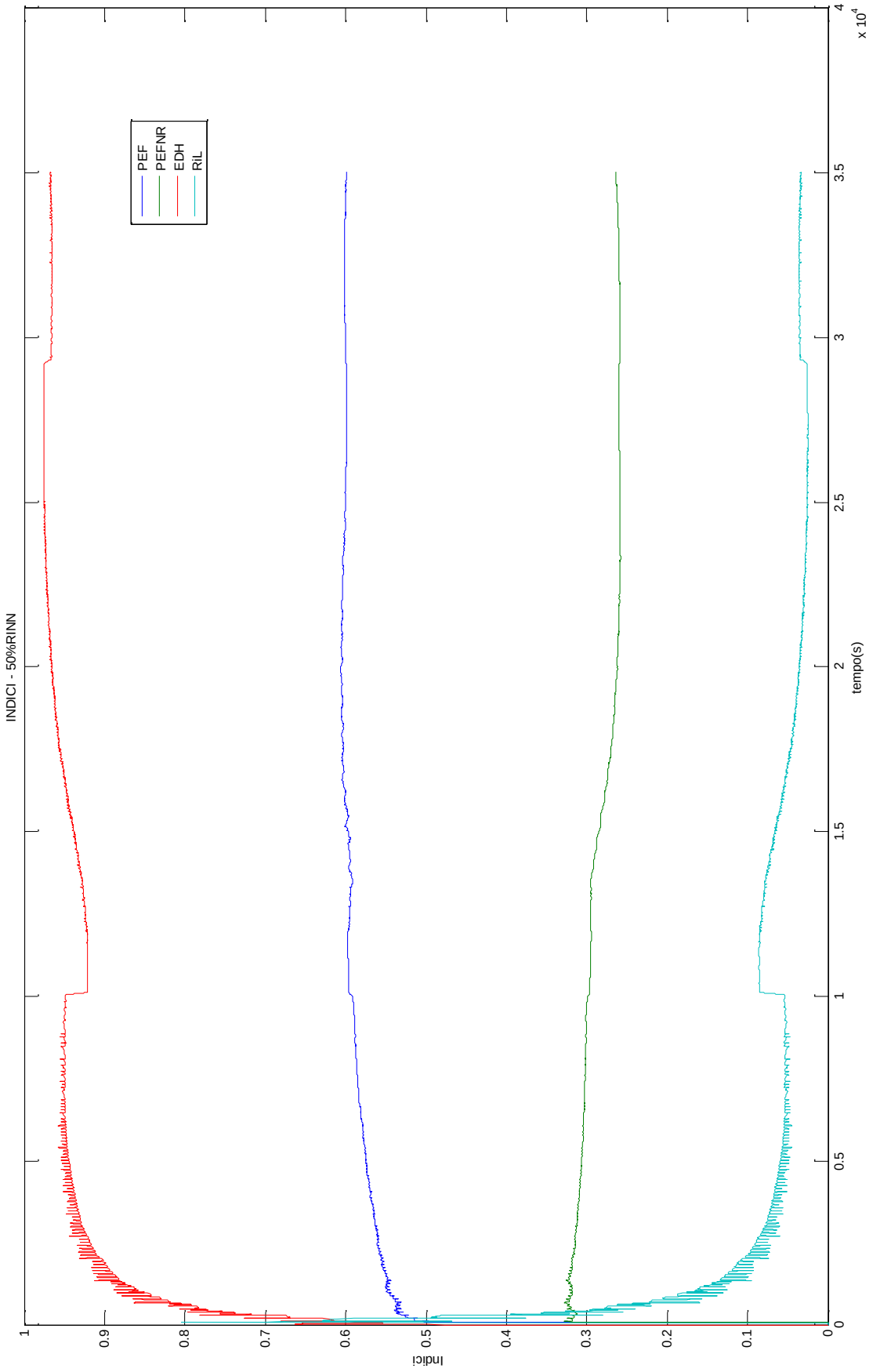

Figura 68 - Andamenti annuale indici PEF, PEFNR, EDH, RiL, CEN, 50%RINN

La Tabella 14 riassume i risultati delle simulazioni; allo scopo di consentire un confronto con gli indici usati nell'attività della scorsa annualità, è stato riproposto il rendimento di primo principio (RPP). Appare subito evidente come nelle condizioni in cui le fonti rinnovabili hanno un peso significativo il RPP perde significato assumendo valori superiori all'unità: in entrambe le configurazioni simulate (CEN e DIS) per percentuale di potenza installata con fonte rinnovabile superiore al 30% l'RPP è maggiore di 1 (caselle evidenziate in arancio). Nelle stesse condizioni, nessuno dei nuovi indici incorre, invece, in errore.
Inoltre è possibile rilevare come all'aumentare della componente rinnovabile decresce l'efficienza del sistema di generazione a fonte fossile perché funziona maggiormente in parzializzazione (PEF_{NR}), mentre risulta migliore l'utilizzo dell'energia primaria (PEF); la rete, come si poteva intuire, rimane sostanzialmente insensibile alle variazioni della tipologia di generazione termica (η_{Dh} e RiI) in quanto non è stata variata né la potenza totale installata né la gestione della stessa.

Tabella 14 – Indici di prestazione

	PEF	PEF NR	EDH	RiL	RPP
DIS 0%	0.4054	0.4054	0.9784	0.0223	0.8625
DIS 10%	0.4371	0.3691	0.9779	0.2256	0.9101
DIS 30%	0.516	0.3072	0.9783	0.02216	1.021
DIS 50%	0.6339	0.2378	0.9777	0.2281	1.217
CEN 0%	0.4082	0.4082	0.971	0.02985	0.8873
CEN 10%	0.4304	0.3813	0.9687	0.0323	0.9224
CEN 30%	0.5262	0.3209	0.9738	0.2686	1.028
CEN 50%	0.5987	0.2644	0.9675	0.03363	1.173

L'andamento temporale di ciascun indice è stato ricavato come somma (energetica) progressiva ad ogni passo di simulazione. Tutti gli indici forniscono (con intensità diverse) informazioni interessanti su come, al variare delle condizioni di funzionamento della centrale di generazione e della richiesta dell'utenza, le prestazioni si evolvono nel tempo: tale informazione potrebbe essere usata per rivedere le modalità di gestione e regolare la rete stessa con una logica più complessa che massimizzi tale indici.
In assenza di rinnovabili (configurazioni 0%RINN) il PEF e il PEFNR coincidono.
Il PEF risulta essere l'indice che fornisce informazioni più marcate sull'evoluzione delle prestazioni in quanto presenta un andamento con variazioni più accentuate; ad esempio si consideri la configurazione CEN, 10%RINN: l'indice evidenzia come le migliori prestazioni si ottengono nella prima fase della stagione invernale per poi peggiorare in estate ed invertire nuovamente l'andamento nella fase finale dell'anno; tale comportamento può essere imputato alla percentuale di produzione bassa da rinnovabile che fa lavorare in parzializzazione il cogeneratore con una riduzione di combustibile consumato inferiore al beneficio indotto dall'uso del campo solare.
È interessante notare come il PEF_{NR} e, quindi, le prestazioni degli impianti a fonte fossile risentano in modo evidente anche di una presenza limitata di generazione da fonte rinnovabile, tenendo conto che nelle configurazione simulate si è cercato di dimensionare gli impianti in modo da evitare sovradimensionamenti e minimizzare il funzionamento in parzializzazione del cogeneratore.
Gli indici EDH e RiL evidenziano un andamento praticamente speculare in tute le configurazioni per cui possono essere considerati ridondanti. Si nota come entrambi manifestano maggiori variazioni all'aumentare della presenza delle rinnovabili che rendono più fluttuante la variazione della temperatura di rete e fanno aumentare le perdite.
In conclusione si può affermare che gli indici esaminati consentono di evidenziare diversi aspetti prestazionali delle reti e rispondono bene alle esigenze per cui è stata svolta l'attività.
Il calcolo degli indici riferiti ai flussi di potenza non ha fornito indicazioni valide in quanto questi palesano frequentemente valori molto elevati che ne falsano l'informazione desumibile, soprattutto per il RiL e

l'EDH; tale anomalia è dovuta (banalmente) alla presenza di valori molto bassi delle grandezze al denominatore delle rispetive formule (in fase di transitorio) , che non è possibile eliminare senza alterare la definizione degli indici stessi. A titolo di esempio si riporta in Figura 69 l'andamento degli indici per la configurazione CEN, 50%RINN. Il PEF e il PEF_{NR} non presentano mai questo inconveniente, ma si è deciso di non adoperare nessuno di tali indici.

