

**POLITECNICO DI TORINO**

**Facoltà di Ingegneria**

**Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare**

**Tesi di Laurea Magistrale**

**Accumulo energetico negli edifici come soluzione per  
l'uso efficiente delle fonti rinnovabili**



***Relatore:***

*prof. Marco Badami*

***Candidato:***

*Antonino Lucifora*

*Luglio 2019*



## *Ringraziamenti*

Un primo grande ringraziamento va al Prof. Marco Badami e al Dott. Gabriele Fambri, per avermi seguito con pazienza e supportato nel periodo di realizzazione di questa tesi, dimostrando una grande professionalità e disponibilità nei momenti di bisogno.

Un particolare ringraziamento va alla famiglia, soprattutto ai genitori che, oltre a finanziare gli studi, in questi mi anni hanno appoggiato ogni mia scelta e sostenuto standomi accanto e spronandomi nei momenti più difficili. Ringrazio mia sorella e Viviana, per il continuo aiuto e sostegno morale mostrato che mi ha spinto ad arrivare fin qui.

Ringrazio i miei nonni, zii e amici per essere stati sempre disponibili a consigliarmi e incoraggiarmi in questi anni.

Infine ringrazio gli amici conosciuti a ingegneria, soprattutto Giovanni, con cui ho condiviso questa importante esperienza di crescita personale e professionale. È anche grazie al loro aiuto fornitomi nei momenti di difficoltà con gli studi se sono arrivato fin qui.



## Abstract

Negli ultimi anni, si è discusso molto del riscaldamento globale causato dall'anidride carbonica prodotta dalle attività antropogeniche. Per far fronte a tale problematica, è necessario ridurre le emissioni in atmosfera. Per questo si sta verificando una transizione energetica che ha determinato una crescita dell'uso delle fonti rinnovabili e che continuerà negli anni a venire. Tuttavia, l'elettricità generata da tali fonti, soprattutto solare fotovoltaica ed eolica, è strettamente dipendente dalle condizioni meteorologiche e risulta, quindi, intermittente nell'arco del giorno e imprevedibile nel medio-lungo termine. L'incontrollabilità di tali fonti rende più difficile la corrispondenza tra domanda e produzione di energia elettrica e, quindi, anche la loro integrazione nel sistema.

L'uso dei sistemi di accumulo energetico e tecniche di demand response può contribuire a mitigare questo problema. Tali sistemi aumentano la flessibilità della domanda, permettendo di traslare nel tempo i carichi in base alla disponibilità di energia rinnovabile. In codesta tesi sono state studiate le potenzialità del Virtual Energy Storage (VES), questa tecnica permette di traslare nel tempo i carichi elettrici per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici tramite la variazione dei setpoint di temperatura interna. In questo modo è possibile accumulare la sovrapproduzione delle rinnovabili negli edifici sotto forma di energia termica e ridurre i consumi nelle ore successive all'accumulo grazie all'inerzia termica degli edifici.

Con lo scopo di conseguire gli obiettivi prefissati, è stato studiato un sistema energetico costituito da unità di produzione da fonti rinnovabili, consumi flessibili (VES) e non. Per analizzare il comportamento termodinamico del VES, è stato realizzato un modello dinamico di edificio in Matlab/Simulink.

Il modello complessivo è stato applicato a un'area urbana di Torino, i cui dati di input sono stati determinati utilizzando il software QGIS e la letteratura.

È stata valutata la potenzialità del VES per aumentare la penetrazione di energia rinnovabile e per stabilizzare i flussi energetici nella rete. È inoltre stata fatta un'analisi di sensitività al variare della potenza fotovoltaica installata e del numero di edifici utilizzati come VES.

Dall'analisi dei risultati è stato dimostrato che il VES è in grado di aumentare la flessibilità del sistema e ottimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili. Questa tecnologia risulta essere vantaggiosa soprattutto in scenari ad alta penetrazione di rinnovabili.

# Sommario

<b>Abstract</b> .....	<b>I</b>
<b>Sommario</b> .....	<b>II</b>
<b>Indice delle figure</b> .....	<b>IV</b>
<b>Indice delle tabelle</b> .....	<b>VIII</b>
<b>CAPITOLO 1 INTRODUZIONE</b> .....	<b>1</b>
1.1 Situazione energetica globale .....	1
1.2 Motivi dello studio.....	2
1.3 Obiettivi dello studio e struttura della tesi.....	3
<b>CAPITOLO 2 SISTEMA ENERGETICO STUDIATO</b> .....	<b>4</b>
2.1 Struttura del sistema studiato da PLANET.....	4
2.2 Virtual Energy Storage (VES).....	5
2.3 Struttura del sistema studiato.....	6
2.3.1 Rete elettrica.....	6
2.3.2 Controllo.....	7
2.3.3 Edifici VES (P2H VES) .....	8
2.3.4 Consumi elettrici obbligati .....	8
2.3.5 Generazione RES .....	8
2.4 Costruzione degli scenari.....	8
2.4.1 Area di intervento.....	8
2.4.2 Carichi elettrici domestici .....	15
2.4.3 Produzione fotovoltaica.....	17
2.4.4 Sistema Power to Heat (P2H).....	20
2.5 Modello complessivo dell'area urbana.....	23
<b>CAPITOLO 3 MODELLI DI EDIFICIO</b> .....	<b>28</b>
3.1 Edifici di riferimento .....	29
3.1.1 Edificio A .....	33
3.1.2 Edificio B .....	35

3.2	Modello 1 .....	37
3.2.1	Ipotesi iniziali .....	38
3.2.2	Modello matematico .....	38
3.3	Modello 2 .....	42
3.3.1	Ipotesi iniziali .....	43
3.3.2	Modello matematico .....	45
	Modello 3 .....	54
3.3.3	Ipotesi iniziali .....	54
3.3.4	Modello matematico .....	55
3.4	Validazione .....	58
3.4.1	Calibrazione iniziale .....	60
3.4.2	Confronto su base mensile .....	62
3.4.3	Confronto su base oraria .....	63
3.5	Selezione del modello da integrare nel caso studio .....	69
	<b>CAPITOLO 4 APPLICAZIONE DEI MODELLI AL CASO STUDIO .....</b>	<b>70</b>
4.1	Consumo e produzione di energia elettrica .....	70
4.1.1	Consumi domestici .....	70
4.1.2	Produzione fotovoltaica .....	71
4.1.3	Consumi delle pompe di calore .....	73
4.1.4	Confronto degli scenari .....	74
4.2	Utilizzo del VES nel caso studio analizzato .....	81
4.2.1	Valutazione dei Key Performance Indicators (KPI) .....	82
4.2.2	Normalizzazione dei Key Performance Indicators (KPI) .....	98
4.3	Osservazioni finali .....	107
	<b>CAPITOLO 5 CONCLUSIONI .....</b>	<b>111</b>
5.1	Lavoro futuro .....	113
	<b>CAPITOLO 6 BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>115</b>

## Indice delle figure

Figura 2.1. Architettura del sistema studiato da PLANET [19].....	5
Figura 2.2. Architettura del sistema energetico studiato .....	6
Figura 2.3. Area della città di Torino selezionata per il caso studio presa da Google Earth (a sinistra) e divisa in otto zone (a destra) .....	9
Figura 2.4. Percentuali di volumi di edifici al variare della tipologia di uso .....	10
Figura 2.5. Numero di edifici al variare della tipologia di uso .....	10
Figura 2.6. Volumi di edifici residenziali al variare dell'epoca di costruzione.....	11
Figura 2.7. Rapporto S/V degli edifici al variare dell'epoca di costruzione.....	11
Figura 2.8. Profilo dei consumi elettrici aggregati residenziali [34].....	16
Figura 2.9. Producibilità annua di fotovoltaico in per unità [40].....	20
Figura 2.10. Schema di funzionamento dei sistemi a pompa di calore [40] .....	21
Figura 2.11. Potenza installata di pompe di calore al variare del numero di edifici .....	23
Figura 2.12. Struttura del modello complessivo considerando una sola zona .....	25
Figura 3.1. Temperatura esterna oraria dell'aria [40].....	28
Figura 3.2. Irradianza solare oraria incidente sul piano orizzontale [40].....	29
Figura 3.3. Edificio A.....	34
Figura 3.4. Edificio B.....	36
Figura 3.5. Schema del modello 1 .....	37
Figura 3.6. Schema dell'involucro nel modello 2 .....	45
Figura 3.7. Schema dei divisori interni nel modello 2 .....	49
Figura 3.8. Schema del nodo dell'aria nel modello 2.....	51
Figura 3.9. Schema del modello 3.....	54
Figura 3.10. Andamento MBE al variare del fattore di calibrazione $k_r$ .....	61
Figura 3.11. Andamento CV al variare del fattore di calibrazione $k_r$ .....	61
Figura 3.12. Confronto fabbisogno energetico su base mensile per l'edificio A.....	62
Figura 3.13. Confronto fabbisogno energetico su base mensile per l'edificio B.....	63
Figura 3.14. Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana invernale.....	65
Figura 3.15. Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana invernale.....	65
Figura 3.16. Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana estiva .....	65
Figura 3.17. Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana estiva .....	66
Figura 3.18. Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana invernale.....	66
Figura 3.19. Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana invernale.....	66
Figura 3.20. Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana estiva .....	67

Figura 3.21. Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana estiva.....	67
Figura 3.22. Dati orari calcolati da Termolog in funzione di quelli simulati dal modello 1 per gli edifici A (a sinistra) e B (a destra) .....	68
Figura 3.23. Dati orari calcolati da Termolog in funzione di quelli simulati dal modello 2 per gli edifici A (a sinistra) e B (a destra) .....	68
Figura 3.24. Dati orari calcolati da Termolog in funzione di quelli simulati dal modello 3 per gli edifici A (a sinistra) e B (a destra) .....	68
Figura 3.25. Confronto fabbisogno energetico giornaliero edificio A calcolato col modello 3 .....	69
Figura 3.26. Confronto fabbisogno energetico giornaliero edificio B calcolato col modello 3 .....	69
Figura 4.1. Energia specifica prodotta dal fotovoltaico.....	72
Figura 4.2. Confronto consumi specifici invernali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES.....	78
Figura 4.3. Confronto consumi specifici estivi al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES.....	78
Figura 4.4. Confronto consumi specifici annuali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES.....	78
Figura 4.5. Confronto energia prelevata e power reverse flow specifici invernali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES ...	79
Figura 4.6. Confronto energia prelevata e power reverse flow specifici estivi al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES .....	80
Figura 4.7. Confronto energia prelevata e power reverse flow specifici annuali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES ...	80
Figura 4.8. Profili orari di consumo e produzione energetica, con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, senza utilizzo del VES).....	82
Figura 4.9. Profili orari di consumo e produzione energetica, con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 100% usato come VES).....	82
Figura 4.10. Profili orari di consumo e produzione energetica, con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 50% usato come VES).....	84
Figura 4.11. Profili orari dei KPI con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 100% usato come VES) ..	84
Figura 4.12. Profili orari di potenza media e istantanea della rete con l'uso del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 50% usato come VES).....	85
Figura 4.13. Surplus di energia rinnovabile accumulata dal VES nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico ....	86
Figura 4.14. Surplus di energia rinnovabile accumulata dal VES nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico ....	87

Figura 4.15. Surplus di energia rinnovabile accumulata dal VES nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico.....	88
Figura 4.16. Consumo di energia non rinnovabile delle pompe di calore nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico.....	89
Figura 4.17. Consumo di energia non rinnovabile delle pompe di calore nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico.....	90
Figura 4.18. Consumo di energia non rinnovabile delle pompe di calore nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico.....	91
Figura 4.19. Reverse power flow nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico.....	92
Figura 4.20. Reverse power flow nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico.....	93
Figura 4.21. Reverse power flow nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico.....	94
Figura 4.22. Varianza della rete elettrica nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico.....	95
Figura 4.23. Varianza della rete elettrica nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico.....	96
Figura 4.24. Varianza della rete elettrica nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico.....	97
Figura 4.25. Energia rinnovabile accumulata dal VES (totale e normalizzato) in funzione del fotovoltaico e del VES nel caso invernale considerando il 50% volume con pompe di calore.....	99
Figura 4.26. Energia rinnovabile accumulata dal VES (totale e normalizzato) in funzione del fotovoltaico e del VES nel caso estivo considerando il 50% volume con pompe di calore.....	99
Figura 4.27. Energia rinnovabile accumulata dal VES (totale e normalizzato) in funzione del fotovoltaico e del VES nel caso annuale considerando il 50% volume con pompe di calore.....	99
Figura 4.28. Consumo non rinnovabile delle pompe di calore (totale e normalizzato) in funzione di PV e VES nel caso invernale, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	101
Figura 4.29. Consumo non rinnovabile delle pompe di calore (totale e normalizzato) in funzione di PV e VES nel caso estivo, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	101
Figura 4.30. Consumo non rinnovabile delle pompe di calore (totale e normalizzato) in funzione di PV e VES nel caso annuale, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	101
Figura 4.31. Reverse power flow in rete (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso invernale, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	103

Figura 4.32. Reverse power flow in rete (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso estivo, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	103
Figura 4.33. Reverse power flow in rete (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso annuale, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	103
Figura 4.34. Varianza della rete elettrica (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso invernale, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	105
Figura 4.35. Varianza della rete elettrica (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso estivo, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	105
Figura 4.36. Varianza della rete elettrica (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso annuale, considerando il 50% volume con pompe di calore.....	105
Figura 4.37. Energia accumulata nel VES se il 50% di edifici ha pompe di calore .....	109
Figura 4.38. Energia prelevata dalla rete dal P2H se il 50% di edifici ha pompe di calore.....	109
Figura 4.39. Reverse power flow in rete se il 50% di edifici ha pompe di calore .....	110
Figura 4.40. Varianza dei flussi energetici nella rete se il 50% di edifici ha pompe di calore.....	110

## Indice delle tabelle

Tabella 2.1. Caratteristiche edifici Torino al variare dell'epoca di costruzione.....	12
Tabella 2.2. Legenda dei dati di input da inserire nei modelli di edifici.....	13
Tabella 2.3. Coefficienti $C_{d,LIM}$ ( $W m^{-3} °C^{-1}$ ) ai sensi del DM 10 marzo 1977 [25].....	14
Tabella 2.4. Dati di input da inserire nei modelli di edifici mantenuti fissi.....	15
Tabella 2.5. Potenza elettrica domestica installata al variare di uso e zone.....	17
Tabella 2.6. Area di basamento per zona al variare della tipologia di edifici.....	18
Tabella 2.7. Potenza di picco fotovoltaica installata per zona al variare dell'area di copertura.....	19
Tabella 2.8. Potenza di P2H installata per zona considerando il 100% degli edifici con pompe di calore.....	23
Tabella 2.9. Modelli totali presenti nel sistema energetico studiato.....	26
Tabella 2.10. Caratteristiche degli scenari considerati.....	27
Tabella 3.1. Coefficienti di correzione per gli scambi termici per trasmissione verso zone non riscaldate [31].....	31
Tabella 3.2. Frazioni convettive consigliati dalla norma [32].....	32
Tabella 3.3. Caratteristiche termofisiche elementi edili edificio A.....	34
Tabella 3.4. Caratteristiche finestre edificio A.....	35
Tabella 3.5. Area dei componenti opachi esposti alla radiazione solare edificio A.....	35
Tabella 3.6. Caratteristiche termofisiche elementi edili edificio B.....	36
Tabella 3.7. Caratteristiche finestre edificio B.....	37
Tabella 3.8. Area dei componenti opachi esposti alla radiazione solare edificio B.....	37
Tabella 3.9. Dati di input degli edifici A e B, modello 1.....	42
Tabella 3.10. Coefficienti di scambio termico superficiale [31],[32].....	44
Tabella 3.11. Dati di input degli edifici, modello 2.....	53
Tabella 3.12. Confronto errori edificio A, modello 1.....	60
Tabella 3.13. Confronto errori edificio B, modello 1.....	60
Tabella 3.14. Confronto errori calcolati su base mensile.....	62
Tabella 3.15. Confronto errori calcolati su base oraria.....	63
Tabella 4.1. Consumi elettrici obbligati annui e stagionali divisi per zone.....	70
Tabella 4.2. Produzione fotovoltaica per zone occupando il 10% dell'area di copertura.....	71
Tabella 4.3. Produzione fotovoltaica per zone occupando il 20% dell'area di copertura.....	71
Tabella 4.4. Produzione fotovoltaica per zone occupando il 30% dell'area di copertura.....	72
Tabella 4.5. Consumo delle pompe di calore considerando l'intero volume dell'area...	73
Tabella 4.6. Valori di energia totale nel periodo di riscaldamento al variare della potenza installata di fotovoltaico e P2H.....	75
Tabella 4.7. Valori di energia totale nel periodo di raffrescamento al variare della potenza installata di fotovoltaico e P2H.....	76

Tabella 4.8. Valori di energia totale nell'anno intero al variare della potenza installata di fotovoltaico e P2H .....	77
Tabella 4.9. Valori di energia totale nell'anno intero al variare della potenza installata di fotovoltaico e pompe di calore .....	102



# CAPITOLO 1

## INTRODUZIONE

### 1.1 Situazione energetica globale

Negli ultimi anni il surriscaldamento del pianeta è un argomento molto diffuso e oggetto di accorate discussioni per via della grande quantità di anidride carbonica rilasciata in atmosfera. Infatti, il Global Energy & CO<sup>2</sup> Status Report redatto dall'AIE stima che, nel 2018, la domanda globale di energia è aumentata del 2,3% rispetto all'anno precedente determinando il ritmo più veloce di questo decennio [1]; il 45% di essa è stata prodotta bruciando gas naturale, mentre le fonti rinnovabili rappresentano il 25%. Le emissioni globali di anidride carbonica sono quindi aumentate dell'1,7%, con 33 Gt di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera [1] e, secondo l'Energy Outlook 2019 della BP, aumenteranno fino a 36 Gt nel 2040 [2].

Il grande rilascio di gas serra in ambiente sta causando dei cambiamenti climatici e il surriscaldamento del pianeta, il quale, secondo l'IPCC, dall'inizio dell'Ottocento il pianeta si è riscaldato di 1°C e si rischia di superare 1,5°C tra il 2030 e il 2050 [3]. Per evitare il raggiungimento di tale valore, le emissioni dovrebbero diminuire sensibilmente, si stima di almeno il 50% [4]. Di conseguenza, molti paesi negli ultimi anni si stanno orientando verso politiche più ambientaliste. Ad esempio, l'Unione europea a seguito del Protocollo di Kyoto [5] nel 2009 ha definito il piano 20-20-20 [6]. Nel 2015 con l'accordo di Parigi, 195 paesi hanno concordato di impegnarsi a mantenere l'aumento globale della temperatura sotto 2°C rispetto al periodo preindustriale, cercando di limitarlo a 1,5°C [7, 8, 9]. Mentre nel 2016, col Clean Energy for all Europeans, l'Unione europea ha fissato i nuovi obiettivi più ambiziosi da raggiungere entro il 2030, come la riduzione del 40% delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al 1990, la riduzione del 27% dei consumi e l'aumento del 27% della produzione di energia da fonti rinnovabile [10]. L'obiettivo principale è, dunque, diminuire le emissioni di gas ad effetto serra del 90% entro il 2050 e puntare così alla decarbonizzazione [11].

In questi anni si sta assistendo quindi a una importante transizione energetica, che vede la produzione da fonti rinnovabili in continua crescita rispetto a quelle fossili [11, 12] e infatti alcuni studi su scenari futuri prevedono che l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili aumenterà ulteriormente negli anni a venire, passando dal 25% dell'attuale consumo globale a circa il 30% nel 2023 [14] ed al 40% nel 2040 [12, 15].

## 1.2 Motivi dello studio

Se da un lato la crescita delle rinnovabili rappresenta la tecnica più efficace per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, dall'altro la loro natura imprevedibile produce notevoli complessità nella gestione delle reti elettriche, in quanto l'intermittenza di tali fonti genera degli sbilanciamenti dovuti alla mancanza di corrispondenza tra domanda e produzione di energia rendendo più difficoltoso l'uso efficiente delle fonti e rischiando di compromettere anche l'affidabilità del sistema elettrico [16, 17, 18].

Attualmente, per far fronte a questa problematica, in mancanza di alternative, si applica il curtailment della produzione in eccesso, riducendo la potenza di produzione delle rinnovabili [19]. Ma se in futuro esse aumenteranno, con questa tecnica si sprecheranno quote significative di energia ed è stato stimato infatti che nel 2030 si potrebbero disperdere 30 TWh [20].

Per evitare il curtailment si può ricorrere all'uso dei sistemi di accumulo, i quali consentono un istantaneo stoccaggio dell'energia in eccesso, oppure migliorare la flessibilità energetica della domanda, cioè aumentare la capacità di adattamento dei consumi energetici alle esigenze della rete e della produzione rinnovabile [16, 17, 21, 22]. Questo può essere fatto utilizzando il Virtual Energy Storage (VES) [23], cioè una tecnica che fornisce flessibilità energetica spostando nel tempo i carichi di riscaldamento e raffrescamento degli edifici, in base alle esigenze della rete e sfruttando anche le capacità di adattamento degli abitanti al clima interno [24]. Quando è richiesta flessibilità da parte della rete, si modifica il setpoint di temperatura dell'edificio, in modo da accumulare l'energia in condizioni più convenienti nella struttura edile del fabbricato, caratterizzata da un'alta inerzia termica. Ciò può avvenire tramite i sistemi Power to Heat (P2H), cioè sistemi che convertono energia elettrica in calore, come le pompe di calore o i riscaldatori elettrici tradizionali.

A tal proposito, nel 2018 è partito un nuovo progetto finanziato dall'Unione europea di nome PLANET che punta proprio a migliorare il grado di flessibilità e l'integrazione delle rinnovabili tramite una gestione più efficiente delle tecnologie di stoccaggio e conversione dell'energia in altri vettori energetici.

### 1.3 Obiettivi dello studio e struttura della tesi

L'obiettivo della presente tesi è quello di inserirsi nell'ambito del progetto PLANET, contribuendo allo sviluppo di un modello matematico che rappresenta un sistema in cui è usato il VES, con lo scopo di fornire un punto di partenza sull'analisi teorica dei potenziali benefici ottenibili dall'uso di questa tecnica. In particolare, verrà utilizzato il modello di un sistema energetico flessibile sviluppato in Matlab/Simulink, dotato di più tecnologie per la conversione dell'energia e che punta a migliorare l'integrazione delle fonti rinnovabili. Esso verrà usato per applicare il bilancio energetico a un aggregato di edifici, in cui le unità di consumo e produzione elettrica sono rappresentate da sistemi Power to Heat (P2H) e generazione rinnovabile locale distribuita (RES). Per considerare l'effetto del VES, è richiesto lo sviluppo di un modello dinamico di edificio, capace di tener conto dell'effetto di accumulo termico nella struttura edile e determinare i fabbisogni energetici richiesti per stabilire i consumi dei sistemi P2H e la flessibilità utilizzabile. Questo verrà quindi inserito nel modello complessivo del sistema studiato, per simulare la presenza del VES in un'area urbana appartenente alla città di Torino.

La tesi sarà quindi strutturata come segue:

- il capitolo 2 mostra la struttura del sistema studiato e l'analisi dell'area urbana selezionata. In base ai dati ottenuti vengono definiti gli scenari da considerare nello svolgimento dei calcoli, costituiti dai consumi domestici obbligati, impianti fotovoltaici e pompe di calore.
- Il capitolo 3 mostra alcuni modelli dinamici di edifici, costruiti in ambiente Matlab/Simulink e predisposti per essere integrati nel modello complessivo del sistema energetico. Per valutare la loro accuratezza, sono mostrate anche le caratteristiche di due diversi edifici, costruiti tramite il software Termolog e usati come riferimento per il calcolo degli errori nella procedura di validazione.
- Il capitolo 4 mostra l'analisi del caso studio, in cui si usa il modello complessivo per svolgere le simulazioni degli scenari e ottenere i principali flussi energetici entranti e uscenti dalla rete elettrica. Vengono svolta inoltre un'analisi di sensitività al variare degli scenari considerati per poter valutare gli effetti conseguenti all'uso del VES su scala urbana.
- Il capitolo 5 mostra conclusioni generali, mettendo in evidenza una breve sintesi del lavoro svolto e dei risultati ottenuti. Infine, è mostrata una breve parte che espone i possibili lavori futuri riguardanti la tematica trattata nella tesi.

## **CAPITOLO 2**

### **SISTEMA ENERGETICO STUDIATO**

In questo capitolo è descritta la struttura del sistema energetico studiato, che punta a fare un uso più efficiente delle fonti rinnovabili intermittenti riducendo al tempo stesso i loro effetti negativi sulla rete elettrica. Infatti, tali risorse non possono essere controllate, in quanto sono variabili nell'arco del giorno e imprevedibili nel medio-lungo termine. Di conseguenza, tendono a generare degli improvvisi picchi di potenza trasferita nella rete di alta tensione (reverse power flow) che può mettere in crisi il sistema di distribuzione. In più, la presenza di sovrapproduzioni rappresenta un uso non efficiente dell'energia disponibile.

#### **2.1 Struttura del sistema studiato da PLANET**

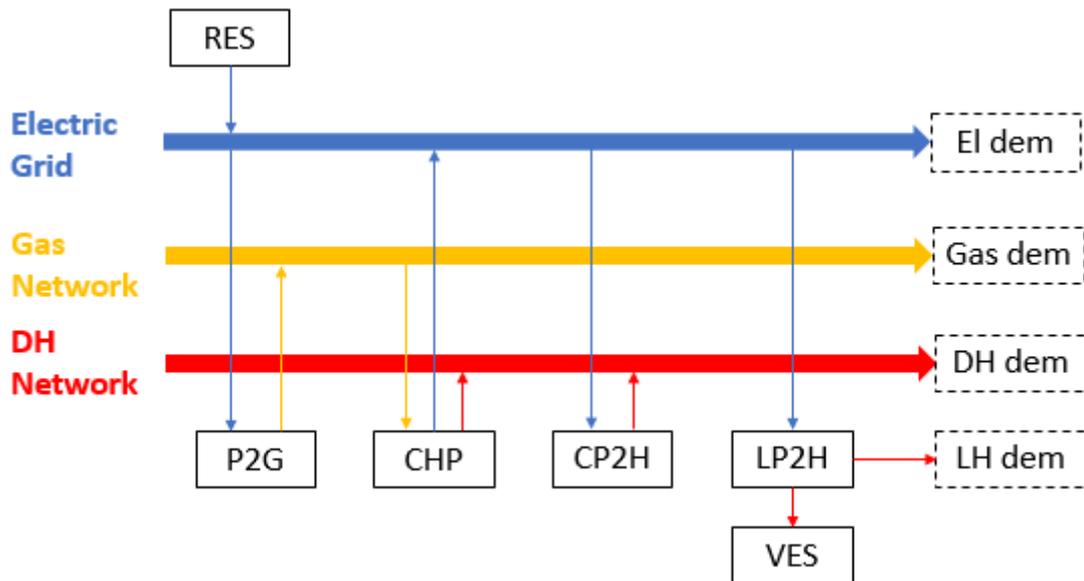
PLANET (PLAnning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy NETworks) è un progetto finanziato dall'Unione europea partito nel 2018.

