



Ricerca di Sistema elettrico

Simulazione e valutazione di una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento per utenze residenziali

Franco Gugliermetti, Fabio Bisegna, Fabio Nardecchia

SIMULAZIONE E VALUTAZIONE DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO/TELERAFFRESCAMENTO
PER UTENZE RESIDENZIALI

Franco Gugliermetti, Fabio Bisegna, Fabio Nardecchia (Università La Sapienza di Roma)

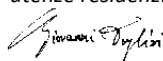
Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2014
Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica
Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi
Obiettivo: Reti di poligenerazione
Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA

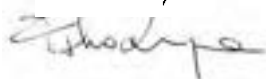


Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *"Studio, simulazione e valutazione di una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento per utenze residenziali"*

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Giovanni Puglisi



Responsabile scientifico: prof. Fabio Bisegna



Gli autori vogliono ringraziare per la preziosa collaborazione fornita nell'attività inerente l'ottimizzazione del codice, le simulazioni dinamiche e l'analisi energetica della rete energetica il laureando Daniele Sperandio dell'Università La Sapienza di Roma

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE	5
2 LE RETI ENERGETICHE LOCALI E LA POLITICA EUROPEA	6
3 CARATTERISTICA DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO/TELERAFFRESCAMENTO	7
4 INDICI DI PRESTAZIONE ENERGETICI: LIMITI	9
5 INDICI DI PRESTAZIONE EXERGETICI	10
5.1 EXERGIA	10
5.2 INDICI EXERGETICI ESISTENTI	14
5.3 NUOVI INDICI EXERGETICI	20
6 SIMULAZIONE DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO IN UN CONTESTO REALISTICO	23
6.1 STRUTTURA DELLA RETE SIMULATA.....	23
6.2 CARATTERIZZAZIONE GEOMETRICA DEGLI EDIFICI.....	33
6.3 IMPLEMENTAZIONE DEGLI EDIFICI NEL CODICE	35
6.4 PROFILI DI UTILIZZO.....	41
6.5 CAMPO SOLARE	44
6.6 INDICI PRESTAZIONALI (EXERGETICI)	49
7 RISULTATI	52
7.1 STUDIO DI VARIE CONFIGURAZIONI DI UTILIZZO	52
7.1.1 <i>Caldaia</i>	52
7.1.2 <i>Solare</i>	58
7.1.3 <i>CHP</i>	68
7.1.4 <i>CHP+solare</i>	73
7.1.5 <i>Confronti</i>	81
8 CONCLUSIONI.....	82
9 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	82

Sommario

L'attività svolta nella scorsa annualità da ENEA 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. L'approccio exergetico ha consentito di valutare il livello ottimale con cui distribuire il fluido termovettore in funzione delle esigenze dell'utenza e delle caratteristiche climatiche, aspetto che non emerge in modo rilevante dagli indicatori energetici convenzionali. In questo contesto, la presente attività ha come primo obiettivo completare lo sviluppo degli strumenti per la valutazione dei risparmi energetici, ed in particolare lo sviluppo e l'introduzione di nuovi indici di prestazione delle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento, che tengano conto sia dell'approccio di indici convenzionali che dell'approccio exergetico già adottato da ENEA.

Tali indici, assieme a quelli più tradizionali, sono poi stati impiegati per la valutazione prestazionale di una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento per utenze residenziali. Lo studio della rete di teleriscaldamento sviluppato nella scorsa annualità da ENEA, è stato esteso da 3 edifici ad un quartiere residenziale realistico, dove sono presenti varie tipologie di edifici ed una rete ramificata complessa.

L'attività svolta è stata sia di tipo teorico che numerico, eseguita con i codici Matlab-Simulink, analizzando un caso studio residenziale realistico, con il duplice scopo di verificare le potenzialità della piattaforma come strumento di pianificazione per lo studio di reti complesse e fornire delle informazioni sulle potenzialità delle reti energetiche di teleriscaldamento. Per quest'ultimo motivo è stato scelto un distretto residenziale con caratteristiche di replicabilità molto elevate, sul quale è stata eseguita una campagna di simulazioni in presenza e in assenza di fonti rinnovabili.

1 Introduzione

Nell'ambito della strategia "Europa 2020", la Direttiva 2012/27/UE [1] identifica la cogenerazione ad alto rendimento, il teleriscaldamento e il teleraffrescamento come mezzi per il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica. L'enorme potenzialità derivante dalla generazione distribuita è legata al fatto che questo tipo di produzione si presta all'utilizzo di Fonti ad Energia Rinnovabile (FER), difficilmente coniugabili con una produzione di tipo centralizzato. Perché il teleriscaldamento abbia efficacia è necessario individuare un'utenza concentrata in un'area ben definita, come un quartiere, un'area commerciale o industriale o un insieme di utenze pubbliche prossime tra loro. Con l'allacciamento ad una rete di teleriscaldamento, l'impianto di distribuzione interno degli edifici preesistente resta inalterato e lo scambiatore di calore, se installato, sostituisce la caldaia convenzionale. L'affidabilità del servizio è elevatissima ed è possibile applicare il sistema ad intere aree urbane, rendendolo un vero e proprio servizio pubblico, come l'acquedotto o la rete elettrica cittadina.

Per soddisfare le esigenze termiche delle utenze, la soluzione più diffusa, ma allo stesso tempo energeticamente meno efficiente è la soluzione con caldaia per la produzione di energia termica e pompa di calore per la produzione di energia frigorifera, entrambe installate presso le utenze. Un passo in avanti nell'uso razionale dell'energia è costituito dall'implementazione di reti energetiche che prevedano una produzione centralizzata per più utenze, con dispacciamento di energia anziché di carburante e di energia elettrica; le reti di distribuzione si riducono ad una, in grado di garantire ogni esigenza termica per le utenze. Le soluzioni impiantistiche possibili sono molteplici.

In questo quadro di sviluppo, e considerando le indicazioni provenienti dall'Unione Europea in merito alla razionalizzazione dell'uso dell'energia, risultano abbastanza chiari i potenziali vantaggi dell'applicazione di tali sistemi, sia per il singolo che per la comunità, nonché l'opportunità di innovazione su sistemi non ancora ampiamente distribuiti sul territorio nazionale.

Dai risultati delle analisi prestazionali condotte sul modello software (Matlab-Simulink) sviluppato nel corso delle annualità precedenti da parte di ENEA, è emersa l'esigenza di cercare degli strumenti che approfondiscano il comportamento della rete energetica in funzione dei livelli termici dei fluidi termovettori impiegati, nonché delle perdite che si presentano durante la distribuzione del fluido termovettore stesso. Da gli studi effettuati da ENEA nel corso di questi ultimi anni, è emerso che l'approccio energetico non è sufficiente a fornire un quadro completo del fenomeno, né tantomeno è in grado di fornire informazioni dettagliate sulle reali prestazioni delle reti. Per questo motivo si è cominciato a studiare le reti attraverso l'analisi energetica. In particolare, l'attività svolta nella scorsa annualità da ENEA 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 e di valutare il livello ottimale con cui distribuire il fluido termovettore in funzione delle esigenze dell'utenza e delle caratteristiche climatiche.

Inoltre il lavoro svolto sull'analisi exergetica ha consentito di superare alcune criticità emerse laddove erano presenti fonti rinnovabili e per le quali gli indici comunemente adottati sono insufficienti, non esaustivi e non applicabili.

L'attività di questa annualità si propone di completare lo sviluppo degli strumenti per la valutazione delle prestazioni energetiche delle reti, in particolare sviluppare nuovi indici prestazionali che tengano conto sia dell'approccio di indici energetici convenzionali, sia dell'approccio exergetico già adottato. Quindi l'obiettivo sarà quello di implementare nuove tipologie di indici prestazionali che prendano in esame anche i vantaggi relativi alla grandezza exergia e che prevedano l'utilizzo di fonti primarie alternative, quali le fonti rinnovabili. Inoltre si estenderà la complessità della rete di teleriscaldamento da analizzare: da 3 edifici, come dalla scorsa annualità ENEA, ad un quartiere residenziale realistico.

L'attività svolta sarà sia di tipo teorico che numerico, eseguita con i codici Matlab-Simulink, analizzando un caso studio realistico, con il duplice scopo di verificare le potenzialità della piattaforma software utilizzata, come strumento di pianificazione, e fornire allo stesso tempo delle informazioni sulle potenzialità delle reti energetiche di teleriscaldamento. Per quest'ultimo motivo è stato scelto un distretto residenziale con

caratteristiche di replicabilità molto elevate, sul quale ne verrà eseguita una campagna di simulazioni, prevedendo la presenza sia di fonti primarie fossili sia di fonti rinnovabili.

Il progetto si prefigge di realizzare i seguenti obiettivi:

- Definizione e sviluppo di nuovi indici prestazionali che tengano in conto sia dell'approccio con indici energetici convenzionali, sia dell'approccio exergetico già adottato nell'annualità precedente;
- Applicazione di tali indici all'utilizzo di fonti primarie alternative, quali le fonti rinnovabili;
- Scelta di un distretto residenziale realistico e campagna di simulazioni per l'analisi, sia di tipo teorico che numerico, applicando e validando gli indici prestazionali sviluppati, in presenza e in assenza di fonti rinnovabili.

2 Le reti energetiche locali e la politica europea

Le istituzioni governative nel corso degli ultimi anni stanno spingendo per trovare soluzioni sempre più efficienti e sostenibili nel campo dell'impiego razionale dell'energia. Questo tema sta riscuotendo una vasta risonanza da parte dell'opinione pubblica, visto il continuo cambiamento in atto nello scenario energetico nazionale, europeo e mondiale.

L'Europa, in particolare, si sta muovendo, tramite il programma Europa 2020, verso una crescita sostenibile oramai da qualche anno. Questo programma si prefissa la crescita sostenibile attraverso l'applicazione di tre obiettivi fondamentali da rispettare:

- entro il 2020 si devono ridurre le emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990. Ottimisticamente, l'UE prevede una riduzione del 30%, se tutti i paesi si prefiggono tale obiettivo. Ancora di più si potrebbe ottenere se si riuscisse, nell'ambito di un accordo globale, ad unire gli sforzi tra paesi in via di sviluppo e paesi sviluppati;
- portare al 20% la proporzione nel consumo finale delle energie rinnovabili;
- cercare di aumentare del 20% l'efficienza energetica.

Ogni nazione dovrà però rispettare alcuni obiettivi ben precisi per contribuire a livello europeo al raggiungimento di tali obiettivi. In particolare, l'Italia ha come obiettivo da conseguire la riduzione del 17% dei consumi a livello nazionale.

A tale scopo l'interesse si sta sempre più volgendo verso nuovi sistemi di distribuzione dell'energia termica, come ad esempio il teleriscaldamento.

Infatti, con la direttiva 2012/27 UE, l'Unione Europea identifica la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), e suggerisce il teleriscaldamento come mezzo per il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica. In questa direttiva viene inoltre identificata la necessità di migliorare la modellizzazione dell'impianto e promuove la generazione distribuita e le piccole reti.

Le reti energetiche sono in costante crescita nei paesi della comunità europea: si prevede un aumento di circa il 2,1% entro il 2030. Previsioni ottimistiche ipotizzano tuttavia che entro il 2050 le reti energetiche copriranno il 50% del fabbisogno termico delle utenze dei paesi dell'unione, portando ad un risparmio anche in termini di emissioni di CO₂ per il 13% circa [2].

Al 31/12/2010 in Italia risultano essere 100 le città servite da reti energetiche, con una volumetria comprensiva di oltre 244 milioni di m³. Le città con la maggiore volumetria allacciata si trovano nel nord Italia e sono nell'ordine Torino, Brescia e Milano, per un totale di circa 112 milioni di m³. Le utenze allacciate sono prevalentemente di tipo residenziale (circa 150 milioni di m³) mentre le utenze industriali sono quelle meno servite, con una volumetria inferiore ai 15 milioni di m³.

Nel nostro Paese, una significativa quota dei consumi totali nazionali di energia è dovuta ai settori residenziale e terziario (circa il 30% nel 2000) che costituiscono il 41% dei consumi finali totali nell'UE.

Una quota predominante dei consumi del settore civile è assorbita dal residenziale, sempre superiore al 70% del totale. Negli edifici residenziali, l'energia consumata serve prevalentemente per riscaldare gli ambienti e per produrre acqua calda sanitaria. Negli edifici del terziario è sempre il riscaldamento degli ambienti il maggior responsabile dei consumi.

Nel 1999 la domanda di energia per riscaldamento nel residenziale è stata soddisfatta dal gas naturale per il 66.2%, dai prodotti petroliferi (GPL, gasolio, olio combustibile) per il 26.5% e dall'energia elettrica e combustibili solidi (carbone) per il 7.3%.

3 Caratteristica delle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento

Un sistema di riscaldamento urbano, o teleriscaldamento (TLR), indicato anche come DH (dall'inglese District Heating), consiste essenzialmente in una rete di distribuzione dell'energia termica, che permette di servire contemporaneamente più edifici. La rete è asservita da una o più centrali termiche, garantendo un notevole risparmio energetico, economico ed una rilevante riduzione dell'impatto ambientale. Le dimensioni di un sistema di teleriscaldamento possono essere molto variabili: normalmente esso serve un quartiere di dimensioni ridotte, ma può essere applicato anche ad una intera città.

In generale, con rete di scambio termico si indica un sistema di distribuzione e scambio dell'energia termica; ogni rete è essenzialmente costituita da: una centrale termica, da una rete di tubazioni in cui scorre un fluido termovettore, da utenze in cui avviene lo scambio termico. La centrale termica può essere una semplice caldaia (con quindi la sola produzione di calore) oppure nei sistemi più complessi un impianto cogenerativo. In caso di rete di teleraffrescamento la centrale termica può essere anche costituita da una pompa di calore di grossa taglia. Il fluido termovettore è distribuito alle utenze attraverso una rete di tubazioni di mandata e di ritorno.

Dal punto di vista dell'utente finale, il teleriscaldamento è un servizio di energia che prevede da parte degli utenti l'acquisto del prodotto, in questo caso l'energia termica, che include anche i costi connessi alla gestione, manutenzione e assistenza del sistema.

Possono venire installati accumuli termici distribuiti per migliorare la gestione della produzione e della distribuzione dell'energia alle utenze finali, al fine di smorzare gli effetti dei picchi di richiesta termica. Il sistema di teleriscaldamento urbano è composto principalmente da [3]:

- la rete di distribuzione;
- la stazione di pompaggio;
- le sottostazioni di scambio termico.

Notevole importanza risiede nella modalità di funzionamento della rete stessa, cioè quante ore dovrà rimanere in funzione e se il funzionamento è continuo oppure no. Tale scelta viene influenzata sia da parametri economici sia da parametri tecnologici.

La temperatura del fluido che trasporta il calore decresce esponenzialmente al crescere della distanza percorsa, secondo una proporzione che dipende dalle caratteristiche del fluido, dalla velocità, dal diametro della tubatura e dalle proprietà isolanti delle tubazioni, dalla temperatura di mandata del fluido stesso e dalla temperatura ambientale. Perciò, il calore prodotto da una data centrale termica può essere distribuito solo entro un raggio limitato e quindi l'estensione di una rete di DH è fisicamente limitata.

Per quanto riguarda le perdite di rete, queste dipendono, oltre che da fattori tecnici legati alle caratteristiche del tubo (isolamento, attrito, ecc.), anche dalla distribuzione della domanda di calore lungo la rete: se le utenze sono vicine all'impianto di generazione di calore, le perdite saranno minori che nel caso

in cui la domanda sia diffusa in modo simile lungo tutta la rete e quindi alcune utenze risultino lontane dall'impianto di generazione.

Le tipologie di rete per il teleriscaldamento e/o teleraffrescamento possono essere classificate in due categorie:

- dirette, in cui tra generatore termico e corpo scaldante non vi è alcuna separazione;
- indirette, in cui tra generatore termico e corpo scaldante è interposto uno scambiatore di calore.

Nella tipologia diretta si ha il vantaggio di ridurre i costi di installazione, ma la sua gestione risulta essere molto complessa. Situazione opposta invece per le reti indirette. La configurazione diretta permette inoltre i seguenti vantaggi:

- impiego di componenti a bassa pressione nel circuito dell'utenza;
- semplifica la manutenzione;
- rende più facile la localizzazione delle perdite;
- l'energia viene regolata contabilizzata in maniera più efficace.

Gli svantaggi di questo tipo di configurazione risultano essere i maggiori costi d'investimento e l'aumento delle perdite [3]. Di contro le reti indirette sono molto più complesse, anche se i costi d'investimento e le perdite della rete sono molto contenuti.

In base a come queste tubazioni sono disposte e la forma che il sistema assume, si hanno tre tipologie principali di reti: ramificata, ad anello, a maglie.

Nella configurazione ad anello (Figura 1), il fluido termovettore viene inviato dalla centrale, arriva all'utenza e torna in centrale. La rete può essere alimentata in entrambi i sensi, è un sistema flessibile e facilmente ampliabile.

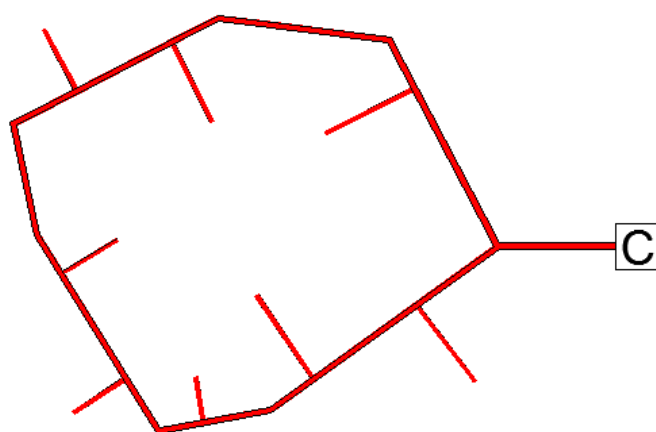


Figura 1. Rete ad anello

La rete ramificata (Figura 2) è costituita da una condotta principale dalla quale partono le diramazioni secondarie che portano il fluido termovettore alle utenze.

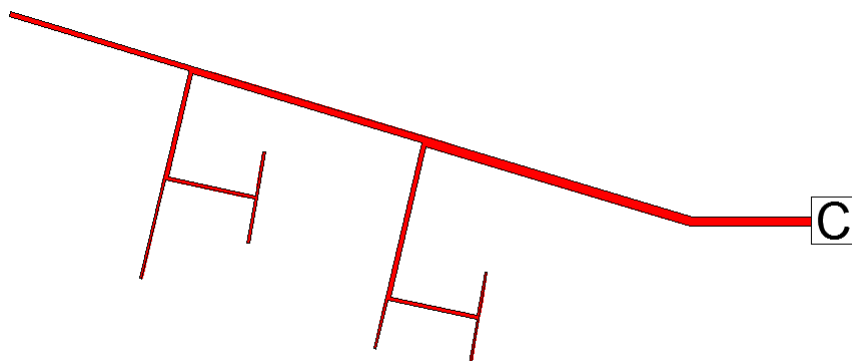


Figura 2. Rete ramificata

Infine la rete a maglia riportata in Figura 3 è costituita da una serie di circuiti chiusi collegati fra loro. Essa è migliore rispetto alle reti ad anello e ramificata per quanto riguarda la regolazione e la distribuzione del calore, però presenta elevati costi di installazione.

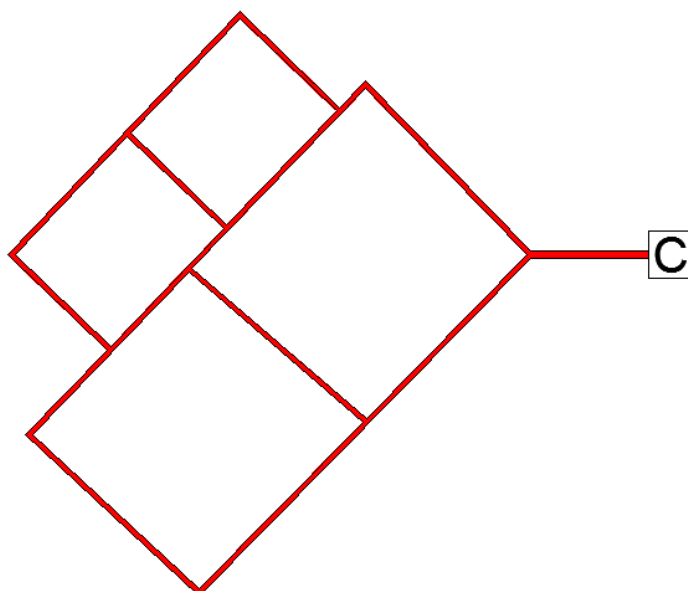


Figura 3 - Rete a maglia

I fluidi termovettori che scorrono nelle tubazioni sono di vario tipo: acqua calda, acqua surriscaldata, vapore, oli diatermici e, acqua refrigerata nelle reti che vengono impiegate per il teleraffrescamento. Il più utilizzato tra questi è l'acqua, che normalmente viene inviata a circa 90 °C e ritorna in centrale a 30-60 °C. La temperatura di ritorno dipende solitamente dai terminali di riscaldamento degli utenti: i normali radiatori richiedono temperature di esercizio di circa 80 °C, i ventilconvettori 45 °C e i pannelli radianti 35 °C. In questi ultimi casi le temperature di ritorno sono inferiori.

4 Indici di prestazione energetici: limiti

L'uso razionale dell'energia non è solamente legato all'utente finale ma riguarda l'intero processo di conversione energetica e nello specifico l'efficienza dei sistemi di produzione, la quale è, nella consuetudine, valutata mediante rendimenti che rapportano energia fornita ed energia prodotta. Le considerazioni basate sul primo principio della Termodinamica non permettono di comprendere

completamente alcuni aspetti dei processi reali, soprattutto nei processi termici, nei quali le perdite effettive variano in dipendenza del livello termico al quale viene effettuato lo scambio.

Da un'approfondita analisi bibliografica, per lo studio delle prestazioni delle reti di teleriscaldamento si utilizzano indici energetici, ambientali ed economici, riportati di seguito, che si possono ritrovare riassunti nel report della scorsa annualità [4]. L'utilizzo di questi indici e la loro limitata efficacia nel descrivere e valutare il comportamento della rete in funzione dei livelli termici dei fluidi termovettori usati e delle perdite generate durante la distribuzione dello stesso, è stato già affrontato ed approfondito ampiamente da ENEA nei report di sistema della scorsa annualità [4, 5]. In questi lavori viene sottolineato come la tipologia di tali indici energetici convenzionali, non riesce a cogliere tutti gli aspetti legati alle varie forme dell'energia. Inoltre, alcuni di essi, come ad esempio l'RPP, perdono di significato nel momento in cui si elimina il combustibile fossile, come fonte primaria, e si introducono le fonti rinnovabili, come ad esempio il solare termico.

5 Indici di prestazione exergetici

Da gli studi effettuati da ENEA nel corso di questi ultimi anni, è emerso che l'approccio energetico non è sufficiente a fornire un quadro completo nell'analisi delle prestazioni delle reti energetiche, ne tantomeno è in grado di fornire informazioni approfondite su tutti i componenti costituenti le reti stesse. Per questo motivo si è provveduto a passare allo studio della rete attraverso l'analisi exergetica, metodologia che dovrebbe esplicitare meglio alcune caratteristiche della rete che non risultano chiare ed evidenti con l'analisi energetica classica. In particolare, l'attività svolta nella scorsa annualità da ENEA 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 stessa. Nella scorsa annualità, l'approccio exergetico ha consentito di valutare il livello ottimale con cui distribuire il fluido termovettore in funzione delle esigenze dell'utenza e delle caratteristiche climatiche, aspetto che non emerge in modo rilevante dagli indicatori energetici convenzionali.

Inoltre il lavoro svolto 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.

In questa parte del lavoro si propone di completare lo sviluppo di strumenti per la valutazione dei risparmi energetici, in particolare sviluppare nuovi indici prestazionali che tengano conto sia dell'approccio di indici convenzionali sia dell'approccio exergetico già adottato. Quindi l'obiettivo sarà quello di implementare nuove tipologie di indici prestazionali che prendano in esame anche i vantaggi relativi alla grandezza exergia e che non perdano di significato se applicati con l'utilizzo di fonti primarie alternative, quali le fonti rinnovabili.

5.1 Exergia

L'inefficienza di un sistema è una conseguenza del verificarsi di un processo termodinamico irreversibile; l'exergia [6], grandezza derivante dalla combinazione di primo e secondo principio della Termodinamica, nasce proprio dal presupposto che l'energia, pur mantenendosi costante nella quantità, possiede nelle sue varie forme una qualità o potenzialità nel produrre lavoro meccanico. L'exergia è definita come il massimo lavoro estraibile dal processo che porta il sistema che stiamo considerando, in equilibrio termomeccanico con l'ambiente circostante; oltre alla quantificazione di tutte le perdite energetiche effettive, questa grandezza permette di determinare quale sia la riduzione della qualità dell'energia conseguentemente al suo utilizzo nel processo.

Per quanto detto è immediato, ad esempio, definire l'exergia, associata ad una generica potenza termica [6], come dipendente dal livello termico alla quale questa potenza è trasferita:

$$EX_{Q_j} = \dot{Q}_j \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{ambiente}}}{T_j} \right) \quad (1)$$

L'exergia associata ad una potenza elettrica, al contrario, coincide con la potenza elettrica stessa, in quanto non dipendente da parametri termodinamici. Lo stesso può dirsi per l'exergia associata ad un combustibile e al suo potenziale chimico.

Una trattazione più dettagliata sull'exergia si può trovare in [4].

In questo paragrafo verranno presentate le exergie relative ai singoli componenti costituenti la rete, ottenuti partendo dalle assunzioni descritte precedentemente e dalla (1), dove però in questo caso l'exergia viene suddivisa in tre parti: l'exergia intrinseca del componente stesso (EX_c); l'exergia dei prodotti che escono dal componente considerato (EX_p); l'exergia della sorgente che alimenta il componente (EX_s).

Scambiatore

$EX_c = P_{\text{NOM}} \left(1 - \frac{T_0}{T_{\text{TANK_INV}}} \right) \quad (2)$	dove: P_{NOM} è la potenza nominale dello scambiatore; P_{PRODOTTI} è la potenza prodotta dallo scambiatore; P_{SORGENTE} è la potenza entrante nello scambiatore, o meglio la potenza fornita dalla rete allo scambiatore; $T_{\text{TANK_INV}}$ è la temperatura invernale dell'accumulo dell'edificio;
$EX_p = P_{\text{PRODOTTI}} \left(1 - \frac{T_0}{T_{\text{TANK_INV}}} \right) \quad (3)$	$T_{\text{IN_RETE}}$ è la temperatura di ingresso nella rete; T_0 è la temperatura ambiente.
$EX_s = P_{\text{SORGENTE}} \left(1 - \frac{T_0}{T_{\text{IN_RETE}}} \right) \quad (4)$	

L'exergia del componente è composta dalla potenza nominale di progetto del componente stesso ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura uscente dal lato freddo di tale componente.

L'exergia dei prodotti è invece composta dalla potenza prodotta dallo scambiatore ed è funzione anche essa della temperatura ambiente e della temperatura uscente dal lato freddo di tale componente, dove questa temperatura rappresenta proprio il prodotto utile dello scambiatore.

L'exergia della sorgente è invece composta dalla potenza ricevuta dallo scambiatore ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura in ingresso nel lato caldo dello scambiatore.

Assorbitore

$EX_c = P_{\text{NOM}} \left(1 - \frac{T_0}{T_{\text{TANK_EST}}} \right) \quad (5)$	dove: P_{NOM} è la potenza nominale dell'assorbitore; P_{PRODOTTI} è la potenza prodotta dall'assorbitore; P_{SORGENTE} è la potenza entrante nell'assorbitore, o meglio la potenza fornita dalla rete all'assorbitore; $T_{\text{TANK_EST}}$ è la temperatura estiva dell'accumulo dell'edificio;
$EX_p = P_{\text{PRODOTTI}} \left(1 - \frac{T_0}{T_{\text{TANK_EST}}} \right) \quad (6)$	$T_{\text{IN_RETE}}$ è la temperatura di ingresso nella rete; T_0 è la temperatura ambiente.
$EX_s = P_{\text{SORGENTE}} \left(1 - \frac{T_0}{T_{\text{IN_RETE}}} \right) \quad (7)$	

L'exergia del componente è composta dalla potenza nominale di progetto del componente stesso ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura dell'acqua prodotta dal componente.

L'exergia dei prodotti è invece composta dalla potenza prodotta dall'assorbitore ed è funzione anche essa della temperatura ambiente e della temperatura dell'acqua prodotta dal componente, dove questa temperatura rappresenta proprio il prodotto utile dell'assorbitore.

L'exergia della sorgente è invece composta dalla potenza ricevuta dall'assorbitore ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura in ingresso nell'assorbitore.

Rete

$EX_c = P_{IN_RETE} \left(1 - \frac{T_0}{T_{IN_RETE}} \right) \quad (8)$	dove: P_{IN_RETE} è la potenza fornita dagli impianti alla rete; T_{TANK_RETE} è la temperatura dell'accumulo della rete; T_{IN_RETE} è la temperatura di ingresso agli edifici ; T_0 è la temperatura ambiente.
$EX_p = P_{IN_RETE} \left(1 - \frac{T_0}{T_{IN_RETE}} \right) \quad (9)$	
$EX_s = P_{IN_RETE} \left(1 - \frac{T_0}{T_{TANK_RETE}} \right) \quad (10)$	

L'exergia del componente è composta dalla potenza fornita alla rete ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura uscente dalla rete ed entrante agli edifici.

L'exergia dei prodotti risulta essere uguale all'exergia del componente, infatti alla rete non può essere attribuita una potenza nominale.

L'exergia della sorgente è invece composta dalla potenza fornita alla rete ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura dell'accumulo centrale, che risulta essere pari alla temperatura da cui la rete attinge (questa è la temperatura che viene monitorata dai sistemi di controllo degli impianti).

La T_{IN_RETE} varia per ogni edificio e quindi l'exergia componente e l'exergia prodotto vengono calcolate per ogni edificio.

Edificio

$EX_{p_INV} = P_{RIC_EDIFICIO_INV} \left(1 - \frac{T_0}{20^\circ C} \right) \quad (11)$	dove: $P_{RIC_EDIFICIO_INV}$ è la potenza richiesta dall'edificio in inverno; $P_{RIC_EDIFICIO_EST}$ è la potenza richiesta dall'edificio in estate; $P_{FORNITA_SC}$ è la potenza fornita dallo scambiatore; $P_{FORNITA_ASS}$ è la potenza fornita dall'assorbitore; T_{IN_INV} è la temperatura invernale in ingresso; T_{IN_EST} è la temperatura estiva in ingresso; T_0 è la temperatura ambiente.
$EX_{p_EST} = P_{RIC_EDIFICIO_EST} \left(1 - \frac{T_0}{26^\circ C} \right) \quad (12)$	
$EX_{s_INV} = P_{FORNITA_SC} \left(1 - \frac{T_0}{T_{IN_INV}} \right) \quad (13)$	
$EX_{s_EST} = P_{FORNITA_ASS} \left(1 - \frac{T_0}{T_{IN_EST}} \right) \quad (14)$	

Come si può notare l'exergia legata al componente edificio non è presente, perché questo viene considerato un elemento "passivo", cioè prende energia dalla rete e la utilizza per avere le condizioni di comfort prestabilite. L'elemento edificio, quindi si trova a non avere una potenza nominale propria.

L'exergia dei prodotti dell'edificio si compone di due parti, una relativa all'inverno e una relativa all'estate. Nell'exergia dei prodotti invernale si divide il secondo termine per la temperatura interna invernale dell'edificio (20 °C) e l'exergia dei prodotti estiva per la temperatura interna estiva dell'edificio (26 °C): ciò avviene perché le potenze richieste dall'edificio sono proprio quelle necessarie a raggiungere temperature di comfort all'interno dell'edificio stesso definite dalla normativa. Nel calcolo finale però si utilizza una sola exergia dei prodotti, data dalla somma dei termini invernale ed estivo, perché le potenze richieste dall'edificio sono l'integrale del profilo di carico generato durante tutto l'anno. L'exergia della sorgente dell'edificio, anche in questo caso, si compone di una parte invernale ed una estiva, che sommate durante tutto l'anno daranno una exergia della sorgente globale dell'edificio.

Caldaia

$EX_c = P_{NOM} \left(1 - \frac{T_0}{T_{TANK_RETE}} \right) \quad (15)$	dove: P_{NOM} è la potenza nominale della caldaia; $P_{PRODOTTI}$ è la potenza prodotta dalla caldaia; P_{FUEL} è la potenza del combustibile; T_{TANK_RETE} è la temperatura dell'accumulo della rete; T_f è la temperatura del combustibile; T_0 è la temperatura ambiente.
$EX_p = P_{PRODOTTI} \left(1 - \frac{T_0}{T_{TANK_RETE}} \right) \quad (16)$	
$EX_s = P_{FUEL} \left(1 - \frac{T_0}{T_f} \right) \quad (17)$	

L'exergia del componente è composta dalla potenza nominale della caldaia stesso ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura uscente tale componente.

L'exergia dei prodotti è invece composta dalla potenza prodotta dalla caldaia ed è funzione anche essa della temperatura ambiente e della temperatura uscente da tale componente.

L'exergia della sorgente è invece composta dalla potenza del combustibile ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura del combustibile. Questa temperatura non è implementata e quindi calcolata dal codice Simulink, ma viene posta ad un valore costante preso da catalogo.

Campo solare

$EX_c = P_{NOM} \left(1 - \frac{T_0}{T_{OUT_PAN}} \right) \quad (18)$	dove: P_{NOM} è la potenza nominale dello scambiatore; P_{IN_RETE} è la potenza che immette in rete il campo solare; P_{SUN} è l'energia solare incidente; T_{OUT_PAN} è quella che effettivamente entra in rete; $T_{OUT_PAN_NON_SATURATA}$ è la temperatura che effettivamente esce dal pannello; T_0 è la temperatura ambiente.
$EX_p = P_{IN_ETE} \left(1 - \frac{T_0}{T_{OUT_PAN}} \right) \quad (19)$	
$EX_s = P_{SUN} \left(1 - \frac{T_0}{T_{OUT_PAN_NON_SATURATA}} \right) \quad (20)$	

L'exergia del componente è composta dalla potenza nominale del campo solare stesso ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura uscente dai collettori solari che realmente viene utilizzata dalla rete.

L'exergia dei prodotti è invece composta dalla potenza immessa in rete dal campo solare ed è funzione anche essa della temperatura ambiente e della temperatura uscente da tale componente che realmente viene utilizzata dalla rete.

L'exergia della sorgente è invece composta dalla potenza solare incidente sulla superficie totale dei collettori ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura direttamente uscente dal campo solare non ancora saturata. Può accadere infatti che in determinate condizioni di funzionamento si creino temperature in uscita dal campo solare troppo elevate (problema della stagnazione). Questa condizione può creare un malfunzionamento dannoso per l'impianto e un abbassamento dell'efficienza dello stesso. Accade in questo caso che si rende necessario disperdere parte della potenza con dei dissipatori. La temperatura non saturata fa riferimento alla temperatura realmente prodotta e che quindi ancora non è andata incontro a un'eventuale dissipazione. Chiaramente può anche accadere che le due temperature (T_{OUT_PAN} e $T_{OUT_PAN_NON_SATURATA}$) siano uguali quando non si verifica il problema precedentemente spiegato.

CHP

$EX_c = P_{NOM} \left(1 - \frac{T_0}{T_{OUT_CHP}} \right) \quad (21)$	dove: P_{NOM} è la potenza nominale dello scambiatore; $P_{PRODOTTI}$ è la potenza che il CHP manda verso la rete; P_{FUEL} è la potenza del combustibile; T_{OUT_CHP} è la temperatura in uscita dal CHP; T_{CC} è la temperatura della camera di combustione; T_0 è la temperatura ambiente.
$EX_p = P_{PRODOTTI} \left(1 - \frac{T_0}{T_{OUT_CHP}} \right) \quad (22)$	
$EX_s = P_{FUEL} \left(1 - \frac{T_0}{T_{CC}} \right) \quad (23)$	

L'exergia del componente è composta dalla potenza nominale del chp stesso ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura uscente tale componente.

L'exergia dei prodotti è invece composta dalla potenza prodotta dal chp ed è funzione anche essa della temperatura ambiente e della temperatura uscente da tale componente.

L'exergia della sorgente è invece composta dalla potenza del combustibile ed è funzione della temperatura ambiente e della temperatura del combustibile. Questa temperatura non è implementata e quindi calcolata dal codice Simulink, ma viene posta ad un valore costante preso da catalogo.

5.2 Indici exergetici esistenti

In letteratura sono presenti alcuni parametri o indici exergetici, poco noti e ancora poco utilizzati. Sicuramente i più noti, capaci di dare informazioni su processi che avvengono in una rete, sono quelli espressi in [8].

Noti i valori di exergia associati ad ogni prodotto e risorsa per ciascun componente fisico dell'impianto, si possono calcolare i cinque indici exergetici tipici dell'analisi exergetica. Questo indici sono definiti come:

$$\text{Efficienza exergetica: } \varepsilon = \frac{\Psi_p}{\Psi_f} = \frac{\text{Exergia del prodotto}}{\text{Exergia della risorsa}} \quad (24)$$

$$\text{Reversibilità relativa: } \Omega = \frac{\Psi_i}{\Psi_{\pi}} = \frac{\text{Exergia del componente}}{\text{Exergia totale componenti}} \quad (25)$$

$$\text{Difetto di efficienza: } \delta = \frac{\Psi_i}{\Psi_{\text{IT}}} = \frac{\text{Exergia del componente}}{\text{Exergia totale delle risorse}} \quad (26)$$

$$\text{Fattore exergetico: } f = \frac{\Psi_f}{\Psi_{\text{IT}}} = \frac{\text{Exergia della risorsa}}{\text{Exergia totale delle risorse}} \quad (27)$$

$$\text{Irreversibilità relativa al prodotto: } \Delta = \frac{\Psi_i}{\Psi_{\text{PT}}} = \frac{\text{Exergia del componente}}{\text{Exergia totale dei prodotti}} \quad (28)$$

Ogni indice cambia giornalmente al variare del flusso di risorse e di prodotti in conseguenza della variazione di potenza termica richiesta dagli utenti.

Questi indici in definitiva permettono di evidenziare principalmente solo a livello qualitativo i componenti più critici del sistema energetico in cui si sviluppano le maggiori irreversibilità. Non danno informazioni sulla quantificazione di questa irreversibilità globale sulla rete.

Per vedere l'applicabilità di questi indici al problema che dovremo affrontare, sono state eseguite campagne di simulazioni sulla configurazione dell'annualità scorsa creata da ENEA. La configurazione era composta da una rete con CHP e tre edifici (residenziale, ufficio e commerciale), collocata alternativamente nelle città di Milano, Roma e Palermo.

Vengono riportati a titolo di esempio (Figure 4-12) l'efficienza exergetica, la reversibilità relativa e il difetto di efficienza per tutti i componenti del sistema per la città di Milano, con tre diverse temperature di mandata (65 °C, 75 °C e 85 °C).

Va tenuto presente che l'assorbitore non è progettato per lavorare a 65 °C, ma in questa analisi si è voluto comunque studiare cosa accadesse al sistema nel caso estremo del mal funzionamento di un componente, quale appunto l'assorbitore. Quindi i risultati sotto i 75 °C non sono da considerarsi attendibili, ma solo di verifica del corretto funzionamento del blocco implementato nel software .