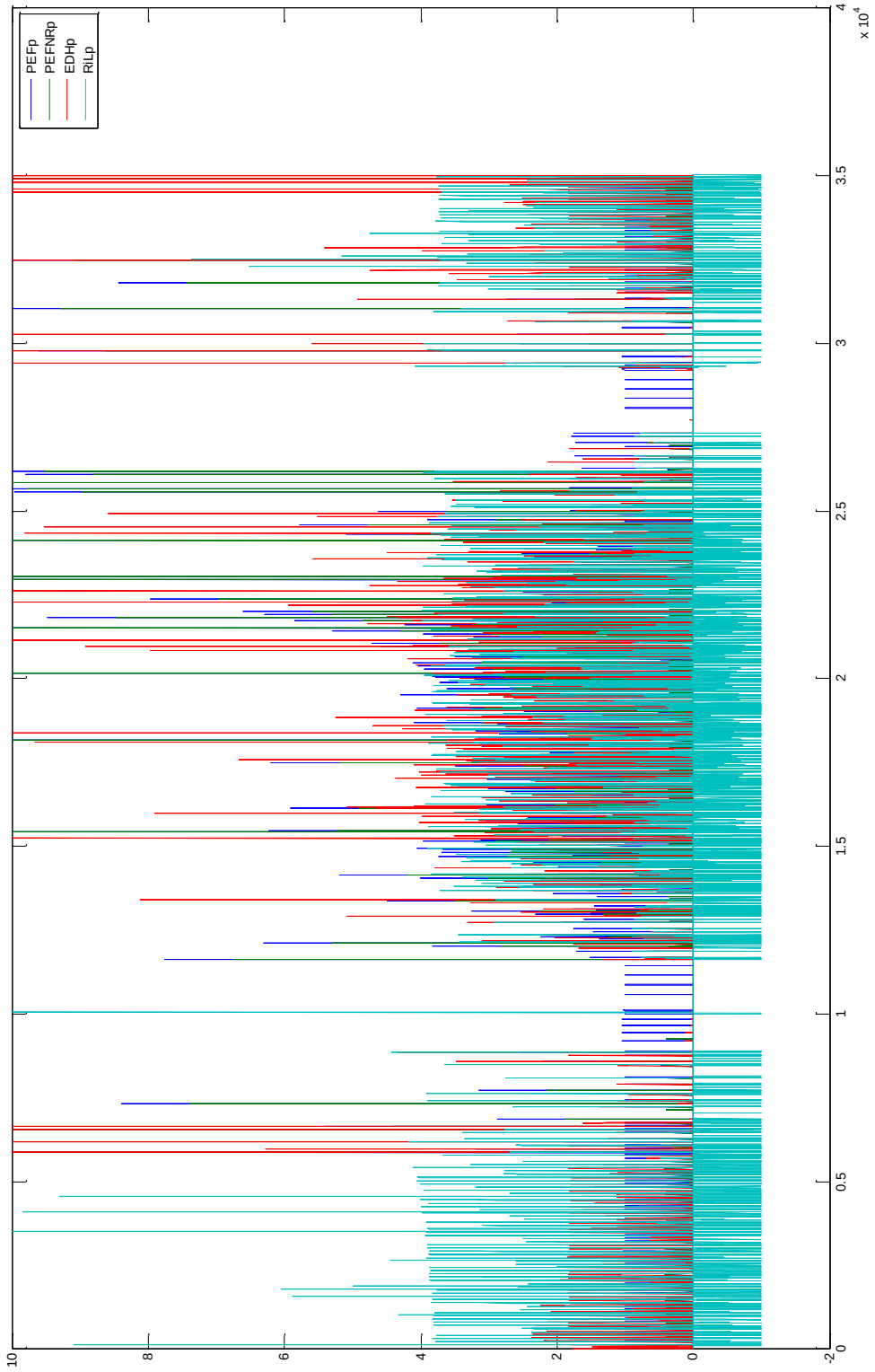

Figura 69 - Andamenti annuale indici PEFp, PEFNRp, EDHp, RiLp, CEN, 50%RINN

4 Analisi exergetica

Dai risultati delle analisi prestazionali condotte sul modello software sviluppato nel corso delle annualità precedenti, è emersa l'esigenza di cercare degli strumenti di valutazione che consentano di approfondire meglio il comportamento della rete in funzione dei livelli termici dei fluidi termovettori usati e delle perdite generate durante la distribuzione dello stesso. Ci si è resi conto che l'approccio energetico non era sufficiente a fornire le informazioni volute per cui si è pensato di individuare nell'analisi exergetica [6, 7, 8] la metodologia in grado di fornire le informazioni ricercate; questa infatti è basata sulla combinazione della prima e della seconda legge della termodinamica e può, quindi, mettere in evidenza aspetti in grado di valutare meglio come incrementare l'efficienza del sistema energetico (rete) nella conversione di energia.
Come è noto, per qualunque sistema e per qualsiasi trasformazione fisica che lo riguardi, l'energia, pur potendosi presentare in svariate forme, risulta complessivamente sempre conservata e mai distrutta (principio di conservazione dell'energia). Questo principio non consente però di evidenziare alcuni importanti aspetti relativi ad una più corretta utilizzazione delle fonti energetiche.
Ogni volta che si desidera disporre d'energia meccanica, in ultima analisi, si deve sempre fare riferimento all'interazione reciproca tra due sistemi, tra loro non in equilibrio (termodinamico, meccanico, chimico, ecc.). L'interazione tra i due sistemi può essere sfruttata allo scopo di ottenere lavoro meccanico dalle trasformazioni che portano, l'insieme dei due sistemi, alle condizioni finali d'equilibrio. Allo stato d'equilibrio non è più possibile ottenere lavoro dai due sistemi.
Per poter analizzare in modo più adeguato differenti sistemi termodinamici, dal punto di vista della loro potenzialità di fornire lavoro meccanico, è opportuno introdurre la grandezza termodinamica detta exergia.
In particolare, se si fissa l'attenzione su un sistema che non risulti in equilibrio con il "sistema ambiente esterno" (supposto in un ben preciso stato di riferimento termodinamico T0, p0) si definisce exergia di un sistema il massimo lavoro ottenibile dall'interazione sistema-ambiente circostante.
L'exergia corrisponde al lavoro che si renderebbe disponibile se il sistema in studio si portasse, con trasformazioni termodinamiche tutte reversibili, in condizioni meccaniche e chimiche di equilibrio con l'ambiente circostante supposto nelle condizioni termodinamiche uniformi T0, p0.
Una volta raggiunte queste condizioni l'exergia del sistema in studio risulterebbe zero (stato morto) e non sarebbe possibile ottenere ulteriore lavoro dal sistema.
Il concetto termodinamico che ci permette di individuare nel dettaglio ciò che è consumato da tutti i sistemi in funzione - sia che si tratti di sistemi costruiti dall'uomo, come i motori termodinamici e le pompe di calore elettriche, che di sistemi biologici - è l'exergia. In altri termini, l'exergia quantifica il potenziale di energia e materia da disperdere nel corso della loro diffusione nell'ambiente mentre l'entropia è il concetto che quantifica lo stato di dispersione, e fino a che punto l'energia e la materia in questione vengono disperse. Il metodo dell'analisi exergetica, basato sulla combinazione della prima e della seconda legge della termodinamica, si presenta come l'anello mancante che potrebbe servire per raggiungere la comprensione e la visualizzazione di tutti i flussi energetici in un edificio, ovvero in una rete energetica.
In particolare per valutare se l'approccio appena esposto sia applicabile ai modelli di reti termiche simulati con la piattaforma software ed ia in grado di fornire le informazioni attese si è scelto di quantificare tale approccio mediante la formulazione del rendimento exergetico globale della rete e di quello relativo al volume di controllo comprendente la rete di distribuzione.
Il rendimento exergetico globale è definito come:

$$\eta_{ex.globale} = \frac{Ex_{Qt} + Ex_{Ef} + Ex_{El}}{Ex_{comb} + Ex_{Wpompaggio}}$$

Per EX_{el}, si intende l'exergia associata all'energia elettrica, che, nel caso considerato, coincide con l'energia elettrica.
EX_{Qt} è l'exergia associata al fabbisogno termico invernale (Q_t), calcolata con la formula:

$$EX_{Qt} = Q_t \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}^{inv}}{T_{utenze}^{inv}}\right)$$

con T_{amb}^{inv} temperatura ambientale in inverno e T_{ut}^{inv} temperatura che l'utenza deve raggiungere.
EX_{Ef} è l'exergia associata all'energia frigorifera fornita alle utenze (E_f) durante il periodo estivo, data da:

$$EX_{Ef} = E_f \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}^{est}}{T_{utenze}^{est}}\right)$$

Il suddetto rendimento è introdotto con riferimento al processo globale di produzione di energia, si utilizza perciò EX_{comb}, in quanto è l'exergia associata al potenziale chimico del combustibile:

$$EX_{comb} = (v_{comb} H_i)$$

Con v_{comb} pari al volume di combustibile consumato e H_i al potere calorifico inferiore dello stesso.
$Ex^{Wpompaggio}$ è l'exergia associata alla potenza di pompaggio, che è stata considerata trascurabile per ipotesi (la piattaforma non da informazioni sulle potenze di pompaggio).
In un primo momento si è lavorato con i risultati delle simulazioni effettuate con i modelli centralizzato e distribuito usati nella scorsa annualità (RdS/2013/116) mediante un comune foglio di calcolo e considerando costanti tutte le temperature presenti nella formulazione; in particolare le temperature delle utenze sono state considerate per le tre città pari a 20°C in inverno e 26°C in estate, mentre per le temperature ambientali esterne sono stati considerati i valori invernali ed estivi da normativa pari a -5°C/32°C, 0°C/33°C e 5°C/32°C rispettivamente per Milano, Roma e Palermo.
Quindi, valutati positivamente i dati ottenuti si è passato all'implementazione nel modello che ha comportato alcuni aggiornamenti per far si che tutte le quantità energetiche necessarie alla determinazione del rendimento exergetico fossero disponibili.
Essendo il modello dinamico, non è corretto ragionare in termini di temperature medie e di energie ma di temperature istantanee e flussi di potenza determinati ad ogni passo di simulazione.
Per le exergie associate alle richieste termiche e frigorifere delle utenze si è realizzato un blocco per ciascun edificio in quanto le temperature interne cambiano per ognuno di essi e l'exergia totale associata alle utenze è stata determinata come sommatoria, ad ogni passo di simulazione dell'exergie associate al singolo edificio:

$$EX^{tot}{}_{Qt} = \sum_{passo} \sum_{edificio} Q_t \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}^{inv}}{T_{utenze}^{inv}}\right)$$

essendo passo il passo di simulazione pari a 900 secondi e gli altri parametri quelli esplicitati in precedenza.
Nella Figura 70 è riportato il modulo per calcolare l'exergia del singolo edificio, inserito nel blocco in cui se ne calcola la temperatura interna; nella Figura 71 il blocco in cui (nella parte inferiore) viene effettuato il calcolo dell'exergia totale associata ai flussi di potenza richiesti da tutte le utenze e del rendimento exergetico globale.

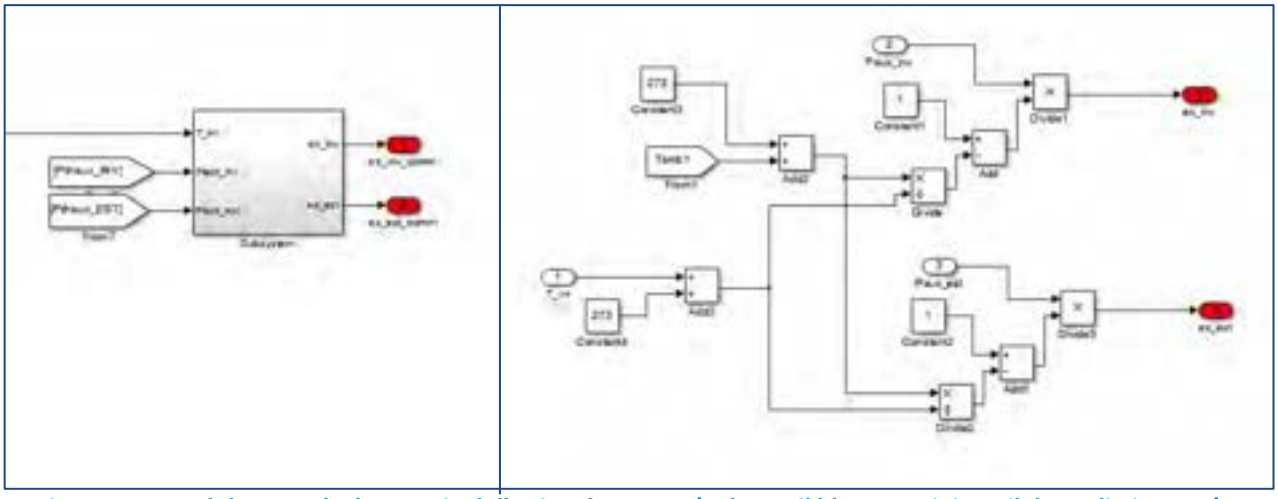

Figura 70 – modulo per calcolo exergia della singola utenza (a destra il blocco, a sinistra il dettaglio interno)

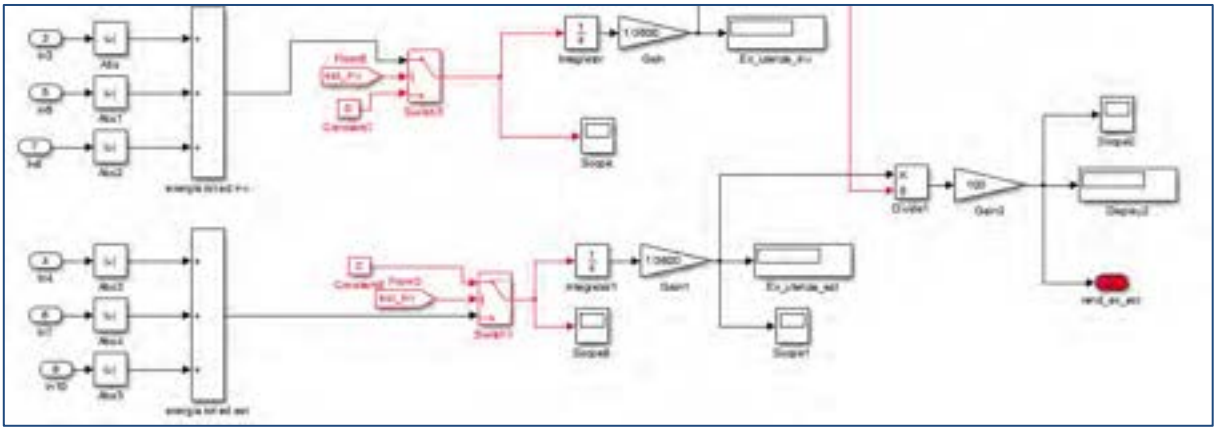

Figura 71 – Blocco per il calcolo del rendimento exergetico globale

Nella Tabella 15 sono riportati i risultati delle simulazioni effettuate per i due scenari e per le città di Milano, Roma e Palermo; è riportato anche il rendimento termico (di primo principio) definito come:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{aux}}{Q_{comb}}$$

essendo Q_{aux} il calore che la centrale di generazione trasferisce in rete e Q_{comb} l'energia associata al combustibile consumato.