Ha lo scopo di sviluppare e progettare un sistema di supporto decisionale (DSS) che permetta di migliorare il grado di flessibilità e l'integrazione delle rinnovabili, tramite una gestione più efficiente delle tecnologie di stoccaggio e conversione dell'energia in altri vettori energetici, così da aumentare la sinergia tra le reti di teleriscaldamento, gas ed elettrica.

In Figura 2.1 è rappresentata la struttura del sistema studiato da PLANET, in cui si individuano le seguenti tecnologie:

- produzione rinnovabile intermittente (RES);
- Power to Gas (P2G) per convertire l'energia elettrica in eccesso in idrogeno  $H_2$  tramite l'elettrolisi dell'acqua, per poi farlo reagire con la  $CO_2$  producendo metano sintetico  $CH_4$ ;
- Combined Heat and Power generation (CHP), cioè la cogenerazione o produzione combinata di calore ed energia elettrica utilizzando gas;
- Power to Heat (P2H), per convertire l'energia elettrica in termica tramite pompe di calore o riscaldatori elettrici. Si individua il P2H localizzato (LP2H) e centralizzato (CP2H);

- Virtual Energy Storage (VES), con lo scopo di sfruttare i sistemi di condizionamento per accumulare, in condizioni più vantaggiose, energia termica negli edifici, i quali, grazie alla loro inerzia, mantengono le condizioni interne di comfort nelle ore successive.



**Figura 2.1.** Architettura del sistema studiato da PLANET [19]

## 2.2 Virtual Energy Storage (VES)

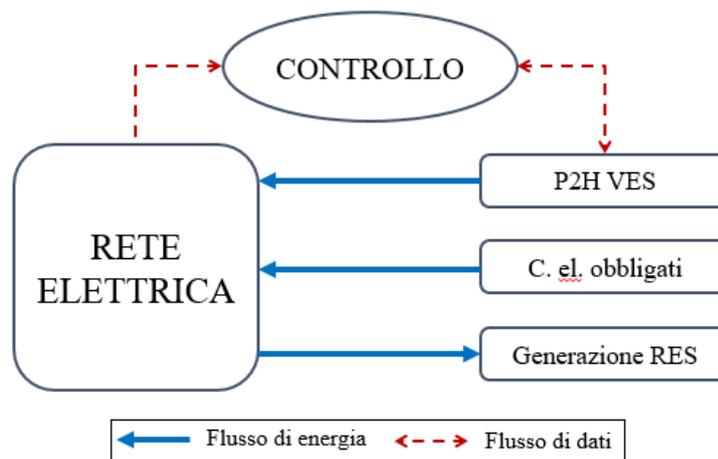
Il VES è una tecnica innovativa che fornisce maggiore flessibilità energetica al sistema tramite la gestione dei carichi di riscaldamento e raffrescamento degli edifici, ottimizzando così l'uso dell'energia.

Più precisamente, utilizzando sensori e strumenti di comunicazione, si applica una determinata strategia di controllo che fa variare, entro un certo range ritenuto accettabile per gli utenti [24], i setpoint di temperatura interna degli edifici dotati di tale sistema. Le strategie di controllo utilizzabili sono molteplici: è possibile minimizzare il costo dell'energia richiesta o massimizzare l'uso delle fonti rinnovabili per migliorarne l'integrazione. In quest'ultimo caso, se c'è sovrapproduzione di energia elettrica da tali fonti, si modifica il setpoint di temperatura interna del VES e si accumula questo surplus energetico sotto forma di energia termica. Quindi, tramite i sistemi P2H, si stocca l'energia in eccesso negli edifici, i quali vengono dunque preriscaldati o preraffrescati evitando, grazie alla loro inerzia termica, il consumo di energia nelle ore successive.

Il VES è una tecnica attualmente in fase di studio per essere applicata su scala urbana, coinvolgendo un aggregato di più edifici in cui un soggetto chiamato aggregatore ne gestisce la flessibilità.

### 2.3 Struttura del sistema studiato

Poiché l'obiettivo della presente tesi è quello di inserirsi nel sopracitato progetto europeo, il modello utilizzato nello studio include soltanto una parte delle tecnologie proposte da PLANET. In particolare, per migliorare l'integrazione dei sistemi RES, ci si focalizza sull'uso del VES tramite l'uso dei sistemi P2H riferendosi alla struttura mostrata nella Figura 2.2.



**Figura 2.2.** Architettura del sistema energetico studiato

#### 2.3.1 Rete elettrica

La rete elettrica riceve in input i consumi e le produzioni di energia all'interno del sistema ed esegue il calcolo dei flussi elettrici al suo interno. Inoltre, essa scambia informazioni col sistema di controllo per identificare la presenza di surplus energetico.

In questo studio si ipotizza la presenza di un solo ramo di media tensione che preleva energia dalla rete di alta tensione per mandarla ai carichi. Quando all'interno dell'area considerata l'energia prodotta è maggiore di quella consumata, l'energia in eccesso viene iniettata nella rete di alta tensione, causando quello che viene detto anche reverse power flow.

Per sviluppare questo studio è stato utilizzato un modello di rete molto semplificato che si basa sul seguente bilancio energetico ipotizzando l'assenza di perdite:

$$E_{rete} = E_{P2H,VES} + E_{el,obb} - E_{RES} \quad (2.1)$$

Dove:

- $E_{rete}$  è il flusso di energia elettrica nella rete misurato in  $W_e$ ;
- $E_{P2H,VES}$  è la potenza richiesta dai sistemi P2H presenti negli edifici e usati per il VES, misurata in  $W_e$ ;
- $E_{el,obb}$  è la potenza richiesta dagli usi elettrici obbligati (non flessibili) misurata in  $W_e$ ;
- $E_{RES}$  è la potenza prodotta localmente da impianti a fonti rinnovabili, misurata in  $W_e$ .

Tale modello semplificato è sufficiente al fine di eseguire questo studio metodologico (più centrato sulle dinamiche del VES che sulla rete elettrica). Ciononostante, l'architettura del sistema è stata costruita in modo da poter sostituire facilmente il modello della rete semplificato con uno più complesso, ad esempio quello sviluppato all'interno del progetto di PLANET, e poter effettuare altri studi sull'effetto del VES sulla rete elettrica.

### 2.3.2 *Controllo*

Il controllo ha il compito di regolare il consumo elettrico degli edifici usati come VES secondo la strategia utilizzata. In questo studio si cerca di massimizzare il uso di energia prodotta da fonti rinnovabili, in base alla presenza o meno di energia prodotta in esubero. Il controllo riceve dagli edifici usati come VES il valore della flessibilità disponibile e, in base alla presenza o meno di sovrapproduzioni energetiche, ne regola il setpoint. Quest'ultimo agisce in modo da garantire che la temperatura interna non esca mai da un range prefissato. In caso di sovrapproduzione viene sfruttata la flessibilità degli edifici in maniera sequenziale: inizialmente viene utilizzato il primo edificio, se la flessibilità offerta da questo non è sufficiente ad assorbire il surplus viene attivato il secondo edificio e così via fino al completo assorbimento della sovrapproduzione o fino alla saturazione degli edifici VES. La saturazione del VES si ha quando tutti gli edifici raggiungono il valore limite di temperatura massimo (periodo di riscaldamento) o minimo (periodo di raffrescamento), non possono quindi accumulare altra energia e la loro flessibilità è nulla.

### *2.3.3 Edifici VES (P2H VES)*

Negli edifici VES la temperatura interna è regolata da impianti P2H. A seconda di quest'ultima, viene valutata la flessibilità dell'edificio definita come la massima e la minima energia che esso è in grado di assorbire, mantenendo la temperatura nel range di accettabilità.

### *2.3.4 Consumi elettrici obbligati*

I consumi elettrici obbligati sono costituiti da tutti quei consumi di energia che non offrono servizi di demand response, cioè lo spostamento dei carichi nel tempo. Quindi non offrono flessibilità energetica alla rete elettrica.

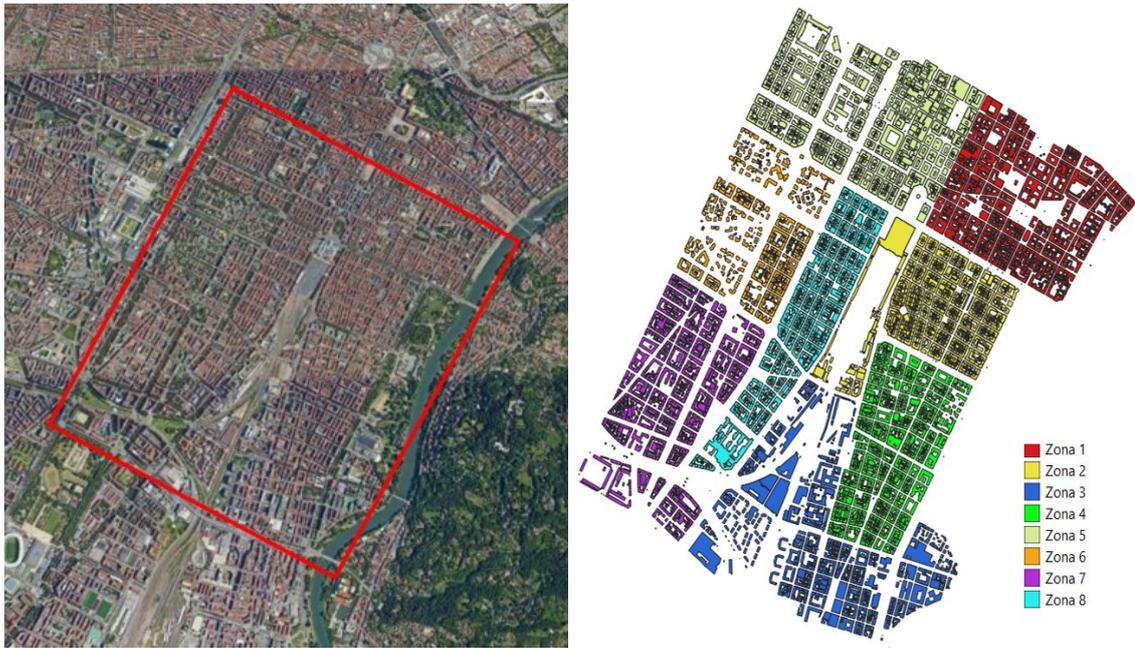
### *2.3.5 Generazione RES*

Costituisce la generazione da fonti rinnovabili intermittenti e non controllabili presenti nel sistema considerato.

## **2.4 Costruzione degli scenari**

### *2.4.1 Area di intervento*

Poiché si vogliono identificare gli effetti del VES funzionante non su un singolo edificio, ma su un aggregato di essi, è stato deciso di selezionare un'area urbana e determinare le caratteristiche degli edifici presenti tramite un software GIS (Geographic Information System). Quest'ultimo, è utile a caratterizzare il patrimonio edilizio di una zona, dal un punto di vista geometrico e morfologico basandosi su informazioni reperibili tramite cartografie storiche, foto aeree e banche dati [25, 26, 27]. L'area selezionata come oggetto dello studio appartiene alla città di Torino ed ha un'estensione di circa 3x2,4 km (Figura 2.3).

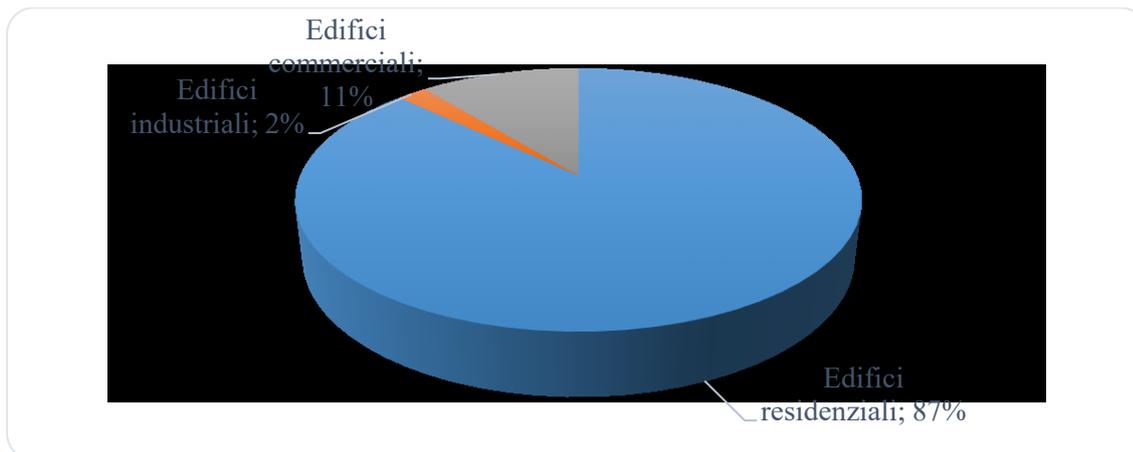


**Figura 2.3.** Area della città di Torino selezionata per il caso studio presa da Google Earth (a sinistra) e divisa in otto zone (a destra)

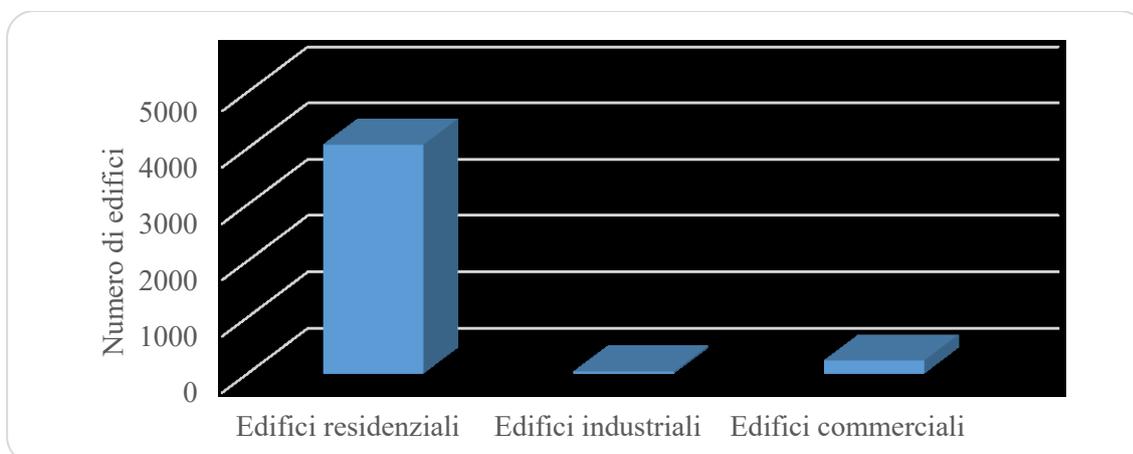
Tramite il software QGIS è stato possibile rilevare i dati degli edifici reali presenti, con lo scopo di determinare gli input del modello da utilizzare per l'analisi del VES. Pertanto, per ogni edificio è stato possibile ottenere i seguenti dati:

- numero di edifici;
- destinazione d'uso (residenziale, industriale, commerciale, etc.);
- epoca di costruzione (<1918, 1918-1945, 1946-1960, 1961-1970, 1971-1980, 1981-1990, 1991-2000, 2001-2005, >2005);
- volume in m<sup>3</sup>;
- area di basamento in m<sup>2</sup>;
- altezza totale in m;
- perimetro in m;
- rapporto di compattezza S/V.

Il volume totale rilevato è  $33,32 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  e come ci si poteva aspettare, essendo stata selezionata una zona di centro città, la maggior parte degli edifici sono di tipo residenziali. Essi rappresentano quasi il 90% di tutto il volume rilevato (Figura 2.4), mentre il settore industriale rappresenta la minoranza assoluta e il commerciale, che include anche altre categorie (scuole, stazione ferroviaria, forze dell'ordine, sede clinica, etc.) è leggermente più diffuso. (Figure 2.4 e 2.5).



**Figura 2.4.** Percentuali di volumi di edifici al variare della tipologia di uso



**Figura 2.5.** Numero di edifici al variare della tipologia di uso

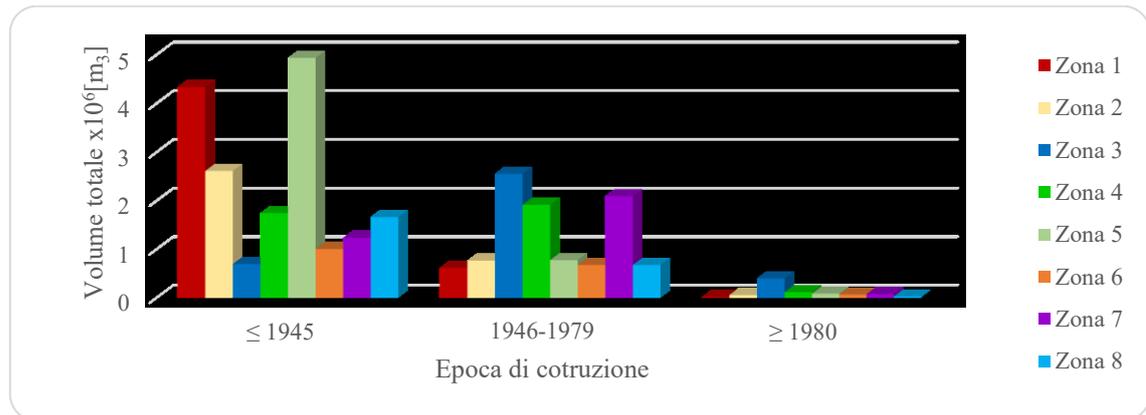
I volumi totali ottenuti sono così ripartiti:

- 29,03  $10^6$  m<sup>3</sup> di edifici residenziali;
- 0,68  $10^6$  m<sup>3</sup> di edifici industriali;
- 3,62  $10^6$  m<sup>3</sup> di edifici commerciali.

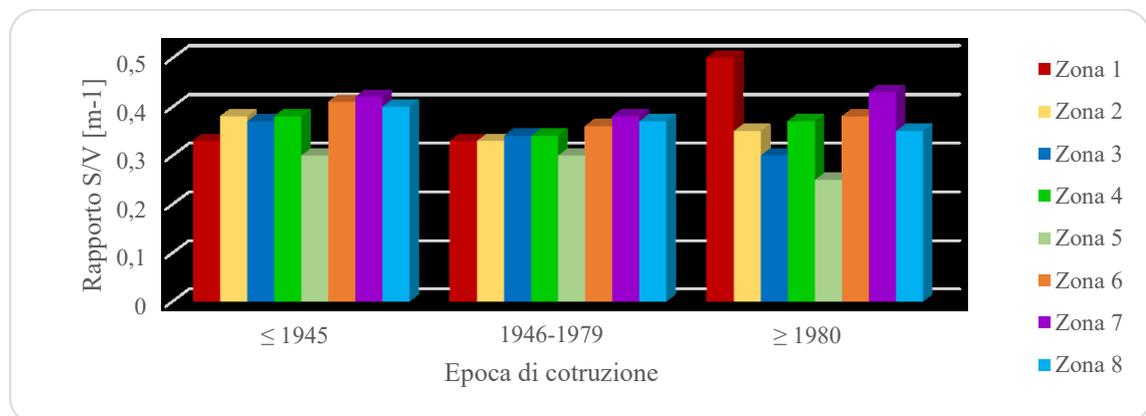
Gli edifici residenziali saranno considerati in maniera aggregata e non in modo individuale per ogni singolo fabbricato, in quanto richiederebbe un lavoro troppo complesso e lungo. Dunque, l'intera area urbana è stata suddivisa in otto zone, ognuna delle quali si ipotizza collegata a un nodo della rete elettrica. Inoltre, ogni zona è stata a sua volta suddivisa in più classi dipendenti dall'anno di costruzione, così da ottenere degli aggregati di edifici con caratteristiche energetiche simili (Figura 2.3), seguendo la suddivisione per epoca proposta in [25]:

- edifici costruiti prima del 1946;
- edifici costruiti tra il 1946 e il 1980;
- edifici costruiti dal 1980.

A partire dal 1980, le caratteristiche degli edifici sono cambiate per via dell'entrata in vigore di leggi sul risparmio energetico sempre più restrittive. Tuttavia, i dati ottenuti da QGIS, mostrano che nella zona considerata, questa categoria di edifici rappresenta una piccola parte sul volume totale e non esercitano, quindi, un'influenza significativa sui risultati finali. Per questo motivo, si è deciso di raggrupparli in un'unica categoria che va dal 1980 in poi, utilizzando le caratteristiche relative agli edifici degli anni '80 (Figure 2.6 e 2.7).



**Figura 2.6.** Volumi di edifici residenziali al variare dell'epoca di costruzione



**Figura 2.7.** Rapporto S/V degli edifici al variare dell'epoca di costruzione

Per poter eseguire le simulazioni degli aggregati, oltre ai dati ottenuti da QGIS sono necessari anche altri parametri geometrici e termofisici, ricavati dalla letteratura e mostrati in Tabella 2.1. La Tabella 2.2 mostra invece la legenda dei simboli utilizzati.

**Tabella 2.1.** Caratteristiche edifici Torino al variare dell'epoca di costruzione

	<b>&lt;1918 – 1945</b>	<b>1946 – 1979</b>	<b>≥1980</b>
<b>V</b>		noto da GIS	
<b>A</b>		noto da GIS	
<b>S/V</b>		noto da GIS	
<b>s [25]</b>	50 cm	35 cm	35 cm
<b>h<sub>n</sub> [25]</b>	3,5 m	3,0 m	3,0 m
<b>ρ*</b>	1400 kg m <sup>-3</sup>	1200 kg m <sup>-3</sup>	1200 kg m <sup>-3</sup>
<b>U [25]</b>	Eq. ( 2.2 )	Eq. ( 2.3 )	Eq. ( 2.4 )
<b>g<sub>gl</sub> [25]</b>	0,85	0,85	0,75
<b>S<sub>v</sub> [25]</b>	$S_v = 1/8 \cdot A_n$	$S_v = 1/6 \cdot A_n$	$S_v = 1/6 \cdot A_n$
<b>η<sub>e,d</sub> [29]</b>	0,84	0,85	0,92

\*la densità ante 1945 è ottenuta dalla media delle stratigrafie degli edifici A e B (Tabelle 3.3 e 3.6) sostituendo le pareti esterne considerate precedentemente con pareti in mattoni pieni (di densità pari a 1800 kg m<sup>-3</sup> [31]). La densità post 1945 è presa direttamente dalle medesime tabelle.

**Tabella 2.2.** Legenda dei dati di input da inserire nei modelli di edifici

<b>LEGENDA:</b>	
<b>V</b>	volume lordo climatizzato in m <sup>3</sup>
<b>V<sub>n</sub></b>	volume interno netto in m <sup>3</sup>
<b>A</b>	superficie di basamento in m <sup>2</sup>
<b>A<sub>n</sub></b>	area netta di pavimento in m <sup>2</sup>
<b>S/V</b>	rapporto di forma
<b>s</b>	spessore medio delle pareti esterne in m
<b>h<sub>n</sub></b>	altezza netta di ogni piano in m
<b>ρ</b>	densità media delle strutture edili in kg m <sup>-3</sup>
<b>U</b>	trasmittanza termica media dell'involucro in W m <sup>-2</sup> K <sup>-1</sup>
<b>U<sub>i</sub></b>	trasmittanza termica media dei muri interni e solai interpiano in W m <sup>-2</sup> K <sup>-1</sup>
<b>g<sub>gl</sub></b>	fattore solare medio dei componenti vetrati
<b>S<sub>v</sub></b>	superficie dei componenti vetrati in m <sup>2</sup>
<b>η<sub>e,d</sub></b>	rendimento dei sottosistemi di emissione e distribuzione
<b>c<sub>m</sub></b>	capacità termica massica in kJ kg <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>
<b>c<sub>int</sub></b>	capacità termica superficiale dell'aria interna e arredamento in kJ m <sup>-2</sup>
<b>n</b>	indice dei ricambi d'aria orari in h <sup>-1</sup>
<b>F<sub>f</sub></b>	rapporto superficiale di telaio dei componenti vetrati per la loro area totale
<b>q<sub>v,int</sub></b>	apporti di calore dovuti alla presenza di sorgenti interne in W m <sup>-2</sup>
<b>α</b>	coefficiente di assorbimento solare delle dei componenti esterni opachi
<b>F<sub>sh</sub></b>	fattore di ombreggiamento medio dovuto alla presenza di ostacoli
<b>S<sub>i</sub></b>	superficie di scambio termico di muri interni e solai interpiano in m <sup>2</sup>
<b>S</b>	superficie disperdente dell'involucro in m <sup>2</sup>
<b>k<sub>v</sub></b>	frazione volumica di aria interna rispetto al volume totale
<b>k<sub>ew</sub></b>	frazione volumica dell'involucro rispetto al volume totale
<b>k<sub>iw</sub></b>	frazione volumica dei muri interni e solai interpiano rispetto al volume totale

Per il calcolo della trasmittanza media degli edifici si fa riferimento all'articolo [25], il quale propone le seguenti formule:

$$U_{<1918-1945} = 0,86 \left(\frac{S}{V}\right)^2 - 1,66 \left(\frac{S}{V}\right) + 1,99 \quad (2.2)$$

$$U_{1946-1979} = 0,69 \left(\frac{S}{V}\right)^2 - 1,22 \left(\frac{S}{V}\right) + 1,66 \quad (2.3)$$

$$U_{\geq 1980} = C_{d,LIM} \cdot \frac{S^{-1}}{V} \quad (2.4)$$

La Tabella 2.3 mostra i coefficienti volumici di dispersione per trasmissione al variare dei gradi giorno e del rapporto di forma S/V [25]. Secondo l'allegato A del DPR 412/93 [28] a Torino i gradi giorno sono 2617 e nel modello sono stati quindi utilizzati i valori di  $C_{d,LIM}$  determinati per interpolazione tra 2101 e 3000 GG.

**Tabella 2.3.** Coefficienti  $C_{d,LIM}$  ( $W m^{-3} \text{ } ^\circ C^{-1}$ ) ai sensi del DM 10 marzo 1977 [25]

Gradi-giorno	S/V						
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
<b>2101</b>	0,45	0,52	0,59	0,66	0,73	0,8	0,87
<b>3000</b>	0,41	0,48	0,54	0,61	0,68	0,74	0,81

Per i sottosistemi di emissione e distribuzione si considerano i rendimenti proposti nell'articolo [29], in cui essi variano a seconda della tipologia di edifici e del loro anno di costruzione. I valori assunti derivano dalla media ottenuta in base alle epoche considerate in Tabella 2.1, e sono relativi agli edifici classificati come blocchi di appartamenti, in quanto nell'area considerata sono presenti principalmente condomini.