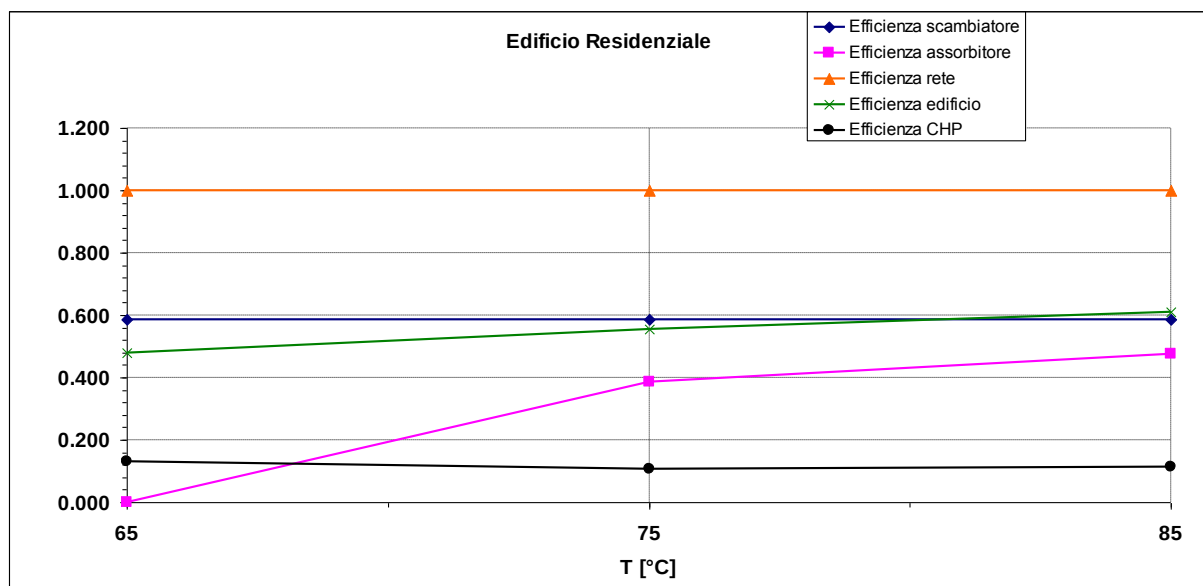


Figura 4. Andamento Efficienza exergetica caso Milano-edificio residenziale

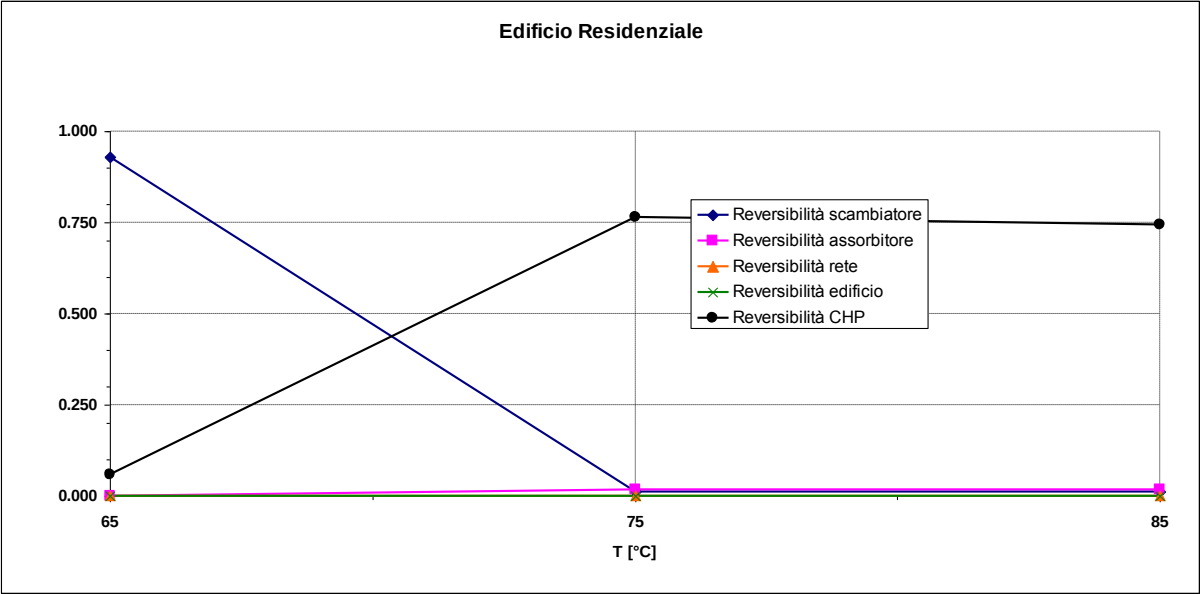


Figura 5. Andamento Reversibilità relativa caso Milano-edificio residenziale

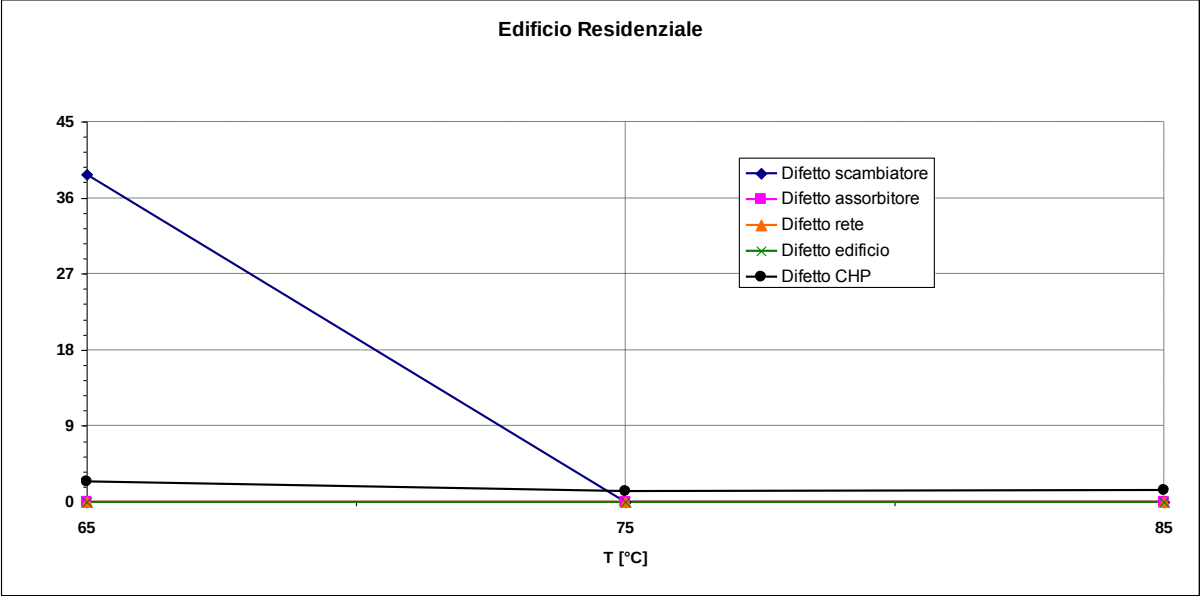


Figura 6. Andamento Difetto di efficienza caso Milano-edificio residenziale

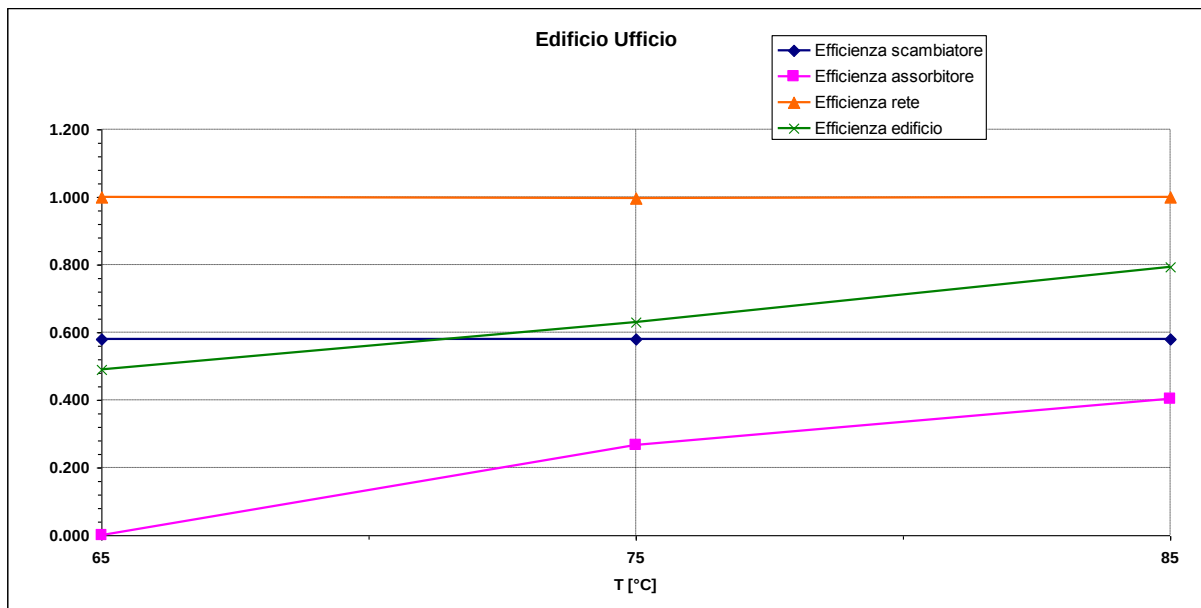


Figura 7. Andamento Efficienza exergetica caso Milano-edificio ufficio

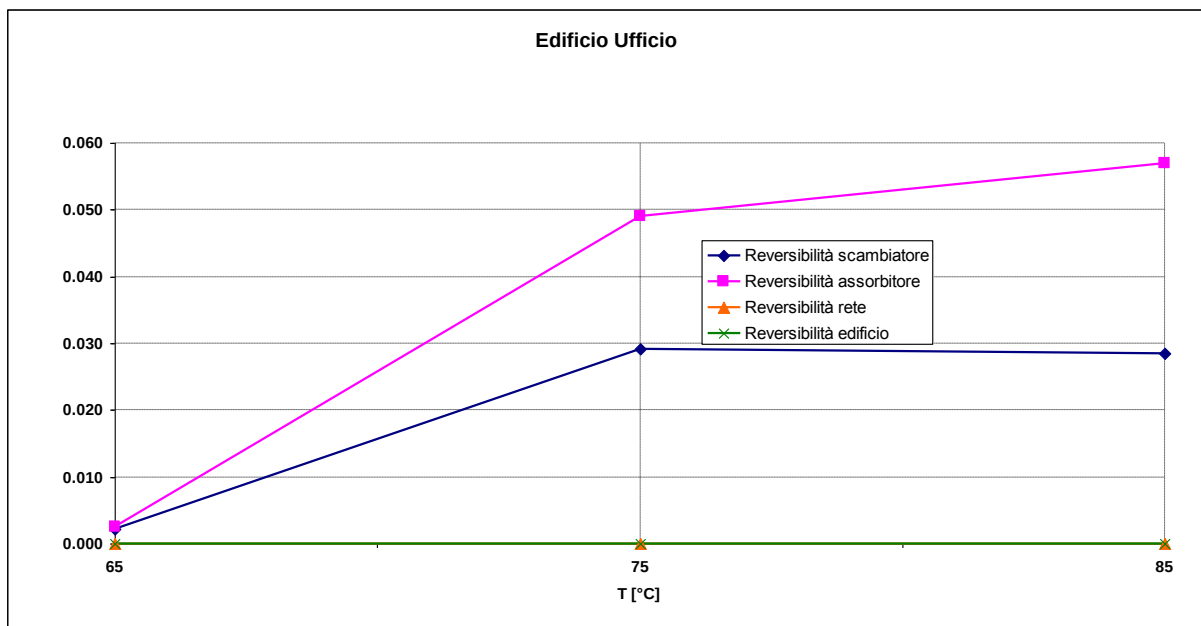


Figura 8. Andamento Reversibilità relativa caso Milano-edificio ufficio

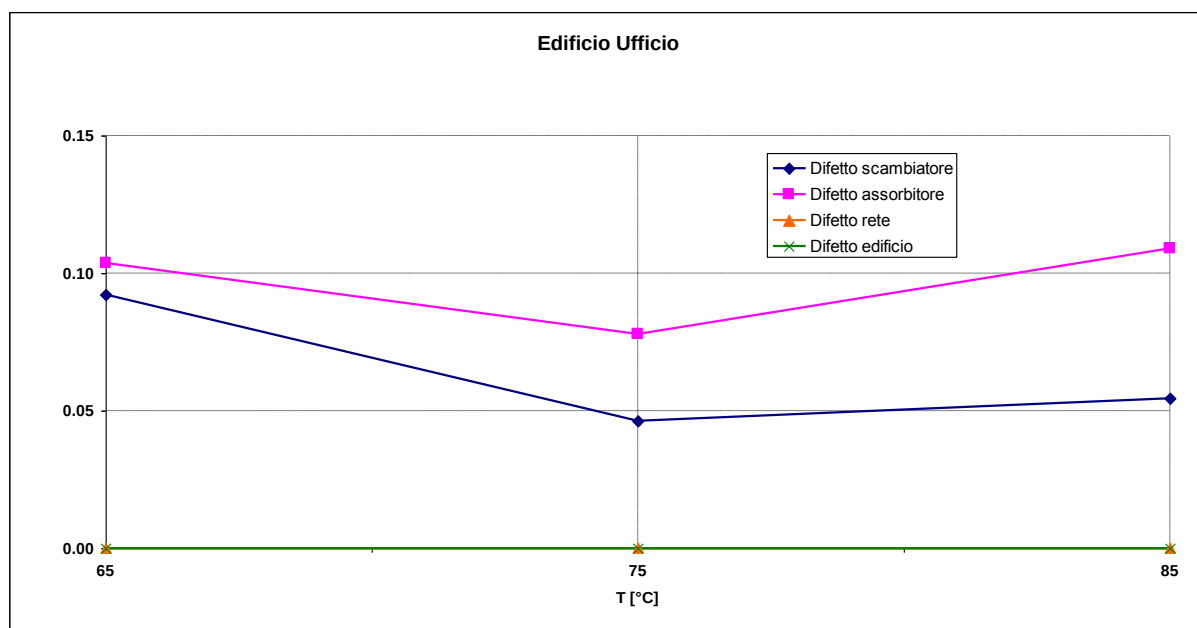


Figura 9. Andamento Difetto di efficienza caso Milano-edificio ufficio

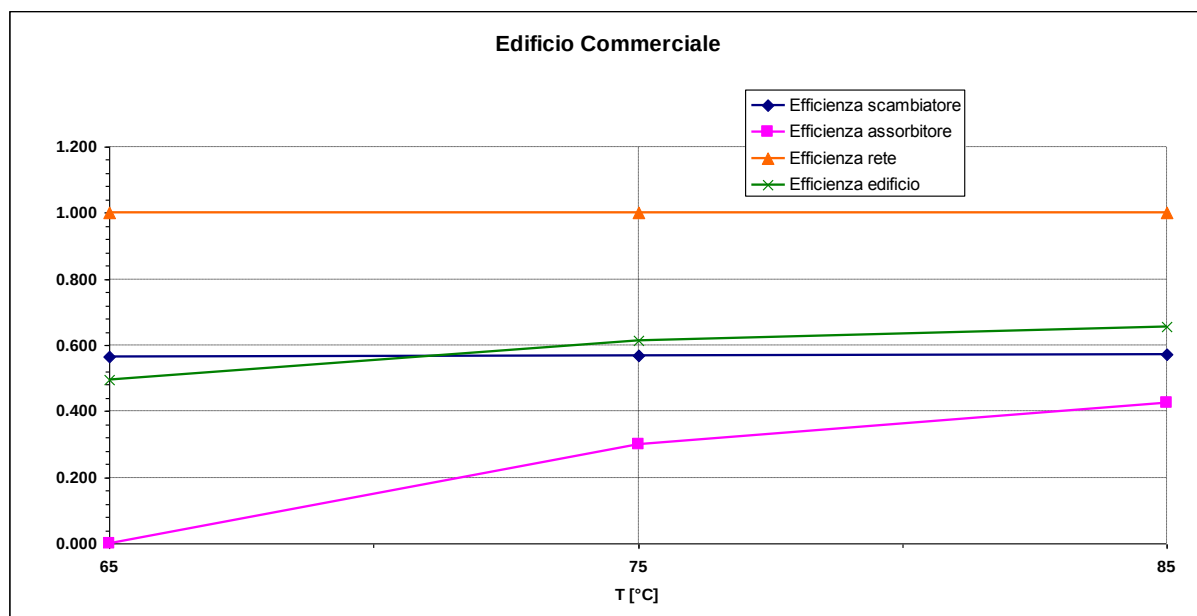


Figura 10. Andamento Efficienza exergetica caso Milano-edificio commerciale

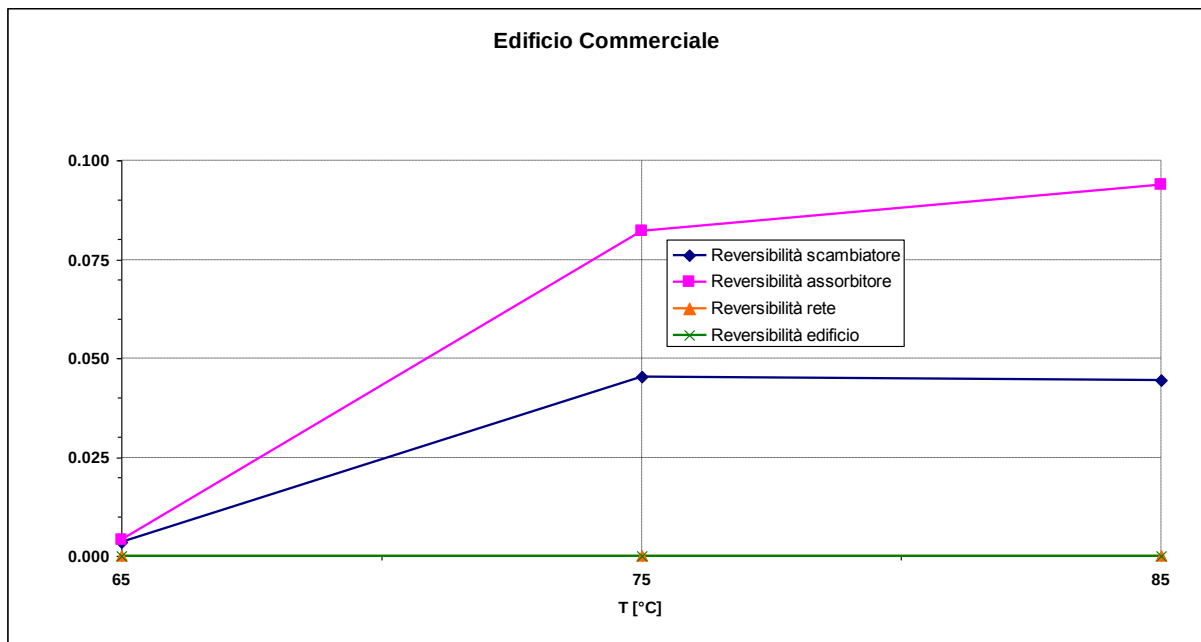


Figura 11. Andamento Reversibilità relativa caso Milano-edificio commerciale

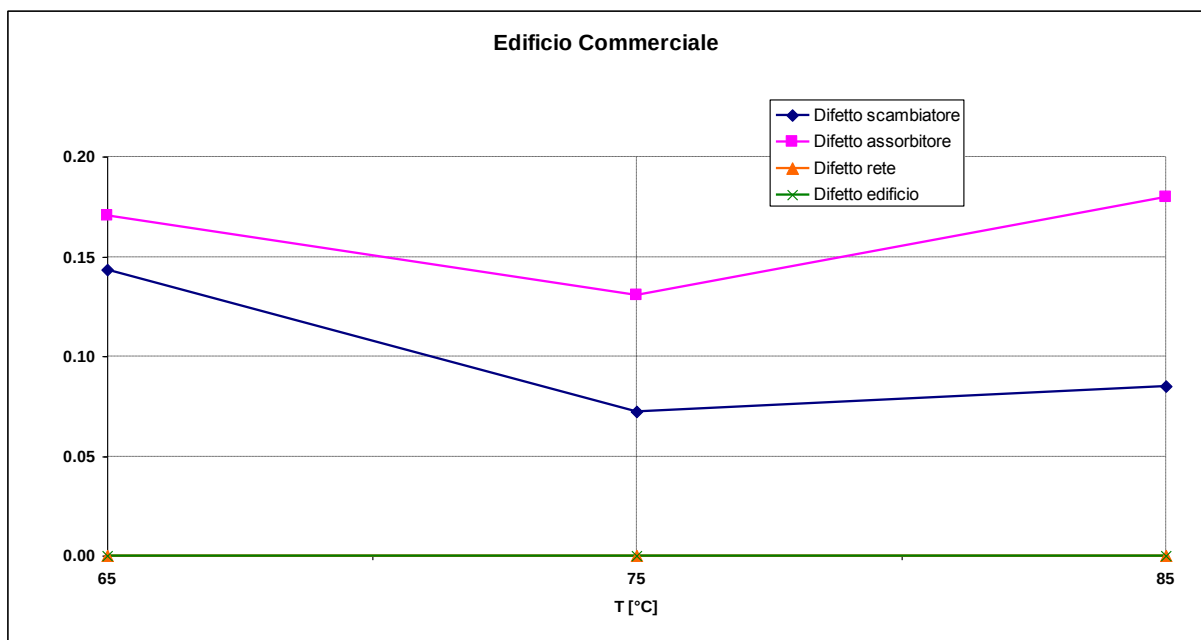


Figura 12. Andamento Difetto di efficienza caso Milano-edificio commerciale

Come si può notare questi indici forniscono poche informazioni riguardo le performance dei vari componenti e nessuna informazione sulla rete globale.

L'efficienza aumenta per l'assorbitore per tutte le tipologie di edificio all'aumentare della temperatura di mandata. Questo però è dovuto sicuramente al fatto che l'assorbitore non è fatto per funzionare a 65 °C e quindi ad una temperatura superiore la sua performance sicuramente migliora. Per tutti gli altri componenti l'efficienza rimane costante con l'aumento di temperatura.

La reversibilità aumenta per scambiatore, assorbitore e in alcuni casi anche per il CHP. Il motivo è sempre da ricercare nel mal funzionamento dell'impianto a 65 °C. Di contro il difetto di efficienza è circa sempre costante per tutti i componenti di tutti gli edifici.

Quindi c'è la necessità di trovare una nuova via, o meglio, nuovi indicatori prestazionali, che, in termini di efficienza e/o perdite, possano descrivere in modo migliore e più dettagliata rispetto agli indici exergetici tradizionali sia i componenti del sistema che il sistema globale stesso.

5.3 Nuovi indici exergetici

Visti i limiti degli indici convenzionali e degli indici exergetici convenzionali, risulta necessario trovare nuovi indici prestazionali che possano esplicitare le performance della rete e di ogni suo singolo componente.

Partendo dagli indici exergetici tradizionali, si è cercato di proporre dei miglioramenti, anche attraverso l'introduzione di grandezze energetiche classiche.

Sulla base di queste premesse vengono riportati di seguito gli indici teorizzati:

Indice di efficienza locale

$$I_{e_loc} = \frac{\varepsilon_{componente}}{\varepsilon_{tot}} \quad (29)$$

dove $\varepsilon_{componente}$ è l'efficienza del singolo componente calcolata tramite la (24), mentre ε_{tot} è l'efficienza totale calcolata come la somma delle singole efficienze.

Questo indice definisce l'efficienza del singolo elemento sull'intero sistema, fornendo informazioni sullo stato del componente.

Indice di efficienza globale

$$I_e = \frac{E_{RICHIESTA}}{E_{FORNITA} \cdot \varepsilon_{tot}} \quad (30)$$

dove ε_{tot} è l'efficienza totale calcolata con la formula (24), relativa all'interno sistema, $E_{FORNITA}$ è l'energia fornita al sistema considerato, mentre $E_{RICHIESTA}$ è l'energia richiesta dal sistema. Questo indice fornisce l'efficienza globale, in base all'energia che entra nel sistema, e mostra in che modo il sistema stesso reagisce.

Indice di perdita locale

$$I_{p_loc} = \frac{E_{LOSS} \cdot \varepsilon_{componente}}{E_{FORNITA}} \quad (31)$$

dove $\varepsilon_{componente}$ è l'efficienza del singolo componente calcolata tramite la (24), E_{LOSS} è l'energia persa dalla rete ed $E_{FORNITA}$ è l'energia fornita al sistema. Questo indice fornisce le performance relative del singolo componente della rete, comprese le perdite, permettendo di effettuare un confronto tra le perdite della rete per tutti i componenti.

Indice di perdita globale

$$I_p = \frac{E_{LOSS}}{E_{FORNITA} \cdot \varepsilon_{tot}} \quad (32)$$

dove ε_{tot} è l'efficienza totale calcolata con la formula (24) relativa all'interno sistema, E_{LOSS} è l'energia persa dalla rete ed $E_{FORNITA}$ è l'energia fornita al sistema. Questo indice fornisce le performance globali della rete,

comprese le perdite, permettendo di effettuare un confronto tra diverse configurazioni di rete e stabilire quale sia la più performante.

Per confermare la capacità di tali indici nel descrivere la rete e i suoi componenti, si è scelto di applicare tali indici su un caso dell'annualità scorsa svolta da ENEA. Si sono applicati sul caso di Milano, andando a verificare l'andamento di questi indici al variare della temperatura di mandata.

In primo luogo è stato studiato l'andamento degli indici globali, riportato in Figura 13 cui i valori numerici sono riportati in Tabella 1.

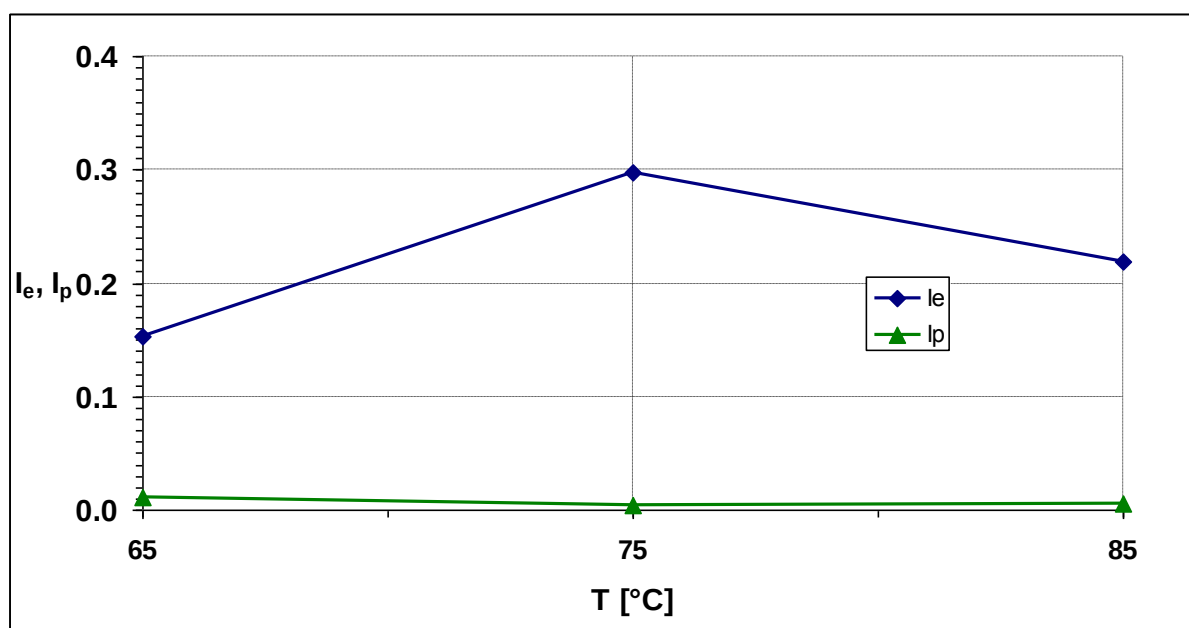


Figura 13. Andamento indici globali caso Milano

Tabella 1. Indici globali caso Milano

Milano	I _e	I _p
T = 65 °C	0.153	0.011
T = 75 °C	0.297	0.004
T = 85 °C	0.220	0.006

L'indice di efficienza globale mostra che l'ottimo si ha in concomitanza della temperatura di mandata pari a 75 °C, e il minimo è proprio il caso a 65 °C, dove è noto che il sistema non funziona. Contemporaneamente, l'indice di perdita globale ha il suo massimo a 65 °C, il che sta ad indicare che a questa temperatura si hanno maggiori perdite, per poi diminuire bruscamente per gli altri due casi, dove la rete ha sicuramente performance migliori.

Per gli indici locali si è scelto di mostrare sempre il caso di Milano e il solo indice di efficienza locale, per tutte e tre le tipologie di edifici (Figura 14–16).

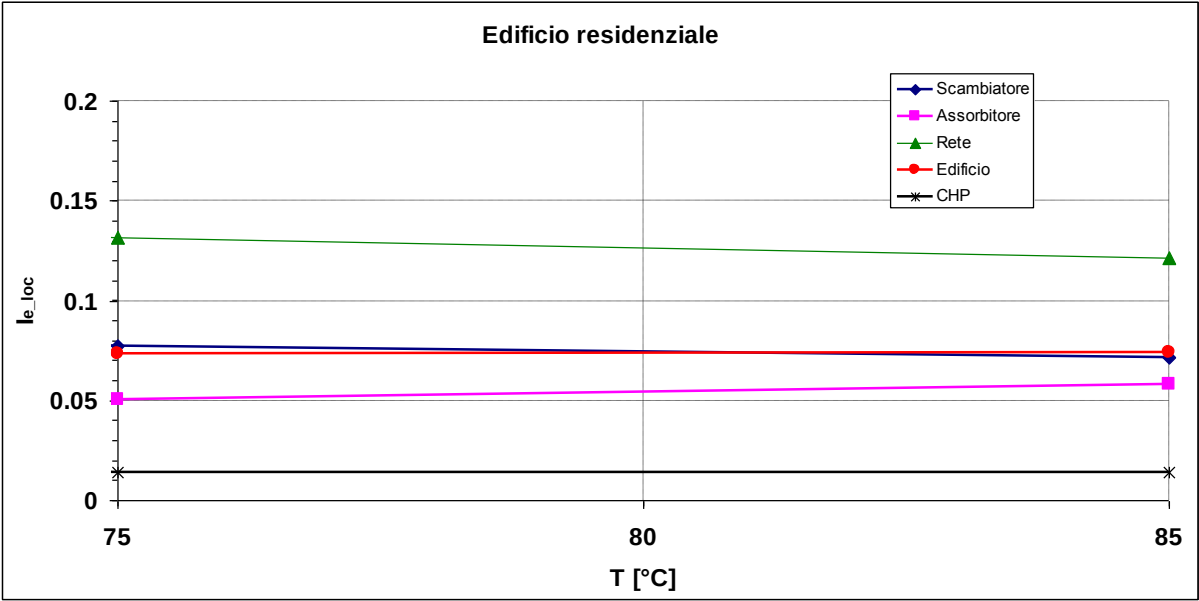


Figura 14. Andamento indice di efficienza locale per edificio residenziale

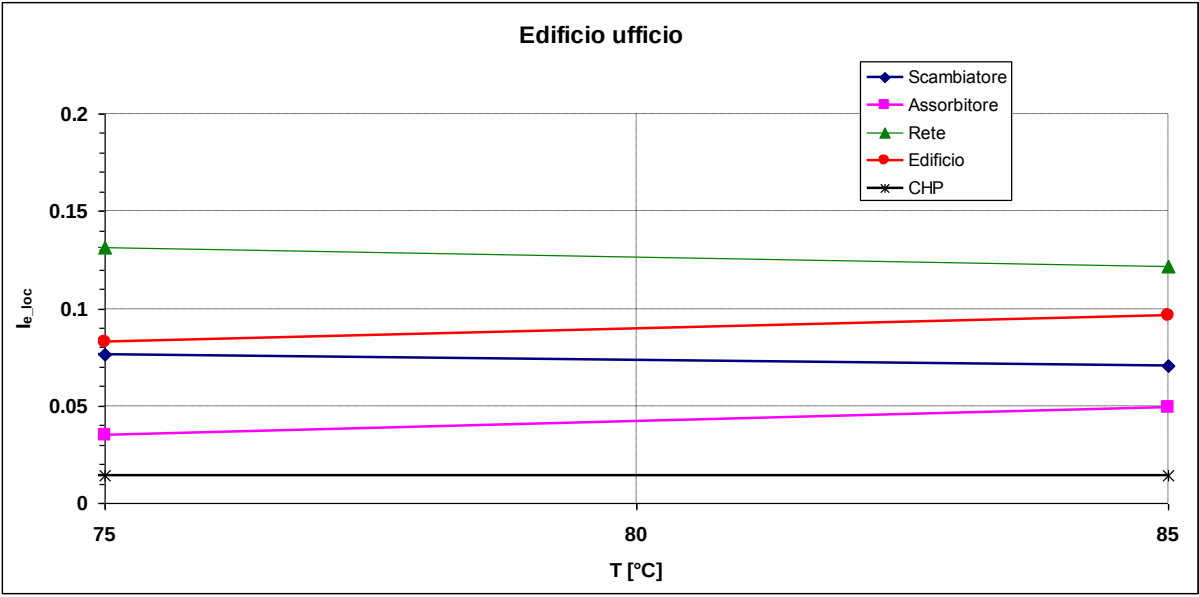


Figura 15. Andamento indice di efficienza locale per edificio ufficio

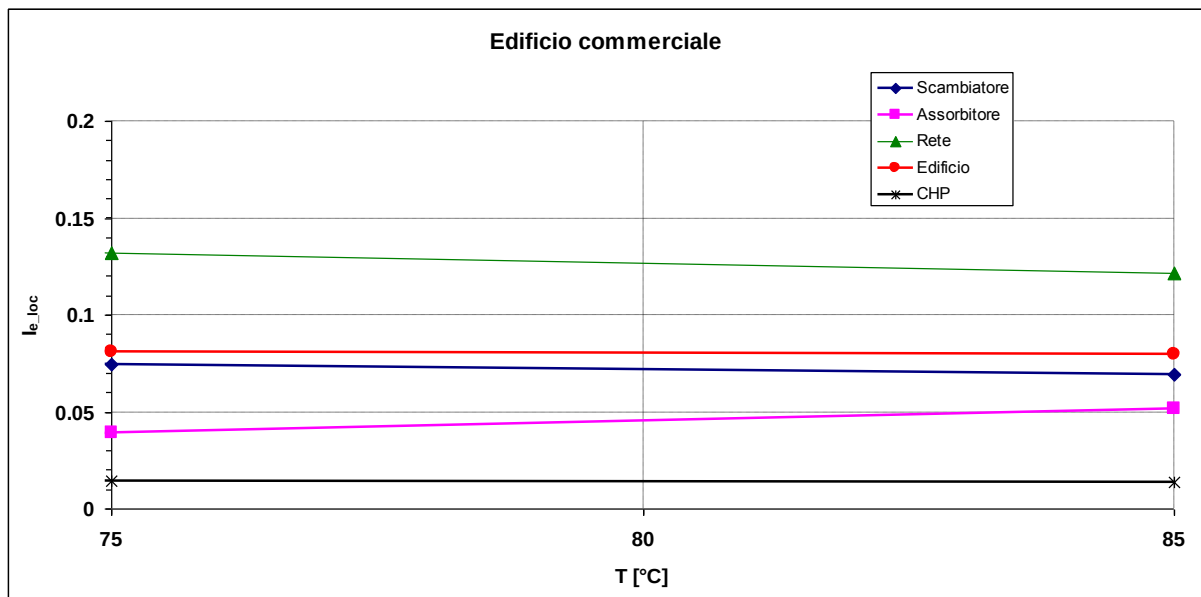


Figura 16. Andamento indice di efficienza locale per edificio commerciale

Risulta chiaro per tutte e tre le tipologie di edificio, che l'elemento più performante del sistema è la rete, mentre quello meno performante risulta essere il CHP. Questo perché, come noto, tutti i componenti che portano con sé processi di combustione sono quelli che più vengono penalizzati dal punto di vista exergetico.

6 Simulazione di una rete di teleriscaldamento in un contesto realistico

Di seguito viene descritta la rete considerata nel presente studio ed i cambiamenti che sono stati apportati alla piattaforma di simulazione Matlab-Simulink rispetto al modello delle annualità precedenti, che riguarda principalmente la generazione termica e la distribuzione delle utenze.

Si è reso necessario modificare il modello e alcuni blocchi interni per ridurre i tempi di calcolo della simulazione annuale. Si sono così potute effettuare le simulazioni necessarie a mettere a punto gli algoritmi per il calcolo degli indici di prestazione exergetici delle reti e aggiornare il modello sviluppato nelle annualità precedenti, in modo da espandere la rete con singoli edifici a una rete con un elevato numero di utenze.

In dettaglio, per alcuni blocchi particolari (vedi blocco campo solare) è stata effettuato il confronto numerico con il modello di rete comprendenti 3 edifici utilizzato nella scorsa annualità da ENEA, così da poter effettuare una calibrazione del modello stesso attraverso i risultati ottenuti. I blocchi che non sono esplicitamente trattati, sono rimasti identici a quelli dell'annualità precedente e non sono stati modificati.

Per una descrizione più dettagliata della configurazione della rete a singoli edifici e degli edifici stessi si rimanda ai report [4] e [9].

6.1 Struttura della rete simulata

La rete di teleriscaldamento presa in considerazione per lo studio di questo lavoro, è una rete relativa ad un quartiere di una città di medie dimensioni con caratteristiche climatiche coerenti con quelle che si riscontrano alle latitudini del nord Italia. Il quartiere preso in esame risulta essere prevalentemente residenziale: di conseguenza, la rete asservirà per la maggior parte edifici ad uso abitativo. Non è stata però esclusa la presenza di altre tipologie di edifici che si possono trovare in un contesto del genere, e quindi sono state inseriti edifici ad uso commerciale ed edifici ad uso terziario.

Un'immagine di tale rete è mostrata in Figura 17, dove gli edifici di interesse sono racchiusi nel poligono delimitato da linee rosse.