Tabella 15 - Rendimenti exergetici invernali/estivi scenari centralizzato e distribuito

	$\eta_{ex._invernale}$	η_{ex_estivo}	η_{th}		$\eta_{ex_invernale}$	η_{ex_estivo}	η_{th}
Scenario centralizzato Milano	44.36%	36.43%	49.6%	**Scenario distribuito Milano**	43.64%	36.79%	47.4%
Scenario centralizzato Roma	39.21%	35.42%	49.8%	**Scenario distribuito Roma**	38.87%	36.21%	45.9%
Scenario centralizzato Palermo	37.17%	35.51%	47.9%	**Scenario distribuito Palermo**	37.59%	36.48%	44.1%

I rendimenti exergetici si presentano più bassi di quelli energetici in quanto tengono conto delle irreversibilità intrinseche ai processi di trasformazione dell'energia che sono funzioni delle temperature in gioco e che sono responsabili delle perdite termiche non recuperabili. L'informazione contenuta nel rendimento exergetico è quindi più "forte" in quanto da valore a tali perdite e fornisce indicazioni sulla qualità dei flussi di potenza scambiati.
Per dimostrare ciò in modo più evidente, l'analisi exergetica è stata opportunamente modificata.
Il rendimento exergetico precedentemente introdotto, considera in un unico volume di controllo il sistema di generazione, la rete di distribuzione e le utenze; l'interesse deve essere posto sull'ottimizzazione exergetica del sistema rete-utenze, mettendo da parte le informazioni sul sistema di generazione e spostando l'attenzione sul processo squisitamente termico che avviene nell'ideale volume di controllo comprendente rete, utenze e centrale di generazione. Si è introdotto, quindi, un rendimento, definito exergetico di rete, così modificato (sempre operando una differenziazione tra funzionamento estivo ed invernale, dettata dalle diverse temperature operanti) :

$$\eta_{ex.rete}^{inv} = \frac{Ex_{Qt}}{Ex_{rete}^{inv}} \qquad \eta_{ex.rete}^{est} = \frac{Ex_{Ef}}{Ex_{rete}^{est}}$$

in cui $EX_{Qt} = Q_t \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}^{inv}}{T_{utenze}^{inv}}\right)$ e $EX_{Ef} = E_f \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}^{est}}{T_{utenze}^{est}}\right)$ sono le stesse quantità considerate in precedenza;

$$EX_{rete}^{inv} = Q_{aux}^{inv} \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}^{inv}}{T_{rete}^{inv}}\right) \text{ e } \qquad EX_{rete}^{est} = Q_{aux}^{est} \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}^{est}}{T_{rete}^{est}}\right)$$

con Q_{aux} pari al calore che la centrale di generazione trasferisce in rete e T_{rete} la temperatura della rete di distribuzione, calcolati rispettivamente in inverno ed estate[5].
Ex_{rete} rappresenta l'exergia associata alla potenza trasferita dal sistema di generazione all'acqua di rete e permette di tenere in conto il livello termico del fluido termovettore nel momento dell'immissione in rete.
L'implementazione nella piattaforma software è avvenuta inserendo nel blocco che calcola il rendimento exergetico i moduli per il calcolo dell'exergia di rete (Figura 72).

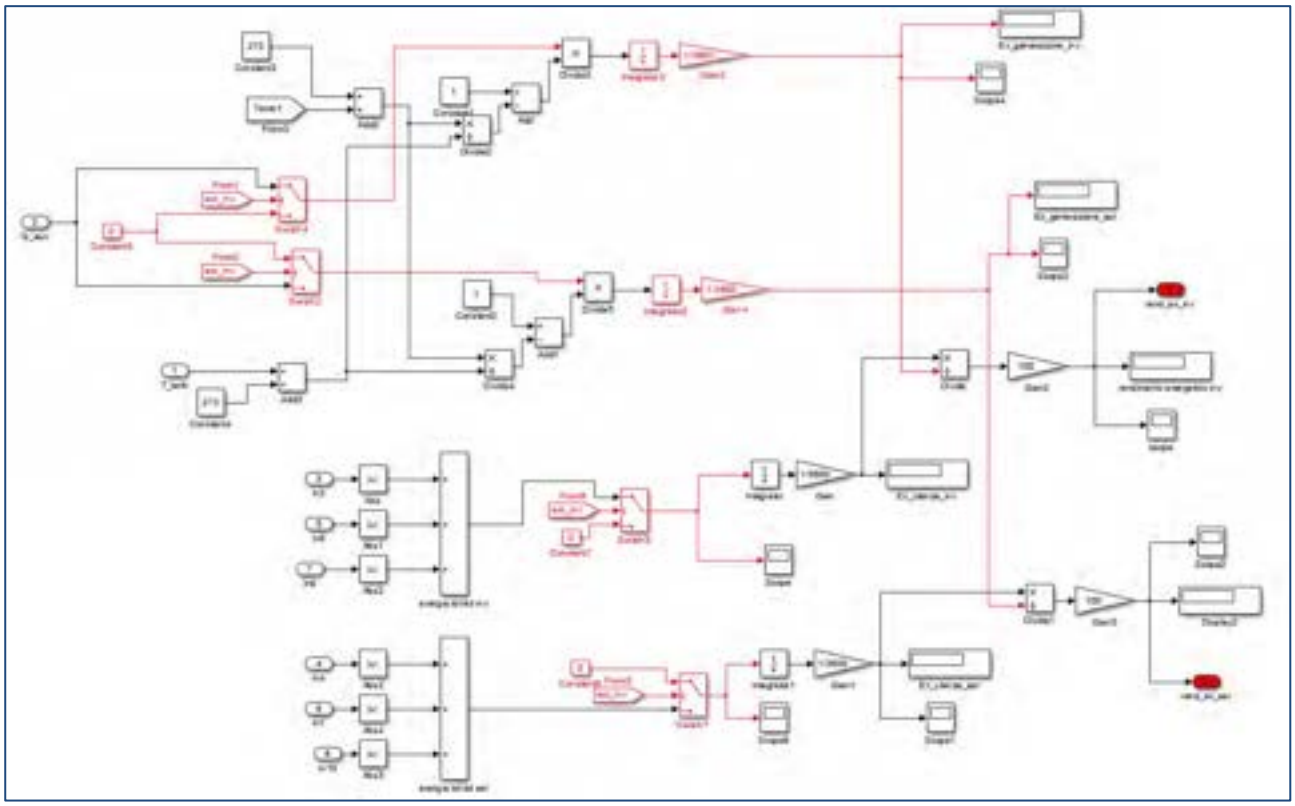

Figura 72 – Blocco per il calcolo del rendimento exergetico di rete

Alle prime simulazioni si è subito palesato un errore nel calcolo nel calcolo estivo dovuto al fenomeno dell'inversione termica che lo caratterizza, ovvero al fatto che normalmente di giorno la temperatura ambiente è superiore a quella interna dell'edificio e nelle ore pomeridiane-notturne avviene l'opposto poiché l'inerzia termica delle strutture opache rilascia il calore incamerato durante le ore di insolazione con uno sfasamento temporale notevole; nella simulazione, in alcuni istanti può verificarsi, quindi, che pur essendo la temperatura esterna inferiore a quella interna, quest'ultima sia superiore a 26°C (temperatura di riferimento per la regolazione dell'impianto di climatizzazione) e che, poiché per convenzione il calore fornito dall'impianto durante la climatizzazione estiva è negativo [5,6], il segno di EX_{rete}^{est} è negativo. A dimostrazione di ciò si veda il grafico di Figura 74 in cui è riportato un particolare degli andamenti delle temperature dei tre edifici simulati, della temperatura ambiente, della richiesta frigorifera complessiva dei tre edifici e del valore dell'exergia ad essa relativa.

[5] Si precisa che ai fini dell'individuazioni dei periodi di accensione degli impianti, il periodo di riscaldamento è definito secondo la normativa vigente, mentre il periodo di raffrescamento è definito come il complementare annuale del periodo di riscaldamento (in ogni caso l'accensione effettiva dell'impianto è pilotata dalle temperature interne dell'edifico).

Si vede chiaramente come pur essendo la temperatura esterna inferiore ai 25°C l'andamento della temperatura interna di due edifici è in aumento, la richiesta termica è diversa da zero e quindi gli impianti sono in funzione: in questa condizione l'exergia associata è negativa.
La Figura 73 evidenzia come questa condizioni si verifichi parecchie volte durante la stagione estiva, invalidando il calcolo dell'exergia.