Nella definizione del parco edilizio, sono inoltre state applicate le seguenti assunzioni e semplificazioni:

- la superficie delle pareti interne ( $S_i$ ) è considerata il doppio a quella dell'involucro disperdente (S) [30];
- la frazione volumica di aria ( $k_v$ ) è pari a 0,7 e corrisponde al fattore correttivo per calcolare il volume interno netto ( $V_n$ ) avendo noto il volume condizionato lordo [31];
- la frazione volumica di pareti esterne ( $k_{ew}$ ) è calcolata considerando uno spessore di pareti esterne di 50 cm per edifici costruiti fino al 1945, 35 cm per gli anni successivi (Tabella 2.1):

$$k_{ew} = \frac{s \cdot S}{V} \quad (2.5)$$

- La frazione volumica di pareti interne ( $k_{iw}$ ) viene calcolata per differenza:

$$k_{iw} = 1 - k_v - k_{ew} \quad (2.6)$$

- Le superficie vetrata ( $S_v$ ) è ipotizzata ripartita in modo uniforme negli orientamenti;
- la trasmittanza delle pareti interne ( $U_i$ ) è stata settata pari a  $1 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$  perché rappresenta un valore intermedio tra quelli mostrati in Tabella 3.4 e 3.6, ma in generale non influisce molto sulla performance energetica.
- Altri parametri mantenuti costanti al variare dell'epoca sono mostrati in Tabella 2.4.

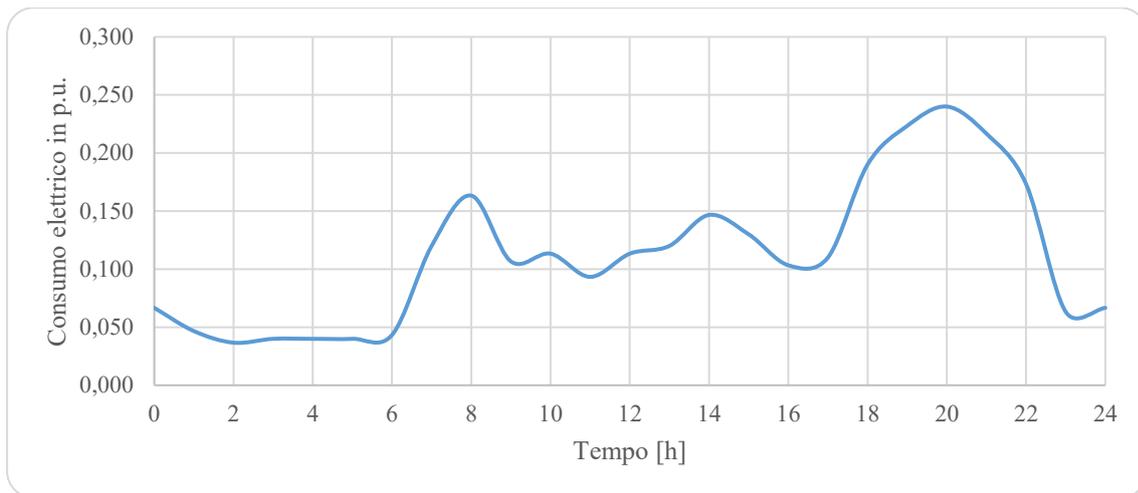
**Tabella 2.4.** Dati di input da inserire nei modelli di edifici mantenuti fissi

parametro	valore
$c_m$	$1,0 \text{ kJ kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$ [31]
$c_{int}$	$10 \text{ kJ m}^{-2}$ di area netta di pavimento [32]
$n$	$0,3 \text{ h}^{-1}$ [29]
$F_f$	$0,2$ [29]
$q_{v,int}$	$7,3 \text{ W m}^{-2}$ di pavimento netto [25]
$\alpha$	$0,6$ (colore medio) [32]
$F_{sh}$	$0,7$ [25]

#### 2.4.2 Carichi elettrici domestici

Gli usi elettrici domestici determinano l'energia elettrica consumata non dipendente dalle condizioni climatiche esterne. Essi sono obbligati perché non spostabili nel tempo, cioè non è possibile anticiparli o ritardarli per adattare l'utenza alle esigenze della rete e fornire maggiore flessibilità energetica.

Nel caso residenziale, innanzitutto si determina la potenza installata tramite il numero di abitazioni presenti, ipotizzando un'area media di ogni appartamento di  $75 \text{ m}^2$  [33] e una potenza installata di  $3 \text{ kW}$ /appartamento. L'energia consumata si calcola applicando, per ogni giorno dell'anno, il profilo orario proposto dall'articolo [34], il quale contiene l'andamento della richiesta elettrica media giornaliera riguardante un'utenza domestica (Figura 2.8).



**Figura 2.8.** Profilo dei consumi elettrici aggregati residenziali [34]

Per lo svolgimento dei calcoli, tale profilo è stato modificato per essere misurato in per unità, così da poter ottenere il consumo elettrico aggregato moltiplicandolo direttamente per la potenza installata e integrandolo nel tempo.

$$E_{el,dom} = \int_{t=0}^{t=8760} P_{el,dom} \cdot p_{el,dom}(t) \cdot dt \quad (2.7)$$

In cui:

- $E_{el,dom}$  equivale all'energia misurata in  $Wh_e$ ;
- $P_{el,dom}$  equivale alla potenza elettrica totale installata e misurata in  $W_e$ ;
- $p_{el,dom}(t)$  equivale al valore istantaneo del profilo di consumo elettrico misurato in per unità;
- $dt$  equivale all'intervallo di tempo misurato in ore.

**Tabella 2.5.** Potenza elettrica domestica installata al variare di uso e zone

<b>Zona</b>	<b>Residenziale [MW<sub>e</sub>]</b>
<b>1</b>	56,6
<b>2</b>	39,1
<b>3</b>	41,4
<b>4</b>	43,0
<b>5</b>	66,1
<b>6</b>	19,3
<b>7</b>	38,8
<b>8</b>	26,9
<b>Totale</b>	<b>331,2</b>

La potenza totale installata per i consumi domestici è pari a 331,2 MW<sub>e</sub>. Non sono stati considerati i consumi industriali e commerciali perché essi rappresentano una piccola quota rispetto agli edifici residenziali e per la scarsa disponibilità di dati affidabili. Tuttavia, in lavori futuri, dove si ricercherà un maggiore livello di dettaglio, sarà opportuno prenderli in considerazione.

#### *2.4.3 Produzione fotovoltaica*

Per valutare l'effetto del VES è necessario considerare una sorgente di energia prodotta da fonti rinnovabili intermittenti, così da mettere in evidenza la loro natura incontrollabile e imprevedibile che ne rende più complessa l'integrazione nel sistema elettrico. Verrà pertanto considerata la presenza di un impianto fotovoltaico sulla copertura di ogni edificio, la cui potenza installata sarà calcolata dopo aver stimato la superficie di tetto disponibile per i pannelli.

Sono stati fatti diversi studi a riguardo che includono l'uso di software GIS [35, 36]; in questo caso si farà riferimento agli articoli [37, 38], in cui sono proposte delle apposite procedure di calcolo che prevedono l'uso dell'area di basamento degli edifici ricavata da QGIS mostrata in Tabella 2.6.

**Tabella 2.6.** Area di basamento per zona al variare della tipologia di edifici

<b>Zona</b>	<b>Area bas. residenziale [m<sup>2</sup>]</b>	<b>Area bas. industriale [m<sup>2</sup>]</b>	<b>Area bas. commerciale [m<sup>2</sup>]</b>
<b>1</b>	292.680,0	4.770,0	77.170,0
<b>2</b>	222.218,0	354,0	44.581,0
<b>3</b>	245.634,0	69.934,0	36.446,0
<b>4</b>	254.239,0	0,0	15.689,0
<b>5</b>	362.580,0	2.801,0	35.531,0
<b>6</b>	145.476,0	0,0	2.491,0
<b>7</b>	269.066,0	1.690,0	4.200,0
<b>8</b>	185.767,0	296,0	42.143,0
<b>Totale</b>	<b>1.977.659,0</b>	<b>79.845,0</b>	<b>258.253,0</b>

L'area disponibile si calcola quindi tramite la formula [37]:

$$S_{PV} = \frac{A}{\cos(\theta)} \cdot (1 - D_{tot}) \cdot C_{COV} = \frac{A}{\cos(\theta)} \cdot 0,431 \cdot 0,45 \simeq 0,2 \cdot \frac{A}{\cos(\theta)} \quad (2.8)$$

In cui:

- A rappresenta l'area di basamento degli edifici in m<sup>2</sup> ricavata con QGIS e mostrata in Tabella 2.5;
- $\theta$  rappresenta l'angolo di inclinazione dei tetti pari a 30° per gli edifici industriali e 20° per quelli residenziali e commerciali [37];
- $D_{tot}$  rappresenta un coefficiente adimensionale di riduzione pari a 0,569 utilizzato per tener conto di effetti che riducono la superficie disponibile;
- $C_{COV}$  rappresenta un ulteriore coefficiente adimensionale di riduzione pari a 0,45, utile a considerare lo spazio libero da lasciare tra i pannelli per evitarne l'ombreggiamento reciproco.

L'area di tetti disponibile risulta essere di circa il 20% di quella totale [37].

Nel tetto di ogni edificio si ipotizza di installare pannelli contenenti celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, con rendimento nominale dei moduli pari a 17% in condizioni standard (irradianza = 1000 W m<sup>-2</sup> e temperatura = 25 °C). Tale rendimento corrisponde a un'area occupata di 6 m<sup>2</sup>/kW<sub>e</sub> di picco installato [39]. Inoltre, per considerare un range

di scenari più ampio, in questo studio verrà considerata un'area occupata da fotovoltaico che varia dal 10% al 30%.

Nota l'area di tetto disponibile  $S_{PV}$ , si determina la potenza installata:

$$P_{PV} = \frac{S_{PV}}{6} \quad (2.9)$$

In Tabella 2.7 è mostrata la potenza installata occupando il 10%, 20% e 30% dell'area dei tetti con questa tipologia di impianti.

**Tabella 2.7.** Potenza di picco fotovoltaica installata per zona al variare dell'area di copertura

Zona	<b>P<sub>PV</sub></b>	<b>P<sub>PV</sub></b>	<b>P<sub>PV</sub></b>
	<b>(10% dei tetti)</b>	<b>(20% dei tetti)</b>	<b>(30% dei tetti)</b>
	<b>[MWe]</b>	<b>[MWe]</b>	<b>[MWe]</b>
<b>1</b>	6,7	13,3	20,0
<b>2</b>	4,7	9,5	14,2
<b>3</b>	6,3	12,7	19,0
<b>4</b>	4,8	9,6	14,4
<b>5</b>	7,1	14,2	21,4
<b>6</b>	2,6	5,3	7,9
<b>7</b>	4,9	9,8	14,6
<b>8</b>	4,0	8,1	12,1
<b>Totale</b>	<b>41,2</b>	<b>82,4</b>	<b>123,6</b>

Come per gli usi elettrici obbligati, anche in questo caso viene considerato un profilo orario ottenuto da [40]. Esso corrisponde alla produzione fotovoltaica di un impianto sito nella città di Torino con le seguenti caratteristiche:

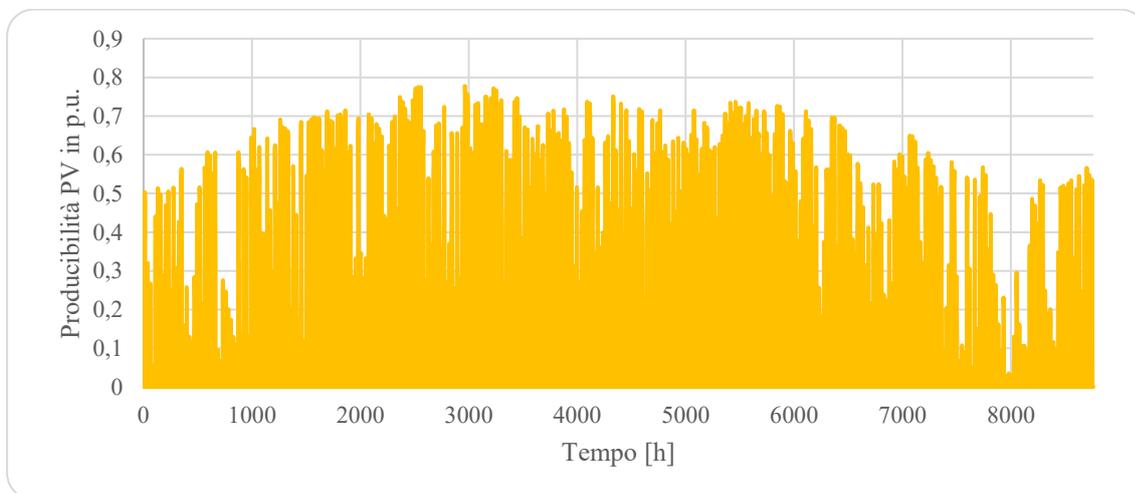
- potenza nominale di 1 kW<sub>e</sub>, in modo da avere un profilo misurato in per unità da moltiplicare direttamente per la potenza totale installata;
- angolo di azimut corrispondente all'orientamento verso sud;
- inclinazione rispetto al piano orizzontale di 20°, in quanto è stato ipotizzato che la maggior parte degli edifici abbia la copertura con questa inclinazione.

L'energia elettrica prodotta viene calcolata tramite la formula:

$$E_{PV} = \int_{t=0}^{t=8760} P_{PV} \cdot p_{PV}(t) \cdot PR \cdot dt \quad (2.10)$$

In cui:

- $E_{PV}$  equivale all'energia elettrica generata in  $MWh_e$ ;
- $P_{PV}$  equivale alla potenza fotovoltaica totale installata, misurata in  $MW_e$ ;
- $p_{PV}(t)$  equivale al valore istantaneo del profilo di consumo elettrico misurato in per unità;
- $PR$  equivale al performance ratio, pari a 0,75 [36], utile e a considerare alcuni fattori che ne riducono l'efficienza, come:
  - l'effetto della temperatura;
  - le perdite per riflessione;
  - la presenza di polvere e sporcizia;
  - la resistenza elettrica dei cavi;
  - le perdite dell'inverter;
  - l'angolo di azimut (orientamento) non ottimale.
- $dt$  equivale all'intervallo di tempo misurato in ore;



**Figura 2.9.** Produttività annua di fotovoltaico in per unità [40]

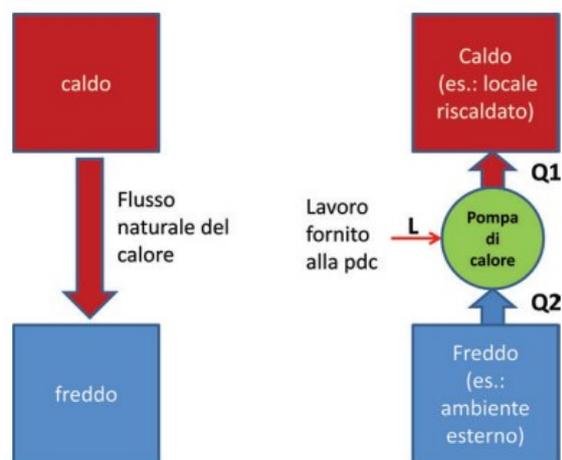
#### 2.4.4 Sistema Power to Heat (P2H)

Con il termine P2H si intende “Power to Heat”, cioè un sistema capace di convertire energia elettrica in termica da utilizzare per il condizionamento invernale ed estivo degli edifici. I sistemi P2H presentano l'utilità di poter utilizzare il surplus di elettricità prodotta

dalle fonti rinnovabili per il VES, evitando il curtailment e diminuendo il reverse power flow che aumenta le instabilità della rete.

Fanno parte di questa categoria i tradizionali riscaldatori elettrici a resistenza, oppure le pompe di calore [19, 40]. I primi sono sistemi che sfruttano l'effetto Joule, cioè la produzione di calore in un conduttore attraversato da corrente elettrica.

Le pompe di calore, invece, consumano energia elettrica per trasferire quella termica dall'ambiente esterno verso quello interno, allo scopo di riscaldare gli edifici nelle stagioni invernali (viceversa nelle stagioni estive). Lo schema principale di funzionamento di tali sistemi è mostrato in Figura 2.10.



**Figura 2.10.** Schema di funzionamento dei sistemi a pompa di calore [40]

Le pompe di calore sono molto più performanti se comparate ai riscaldatori elettrici tradizionali [42, 43] e per questo motivo, nello studio proposto, i sistemi P2H sono costituiti esclusivamente da pompe di calore, ipotizzando che siano installati negli edifici residenziali.

È però importante mettere in evidenza che, seppur meno efficienti, i riscaldatori elettrici tradizionali potrebbero ugualmente contribuire a offrire servizi di demand response, cioè servizi di flessibilità ottenuti traslando nel tempo la domanda di energia elettrica.

Le assunzioni fatte per i sistemi P2H sono le seguenti:

- potenza installata di riscaldamento ( $Q_{th}$ ) calcolata tramite la formula [44]:

$$Q_{th} = 1,3 \frac{(0,175 \cdot V + U \cdot S)(20 - T_p)}{1000} \text{ [kW}_t\text{]} \quad (2.11)$$

In cui

- $T_p$ : temperatura di progetto invernale, pari a  $-8^\circ\text{C}$  per Torino [45];

- U: trasmittanza termica media dell'involucro  $\left[\frac{W}{m^2K}\right]$ .
- In riscaldamento le pompe di calore funzionano tra le ore 6:00 e le 22:00 di ogni giorno [46];
- COP è fissato a 4 [47, 48];
- potenza installata di raffrescamento pari a quella di riscaldamento;
- EER è fissato a 3 [48];
- consumi elettrici invernali ed estivi sono determinati secondo le formule:

$$P_{H,el} = \frac{Q_H}{\eta_{e,d} \cdot COP} \quad (2.12)$$

$$P_{C,el} = \frac{Q_C}{\eta_{e,d} \cdot EER} \quad (2.13)$$

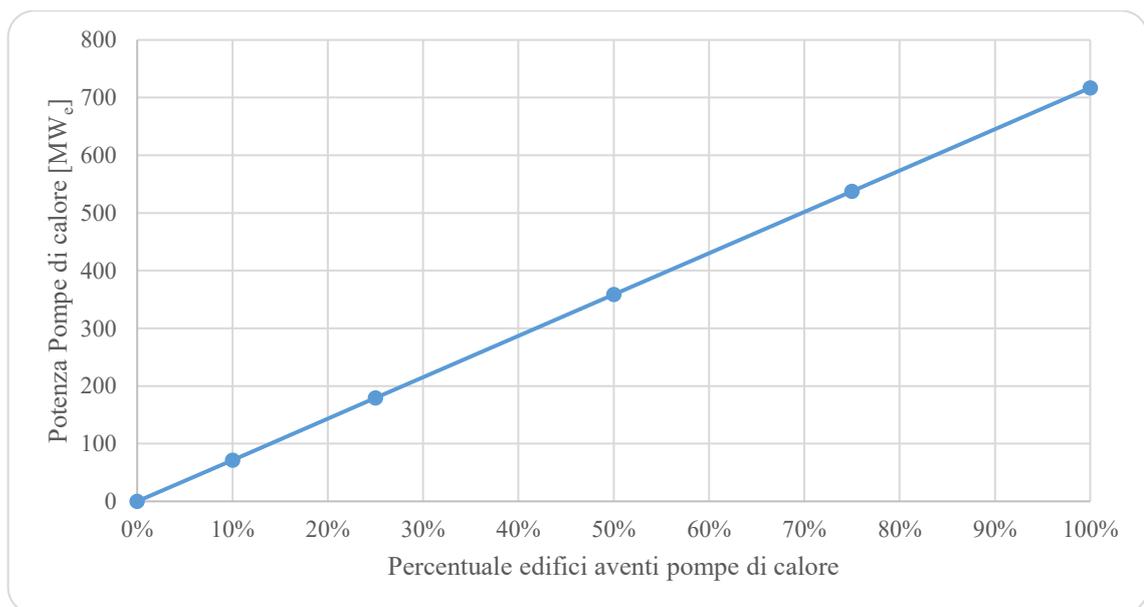
In cui:

- $Q_H$  e  $Q_C$  costituiscono il fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento in kWh<sub>t</sub> determinati tramite un modello dell'edificio;
- $\eta_{e,d}$  costituisce il rendimento dei sottosistemi di emissione e distribuzione [29];
- COP costituisce il coefficiente di prestazione considerato nel periodo di riscaldamento;
- EER costituisce il rapporto di efficienza energetica considerato nel periodo di raffrescamento.

In Tabella 2.8 è mostrata la potenza massima installabile nell'area di Torino considerata corrispondente al 100% degli edifici residenziali dotati di pompa di calore. Nel caso in cui si considerasse una percentuale minore, essa cambierà in modo lineare fino ad annullarsi (Figura 2.11). Inoltre, per poter considerare più scenari diversi tra loro, nell'analisi dei risultati, questa percentuale verrà variata tra 0% e 100%.

**Tabella 2.8.** Potenza di P2H installata per zona considerando il 100% degli edifici con pompe di calore

<b>Zona</b>	<b>P<sub>P2H</sub></b> <b>[MW<sub>e</sub>]</b>
<b>1</b>	121,5
<b>2</b>	88,3
<b>3</b>	84,7
<b>4</b>	83,0
<b>5</b>	133,8
<b>6</b>	45,4
<b>7</b>	87,7
<b>8</b>	62,5
<b>Totale</b>	<b>717,0</b>



**Figura 2.11.** Potenza installata di pompe di calore al variare del numero di edifici

## 2.5 Modello complessivo dell'area urbana

Facendo riferimento alla Figura 2.12, in questo paragrafo viene definito il modello complessivo che sarà utilizzato per analizzare gli effetti del VES e che dovrà tener conto della suddivisione in zone ed epoche dell'area di Torino considerata.

Poiché non è possibile simulare il comportamento termodinamico di ogni singolo fabbricato, gli edifici sono stati raggruppati per tipologia e simulati in maniera aggregata

sotto l'ipotesi semplificata che tutti quelli appartenenti allo stesso aggregato si comportino allo stesso modo.

Per prima cosa gli edifici sono stati suddivisi in zone come mostrato in Figura 2.3. All'interno di ogni zona, essi sono stati raggruppati per epoca di costruzione (come spiegato nel paragrafo 2.4.1, sono state selezionate tre diverse epoche), in modo da poter attribuire ad ogni aggregato i corretti parametri costruttivi caratteristici dell'anno di costruzione. Inoltre, gli edifici sono stati ulteriormente divisi tra quelli dotati di pompa di calore utilizzati come VES, e quelli con pompa di calore non utilizzati come VES. I fabbricati non dotati di pompa di calore non sono stati compresi perché il loro consumo termico non influisce sul bilancio elettrico dell'area considerata.

Le caratteristiche geometriche dell'aggregato di edifici ( $V$  e  $S/V$ ) dotati di pompa di calore sono state valutate come segue:

$$V_{HP,VES,zona_i,epoca_j} = \frac{\%HP \cdot \%VES}{100} \sum_{k=1}^{n \text{ edifici zona}_i,epoca_j} V_{edificio_k} \quad (2.14)$$

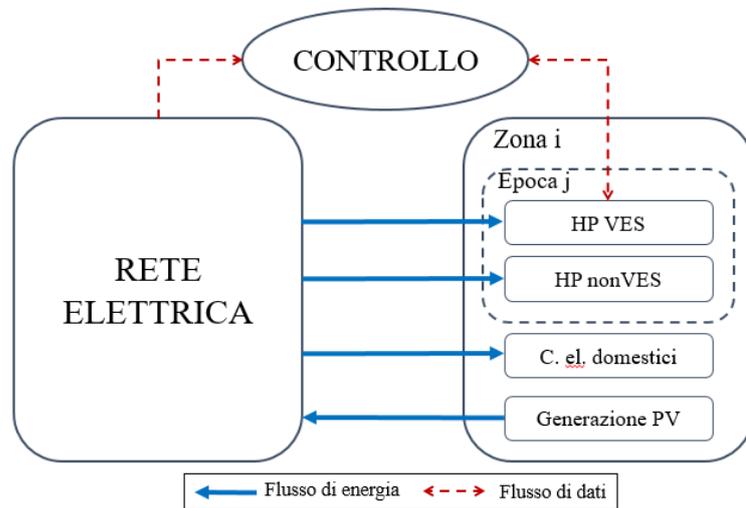
$$\begin{aligned} V_{HP,nonVES,zona_i,epoca_j} &= \\ &= \frac{\%HP \cdot (100 - \%VES)}{100} \sum_{k=1}^{n \text{ edifici zona}_i,epoca_j} V_{edificio_k} \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$\begin{aligned} S/V_{HP,VES,zona_i,epoca_j} &= S/V_{HP,nonVES,zona_i,epoca_j} = \\ &= \frac{\sum_{k=1}^{n \text{ edifici zona}_i,epoca_j} S_{edificio_k}}{\sum_{k=1}^{n \text{ edifici zona}_i,epoca_j} V_{edificio_k}} \end{aligned} \quad (2.16)$$

in cui:

- $V_{VES,zona_i,epoca_j}$  è il volume totale in  $m^3$  dell'aggregato di edifici appartenenti alla zona  $i$  e all'epoca  $j$ , aventi pompe di calore utilizzate per il VES;
- $V_{nonVES,zona_i,epoca_j}$  è il volume totale in  $m^3$  dell'aggregato di edifici appartenenti alla zona  $i$  e all'epoca  $j$ , aventi pompe di calore non utilizzate per il VES;
- $S/V_{VES,zona_i,epoca_j}$  è il rapporto  $S/V$  medio dell'aggregato di edifici appartenenti alla zona  $i$  e all'epoca  $j$ , aventi pompe di calore utilizzate per il VES;
- $S/V_{nonVES,zona_i,epoca_j}$  è il rapporto  $S/V$  medio dell'aggregato di edifici appartenenti alla zona  $i$  e all'epoca  $j$ , aventi pompe di calore non utilizzate per il VES;
- $V_{edificio_k}$  è il volume lordo in  $m^3$  dell'edificio  $k$  appartenente alla zona  $i$  e all'epoca  $j$ ;

- $S_{\text{edificio}_k}$  è la superficie disperdente in  $m^2$  dell'edificio  $k$  appartenente alla zona  $i$  e all'epoca  $j$ ;
- %HP è la quota percentuale di edifici con pompe di calore;
- %VES è la quota percentuale di edifici con pompe di calore utilizzate per il VES.



**Figura 2.12** Struttura del modello complessivo considerando una sola zona

Nella Figura 2.11 è mostrata la struttura del sistema prendendo in considerazione la generica zona  $i$  e l'epoca di costruzione  $j$  in cui si trovano i seguenti componenti:

- rete elettrica alla quale si allacciano produttori e consumatori;
- controllo per la gestione a distanza del VES;
- aggregato di edifici dotati di pompe di calore utilizzate per il VES (HP VES), collegati al controllo per la gestione dei setpoint;
- aggregato di edifici dotati di pompe di calore che non vengono utilizzate per fornire flessibilità al sistema (HP non VES);
- consumi elettrici domestici, descritti dalla domanda aggregata di energia relativa alla sola zona di appartenenza, in quanto essi non dipendono dall'epoca di costruzione ma solo dal numero di appartamenti residenziali presenti.
- Produzione fotovoltaica, descritta dalla generazione aggregata di energia relativa alla sola zona di appartenenza, in quanto essa non dipende dall'epoca di costruzione ma solo dalla superficie di tetti disponibile.