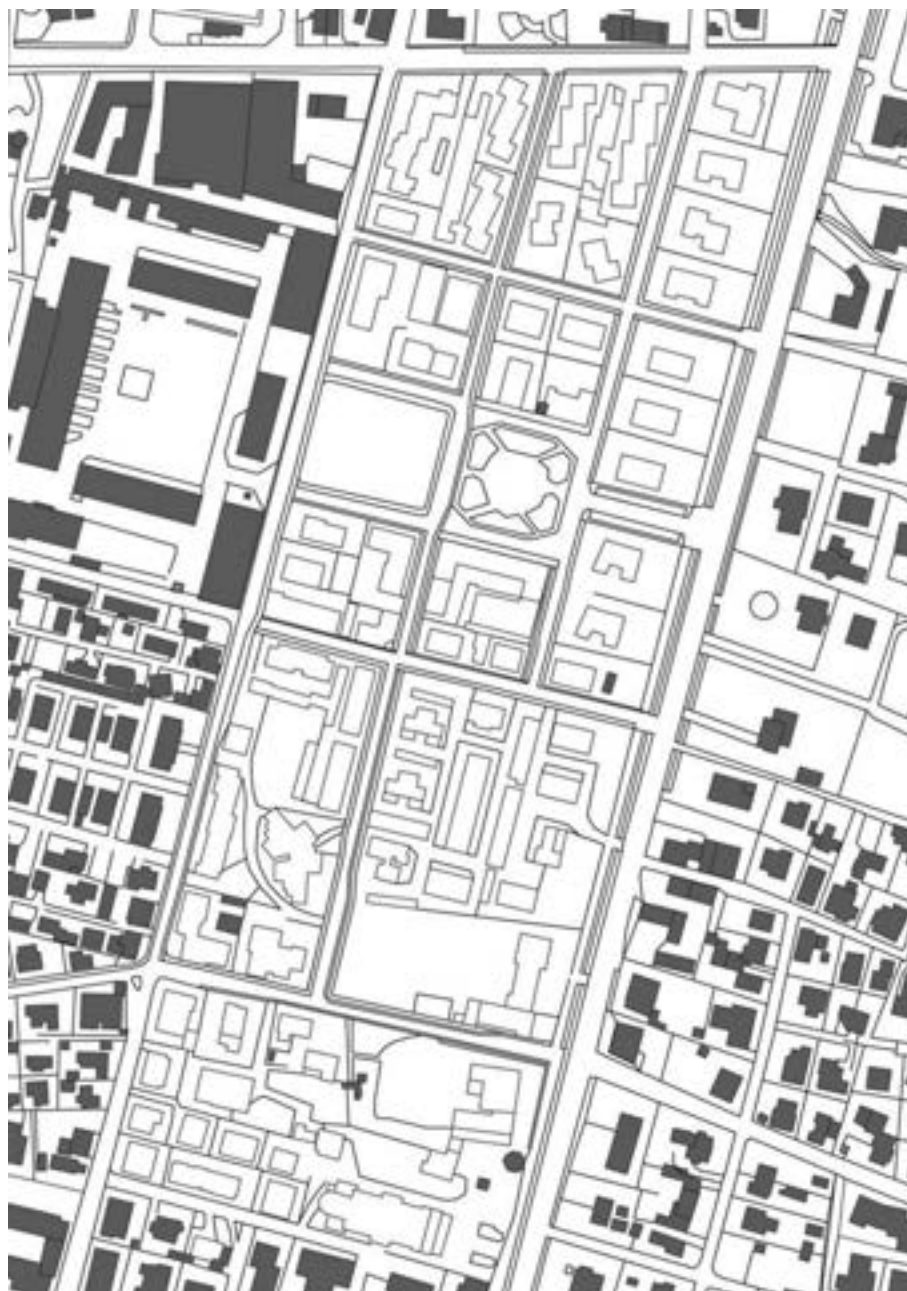


Figura 17. Schema di un ipotetico quartiere scelto per la rete considerata

Con questa topografia del quartiere scelto, vi era la possibilità di scelta per due configurazioni di rete: una di tipo a maglia e una di tipo ramificata, rispettivamente mostrate in Figura 18 e Figura 19.

La scelta di una o dell'altra configurazione è stata basata su alcune considerazioni riguardanti i costi di installazione e la praticità di utilizzo. La configurazione a maglia permette l'allaccio di utenze future, risparmiando su i costi di scavo e posa delle tubazioni. Di contro il costo di gestione e manutenzione risulta notevolmente maggiore rispetto alla configurazione ramificata. Nella configurazione ramificata, di contro, si risparmia anche sul costo delle tubazioni. E' stato stimato un risparmio sulla lunghezza delle tubazioni pari a 1700 m.

Inoltre i tempi di implementazione nel software e i tempi di calcolo, risultano inferiori in quest'ultima configurazione.

A valle di queste considerazioni si è scelto, quindi, di lavorare su la configurazione con rete ramificata.



Figura 18. Configurazione rete a maglia



Figura 19. Configurazione rete ramificata

Il passo successivo è stato quello di semplificare la rete scelta. Blocchi di edifici, di stessa tipologia, sono stati considerati come un unico grande edificio, secondo quanto proposto nei precedenti report. Si è prestata particolare attenzione ad unire edifici con circa le stesse caratteristiche (Figura 20).

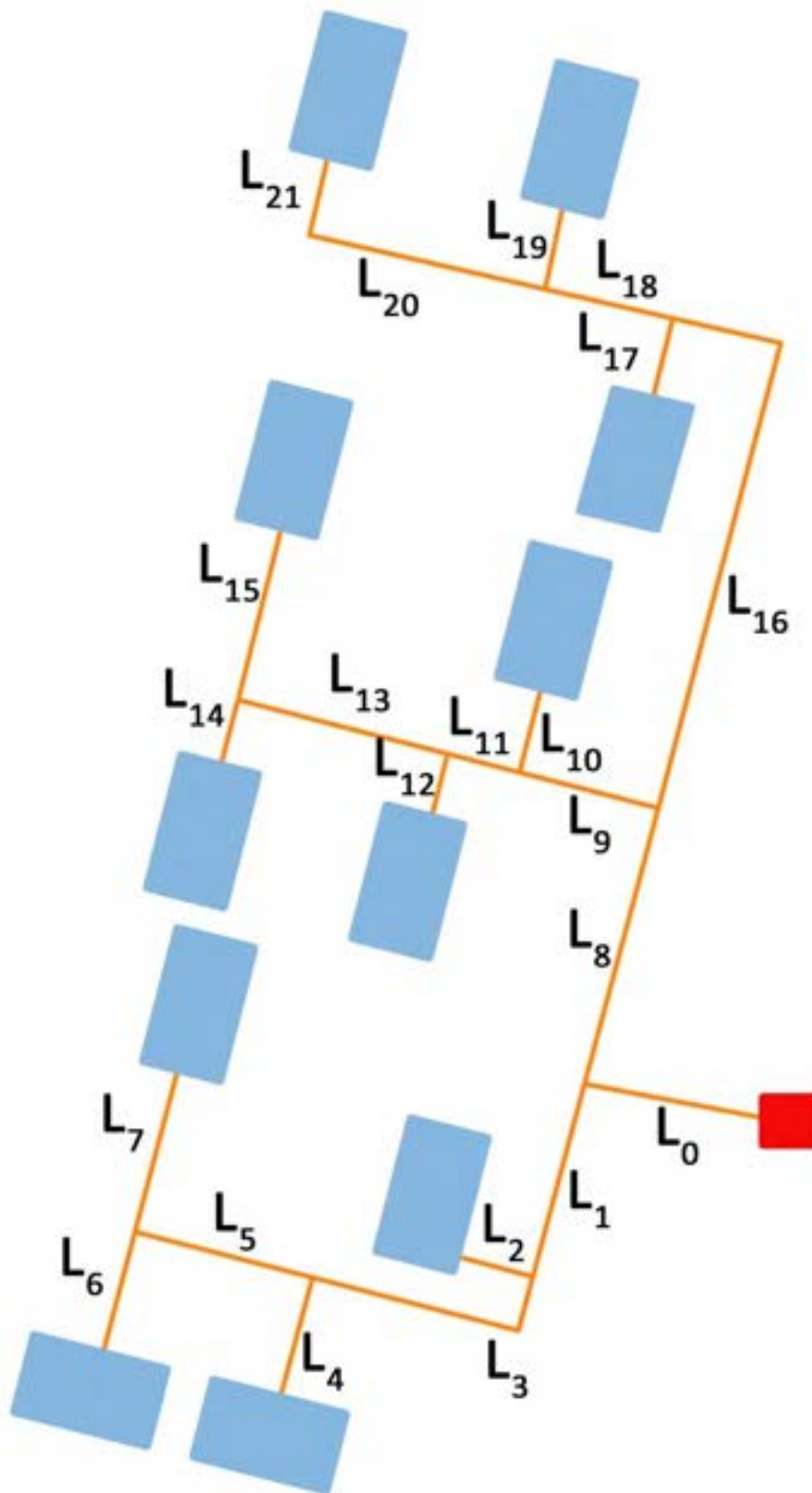


Figura 20. Schema rete semplificata

In questa configurazione la rete si compone di 11 edifici asserviti da 10 tratti di tubazioni principali, 10 tratti di tubazioni secondarie (questi sono i tratti che si diramano dalla rete principale fino agli edifici), da 2 nodi principali e 9 nodi secondari. La portata circolante è variabile nei singoli tratti in funzione delle velocità massime ammissibili. La Tabella 2 riporta tutte le caratteristiche principali di ogni tratto di rete (lunghezza (L), portata (G), diametro calcolato (D_c), diametro nominale (D_N), spessore tubo (S_t), spessore isolante (S_i)):

Tabella 2. Caratteristiche della rete.

Tratto	L (m)	G (kg/s)	D_c (mm)	D_N (mm)	S_t (mm)	S_i (mm)
L0	156	171	233.42	200	22.7	6.3
L1	170	50	160	150	18.2	4.9
L2	26	2	58.3	65	6.8	3
L3	200	46	153.51	150	18.2	4.9
L4	382	10	92.18	100	10	3.2
L5	140	36	135.5	150	18.2	4.9
L6	446	18	124	125	11.4	3.5
L7	484	18	124	125	11.4	3.5
L8	200	121	226.73	200	22.7	6.3
L9	160	60	175	200	22.7	6.3
L10	414	21	103.5	125	11.4	4.9
L11	30	39	141	150	18.2	4.9
L12	80	2	41.23	50	5.8	3
L13	140	37	137.35	150	18.2	4.9
L14	297	22	137	150	14.4	4.9
L15	232	15	113	125	11.4	6.9
L16	450	61	176.35	200	22.7	6.3
L17	74	29	257	150	14.6	4.9
L18	360	32	128	150	18.2	4.9
L19	450	27	151.5	150	14.6	4.9
L20	290	5	65.2	65	6.8	3
L21	21	5	65.2	65	6.8	3

Nel calcolo della lunghezza, sono stati considerati sia il tratto di mandata che di ritorno.

La conducibilità termica del suolo è stata considerata pari a 1.2 W/mK, la conducibilità dell'isolante pari a 0.040 W/mK, la conducibilità della tubazione pari a 0.38 W/mK e la profondità dello scavo pari a 0.5 m.

In Figura 21 è rappresentata la configurazione della rete, come da implementazione in Simulink.



Figura 21. Modello rete di teleriscaldamento implementata in simulink

Il modello termico della rete fornisce in uscita il valore di temperatura che si presenta in ogni nodo della rete, di mandata e di ritorno, l'andamento nel dominio del tempo della temperatura media e le perdite energetiche lungo la rete.

Note la temperatura del fluido in ingresso alla rete (T_{IN_RETE}) che corrisponde alla temperatura del tank nel blocco di mandata e la temperatura nel blocco di ritorno, ossia la temperatura di uscita dell'acqua di rete dallo scambiatore di calore, è possibile calcolare l'andamento della temperatura lungo tutta la rete e in particolare nei nodi di derivazione in ingresso alle sottostazioni di ogni edificio, secondo la formula [10]:

$$T(x,t) = T_a + (T_{0t} - T_a) \cdot e^{-\frac{2\pi\gamma H}{G}x} \quad (33)$$

dove:

- T_a , temperatura del terreno circostante [°C];
- T_{0t} , temperatura nota del nodo [°C];
- G , portata della tubazione [kg/s];
- r , raggio medio tubazione [m];
- γ , calore specifico [J/kgK];
- H , trasmittanza tubo [W/m²K];
- x , lunghezza tubazione [m].

Questa formula semplificata si basa sulle seguenti ipotesi: regime stazionario, temperatura uniforme, flusso monodimensionale e proprietà termofisiche costanti al variare della temperatura.

Per il calcolo delle perdite nei rami di ritorno della rete, si è proceduto al calcolo della temperatura di miscelazione, calcolata nel seguente modo:

$$T_{nodo} = \frac{\sum_n T_n m_n}{\sum_n m_n} \quad (34)$$

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. Infatti inizialmente la conducibilità dell'isolante, fornita da catalogo, portava ad avere delle perdite troppo basse, quindi non realistiche. Si è così deciso di intervenire su questo parametro, aumentando il valore della conducibilità termica, ottenendo dei valori plausibili, come mostrato in Figura 22.

Nonostante questi cambiamenti, qualche problema si è comunque presentato: le perdite per ogni km di tratta di tubazione dovrebbero essere di circa 0.2-0.3 °C/km. Quelle ottenute, arrivano a circa 0.2, valore comunque accettabile. E' da notare che nella Figura 22 la temperatura iniziale è molto bassa, a causa della scelta di una potenza bassa per questa simulazione: l'acqua nei tubi inizialmente è bassa e poi comincia a scaldarsi e la temperatura, come si può vedere, comincia a salire.

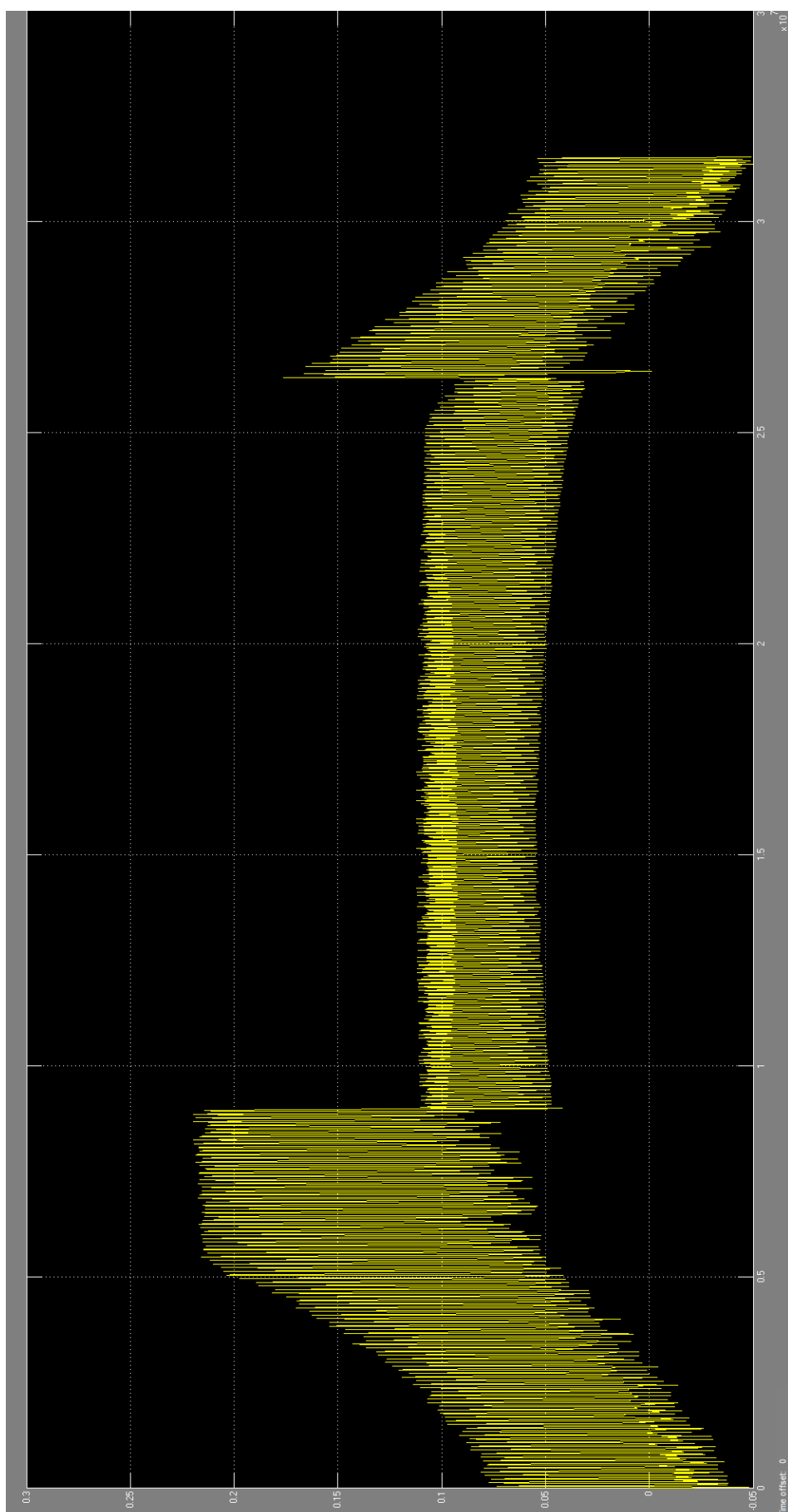


Figura 22. Perdite di rete

Nelle Figure 23 e 24 è rappresentato l'algoritmo del blocco della rete di mandata e di ritorno:

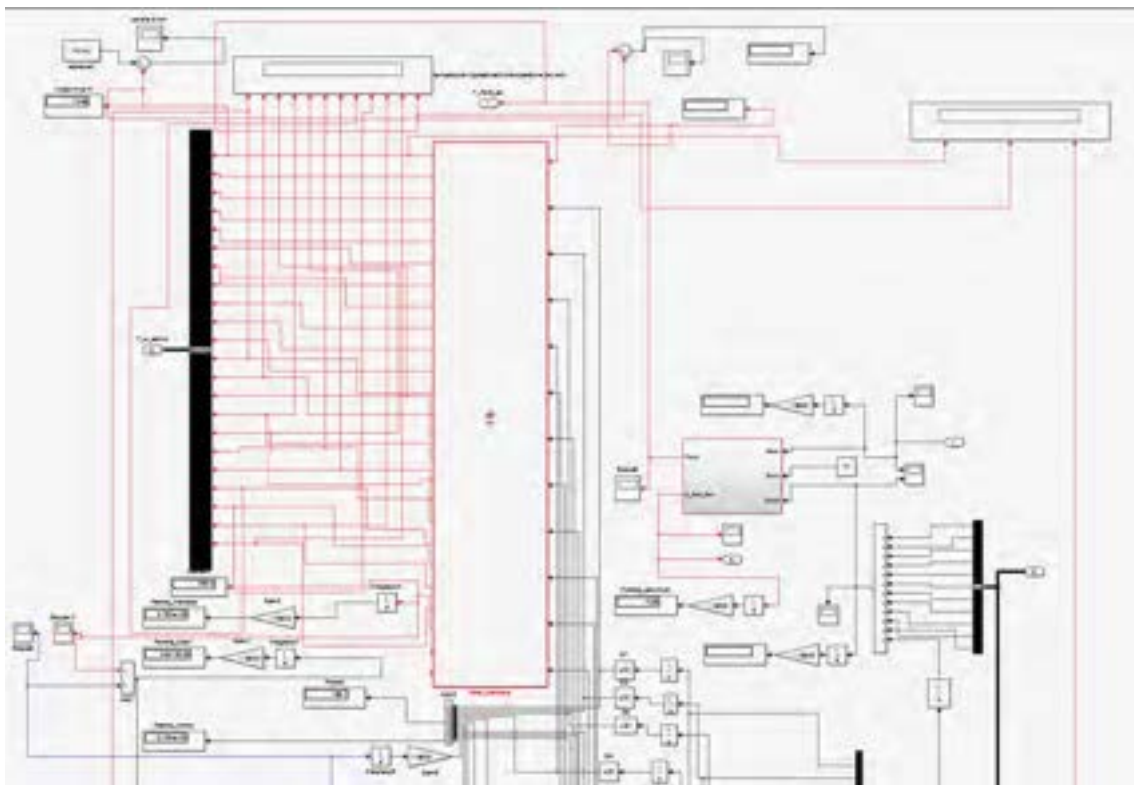


Figura 23. Blocco Simulink rete di mandata

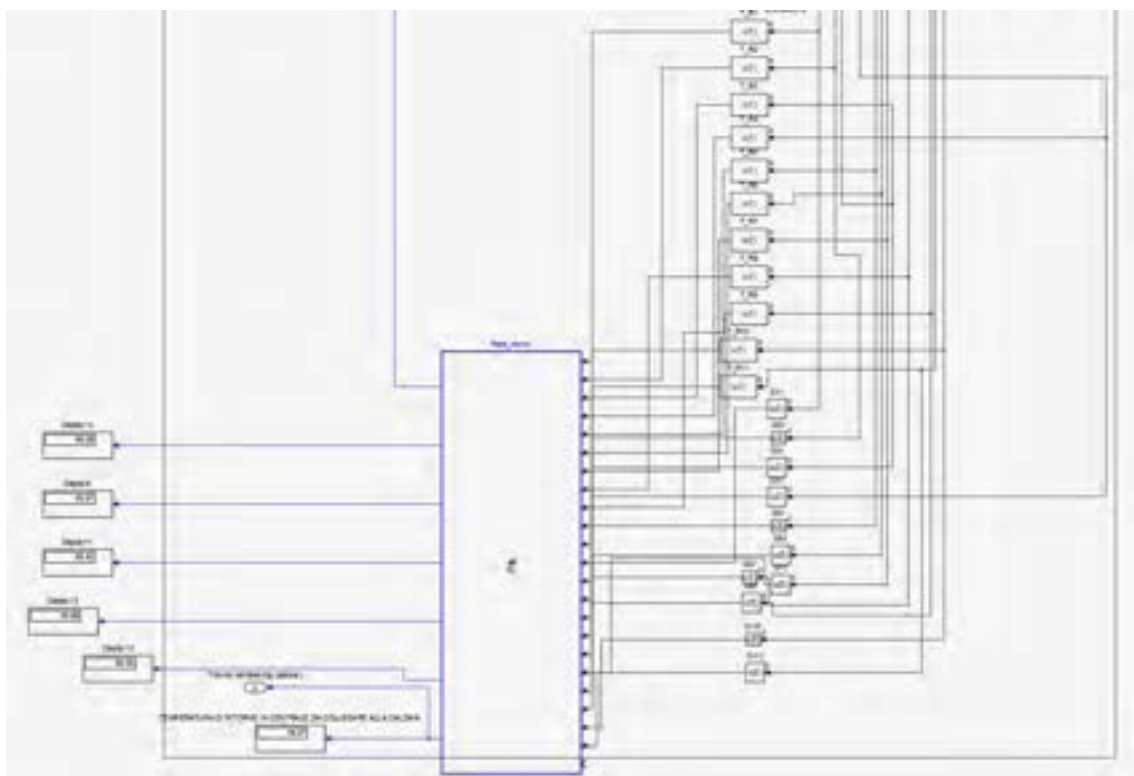


Figura 24. Blocco Simulink rete di ritorno

Per alimentare la rete si sono scelte 4 configurazioni: solo caldaia, solo campo solare, campo solare in contemporanea con CHP e infine solo CHP. Si sono fatte variare alternativamente potenze e/o temperature.

6.2 Caratterizzazione geometrica degli edifici

Si è scelto di lavorare con edifici eterogenei per avere profili di carico differenti e una condizione più vicina possibile a quella riscontrabile nella realtà. Gli edifici presenti nella simulazione sono di tre tipi:

- Edificio ad uso terziario commerciale;
- Edificio ad uso terziario uffici;
- Edificio ad uso residenziale.

Il modello presenta 8 edifici di tipo residenziale, con caratteristiche eterogenee tra di loro, in modo da simulare una casistica il più possibile vicino alla realtà. In Tabella 3 sono riportate le principali caratteristiche geometriche e funzionali di ogni singolo edificio.

Tabella 3. Caratteristiche edifici residenziali

Edificio	V (m ³)	Altezza (m)	N° occupanti	N° piani	Ore funzionamento
Residenziale 1	14580	12	78	4	6-8 17-22
Residenziale 2	21960	12	175	4	7-8 17-21
Residenziale 3	19110	12	192	4	6-7 17-21
Residenziale 4	22632	12	198	4	6-7 17-21
Residenziale 5	22800	15	192	5	6-7 18-21
Residenziale 6	26160	15	200	5	6-9 17-21
Residenziale 7	30912	21	140	7	7-8 17-22
Residenziale 8	22356	12	200	4	7-8 18-20

Il modello presenta 2 edifici di tipo terziario uffici, con caratteristiche eterogenee tra di loro. In Tabella 4 sono riportate le principali caratteristiche geometriche e funzionali di ogni edificio. Sono state scelte due tipologie di uffici molto distanti tra loro, così da poter avere un confronto anche sulle loro performances.

Tabella 4. Caratteristiche edifici uso uffici

Edificio	V (m ³)	Altezza (m)	N° occupanti	N° piani	Ore funzionamento
Ufficio 1	3240	9	100	3	Lun-Sab: 6-21 Dom: 6-14
Ufficio 2	360	3	20	1	6-20

Il modello presenta 1 edificio di tipo terziario commerciale. In Tabella 5 sono riportate le principali caratteristiche geometriche e funzionali dell'edificio.

Tabella 5. Caratteristiche edifici commerciali

Edificio	V (m ³)	Altezza (m)	N° occupanti	N° piani	Ore funzionamento
Commerciale	7650	9	250	3	5-21

Verrà di seguito rappresentata la stratigrafia utilizzata per lo studio degli edifici. Questa risulta essere la stessa per tutte e tre le tipologie di edificio ed è stata ipotizzata costante per tutti gli edifici considerati. Quindi si è ipotizzato che sia gli edifici residenziali che terziari abbiano le stesse caratteristiche costruttive, ipotesi che risulta essere realistica per molti contesti urbani italiani.

Muri perimetrali (trasmissione totale 1.056 W/m²K):

- Malta di calce o calce e cemento: 2.5 cm di spessore;
- Mattoni pieni forati: 25 cm di spessore;
- Isolante aria: 6 cm di spessore;
- Mattone pieno: 12 cm di spessore;
- Malta di calce o calce e cemento: 2.5 cm di spessore.

Solaio terreno (trasmissione totale 0.438 W/m²K):

- Piastrelle: 3 cm di spessore;
- Malta di cemento: 5 cm di spessore;
- Pannelli semirigidi: 7 cm di spessore;
- Solaio tipo predalles CLS 1A: 36 cm di spessore.

Solaio intermedio (trasmissione totale 0.647 W/m²K):

- Malta di cemento: 3 cm di spessore;
- Blocco da solaio da CLS 2A: 22 cm di spessore;
- Pannelli semirigidi: 3 cm di spessore;
- CLS 5: 4 cm di spessore;
- Malta di cemento: 3 cm di spessore;
- Piastrelle: 2 cm di spessore.

Solaio copertura (trasmissione totale 0.441 W/m²K):

- Malta di cemento: 3 cm di spessore;
- Blocco da solaio da CLS 2B: 26 cm di spessore;
- Pannelli semirigidi: 6 cm di spessore;
- CLS 5: 4 cm di spessore;
- Malta di cemento: 3 cm di spessore;
- CLS 5: 3 cm di spessore.

6.3 Implementazione degli edifici nel codice

In questo paragrafo verrà illustrata l'evoluzione, quando si è ritenuta necessaria, di alcuni blocchi comuni a tutti gli edifici rispetto alla configurazione software dell'annualità precedente.

La modifica più importante e che ha richiesto il maggior costo a livello di tempo è stata l'implementazione del blocco edificio (Figura 25).

Il blocco edificio consegnato da ENEA per svolgere le funzioni di lettura del profilo non era stato costruito per essere messo in comunicazione con una rete di teleriscaldamento, quindi le modifiche effettuate hanno riguardato l'inserimento del blocco scambiatore all'interno del blocco edificio con relativi collegamenti di comunicazione. Lo scambiatore è l'elemento che svolge la funzione di comunicazione e scambio di potenza tra l'edificio e la rete (Figura 26).

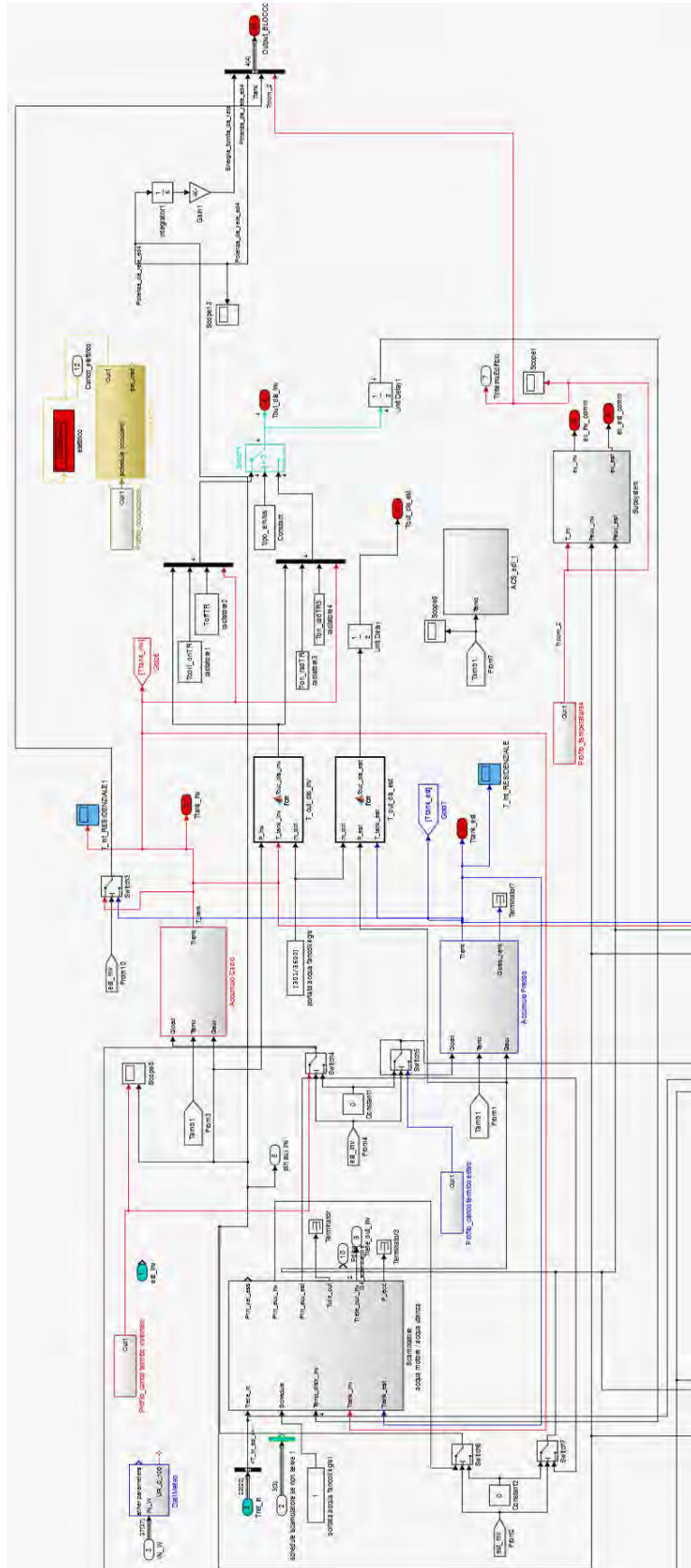


Figura 25. Blocco edificio implementato in Simulink

In ingresso al blocco scambiatore c'è principalmente la temperatura di ingresso all'edificio, il segnale di schedule (che è stato posto inizialmente pari ad 1, cioè sempre acceso) e la temperatura di uscita dal sistema di distribuzione. Ricordiamo che il blocco "sistema di distribuzione" non è più presente in quest'ultima configurazione del macro-blocco edificio, tuttavia sono state create due funzioni Matlab che, restituiscono in uscita la temperatura di uscita di distribuzione invernale ed estiva ("t out distribuzione"), necessarie appunto per il corretto funzionamento dello scambiatore. Sul segnale "t out distribuzione" è stato inserito un segnale di delay prima dell'ingresso nello scambiatore: senza l'utilizzo di questo delay si sarebbe ottenuto un loop algebrico (Figura 27).

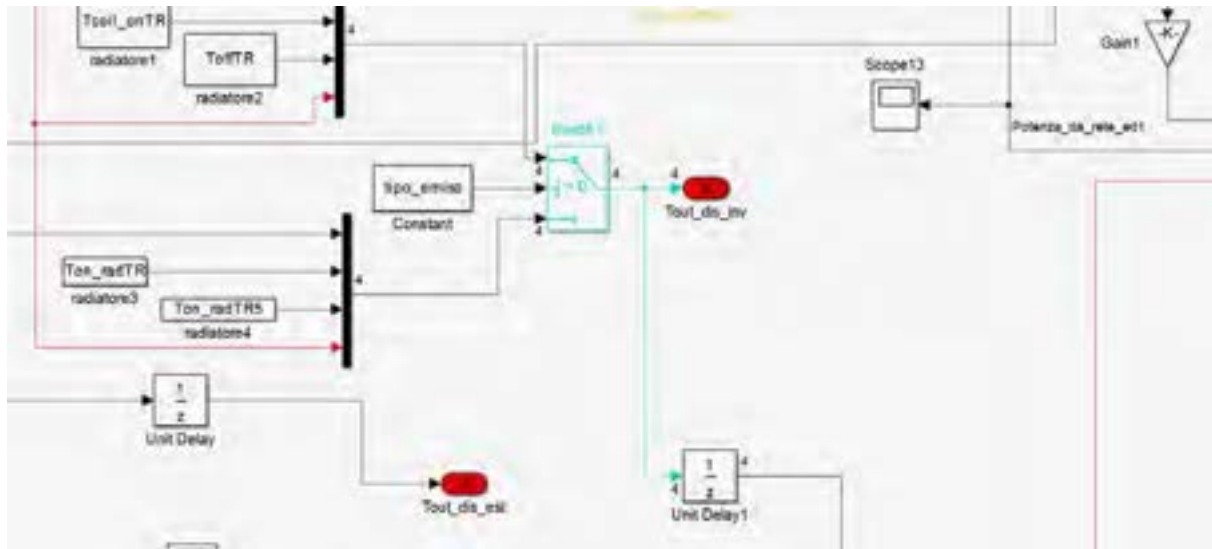


Figura 27. Blocco delay implementato in Simulink

Sono state calcolate le potenze dei scambiatori di ogni edificio analizzando il loro profilo di carico (per i profili di carico vedi paragrafo successivo): la potenza dello scambiatore è stata posta uguale alla massima potenza richiesta dall'edificio considerato ed è stata inserita questa potenza nel file di lancio simulazione di Matlab, considerando costante la temperatura tra mandata e ritorno della rete (10 °C). Questo ci dà la G_{INV} , cioè la portata necessaria in inverno, considerata costante, ma ovviamente diversa da edificio a edificio. Questa portata viene poi richiamata da Simulink ed è in definitiva la grandezza che fornisce la potenza di ogni scambiatore.

Un elemento essenziale per il corretto funzionamento del tank, oltre all'equilibrio tra la potenza fornita e la potenza richiesta, è sicuramente il volume dell'accumulo. Infatti nel file di lancio simulazione di Matlab sono stati parametrizzati tutti i volumi dell'accumulo, diversi ovviamente per ogni edificio. Si è verificato poi, in fase di simulazione, che la messa a punto del corretto volume di accumulo è fondamentale per avere la giusta temperatura all'interno del volume stesso: un volume troppo basso fa oscillare troppo la temperatura raggiungendo dei picchi alti quando viene fornita potenza e si abbassa rapidamente quando c'è richiesta di potenza (Figura 28). Un volume troppo grande non consente mai il raggiungimento della temperatura giusta, vista l'eccessiva inerzia termica. Un giusto volume favorisce una giusta temperatura senza eccessive oscillazione grazie a una bilanciata inerzia termica (Figura 29).

Nella Figura 28 sono visibili oscillazioni molto accentuate, che non sono una buona soluzione per la temperatura nel tank. Invece nella Figura 29 risulta chiaro come queste oscillazioni non siano presenti e si ha quindi una corretta valutazione della temperatura. Da questo risulta chiaro il dimensionamento del volume del tank corretto o errato.