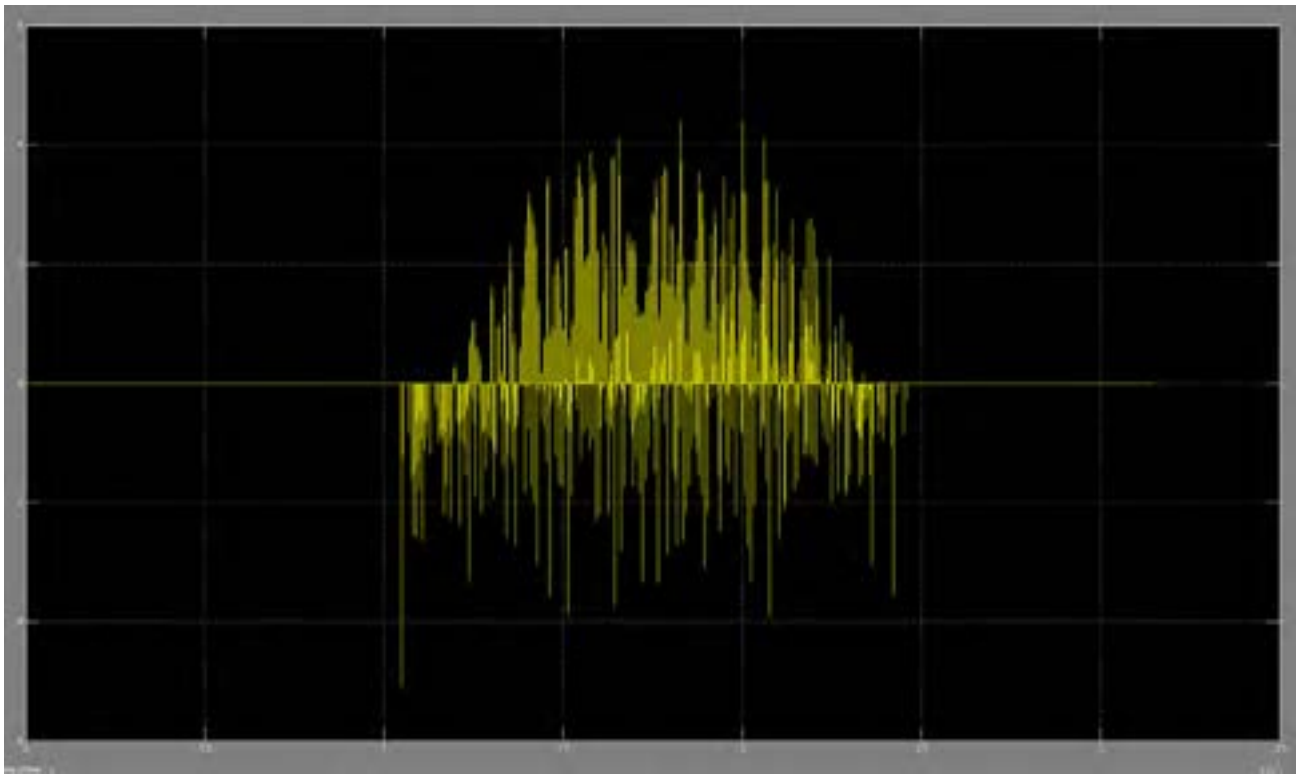

Figura 73 - Andamento dell'exergia associata alla richiesta frigorifera degli edifici

Dopo aver verificato che non ci siano altre possibili cause di questo errore, fra le varie possibili soluzioni si è scelta la più semplice, ovvero anteporre il valore assoluto ai contributi exergetici provenienti dai singoli edifici.
Le tabelle seguenti riportano il valore del rendimento exergetico di rete η_{ex}^{rete} al variare della temperatura di distribuzione del fluido termovettore, differenziati per il funzionamento estivo ed invernale, relativamente agli scenari centralizzato e distribuito, per Milano, Roma e Palermo, e il rendimento termico di primo principio η_{th}.
I risultati presentati mettono bene in evidenza come il rendimento di primo principio rimane sostanzialmente invariato alle diverse temperature dell'acqua mentre i rendimenti exergetici mostrano, nelle diverse configurazioni, variazioni di diversi punti percentuali che permettono di valutare per ciascuna configurazione il livello ottimale con cui distribuire il fluido termovettore; in particolare nello scenario distribuito i rendimenti estivi non subiscono variazioni rilevanti in quanto le temperature operative rimangono invariate, così come nello scenario centralizzato lo stesso rendimento estivo varia poco nei tre casi esaminati in quanto le differenze delle temperature della rete "fredda" sono di solo 1 grado (e non è possibile fare diversamente perché altrimenti non si garantisce il corretto funzionamento della macchina ad assorbimento).

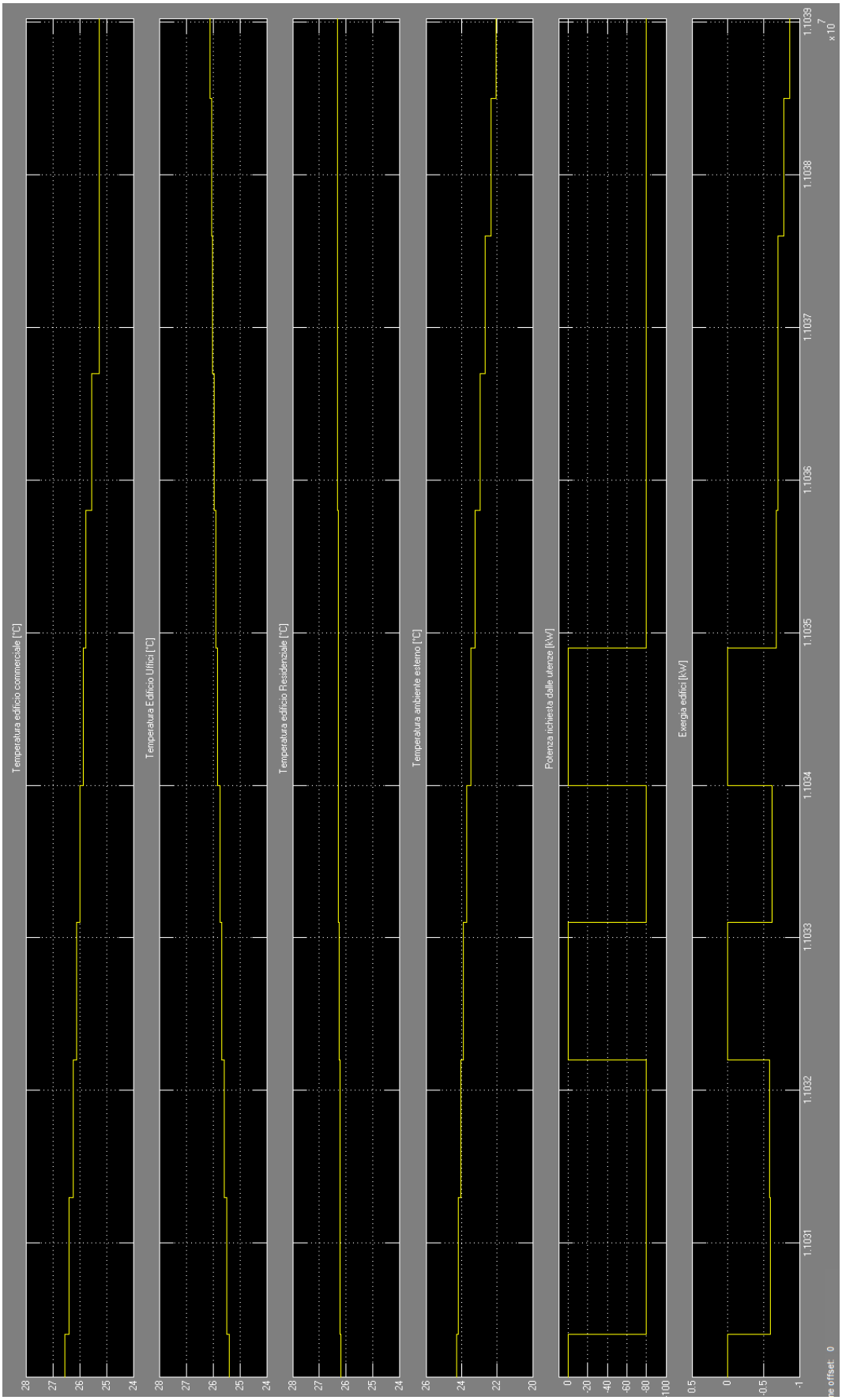

Figura 74 – Particolare dell'andamento di EX_{rete}^{est}

Tabella 16 - Rendimenti exergetici al variare della temperatura di rete (Milano)

Scenario centralizzato	$\eta_{ex_rete_invernale}$	$\eta_{ex_rete_estivo}$	η_{th}	Scenario distribuito	$\eta_{ex_rete_invernale}$	$\eta_{ex_rete_estivo}$	η_{th}
T_{rete_inv} =85°C T_{rete_est}= 5°C	25,23%	11,97%	49,51%	T_{rete_inv} =85°C T_{rete_est}= 90°C	23,96%	3,342%	46,87%
T_{rete_inv}=75°C T_{rete_est}= 4°C	28,45%	11,81%	49,79%	T_{rete_inv}=75°C T_{rete_est}= 90°C	27,08%	3,39%	46,79%
T_{rete_inv} =65°C T_{rete_est}= 3°C	32,64%	11,89%	49,7%	T_{rete_inv} =65°C T_{rete_est}= 90°C	31,12%	3,33%	47,16%

Tabella 17 - Rendimenti exergetici al variare della temperatura di rete (Roma)

Scenario centralizzato	$\eta_{ex_rete_invernale}$	$\eta_{ex_rete_estivo}$	η_{th}	Scenario distribuito	$\eta_{ex_rete_invernale}$	$\eta_{ex_rete_estivo}$	η_{th}
T_{rete_inv} =85°C T_{rete_est}= 5°C	19,44%	16,42%	49,32%	T_{rete_inv} =85°C T_{rete_est}= 90°C	18,61%	4,417%	45,63%
T_{rete_inv}=75°C T_{rete_est}= 4°C	22,3%	16,04%	49,27%	T_{rete_inv}=75°C T_{rete_est}= 90°C	21,42%	4,43%	45,70%
T_{rete_inv} =65°C T_{rete_est}= 3°C	26,11%	15,48%	49,14%	T_{rete_inv} =65°C T_{rete_est}= 90°C	25,46%	4,43%	45,67%

Tabella 18 - Rendimenti exergetici al variare della temperatura di rete (Palermo)

Scenario centralizzato	$\eta_{ex_rete_invernale}$	$\eta_{ex_rete_estivo}$	η_{th}	Scenario distribuito	$\eta_{ex_rete_invernale}$	$\eta_{ex_rete_estivo}$	η_{th}
T_{rete_inv} =85°C T_{rete_est}= 5°C	14,18%	16,32%	45,59%	T_{rete_inv} =85°C T_{rete_est}= 90°C	13,62%	5,415%	44,37%
T_{rete_inv}=75°C T_{rete_est}= 4°C	16,54%	15,92%	46,42%	T_{rete_inv}=75°C T_{rete_est}= 90°C	15,95%	5,432%	44,34%
T_{rete_inv} =65°C T_{rete_est}= 3°C	19,76%	15,69%	47,57%	T_{rete_inv} =65°C T_{rete_est}= 90°C	19,00%	5,437%	44,26%

Analizzando ulteriormente i risultati dell'analisi svolta si può notare come il rendimento exergetico riesca anche a mettere in evidenza le differenze prestazionali in funzione dei dati climatici: infatti si osserva come nel rendimento exergetico estivo ci siano piccole differenze sia a Roma sia a Milano in funzione delle differenti temperature del fluido termovettore "freddo" mentre a Palermo la differenza sia più marcata, come è normale aspettarsi per l'incidenza maggiore della stagione calda.

In conclusione si può affermare come l'analisi exergetica, e specialmente il rendimento exergetico di rete, abbia fornito importanti informazioni sulle prestazioni della rete che completano quelle fornite dagli indicatori energetici, raggiungendo l'obiettivo che ci si era posti ovvero valutare se con le informazioni che può fornire la piattaforma software si è in grado di effettuare un'analisi exergetica soddisfacente e incrementare le informazioni sulle prestazioni delle reti simulate.

Infine, la possibilità di approfondire ulteriormente tale analisi a singoli componenti e di individuare degli indicatori più dettagliati del rendimento exergetico consigliano un proseguimento di tale linea di attività.