Poiché il modello complessivo è a sua volta composto da più tipi di modelli e l'area urbana di Torino selezionata è stata suddivisa in 8 zone, a loro volta composte da 3 gruppi

dipendenti dall'anno di costruzione degli edifici, la Tabella 2.9 mostra i modelli totali presenti nel sistema utilizzato per lo studio.

**Tabella 2.9.** Modelli totali presenti nel sistema energetico studiato

<b>n<sub>totale</sub></b>	<b>tipo di modello</b>
<b>1</b>	modello di rete elettrica
<b>1</b>	sistema di controllo
<b>8x3 = 24</b>	modelli di edifici con pompe di calore usate per il VES (HP VES)
<b>8x3 = 24</b>	modelli di edifici con pompe di calore non usate per il VES (HP nonVES)
<b>8</b>	utenze elettriche di consumi aggregati domestici
<b>8</b>	generatori fotovoltaici

Inoltre, il controllo, in mancanza di surplus, mantiene la temperatura dei VES ai valori base di 20°C (periodo di riscaldamento) e 26°C (periodo di raffrescamento). Se c'è sovrapproduzione delle fonti rinnovabili, esso agisce in modo da modificare la temperatura interna fino a 22°C nel periodo di riscaldamento e 24°C in quello di raffrescamento. La regolazione avviene secondo un ordine definito "a priorità", modificando inizialmente i setpoint dei VES presenti nella zona 1 ed estendendosi gradualmente alle successive, fino ad arrivare a quelli della zona 8. Quando tutti raggiungono la temperatura limite, vuol dire che sono carichi e non c'è più flessibilità disponibile. Quindi l'ulteriore presenza di surplus determinerà il reverse power flow.

Nel controllo del VES, si potrebbe inoltre ipotizzare di abbassare il setpoint minimo invernale di 1 o 2°C, passando da 20°C a 19°C o 18°C e sfruttando così il comfort adattivo degli abitanti e ritardando i carichi richiesti. La stessa cosa si potrebbe fare anche nel caso estivo, passando da 26°C a 27°C o 28°C. Tuttavia, questo comporterebbe un notevole risparmio di consumo delle pompe di calore usate per i VES, causato essenzialmente da una temperatura di setpoint più economica, anziché dall'effetto del VES stesso. Pertanto, in assenza di surplus, è stato deciso di mantenere i setpoint ai valori base.

In questo studio, si studierà, quindi, l'influenza sullo scenario energetico della percentuale di edifici che sono alimentati da pompa di calore e utilizzati per il VES. Tali percentuali sono considerate distribuite in modo equo per ogni zona ed epoca di costruzione. È stato inoltre ipotizzato che non tutti gli edifici dotati di pompe possano essere utilizzati come VES. Vista l'importanza della produzione rinnovabile intermittente e la sua incertezza

sulla potenza realmente installabile su tutti i tetti, si studia anche l'influenza al variare della superficie occupata.

Gli scenari considerati nell'analisi dei risultati sono quindi caratterizzati dalle diverse combinazioni ottenute variando le grandezze mostrate in Tabella 2.10.

**Tabella 2.10.** Caratteristiche degli scenari considerati

<b>simbolo</b>	<b>descrizione</b>	<b>range</b>
<b>%PV</b>	Percentuale della superficie di copertura degli edifici occupata da pannelli fotovoltaici	10÷30%
<b>%HP</b>	Percentuale di edifici residenziali aventi pompe di calore	0÷100%
<b>%VES</b>	Percentuale di edifici utilizzate per il VES sul totale degli edifici aventi pompe di calore	0÷100%

## CAPITOLO 3

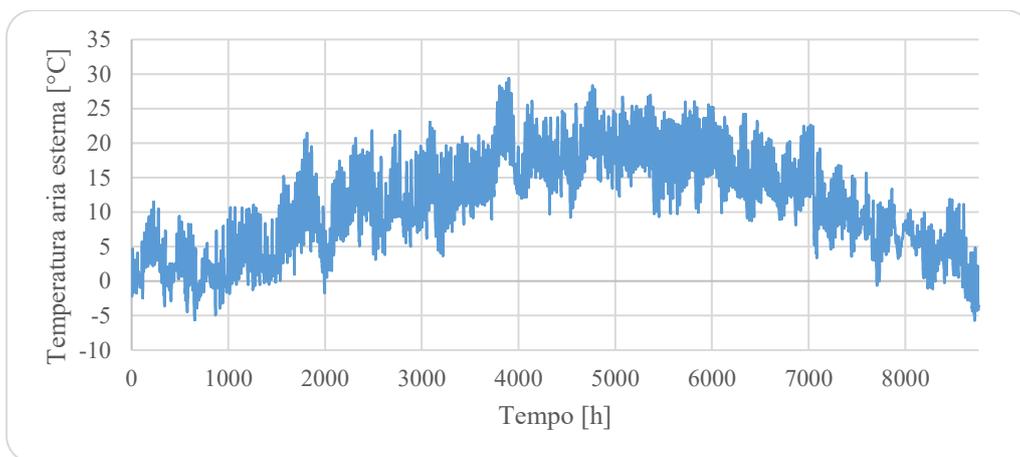
### MODELLI DI EDIFICIO

In questo paragrafo sono mostrati alcuni modelli di edifici costruiti in Matlab/Simulink soggetti a diverse semplificazioni per rendere meno complessa la procedura di calcolo. Uno di essi verrà scelto per essere integrato nel modello complessivo del sistema studiato, con il compito di determinare i consumi delle pompe di calore e il comportamento del VES tramite l'effetto di inerzia termica conseguente all'accumulo di calore nella struttura edile degli edifici.

I modelli proposti saranno successivamente soggetti a validazione per determinare il loro grado di accuratezza confrontando i risultati ottenuti con altri più affidabili tramite il calcolo degli errori.

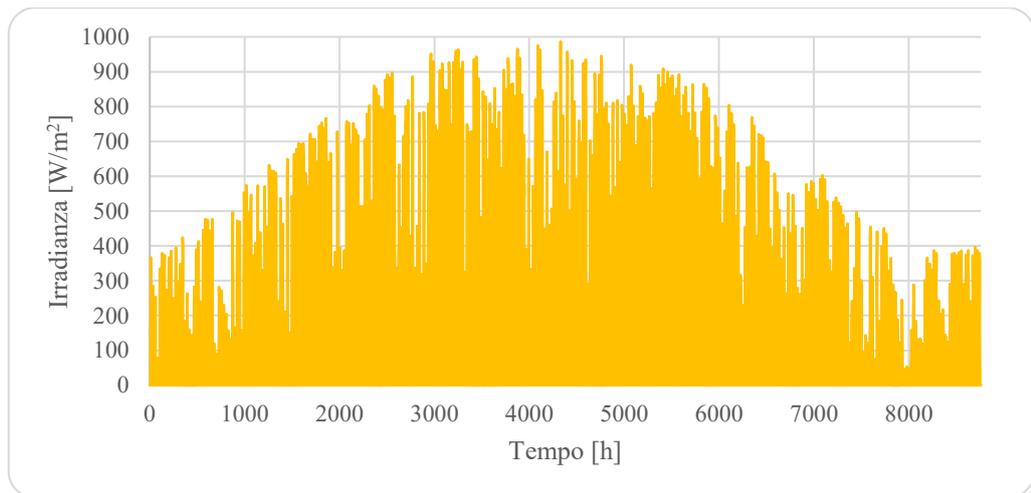
Tutti i modelli mostrati sono di tipo dinamico, quindi si considera un periodo di tempo annuale utilizzando i seguenti dati climatici:

- temperatura dell'aria esterna oraria in °C, relativa alla città di Torino nell'anno 2014 ricavata da [40] e mostrata in Figura 3.1;



**Figura 3.1.** Temperatura esterna oraria dell'aria [40]

- irradianza solare oraria sul piano orizzontale in  $W/m^2$ , relativa alla città di Torino nell'anno 2014 ricavata da [40] e mostrata in Figura 3.2. Questa è stata poi rielaborata dal software Termolog che utilizza il modello di cielo di Perez [49] [50] per determinare l'irradianza totale agente sui vari orientamenti (orizzontale, sud, est, nord e ovest). Viene inoltre ipotizzando un ambiente esterno generico avente un'albedo di 0,2.



**Figura 3.2.** Irradianza solare oraria incidente sul piano orizzontale [40]

I parametri di output che ogni modello determina sono:

- temperatura interna utilizzata per la valutazione delle condizioni di comfort;
- fabbisogno energetico di riscaldamento e raffrescamento necessario a raggiungere le temperature richieste considerando limitata la potenza installata degli impianti.

### 3.1 Edifici di riferimento

I dati di riferimento da utilizzare per la valutazione degli errori sono ottenuti costruendo degli edifici di riferimento tramite un software utilizzato in ambito professionale chiamato Termolog. Esso è sviluppato dalla Logical Soft ed è stato validato dal Politecnico di Milano secondo l'ASHRAE 140-2017 per poter utilizzare il più recente metodo di calcolo dinamico fornito dalla norma tecnica ISO 52016-1:2017 [51].

Questo metodo è meno preciso rispetto all'uso di dati sperimentali, ma viene utilizzato perché lo scopo è quello di stimare il fabbisogno energetico di più edifici differenti tra loro, la cui disponibilità di dati esatti è molto limitata.

Gli edifici presi in considerazione sono due: una villetta bifamiliare e un condominio. Non sono esistenti, ma presentano caratteristiche costruttive reali, i cui elementi edili sono basati su quelli mostrati in [29].

Nella costruzione di entrambi gli edifici sono state applicate le seguenti assunzioni:

- i materiali che compongono le stratigrafie degli edifici sono presi direttamente dall'archivio di Termolog;
- l'altezza netta di ogni piano è di 3 m;

- si considerano soltanto i ponti termici localizzati lungo gli angoli tra pareti verticali e solai perché sono quelli più influenti e la loro trasmittanza lineare è calcolata da Termolog tramite l'abaco della Regione Lombardia;
- capacità termica interna dell'aria e arredamento è pari a  $10 \text{ kJ/m}^2$  di pavimento netto [32];
- assenza di dispositivi oscuranti sulle finestre, le quali hanno tutte caratteristiche uguali per ogni edificio;
- assenza di ombreggiamento dovuto alla presenza di ostacoli esterni;
- colore delle superfici esterne è classificato medio, con un coefficiente di assorbimento della radiazione solare pari a 0,6;
- il tasso dei ricambi d'aria orari per ventilazione naturale è pari a  $0,3 \text{ h}^{-1}$ , [31];
- gli edifici sono costituiti da una sola zona termica [29];
- gli apporti interni presi in considerazione sono pari a  $7,3 \text{ W/m}^2$  [25];
- i sistemi di riscaldamento si ipotizzano funzionanti dalle ore 6:00 alle 22:00 di ogni giorno dell'anno [46], quando la temperatura interna considerata va al di sotto del setpoint di  $20^\circ\text{C}$  per il riscaldamento e al di sopra di  $26^\circ\text{C}$  per il raffrescamento;
- la potenza installata dei sistemi di riscaldamento è calcolata secondo [44];
- la potenza di raffrescamento installata è considerata pari a quella di riscaldamento perché nel caso studio è considerato l'uso di pompe di calore invertibili e il condizionamento invernale è più importante in una zona climatica E, alla quale appartiene la città di Torino.
- Le perdite dei sottosistemi di emissione e distribuzione sono considerate nulle;
- per considerare le dispersioni verso zone non riscaldate interne all'edificio, si fa riferimento ai coefficienti di correzione  $b_{tr}$  mostrati in Tabella 3.1;

**Tabella 3.1.** Coefficienti di correzione per gli scambi termici per trasmissione verso zone non riscaldate [31]

<b>Ambiente confinante</b>	<b><math>b_{tr,x}</math></b>
<b>Ambiente</b>	
- con una parete esterna	0,4
- senza serramenti esterni e con almeno due pareti interne	0,5
- con serramenti esterni e con almeno due pareti esterne (per esempio autorimesse)	0,6
- con tre pareti esterne (per esempio vani scala esterni)	0,8
<b>Piano interrato o seminterrato</b>	
- senza finestre o serramenti esterni	0,5
- con finestre o serramenti esterni	0,8
<b>Sottotetto</b>	
- tasso di ventilazione del sottotetto elevato (per esempio ricoperti di tegole o altri materiali di copertura discontinua) senza rivestimento con feltro o assito	1,0
- altro tetto non isolato	0,9
- tetto isolato	0,7
<b>Aree interne di circolazione (senza muri esterni e con tasso di ricambio d'aria minore di <math>0,5 \text{ h}^{-1}</math>)</b>	0,0
<b>Aree interne di circolazione liberamente ventilate (rapporto tra l'area delle aperture e volumi dell'ambiente maggiore di <math>0,005 \text{ m}^2/\text{m}^3</math>)</b>	1,0

- la quota di calore scambiata tramite sistemi di riscaldamento/raffrescamento, apporti solari e/o apporti interni per convezione con l'aria interna è definita frazione convettiva. I valori di tale parametro sono quelli di default forniti della norma ISO 52016 e riportati in Tabella 3.2:

**Tabella 3.2.** Frazioni convettive consigliati dalla norma [32]

frazioni convettive		
<b>sistema di riscaldamento</b>	$f_{c,H}$	0,4
<b>sistema di raffrescamento</b>	$f_{c,C}$	0,4
<b>apporti solari</b>	$f_{c,sol}$	0,1
<b>apporti interni</b>	$f_{c,int}$	0,4

I parametri ricavati da Termolog sono:

- Volume lordo climatizzato (V) in m<sup>3</sup>. Si tratta del volume racchiuso dall'involucro e misurato includendo l'involucro stesso.
- Superficie disperdente dell'involucro (S) in m<sup>2</sup>. Area totale in di tutti gli elementi dell'edificio che racchiudono gli spazi condizionati e attraverso i quali l'energia è scambiata con l'ambiente esterno e le zone non condizionate adiacenti.
- Area interna netta (A<sub>n</sub>) in m<sup>2</sup>. Area di pavimento racchiusa dagli elementi di involucro.
- Potenza nominale del sistema di riscaldamento (Q<sub>th</sub>) in kW<sub>t</sub>. Determinata attraverso la formula ( 2.11 ).

Poi, per ogni elemento di costruzione, da Termolog si ricavano anche i seguenti dati:

- Spessore (s) in m;
- Area (A) in m<sup>2</sup>;
- Trasmittanza termica (U) in  $\frac{W}{m^2K}$ . Rappresenta il coefficiente superficiale di scambio termico per trasmissione di un determinato elemento. È calcolata secondo [52]:

$$U = \left( \frac{1}{h_{li}} + \sum_{j=1}^n \left( \frac{s_j}{\lambda_j} \right) + \frac{1}{h_{le}} \right)^{-1} \quad (3.1)$$

In cui

- $\lambda_j$ : conducibilità dello strato j  $\left[ \frac{W}{m K} \right]$ ;
- $h_{li}$  e  $h_{le}$  coefficienti superficiali di scambio termico liminare interno ed esterno  $\left[ \frac{W}{m^2 K} \right]$  (Tabella 3.10).
- Massa (M) in kg. È calcolata con la formula:

$$M = \sum_{j=1}^n (s_j \cdot \rho_j \cdot A) \quad (3.2)$$

In cui

- $s_j$ : spessore dello strato  $j$  [m];
  - $\rho_j$ : densità dello strato  $j$   $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$ ;
  - $A$ : area dell'elemento  $[\text{m}^2]$ ;
- Capacità termica massica ( $c_m$ ) in  $\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}$ . È calcolata con la formula:

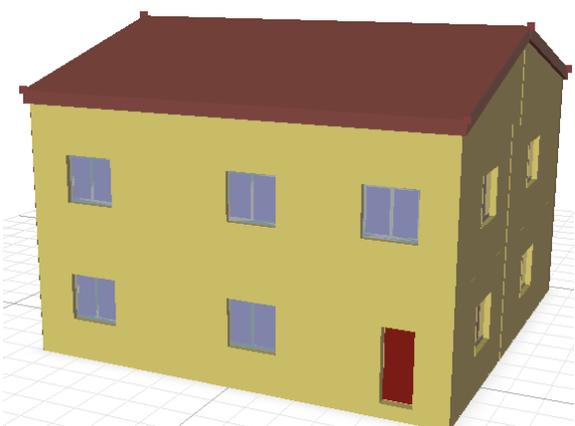
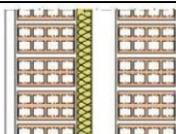
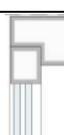
$$c_m = \frac{\sum_{j=1}^n (s_j \cdot \rho_j \cdot c_{m,j} \cdot A)}{M} \quad (3.3)$$

In cui

- $s_j$ : spessore dello strato  $j$  [m];
  - $\rho_j$ : densità dello strato  $j$   $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$ ;
  - $c_{m,j}$ : calore specifico dello strato  $j$   $\left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}\right]$ ;
  - $A$ : area dell'elemento  $[\text{m}^2]$
  - $M$ : massa totale dell'elemento [kg];
- fattore di correzione ( $b_{tr}$ ) per gli spazi adiacenti non condizionati (Tabella 3.1);
- fattore solare ( $g_{gl}$ ) degli elementi vetrati. Rappresenta la quota di energia solare trasmessa all'interno attraverso l'area vetrata del componente vetrato.
- Frazione superficiale del telaio ( $F_f$ ) dell'elemento vetrato. È il rapporto tra l'area occupata dal telaio e l'area totale del componente vetrato.
- Trasmittanza lineare dei ponti termici ( $\psi$ ) in  $\frac{\text{W}}{\text{m K}}$ ;
- lunghezza dei ponti termici ( $l$ ) in m;

### 3.1.1 Edificio A

L'edificio A (Figura 3.3) è una villetta multifamiliare con base quadrata (12x12 m) costituita da due piani fuori terra condizionati, più una soffitta con copertura isolata e una cantina prive di condizionamento. Quindi per questi ultimi due locali verranno considerati i fattori  $b_{tr}$  mostrati in Tabella 3.1. I componenti vetrati, sono stati distribuiti in modo quasi equo in tutti e quattro gli orientamenti e hanno tutti le stesse caratteristiche.

 <p> <math>V = 1.153 \text{ m}^3</math>  <math>S = 633,5 \text{ m}^2</math>  <math>A_n = 275,5 \text{ m}^2</math>  <math>Q_{th} = 32 \text{ kW}_t</math> </p>		solai
		muri esterni
		muri interni
		porte
		finestre

**Figura 3.3.** Edificio A

**Tabella 3.3.** Caratteristiche termofisiche elementi edili edificio A

componenti edili:	s	A	U	$\rho$	$c_m$	M	C	$b_{tr}$
	[m]	[m <sup>2</sup> ]	$\left[\frac{W}{m^2K}\right]$	$\left[\frac{kg}{m^3}\right]$	$\left[\frac{kJ}{kg K}\right]$	[kg]	$\left[\frac{kJ}{K}\right]$	-
<b>muri esterni</b>	0,35	306	0,825	971	0,97	104.040	100.827	1,0
<b>pavimento</b>	0,34	144	0,924	1.556	1,05	76.176	79.911	0,5
<b>soffitto</b>	0,34	144	1,062	1.556	1,05	76.176	79.911	0,7
<b>finestre</b>	-	35,7	3,05	-	-	-	-	1,0
<b>porte</b>	0,06	3,78	1,661	964	0,69	200	139	1,0
<b>muri interni</b>	0,20	318,7	0,929	640	1,16	40.788	47.317	0,0
<b>solai interni</b>	0,34	144	0,988	1.556	1,05	71.176	79.911	0,0
<b>p. termico*</b>	-	101,3	0,927	-	-	-	-	1,0

\*nel caso di ponti termici il parametro A si riferisce alla lunghezza l in m del ponte stesso e U alla sua trasmittanza termica lineare  $\psi$  in  $W \text{ m}^{-1} \text{ K}^{-1}$ ;

**Tabella 3.4.** Caratteristiche finestre edificio A

	<b>U</b>	<b>g<sub>gl</sub></b>	<b>F<sub>f</sub></b>	<b>A<sub>wi,sud</sub></b>	<b>A<sub>wi,est</sub></b>	<b>A<sub>wi,nord</sub></b>	<b>A<sub>wi,ovest</sub></b>
<b>finestre:</b>	$\left[ \frac{W}{m^2K} \right]$	-	-	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]
<b>doppio vetro</b>	3,05	0,75	0,27	10,5	8,4	8,4	8,4

**Tabella 3.5.** Area dei componenti opachi esposti alla radiazione solare edificio A

<b>area opaca vs. esterno</b>	<b>A<sub>op,sud</sub></b>	<b>A<sub>op,est</sub></b>	<b>A<sub>op,nord</sub></b>	<b>A<sub>op,ovest</sub></b>
	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]
	75,6	78,0	78,0	78,0

### 3.1.2 Edificio B

L'edificio B (Figura 3.4) è un condominio con base quadrata (20x20m) sviluppato su 5 piani fuori terra. Sono presenti anche una soffitta con tetto non isolato, una cantina interrata e la zona di ingresso comune sito sul lato sud. Così come per l'edificio A, le zone non condizionate vengono considerate usando i fattori  $b_{tr}$  contenuti in Tabella 3.1. I componenti vetrati sono stati distribuiti in modo quasi equo in tutti e quattro gli orientamenti e hanno le stesse caratteristiche.

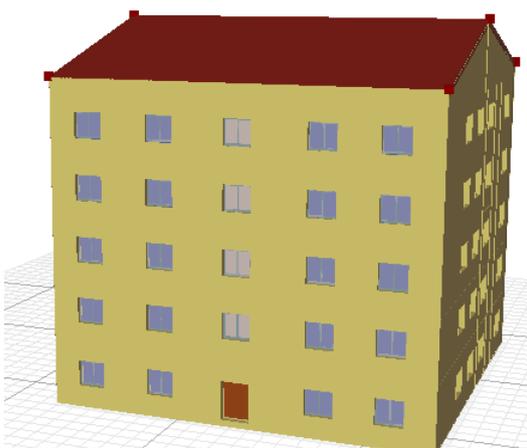
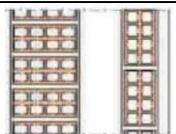
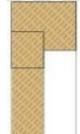
 <p> <math>V = 6.744 \text{ m}^3</math>  <math>S = 2.357,8 \text{ m}^2</math>  <math>A_n = 1.664,0 \text{ m}^2</math>  <math>Q_{th} = 165 \text{ kW}_t</math> </p>		solai
		muri esterni
		muri interni
		porte
		finestre

Figura 3.4. Edificio B

Tabella 3.6. Caratteristiche termofisiche elementi edili edificio B

componenti edili:	s	A	U	$\rho$	$c_m$	M	C	$b_{tr}$
	[m]	[m <sup>2</sup> ]	$\left[\frac{W}{m^2K}\right]$	$\left[\frac{kg}{m^3}\right]$	$\left[\frac{kJ}{kg K}\right]$	[kg]	$\left[\frac{kJ}{K}\right]$	-
muri esterni	0,33	1.198	1,159	976	1,01	385.524	388.062	1
pavimento	0,34	362,6	1,304	1.647	1,04	203.056	212.063	0,5
soffitto	0,34	362,6	1,595	1.647	1,04	203.056	212.063	0,9
finestre	-	168	4,933	-	-	-	-	1
porte vs. znc*	0,06	37,8	1,661	964	0,69	2.003	1.390	0,6
muri vs. znc*	0,20	299,3	0,929	640	1,16	38.310	444.442	0,6
muri interni	0,20	2.278	0,929	640	1,16	291.533	338.192	0
solai interni	0,34	1.450	1,435	1.647	1,04	812.134	484.158	0
p. termico**	-	389,2	0,488	-	-	-	-	1
p. termico** vs znc*	-	101,2	0,673	-	-	-	-	0,6

\*znc: zona comune non riscaldata: \*\* nel caso di ponti termici il parametro A si riferisce alla lunghezza in m del ponte stesso e U alla sua trasmittanza termica lineare in  $W m^{-1} K^{-1}$ ;

**Tabella 3.7.** Caratteristiche finestre edificio B

	U	g <sub>gl</sub>	F <sub>f</sub>	A <sub>sud</sub>	A <sub>est</sub>	A <sub>nord</sub>	A <sub>ovest</sub>
<b>finestre:</b>	$\left[ \frac{W}{m^2K} \right]$	-	-	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]
<b>vetro singolo</b>	4,93	0,85	0,27	42	42	42	42

**Tabella 3.8.** Area dei componenti opachi esposti alla radiazione solare edificio B

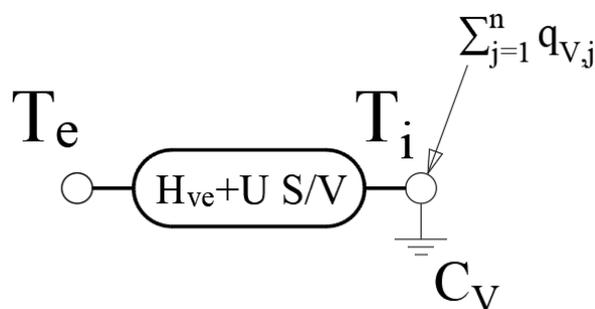
<b>area opaca vs. esterno</b>	A <sub>op,sud</sub>	A <sub>op,est</sub>	A <sub>op,nord</sub>	A <sub>op,ovest</sub>
	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]
	224,2*	301,7	301,7	301,7

\*A sud è minore perché è presente l'ingresso comune considerato fuori dalla zona termica

### 3.2 Modello 1

Il modello 1 è di tipo RC a parametri concentrati che, tramite una conduttanza posizionata tra il nodo della temperatura interna ed esterna, descrive un edificio in modo molto semplificato. Inoltre è presente una capacità termica posizionata sul nodo interno, più altri eventuali flussi in ingresso e uscita dal sistema, come mostrato in Figura 3.5.

La conduttanza include gli scambi termici per trasmissione e ventilazione che avvengono con l'ambiente esterno, mentre la capacità termica descrive l'accumulo di calore all'interno dell'edificio. Gli altri flussi rappresentano gli apporti dovuti a: radiazione solare, sorgenti termiche interne (persone, dispositivi elettronici, etc.) e sistemi di condizionamento invernale ed estivo.