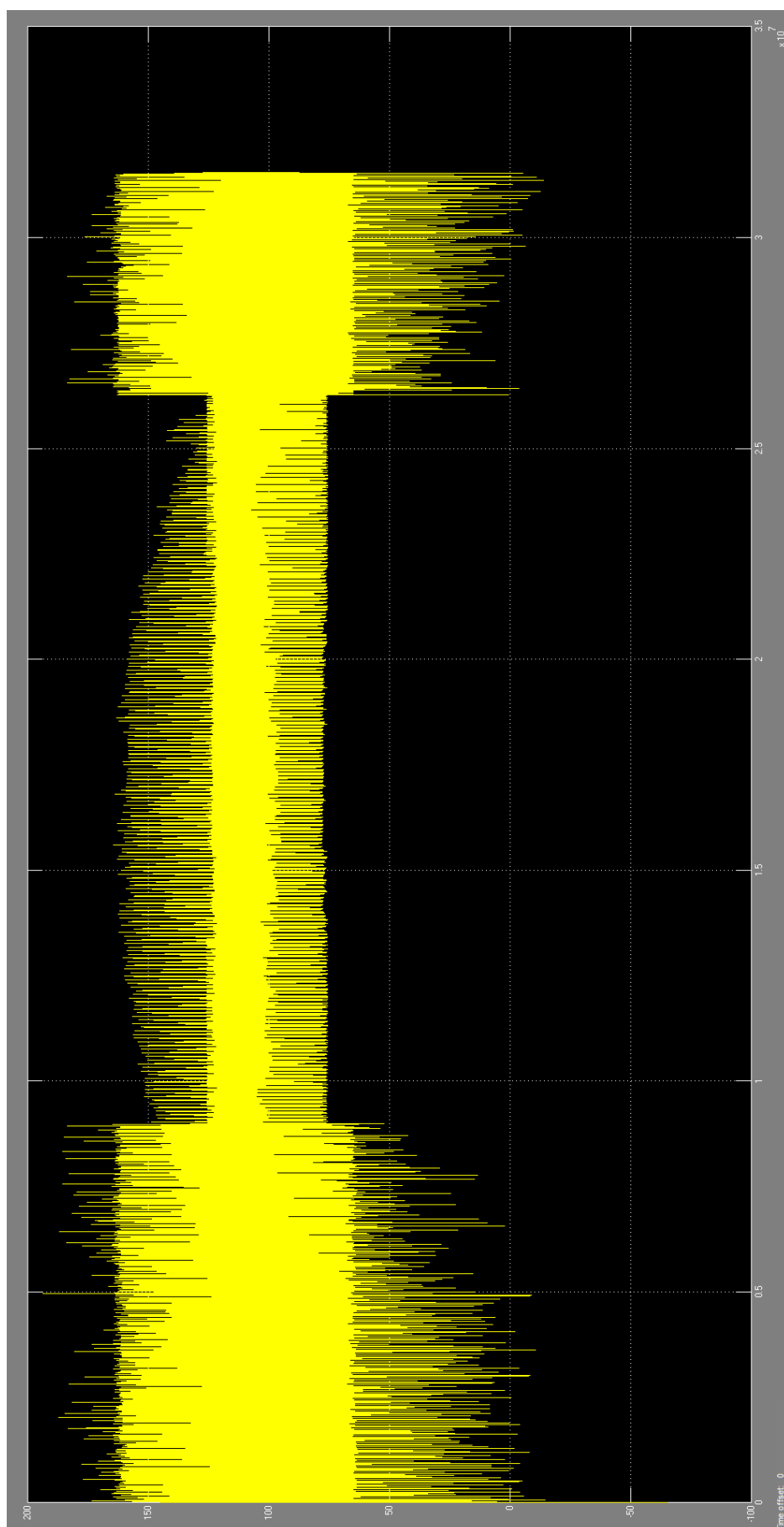


Figura 28. Temperatura dell'accumulo con un volume non corretto

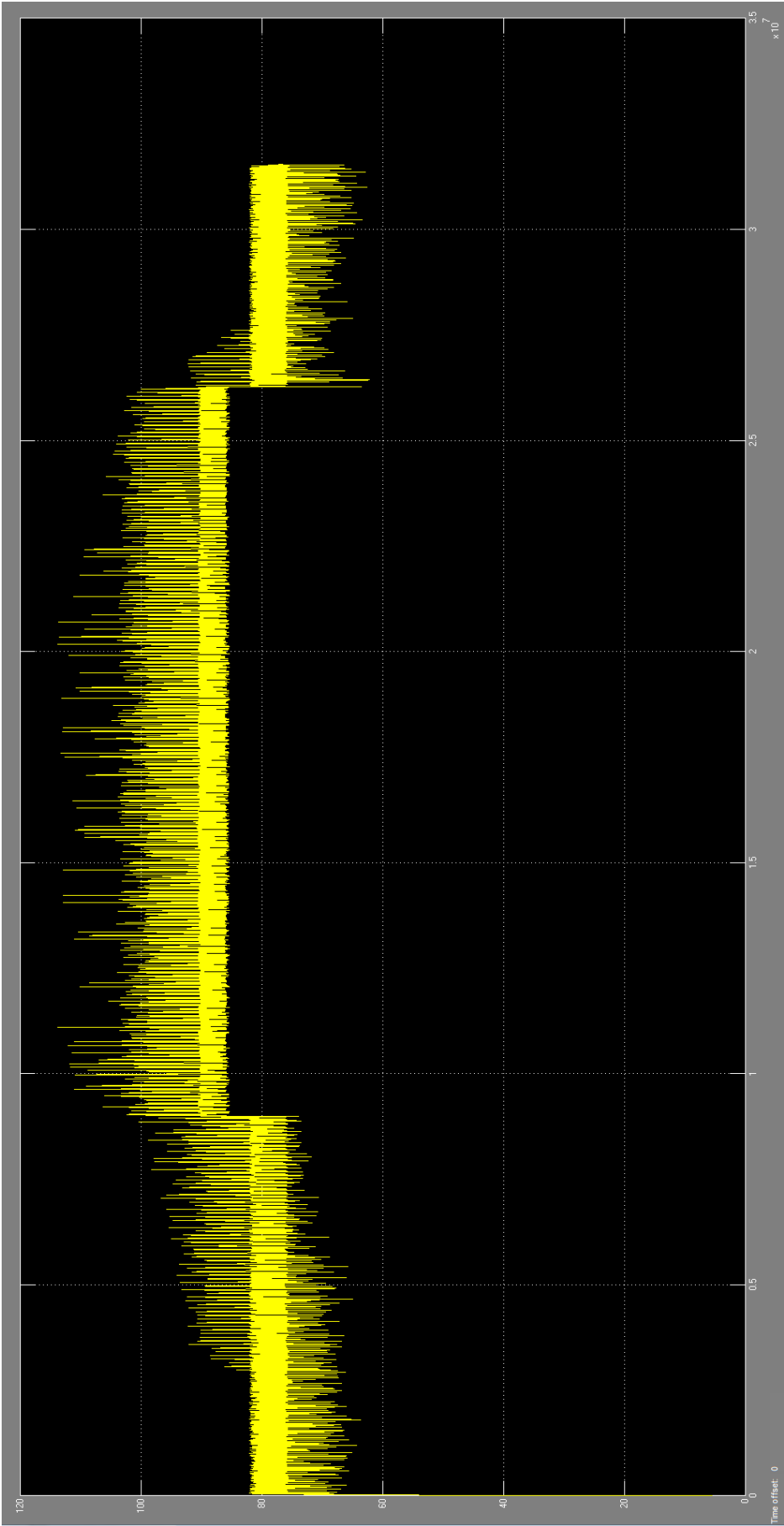


Figura 29. Temperatura dell’accumulo con un volume corretto

Accumulo termico edificio

L'impianto in ogni edificio è dotato di un accumulo termico di dimensioni adeguate all'edificio considerato. L'accumulo termico consente di dotare di inerzia termica l'impianto di riscaldamento e raffreddamento dell'edificio per meglio gestire piccoli transitori. Inoltre, in funzione del volume e della coibentazione dell'accumulo, è possibile calcolare le perdite dello stesso.

La dinamica dell'accumulo termico è governata dalla seguente equazione differenziale:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{Q_{load} - Q_{aux} - (K_{acc} \cdot FF_{acc} \cdot V_{acc} \cdot (T_t - T_{amb}))}{c_p \cdot \rho \cdot V_{acc}} \quad (35)$$

dove:

- Q_{load} carico termico richiesto dai fancoil;
- Q_{aux} carico termico fornito al tank dalla rete o dalla pompa di calore;
- K_{acc} trasmittanza termica dell'accumulo;
- FF_{acc} fattore di forma dell'accumulo;
- T_t temperatura accumulo;
- T_{amb} temperatura ambiente;
- ρ densità acqua.

Rispetto all'annualità precedente, dove si avevano 3 accumuli identici per ogni edificio, si sono inseriti, tanti valori degli accumuli, quanti sono gli edifici. Tali valori, attraverso Matlab, sono stati implementati nella formula (35), come mostrato in Figura 30:

```
%ACCUMULO
VaccTR1 = 6; %Volume accumulo [m3]
VaccTR2 = 3; %Volume accumulo [m3]
VaccTR3 = 4; %Volume accumulo [m3]
VaccTR4 = 12; %Volume accumulo [m3]
VaccTR5 = 15; %Volume accumulo [m3]
VaccTR6 = 1; %Volume accumulo [m3]
VaccTR7 = 15; %Volume accumulo [m3]
VaccTR8 = 17; %Volume accumulo [m3]
VaccTR9 = 20; %Volume accumulo [m3]
VaccTR10 = 15; %Volume accumulo [m3]
VaccTR11 = 2; %Volume accumulo [m3]
KIR = 1.0; %Trasmittanza Termica Involucro Accumulo [W/m2K]
FFTR = 0.3; %Fattore di forma accumulo (1/m)
T_allarmTR = 80.0; %Temperatura Limite Accumulo

%Portata accumulo lato rete
Delta_T_rete=15; %Differenza di temperatura tra mandata e ritorno nodo edificio (Gradi Centigradi)
cp_ft=4186; % (J/kg K)
```

Figura 30. Listato Matlab modifica accumulo edifici

6.4 Profili di utilizzo

Come ampiamente descritto nel report [xxx], per diminuire l'onere computazionale del codice si è deciso di generare un profilo di carico invernale ed estivo per ogni edificio con il software "Odesse", di cui ENEA è

proprietario, salvarlo in Matlab sotto forma di vettore e in seguito caricarlo direttamente sul workspace in fase di simulazione. Questi carichi rappresentano la potenza che l'edificio considerato richiede per avere al suo interno le condizioni di comfort desiderate. In precedenza questo lavoro era appunto svolto singolarmente dal blocco "temperatura interna" e dal blocco "distribuzione", con annessi problemi computazionali e di tempo di simulazione.

Di seguito vengono riportati come esempio (Figure 31-35) i carichi invernali ottenuti e utilizzati poi nel codice. Per maggiore leggibilità, verranno riportate delle curve di carico come esempio, ed in particolare verranno mostrate quelle relative gli edifici terziari, all'edificio commerciale e a due edifici residenziali.

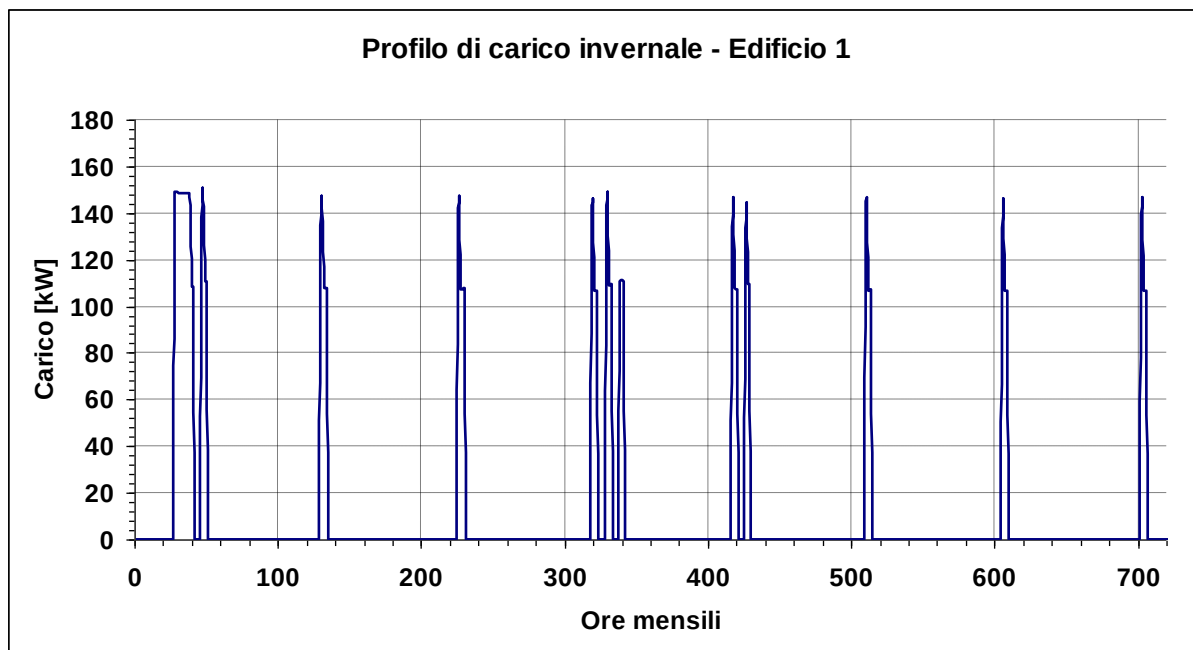


Figura 31. Profilo di carico invernale Edificio 1 (Terziario)

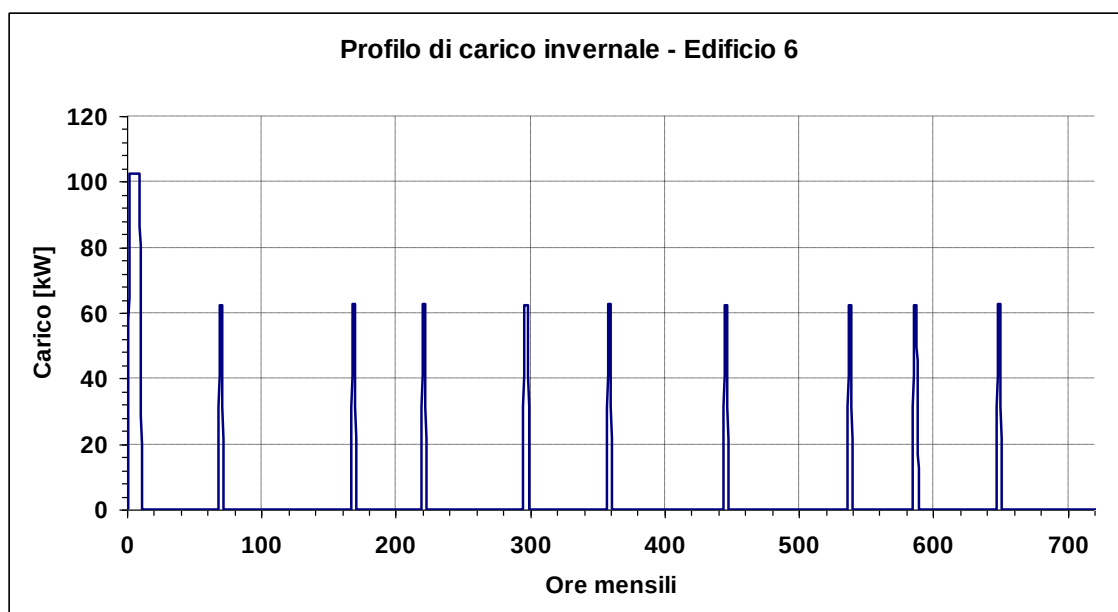


Figura 32. Profilo di carico invernale Edificio 6 (Terziario)

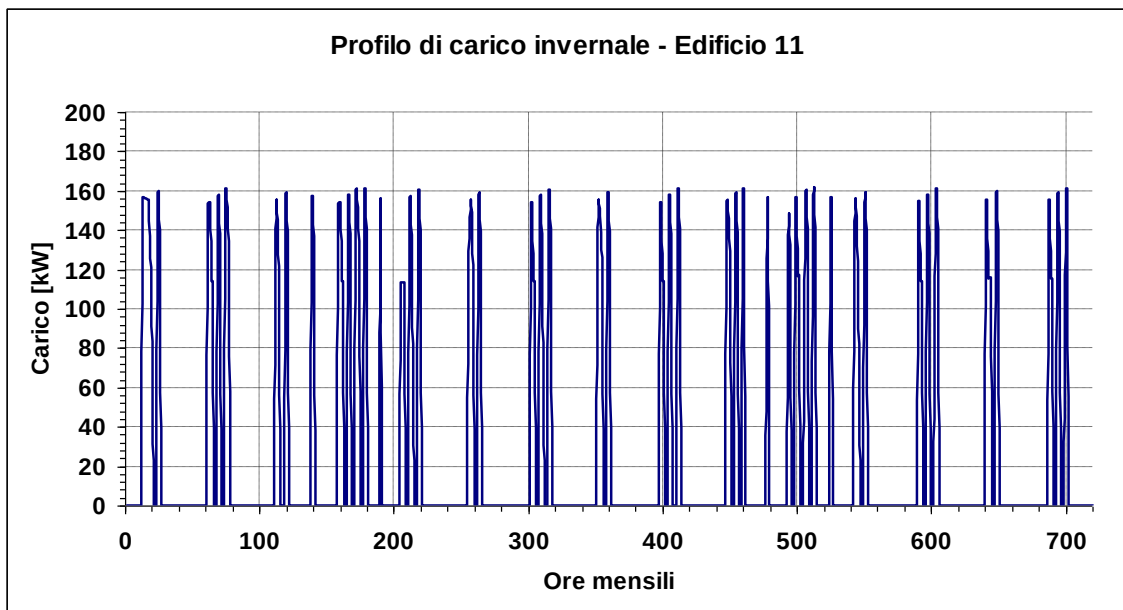


Figura 33. Profilo di carico invernale Edificio 11 (Commerciale)

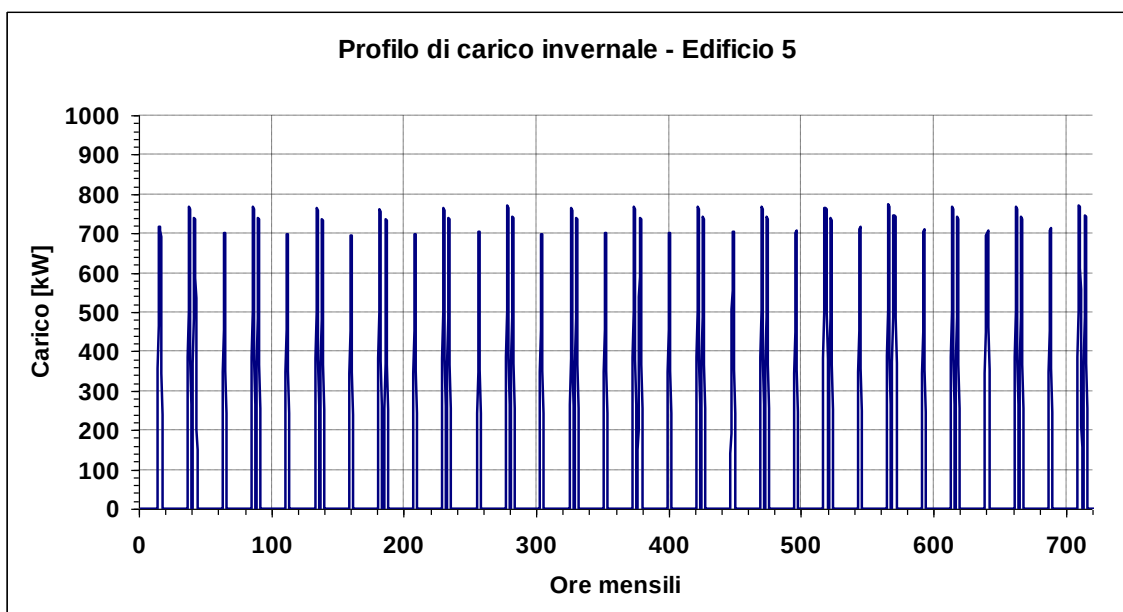


Figura 34. Profilo di carico invernale Edificio 5 (Residenziale)

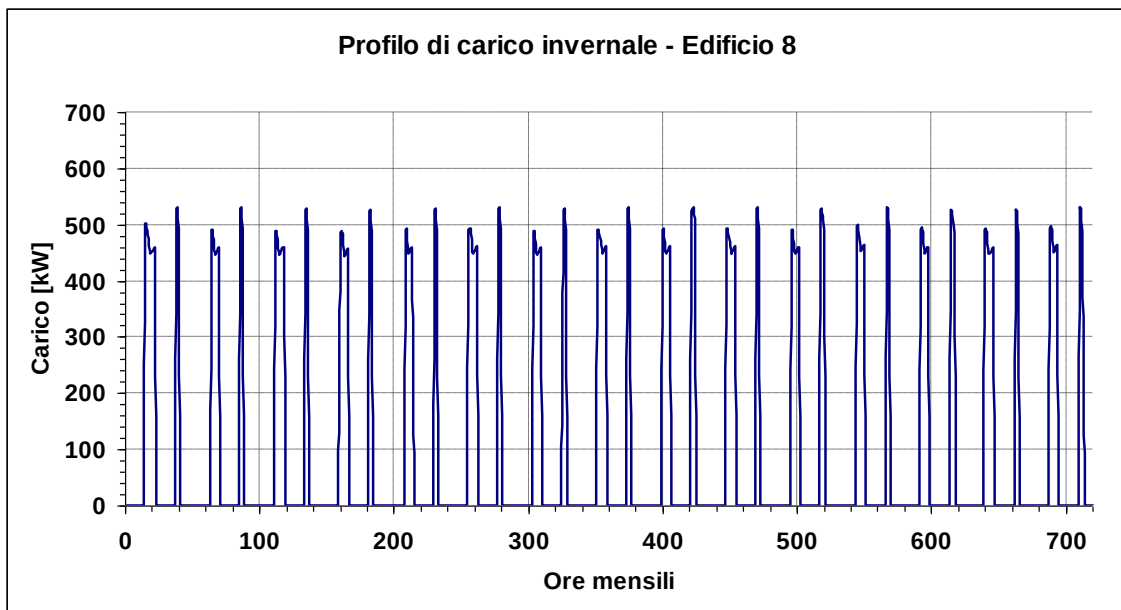


Figura 35. Profilo di carico invernale Edificio 8 (Residenziale)

Come si può vedere, sono stati scelti carichi più eterogenei possibili, al fine di simulare un caso più realistico possibile.

6.5 Campo solare

Il blocco campo solare non era presente nel modello dell'annualità precedente e quindi è stato necessario implementarlo ex-novo.

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 36).

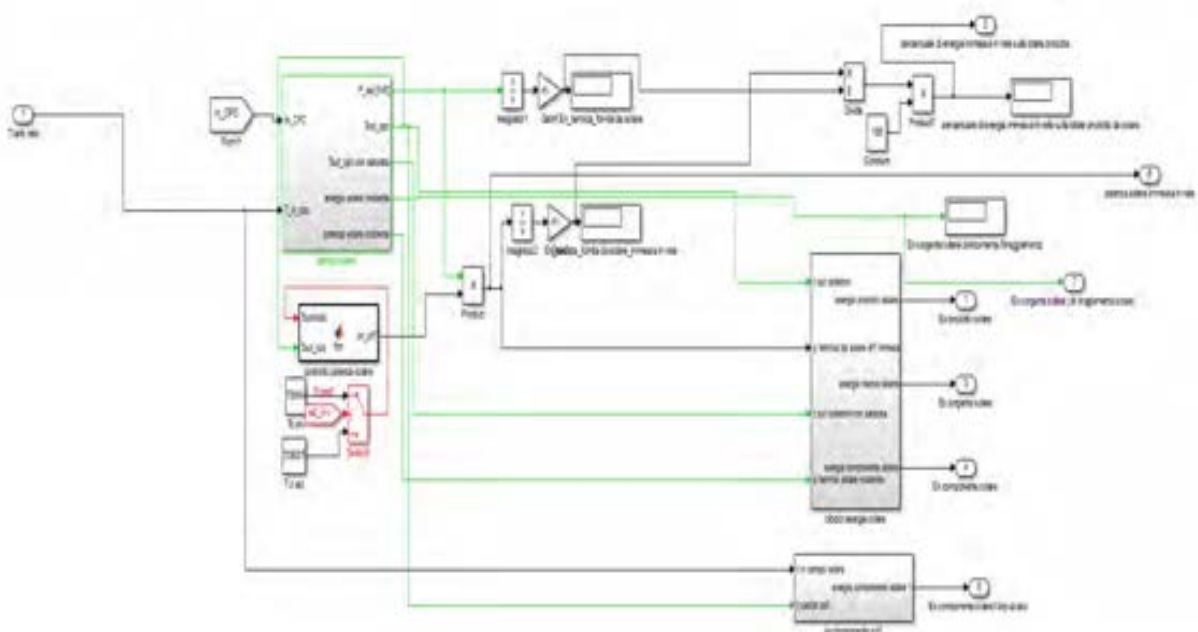


Figura 36. Modello campo solare

Il primo passo è stato quello di sostituire il vecchio blocco del cogeneratore con il blocco impianti consegnato da ENEA, costituito al suo interno da una caldaia e un campo solare.

In primis si è controllato che i vari input e output del blocco impianto consegnato da ENEA fossero compatibili con il precedente codice; laddove necessario sono state apportate le dovute modifiche, quali:

- collegamento al profilo edifici al posto del profilo cogeneratore;
- collegamento con le tre temperature di uscita di distribuzione invernale degli edifici, che fungevano poi in ingresso alla caldaia (diversamente dal cogeneratore che utilizzava la T_{tank});
- si è creato un output per il calcolo del consumo di combustibile della caldaia utile poi per il calcolo dell'RPP;
- si è resa globale la grandezza "in CPC" necessaria per il blocco campo solare;
- altre piccole modifiche.

In seguito, si è proceduto alla simulazione. In particolare sono stati verificati i rendimenti exergetici e RPP in diverse condizioni di funzionamento, cioè con $T_{0\text{inv}}$ (temperatura ingresso rete in inverno) sempre costante pari a 90 ma con $T_{0\text{est}}$ (temperatura ingresso rete in estate) variabile tra 85, 75, 65 °C. Le simulazioni sono state eseguite per tre diverse città: Roma, Palermo, Milano; si è verificato che le temperature nel complesso restassero sempre consone alle esigenze delle utenze.

Va tenuto presente che l'assorbitore non è progettato per lavorare a 65 °C, ma in questa analisi si è voluto comunque studiare cosa accadesse al sistema nel caso estremo del mal funzionamento di un componente, quale appunto l'assorbitore. Quindi i risultati sotto i 75 °C non sono da considerarsi attendibili, ma solo di verifica del corretto funzionamento del blocco implementato nel software.

La caldaia utilizzata nelle simulazioni è da 60 kW mentre il campo solare è composto da 6 pannelli da 10 metri quadri ciascuno. L'impianto è costituito da un modello distribuito: in centrale viene prodotta l'acqua calda, che viene poi distribuita dalla rete fino alle utenze, e la temperatura è variabile a seconda del regime estivo o invernale. Nel regime invernale l'acqua calda viene scambiata con l'utenza attraverso uno scambiatore generando così l'acqua d'utenza per i fancoil, mentre nel regime estivo l'acqua calda proveniente dalla rete viene utilizzata da un assorbitore LiBr per produrre acqua fredda per i fancoil.

Le simulazioni effettuate con le modifiche suddette hanno dato i seguenti risultati (Tabelle 6-8):

Tabella 6. Rendimento exergetico invernale

$T_{0\text{estiva}}$	Milano	Roma	Palermo
85	41.99	31.97	10.14
75	41.99	32.65	7.50
65	41.99	32.65	7.50

Tabella 7. Rendimento exergetico estivo

$T_{0\text{estiva}}$	Milano	Roma	Palermo
85	3.17	4.24	3.08
75	3.17	3.26	2.79
65	3.17	3.26	2.79

Tabella 8. Rendimento primo principio

T_{0estiva}	Milano	Roma	Palermo
85	123.90	111.00	254.70
75	123.90	189.20	194.80
65	123.90	189.20	194.80

Come appare evidente il rendimento di primo principio supera l'unità e questo è ovviamente dovuto alla presenza del solare termico e quindi all'apporto di calore proveniente da questa fonte senza la necessità di bruciare nessun combustibile.

Andando a verificare quello che accade alle temperature (T_{tank} , T_{ambienti} , T_{rete}) si è riscontrato che queste finiscono fuori dal range, in modo particolare nel regime estivo.

I motivi sono probabilmente riconducibili ad un problema presente con il blocco impianti, che non "comunica" efficientemente con il blocco edifici e rete. In più le temperature di 75 °C e 65 °C non sono indicate per l'utilizzo dell'assorbitore, che infatti ha il suo range di funzionamento tra gli 80 °C e i 90 °C. Questa spiegazione è stata confermata verificando le temperature durante l'estate: infatti il controllo della temperatura ambiente non è garantito; le temperature diventano troppo elevate e in aggiunta la temperatura del tank estivo è intorno ai 25 °C, valore certamente non adeguato al funzionamento dei fancoil; in ognuna la temperatura del T_{tank} dell'accumulo rete risulta eccessivamente alta (Figura 37).

Si è quindi verificato cosa accade all'assorbitore al variare della T_{0est} : all'abbassarsi della T_{0est} il funzionamento dell'assorbitore è sempre più scarso come anche l'energia prodotta, fino a diventare praticamente irrilevante. Questo spiega anche perché i rendimenti riportati nelle Tabelle 1-3 non variano al variare della temperatura. Possiamo notare infatti che nel caso di Roma e Palermo i rendimenti variano nel passaggio da 85 °C a 75 °C, mentre restano costanti nel passaggio da 75 °C a 65 °C; probabilmente il motivo risiede nel fatto che sotto gli 80 °C l'assorbitore va in blocco, mentre nel caso di Milano probabilmente le maggiori dispersioni della rete rendono insufficiente anche la temperatura di 85 °C.

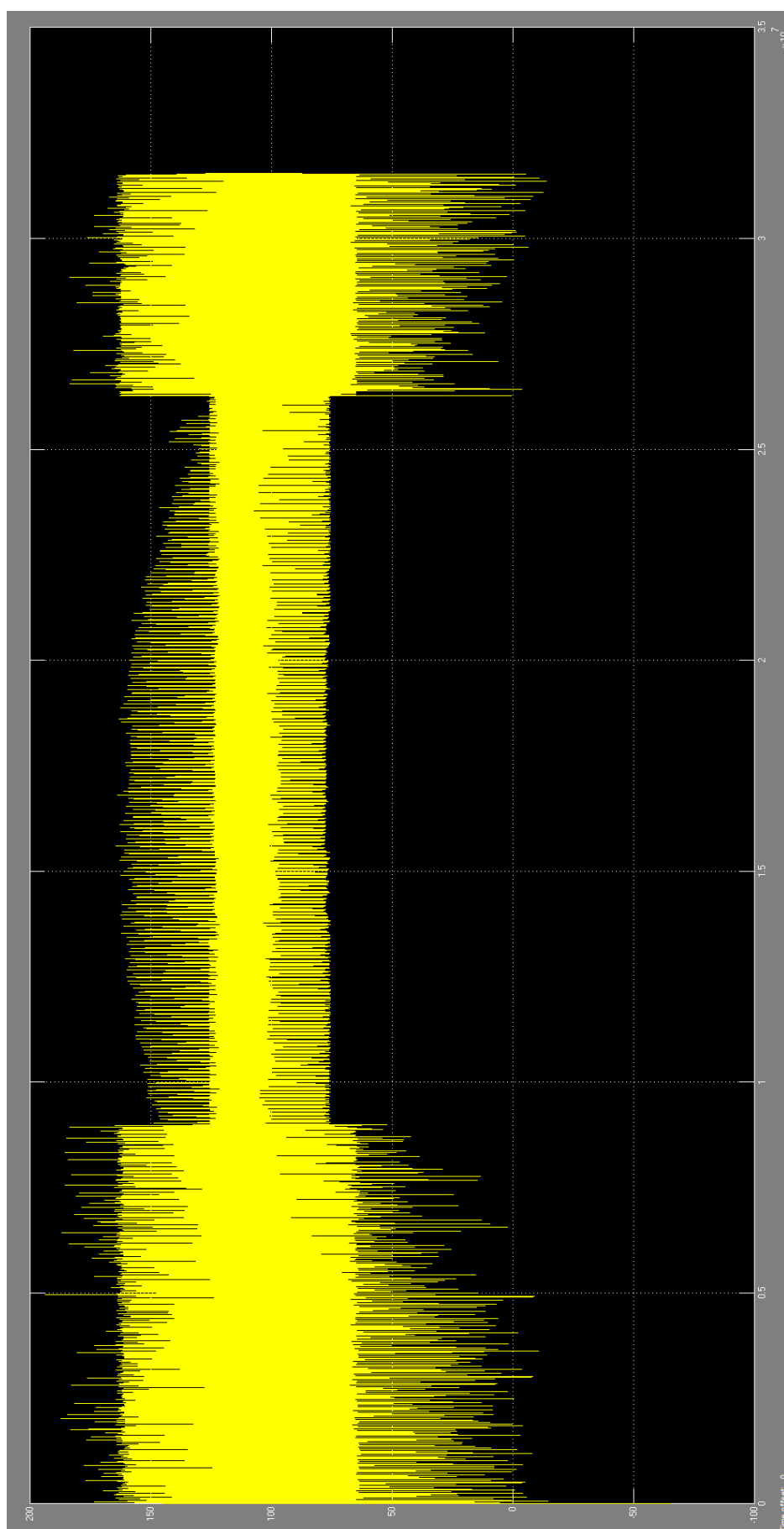


Figura 37. Temperatura T_{tank}

Per risolvere questo problema, conservando comunque l'apporto della fonte rinnovabile, si è proceduto sostituendo la caldaia con il vecchio cogeneratore all'interno del blocco impianti. La potenza da questo prodotta (variabile da 0 a 173 kW) si va a sommare con quella dei 10 pannelli da 10 m². Sono stati sistemati nuovamente tutti i collegamenti in input e gli output per fare in modo che, sia il campo solare sia il cogeneratore funzionassero in maniera ottimale e si è proceduto a fare le medesime simulazioni effettuate in precedenza.

Di seguito, nelle Tabelle 9-12, si riportano i risultati ottenuti:

Tabella 9. Rendimento exergetico invernale

T_{0estiva}	Milano	Roma	Palermo
85	22.83	17.78	12.72
75	22.83	17.49	12.72
65	22.86	17.47	12.97

Tabella 10. Rendimento exergetico estivo

T_{0estiva}	Milano	Roma	Palermo
85	3.03	4.16	4.51
75	2.39	2.58	2.51
65	3.50	3.43	3.23

Tabella 12. Rendimento primo principio

T_{0estiva}	Milano	Roma	Palermo
85	58.02	68.17	64.81
75	56.92	60.19	58.46
65	68.77	122.90	215.20

Questi ultimi dati sono più congrui e confermano in parte le considerazioni fatte in precedenza. Infatti, collegando ora il blocco cogeneratore al posto del blocco caldaia, alla temperatura T_{0est} di 85 °C, le temperature all'interno dell'edificio sono perfettamente sotto controllo, come anche le altre temperature di riferimento. L'unico problema presentato è che all'abbassarsi della temperatura all'interno dell'edificio si nota un progressivo allontanamento dalle condizioni di progetto e di comfort per le persone. Questo perché l'assorbitore genera energie sempre più basse, cioè funziona sempre meno, diventando infine insufficiente a garantire il giusto funzionamento del sistema. E' stato verificato nelle simulazioni che nel caso di T_{0est} pari a 65 °C, questa diventa addirittura di un ordine di grandezza inferiore che nel caso T_{0est} pari a 85 °C. Questo è visibile nella Tabella 13, dove viene mostrata l'energia prodotta dall'assorbitore durante tutto l'anno nel caso di Roma:

Tabella 13. Energia prodotta dall'assorbitore durante tutto l'anno nel caso di Roma

T _{0est} [°C]	Energia frigorifera Assorbitore [kWh]	Controllo temperature
85	53075.78	T ambienti estivo ok sui 26 °C (tra i 25 °C e 27 °C)
		T _{tank} estivo adatto al funzionamento fancoil
75	47729.22	T ambienti estivo che varia tra i 25 °C e i 30 °C
		T _{tank} estivo raggiunge temperature leggermente superiori al funzionamento fancoil
65	5552.01	T ambienti estivo che raggiungono i 35 °C
		T _{tank} estivo sui 25 °C temperatura non adeguata al funzionamento dei fancoil

Per quanto riguarda il l'RPP, fino a quando al cogeneratore è richiesto di generare potenza per produrre acqua a temperature superiori ai 75 °C, l'energia da quest'ultimo prodotta è molto superiore a quella del campo solare; quando invece la temperatura si abbassa, l'energia da questo prodotta diventa inferiore a quella del campo solare.

Quindi, la T_{0est} pari a 65 °C è totalmente incongruente e non adatta a far funzionare il sistema nelle condizioni di progetto; è per questo che si dovrà lavorare a temperature più elevate di 65 °C, con il campo solare modificato come descritto sopra.

6.6 Indici prestazionali (exergetici)

Gli indici prestazionali di tipo exergetico, descritti nel paragrafo 5.3, non sono stati implementati direttamente in Simulink: sono stati modificati infatti solamente i vari contributi exergetici per ogni edificio. Per completezza, vengono mostrate, in Figura 38 e 39, le exergie dei componenti, delle risorse e dei prodotti dei vari sottosistemi, per un generico edificio.

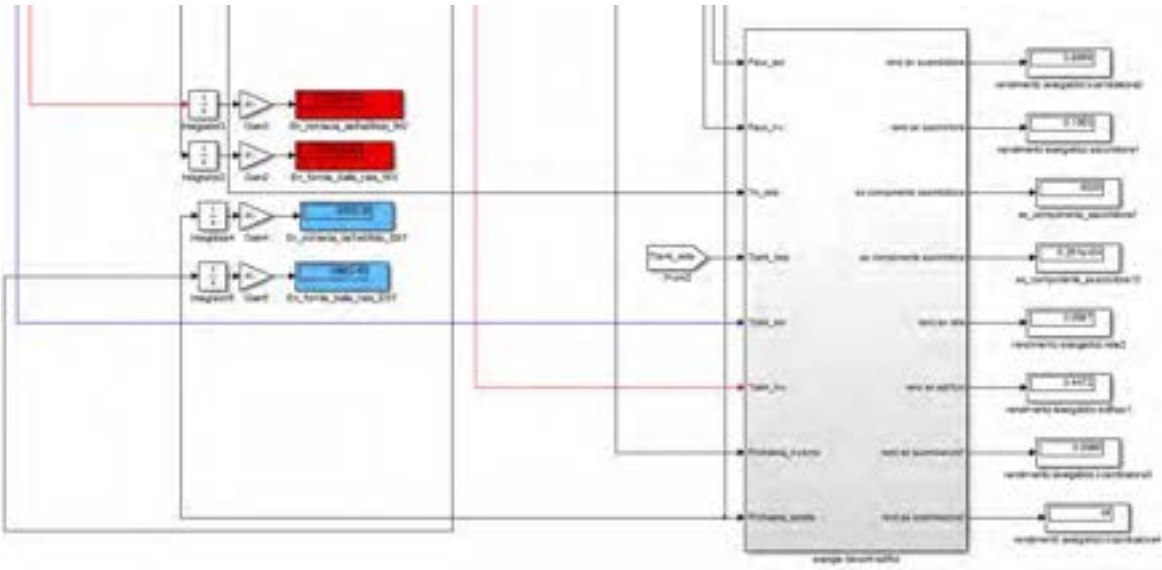


Figura 38. Blocchi per le exergie implementati in Simulink

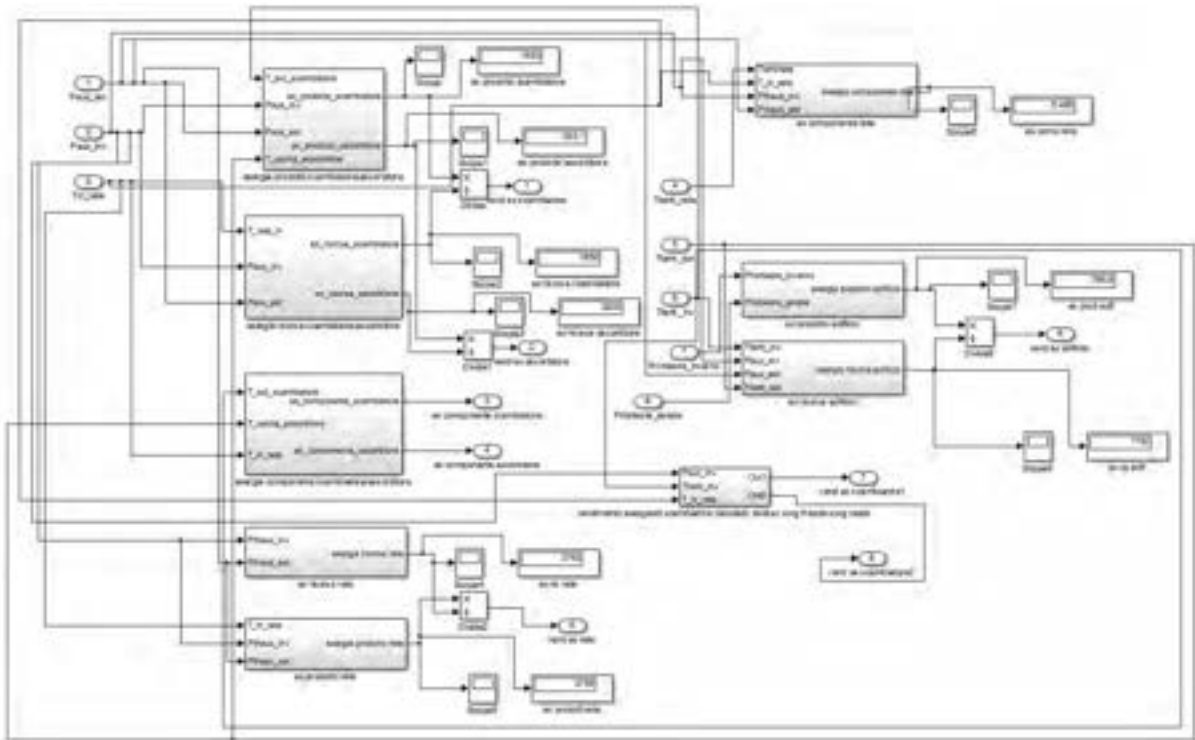


Figura 39. Interno blocco per le exergie implementato in Simulink

I valori numerici degli indici sono stati prodotti in fase di post processing con un programma Matlab creato appositamente per questa funzione e di cui si riporta il listato di seguito (Figura 40):

```

clc
clear all

% Lettura da files esterni di dati
load dati1.txt;
Ex_p = dati1(:,1);
Ex_s = dati1(:,2);
Ex_c = dati1(:,3);
Energia_fornita = 115889.81;
Energia_LOSS = 8452.83;
Energia_richiesta = 111110;

Ex_tot_p = sum (Ex_p);
Ex_tot_s = sum (Ex_s);
Ex_tot_c = sum (Ex_c);

% Indici exergetici esistenti
Efficienza = Ex_p./Ex_s;
Rivers_relativa = Ex_c/Ex_tot_c;
Difetto_efficienza = Ex_c/Ex_tot_s;
Fattore_exergetico = Ex_s/Ex_tot_s;
Irrevers_prodotto = Ex_c/Ex_tot_p;

[Indici_esistenti] = [Efficienza, Rivers_relativa, Difetto_efficienza,
Fattore_exergetico, Irrevers_prodotto];

Eff_totale = sum (Efficienza);
Difetto_totale = sum (Difetto_efficienza);

% Nuovi indici exergetici locali
Indice_eff_locale = Efficienza/Eff_totale;
% Indice_difetto_locale = Difetto_efficienza/Eff_totale(1);
Indice_perdita_locale = (Energia_LOSS*Efficienza)/Energia_fornita;

[Indici_locali] = [Indice_eff_locale, Indice_perdita_locale];

% Nuovi indici exergetici globali
Indice_eff_globale = Energia_richiesta/(Energia_fornita*Eff_totale(1));
% Indice_difetto_globale = Eff_totale(1)/Difetto_totale;
Indice_perdita_globale = Energia_LOSS/(Energia_fornita*Eff_totale(1));

[Indici_globali] = [Indice_eff_globale, Indice_perdita_globale];

prova1 = 'Indici_esistenti.xlsx';
xlswrite(prova1,Indici_esistenti,1)

prova2 = 'Indici_locali.xlsx';
xlswrite(prova2,Indici_locali,1)

prova3 = 'Indici_globali.xlsx';
xlswrite(prova3,Indici_globali,1)

```

Figura 40. Listato Matlab programma post-processing

7 Risultati

7.1 Studio di varie configurazioni di utilizzo

In questo paragrafo verranno presentati i risultati relativi a 4 configurazioni di utilizzo di una rete di teleriscaldamento, confrontando tra loro i nuovi indici exergetici introdotti, sia globali che locali.