5 Simulazione preliminare di una rete energetica in un contesto reale

A completamento dell'attività di sviluppo della piattaforma software per la simulazione di reti energetiche termiche si è pensato di calibrare il modello con la rete di teleriscaldamento di un quartiere sud di Torino [3] e di valutare le prestazioni tecnico-economiche (costi di installazione e gestione, risparmi energetici, etc.) derivanti dalla realizzazione di una rete energetica in un caso reale; in particolare si tratta di un distretto della città di Roma, di cui si stanno elaborando le informazioni necessarie per l'implementazione nella piattaforma, che ha una valenza in grado di fornire informazioni replicabili anche in altri contesti geografici e urbani.
L'attività fin ora svolta ha riguardato l'analisi dei dati volumentrici e strutturali degli edifici ubicati nel distretto e la predisposizione dei file di configurazione dei modelli di edificio della piattaforma. Successivamente si è verificato se il modello di rete, sviluppato per reti di piccole dimensioni, fosse in grado di mantenere la sua validità anche per reti di grandi dimensioni e con flussi di potenza generati e richiesti dalle utenze dell'ordine dei megawatt (ben più grandi di quelli fin ora simulati).

5.1 Caratteristiche degli edifici

Il distretto ubicato in una zona ad alta densità abitativa ha 2 tipologie di edifici ad uso residenziale, volumetricamente molto differenti tra loro: il primo (Tabella 19 **– Caratteristiche edifici A e B** – edificio "A"), ha una superficie complessiva di 3836 mq articolati su 6 piani, edificato intorno agli anni '70; il secondo (Tabella 19 **– Caratteristiche edifici A e B** - edificio "B") ha una superficie complessiva di 885 mq articolati su 3 piani, edificato intorno alla seconda metà degli anni '60.

Tabella 19 – Caratteristiche edifici A e B

	EDIFICIO "A"	EDIFICIO "B"
LUNGHEZZA(m)	38	17.93
ALTEZZA (m)	25	12.4
PROFONDITA' (m)	22	10.32
S/V	0.2	0.4
N.TOT OCCUPANTI	108	20

Anche da un punto di vista strutturale le tipologie dei due edifici sono molto differente: la Tabella 20 e la Tabella 21 riportano la ricostruzione della composizione delle pareti opache, la Tabella 22 quella delle superfici trasparenti.

Tabella 20 - pacchetto edilizio 1

	s	λ	ρ	cs	massa frontale	resistenza	hi	he	trasmittanza
	(m)	(W/mK)	(Kg/m³)	(KJ/kgK)	(Kg/m²)	(m²K/W)	(W/m²K)	(W/m²K)	(W/m²K)
Intonaco interno	0.02	0.35	1400.00	1.09	28.00	0.06	7.70		
Forato	0.12	0.90	1600.00	0.84	192.00	0.13			
Intercapedine	0.10	0.56	30.00	1.34	3.00	0.18			
Forato	0.08	0.90	2000.00	0.84	160.00	0.09			
Intonaco esterno	0.02	0.35	1400.00	1.09	28.00	0.06			
						0.69		25.00	
Totale	**0.34**				**411.00**				**1.46**

	s	λ	ρ	cs	massa frontale	resistenza	hi	he	trasmittanza
	(m)	(W/mK)	(Kg/m³)	(KJ/kgK)	(Kg/m²)	(m²K/W)	(W/m²K)	(W/m²K)	(W/m²K)
Piastrella porcellana	0.02	1.00	2300.00	0.80	46.00	0.02	5.88		
collante	0.01	0.40	1400.00	0.88	14.00	0.03			
Malta cementizia di sottofondo	0.05	1.40	2000.00	0.67	100.00	0.04			
impermeabilizzante	0.01	0.17	50.00	1.60	0.50	0.06			
soletta	0.12	0.34	1800.00	1.00	210.60	0.34			
Vespaio	0.15	1.20	1400.00	1.09	210.00	0.13			
Totale	**0.36**				**581.10**	**0.78**			**1.284**

	s	λ	ρ	cs	massa frontale	resistenza	hi	he	trasmittanza
	(m)	(W/mK)	(Kg/m³)	(KJ/kgK)	(Kg/m²)	(m²K/W)	(W/m²K)	(W/m²K)	(W/m²K)
Piastrella porcellana	0.02	1.00	1400.00	1.09	28.00	0.02	10.00		
Malta cementizia di sottofondo	0.03	1.40	1800.00	1.00	54.00	0.02			
impermeabilizzante	0.01	0.17	50.00	1.60	0.50	0.06			
isolamento	0.05	0.05	2000.00	0.67	100.00	0.93			
soletta	0.26	0.15	1400.00	0.88	364.00	1.73			
intonaco	0.02	0.70	2200.00	0.88	44.00	0.03			
Totale	**0.39**				**590.50**	**2.93**			**0.3415**

Tabella 21 – pacchetto edilizio 2

materiale	s	λ	ρ	cs	massa frontale	resistenza	hi	he	trasmittanza
	(m)	(W/mK)	(Kg/m³)	(KJ/kgK)	(Kg/m²)	(m²K/W)	(W/m²K)	(W/m²K)	(W/m²K)
Intonaco interno	0.01	0.35	1200.00	1.09	12.00	0.03	7.70		
Forato	0.12	0.90	2000.00	0.84	240.00	0.13			
barriera al vapore	0.01	0.04	25.00	1.34	0.13	0.13			
isolamento	0.08	0.05	11.00	0.67	0.88	1.51			
malta	0.02	0.90	1800.00	0.91	27.00	0.02			
mattone pieno f/v	0.12	0.25	600.00	0.84	72.00	0.48			
						2.46		25.00	
Totale	**0.35**				**352.01**				**0.41**

	s	λ	ρ	cs	massa frontale	resistenza	hi	he	trasmittanza
	(m)	(W/mK)	(Kg/m³)	(KJ/kgK)	(Kg/m²)	(m²K/W)	(W/m²K)	(W/m²K)	(W/m²K)
parquet	0.02	0.18	555.00	1.66	11.10	0.11	5.88		
collante	0.01	0.40	1400.00	0.88	14.00	0.03			
massetto	0.04	1.40	2000.00	0.67	80.00	0.03			
isolante	0.01	0.05	30.00	0.67	0.30	0.22			
solaio in laterocemento	0.24		10.00	1.00	2.40	0.35			
pannello isolante	0.10	0.16	900.00	1.70	90.00	0.63			
Totale	**0.42**				**197.80**	**1.53**			**0.65**

	s	λ	ρ	cs	massa frontale	resistenza	hi	he	trasmittanza
	(m)	(W/mK)	(Kg/m³)	(KJ/kgK)	(Kg/m²)	(m²K/W)	(W/m²K)	(W/m²K)	(W/m²K)
Piastrella porcellana	0.015	1.000	2300	0.80	34.50	0.015	10.00		
massetto	0.12	1.400	2000	0.67	100.00	0.086			
isolamento	0.01	0.045	30	0.67	0.30	0.222			
solaio in laterocemento	0.24		10	1.00	2.40	0.350			
intonaco	0.015	0.700	2200	0.88	44.00	0.021			
								25	
Totale	**0.40**				**181.20**	**0.83**			**1.1985**

Tabella 22 – Superfici vetrate

Infisso alluminio +doppio vetro			Infisso legno + vetro singolo		
U_{frame}	U_{glass}	ψI	U_{frame}	U_{glass}	ψI
(W/m²K)	(W/m²K)	(W/mK)	(W/m²K)	(W/m²K)	(W/mK)
1,9	**2,460**	**0,06**	**1,8**	**5,87**	**0,06**

5.2 Profili di utilizzo

I profili di carico degli occupanti (Figura 75), dell'illuminazione (Figura 76) e i ricambi d'aria (Figura 77) sono stati studiati secondo le condizioni generali di utilizzo di un edificio residenziale con una media di 18 persone per piano nell'edificio "A" e di 6 persone per piano nell'edificio "B".

Nei giorni feriali si è ipotizzato un numero inferiore di presenze nell'edificio durante le ore lavorative della giornata, dalle 8 alle 13 e dalle 16 alle 18, mentre nelle ore serali e notturne si è impostato il profilo con il numero totale degli occupanti (Figura 78).

Nei giorni festivi della settimana si è ipotizzato un carico totale del numero degli occupanti solo nelle ore serali della Domenica mentre per il resto delle ore si è pensato di ridurre il numero di occupanti a ¾ circa del totale (Figura 78).