**Figura 3.5.** Schema del modello 1

### 3.2.1 Ipotesi iniziali

Le assunzioni considerate nel modello sono:

- distribuzione semplificata della massa, la quale è concentrata in un solo nodo;
- temperatura dell'aria interna costante in tutti i punti dell'ambiente interno e costituisce il parametro di riferimento del comfort;
- temperatura esterna costante in tutti i punti dell'ambiente esterno;
- temperatura esterna dell'ambiente radiante pari a quella dell'aria;
- edificio costituito da una sola zona termica delimitata dall'involucro e costituita in maniera omogenea dall'aria interna più i componenti edili;
- apporti interni considerati tramite dei valori specifici distribuiti equamente per tutta la superficie netta di pavimento dell'edificio;
- proprietà termofisiche dei materiali considerati non dipendenti dal tempo;

### 3.2.2 Modello matematico

Avendo considerato un solo nodo, la procedura di calcolo prevede l'uso di una sola equazione che descrive il bilancio energetico. In essa è contenuto un termine differenziale che rappresenta l'effetto dell'accumulo termico. L'equazione considerata è la seguente:

$$C_V \cdot \frac{dT_{i,t}}{dt} = \left( U \cdot \frac{S}{V} + H_{ve} \right) \cdot (T_{e,t} - T_{i,t}) + q_{V,int,t} + q_{V,HC,t} + q_{V,sol,dir,t} + q_{V,sol,op,t} + q_{V,sky,t} \quad (3.4)$$

Dove, per ogni step t:

- $C_V$  equivale alla capacità termica volumica della zona in  $\frac{\text{kJ}}{\text{m}^3\text{K}}$ , calcolata tramite la formula:

$$C_V = \rho_m \cdot c_m \quad (3.5)$$

In cui:

- $\rho_m$  è la densità media della zona in  $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$  calcolata come il rapporto tra la massa totale dei componenti edili e dell'aria divisa per il loro volume;
- $c_m$  è la capacità termica massica della zona in  $\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}$  calcolata dal rapporto tra la capacità termica totale dei componenti edili e dell'aria interna divisa per la loro massa totale.

- U equivale alla trasmittanza termica media dell'involucro disperdente in  $\frac{W}{m^2K}$  calcolata tramite la formula [31, 53]:

$$U = \frac{\sum_{j=1}^n (A_j \cdot U_j \cdot b_{tr,j}) + \sum_{i=1}^n (\psi_i \cdot l_i \cdot b_{tr,i})}{S} \quad (3.6)$$

In cui:

- $A_j$  è la superficie di scambio termico dell'elemento j in  $m^2$ ;
  - $U_j$  è la trasmittanza dell'elemento j in  $\frac{W}{m^2K}$ ;
  - $b_{tr,j}$  è il coefficiente di correzione del componente j adiacente a zone non climatizzate (Tabella 3.1);
  - $\psi_i$  è la trasmittanza termica lineare del ponte termico i in  $\frac{W}{m K}$ ;
  - $l_i$  è la lunghezza del ponte termico i, in m;
  - S è la superficie disperdente totale dell'involucro in  $m^2$ .
- S/V equivale al rapporto tra la superficie disperdente dell'involucro e il volume totale condizionato;
  - $H_{ve}$  equivale al coefficiente volumico di dispersione termica per ventilazione in  $\frac{W}{m^3K}$  calcolato tramite la formula [53]:

$$H_{ve} = \rho_a \cdot c_a \cdot k_V \cdot n \quad (3.7)$$

In cui:

- $\rho_a$  è la densità dell'aria interna, pari a  $1,2 \frac{kg}{m^3}$  [32];
  - $c_a$  è il calore specifico dell'aria interna, pari a  $1,006 \frac{kJ}{kg K}$  [32];
  - $k_V$  è il rapporto tra volume netto dell'aria interna e volume lordo climatizzato;
  - n è l'indice dei ricambi d'aria orari misurato in  $\frac{1}{h}$ .
- $T_{e,t}$  equivale alla temperatura dell'aria esterna in °C;
  - $T_{i,t}$  equivale alla temperatura interna della zona in °C;
  - $q_{V,int,t}$  equivale alla potenza termica per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$  dovuta a sorgenti di calore interne alla zona e calcolata tramite la formula:

$$q_{V,int,t} = q_{S,int,t} \cdot \frac{A_n}{V} \quad (3.8)$$

In cui:

- $q_{S,int,t}$  è l'apporto di calore dovuto a sorgenti interne per unità di superficie netta di pavimento in  $\frac{W}{m^2}$ ;
  - $A_n$  è l'area netta del pavimento in  $m^2$ ;
  - $V$  è il volume lordo condizionato in  $m^3$ .
- $q_{V,HC,t}$  equivale alla potenza termica emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$ . Nel caso di riscaldamento è positiva, in quello di raffrescamento è negativa.
- $q_{V,sol,dir,t}$  è la potenza termica per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$  dovuta agli apporti solari entrati dalle superfici vetrate e calcolato tramite la formula [53]:

$$q_{V,sol,dir,t} = \frac{1}{V} \cdot \sum_{j=1}^n F_{sh,j} \cdot g_{gl,j} \cdot S_{v,j} \cdot (1 - F_{f,j}) \cdot I_{j,t} \quad (3.9)$$

In cui:

- $F_{sh,j}$  è il fattore di ombreggiamento dovuto alla presenza di ostacoli sul componente vetrato j;
  - $g_{gl,j}$  è il fattore solare medio delle finestre che indica la quota di radiazione totale trasmessa dall'elemento vetrato j;
  - $S_{v,j}$  è la superficie totale dell'elemento vetrato j in  $m^2$ ;
  - $F_{f,j}$  è il rapporto tra la superficie del telaio e quella totale dell'elemento vetrato j;
  - $I_{j,t}$  è l'irradianza solare totale nell'orientamento j in  $\frac{W}{m^2}$ .
- $q_{V,sol,op,t}$  equivale agli apporti solari in  $\frac{W}{m^3}$  entranti attraverso le superfici opache esposte all'esterno e calcolati tramite la formula [53]:

$$q_{V,sol,op,t} = \frac{1}{V} \cdot \sum_{j=1}^n F_{sh,j} \cdot \alpha_j \cdot \frac{U}{h_{le}} \cdot A_{op,j} \cdot I_{j,t} \quad (3.10)$$

In cui:

- $F_{sh,j}$  è il fattore di ombreggiamento dovuto alla presenza di ostacoli sul componente opaco j;
- $\alpha_j$  è coefficiente di assorbimento solare del componente j;
- $U$  è la trasmittanza media dell'involucro in  $\frac{W}{m^2K}$ ;

- $h_{le}$  è il coefficiente superficiale di scambio termico liminare esterno in  $\frac{W}{m^2K}$  (Tabella 3.10);
  - $A_{op,j}$ : area del componente opaco j in  $m^2$ ;
  - $I_{j,t}$  è l'irradianza solare totale sul componente j in  $\frac{W}{m^2}$ .
- $q_{V,sky,t}$  equivale alla radiazione infrarossa in  $\frac{W}{m^3}$  emanata dalle superfici verso la volta celeste calcolata tramite la formula [53]:

$$q_{V,sky,t} = \frac{1}{V} \cdot \sum_{j=1}^n F_{sky,j} \cdot A_{op,j,t} \cdot \frac{U}{h_{le}} \cdot h_{lr,e} \cdot \Delta T_{sky} \quad (3.11)$$

In cui:

- $F_{sky,j}$  è il fattore di forma rispetto al cielo, pari a 0,5 per superfici verticali e 1 per superfici orizzontali [53];
- $A_{op,j}$  è area del componente opaco j in  $m^2$ ;
- $U$  è la trasmittanza media dell'involucro in  $\frac{W}{m^2K}$ ;
- $h_{le}$  è il coefficiente superficiale di scambio termico liminare esterno (Tabella 3.10);
- $\Delta T_{sky}$  è la differenza di temperatura tra cielo e aria, per zone intermedie è pari a  $11^\circ C$  [32].

I dati di input degli edifici da inserire nel modello sono mostrati in Tabella 3.9.

**Tabella 3.9.** Dati di input degli edifici A e B, modello 1

<b>simbolo</b>	<b>u.m</b>	<b>descrizione</b>	<b>Edificio A</b>	<b>Edificio B</b>
<b>V</b>	$m^3$	Volume lordo climatizzato	1.153	6.744
<b>S/V</b>	$\frac{1}{m}$	Fattore di forma degli edifici	0,55	0,35
<b>k<sub>v</sub></b>	-	Rapporto tra volume netto dell'aria interna e volume lordo climatizzato	0,72	0,74
<b>A<sub>n</sub></b>	$m^2$	Area netta interna	275,5	1.664
<b>ρ<sub>m</sub></b>	$\frac{kg}{m^3}$	densità media dell'edificio	1.200	1.200
<b>c<sub>m</sub></b>	$\frac{kJ}{kg K}$	calore specifico medio dell'edificio	1,0	1,0
<b>U</b>	$\frac{W}{m^2 K}$	trasmissione termica media dell'involucro	1,005	1,405
<b>n</b>	$\frac{1}{h}$	indice dei ricambi d'aria orari	0,3	0,3
<b>Q<sub>th</sub></b>	$kW_t$	potenza nominale di riscaldamento	32,0	165,0
<b>q<sub>s,int</sub></b>	$\frac{W}{m^2}$	apporti interni per unità di area interna	7,3	7,3
<b>S<sub>v</sub></b>	$m^2$	area totale dei componenti vetriati	Tabella 3.4	Tabella 3.7
<b>F<sub>sh</sub></b>	-	fattore di ombreggiamento	1,0	1,0
<b>g<sub>gl</sub></b>	-	fattore solare dei componenti vetriati	0,75	0,85
<b>F<sub>f</sub></b>	-	frazione superficiale di telaio	0,27	0,27
<b>A<sub>op</sub></b>	$m^2$	area totale dei componenti opachi	Tabella 3.5	Tabella 3.8
<b>α</b>	-	coefficiente di assorbimento solare	0,6	0,6

### 3.3 Modello 2

Il modello 2 rappresenta una semplificazione della norma ISO 52016:2017 [32], la quale svolge un calcolo dinamico molto accurato, ma anche complesso perché considera ogni elemento costruttivo in modo individuale. Rispetto al modello 1, invece, questo è molto più dettagliato in quanto si considera un numero maggiore di nodi.

### 3.3.1 Ipotesi iniziali

Per ricavare il nuovo modello semplificato sono state fatte le seguenti assunzioni:

- l'involucro è costituito da un unico elemento con caratteristiche specifiche medie e composto da 3 nodi, di cui ognuno ha una quota della capacità termica totale. Essi sono: superficie esterna (con 1/8 della capacità termica), nodo centrale (con 3/4 della capacità termica) e superficie interna (con 1/8 della capacità termica).
- Le pareti interne (intese come divisori e solai interpiano) sono considerate da un unico elemento con caratteristiche specifiche medie e suddiviso in 2 nodi: superfici interne (con 1/4 della capacità termica) e nodo centrale (con 3/4 della capacità termica).
- Temperatura dell'aria interna costante in tutti i punti dell'ambiente interno;
- temperatura esterna costante in tutti i punti dell'ambiente esterno;
- temperatura superficiale delle pareti uniforme;
- temperatura dell'ambiente radiante esterno uguale a quella dell'aria;
- temperatura media radiante ( $T_{mr}$ ) interna calcolata come temperatura media superficiale dei componenti edili (involucro e pareti interne) mediante la formula:

$$T_{mr} = \frac{\sum_{j=1}^n T_j \cdot S_j}{\sum_{j=1}^n S_j} \quad (3.12)$$

- Temperatura operante utilizzata come parametro di misura del comfort e calcolata come la media aritmetica tra temperatura dell'aria interna  $T_i$  e media radiante  $T_{mr}$ :

$$T_{op} = 0,5 (T_i + T_{mr}) \quad (3.13)$$

- Essendo presenti nodi nella mezzeria degli elementi considerati (involucro e pareti interne), per la ripartizione delle loro resistenze termiche, nel bilancio energetico vengono tolte le resistenze superficiali liminari ipotizzando come valori medi quelli relativi alle pareti verticali con flusso orizzontale, mostrati in Tabella 3.10:

**Tabella 3.10.** Coefficienti di scambio termico superficiale [31, 32]

Coefficiente di scambio termico:			Flusso orizz.	Flusso ascend.	Flusso discen.
<b>liminare interno</b>	$h_{li}$	$W\ m^{-2}\ K^{-1}$	7,7*	10	5,88
<b>convettivo interno</b>	$h_{ci}$	$W\ m^{-2}\ K^{-1}$	2,5*	5	0,7
<b>radiativo interno</b>	$h_{ri}$	$W\ m^{-2}\ K^{-1}$		5,13*	
<b>liminare esterno</b>	$h_{le}$	$W\ m^{-2}\ K^{-1}$		25*	
<b>convettivo esterno</b>	$h_{ce}$	$W\ m^{-2}\ K^{-1}$		4,14*	
<b>radiativo esterno</b>	$h_{re}$	$W\ m^{-2}\ K^{-1}$		20*	

\*valori utilizzati nel modello considerati costanti per tutte le superfici (orizzontali, ascendenti e discendenti)

- Flusso lineare tra i nodi;
- proprietà termofisiche dei materiali sono considerati non dipendenti dal tempo;
- i flussi energetici entranti nel sistema e destinati a scambiare calore con l'aria e con le pareti vengono definiti tramite delle frazioni convettive mostrate in Tabella 3.2;
- la capacità termica delle masse edili è suddivisa tra pareti interne ed esterne in base alla loro frazione volumica  $k_{ew}$  e  $k_{iw}$ ;
- tutti i flussi termici radianti destinati a scambiare con le superfici interne dell'involucro e delle pareti interne vengono distribuiti equamente tramite la frazione superficiale  $f_s$ . Essa è calcolata come rapporto tra la superficie di scambio dell'involucro  $S$  e quella totale  $S+S_i$  (superficie di scambio di involucro  $S$  e pareti interne  $S_i$ ):

$$f_s = \frac{S}{S + S_i} \quad (3.14)$$

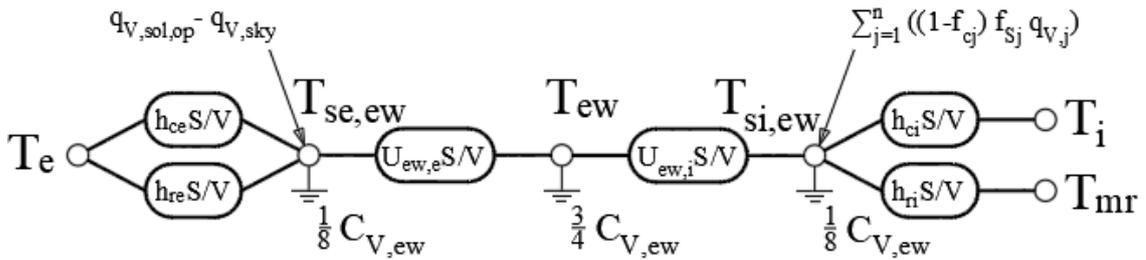
In cui:

- $S$  è la superficie dell'involucro disperdente in  $m^2$ ;
- $S_i$  è la superficie di scambio di tutte le pareti interne in  $m^2$ .

### 3.3.2 Modello matematico

Essendo considerati in modo separato aria, pareti esterne e interne, costituiti a loro volta da più nodi, la procedura di calcolo prevede l'uso un sistema di equazioni differenziali il cui numero è pari alla quantità di nodi presenti. In ogni equazione il termine differenziale rappresenta la relativa capacità di accumulo termico.

#### 3.3.2.1 Involucro



**Figura 3.6.** Schema dell'involucro nel modello 2

- superficie esterna

$$\frac{C_{V,ew}}{8} \cdot \frac{dT_{se,ew,t}}{dt} = (h_{re} + h_{ce}) \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{e,t} - T_{se,ew,t}) + U_{ew-e} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{ew,t} - T_{se,ew,t}) + q_{V,sol,op,t} - q_{V,sky,t} \quad (3.15)$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,ew}$  equivale alla capacità termica volumica dell'involucro esterno in  $\frac{kJ}{m^3K}$  calcolata mediante la formula:

$$C_{ew} = \rho_m \cdot c_m \cdot k_{ew} \quad (3.16)$$

In cui:

- $\rho_m$  è la densità media di tutti i componenti edili della zona in  $\frac{kg}{m^3}$ , calcolata come il rapporto tra la loro massa e il volume lordo occupato da essi;
- $c_m$  è la capacità termica massica della zona in  $\frac{kJ}{kg K}$ , calcolata dal rapporto tra la capacità termica totale di ogni componente diviso la loro massa;
- $k_{ew}$  è il rapporto tra il volume totale occupato dall'involucro e il volume totale lordo condizionato.

- $T_{se,ew,t}$  equivale alla temperatura superficiale esterna dell'involucro disperdente in °C;
- $h_{re}$  e  $h_{ce}$  sono i coefficienti superficiali di scambio termico radiativo e convettivo verso l'esterno in  $\frac{W}{m^2K}$  (Tabella 3.10);
- $S/V$  equivale al rapporto tra la superficie disperdente dell'involucro e il volume lordo condizionato;
- $T_{e,t}$  equivale alla temperatura dell'aria esterna in °C;
- $U_{ew-e}$  equivale al coefficiente superficiale di scambio termico per trasmissione tra la superficie esterna e il nodo centrale in  $\frac{W}{m^2K}$ . È calcolato eliminando la resistenza termica liminare interna ed esterna, poi dividendo la rimanente resistenza termica per due:

$$U_{ew,e} = \left( \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{1}{U} - \frac{1}{h_{le}} - \frac{1}{h_{li}} \right) \right)^{-1} \quad (3.17)$$

- $U$  è la trasmittanza termica media dell'involucro in  $\frac{W}{m^2K}$ , calcolata con la formula (3.6);
- $h_{li}$  e  $h_{le}$  sono i coefficienti superficiali di scambio termico liminare ipotizzati pari al valore delle pareti verticali in  $\frac{W}{m^2K}$  (Tabella 3.10).
- $T_{ew,t}$  equivale alla temperatura centrale dell'involucro in °C;
- $q_{V,sol,op,t}$  equivale agli apporti solari per unità di volume lordo climatizzato in  $\frac{W}{m^3}$  entranti dalle superfici opache e calcolato mediante la formula [32]:

$$q_{V,sol,op,t} = \frac{1}{V} \cdot \sum_{j=1}^n F_{sh,j} \cdot \alpha_j \cdot A_{op,j} \cdot I_{j,t} \quad (3.18)$$

In cui:

- $F_{sh,j}$  è il fattore di ombreggiamento medio dovuto alla presenza di ostacoli sul componente opaco  $j$ ;
- $\alpha_j$  è coefficiente di assorbimento solare del componente  $j$ ;
- $A_{op,j}$ : area del componente opaco  $j$  in  $m^2$ ;
- $I_{j,t}$  è l'irradianza solare totale sul componente  $j$ , in  $\frac{W}{m^2}$ .
- $q_{V,sky,t}$  equivale al flusso termico infrarosso in  $\frac{W}{m^3}$  emesso all'esterno verso la volta celeste ed è calcolato mediante la formula [32]:

$$q_{V,sky,t} = \frac{1}{V} \cdot \sum_{j=1}^n F_{sky,j} \cdot A_{op,j,t} \cdot h_{tr,e} \cdot \Delta T_{sky} \quad (3.19)$$

In cui:

- $F_{sky,j}$  è il fattore di forma rispetto al cielo, pari a 0,5 per superfici verticali e 1 per superfici orizzontali [53];
- $A_{op,j}$  è l'area del componente opaco j in m<sup>2</sup>;
- $\Delta T_{sky}$  è la differenza di temperatura tra cielo e aria, per zone intermedie è pari a 11°C [32].

- nodo centrale

$$\begin{aligned} \frac{C_{V,ew}}{2} \cdot \frac{dT_{ew,t}}{dt} = U_{ew,e} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{se,ew,t} - T_{ew,t}) \\ + U_{ew-i} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{si,ew,t} - T_{ew,t}) \end{aligned} \quad (3.20)$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,ew}$  equivale alla capacità termica volumica dell'involucro esterno in  $\frac{kJ}{m^3K}$  calcolata mediante la formula ( 3.16 );
- $T_{ew,t}$  equivale alla temperatura centrale dell'involucro in °C;
- $U_{ew-e}$  equivale al coefficiente superficiale di scambio termico per trasmissione tra la superficie esterna e il nodo centrale in  $\frac{W}{m^2K}$  calcolato mediante la formula (3.17);
- $S/V$  equivale al rapporto tra la superficie disperdente dell'involucro e il volume lordo condizionato;
- $T_{se,ew,t}$  equivale alla temperatura superficiale esterna dell'involucro disperdente in °C;
- $U_{ew-i}$  equivale al coefficiente superficiale di scambio termico per trasmissione tra il nodo centrale e la superficie interna in  $\frac{W}{m^2K}$ . È pari al coefficiente  $U_{ew-e}$  calcolato mediante la formula ( 3.17);
- $T_{si,ew,t}$  equivale alla temperatura superficiale interna dell'involucro disperdente in °C.

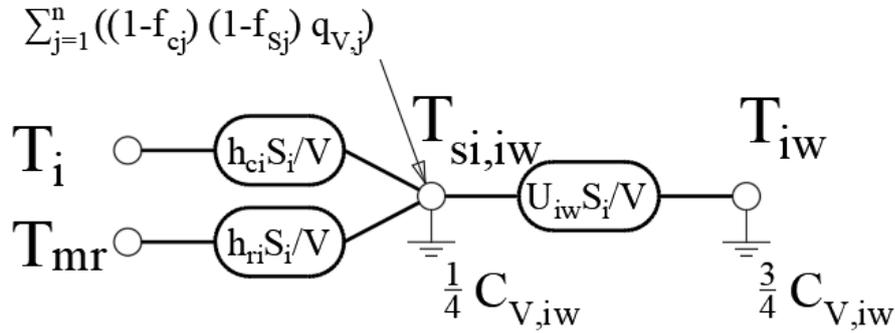
- superficie interna

$$\begin{aligned} \frac{C_{V,ew}}{4} \cdot \frac{dT_{si,ew,t}}{dt} = & h_{ri} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{mr,t} - T_{si,ew,t}) + h_{ci} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{i,t} - T_{si,ew,t}) \\ & + U_{ew-i} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{ew,t} - T_{si,ew,t}) + (1 - f_{c,int}) \cdot f_s \cdot q_{V,int,t} \\ & + (1 - f_{c,sol}) \cdot f_s \cdot q_{V,sol,dir,t} + (1 - f_{c,HC}) \cdot f_s \cdot q_{V,HC,t} \end{aligned} \quad (3.21)$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,ew}$  equivale alla capacità termica dell'involucro esterno in  $\frac{kJ}{m^3K}$  calcolata mediante la formula ( 3.16);
- $T_{mr,t}$  è la temperatura media radiante in °C calcolata con la formula ( 3.12 );
- $T_{si,ew,t}$  equivale alla temperatura superficiale interna dell'involucro disperdente in °C;
- $h_{ri}$  e  $h_{ci}$  sono i coefficienti superficiali di scambio termico radiativo e convettivo verso l'ambiente interno in  $\frac{W}{m^2K}$  (Tabella 3.10);
- $S/V$  equivale al rapporto tra la superficie disperdente dell'involucro e il volume lordo condizionato;
- $T_{i,t}$  equivale alla temperatura dell'aria interna in °C;
- $U_{ew-i}$  equivale al coefficiente superficiale di scambio termico per trasmissione tra il nodo centrale e la superficie interna in  $\frac{W}{m^2K}$  calcolato con la formula ( 3.17);
- $T_{ew,t}$  equivale alla temperatura centrale dell'involucro in °C;
- $f_{c,int}$ ,  $f_{c,HC}$  ed  $f_{c,sol}$  sono le frazioni convettive di apporti interni, impianti e solari diretti mostrate in Tabella 3.2;
- $f_s$  è la frazione superficiale dell'involucro rispetto alla superficie totale di scambio nell'ambiente interno calcolato mediante la formula ( 3.14 );
- $q_{V,int,t}$  equivale alla potenza termica per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$  dovuta a sorgenti di calore interne alla zona e calcolata tramite la formula ( 3.8 );
- $q_{V,sol,dir,t}$  è la potenza termica per unità di volume lordo dovuta agli apporti solari entrati dalle superfici vetrate in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolato tramite la formula ( 3.9 );
- $q_{V,HC,t}$  equivale alla potenza termica emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$ . Può essere positiva nel caso di riscaldamento e negativa nel caso di raffrescamento estivo.

### 3.3.2.2 Pareti interne



**Figura 3.7.** Schema dei divisori interni nel modello 2

- nodo superfici interne

$$\begin{aligned} \frac{C_{V,iw}}{4} \cdot \frac{dT_{si,iw,t}}{dt} &= h_{ri} \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{mr,t} - T_{si,iw,t}) + h_{ci} \cdot \frac{S_i}{V} \\ &\cdot (T_{i,t} - T_{si,iw,t}) + U_{iw} \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{iw,t} - T_{si,iw,t}) \quad (3.22) \\ &+ (1 - f_{c,int}) \cdot (1 - f_S) \cdot q_{V,int,t} + (1 - f_{c,sol}) \cdot (1 \\ &- f_S) \cdot q_{V,sol,dir,t} + (1 - f_{c,HC}) \cdot (1 - f_S) \cdot q_{V,HC,t} \end{aligned}$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,iw}$  equivale alla capacità termica delle pareti interne in  $\frac{kJ}{m^3K}$  calcolata mediante la formula:

$$C_{V,iw} = \rho_m \cdot C_m \cdot k_{iw} \quad (3.23)$$

In cui:

- $\rho_m$  è la densità media di tutti i componenti edili della zona in  $\frac{kg}{m^3}$ , calcolata come il rapporto tra la loro massa e il volume lordo totale occupato da essi;
- $C_m$  è la capacità termica massica della zona in  $\frac{kJ}{kg K}$ , calcolata dal rapporto tra la capacità termica totale di ogni componente edile, diviso la loro massa totale;
- $k_{iw}$  è il rapporto tra il volume totale occupato da tutte le pareti interne e il volume totale lordo condizionato.
- $T_{si,iw,t}$  equivale alla temperatura superficiale interna di tutte le pareti interne in °C;

- $h_{ri}$  e  $h_{ci}$  sono i coefficienti superficiali di scambio termico radiativo e convettivo verso l'interno in  $\frac{W}{m^2K}$  (Tabella 3.10);
- $S_i/V$  equivale al rapporto tra la superficie di scambio termico delle pareti interne e il volume lordo climatizzato;
- $T_{mr,t}$  è la temperatura media radiante calcolata mediante la formula ( 3.12 );
- $T_{i,t}$  è la temperatura dell'aria interna in °C;
- $U_{iw}$  equivale al coefficiente superficiale di scambio termico per trasmissione tra la superficie esterna e il nodo centrale delle pareti interne in  $\frac{W}{m^2K}$ . È calcolato eliminando la resistenza termica liminare interna da entrambi i lati (ipotizzata pari a quella delle pareti verticali), poi dividendo la rimanente resistenza termica per due:

$$U_{iw} = \left( \frac{1}{2U_i} - \frac{1}{h_{li}} \right)^{-1} \quad (3.24)$$

- $U_i$  è la trasmittanza termica media di tutte le pareti interne mediata sulla loro superficie in  $\frac{W}{m^2K}$ ;
- $h_{li}$  è il coefficiente superficiale di scambio termico liminare ipotizzato pari al valore delle pareti verticali in  $\frac{W}{m^2K}$  (Tabella 3.10).
- $T_{iw,t}$  equivale alla temperatura centrale delle pareti interne in °C;
- $f_{c,int}$ ,  $f_{c,HC}$  ed  $f_{c,sol}$  sono le frazioni convettive di apporti interni, impianti e solari diretti mostrate in Tabella 3.2;
- $f_s$  è la frazione superficiale dell'involucro rispetto alla superficie totale di scambio nell'ambiente interno calcolata con la formula ( 3.14 );
- $q_{V,int,t}$  equivale alla potenza termica per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$  dovuta a sorgenti di calore interne alla zona e calcolata tramite la formula ( 3.8 );
- $q_{V,sol,dir,t}$  è la potenza termica per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$  dovuta agli apporti solari entrati dalle superfici vetrate in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolato tramite la formula ( 3.9 );
- $q_{V,HC,t}$  equivale alla potenza termica emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$ . Può essere positiva nel caso di riscaldamento e negativa nel caso di raffrescamento estivo.