In particolare sono state scelte le configurazioni in cui ad alimentare la rete fossero presenti alternativamente o solo la caldaia, o solo il campo solare, o solo il CHP e il CHP in concomitanza con il campo solare.

Nell'esposizione dei nuovi indici exergetici locali, dal momento che rispecchiano gli andamenti di ogni componente di ogni edificio della rete, si è deciso di mostrare solamente due componenti (scambiatore e assorbitore) per tre tipologie di edifici (terziario, residenziale e commerciale).

7.1.1 Caldaia

Le simulazioni con l'impianto caldaia sono state effettuate fissando una potenza per la caldaia, pari a 7000 kW, tale da soddisfare le esigenze della rete e cercando per prima cosa il volume d'accumulo ottimo della rete (VaccCE) per questa configurazione. Una volta trovato il VaccCE ottimo, si è poi variata la potenza di $\pm 20\%$, tenendo fisso il VaccCE ottimo trovato. Si è partiti da un VaccCE pari a 45 m^3 fino ad arrivare ad un VaccCE di 90 m^3 .

Si sono analizzati contemporaneamente gli andamenti della temperatura dell'accumulo, l'indice di efficienza globale e l'indice di perdita globale al variare del VaccCE (Figure 41-43 e Tabella 14):

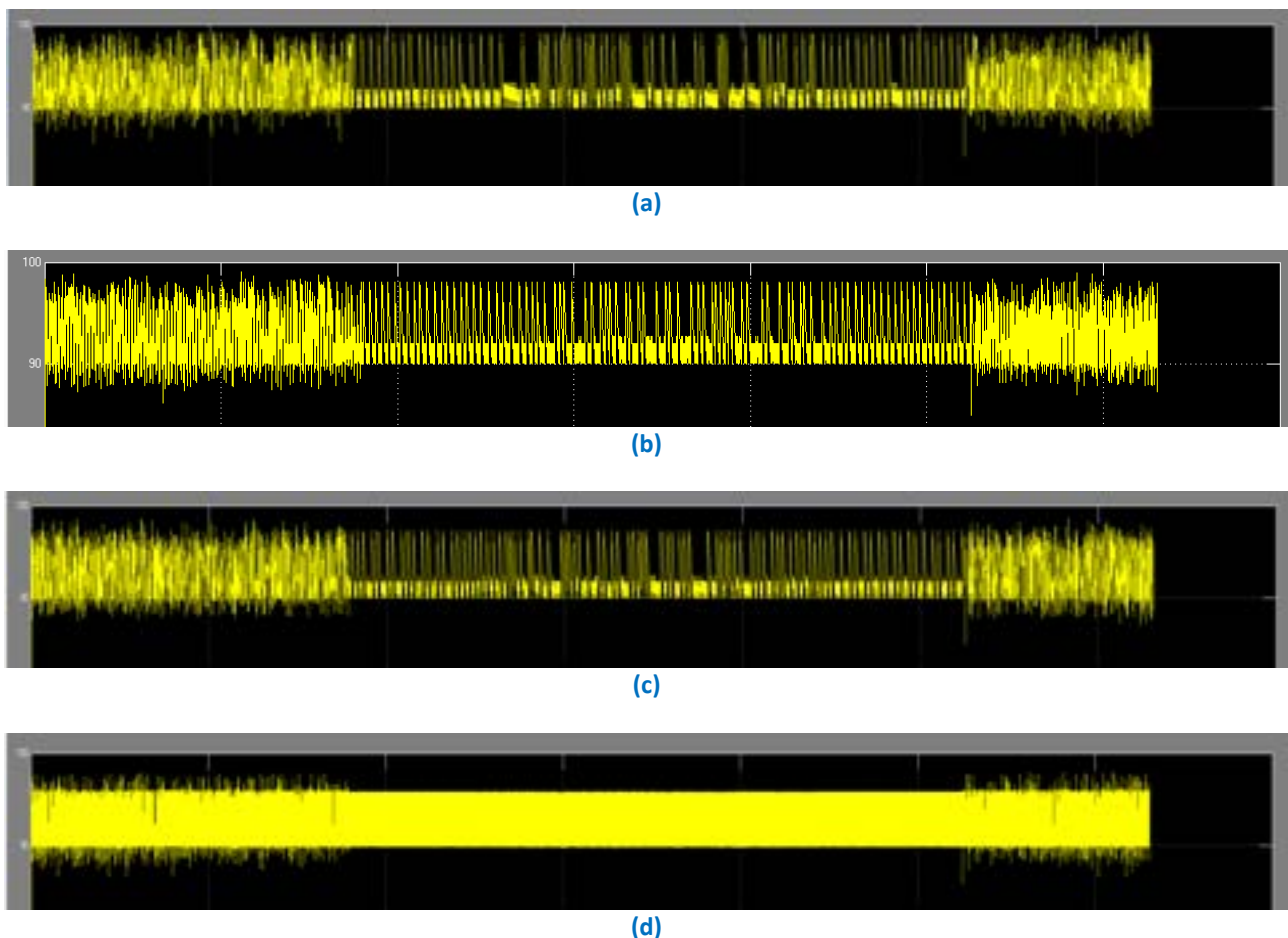


Figura 41. Andamento della temperatura dell'accumulo: (a) 45 m^3 , (b) 60 m^3 , (c) 75 m^3 e (d) 90 m^3

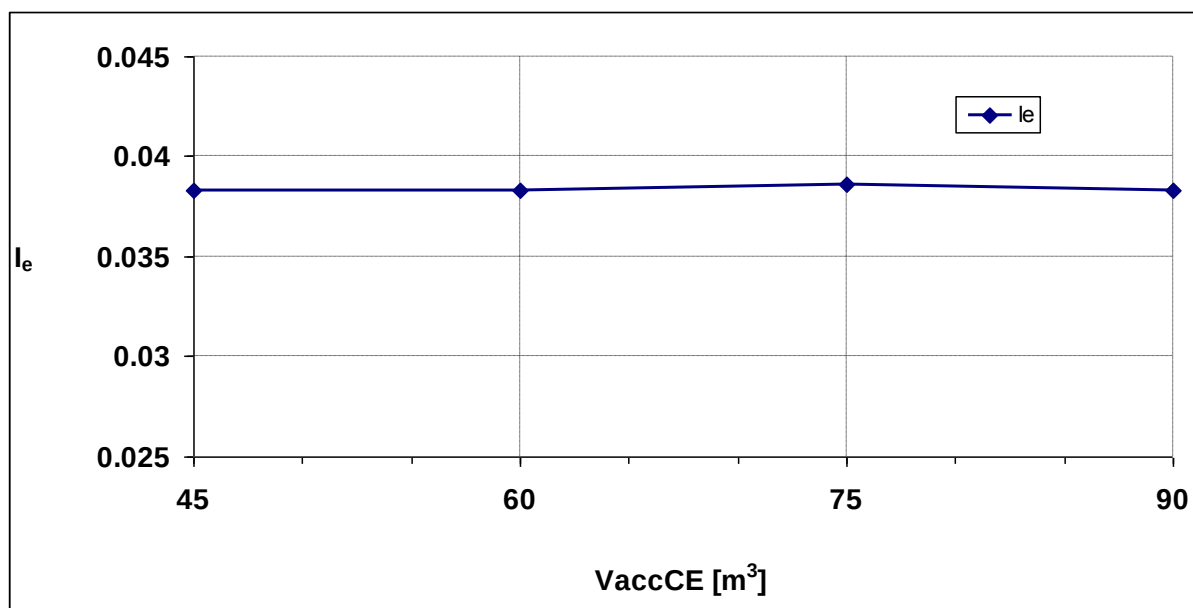


Figura 42. Andamento dell' indice di efficienza globale al variare del volume d'accumulo VaccCE

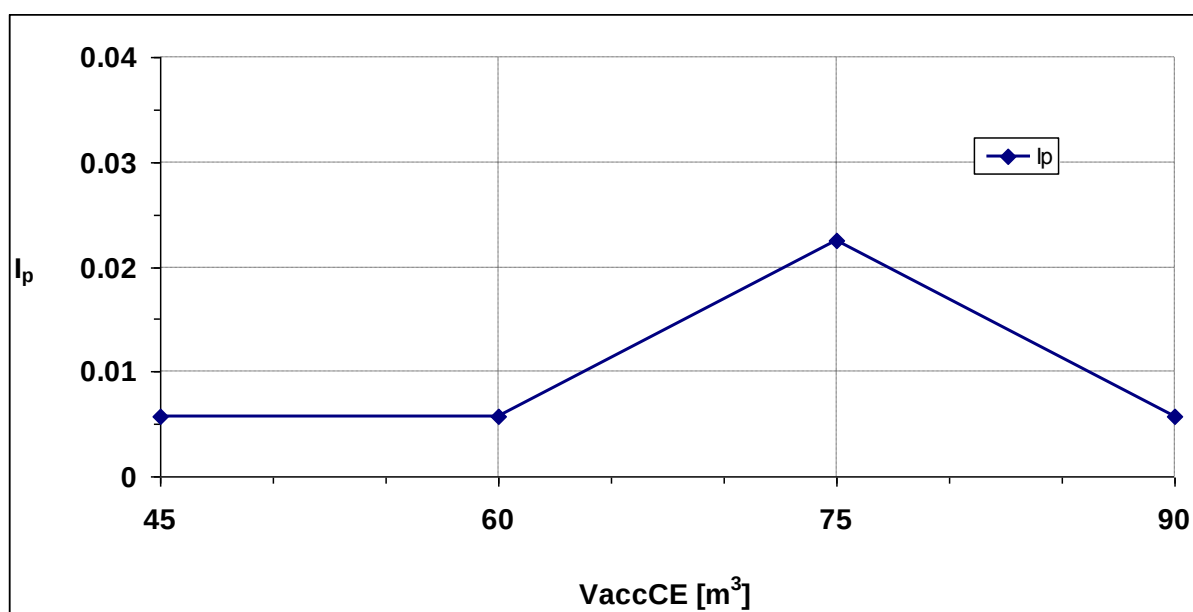


Figura 43. Andamento dell' indice di perdita globale al variare del volume d'accumulo VaccCE

Tabella 14. Valori degli indici globali al variare del volume d'accumulo VaccCE

VaccCE [m³]	I _e	I _p
45	0.03832	0.00569
60	0.03829	0.00568
75	0.03859	0.02246
90	0.03827	0.00566

L'utilizzo delle tre informazioni sopra riportate in forma di immagini e tabella, forniscono un validissimo strumento nella scelta del giusto volume d'accumulo. Si può infatti osservare, dal punto di vista della temperature del tank della rete, (Figure xxx (a), (b), (c) e (d)), che il volume di accumulo pari a 90 m³ sia il

caso migliore e questo viene confermato anche dai grafici degli indici di efficienza globale e di perdita globale. E' utile ricordare che tutti e due gli indici vanno analizzati contemporaneamente e accoppiati all'andamento della temperatura del tank della rete. Infatti nonostante l'andamento dell'indice di efficienza globale risulti circa costante al variare del volume di accumulo, la temperatura del tank, quando il volume di accumulo è 90 m^3 , ha perfetto bilanciamento che si attesta perfettamente dentro il range desiderato, cioè $90-95 \text{ }^\circ\text{C}$, e con pochissime oscillazioni. Contemporaneamente l'indice di perdita globale ha un andamento decrescente, raggiungendo il suo valore minimo proprio in corrispondenza del volume di accumulo pari a 90 m^3 , ricordando che l'indice di perdita globale deve avere, ovviamente, un valore più piccolo possibile. Quindi sintetizzando, quello che si vuole è: un andamento della temperatura del tank che resti dentro il range desiderato, che permetta un corretto funzionamento della rete con basse oscillazioni; un indice di efficienza globale che sia il più alto possibile ma in accordo con gli altri dati; un indice di perdita globale che sia il più basso possibile sempre in accordo con gli altri dati.

Un'analisi più rigorosa sugli indici globale porta a spiegare l'andamento costante dell'indice di efficienza globale come frutto del sistema di controllo della caldaia che, anche variando parametri progettuali come appunto il volume d'accumulo, erogherà verso rete solo la potenza necessaria a garantire il corretto funzionamento della rete. Questo principio, ovviamente, vale anche per gli altri indici e anche utilizzando altri impianti di alimentazione della rete, visto che in tutti sono stati implementati sistemi di controllo di questo tipo.

Dopo aver stabilito il VaccCE ottimo, ricordando pari a 90 m^3 , si è poi variata la potenza di $\pm 20\%$, tenendo fisso il VaccCE ottimo trovato. Si sono analizzati gli andamenti degli indici globali (Figure 44-45 e Tabella 15) unitamente alle temperature del tank di rete (Figura 46):

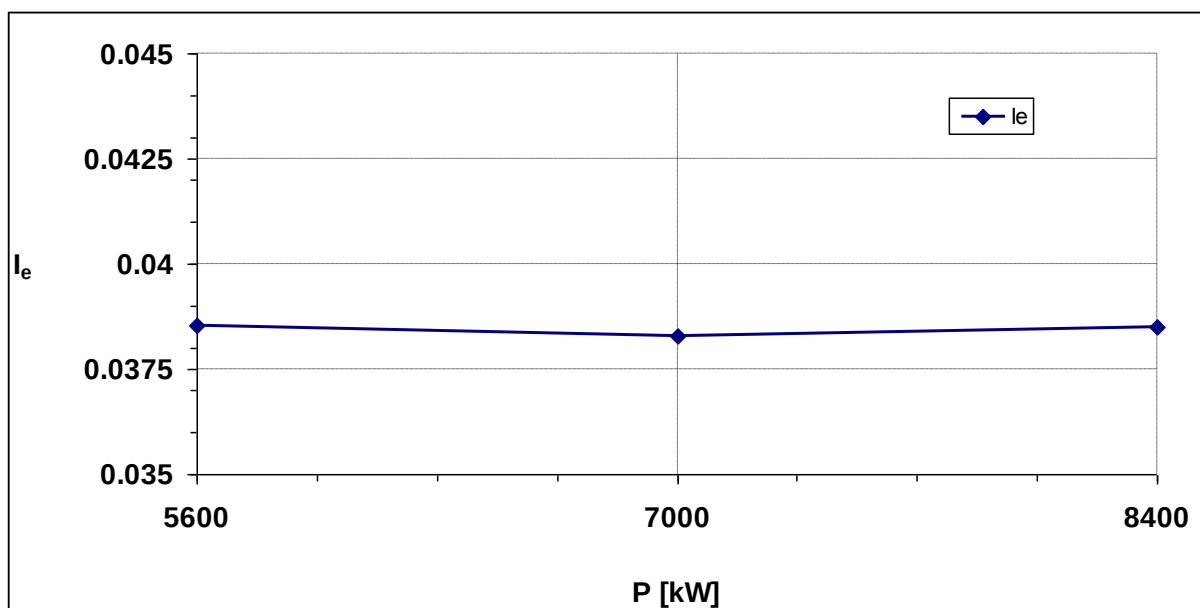


Figura 44. Andamento dell' indice di efficienza globale al variare della potenza della caldaia

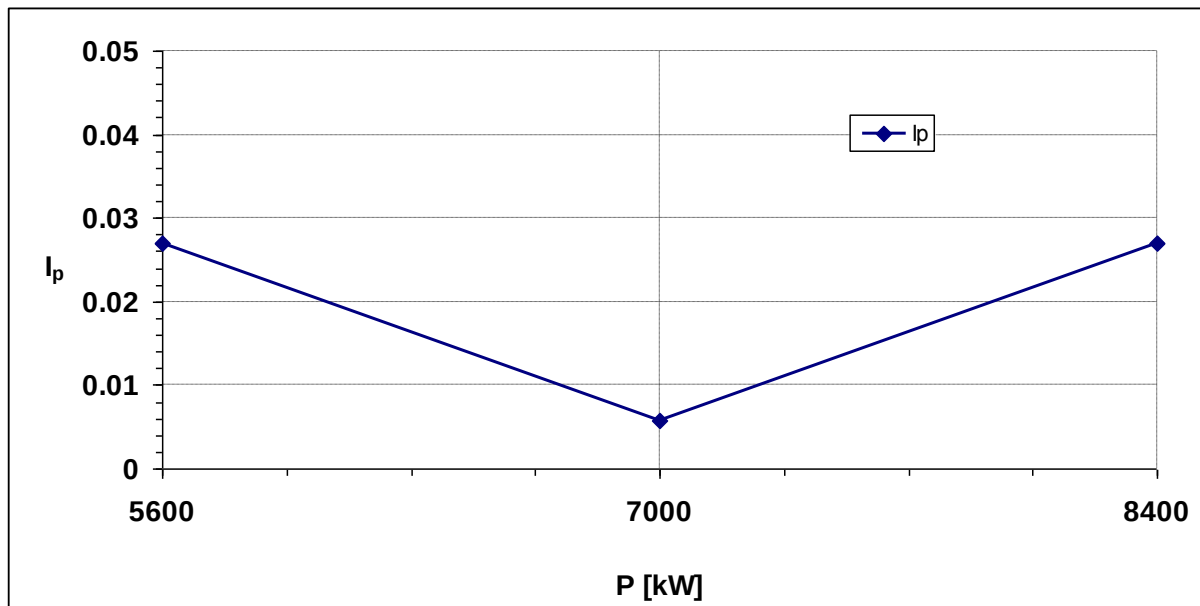


Figura 45. Andamento dell'indice di perdita globale al variare della potenza della caldaia

Tabella 15. Valori degli indici globali al variare della potenza della caldaia

P [kW]	I_e	I_p
5600	0.03853	0.02692
7000	0.03827	0.00570
8400	0.03851	0.02693

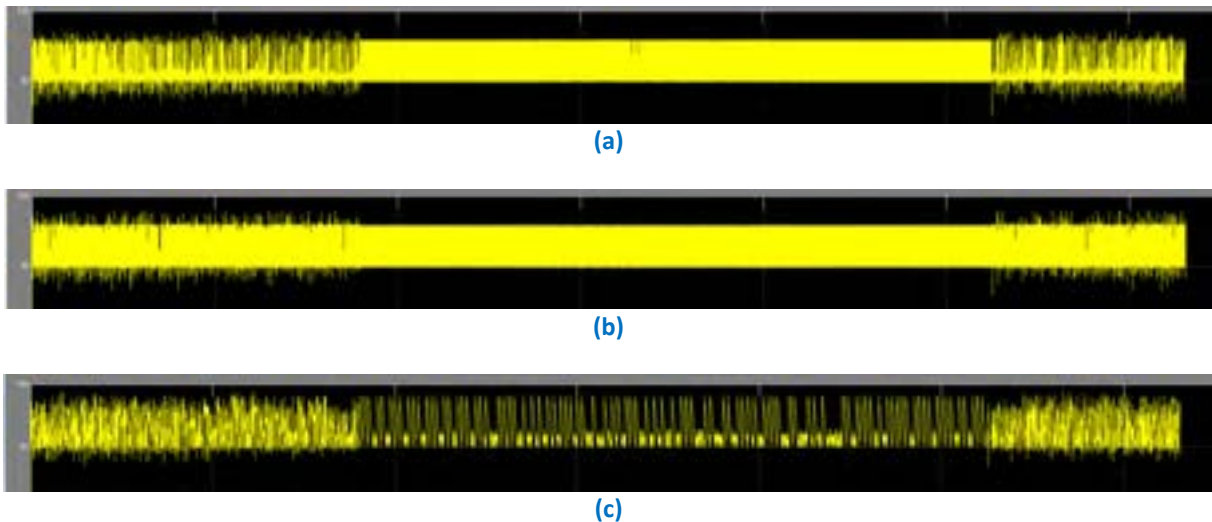


Figura 46. Andamento della temperatura del tank della rete: (a) P = 5600 kW, (b) P = 7000 kW e (c) P = 8400 kW

Dai grafici si può osservare come mentre l'indice di efficienza globale ci fornisce poche indicazioni a causa della variazione di potenza poco significativa, l'indice di perdita globale ci dà elementi molto più forti per la valutazione. Si può osservare infatti come il minimo dell'indice di perdita globale sia proprio in corrispondenza della potenza scelta, e quindi la potenza di 7000 kW risulta la migliore. Anche analizzando la temperatura del tank della rete si può notare che la potenza scelta è la migliore: infatti si hanno minori oscillazioni di temperatura e questa rimane sempre all'interno del range scelto.

Vengono ora riportati i grafici (Figura 47-52) di confronto per gli indici locali. Si è deciso di mostrare l'andamento di tutti i componenti per tre edifici (Edificio 1, Edificio 5 e Edificio 11), che rispecchiano ognuno una tipologia di edificio diverso.

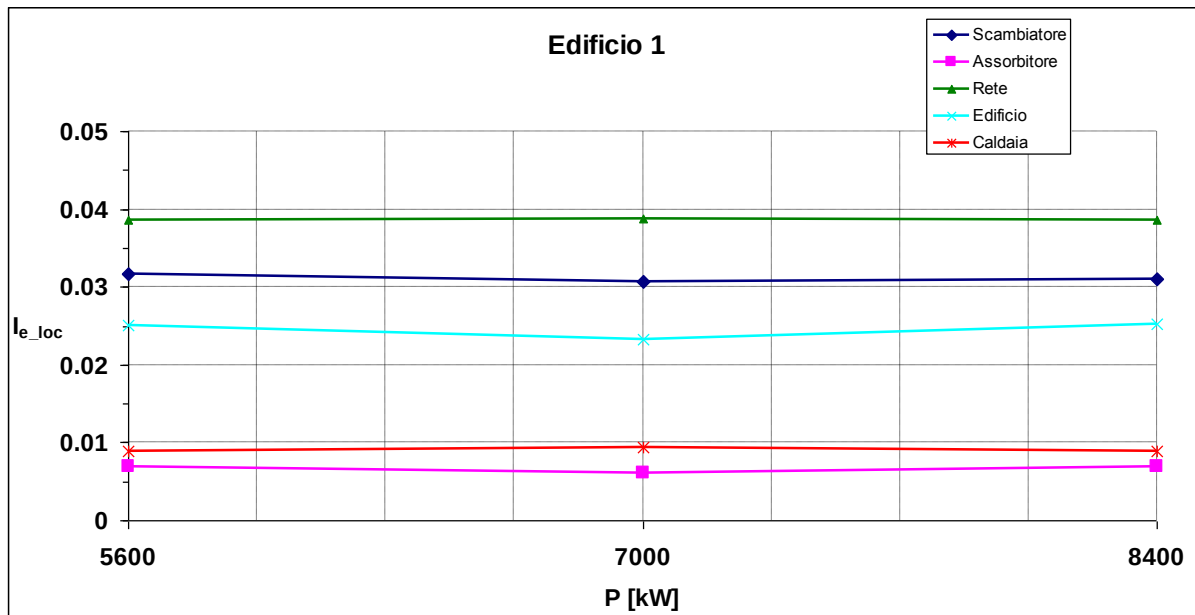


Figura 47. Andamento indice efficienza locale Edificio 1

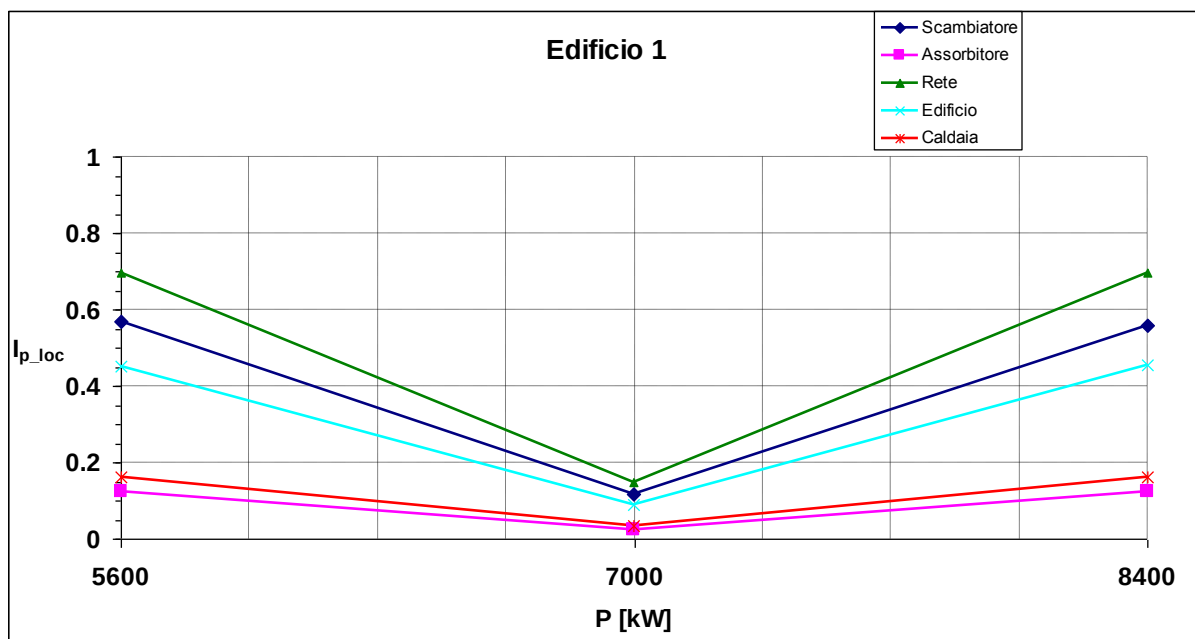


Figura 48. Andamento indice perdita locale Edificio 1

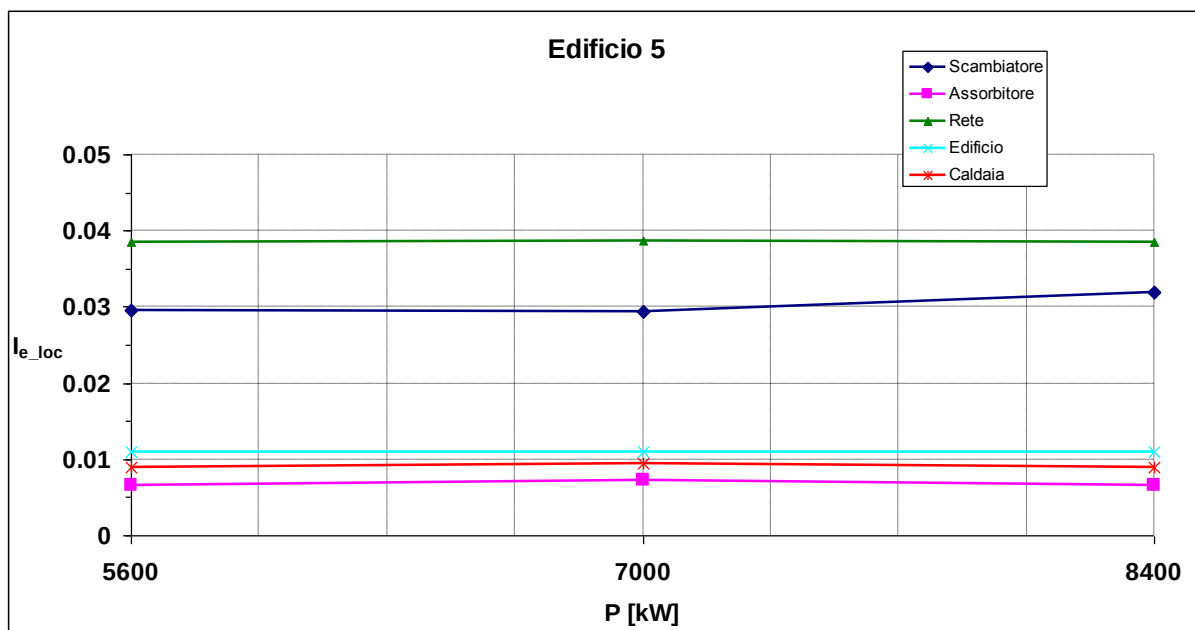


Figura 49. Andamento indice efficienza locale Edificio 5

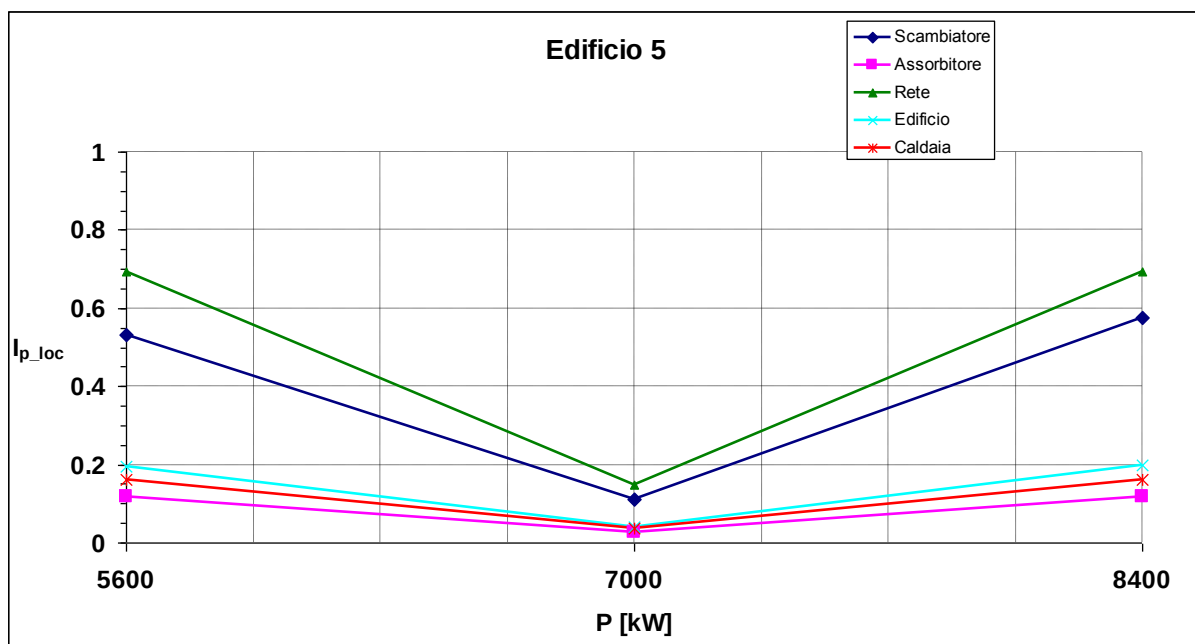


Figura 50. Andamento indice perdita locale Edificio 5

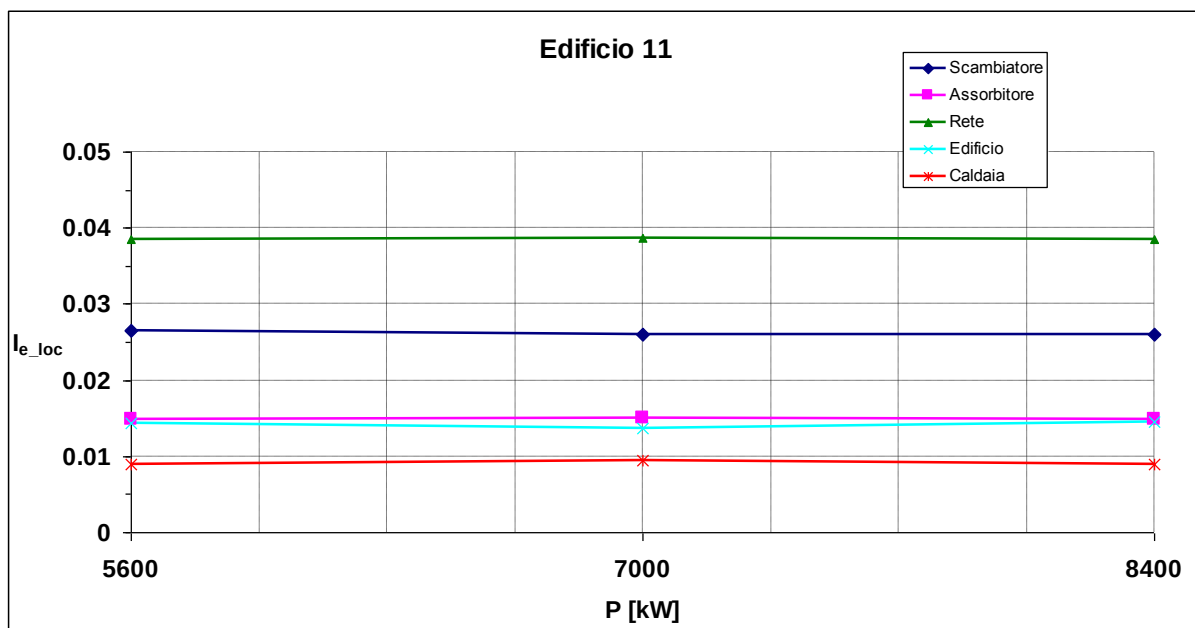


Figura 51. Andamento indice efficienza locale Edificio 11

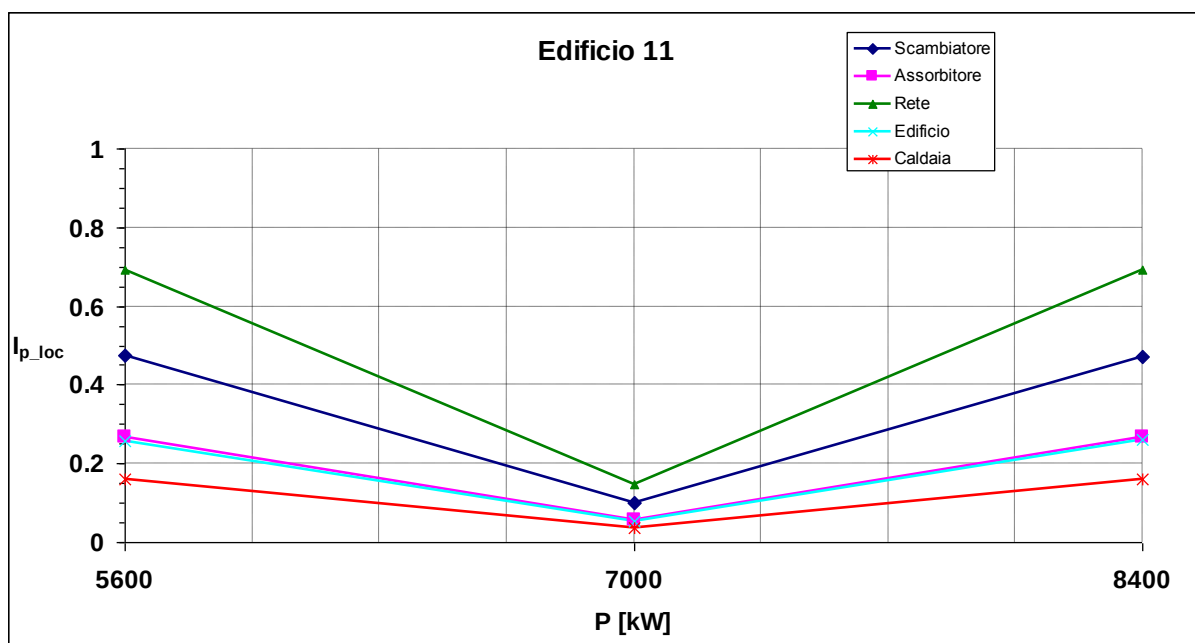


Figura 52. Andamento indice perdita locale Edificio 11

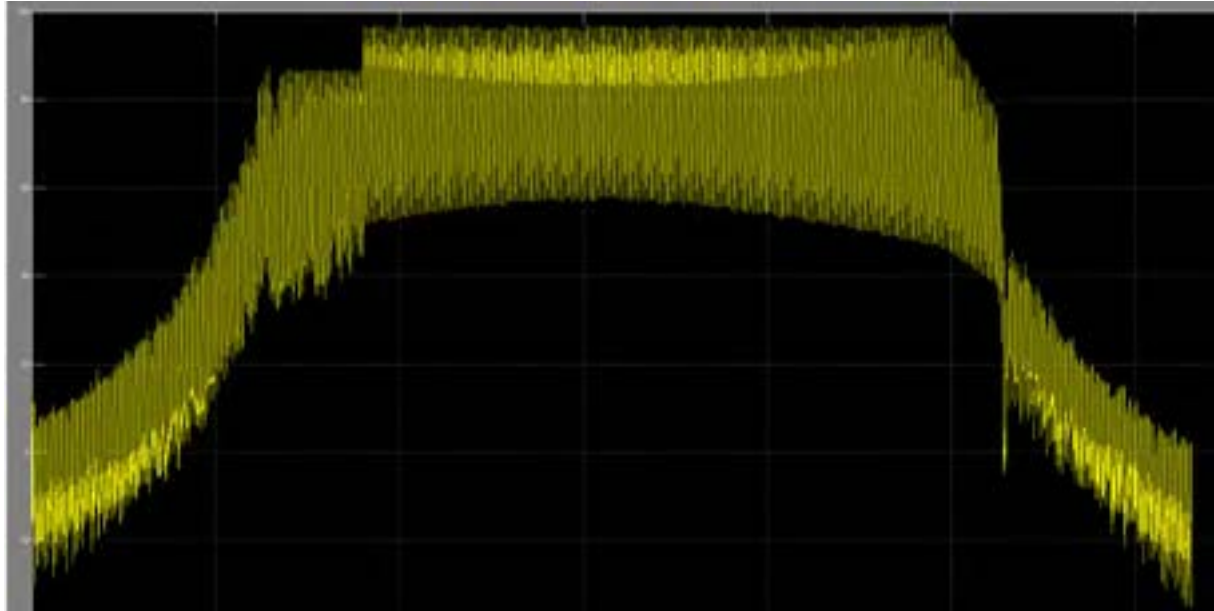
Gli indici locali confermano quanto trovato con gli indici globali. Infatti la variazione dell'indice di efficienza locale non è così significativo, mentre l'indice di perdita locale conferma, per le motivazioni dette in precedenza, che la potenza scelta è proprio la migliore, visto il minimo che si ottiene alla potenza di 7000 kW. È interessante osservare che questa situazione sia verificata per tutti i componenti, anche se ogni componente lo accentua diversamente; la rete è il componente che risente maggiormente della variazione della potenza, mentre la caldaia, grazie al sistema di controllo, ne risente in minima parte.