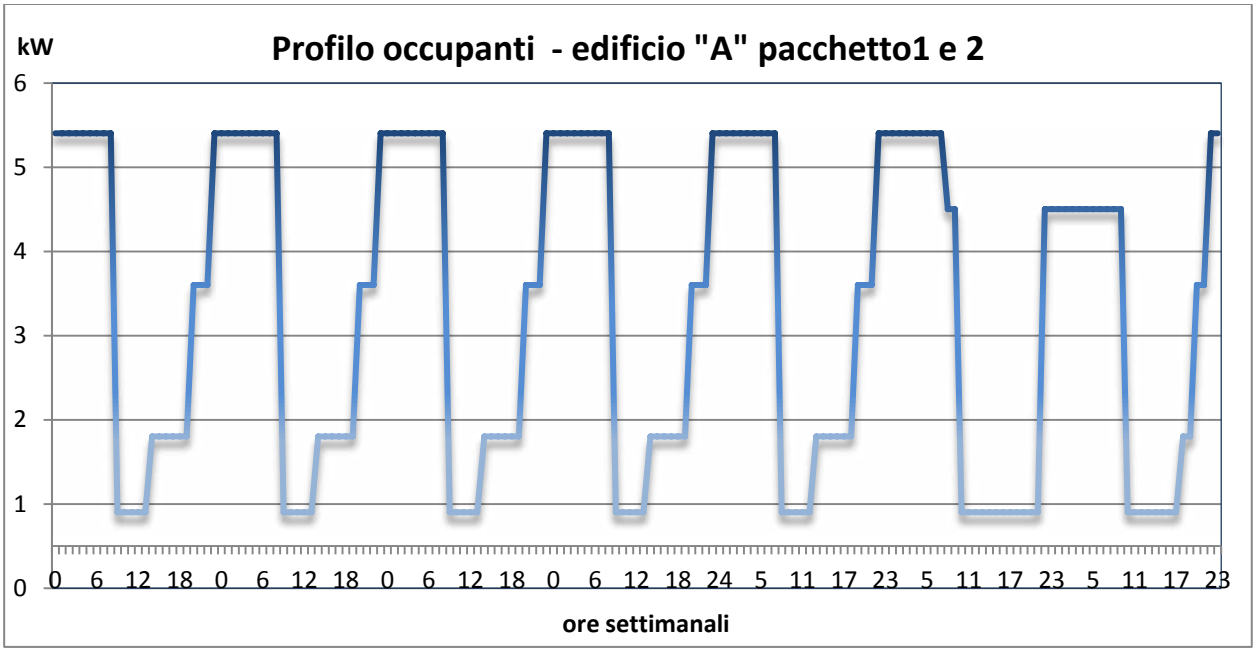

Figura 75 – Profilo di carico degli occupanti

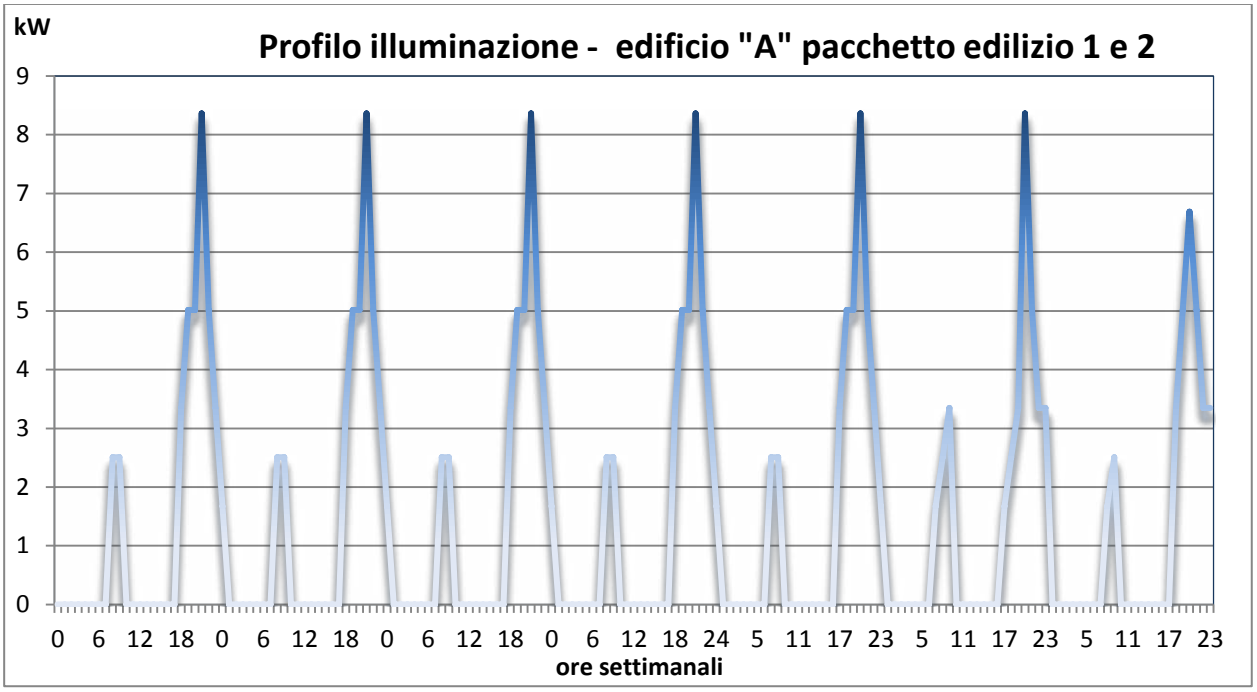

Figura 76 – Profilo di carico dell'illuminazione

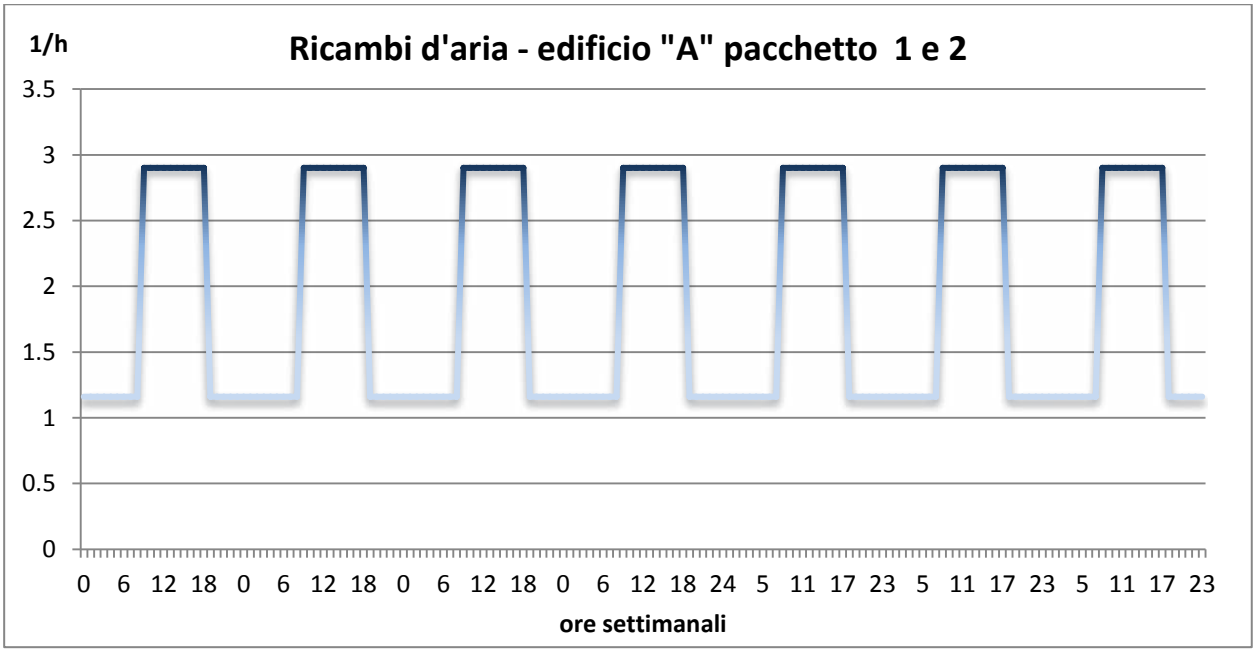

Figura 77 – Profilo dei ricambi d'aria

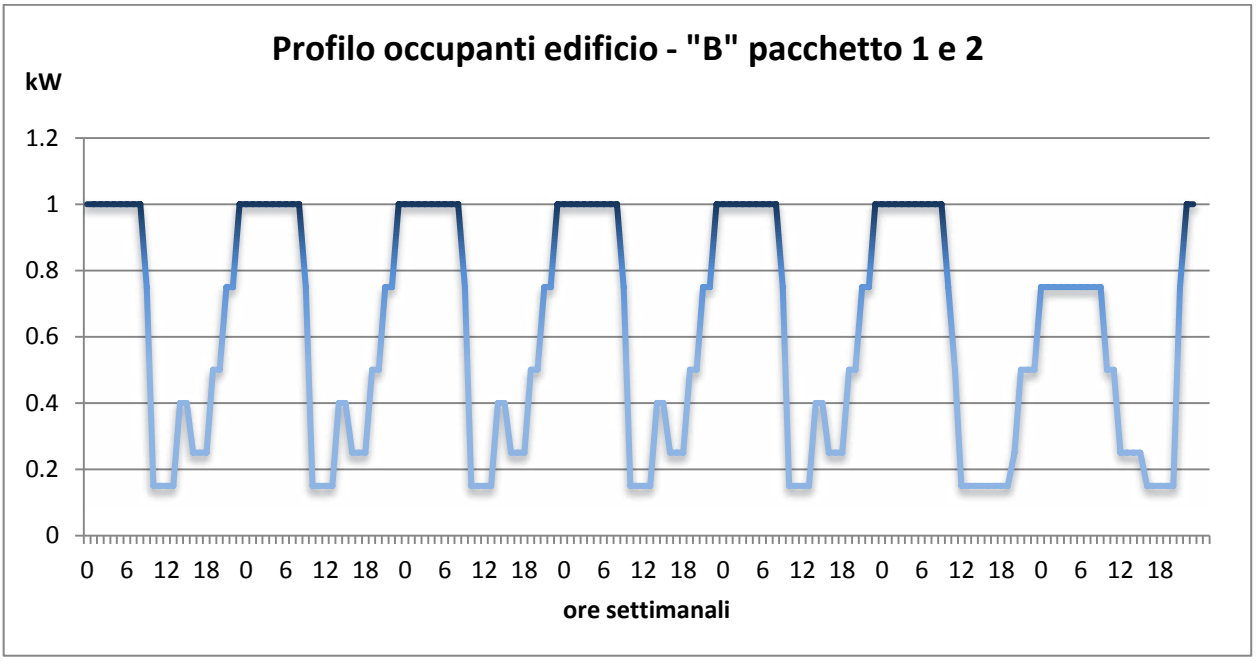

Figura 78 – Profilo di carico degli occupanti

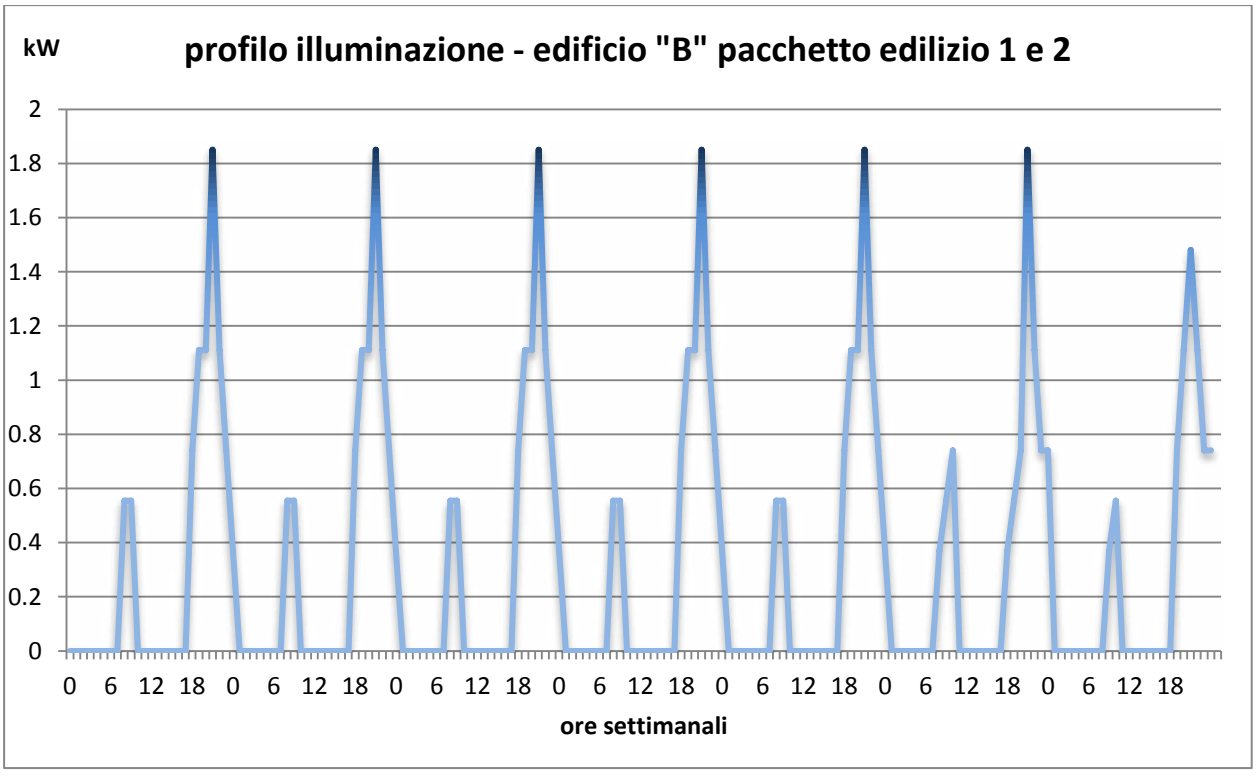

Figura 79 – Profilo di carico dell'illuminazione

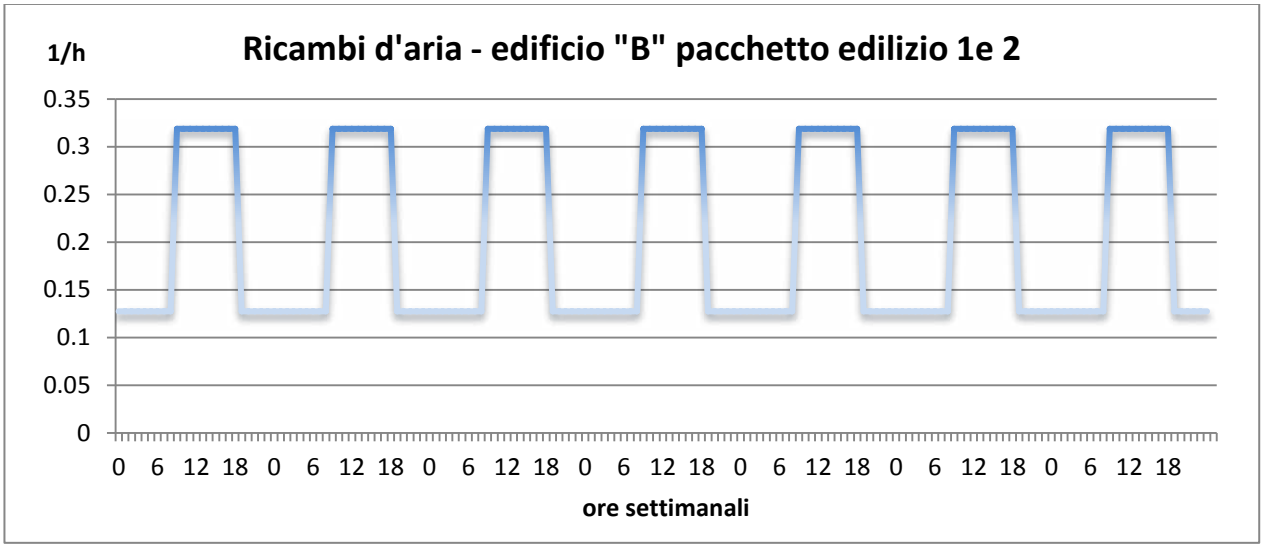

Figura 80 – Profilo dei ricambi d'aria

5.3 *Verifica del modello per una rete di grandi dimensioni*

Si è pensato di validare il software utilizzando una configurazione di rete che richieda flussi di potenza dell'ordine dei MW, composta da 20 edifici ad uso residenziale di tipo "A" nelle 2 diverse configurazioni edilizie e uno ad uso uffici e un cogeneratore a combustione interna da 2000 kW termici.

Attraverso le simulazioni effettuate sono state risolte tutte le problematiche e le criticità sui flussi di potenza richiesti da un maggior numero di edifici simulati nella rete e da singoli edifici con una volumetria notevolmente maggiore di quelli fin ora presi in considerazione (da circa 10000 m^3 a 45000 m^3).

Il problema principale che si è evidenziato nelle prime simulazioni è legato alle notevoli oscillazioni della temperatura dell'accumulo, indotte dalle richieste termiche dell'edificio e dall'ipotesi di miscelamento perfetto [4] su cui è basato il modello dell'accumulo stesso. Tutto ciò non consentiva di mantenere le temperature interne degli edifici ai valori di riferimento.

In valore ottimale del volume dell'accumulo principale è stato determinato conducendo una serie di simulazioni fino a determinare il giusto compromesso fra potenza installata e volume dell'accumulo in grado di consentire il raggiungimento delle temperature interne di riferimento.

Di seguito sono riportati gli andamenti delle temperature interne e dell'accumulo per un valore insufficiente dell'accumulo (V=300 m^3) e per il valore ottimale, determinato in 700 m^3; per facilitare la lettura dei grafici è anche riportato nelle Figura 83 l'andamento delle temperature interne per la prima settimana di gennaio che evidenzia quanto affermato.