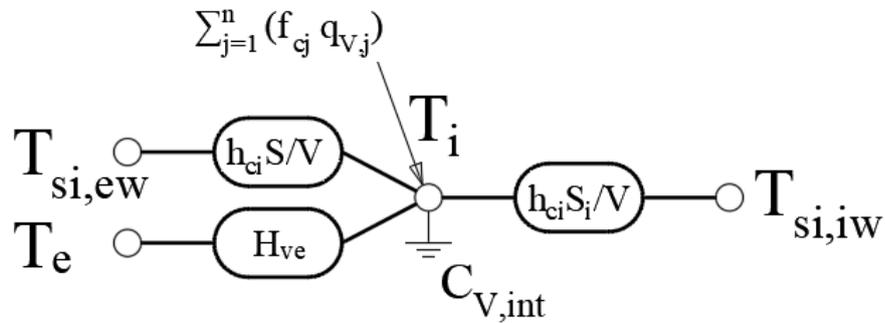
- nodo centrale

$$\frac{C_{V,iw}}{2} \cdot \frac{dT_{iw,t}}{dt} = U_{iw} \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{si,iw,t} - T_{iw,t}) \quad (3.25)$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,iw}$  equivale alla capacità termica delle pareti interne in  $\frac{\text{kJ}}{\text{m}^3\text{K}}$  calcolata mediante la formula ( 3.23 );
- $T_{iw,t}$  equivale alla temperatura centrale delle pareti interne in °C;
- $U_{iw}$  equivale al coefficiente superficiale di scambio termico per trasmissione tra la superficie interna e il nodo centrale in  $\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$ . E' calcolato mediante la formula ( 3.24 );
- $S_i/V$  equivale al rapporto tra la superficie di scambio termico delle pareti interne e il volume lordo climatizzato;
- $T_{si,iw,t}$  equivale alla temperatura superficiale interna di tutte le pareti interne in °C.

### 3.3.2.3 Aria interna



**Figura 3.8.** Schema del nodo dell'aria nel modello 2

$$\begin{aligned} C_{V,int} \cdot \frac{dT_{i,t}}{dt} = & h_{ci} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{si,ew,t} - T_{i,t}) + h_{ci} \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{si,iw,t} - T_{i,t}) \\ & + H_{ve} \cdot (T_{e,t} - T_{i,t}) + f_{c,int} \cdot q_{V,int,t} \\ & + f_{c,sol} \cdot q_{V,sol,dir,t} + f_{c,HC} \cdot f_{Si} \cdot q_{V,HC,t} \end{aligned} \quad (3.26)$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,int}$  equivale alla capacità termica dell'aria interna e dell'arredamento in  $\frac{\text{kJ}}{\text{m}^3\text{K}}$  calcolata mediante la formula:

$$C_{V,int} = A_n \cdot C_{S,int} \cdot k_V \quad (3.27)$$

In cui:

- $A_n$  è l'area netta del pavimento in  $m^2$ ;
  - $C_{S,int}$  è la capacità termica superficiale dell'aria e dell'arredamento interno in  $\frac{kJ}{m^2K}$ ;
  - $k_V$  è il rapporto tra volume netto dell'aria interna e volume lordo climatizzato.
- $T_{i,t}$  è la temperatura dell'aria interna in  $^{\circ}C$ ;
  - $h_{ci}$  è il coefficiente superficiale di scambio termico convettivo verso l'interno in  $\frac{W}{m^2K}$  (Tabella 3.10);
  - $S/V$  equivale al rapporto tra la superficie disperdente dell'involucro e il volume lordo condizionato;
  - $T_{si,ew,t}$  equivale alla temperatura superficiale interna dell'involucro in  $^{\circ}C$ ;
  - $S_i/V$  equivale al rapporto tra la superficie di scambio termico delle pareti interne e il volume lordo climatizzato;
  - $T_{si,iw,t}$  equivale alla temperatura superficiale interna di tutte le pareti interne in  $^{\circ}C$ ;
  - $H_{ve}$  equivale al coefficiente volumico di dispersione termica per ventilazione in  $\frac{W}{m^3K}$  calcolato tramite la formula ( 3.7 );
  - $T_{e,t}$  equivale alla temperatura dell'aria esterna in  $^{\circ}C$ ;
  - $f_{c,int}$ ,  $f_{c,HC}$  ed  $f_{c,sol}$  sono le frazioni convettive di apporti interni, impianti e solari diretti mostrate in Tabella 3.2;
  - $q_{V,int,t}$  equivale alla potenza termica per unità di volume lordo dovuta a sorgenti di calore interne alla zona  $\frac{W}{m^3}$  calcolata tramite la formula ( 3.8 );
  - $q_{V,sol,dir,t}$  è la potenza termica per unità di volume lordo dovuta agli apporti solari entrati dalle superfici vetrate in  $\frac{W}{m^3}$  calcolato tramite la formula ( 3.9 );
  - $q_{V,HC,t}$  equivale alla potenza termica emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$ . Può essere positiva nel caso di riscaldamento e negativa nel caso di raffrescamento estivo.

I dati degli edifici A e B da inserire in input sono mostrati in Tabella 3.11.

**Tabella 3.11.** Dati di input degli edifici, modello 2

<b>simbolo</b>	<b>u.m</b>	<b>descrizione</b>	<b>edificio A</b>	<b>edificio B</b>
<b>A<sub>n</sub></b>	m <sup>2</sup>	area di pavimento netta	275,5	1.664
<b>k<sub>v</sub></b>	-	frazione volumica del volume netto	0,72	0,74
<b>k<sub>ew</sub></b>	-	frazione volumica dell'involucro	0,18	0,11
<b>k<sub>iw</sub></b>	-	frazione volumica dei divisori interni	0,10	0,15
<b>S/V</b>	$\frac{1}{m}$	rapporto di forma dell'edificio	0,55	0,35
<b>S<sub>i</sub></b>	m <sup>2</sup>	superficie di scambio termico delle pareti interne	462,7	3.727,8
<b>V</b>	m <sup>3</sup>	volume lordo climatizzato	1,153	6.744
<b>c<sub>m</sub></b>	$\frac{kJ}{kgK}$	capacità termica delle masse edili	1,0	1,0
<b>ρ<sub>m</sub></b>	$\frac{kg}{m^3}$	densità delle masse edili	1.200	1.200
<b>U</b>	$\frac{W}{m^2K}$	trasmittanza media dell'involucro	1,005	1,405
<b>U<sub>i</sub></b>	$\frac{W}{m^2K}$	trasmittanza media delle pareti interne	0,95	1,13
<b>n</b>	$\frac{1}{h}$	indice dei ricambi d'aria orari	0,3	0,3
<b>Q<sub>th</sub></b>	kW <sub>t</sub>	potenza nominale di riscaldamento	32,0	165,0
<b>F<sub>sh</sub></b>	-	fattore di ombreggiamento	1,0	1,0
<b>g<sub>gl</sub></b>	-	fattore solare dei componenti vetrati	0,75	0,85
<b>S<sub>v</sub></b>	m <sup>2</sup>	superficie dei componenti vetrati	Tabella 3.4	Tabella 3.7
<b>F<sub>f</sub></b>	-	frazione superficiale di telaio	0,27	0,27
<b>α</b>	-	coefficiente di assorbimento solare	0,6	0,6
<b>A<sub>op,j</sub></b>	m <sup>2</sup>	area dei componenti opachi	Tabella 3.5	Tabella 3.8
<b>q<sub>S,int,t</sub></b>	$\frac{W}{m^2}$	apporti interni per unità di area interna	7,3	7,3

### Modello 3

Infine, è stato sviluppato un terzo modello partendo dal secondo e applicandovi ulteriori semplificazioni, in modo da ottenerne uno che rappresenti una via di mezzo tra i modelli 1 e 2.

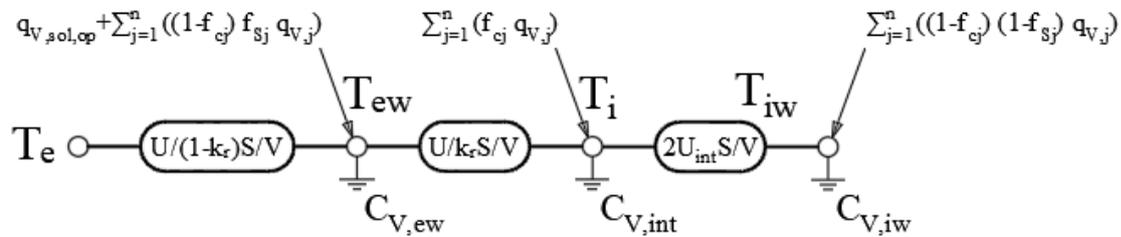


Figura 3.9. Schema del modello 3

#### 3.3.3 Ipotesi iniziali

Nella fase di definizione del modello sono state fatte le seguenti assunzioni:

- l'involucro è costituito da un unico nodo aventi caratteristiche specifiche medie e posizionato tramite un fattore di calibrazione  $k_r$  che ne ripartisce la resistenza termica in due componenti;
- le pareti interne (intese come divisori e solai interpiano) sono considerate in un unico nodo posto nel centro;
- temperatura dell'aria interna costante in tutti i punti dell'ambiente interno;
- temperatura esterna costante in tutti i punti dell'ambiente esterno;
- temperatura superficiale delle pareti uniforme;
- temperatura dell'ambiente radiante esterno uguale a quella dell'aria;
- temperatura dell'aria interna utilizzata come parametro di misura del comfort;
- nei calcoli è considerata solo la zona riscaldata dell'edificio, vista come uno spazio delimitato dall'involucro;
- flusso termico emesso verso la volta celeste è stato trascurato;
- flusso lineare tra i vari nodi;
- proprietà termofisiche dei materiali costanti nel tempo;
- i flussi energetici entranti nel sistema destinati a scambiare calore con l'aria e con le pareti vengono definiti tramite delle frazioni convettive mostrate in Tabella 3.2;
- la capacità termica delle masse edili è suddivisa tra pareti interne ed esterne in base alla loro frazione volumica;

- tutti i flussi termici radianti destinati a scambiare con le superfici interne di involucro e pareti interne vengono distribuiti equamente tramite la frazione superficiale  $f_s$ . Essa è calcolata come rapporto tra la superficie di scambio dell'involucro  $S$  e quella totale  $S+S_i$  (che tiene conto di involucro e pareti interne):

$$f_s = \frac{S}{S + S_i} \quad (3.28)$$

In cui:

- $S$  è la superficie dell'involucro disperdente in  $m^2$ ;
- $S_i$  è la superficie di scambio di tutte le pareti interne in  $m^2$ .

### 3.3.4 Modello matematico

Così come per gli altri modelli, la procedura di calcolo prevede la risoluzione di un'equazione differenziale per nodo.

#### 3.3.4.1 Involucro

$$C_{V,ew} \cdot \frac{dT_{ew,t}}{dt} = \frac{U}{1 - k_r} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{e,t} - T_{ew,t}) + \frac{U}{k_r} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{i,t} - T_{ew,t}) + q_{V,sol,op,t} + (1 - f_{c,int}) \cdot f_s \cdot q_{V,int,t} + (1 - f_{c,sol}) \cdot f_s \cdot q_{V,sol,dir,t} + (1 - f_{c,HC}) \cdot f_s \cdot q_{V,HC,t} \quad (3.29)$$

In cui, per ogni step  $t$ :

- $C_{V,ew}$  equivale alla capacità termica volumica dell'involucro esterno in  $\frac{kJ}{m^3K}$  calcolata mediante la formula (3.16);
- $T_{ew,t}$  equivale alla temperatura dell'involucro disperdente in  $^{\circ}C$ ;
- $U/(1-k_r)$  equivale alla trasmittanza termica interposta tra il nodo dell'involucro e l'aria esterna in  $\frac{W}{m^2K}$ ;
- $S/V$  equivale al rapporto tra la superficie disperdente dell'involucro e il volume lordo condizionato;
- $T_{e,t}$  equivale alla temperatura dell'aria esterna in  $^{\circ}C$ ;
- $U/k_r$  equivale alla trasmittanza termica interposta tra il nodo dell'involucro e l'aria interna in  $\frac{W}{m^2K}$ ;
- $T_{i,t}$  equivale alla temperatura dell'aria interna in  $^{\circ}C$ ;

- $q_{V,sol,op,t}$  equivale agli apporti solari assorbiti dalle superfici opache esposte all'esterno in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolati tramite la formula ( 3.10 ) considerando il termine  $U/(1-k_r)$  al posto di  $U$ ;
- $f_{c,int}$ ,  $f_{c,HC}$  ed  $f_{c,sol}$  sono le frazioni convettive di apporti interni, impianti e solari diretti mostrate in Tabella 3.2;
- $f_s$  è la frazione superficiale dell'involucro rispetto alla superficie totale di scambio nell'ambiente interno calcolato mediante la formula ( 3.14 );
- $q_{V,int,t}$  equivale alla potenza termica per unità di volume lordo dovuta a sorgenti di calore interne alla zona in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolata tramite la formula ( 3.8 );
- $q_{V,sol,dir,t}$  è la potenza termica per unità di volume lordo dovuta agli apporti solari entrati dalle superfici vetrate in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolato tramite la formula ( 3.9 );
- $q_{V,HC,t}$  equivale alla potenza termica emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$ . Può essere positiva nel caso di riscaldamento e negativa nel caso di raffrescamento estivo.

### 3.3.4.2 Divisori interni

$$\begin{aligned}
 C_{V,iw} \cdot \frac{dT_{iw,t}}{dt} = & 2 \cdot U_i \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{i,t} - T_{iw,t}) + (1 - f_{c,int}) \cdot (1 - f_s) \cdot q_{V,int,t} \\
 & + (1 - f_{c,sol}) \cdot (1 - f_s) \cdot q_{V,sol,dir,t} \\
 & + (1 - f_{c,HC}) \cdot (1 - f_s) \cdot q_{V,HC,t}
 \end{aligned} \tag{ 3.30 }$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,iw}$  equivale alla capacità termica volumica delle pareti interne in  $\frac{kJ}{m^3K}$  calcolata mediante la formula ( 3.23 );
- $T_{iw,t}$  equivale alla temperatura delle pareti interne in °C;
- $U_i$  è la trasmittanza termica media di tutte le pareti interne mediata sulla loro superficie in  $\frac{W}{m^2K}$ . Nel bilancio energetico viene moltiplicata per due perché si ipotizza che il nodo sia piazzato al centro;
- $S_i/V$  equivale al rapporto tra la superficie di scambio termico delle pareti interne e il volume lordo climatizzato;
- $T_{i,t}$  equivale alla temperatura dell'aria interna in °C;
- $f_{c,int}$ ,  $f_{c,HC}$  ed  $f_{c,sol}$  sono le frazioni convettive di apporti interni, impianti e solari diretti mostrate in Tabella 3.2;

- $f_S$  è la frazione superficiale dell'involucro rispetto alla superficie totale di scambio nell'ambiente interno calcolato mediante la formula ( 3.14 );
- $q_{V,int,t}$  equivale alla potenza termica per unità di volume lordo dovuta a sorgenti di calore interne alla zona in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolata tramite la formula ( 3.8 );
- $q_{V,sol,dir,t}$  è la potenza termica per unità di volume lordo dovuta agli apporti solari entrati dalle superfici vetrate in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolato tramite la formula ( 3.9 );
- $q_{V,HC,t}$  equivale alla potenza termica emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$ . Può essere positiva nel caso di riscaldamento e negativa nel caso di raffrescamento estivo;

### 3.3.4.3 Aria interna

$$\begin{aligned}
 C_{V,int} \cdot \frac{dT_{i,t}}{dt} = & \frac{U}{k_r} \cdot \frac{S}{V} \cdot (T_{ew,t} - T_{i,t}) + 2 \cdot U_i \cdot \frac{S_i}{V} \cdot (T_{iw,t} - T_{i,t}) \\
 & + H_{ve} \cdot (T_{e,t} - T_{i,t}) + f_{c,int} \cdot q_{V,int,t} + f_{c,sol} \cdot q_{V,sol,dir,t} \\
 & + f_{c,HC} \cdot q_{V,HC,t}
 \end{aligned} \tag{3.31}$$

In cui, per ogni step t:

- $C_{V,int}$  equivale alla capacità termica volumica dell'aria interna e dell'arredamento in  $\frac{kJ}{m^3K}$  calcolata mediante la formula ( 3.27 );
- $T_{i,t}$  è la temperatura dell'aria interna in °C;
- $U/k_r$  equivale alla trasmittanza termica interposta tra il nodo dell'involucro e l'aria interna in  $\frac{W}{m^2K}$ ;
- $S/V$  equivale al rapporto tra la superficie disperdente dell'involucro e il volume lordo condizionato;
- $T_{ew,t}$  equivale alla temperatura dell'involucro in °C;
- $U_i$  è la trasmittanza termica media di tutte le pareti interne mediata sulla loro superficie in  $\frac{W}{m^2K}$ . Nel bilancio energetico viene moltiplicata per due perché si ipotizza che il nodo sia piazzato al centro e quindi la resistenza termica si dimezza.
- $S_i/V$  equivale al rapporto tra la superficie di scambio termico delle pareti interne e il volume lordo climatizzato;
- $T_{iw,t}$  equivale alla temperatura delle pareti interne in °C;

- $H_{ve}$  equivale al coefficiente volumico di dispersione termica per ventilazione in  $\frac{W}{m^3K}$  calcolato tramite la formula ( 3.7 );
- $T_{e,t}$  equivale alla temperatura dell'aria esterna in °C;
- $f_{c,int}$ ,  $f_{c,HC}$  ed  $f_{c,sol}$  sono le frazioni convettive di apporti interni, impianti e solari diretti mostrate in Tabella 3.2;
- $q_{V,int,t}$  equivale alla potenza termica per unità di volume lordo dovuta a sorgenti di calore interne alla zona in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolata tramite la formula ( 3.8 );
- $q_{V,sol,dir,t}$  è la potenza termica per unità di volume lordo dovuta agli apporti solari entrati dalle superfici vetrate in  $\frac{W}{m^3}$  e calcolato tramite la formula ( 3.9 );
- $q_{V,HC,t}$  equivale alla potenza termica emessa dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento per unità di volume lordo in  $\frac{W}{m^3}$ . Può essere positiva nel caso di riscaldamento e negativa nel caso di raffrescamento estivo.

Infine, i dati di input relativi agli edifici da considerare sono uguali a quelli del modello 2 mostrati in Tabella 3.11, in quanto le semplificazioni riguardano soltanto la procedura di calcolo.

### 3.4 Validazione

Ogni modello dopo essere stato sviluppato viene sottoposto a validazione, cioè un'analisi dei risultati utile a valutare il loro grado di accuratezza ponendoli a confronto con altri risultati affidabili (come misure sperimentali o dati ottenuti da software validati).

Il confronto viene fatto sia dal punto di vista mensile, sia da quello orario; quest'ultimo, per valutare meglio l'accuratezza dei profili energetici, sarà svolto prendendo in considerazione una settimana invernale molto fredda costituita dai giorni 01/02÷07/02 e una estiva molto calda che include i giorni 16/07÷22/07. Per ogni periodo di analisi vengono quindi calcolati i seguenti parametri:

- errore quadratico medio (MBE) [54]. È un errore percentuale che misura quanto è vicina l'energia simulata rispetto a quella di riferimento su base oraria o mensile. Può essere positivo e negativo e più basso è più accurato è il modello;

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^n (m_i - s_i)}{\sum_{i=1}^n (m_i)} \quad (3.32)$$

- coefficiente di variazione dello scarto quadratico medio (CV) [54]. È un errore percentuale che misura la variabilità tra l'energia simulata e quella di riferimento

su base oraria o mensile. Questo parametro ha sempre valore positivo, più basso è maggiore è la precisione del modello. A differenza dell'MBE non può essere soggetto ad effetti di compensazione, in cui errori positivi e negativi si annullano sommandosi;

$$CV = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (m_i - s_i)^2}{n}} \cdot \frac{n}{\sum_{i=1}^n (m_i)} \quad (3.33)$$

- coefficiente di determinazione ( $R^2$ ) [54]. è un parametro che indica quanto sono vicini i dati simulati rispetto alla linea di regressione dei valori di riferimento. È quindi usato per misurare l'incertezza dei risultati, e più si avvicina all'unità, maggiore è la precisione del modello;

$$R^2 = \left( \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n (m_i \cdot s_i) - \sum_{i=1}^n m_i \cdot \sum_{i=1}^n s_i}{\sqrt{(n \cdot \sum_{i=1}^n m_i^2 - \sum_{i=1}^n (m_i)^2) \cdot (n \cdot \sum_{i=1}^n s_i^2 - \sum_{i=1}^n (s_i)^2)}} \right)^2 \quad (3.34)$$

- Coefficiente di Theil ( $U_1$ ) [55]. Rappresenta l'errore quadratico medio standard che viene usato per la comparazione di più variabili e capire quanto esse sono vicine. È inoltre indipendente dalla scala e varia tra 0 e 1: la massima precisione si ha se esso è nullo;

$$U_1 = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (m_i - s_i)^2}{n}}}{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (m_i)^2}{n}} + \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (s_i)^2}{n}}} \quad (3.35)$$

Nelle formule appena mostrate i termini  $m_i$  e  $s_i$  indicano i dati di riferimento calcolati da Termolog (o "misurati") e quelli simulati dal modello da validare, mentre  $n$  rappresenta il numero di intervalli considerati.

Nel caso di diagnosi energetiche, secondo l'ASHRAE Guideline 14 [56], un modello è validato se rispetta le seguenti tolleranze:

- MBE deve rientrare nel  $\pm 10\%$  su base oraria e  $\pm 5\%$  su base mensile;
- $CV < 30\%$  su base oraria e  $15\%$  su base mensile;
- $R^2 > 75\%$  in tutti i casi;

Tuttavia, questo lavoro non punta a svolgere un'accurata diagnosi energetica, ma a ottenere, per più edifici diversi, degli andamenti orari di temperatura ed energia realistici tramite un modello semplificato che può rivelarsi più adatto o meno, in base alla tipologia di fabbricato considerata. Pertanto, ai fini della validazione, non è strettamente necessario che gli errori ottenuti rispettino tali tolleranze.

### 3.4.1 Calibrazione iniziale

Questo paragrafo mostra i dati ottenuti applicando la calibrazione ai modelli 1 e 3, in quanto il secondo non ha richiesto l'applicazione di tale procedura.

#### 3.4.1.1 Modello 1

Dato l'alto grado di semplificazioni, il modello 1 non ha restituito dei risultati molto fedeli a quelli di riferimento stimati da Termolog. È stata quindi svolta, in modo iterativo, una calibrazione cambiando la capacità termica e la trasmittanza media. Ciò è stato fatto puntando a minimizzare maggiormente l'errore ottenuto sull'energia di riscaldamento anziché sul raffrescamento, in quanto il primo nel caso studio rappresenta una quota molto più importante.

**Tabella 3.12.** Confronto errori edificio A, modello 1

<b>Edificio A</b>	<i>non calibrato</i>		<i>*calibrato</i>	
	<i>MBE</i>	<i>CV</i>	<i>MBE</i>	<i>CV</i>
<b>base mensile</b>	-3,36%	6,31%	1,12%	6,62%
<b>base oraria invernale</b>	-4,03%	49,19%	-1,18%	46,8%
<b>base oraria estiva</b>	-1,93%	71,96%	6,75%	78,12%
<i>*U=+5%, C=-60%</i>				

**Tabella 3.13.** Confronto errori edificio B, modello 1

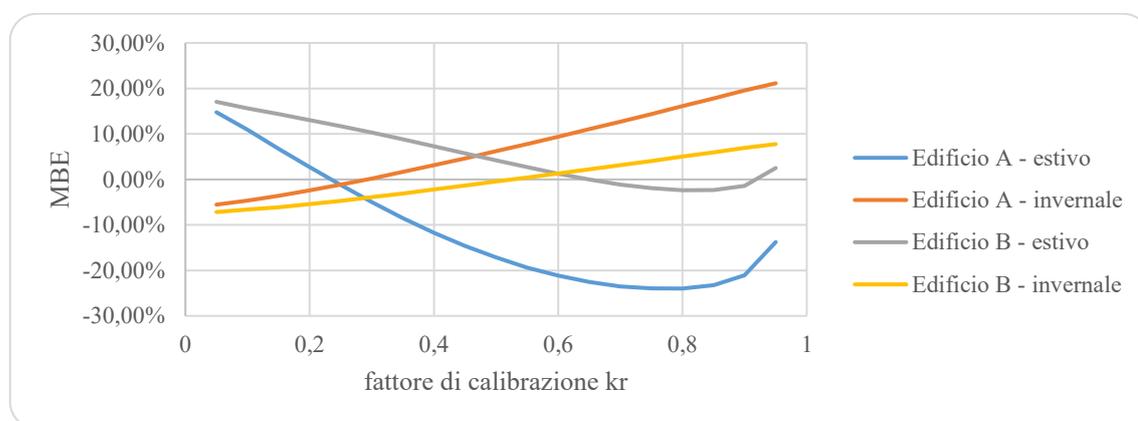
<b>Edificio B</b>	<i>non calibrato</i>		<i>calibrato</i>	
	<i>MBE</i>	<i>CV</i>	<i>MBE</i>	<i>CV</i>
<b>base mensile</b>	-5,35%	8,49%	-0,68%	9,02%
<b>base oraria invernale</b>	-4,98%	47,64%	-2,13%	46,26%
<b>base oraria estiva</b>	7,32%	84,35%	8,48%	85,92%
<i>*U=+5%, C=-60%</i>				

Le Tabelle 3.12 e 3.13 mostrano i coefficienti di errore ottenuti per gli edifici A e B prima e dopo la calibrazione. Su base mensile, l'MBE è diminuito più di quanto sia aumentato il CV e i loro valori rientrano anche nei limiti delle tolleranze imposte dall'ASHRAE. Su base oraria, i miglioramenti si sono visti maggiormente nella settimana invernale, in cui

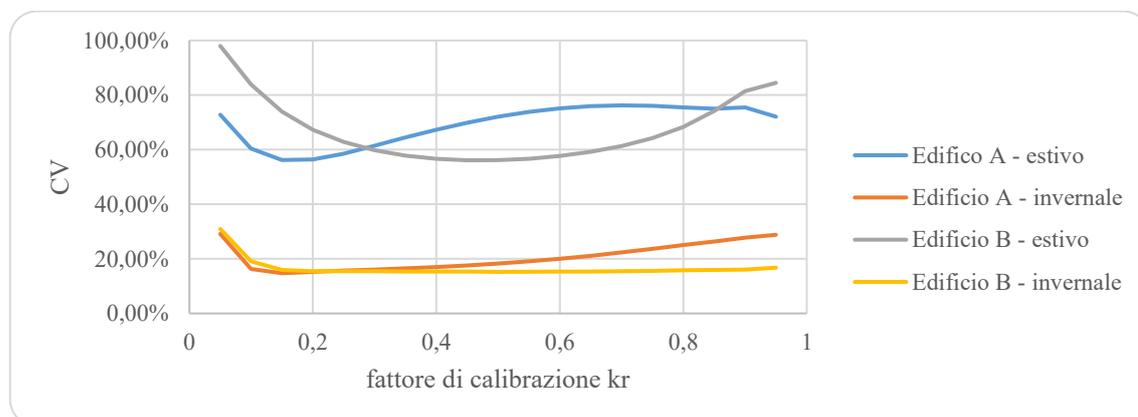
sia MBE che CV sono migliorati di qualche unità percentuale, mentre nel periodo estivo gli errori sono aumentati. Quindi, tutti i risultati del modello 1 mostrati successivamente sono ottenuti con la versione calibrata.