7.1.2 Solare

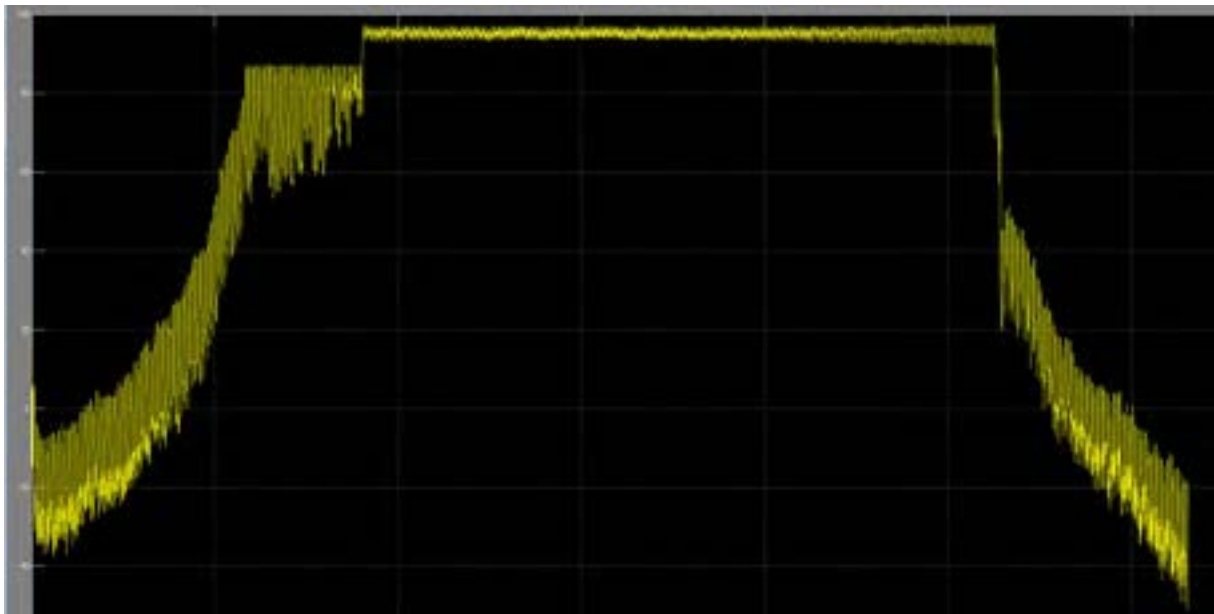
Le simulazioni con l'impianto solare sono state effettuate fissando un numero di pannelli, pari a 1400 (che a potenza nominale sono in grado di erogare 7000 kW, che è la stessa potenza della caldaia), tale da

soddisfare le esigenze della rete e cercando per prima cosa il volume d'accumulo della rete (VaccCE) ottimo per questa configurazione. Una volta trovato il VaccCE ottimo, si è poi variato il numero di pannelli in modo che la potenza variasse di $\pm 20\%$, tenendo fisso il VaccCE ottimo trovato. Si è partiti da un VaccCE pari a 60 m^3 fino ad arrivare ad un VaccCE di 150 m^3 .

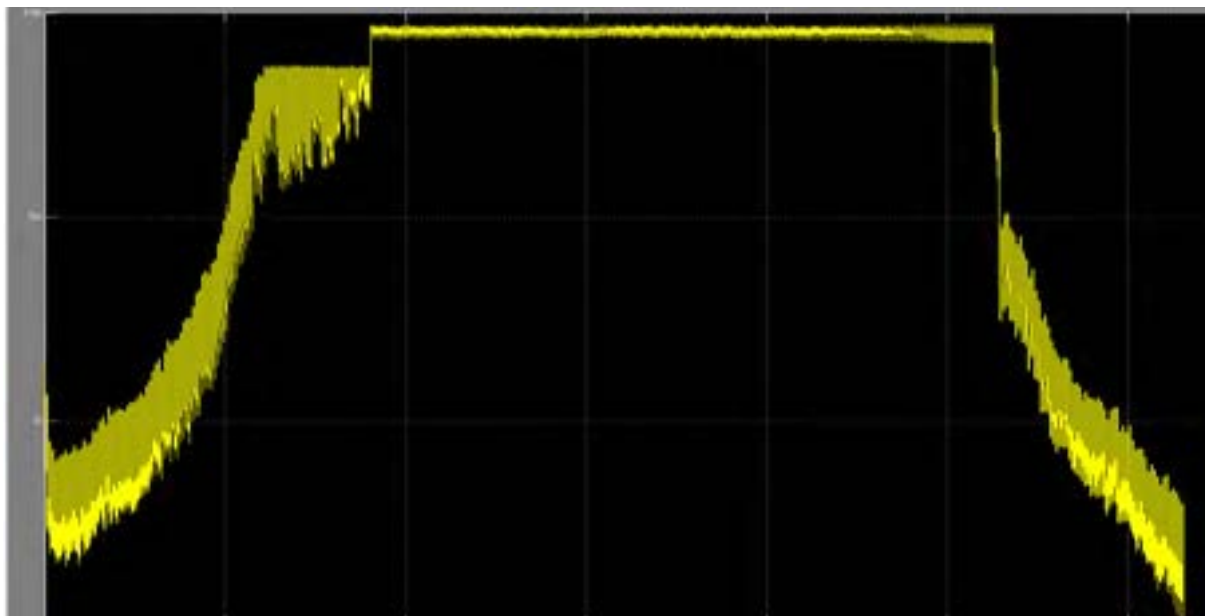
Si sono analizzati contemporaneamente gli andamenti della temperatura dell'accumulo, l'indice di efficienza globale e l'indice di perdita globale al variare del VaccCE (Figure 53-55 e Tabella 16):



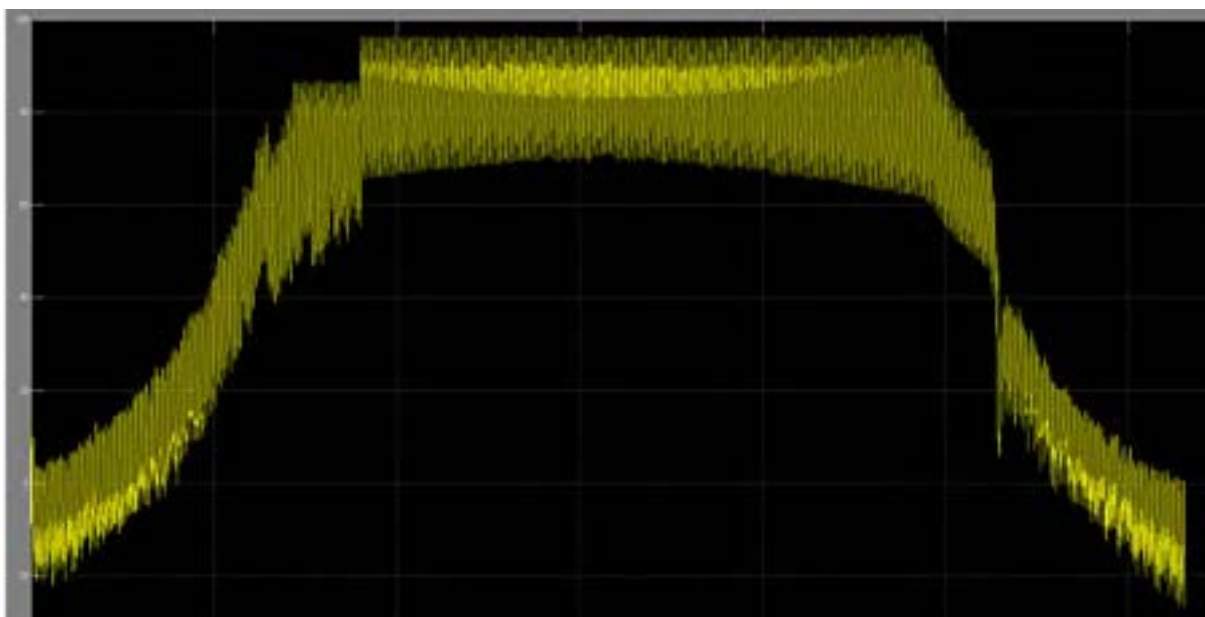
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 53. Andamento della temperatura dell'accumulo: (a) 60 m^3 , (b) 90 m^3 , (c) 120 m^3 e (d) 150 m^3

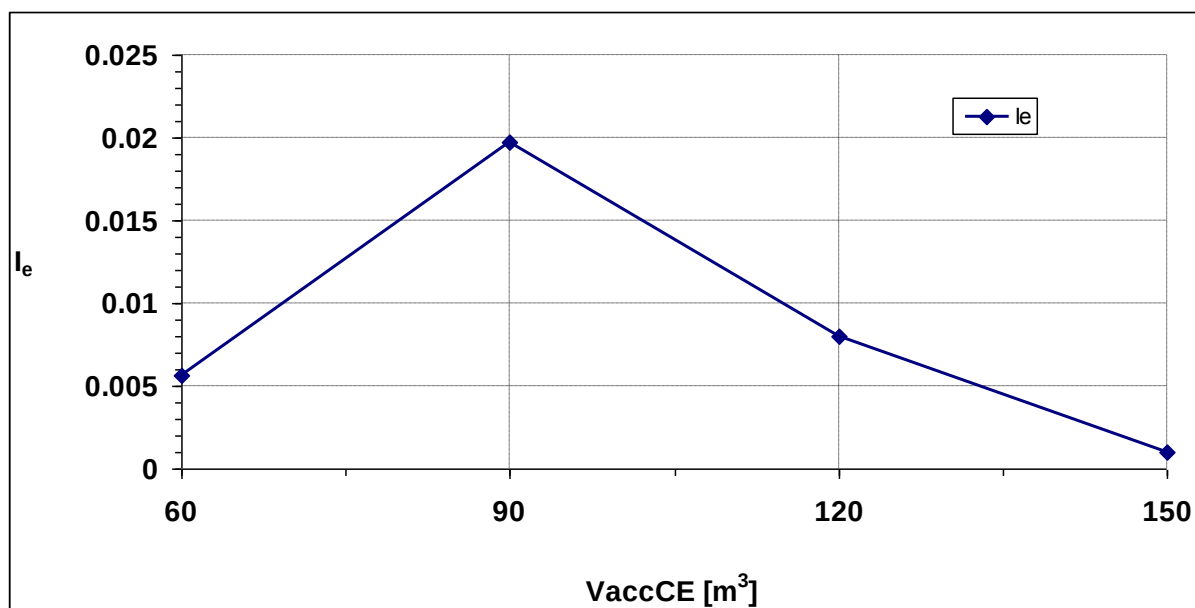


Figura 54. Andamento dell' indice di efficienza globale al variare del volume d'accumulo VaccCE

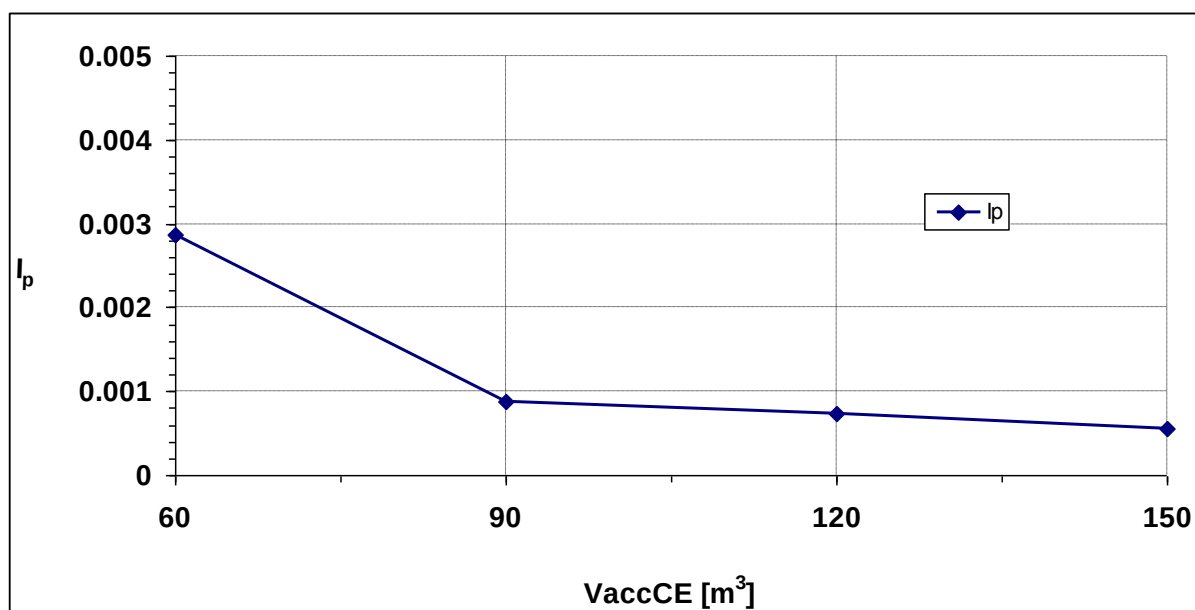


Figura 55. Andamento dell' indice di perdita globale al variare del volume d'accumulo VaccCE

Tabella 16. Valori degli indici globali al variare del volume d'accumulo VaccCE

VaccCE [m³]	I_e	I_p
60	0.00567	0.00286
90	0.01969	0.00087
120	0.00800	0.00073
150	0.00103	0.00054

Va premesso che questa configurazione, con l'utilizzo della sola fonte solare, non permette in nessuna configurazione il corretto funzionamento della rete durante tutto l'anno (come possiamo osservare dai grafici della temperatura del tank della rete); infatti si ha un perfetto funzionamento della rete, con quasi

tutte le configurazioni, solo durante la stagione estiva, mentre nel resto dell'anno non si verifica il corretto funzionamento della rete. Infatti il sistema a pannelli solari spesso viene accoppiato ad una fonte tradizionale proprio per migliorare la stabilità della rete, e questo viene confermato dalle simulazioni (caso quello dell'accoppiamento delle due fonti che verrà analizzato in seguito). Eseguita questa dovuta premessa, si può notare però che la valutazione dell'andamento degli indici globali e della temperatura del tank della rete, mostra delle informazioni importantissime. È utile osservare, infatti, come il picco dell'efficienza si attesti proprio presso il valore del volume d'accumulo scelto, cioè 90 m^3 . Questo valore del volume d'accumulo infatti appare il migliore osservando la temperatura del tank della rete, che permette un andamento circa costante di questa temperatura durante l'estate: quindi è il volume minimo che garantisce un corretto funzionamento della rete. La scelta si mostra la migliore anche sotto il punto di vista dell'indice di perdita globale, il cui valore crolla proprio in prossimità dei 90 m^3 , per poi mantenere il suo andamento pressoché costante.

Dopo aver stabilito il VaccCE ottimo, ricordando pari a 90 m^3 , si è poi variata la potenza di $\pm 20\%$ e di conseguenza il numero di pannelli corrispondenti (pari a 1100, 1400 e 1700), tenendo fisso il VaccCE ottimo trovato. Si sono analizzati gli andamenti degli indici globali (Figure 56-57 e Tabella 17) unitamente alle temperature del tank di rete (Figura 58):

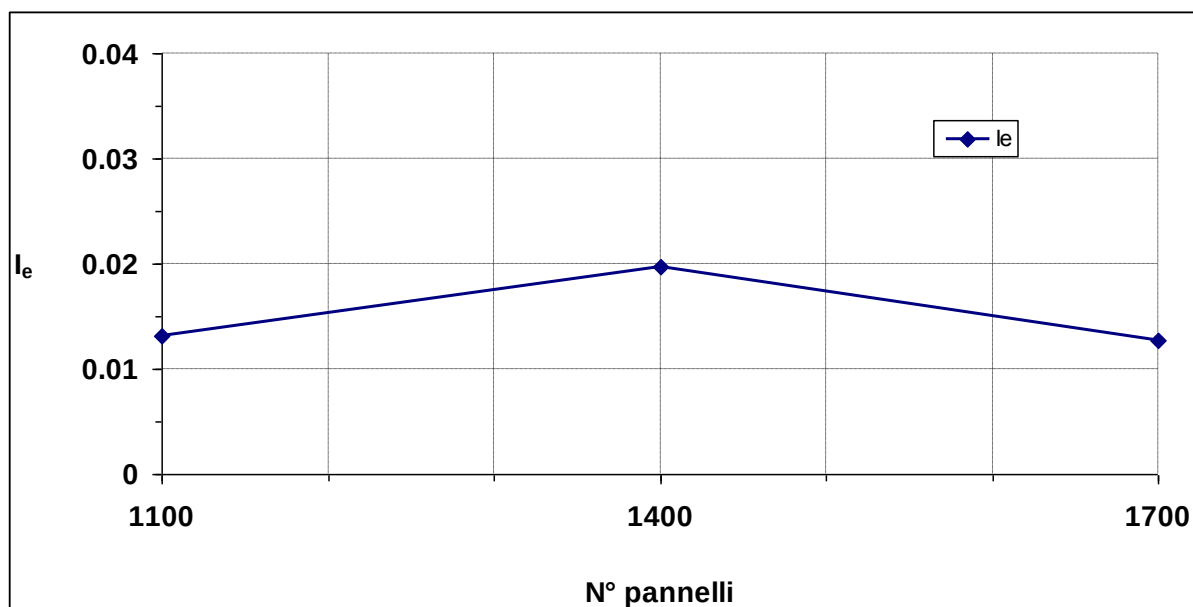


Figura 56. Andamento dell'indice di efficienza globale al variare della potenza dell'impianto solare

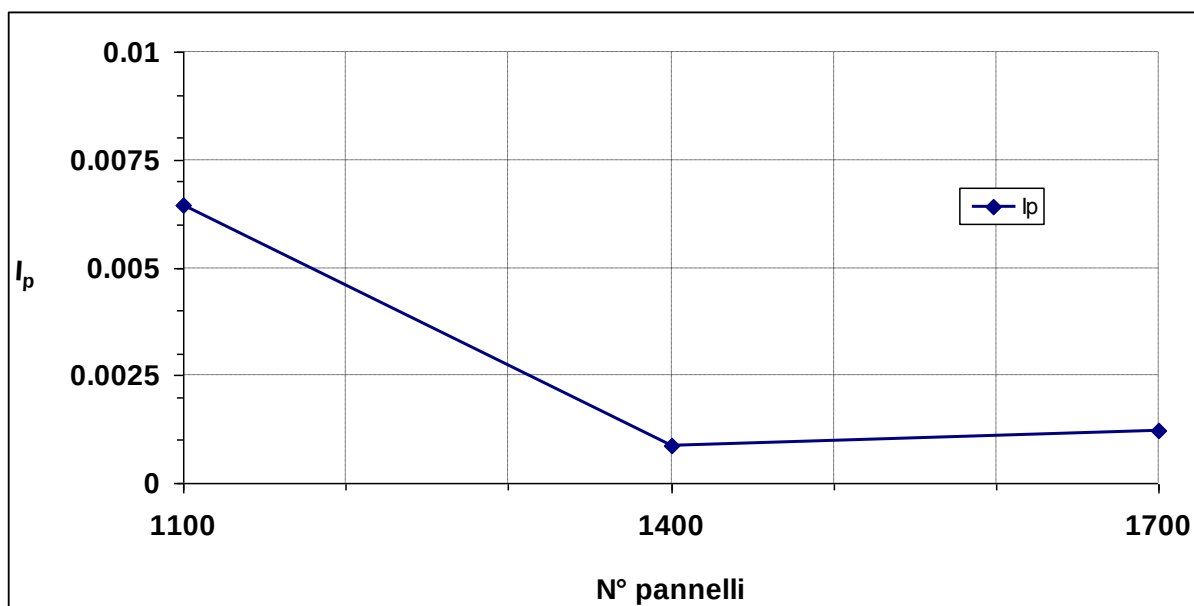
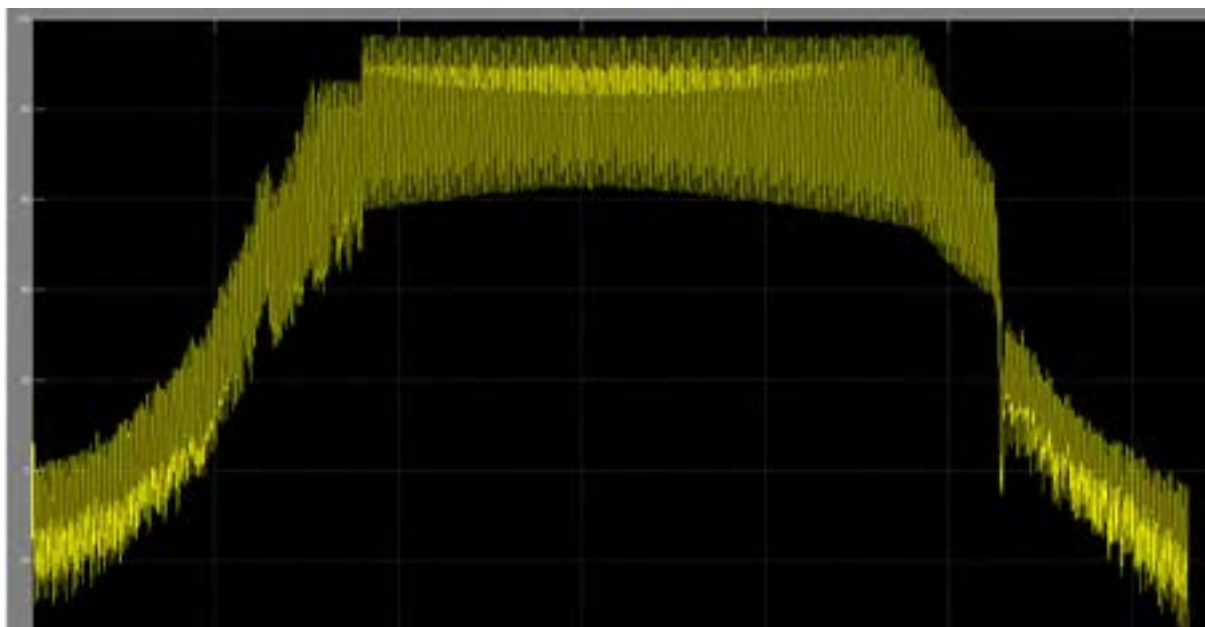


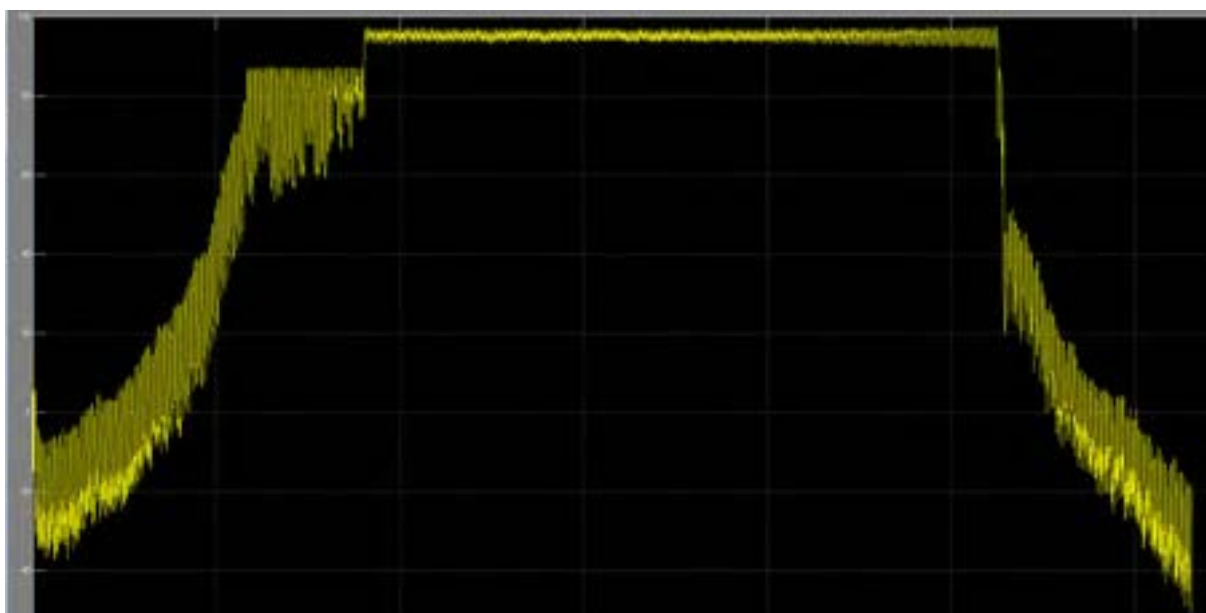
Figura 57. Andamento dell' indice di perdita globale al variare della potenza dell'impianto solare

Tabella 17. Valori degli indici globali al variare della potenza dell'impianto solare

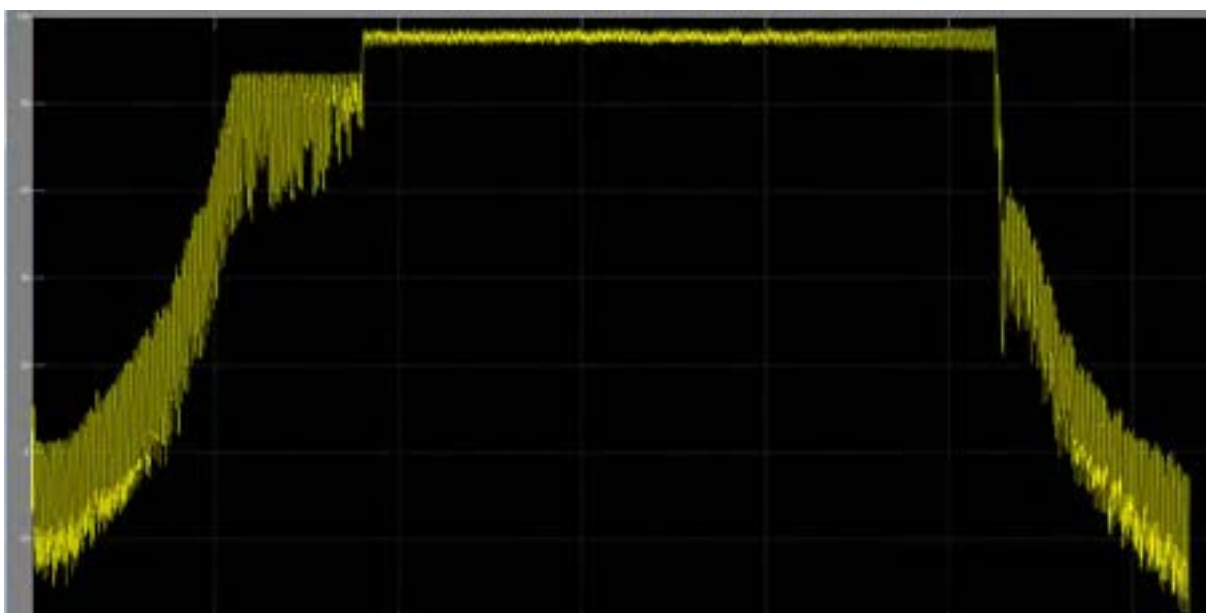
N° pannelli	I_e	I_p
1100 (5600 kW)	0.01319	0.0064
1400 (7000 kW)	0.01969	0.00087
1700 (8400 kW)	0.01265	0.00123



(a)



(b)



(c)

Figura 58. Andamento della temperatura del tank della rete: (a) $n = 1100$ pannelli (5600 kW), (b) $n = 1400$ pannelli (7000 kW) e (c) $n = 1700$ pannelli (8400 kW)

E' molto interessante osservare che anche in questo caso tutti e tre i grafici convergono nell'affermare che a potenza relativa 1400 pannelli solari è proprio la migliore possibile per la rete studiata. Infatti, analizzando dapprima la temperatura del tank della rete, si può notare come il dimensionamento con 1100 pannelli non permetta il corretto funzionamento della rete, neanche durante la stagione estiva, infatti si osserva la presenza di temperature della rete anche inferiori ai 60 °C. Il caso con 1700 pannelli sarà sicuramente sovrabbondante, dal momento che il dimensionamento con 1400 pannelli permette il corretto funzionamento della rete durante l'estate. Ma pur essendo sovrabbondante il dimensionamento con 1700 pannelli, non lo sarà abbastanza da permettere il corretto funzionamento della rete durante l'inverno; infatti, come possiamo notare passando da 1400 a 1700 collettori, lo spazio temporale dove le temperature si mantengono abbastanza alto cambia in modo molto minimo. Questo dimostra quindi che un aumento del numero dei pannelli, a meno che questo non sia veramente grande da giustificare anche l'utilizzo di un accumulo stagionale che permetta alla rete di funzionare correttamente anche in inverno, è del tutto

ingiustificato; quindi questo permette di affermare che analizzando l'andamento della temperatura del tank della rete il dimensionamento ottimale è proprio quello con 1400 pannelli solari.

Analizzando l'indice di efficienza globale, questo mostra nettamente un picco dove il dimensionamento è posto pari a 1400 pannelli solari, in netta coerenza con le analisi fatte prima. L'indice di perdita globale invece mostra un crollo in prossimità dei 1400 pannelli rimanendo poi costante. L'andamento costante, come più volte affermato, è frutto dei sistemi di controllo, visto che l'indice di perdita globale tiene in considerazione le perdite della rete stessa. Quindi anche usando l'indice di perdita globale possiamo affermare che 1400 pannelli sono il dimensionamento minimo per il corretto funzionamento del sistema.

Vengono ora riportati i grafici (Figura 59-64) di confronto per gli indici locali. Si è deciso di mostrare l'andamento di tutti i componenti per tre edifici (Edificio 1, Edificio 5 e Edificio 11), che rispecchiano ognuno una tipologia di edificio diverso.