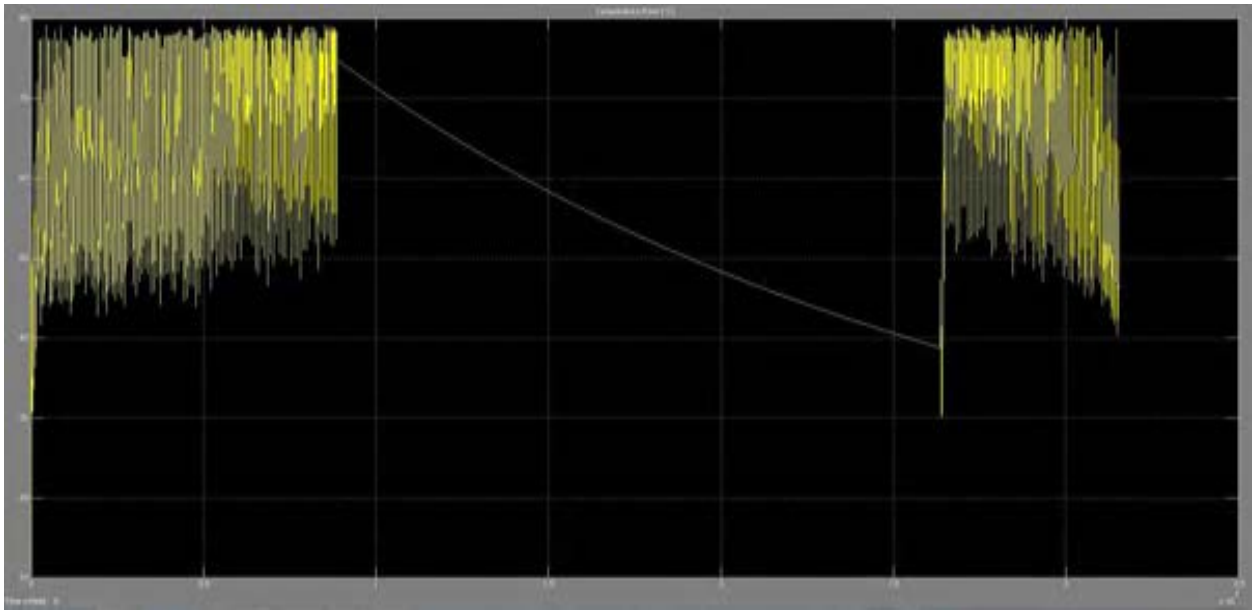

Figura 81 - Andamento annuale dell'accumulo con V= 300 m3

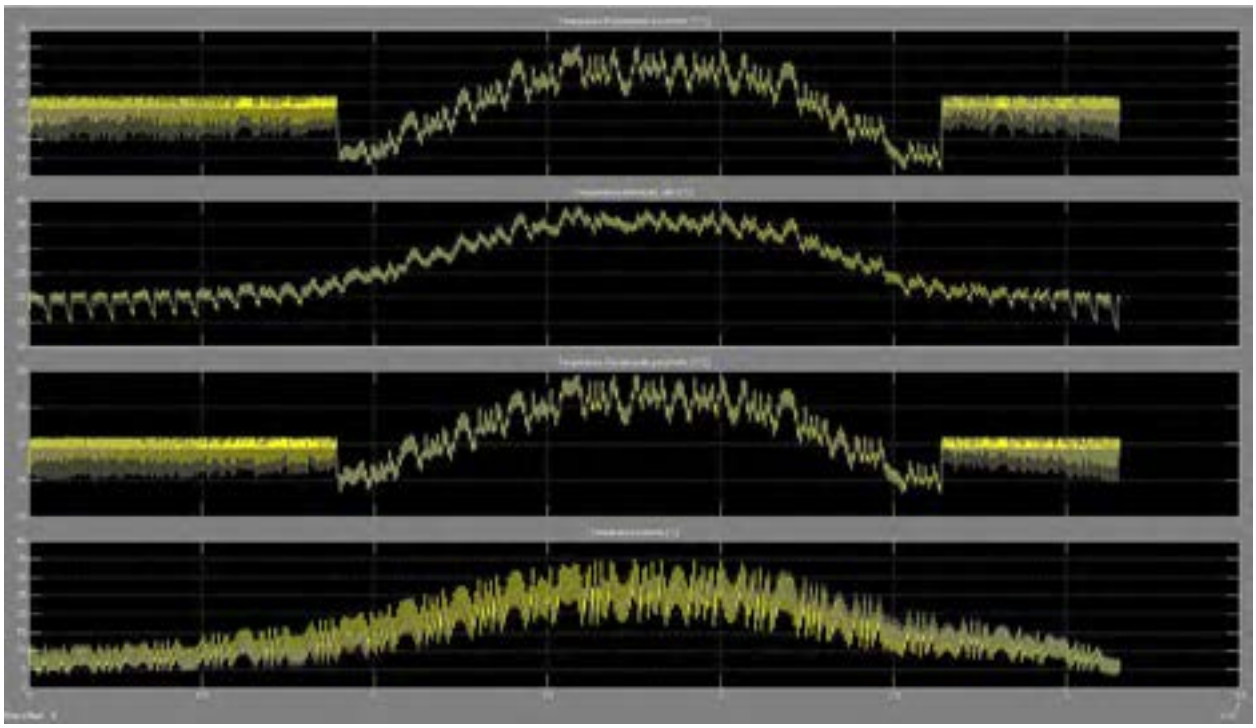

Figura 82 – Temperature interne con accumulo con V= 300 m^3

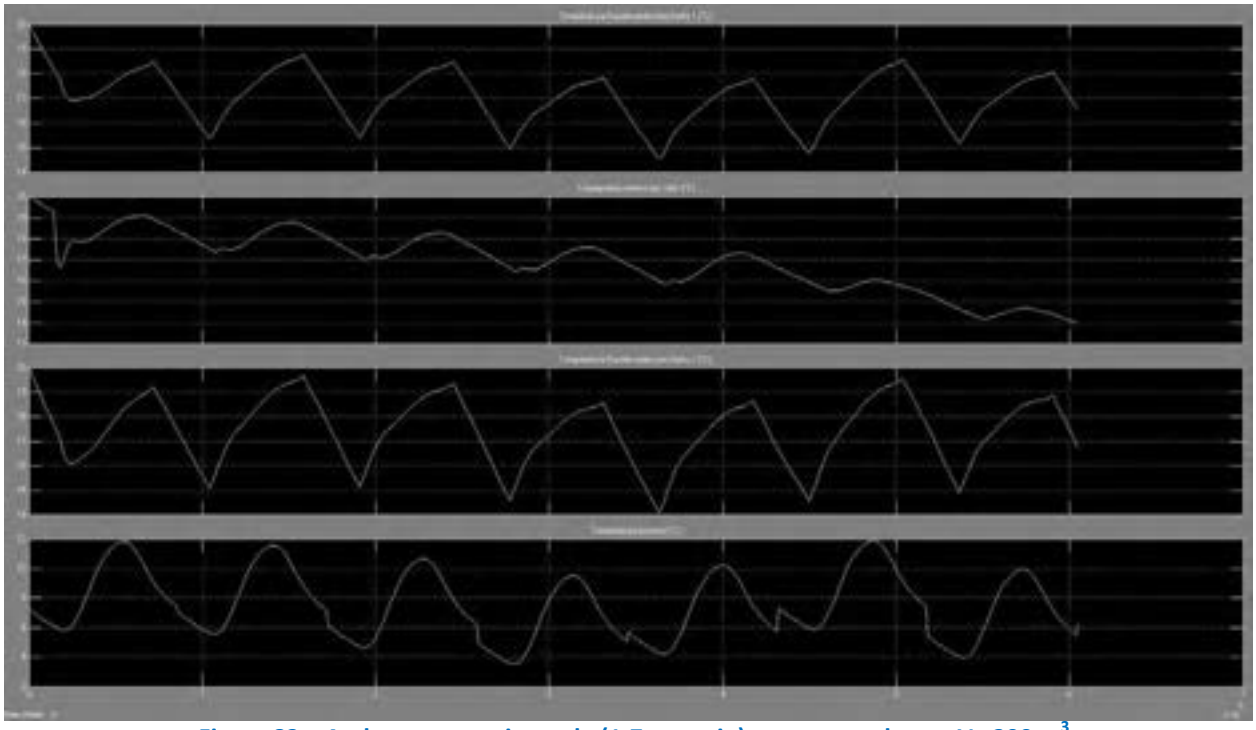

Figura 83 – Andamento settimanale (1-7 gennaio) con accumulo con V= 300 m^3

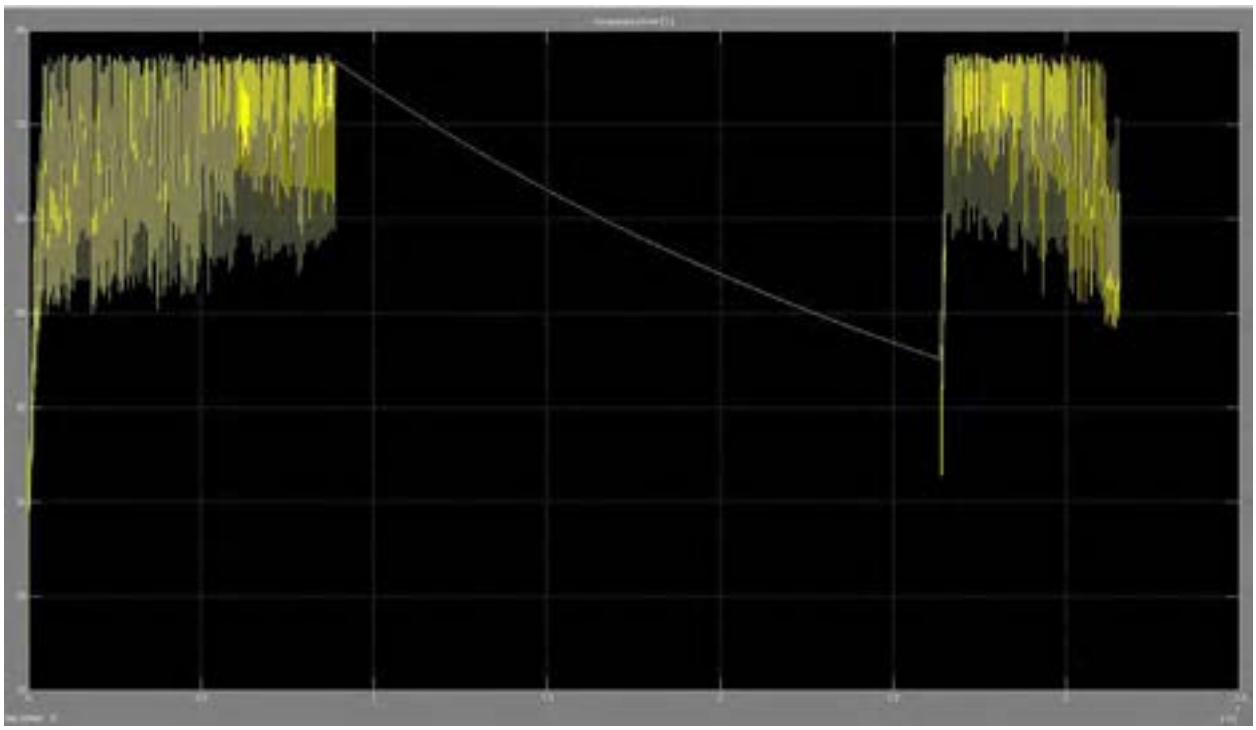

Figura 84 – Andamento annuale con accumulo con V= 700 m^3

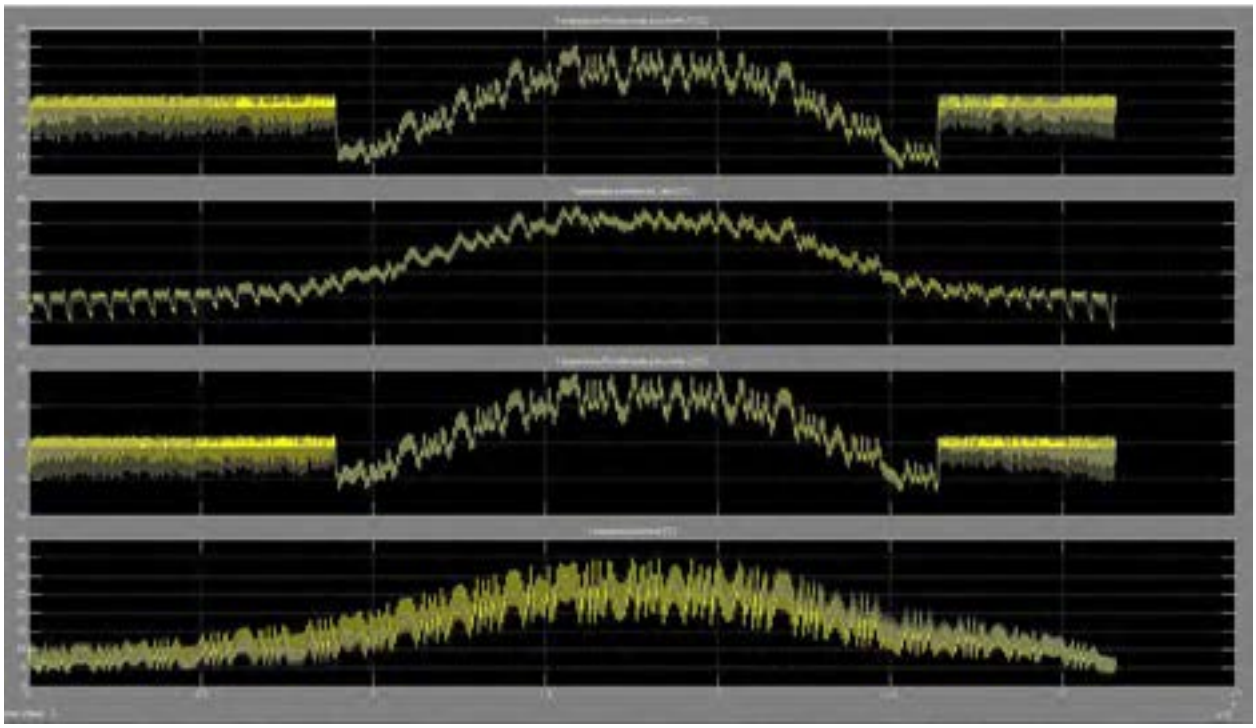

Figura 85 – Temperature interne con accumulo con V= 700 m3

Le attività future prevedono di completare questo modello inserendo gli edifici nel distretto urbano di cui fanno parte, definendo e progettando le configurazioni della rete (lunghezza delle condotte, diametro dei tubi, portate, etc.) in modo da simulare un caso reale che ci restituisca dei valori in grado di dimostrare la validità della piattaforma come strumento di valutazione di fattibilità.

6 Conclusioni

L'attività svolta e descritta nel presente rapporto consta sostanzialmente di tre parti: sviluppo e aggiornamento della piattaforma software, implementazione nella stessa piattaforma degli indici di prestazione per le reti energetiche sviluppati dal Politecnico di Torino nell'ambito di un accordo di collaborazione e analisi exergetica di reti energetiche.

La piattaforma è stata ampliata nella centrale di generazione, che ora è composta da sistemi a fonte fossile (caldaie a condensazione e non, pompe di calore, cogeneratori, macchine frigorifere ad assorbimento) e a fonte rinnovabile (campi solare termico e fotovoltaico, calore di scarto) in grado di simulare le configurazioni più rappresentative delle stesse reti. Inoltre nel modello dell'edificio è stato aggiunto il sistema di distribuzione a pannelli radianti, sempre più utilizzato nelle nuove costruzioni. Si è anche lavorato per incrementare le prestazioni computazionali della rete e ridurre sia i tempi di simulazione, sia i parametri di ingresso dell'edifico, con un incremento dell'errore del tutto trascurabile.

I risultati sono stati molto positivi e hanno spinto gli autori ad anticipare rispetto alle attività programmate per l'anno prossimo lo studio di un caso reale, con il duplice scopo di verificare le potenzialità della piattaforma come strumento di pianificazione e fornire delle informazioni tecnico-economiche sulle potenzialità delle reti energetiche. Per quest'ultimo motivo è stato scelto un distretto urbano di Roma con caratteristiche di replicabilità molto elevate.