### 3.4.1.2 Modello 3

Nel modello 3 è richiesta la calibrazione di un fattore definito  $k_r$ , utilizzato per dividere la resistenza termica dell'involucro in due componenti che si collegano all'aria esterna e interna. Questa procedura è stata fatta calcolando l'MBE e CV relativi alla settimana invernale ed estiva, facendo variare il coefficiente  $k_r$  da 0,05 a 0,95. Sarà quindi scelto il valore con errori più accettabili.



**Figura 3.10.** Andamento MBE al variare del fattore di calibrazione  $k_r$



**Figura 3.11.** Andamento CV al variare del fattore di calibrazione  $k_r$

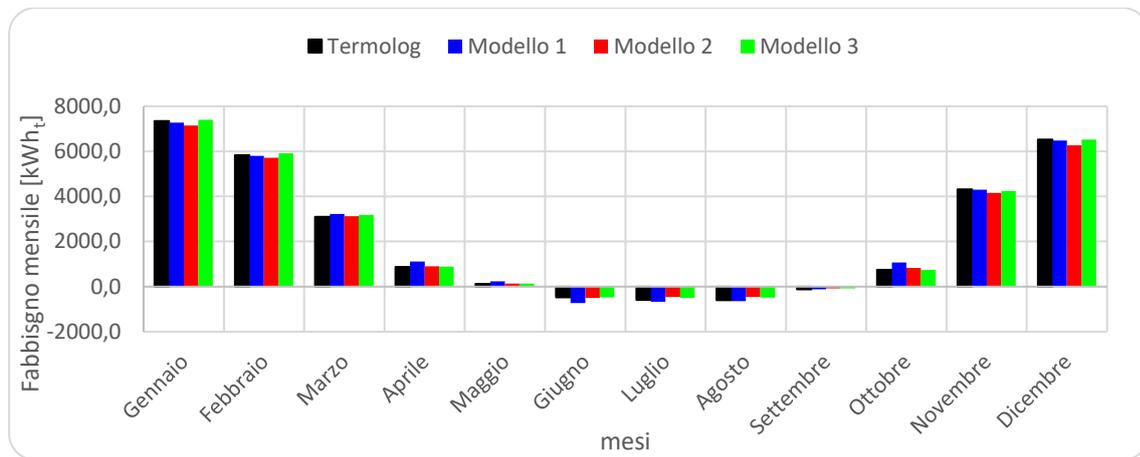
Dalle Figure 3.10 e 3.11 si evince che nel caso del riscaldamento gli errori si mantengono bassi, in quanto variano di poco al variare del  $k_r$  mantenendosi sotto il 20%. Mentre nel caso del raffrescamento il CV non va sotto il 56%. Pertanto, il valore scelto è  $k_r = 0,3$  perché rappresenta un compromesso per minimizzare il CV di raffrescamento degli edifici A e B. Quindi, i risultati di questo modello saranno ottenuti con un  $k_r$  di 0,3.

### 3.4.2 Confronto su base mensile

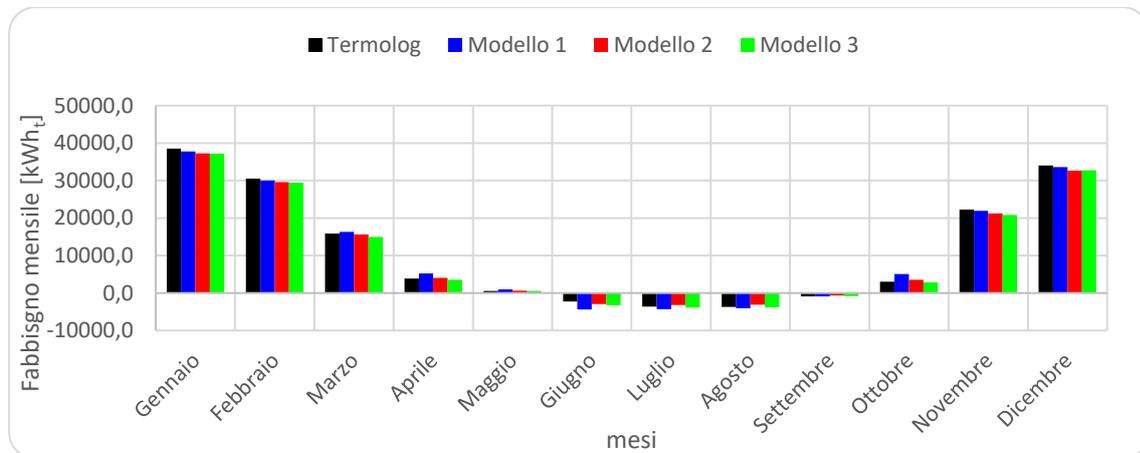
Gli errori calcolati su base mensile e mostrati in Tabella 3.14 sono molto buoni, in quanto tutti i modelli danno errori che rientrano nelle tolleranze espresse dall'ASHRAE [56], pari a  $\pm 5\%$  per l'MBE e  $15\%$  per CV. Tuttavia, per una migliore analisi dell'accuratezza dei modelli deve essere effettuato anche un confronto su base oraria.

**Tabella 3.14.** Confronto errori calcolati su base mensile

Errore	Edificio A			Edificio B		
	Modello 1	Modello 2	Modello 3	Modello 1	Modello 2	Modello 3
<b>MBE</b>	1,12%	-3,69%	1,57%	-0,68%	-4,30%	-5,09%
<b>CV</b>	6,62%	8,12%	2,67%	9,02%	8,52%	7,35%



**Figura 3.12.** Confronto fabbisgno energetico su base mensile per l'edificio A



**Figura 3.13.** Confronto fabbisgno energetico su base mensile per l'edificio B

### 3.4.3 Confronto su base oraria

La Tabella 3.15 mostra tutti gli errori calcolati su base oraria, prendendo in considerazione una settimana tipica invernale, una tipica estiva e tutto l'anno. Nelle Figure 3.14÷3.21 è mostrato invece il confronto orario della temperatura interna e del fabbisogno energetico di riscaldamento e raffrescamento.

**Tabella 3.15.** Confronto errori calcolati su base oraria

Periodo	Errore	Edificio A			Edificio B		
		Modello 1	Modello 2	Modello 3	Modello 1	Modello 2	Modello 3
settimana invernale	MBE	-1,18%	-4,50%	0,23%	-2,13%	-4,85%	-3,91%
	CV	46,8%	17,42%	16,10%	46,26%	10,23%	15,43%
	R <sup>2</sup>	68,1%	96,2%	95,5%	71,1%	98,6%	96,7%
	U	16,06%	5,27%	4,26%	22,5%	3,66%	4,68%
settimana estiva	MBE	6,75%	-8,24%	-5,02%	8,48%	-1,71%	9,32%
	CV	78,12%	52,68%	61,43%	85,92%	24,87%	58,8%
	R <sup>2</sup>	81,3%	87,5%	84,7%	73,7%	96,4%	83,9%
	U	21,16%	14,59%	16,27%	25,85%	7,88%	14,49%
anno	R <sup>2</sup>	73,4%	96,20%	94,40%	72,30%	98,60%	94,90%
	U	23,15%	8,24%	9,33%	23,10%	5,50%	9,64%

Il modello 1, nonostante sia stata svolta una procedura di calibrazione evidenzia grandi differenze tra i profili orari di energia per entrambi gli edifici. Ciò dimostra che i bassi errori calcolati su base mensile sono soggetti a effetti di compensazione tra errori positivi e negativi e quindi, soprattutto in riscaldamento, esso tende a sovrastimare l'inerzia termica dell'edificio.

Il modello 2 restituisce dei profili mensili e orari che seguono più fedelmente quelli di riferimento determinati da Termolog. Quasi tutti i coefficienti, senza aver svolto una procedura di calibrazione, rientrano nei limiti imposti dall'ASHRAE Guideline 14 [56]. L'unico che non rispetta la tolleranza è il CV relativo alla settimana estiva dell'edificio A, in quanto raggiunge un valore di 52,7%, ma dal punto di vista grafico la Figura 3.16 mostra degli andamenti accettabili. Inoltre, la maggior parte di edifici presenti nell'area di Torino selezionata, ha caratteristiche più simili a quelle dell'edificio B, il cui

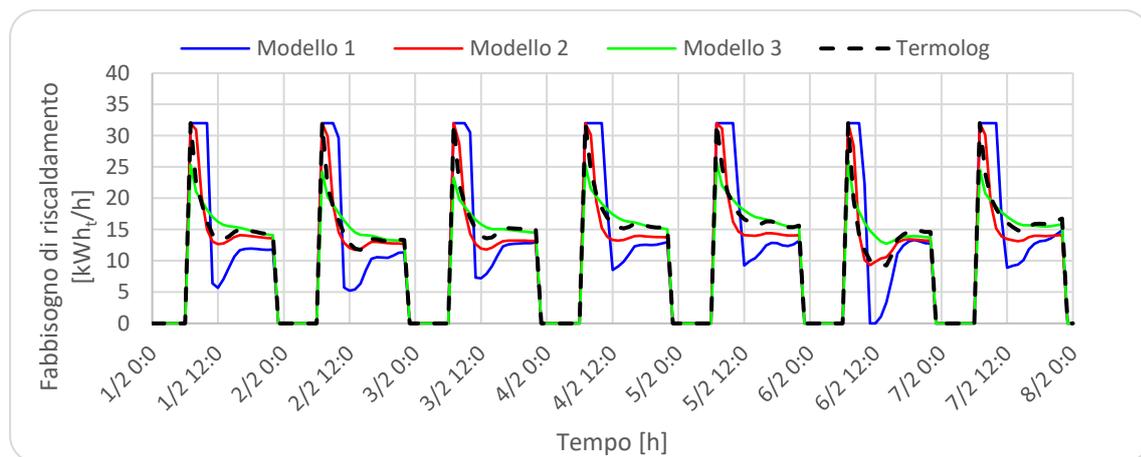
raffrescamento rientra nelle tolleranze. Quindi il modello 2 restituisce una dinamica oraria molto accurata.

Il modello 3 nel periodo di riscaldamento, per entrambi gli edifici, si comporta in modo migliore del modello 1 e molto simile al modello 2 determinando errori che rientrano anche nelle tolleranze dell'ASHRAE [56]. In quello di raffrescamento l'MBE rientra nelle tolleranze, ma il CV è peggiorato rispetto al secondo modello, e il profilo di energia calcolato si discosta maggiormente da quello di riferimento.

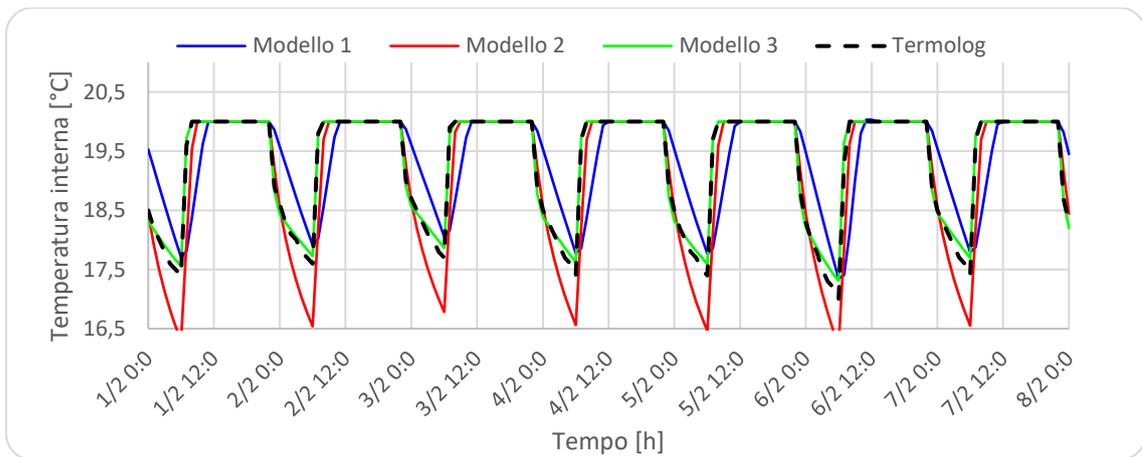
Dal punto di vista grafico il confronto tra i profili energetici di raffrescamento del modello 3 e di Termolog sembrano accettabili (Figure 3.16 e 3.20), soprattutto per l'edificio B che è quello più diffuso nella zona di Torino considerata. Inoltre, le differenze maggiori tra gli andamenti si presentano nei momenti di basso fabbisogno energetico.

Nel periodo di raffrescamento si verificano errori alti perché le maggiori imprecisioni si hanno nei momenti prossimi all'accensione e spegnimento dei sistemi, in cui il fabbisogno in termini di energia è basso e piccole differenze causano grandi errori percentuali. Quindi, il CV è molto buono per determinare l'incertezza dei risultati, ma tende a enfatizzare gli errori quando si hanno valori energetici bassi [57]. Infatti, un denominatore molto piccolo determina errori molto grandi, ma che in termini assoluti, per il loro ridotto valore, sono poco influenti.

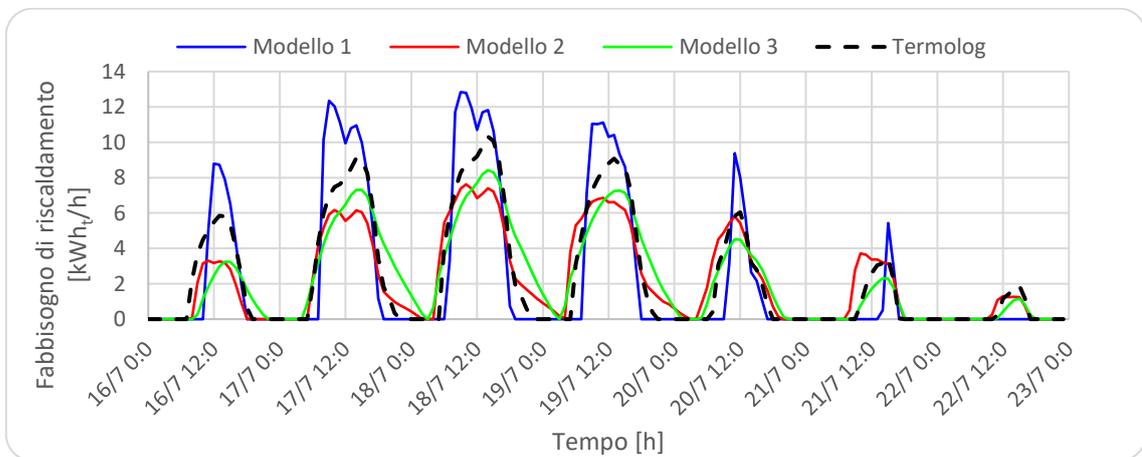
Il coefficiente  $U_1$  di Theil, avendo a denominatore i termini dei dati simulati ( $s_i$ ) e misurati ( $m_i$ ), risulta essere meno sensibile e quindi assume valori più accettabili, mentre  $R^2$  raggiunge un valore minimo di 83% (Tabella 3.15).



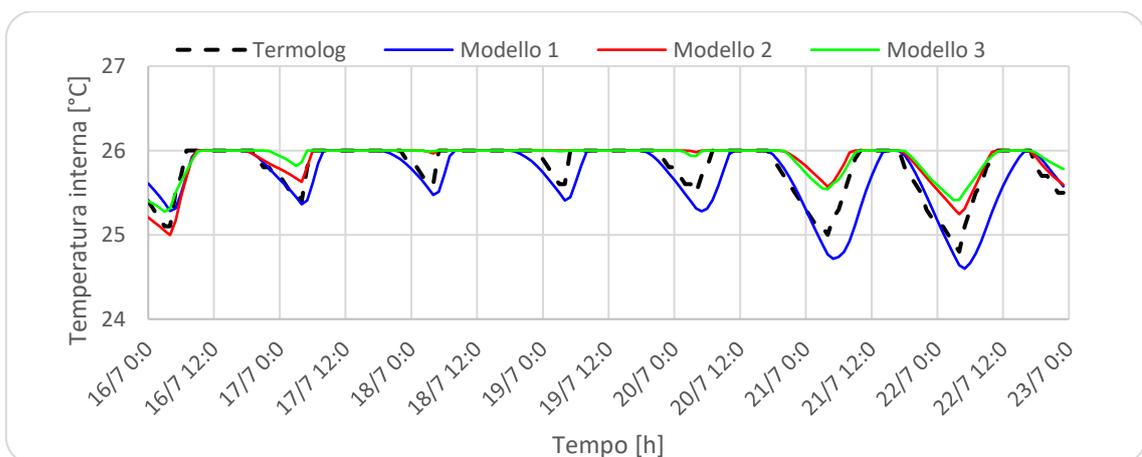
**Figura 3.14.** Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana invernale



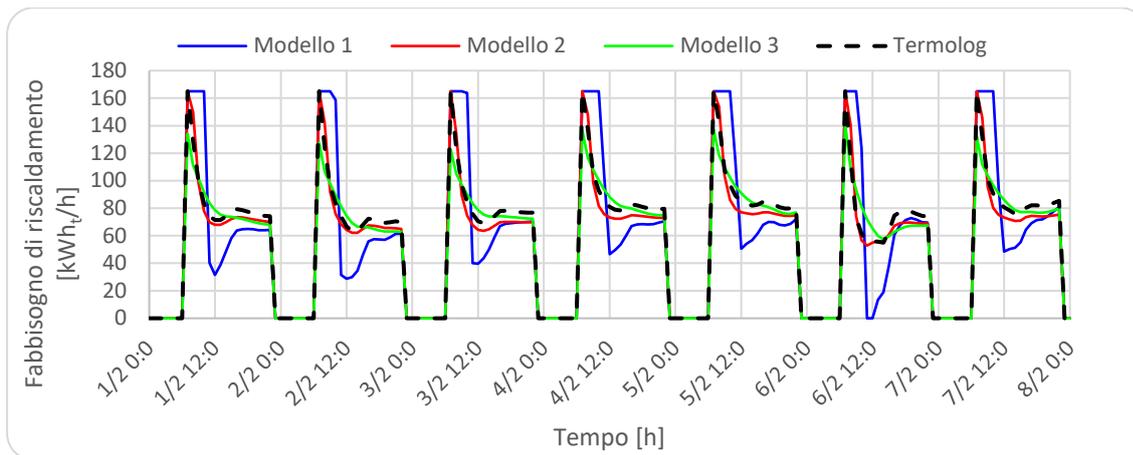
**Figura 3.15.** Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana invernale



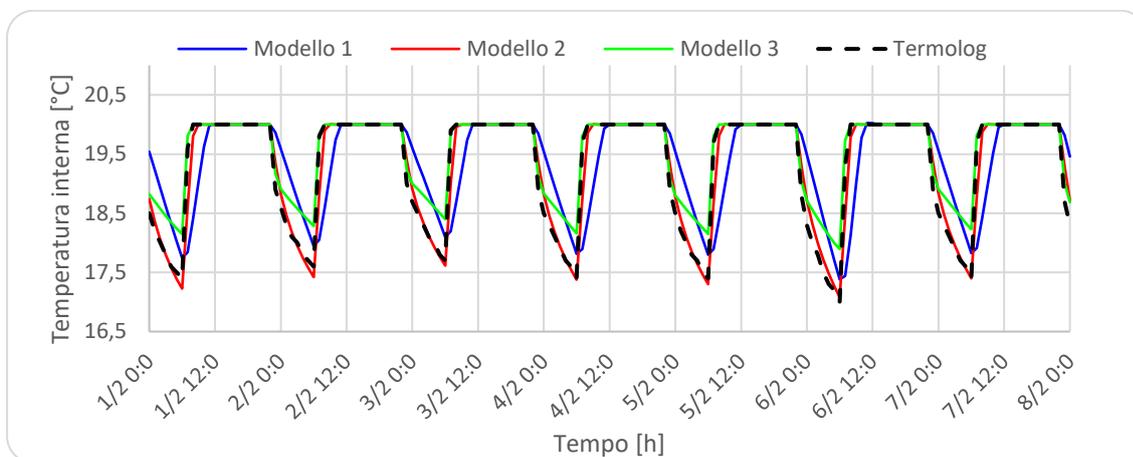
**Figura 3.16.** Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana estiva



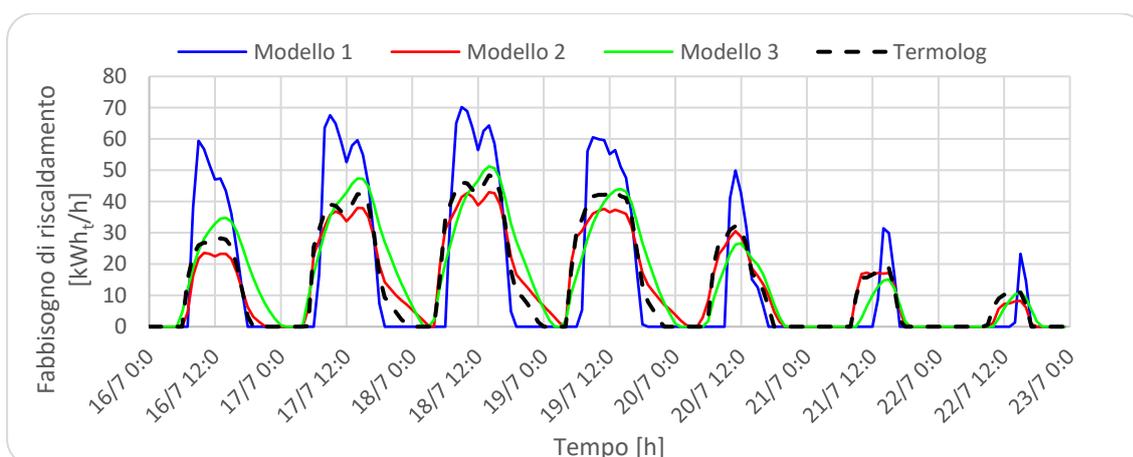
**Figura 3.17.** Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio A in una tipica settimana estiva



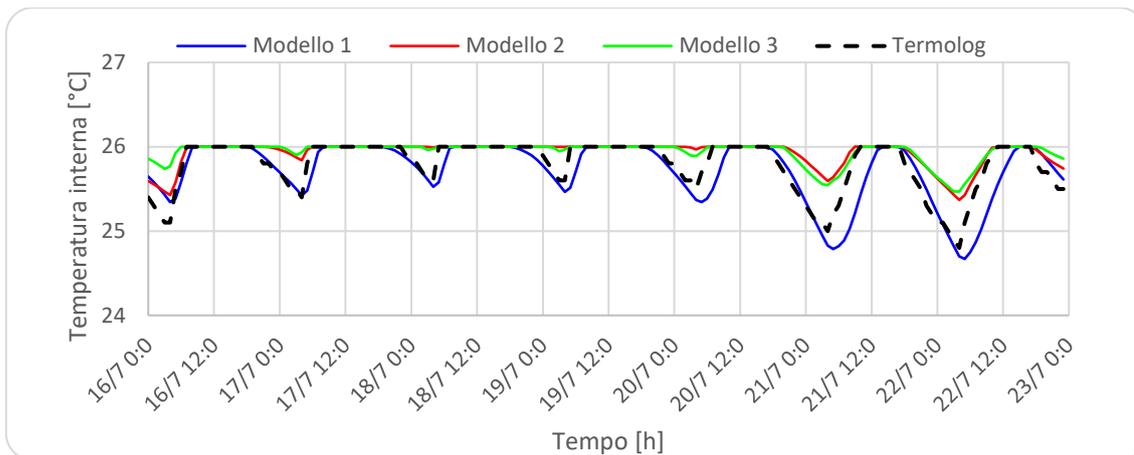
**Figura 3.18.** Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana invernale



**Figura 3.19.** Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana invernale

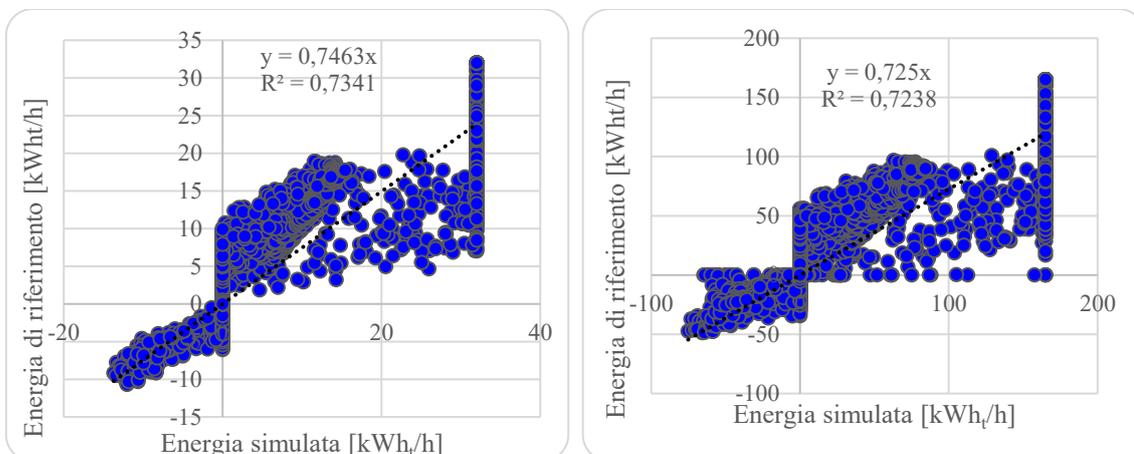


**Figura 3.20.** Confronto fabbisogno energetico su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana estiva

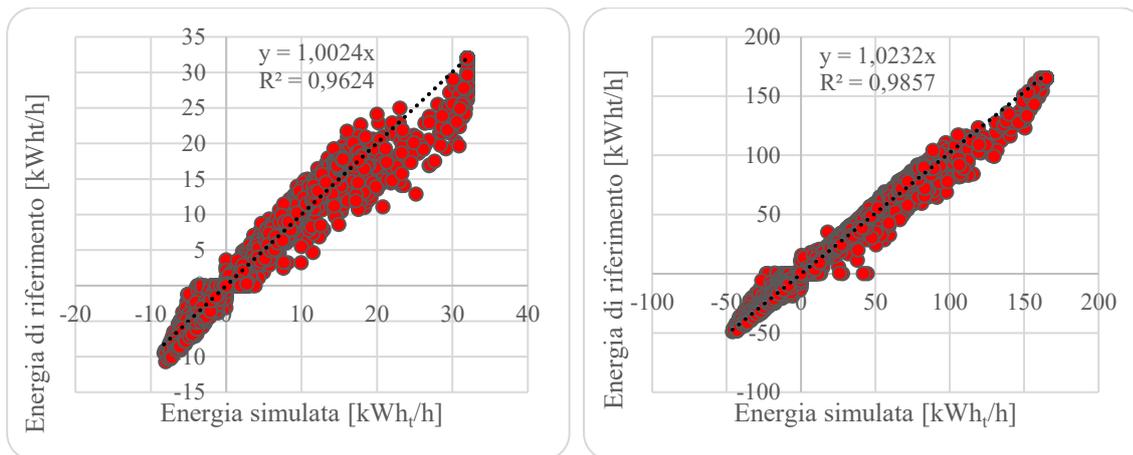


**Figura 3.21.** Confronto temperatura interna su base oraria per l'edificio B in una tipica settimana estiva

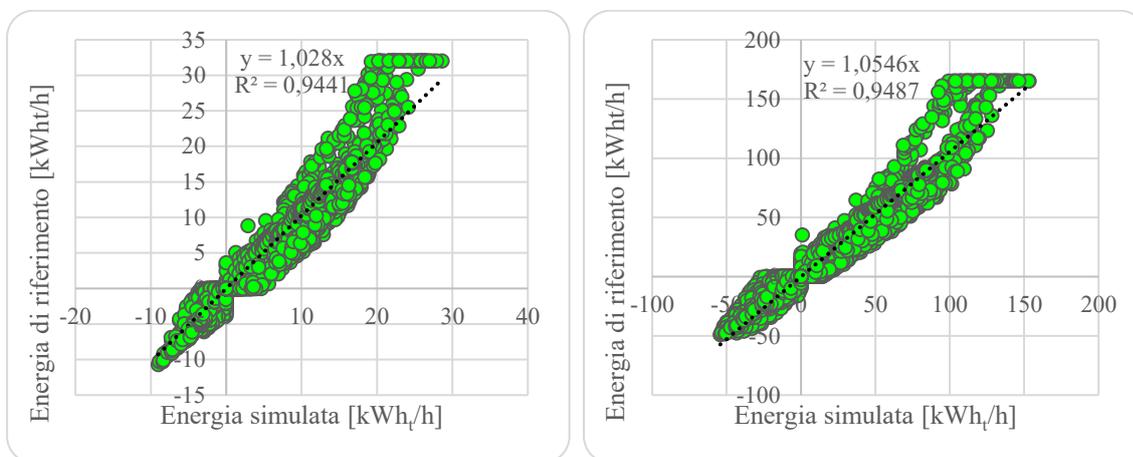
In seguito, le Figure 3.22, 3.23 e 3.24 mostrano i risultati calcolati da Termolog in funzione di quelli simulati dai modelli di edifici proposti mettendo in evidenza il coefficiente  $R^2$ . Si vede chiaramente che, più i modelli sono accurati, più i valori sono ravvicinati e tendono a seguire la retta di tendenza. Quindi, si ha una minore dispersione dei dati e un maggiore  $R^2$ .