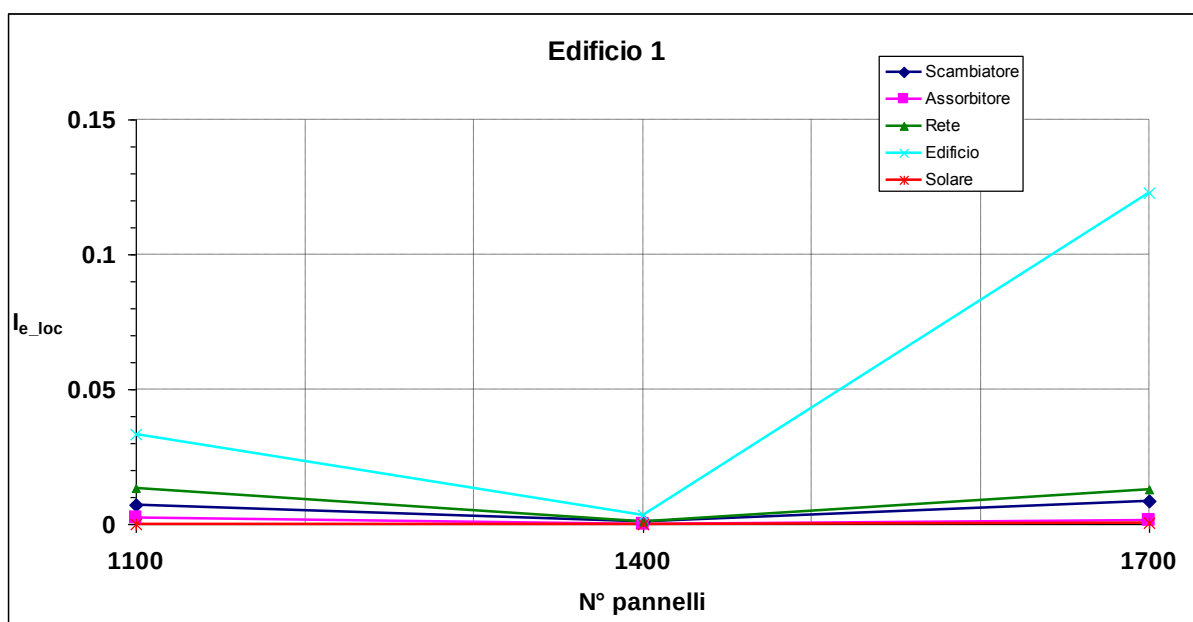


Figura 59. Andamento indice efficienza locale Edificio 1

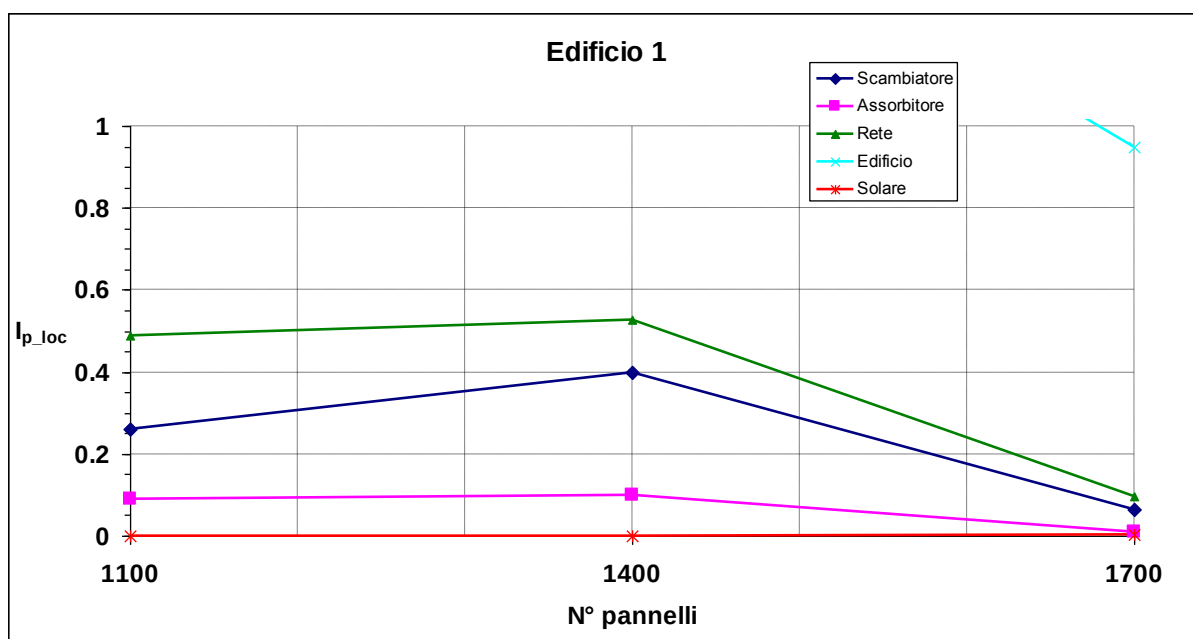


Figura 60. Andamento indice perdita locale Edificio 1

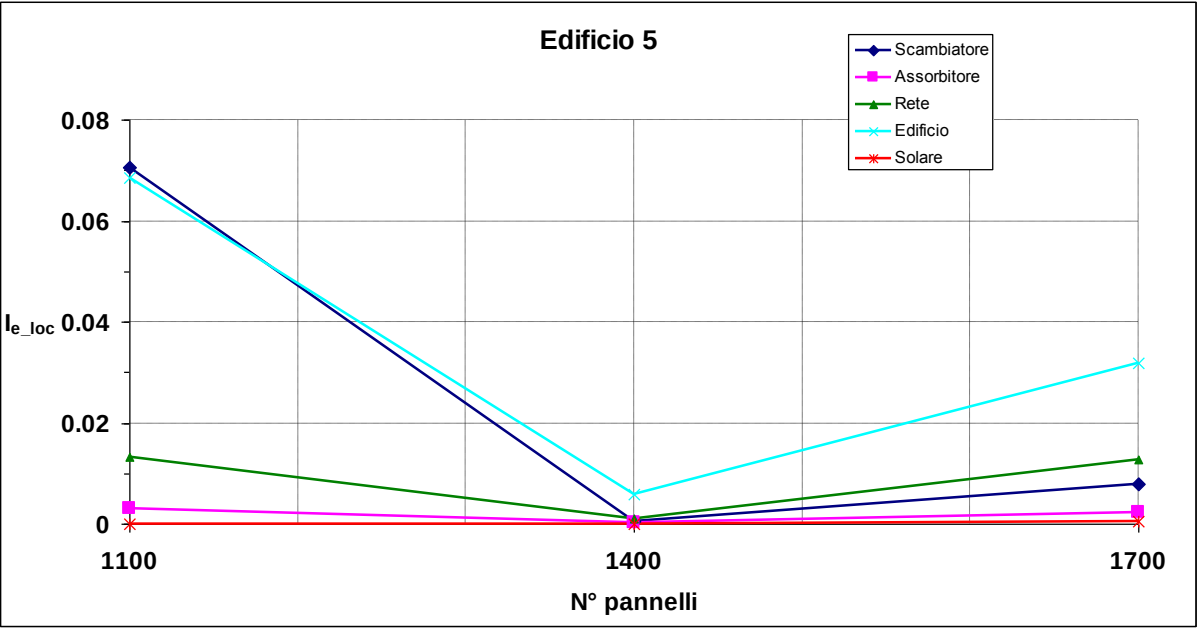


Figura 61. Andamento indice efficienza locale Edificio 5

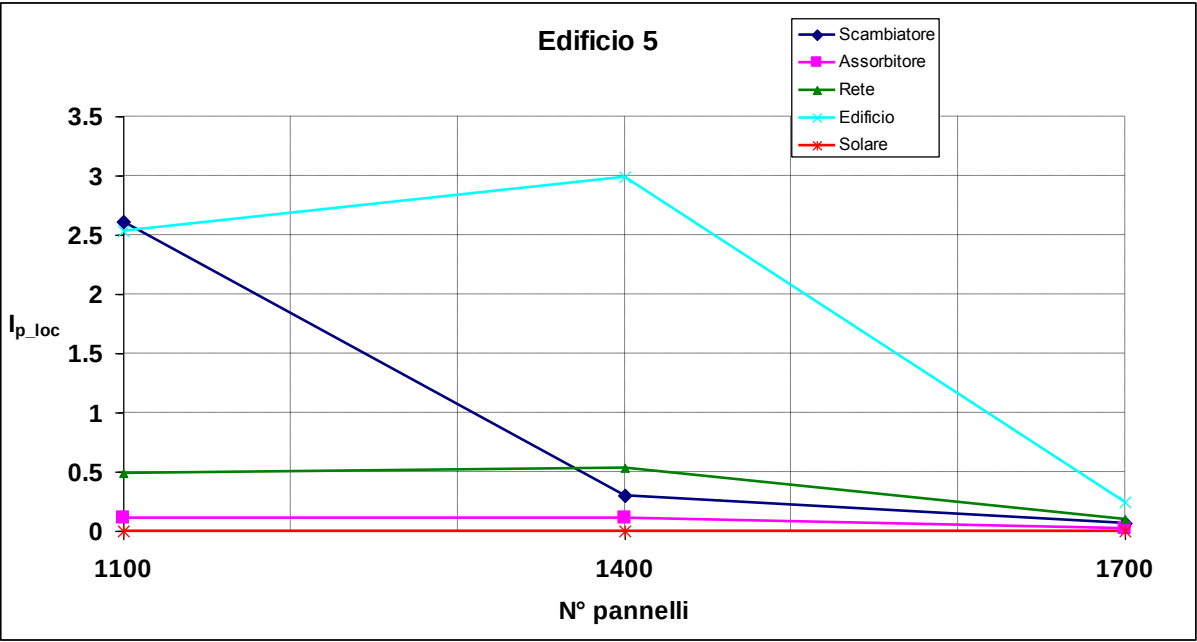


Figura 62. Andamento indice perdita locale Edificio 5

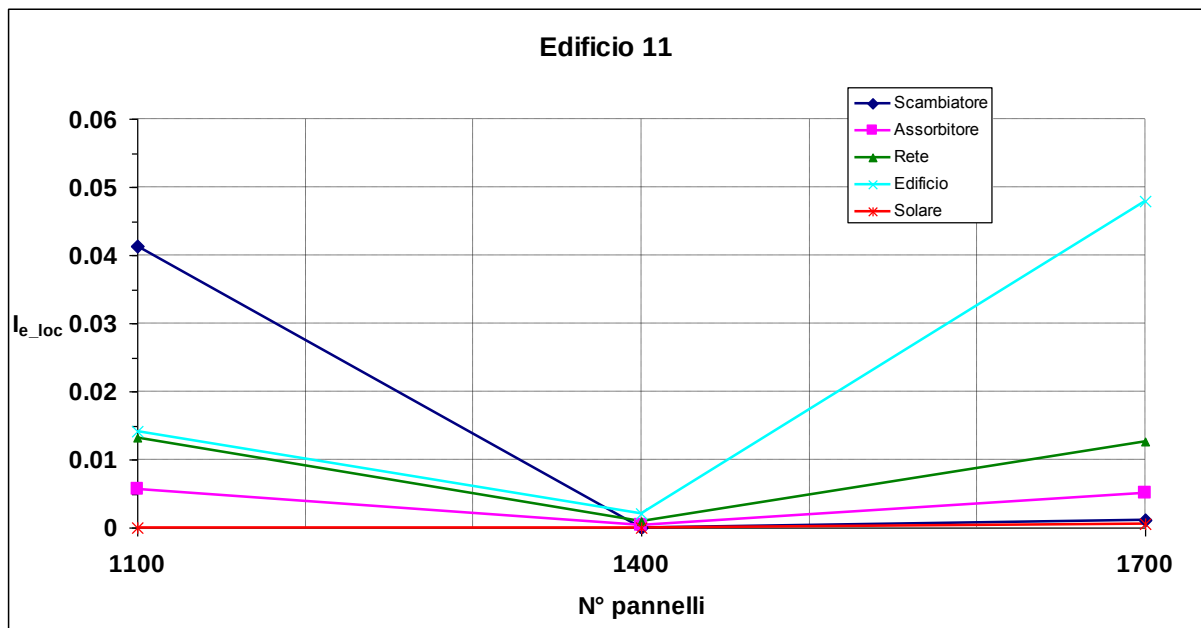


Figura 63. Andamento indice efficienza locale Edificio 11

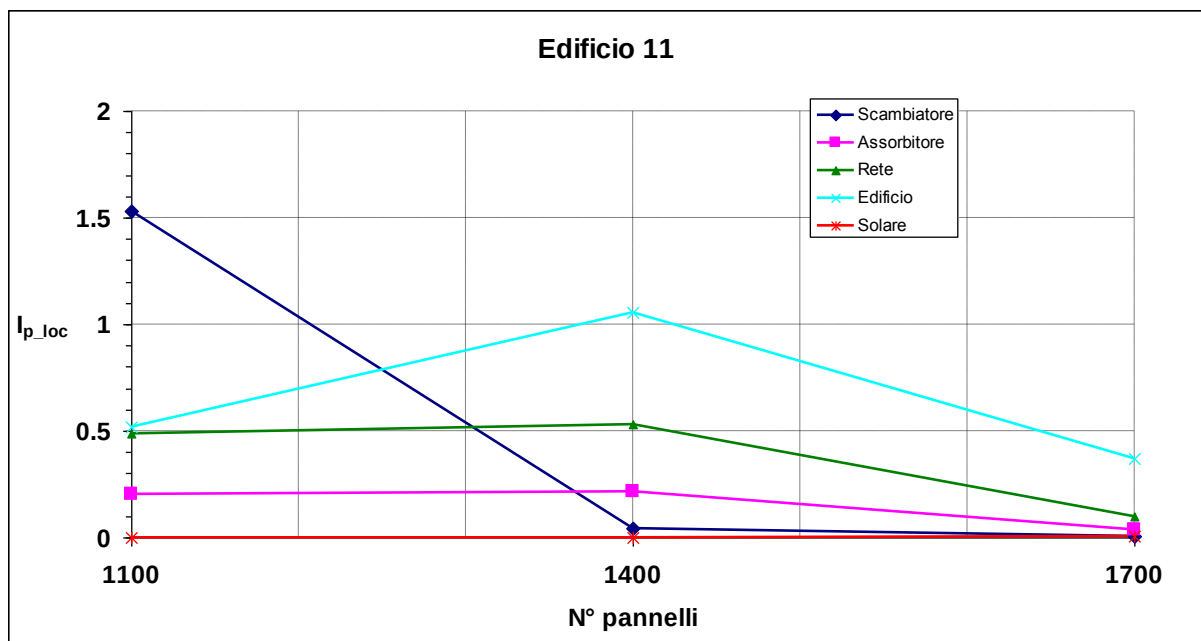


Figura 64. Andamento indice perdita locale Edificio 11

E' utile ricordare che la rete nelle condizioni di funzionamento qui simulate non funziona correttamente per gran parte della stagione invernale. Questo viene mostrato in questi grafici e specialmente analizzando l'indice di efficienza locale che mostra chiaramente quanto l'efficienza dei vari componenti sia bassa in questa configurazione. Ancora più interessante osservare l'andamento molto irregolare, al contrario di quanto osservato in precedenza nel caso della caldaia, dove l'andamento era molto più regolare e soprattutto questo andamento si ripeteva praticamente in tutti e tre i casi analizzati con gli indici di efficienza locale.

È interessante osservare, come avveniva nel caso della caldaia, come l'andamento dell'indice di efficienza locale per l'assorbitore si mantenga circa costante: probabilmente questo è dovuto al fatto che questo componente è l'elemento che meno risente della variazione di alimentazione della rete. Diverso è invece il caso della rete e soprattutto dello scambiatore, infatti questo componente non funziona mai nelle condizioni ideali mentre la rete funziona bene solamente nel periodo estivo. Volendo vedere l'indice di

efficienza locale come una sorta di peso dell'efficienza del singolo componente sulla totale, possiamo affermare che la rete, lo scambiatore e in alcuni casi l'edificio, sono i componenti che pesano di più sull'efficienza globale e che quindi penalizzano molto questa configurazione alimentata da solo fonte solare. L'indice di efficienza locale del campo solare è tra le più basse tra tutti i componenti: questo è dovuto principalmente a due motivi: il primo è dovuto alla sua efficienza energetica, intesa come energia fornita su energia incidente (energia solare incidente), che risulta bassa (anche analizzando i dati in letteratura e da catalogo); la seconda causa si può ritrovare nel modo in cui si è deciso di calcolare l'exergia prodotta dal solare. Infatti è stata presa in considerazione solo l'energia effettivamente immessa in rete dal solare, cioè quella necessaria a far funzionare correttamente la rete e non la totale prodotta dal solare.

7.1.3 CHP

Per le simulazioni con l'impianto CHP si è partiti dal volume d'accumulo della rete (VaccCE) ottimo trovato per il caso con caldaia pari a 90 m³, variando poi la potenza del CHP, pari a 7000 kW, di $\pm 20\%$, tenendo fisso il VaccCE ottimo trovato nel caso caldaia.

Si sono analizzati gli andamenti degli indici globali (Figure 65-66 e Tabella 19) unitamente alle temperature del tank di rete (Figura 67):

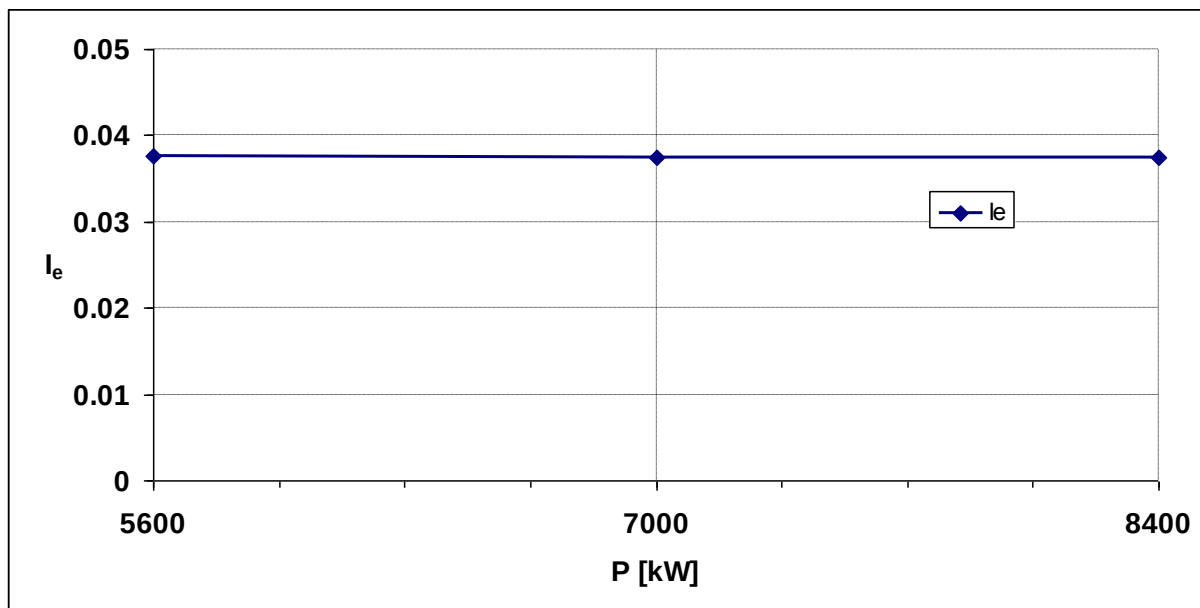


Figura 65. Andamento dell' indice di efficienza globale al variare della potenza del CHP

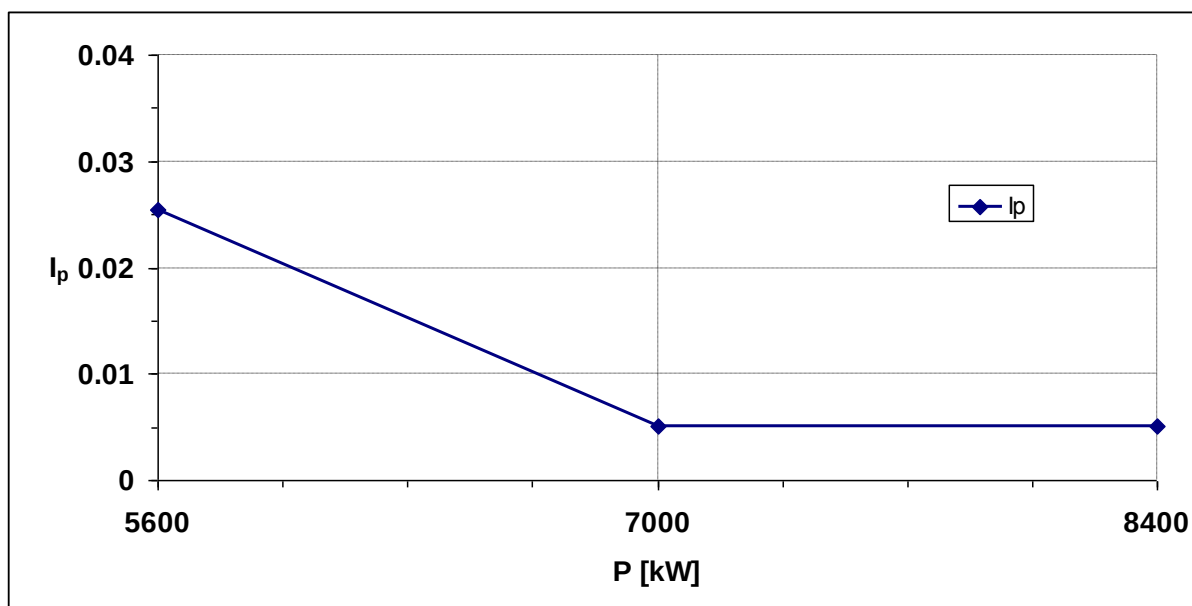


Figura 66. Andamento dell'indice di perdita globale al variare della potenza del CHP

Tabella 19. Valori degli indici globali al variare della potenza del CHP

P [kW]	I_e	I_p
5600	0.03760	0.02546
7000	0.03741	0.00508
8400	0.03748	0.00512



(a)



(b)

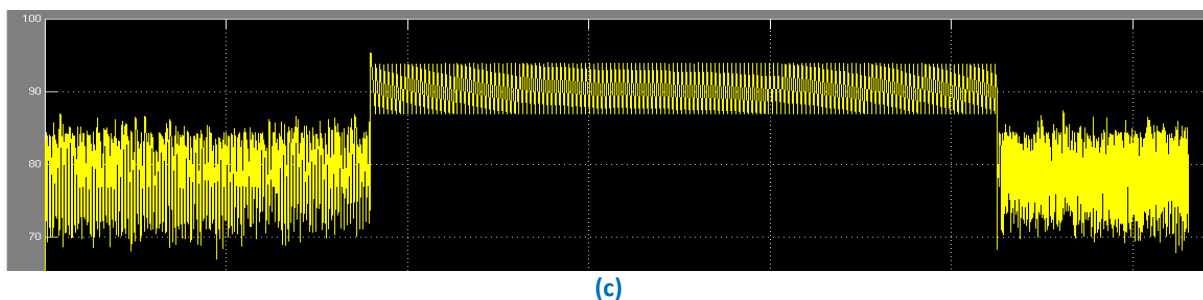


Figura 67. Andamento della temperatura del tank della rete: (a) $P = 5600$ kW, (b) $P = 7000$ kW e (c) $P = 8400$ kW

Come per i casi precedenti la scelta della configurazione deve essere trovata analizzando tutte e tre le informazioni disponibili che ci confermano che la scelta migliore è proprio quella con potenza di 7000 kW. Lo strumento migliore in questo caso, oltre alla temperatura del tank della rete è l'indice di perdita globale che diventa minimo proprio in prossimità della potenza scelta per poi mantenersi costante. Vengono ora riportati i grafici (Figura 68-73) di confronto per gli indici locali. Si è deciso di mostrare l'andamento di tutti i componenti per tre edifici (Edificio 1, Edificio 5 e Edificio 11), che rispecchiano ognuno una tipologia di edificio diverso.

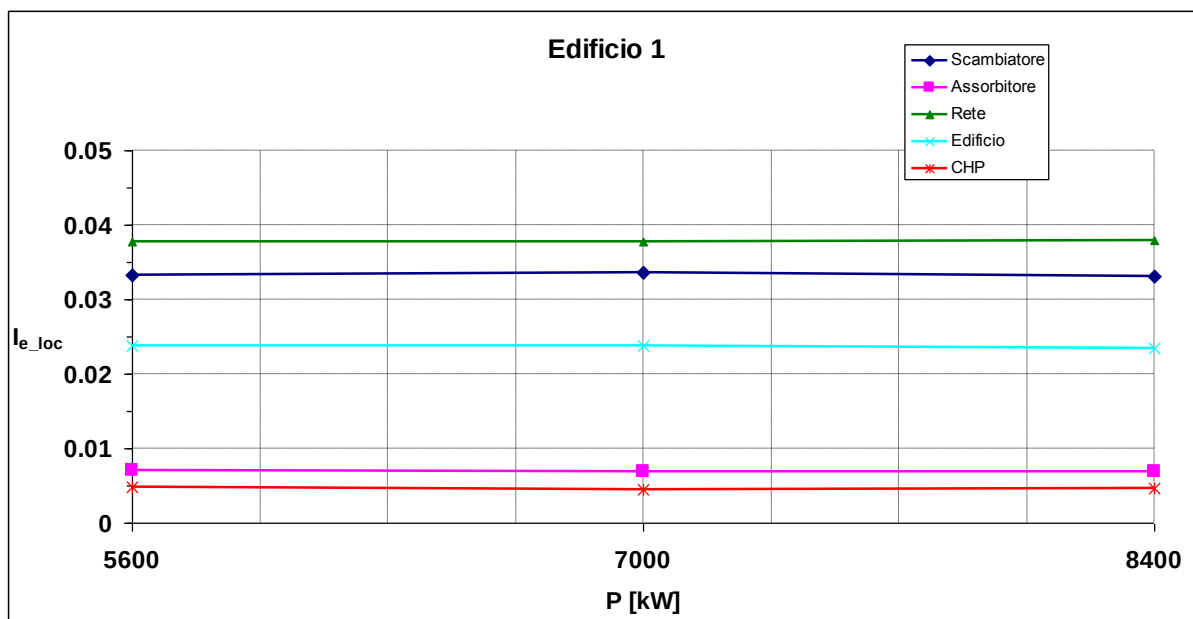


Figura 68. Andamento indice efficienza locale Edificio 1

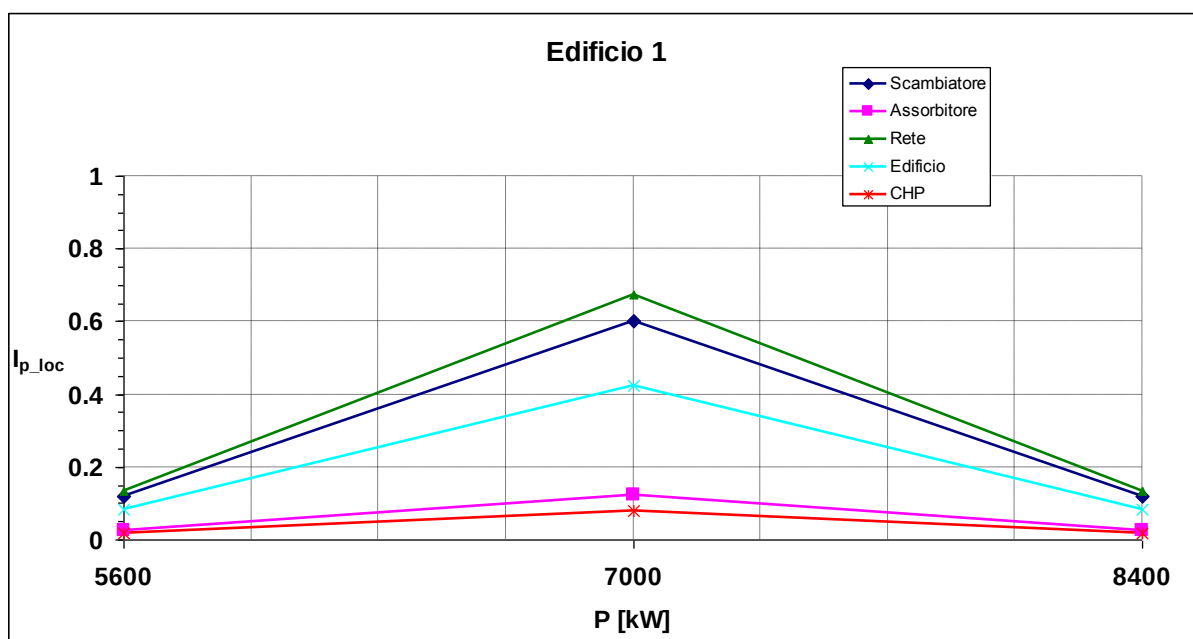


Figura 69. Andamento indice perdita locale Edificio 1

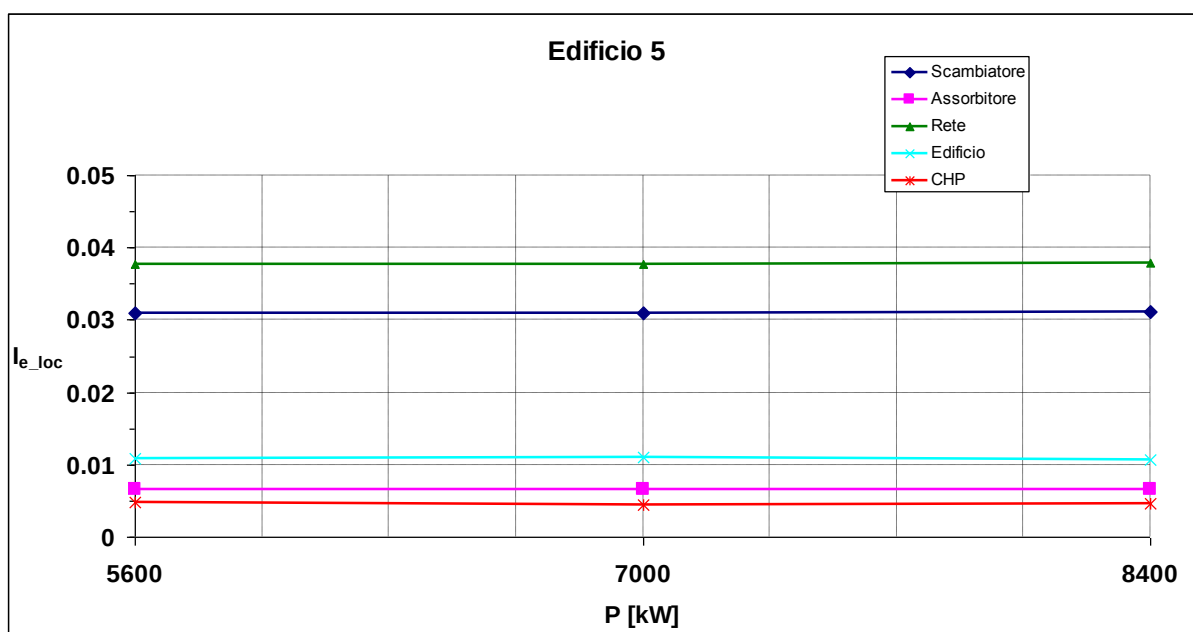


Figura 70. Andamento indice efficienza locale Edificio 5

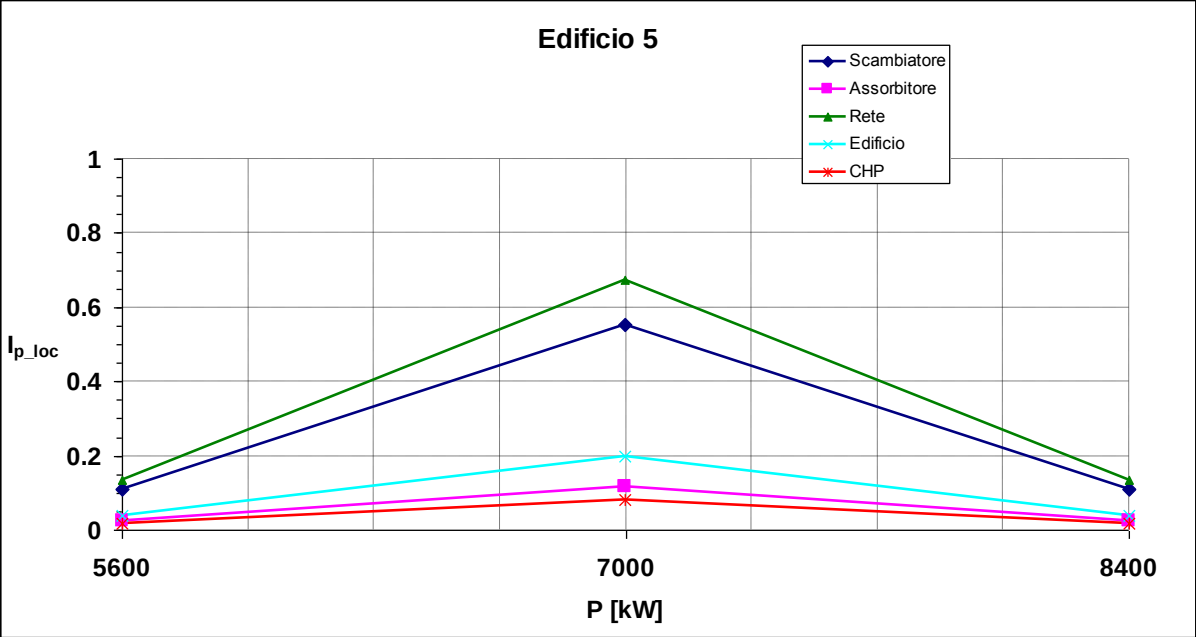


Figura 71. Andamento indice perdita locale Edificio 5

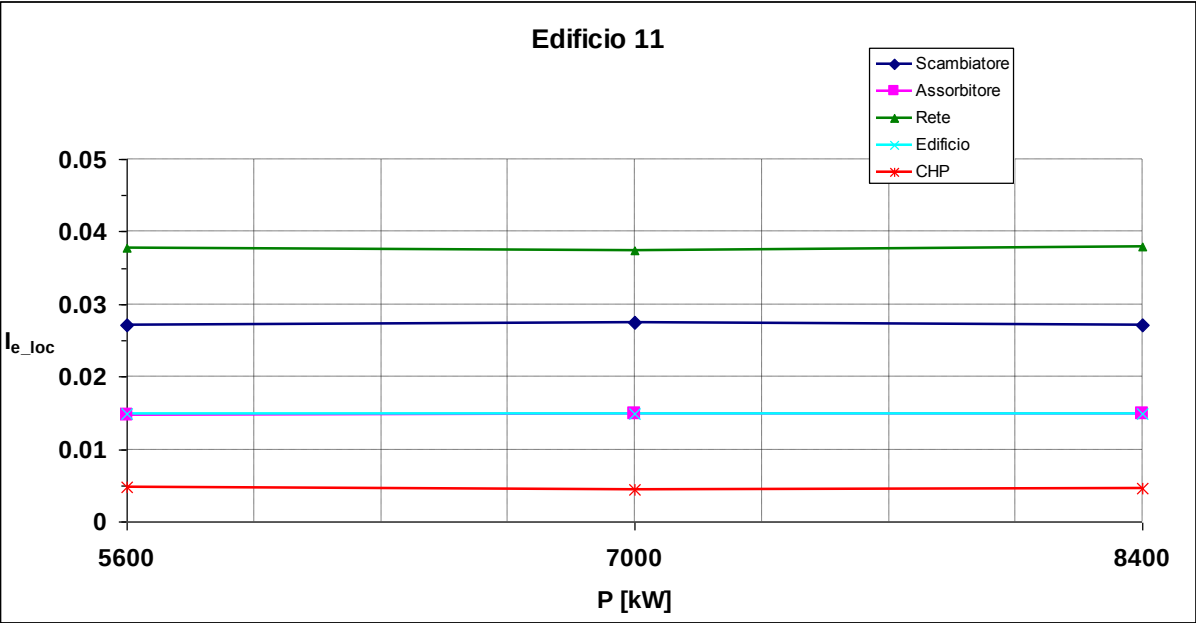


Figura 72. Andamento indice efficienza locale Edificio 11

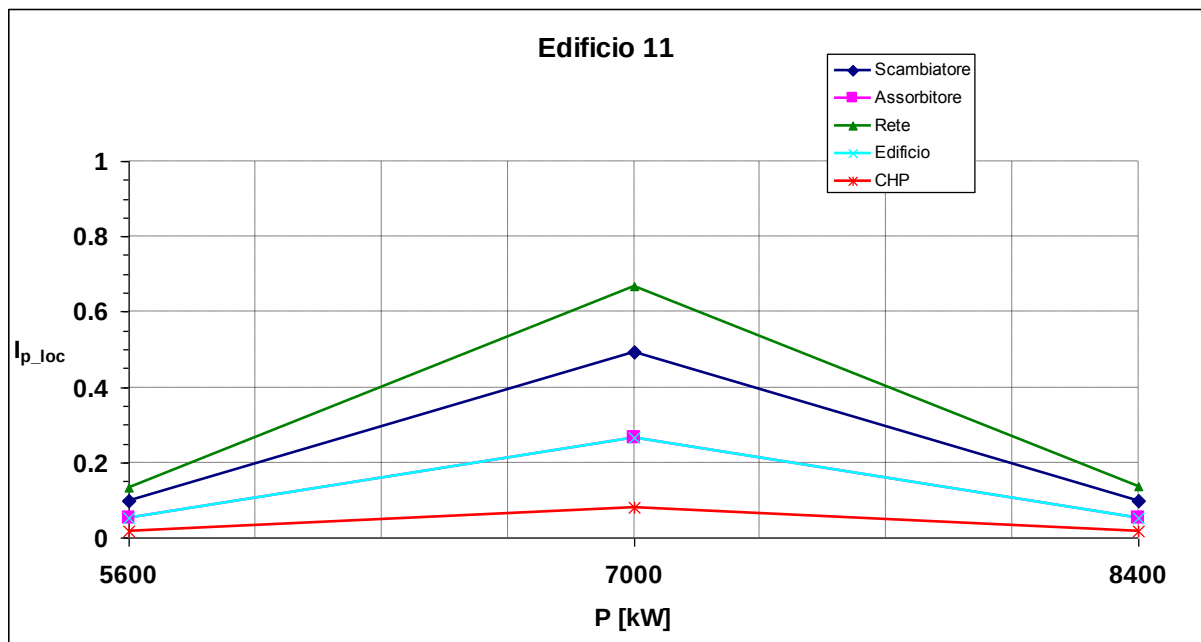


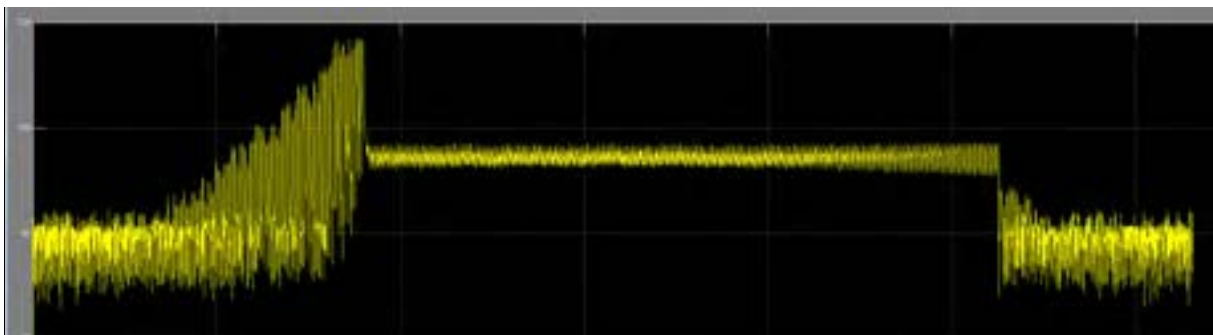
Figura 73. Andamento indice perdita locale Edificio 11

Considerando come sempre l'efficienza locale come un peso dell'efficienza del singolo componente sulla totale, si può osservare come la rete e lo scambiatore siano quelli che più influiscono sull'efficienza globale. Infatti l'efficienza di questi due componenti è sempre tra le più alte tra tutti i componenti. Viene confermato invece che l'efficienza del CHP e dell'assorbitore sono le più basse di tutti: infatti si ricorda che elementi come il CHP, dove c'è in gioco la combustione, sono sempre fortemente penalizzati dall'exergia. Questo infatti è osservabile anche nella configurazione con caldaia, dove questo elemento è quello con l'efficienza più bassa. L'ordine viene rispettato anche nel caso dell'indice di perdita locale come si può osservare nel grafico.

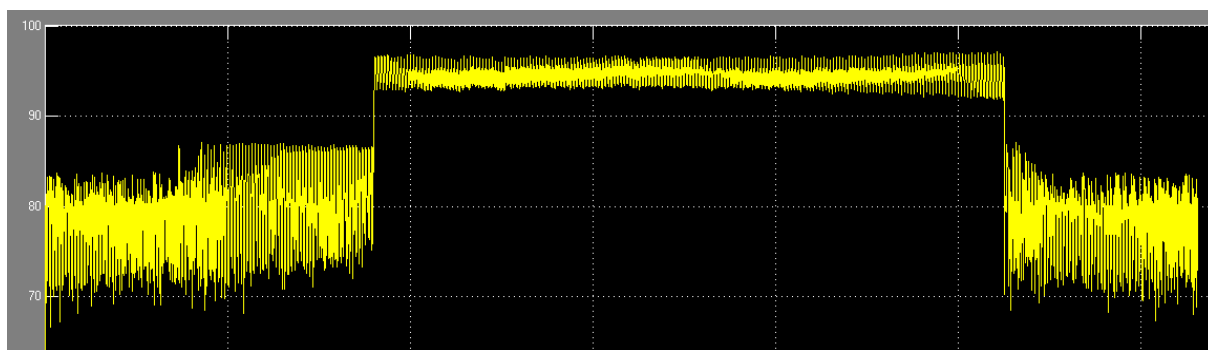
7.1.4 CHP+solare

Le simulazioni con la presenza simultanea del CHP e del campo solare sono state effettuate fissando una potenza per il CHP, pari a 3500 kW, un numero di pannelli, pari a 700, tale da soddisfare le esigenze della rete e con una suddivisione equa della potenza, cercando per prima cosa il volume d'accumulo della rete (VaccCE) ottimo per questa configurazione. Una volta trovato il VaccCE ottimo, si è poi variata la potenza complessiva, potenza del CHP più numero di pannelli, di $\pm 20\%$, tenendo fisso il VaccCE ottimo trovato. Si è partiti da un VaccCE pari a 60 m^3 fino ad arrivare ad un VaccCE di 150 m^3 .

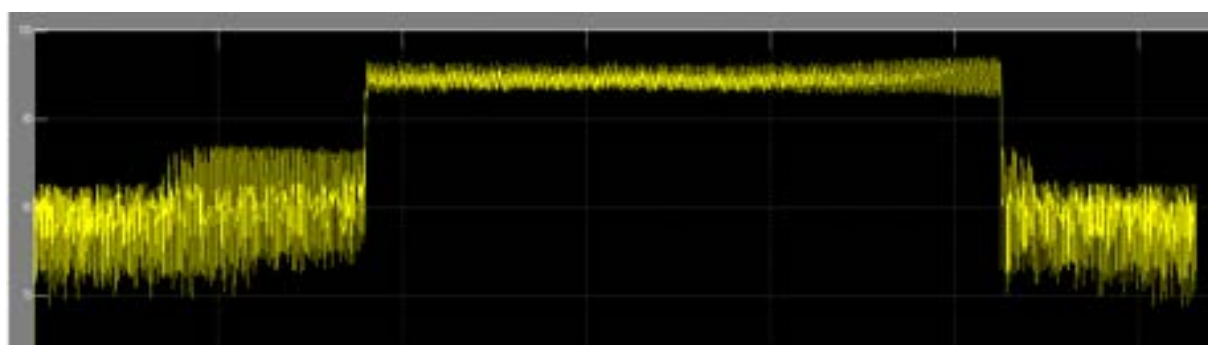
Si sono analizzati contemporaneamente gli andamenti della temperatura dell'accumulo, l'indice di efficienza globale e l'indice di perdita globale al variare del VaccCE (Figure 74-76 e Tabella 20):



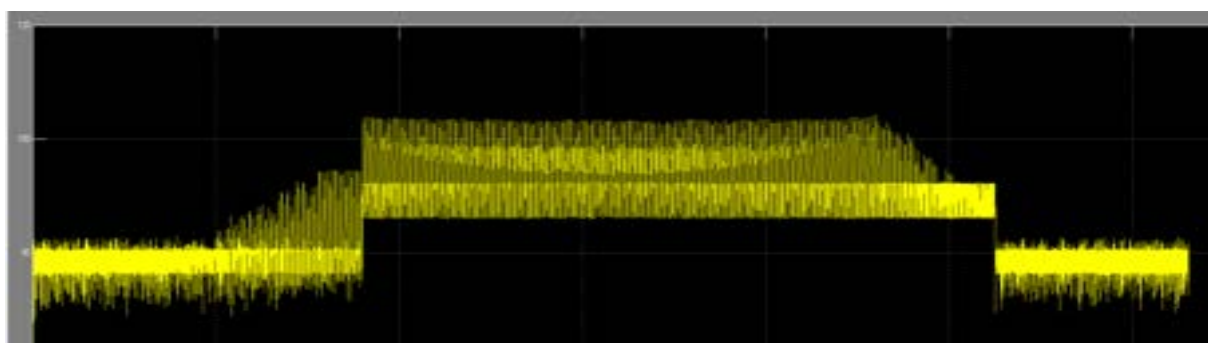
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 74. Andamento della temperatura dell'accumulo: (a) 60 m³, (b) 90 m³, (c) 120 m³ e (d) 150 m³

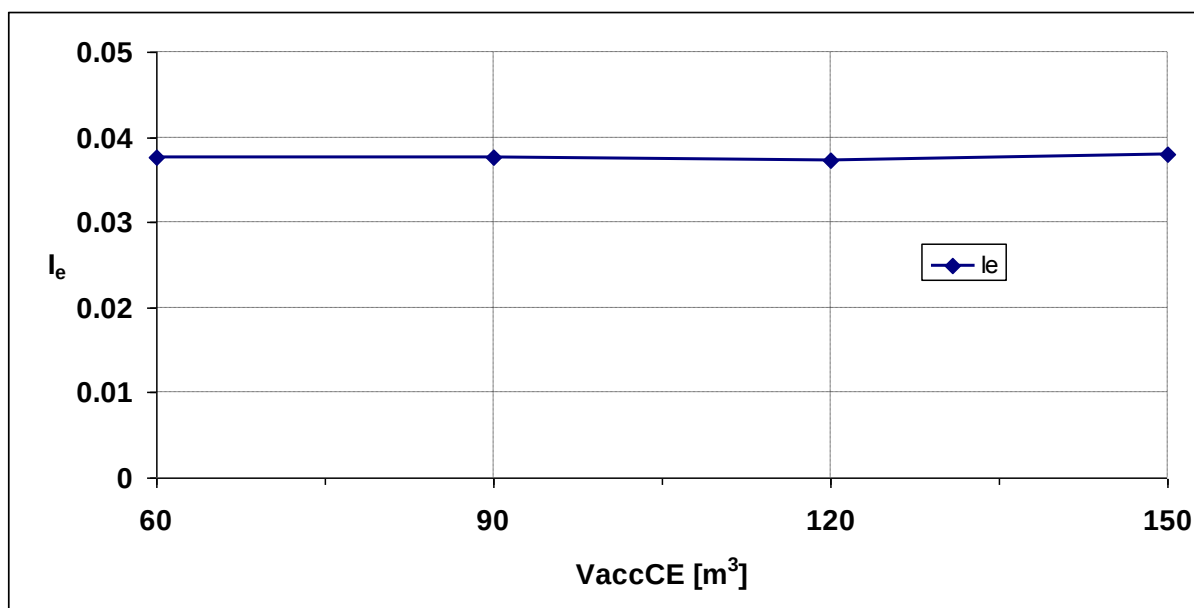


Figura 75. Andamento dell'indice di efficienza globale al variare del volume d'accumulo VaccCE

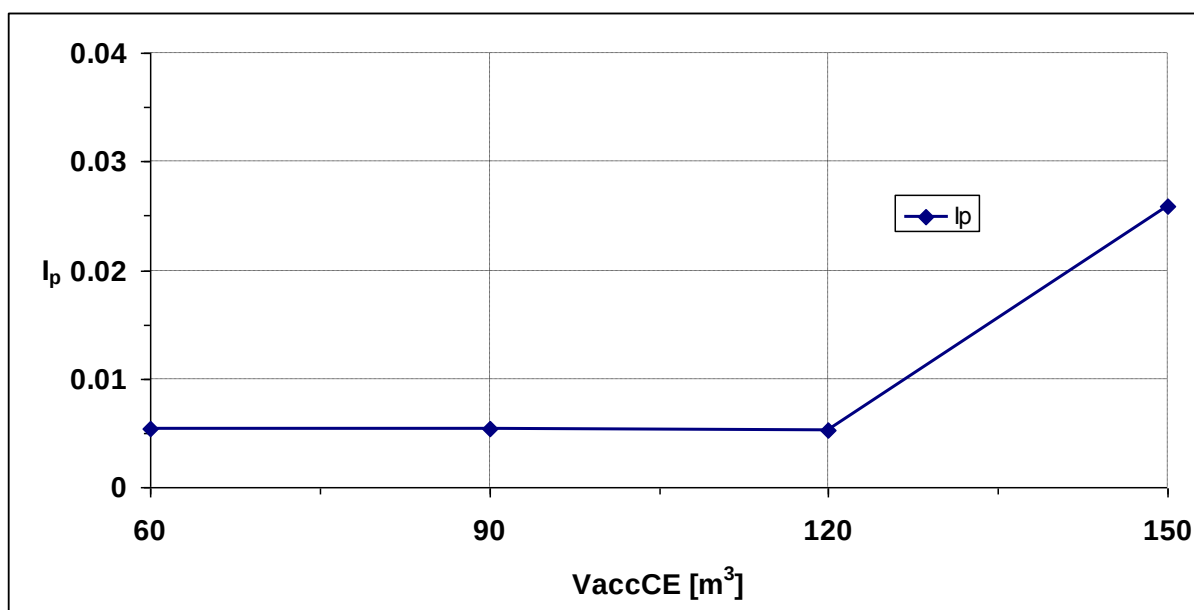


Figura 76. Andamento dell'indice di perdita globale al variare del volume d'accumulo VaccCE

Tabella 20. Valori degli indici globali al variare del volume d'accumulo VaccCE

VaccCE [m³]	I _e	I _p
60	0.03770	0.00536
90	0.03770	0.00536
120	0.03730	0.00524
150	0.03796	0.02594

L'analisi dei tre grafici ha portato alla conclusione che il volume di accumulo migliore sia quello pari a 120 m³, che mostra il miglior andamento della temperatura del tank della rete e come è possibile osservare

mostra un minimo per quanto riguarda l'indice di perdita globale. Infatti come possiamo vedere nel caso di 150 m^3 si hanno delle forti oscillazioni che portano a grandi perdite e dispersioni riportate dall'indice di perdita globale che infatti ha il suo massimo proprio a 150 m^3 . L'utilizzo accoppiato della fonte tradizionale, cioè il CHP, ha modificato profondamente il caso del solare rendendo l'andamento di questa configurazione molto più simile a quello di una fonte puramente tradizionale, come si osserva dall'andamento pressoché costante dell'indice di efficienza globale (come era per il caso del solo CHP e della caldaia).