L'attività sugli indici di prestazione ha consentito di superare le criticità emerse nella scorsa annualità, laddove era emerso che gli indici comunemente usati per valutare le prestazioni di una rete perdevano di significato nei casi in cui erano presenti fonti rinnovabili. Tale risultato acquista notevole importanza in quanto gli scenari energetici spingono sempre più verso configurazioni di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento in cui la percentuale di produzione energetica da fonte rinnovabile è in continua crescita; l'essersi dotati di validi indicatori rende la piattaforma in grado di rispondere pienamente all'esigenza di quantificare in modo completo le prestazioni energetiche di una rete esistente o di valutare il potenziale di una in fase di progetto.

Infine l'ultima parte dell'attività ha consentito di analizzare diverse configurazioni di reti da un punto di vista exergetico allo scopo di valutare in dettaglio la qualità dei flussi energetici scambiati fra le varie componenti della rete; più specificatamente, l'approccio exergetico ha consentito di valutare il livello ottimale con cui distribuire il fluido termovettore in funzione delle esigenze dell'utenza (strettamente legate ai sistemi di emissione) e delle caratteristiche climatiche, aspetto che non emerge in modo rilevante dagli indicatori energetici. Si mette in evidenza come tale informazione si riveli di notevole valore per evidenziare l'efficienza dei flussi energetici scambiati.

Gli autori ritengono estremamente positivi i risultati raggiunti e ritengono molto utile e con un alto grado di innovazione (particolarmente nell'applicazione dell'approccio exergetico a casi reali) il proseguimento di tale attività al fine di approfondire ulteriormente l'approccio exergetico e di individuare degli indicatori prestazionali (exergetici) più dettagliati del rendimento (exergetico) usato nel presente lavoro.

7 Riferimenti bibliografici

1. Report di Ricerca di Sistema Elettrico, RdS/ 2013/116
2. G, Cucca, A. Porcu, “Sviluppo di un modello di micro-rete energetica per teleriscaldamento e telerrafrescamento in ambiente Simulink”, Tesi di Laurea, 2013
3. Report di Ricerca di Sistema Elettrico RdS/PAR2013/056
4. Report di Ricerca di Sistema Elettrico RdS/2009/188
5. Report di Ricerca di Sistema Elettrico RdS/2010/251
6. H. Li, S. Svendsen, Energy and exergy analysis of low temperature district heating network, The 24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy, ECOS 2011, Energy 45 (2012) 237-246.
7. M.A. Ancona, M. Bianchi, L. Branchini, F. Melino, District heating network design and analysis, 68th Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI2013, Energy Procedia 45 (2014) 1225 – 1234.
8. S. Pusat, H. H. Erdem, Techno-economic model for district heating systems, Energy and Buildings 72 (2014) 177–185.