Dopo aver stabilito il VaccCE ottimo, si è poi variata la potenza di $\pm 20\%$ e di conseguenza anche il numero di pannelli corrispondenti, tenendo fisso il VaccCE ottimo trovato. Le combinazioni per raggiungere i livelli di potenza richiesti sono state: $P_{\text{CHP}} = 2800 \text{ kW}$ con 520 pannelli, $P_{\text{CHP}} = 3500 \text{ kW}$ con 700 pannelli, $P_{\text{CHP}} = 4200 \text{ kW}$ con 840 pannelli. Si sono analizzati gli andamenti degli indici globali (Figure 77-78 e Tabella 21) unitamente alle temperature del tank di rete (Figura 79):

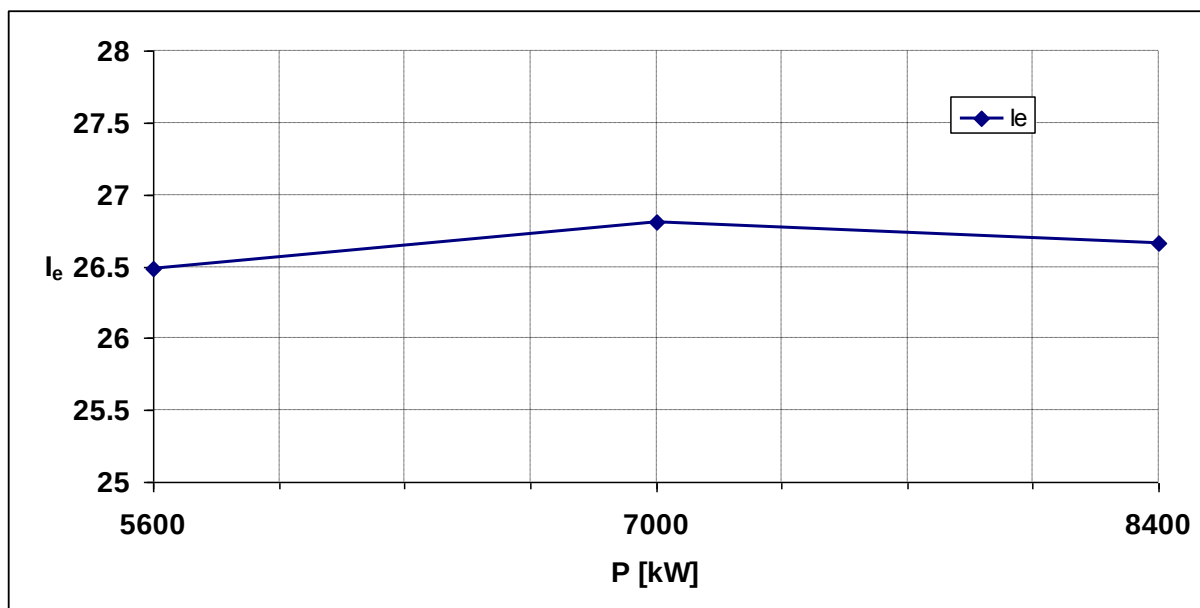


Figura 77. Andamento dell'indice di efficienza globale al variare della potenza di CHP+solare

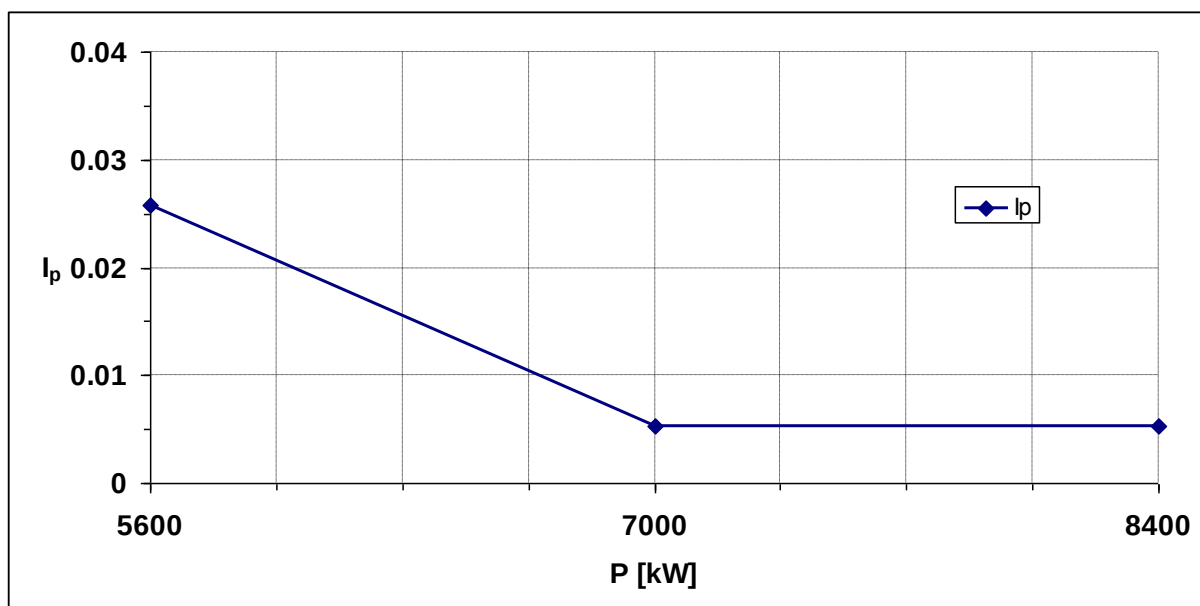
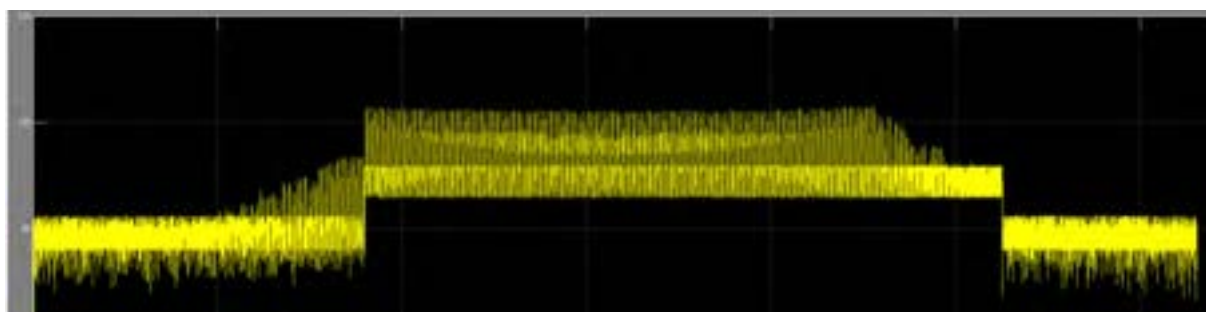


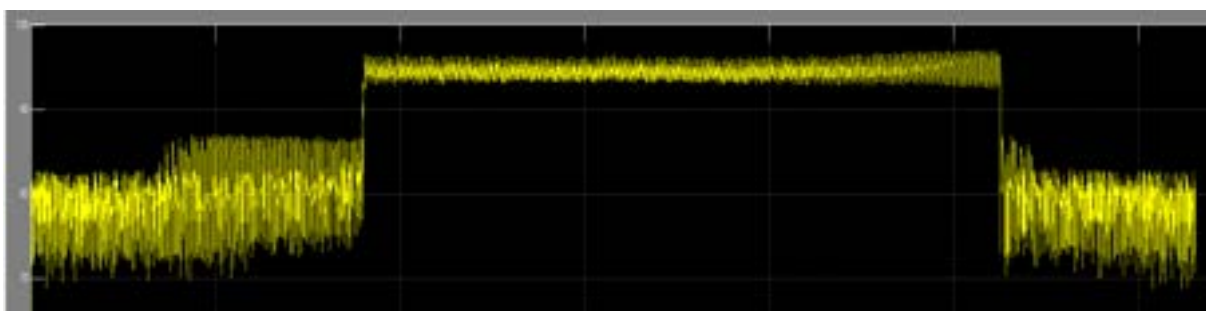
Figura 78. Andamento dell'indice di perdita globale al variare della potenza di CHP+solare

Tabella 21. Valori degli indici globali al variare della potenza di CHP+solare

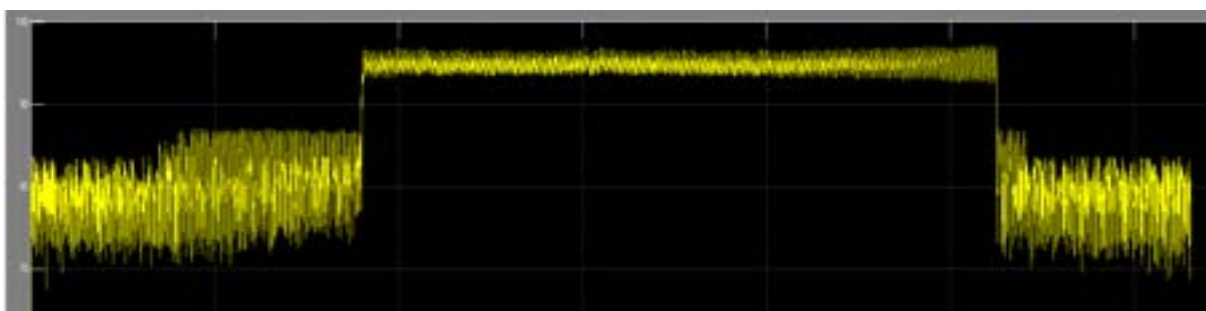
P [kW]	I_e	I_p
5600	0.03775	0.02574
7000	0.03730	0.00524
8400	0.03750	0.00528



(a)



(b)



(c)

Figura 79. Andamento della temperatura del tank della rete: (a) $P_{CHP} = 2800 \text{ kW} + 520$ pannelli, (b) $P_{CHP} = 3500 \text{ kW} + 700$ pannelli e (c) $P_{CHP} = 4200 \text{ kW} + 840$ pannelli

Possiamo osservare come l'indice di efficienza globale mostra un picco nella configurazione da noi considerata come ottimo. Inoltre si osserva come la variazione significativa della temperatura del tank della rete presente nella configurazione con depotenziamento del 20% sia ben messo in evidenza dall'indice di perdita globale, che ha appunto un massimo proprio in questa configurazione. Probabilmente una variazione significativa di questo indice, nella specie un picco o un aumento repentino, può essere visto come un'anomalia nel sistema di controllo dell'erogazione di potenza e di gestione e controllo della temperatura della rete; quindi potrebbe essere utilizzato proprio come strumento di monitoraggio della rete e di rilevamento di eventuali anomalie della stessa.

Vengono ora riportati i grafici (Figura 80-85) di confronto per gli indici locali. Si è deciso di mostrare l'andamento di tutti i componenti per tre edifici (Edificio 1, Edificio 5 e Edificio 11), che rispecchiano ognuno una tipologia di edificio diverso.

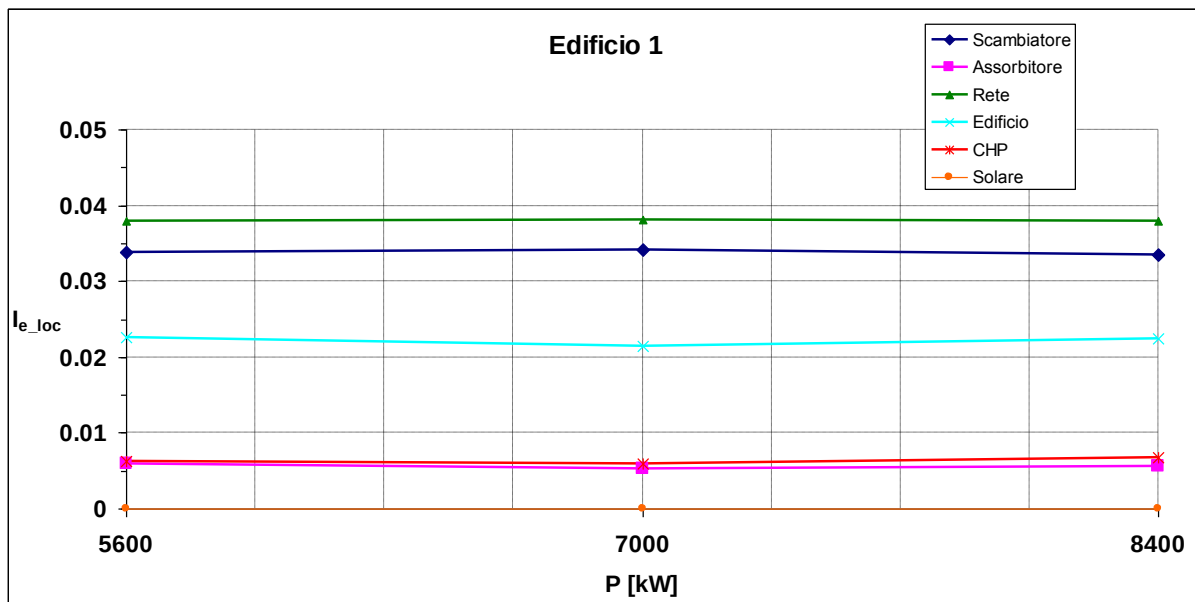


Figura 80. Andamento indice efficienza locale Edificio 1

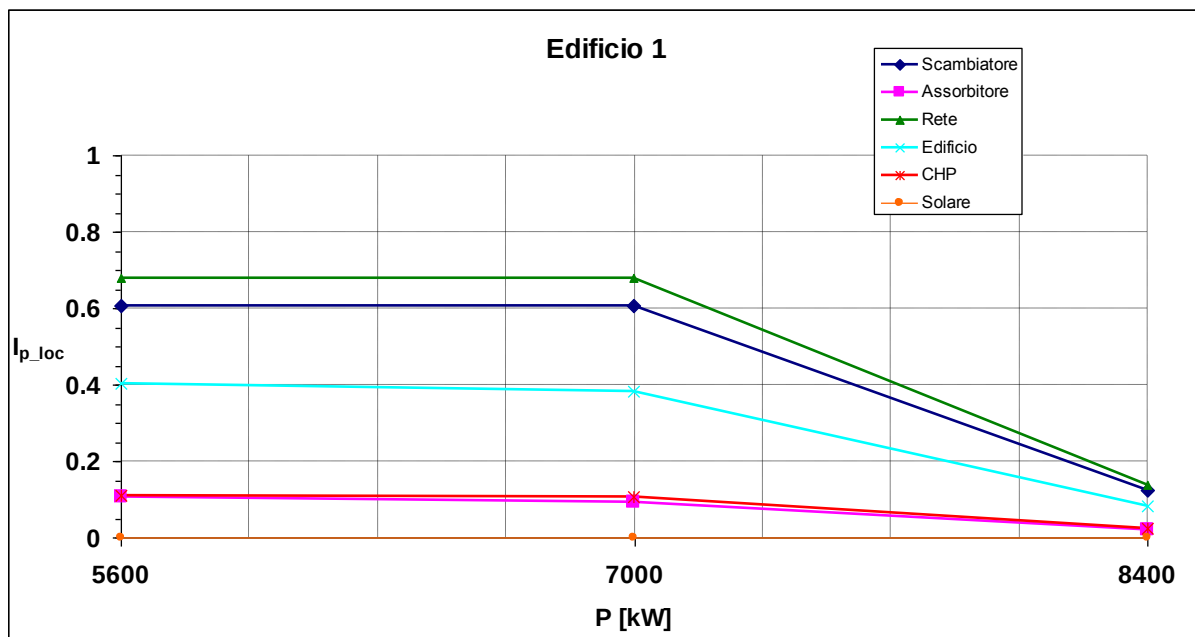


Figura 81. Andamento indice perdita locale Edificio 1

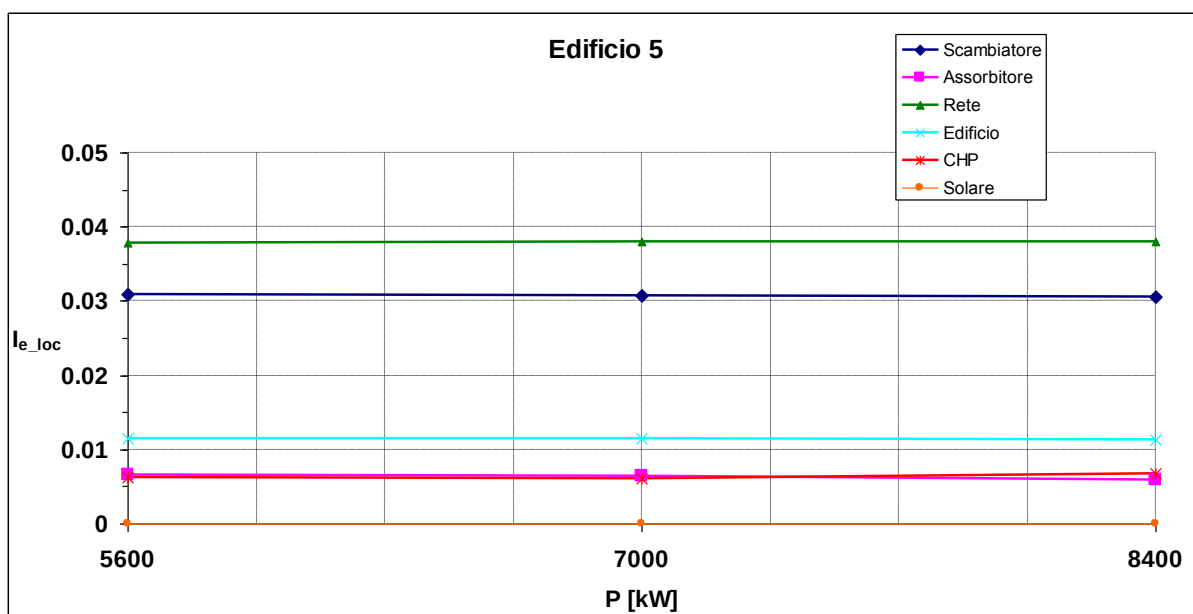


Figura 82. Andamento indice efficienza locale Edificio 5

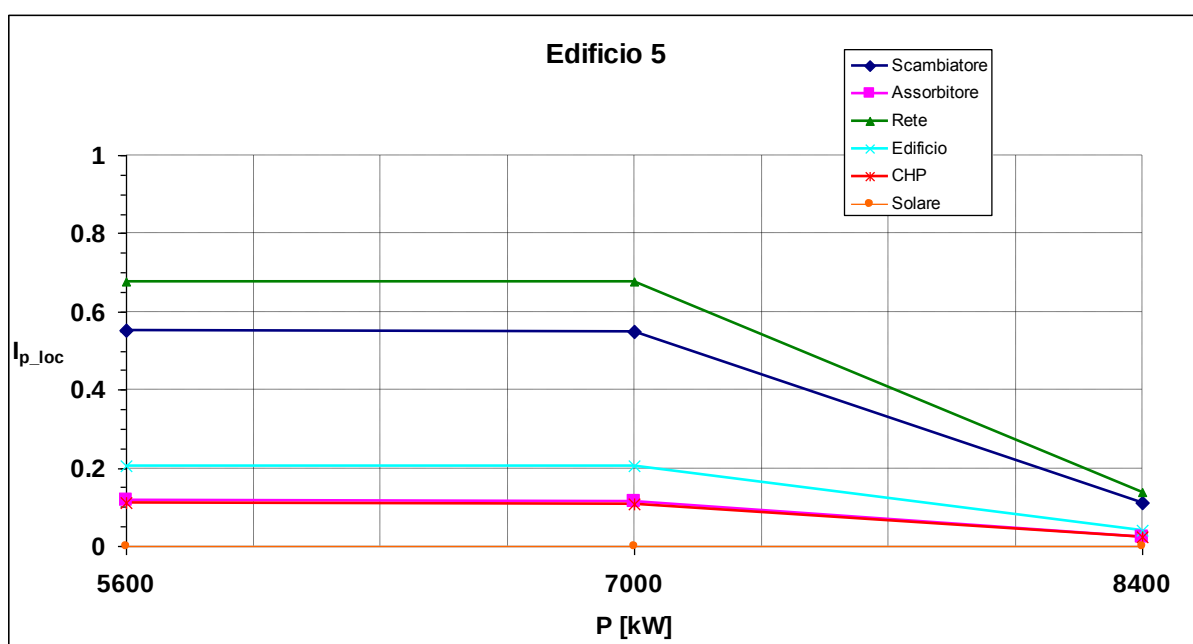


Figura 83. Andamento indice perdita locale Edificio 5

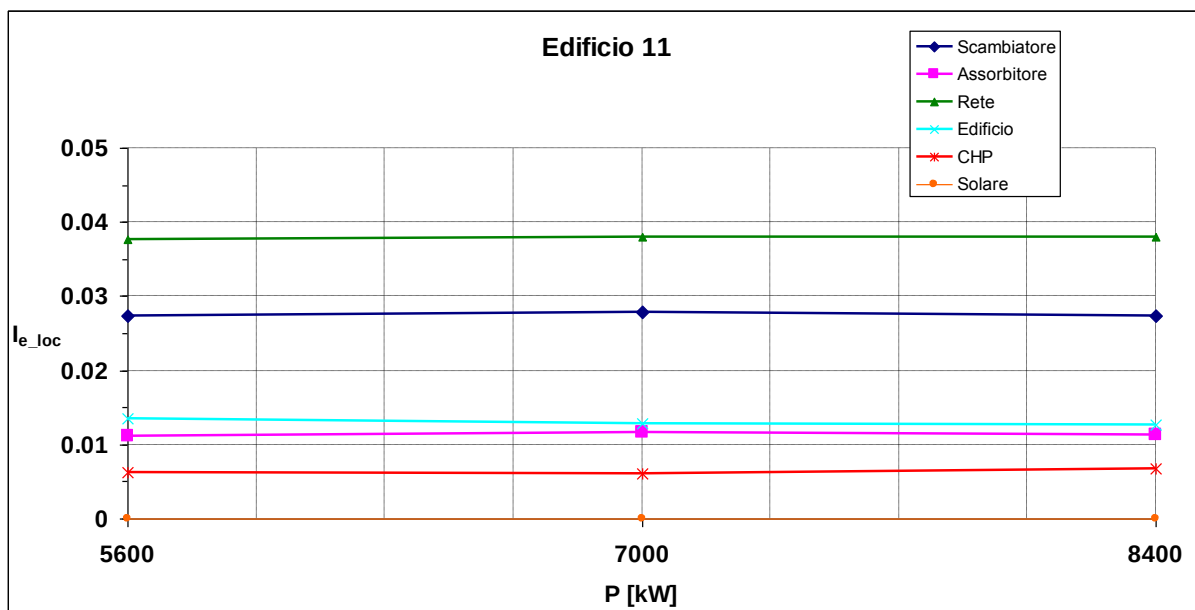


Figura 84. Andamento indice efficienza locale Edificio 11

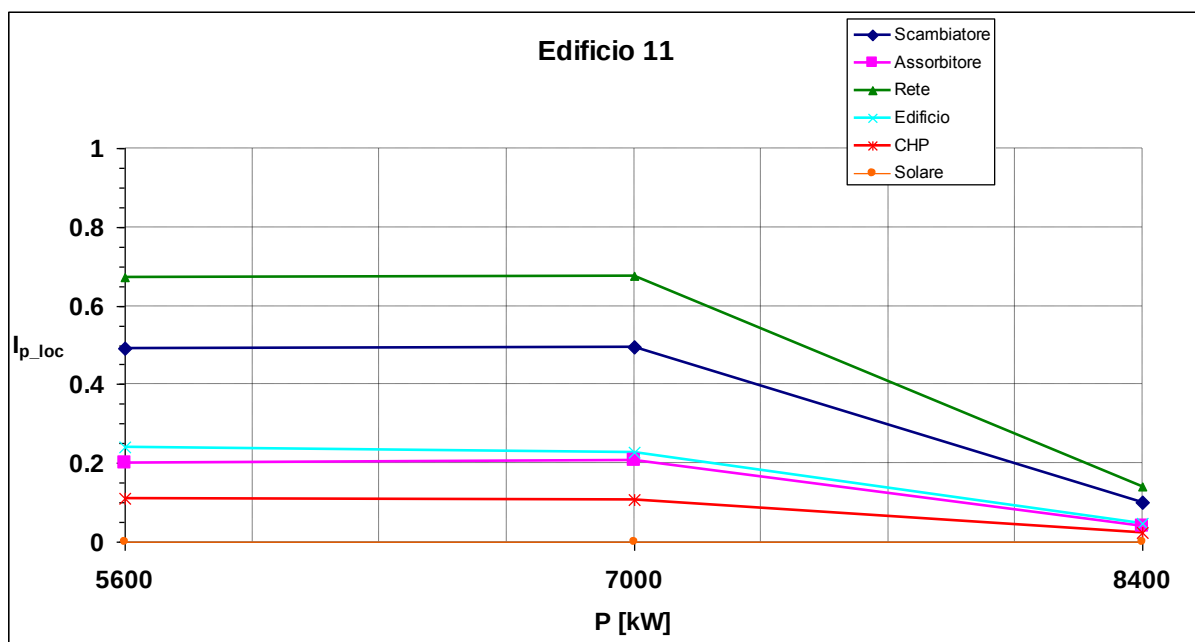


Figura 85. Andamento indice perdita locale Edificio 11

Volendo vedere ancora l'indice di efficienza locale come un peso della singola efficienza sull'efficienza totale, il peso maggiore è sempre dovuto alla rete e in seguito allo scambiatore. L'andamento, anche in questo caso, si mantiene costante e quindi non sembra risentire della variazione del 20% della potenza. Anche per il caso dell'indice di perdita locale "l'ordine di grandezza" resta sempre lo stesso ma si osserva però un crollo repentino dei valori nel caso con la maggiorazione del 20% della potenza. Osserviamo che anche in questo caso, come il solare insieme al CHP appaiano gli elementi con l'efficienza minore.

7.1.5 Confronti

In questo paragrafo verranno confrontati gli indici di efficienza globale e perdita globale per tutti e 4 i sistemi analizzati. Questo si rende necessario per verificare quale configurazione sia la più efficiente e quale componente dia il miglior apporto energetico/exergetico all'intero sistema.

Il confronto tra i vari indici di efficienza globale viene mostrato in Figure 86-87:

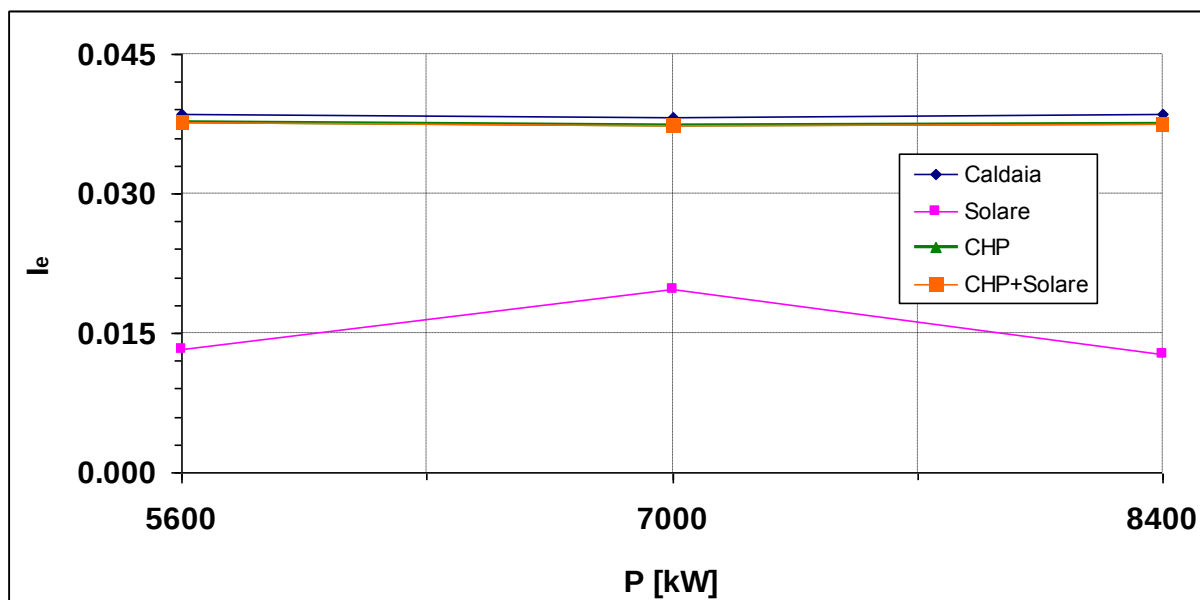


Figura 86. Confronto indici di efficienza globale per i casi simulati

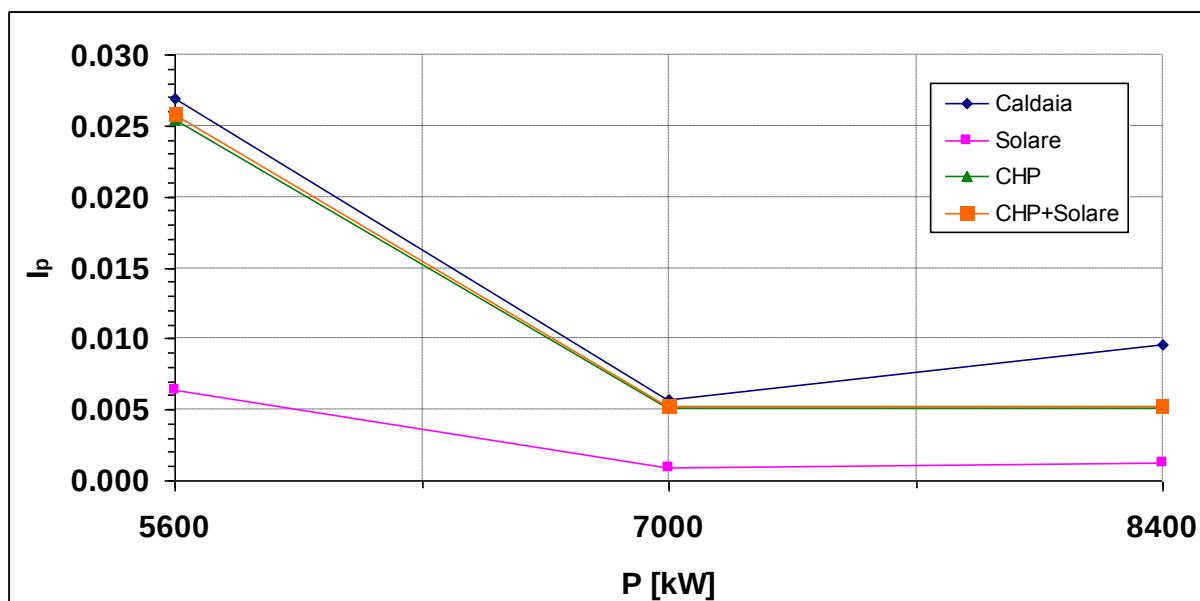


Figura 87. Confronto indici di perdita globale per i casi simulati

Dal grafico dell'indice di efficienza globale si può evincere che la rete più performante è quella alimentata da caldaia. E' molto interessante osservare che le fonti tradizionali mostrano un andamento molto regolare; infatti l'andamento del caso CHP si mantiene abbastanza simile a quello della caldaia come anche il caso CHP+solare. Il caso con solo l'impianto solare ad alimentare la rete risulta essere il meno performante di tutti. Infatti l'instabilità della fonte solare non può che pesare negativamente sull'efficienza globale della rete. Di contro però, possiamo osservare come l'utilizzo anche in piccole dosi di una fonte tradizionale

accoppiata al solare, porti ad un aumento importante dell'efficienza, portando il valore dell'indice di efficienza globale a livello del caso con solo fonte tradizionale.

Il grafico dell'indice di perdita globale mette in evidenza sia le perdite della specifica configurazione utilizzata, sia l'inefficienza. Si può notare che il campo solare si mostra il sistema meno efficiente, ma anche quello con minori perdite; infatti la rete alimentata solo con solare è quella con le temperature più basse e, in alcuni periodi dell'anno, anche non sufficienti al corretto funzionamento della rete. Si può invece osservare come gli altri tre sistemi di alimentazione hanno un andamento molto simile tra loro. Raggiunta la potenza sufficiente al corretto funzionamento della rete, i sistemi di controllo implementati (anche nel caso di campo solare), non permettono l'aumento delle perdite, anche nel caso di un surplus di potenza (questo rende l'indice utile anche per valutare il corretto funzionamento di questi sistemi); nel caso della caldaia si osserva comunque un minimo aumento dell'indice di perdita all'aumentare della potenza dopo quella ottimale.

8 Conclusioni

L'attività svolta e descritta nel presente rapporto consta sostanzialmente di tre parti: definizione e sviluppo di nuovi indici prestazionali che tengano in conto sia dell'approccio con indici energetici convenzionali, sia dell'approccio exergetico già adottato nell'annualità precedente; applicazione di tali indici all'utilizzo di fonti primarie alternative, quali le fonti rinnovabili; scelta di un distretto residenziale realistico; campagna di simulazioni per l'analisi, teorica e numerica, applicando e validando gli indici prestazionali sviluppati, in presenza e in assenza di fonti rinnovabili.

La piattaforma di simulazione sviluppata da ENEA è stata modificata e migliorata, in modo da utilizzare anche le fonti rinnovabili e simulare una rete complessa, più vicina possibile alla realtà, con un numero elevato di edifici. I miglioramenti hanno riguardato anche l'incremento di prestazioni computazionali della rete con la conseguente riduzione dei tempi di simulazione.

L'attività sugli indici di prestazione exergetici di nuova concezione ha consentito di superare le criticità emerse nella scorsa annualità, e le lacune presenti in letteratura. Gli indici comunemente usati per valutare le prestazioni di una rete perdevano di significato nei casi in cui erano presenti fonti rinnovabili, mentre gli indici exergetici esistenti fornivano solamente informazioni sui componenti della rete e non informazioni prestazionali globali. Tale risultato acquista notevole importanza in quanto è possibile poter confrontare reti più o meno complesse, alimentate da qualsiasi fonte, sia fossile che rinnovabile o una combinazione delle due. Insieme a questi indici ne sono stati teorizzati altri a carattere locale, volti a migliorare le informazioni sui singoli componenti della rete stessa. Questi indici sono stati dapprima confrontati con i casi delle vecchie annualità ENEA e poi estesi ad un caso più realistico.

Il distretto residenziale considerato è realistico ed eterogeneo, con caratteristiche che permettono di collocarlo alle latitudini del nord Italia. Si è implementata la rete e tutti i suoi edifici, scegliendo le configurazioni ottimali, tra quelle comunemente presenti nella realtà. È stata effettuata una campagna di simulazioni, variando alternativamente parametri riguardanti la centrale di alimentazione della rete e alcune caratteristiche della rete stessa. Per ogni configurazione si sono calcolati i nuovi indici prestazionali exergetici teorizzati e sono stati messi a confronto per descrivere le prestazioni della rete e dei suoi componenti.

9 Riferimenti bibliografici

1. http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/priorities/sustainable-growth/index_it.htm
2. http://www.gruppohera.it/gruppo/com_media/dossier_tlr/articoli/pagina70.html
3. R. M. E. Diamant, J. McGarry, "Space and District Heating",
4. Report di Ricerca di Sistema Elettrico, RdS/ PAR2013/052.
5. Report di Ricerca di Sistema Elettrico RdS/ PAR2013/056
6. M. Mazza, M. Antinucci, M. Brolis, "Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico" Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile di Modena.

7. Andrea Galliani, Ernesto Pedrocchi, Analisi Exergetica, Ed. Polipress, 2006.
8. T.J. Kotas. The Exergy Method of Thermal Plant Analysis. ed. Krieger Publishing Company. Florida. 1985-1995.
9. Report di Ricerca di Sistema Elettrico, RdS/ 2013/116.
10. A. Sacchi, V. Ferro. Impianti termotecnici. ISEDI. Milano. 1977.