**Figura 3.22.** Dati orari calcolati da Termolog in funzione di quelli simulati dal modello 1 per gli edifici A (a sinistra) e B (a destra)



**Figura 3.23.** Dati orari calcolati da Termolog in funzione di quelli simulati dal modello 2 per gli edifici A (a sinistra) e B (a destra)

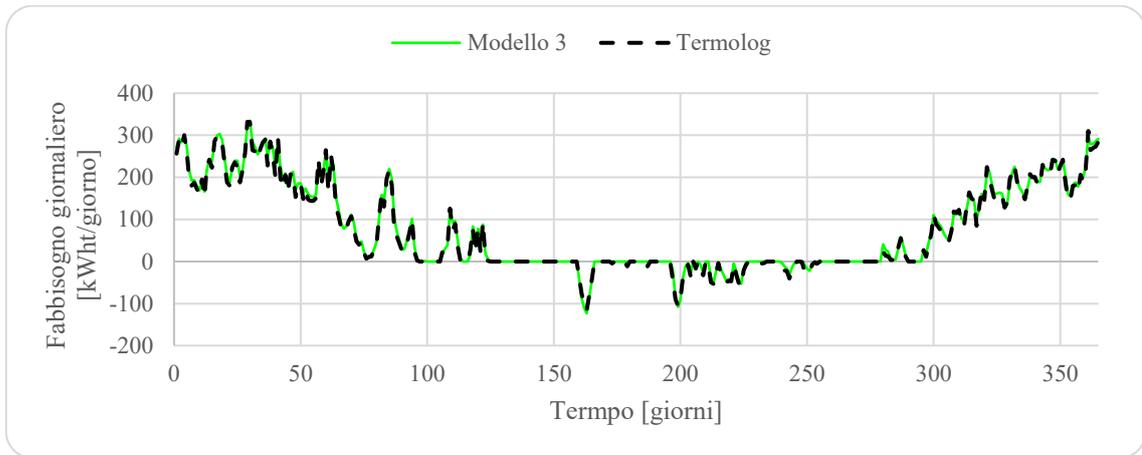


**Figura 3.24.** Dati orari calcolati da Termolog in funzione di quelli simulati dal modello 3 per gli edifici A (a sinistra) e B (a destra)

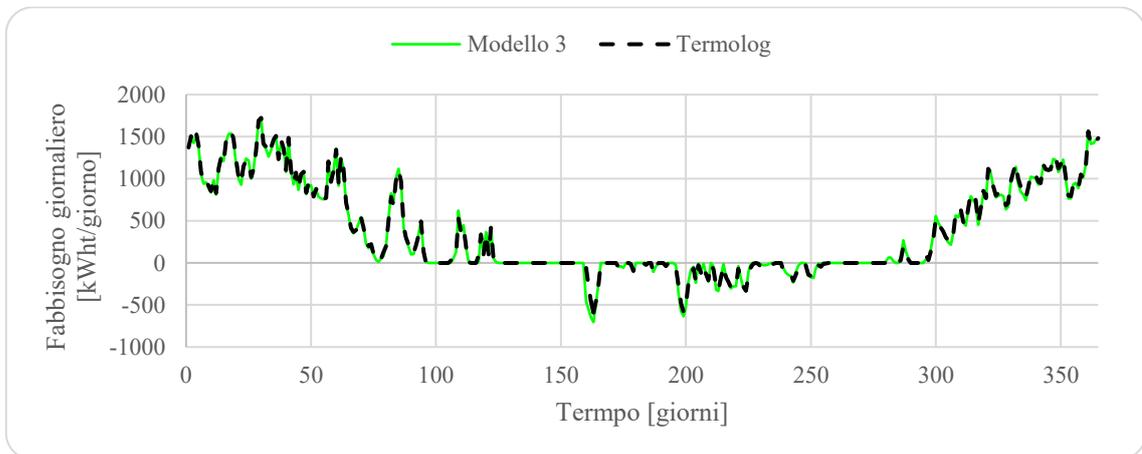
### 3.5 Selezione del modello da integrare nel caso studio

Per via degli elevati errori ottenuti su base oraria e della disponibilità di altri modelli più accurati, il modello 1 non sarà quindi utilizzato nello studio principale del VES. Invece, il modello 2 presenta errori più bassi, però la maggiore quantità di nodi considerati aumenta il numero di equazioni differenziali da risolvere che, a loro volta, incrementano il tempo di esecuzione delle simulazioni. Di conseguenza, nemmeno questo modello sarà utilizzato perché la procedura di calcolo si ritiene troppo complessa. In definitiva, quello più adatto sembra essere il modello 3, in quanto costituisce un buon compromesso tra qualità dei risultati ottenuti e semplicità della procedura di calcolo. Le Figure 3.22 e 3.23 mostrano il fabbisogno giornaliero in un periodo lungo un anno mettendo a confronto i

risultati di Termolog e quelli del modello selezionato per entrambi gli edifici di riferimento: si evidenzia una buona correlazione tra i due andamenti.



**Figura 3.25.** Confronto fabbisogno energetico giornaliero edificio A calcolato col modello 3



**Figura 3.26.** Confronto fabbisogno energetico giornaliero edificio B calcolato col modello 3

## CAPITOLO 4

### APPLICAZIONE DEI MODELLI AL CASO STUDIO

In questo capitolo, è riportata l'applicazione del caso studio analizzato, valutando inizialmente i valori di consumo e produzione di energia risultanti dalle simulazioni al variare degli scenari. Successivamente, è mostrata l'analisi sugli effetti conseguenti all'uso del VES tramite il confronto di alcuni Key Performance Indicators (KPI).

#### 4.1 Consumo e produzione di energia elettrica

##### 4.1.1 Consumi domestici

I consumi domestici non cambiano al variare degli scenari e sono mostrati in Tabella 4.1. Il valore annuo risulta essere di 331,8 GWh<sub>e</sub>, pari a un consumo specifico totale di 11,4 kWh<sub>e</sub>/m<sup>3</sup> di volume residenziale e a fronte di una potenza installata pari a 331,2 MW<sub>e</sub>.

Il consumo totale nella stagione di riscaldamento e raffrescamento è circa la metà, in quanto il profilo dei consumi è lo stesso per ogni giorno dell'anno e risultano quindi 166,4 GWh<sub>e</sub>/anno e 165,4 GWh<sub>e</sub>/anno, corrispondenti a circa 5,7 kWh<sub>e</sub>/m<sup>3</sup>.

Dividendo l'energia totale annua per la potenza installata si ottengono le ore equivalenti di funzionamento ipotizzando l'uso a potenza nominale e risultano circa 1.000 ore/anno.

**Tabella 4.1.** Consumi elettrici obbligati annui e stagionali divisi per zone

<b>Zona</b>	<b>Consumo annuo [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>	<b>Consumo invernale [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>	<b>Consumo estivo [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>
<b>1</b>	56,6	28,3	28,3
<b>2</b>	39,1	19,5	19,5
<b>3</b>	41,5	20,7	20,7
<b>4</b>	43,0	21,5	21,5
<b>5</b>	66,1	33,0	33,0
<b>6</b>	19,8	9,9	9,9
<b>7</b>	38,8	19,4	19,4
<b>8</b>	26,9	13,4	13,4
<b>Totale</b>	<b>331,8</b>	<b>166,4</b>	<b>165,4</b>

#### 4.1.2 Produzione fotovoltaica

La produzione fotovoltaica riportata è stata ottenuta considerando il 10%, 20% e 30% dell'area di copertura totale e i risultati divisi per zona sono riportati nelle Tabelle 4.2, 4.3 e 4.4.

**Tabella 4.2.** Produzione fotovoltaica per zone occupando il 10% dell'area di copertura

<b>Zona</b>	<b>Prod. annua [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>	<b>Prod. invernale [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>	<b>Prod. estiva [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>
<b>1</b>	7,3	2,8	4,6
<b>2</b>	5,2	2,0	3,2
<b>3</b>	7,0	2,6	4,3
<b>4</b>	5,3	2,0	3,3
<b>5</b>	7,8	3,0	4,9
<b>6</b>	2,9	1,1	1,8
<b>7</b>	5,4	2,0	3,3
<b>8</b>	4,5	1,7	2,8
<b>Totale</b>	<b>45,3</b>	<b>17,1</b>	<b>28,2</b>

**Tabella 4.3.** Produzione fotovoltaica per zone occupando il 20% dell'area di copertura

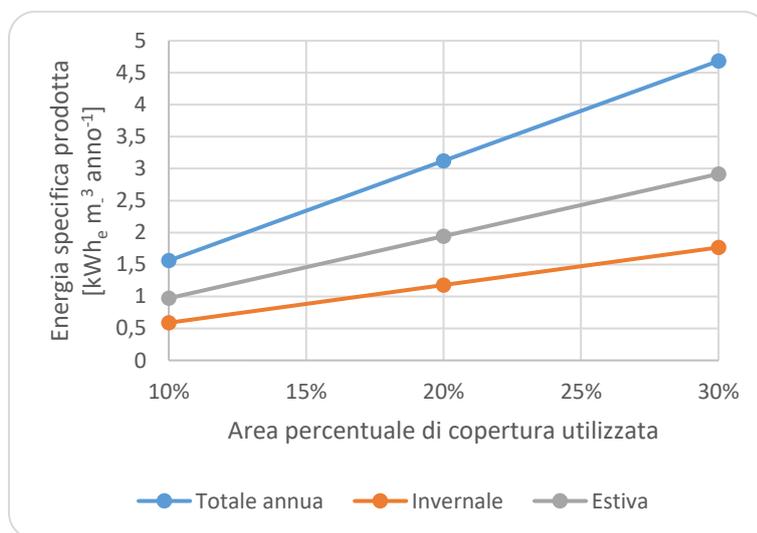
<b>Zona</b>	<b>Prod. annua [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>	<b>Prod. invernale [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>	<b>Prod. estiva [GWh<sub>e</sub>/anno]</b>
<b>1</b>	14,6	5,5	9,1
<b>2</b>	10,4	3,9	6,5
<b>3</b>	14,0	5,3	8,7
<b>4</b>	10,5	4,0	6,6
<b>5</b>	15,7	5,9	9,8
<b>6</b>	5,8	2,2	3,6
<b>7</b>	10,7	4,0	6,7
<b>8</b>	8,9	3,4	5,5
<b>Totale</b>	<b>90,6</b>	<b>34,2</b>	<b>56,5</b>

**Tabella 4.4.** Produzione fotovoltaica per zone occupando il 30% dell'area di copertura

Zona	Prod. annua [GWh <sub>e</sub> /anno]	Prod. invernale [GWh <sub>e</sub> /anno]	Prod. estiva [GWh <sub>e</sub> /anno]
1	22,0	8,3	13,7
2	15,6	5,9	9,7
3	20,9	7,9	13,0
4	15,8	6,0	9,8
5	23,5	8,9	14,6
6	8,7	3,3	5,4
7	16,1	6,1	10,0
8	13,4	5,0	8,3
<b>Totale</b>	<b>136,0</b>	<b>51,3</b>	<b>84,7</b>

I consumi specifici sono mostrati in Figura 4.1 e come ci si può aspettare, la produzione fotovoltaica in estate è maggiore rappresentando circa il 60% del totale annuo.

Le ore equivalenti della produzione fotovoltaica annuale sono circa 1.100 e sono anche molto vicine alle 1.105 ore medie dichiarate dal GSE in Piemonte nel 2014 [58].



**Figura 4.1.** Energia specifica prodotta dal fotovoltaico

#### 4.1.3 Consumi delle pompe di calore

Ipotizzando che tutti gli edifici hanno pompe di calore e l'assenza del VES, è possibile stabilire il fabbisogno energetico invernale ed estivo dell'area urbana considerata nello scenario attuale (mostrato in Tabella 4.5).

**Tabella 4.5.** Consumo delle pompe di calore considerando l'intero volume dell'area

Zona	Consumo annuo [GWh <sub>e</sub> /anno]	Consumo invernale [GWh <sub>e</sub> /anno]	Consumo estivo [GWh <sub>e</sub> /anno]
1	35,5	34,7	0,8
2	26,4	25,8	0,6
3	23,4	21,9	1,5
4	26,9	25,8	1,1
5	38,0	36,9	1,1
6	13,6	13,3	0,3
7	25,8	25,0	0,8
8	19,0	18,6	0,4
<b>Totale</b>	<b>208,6</b>	<b>202,0</b>	<b>6,6</b>

Il volume totale residenziale è  $29,03 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , quindi il consumo elettrico specifico annuo risulta pari a  $7,2 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$ . Mentre, per i periodi di riscaldamento e raffrescamento si calcola un consumo di  $7,0 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$  e  $0,23 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$ .

Il COP ipotizzato è 4, per cui il fabbisogno termico di riscaldamento risultante con i dati climatici dell'anno 2014 è  $808 \text{ GWh}_t/\text{anno}$  che corrisponde a  $27,8 \frac{\text{kWh}_t}{\text{m}^3\text{anno}}$ . Quest'ultimo risulta essere sottostimato dell'8% rispetto al valore mostrato in [46], in cui nell'anno 2014, per gli edifici di Torino alimentati dal teleriscaldamento, è stato misurato un fabbisogno specifico di  $30,4 \frac{\text{kWh}_t}{\text{m}^3\text{anno}}$  ( $1.700 \text{ GWh}_t/\text{anno}$  per  $56 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  di edifici). Un approfondimento in merito andrebbe quindi effettuato.

#### 4.1.4 Confronto degli scenari

Nelle Tabelle 4.6, 4.7 e 4.8 sono riportati i principali valori totali di energia riguardanti il periodo di riscaldamento, raffrescamento e anno intero al variare della percentuale di potenza installata di fotovoltaico (PV) e pompe di calore (HP).

Ipotizzando che il 50% di esse sono usate come VES, nelle tabelle si riportano i seguenti parametri:

- $E_{\text{dom}}$  indica il consumo elettrico domestico in GWh<sub>e</sub>/anno;
- $E_{\text{non VES}}$  indica il consumo di pompe di calore in GWh<sub>e</sub>/anno che non usato per il VES;
- $E_{\text{VES}}$  indica il consumo di pompe di calore in GWh<sub>e</sub>/anno usato per il VES;
- $E_{\text{PV}}$  indica la produzione fotovoltaica in GWh<sub>e</sub>/anno;
- $E_{\text{imp}}$  indica l'energia in GWh<sub>e</sub>/anno prelevata dalla rete;
- $E_{\text{exp}}$  indica il reverse power flow in GWh<sub>e</sub>/anno;

Le tabelle mostrano che, gli edifici aventi pompe di calore non utilizzate per il VES, consumano meno energia di quando la stessa quantità di edifici ha pompe di calore che invece vengono utilizzate per fornire flessibilità. Questo avviene perché in quest'ultimo caso si sfrutta il surplus prodotto dalle fonti rinnovabili.

**Tabella 4.6.** Valori di energia totale nel periodo di riscaldamento al variare della potenza installata di fotovoltaico e P2H

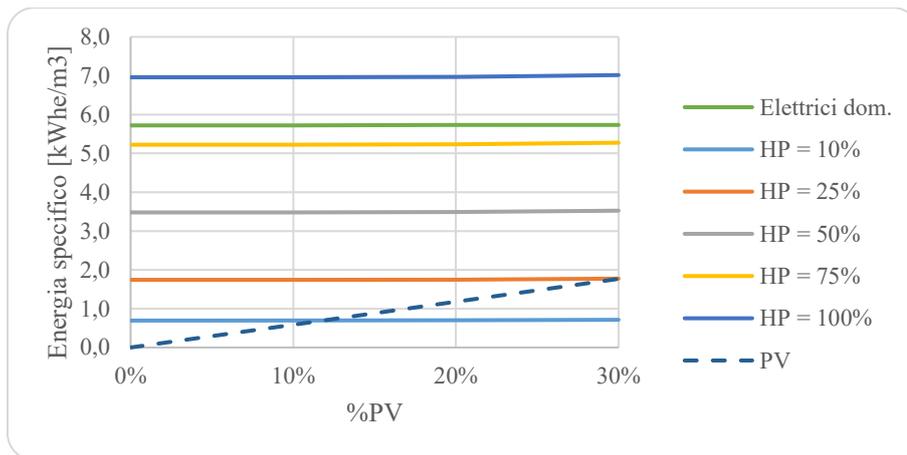
Riscaldamento			GWh€/anno					
PV	HP	VES	E <sub>dom</sub>	E <sub>nonVES</sub>	E <sub>VES</sub>	E <sub>PV</sub>	E <sub>imp</sub>	E <sub>exp</sub>
0%	10%	50%	166,4	10,1	10,1	0	186,6	0,0
0%	25%	50%	166,4	25,3	25,3	0	217,0	0,0
0%	50%	50%	166,4	50,5	50,5	0	267,4	0,0
0%	75%	50%	166,4	75,8	75,8	0	318,0	0,0
0%	100%	50%	166,4	101,0	101,0	0	368,4	0,0
10%	10%	50%	166,4	10,1	10,1	17,1	169,5	0,0
10%	25%	50%	166,4	25,3	25,3	17,1	199,8	0,0
10%	50%	50%	166,4	50,5	50,5	17,1	250,2	0,0
10%	75%	50%	166,4	75,8	75,8	17,1	300,8	0,0
10%	100%	50%	166,4	101,0	101,0	17,1	351,2	0,0
20%	10%	50%	166,4	10,1	10,3	34,2	152,8	0,2
20%	25%	50%	166,4	25,3	25,5	34,2	183,0	0,0
20%	50%	50%	166,4	50,5	50,8	34,2	233,5	0,0
20%	75%	50%	166,4	75,8	76,0	34,2	284,0	0,0
20%	100%	50%	166,4	101,0	101,2	34,2	334,4	0,0
30%	10%	50%	166,4	10,1	10,6	51,3	140,8	5,0
30%	25%	50%	166,4	25,3	26,2	51,3	169,0	2,5
30%	50%	50%	166,4	50,5	51,8	51,3	215,5	1,1
30%	75%	50%	166,4	75,8	77,3	51,3	268,6	0,6
30%	100%	50%	166,4	101,0	102,7	51,3	319,0	0,3

**Tabella 4.7.** Valori di energia totale nel periodo di raffrescamento al variare della potenza installata di fotovoltaico e P2H

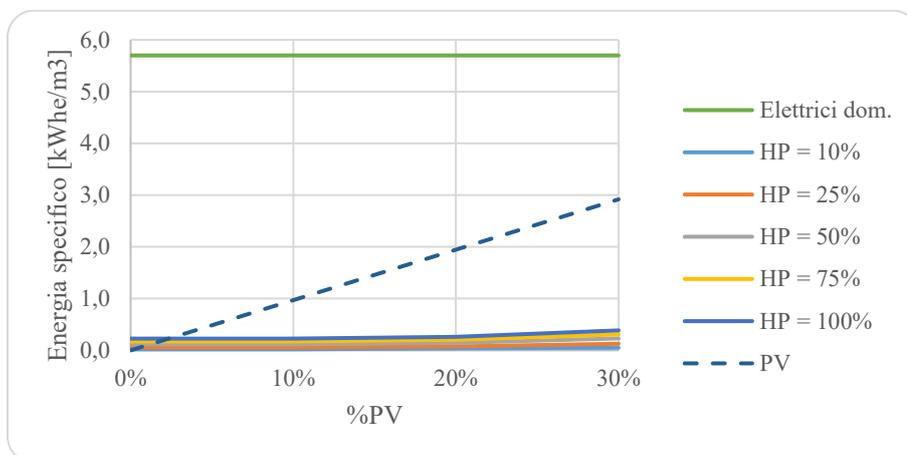
Raffrescamento			GWh/anno					
PV	HP	VES	E <sub>dom</sub>	E <sub>nonVES</sub>	E <sub>VES</sub>	E <sub>PV</sub>	E <sub>imp</sub>	E <sub>exp</sub>
0%	10%	50%	165,4	0,3	0,3	0	166,0	0,0
0%	25%	50%	165,4	0,8	0,8	0	167,0	0,0
0%	50%	50%	165,4	1,7	1,7	0	168,8	0,0
0%	75%	50%	165,4	2,5	2,5	0	170,4	0,0
0%	100%	50%	165,4	3,3	3,3	0	172,0	0,0
10%	10%	50%	165,4	0,3	0,3	28,2	137,9	0,0
10%	25%	50%	165,4	0,8	0,8	28,2	138,9	0,0
10%	50%	50%	165,4	1,7	1,7	28,2	140,6	0,0
10%	75%	50%	165,4	2,5	2,5	28,2	142,2	0,0
10%	100%	50%	165,4	3,3	3,3	28,2	143,9	0,0
20%	10%	50%	165,4	0,3	0,8	56,5	112,2	2,1
20%	25%	50%	165,4	0,8	1,5	56,5	113,0	1,7
20%	50%	50%	165,4	1,7	2,5	56,5	114,5	1,4
20%	75%	50%	165,4	2,5	3,4	56,5	116,1	1,3
20%	100%	50%	165,4	3,3	4,2	56,5	117,7	1,3
30%	10%	50%	165,4	0,3	1,2	84,7	100,2	17,9
30%	25%	50%	165,4	0,8	2,9	84,7	100,4	16,0
30%	50%	50%	165,4	1,7	5,0	84,7	100,9	13,5
30%	75%	50%	165,4	2,5	6,5	84,7	101,9	12,1
30%	100%	50%	165,4	3,3	7,9	84,7	103,0	11,1

**Tabella 4.8.** Valori di energia totale nell'anno intero al variare della potenza installata di fotovoltaico e P2H

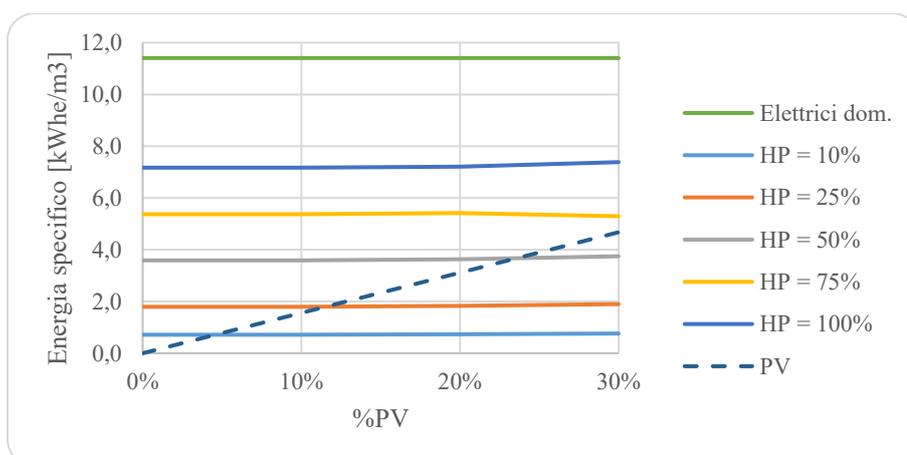
Anno intero			GWh/anno					
PV	HP	VES	E <sub>dom</sub>	E <sub>nonVES</sub>	E <sub>VES</sub>	E <sub>PV</sub>	E <sub>imp</sub>	E <sub>exp</sub>
0%	10%	50%	331,8	10,4	10,4	0	352,6	0,0
0%	25%	50%	331,8	26,1	26,1	0	384,0	0,0
0%	50%	50%	331,8	52,2	52,2	0	436,2	0,0
0%	75%	50%	331,8	78,2	78,2	0	488,2	0,0
0%	100%	50%	331,8	104,3	104,3	0	540,4	0,0
10%	10%	50%	331,8	10,4	10,4	45,3	307,3	0,0
10%	25%	50%	331,8	26,1	26,1	45,3	338,6	0,0
10%	50%	50%	331,8	52,2	52,2	45,3	390,7	0,0
10%	75%	50%	331,8	78,2	78,2	45,3	442,9	0,0
10%	100%	50%	331,8	104,3	104,3	45,3	495,0	0,0
20%	10%	50%	331,8	10,4	11,0	90,7	264,9	2,3
20%	25%	50%	331,8	26,1	27,1	90,7	296,0	1,7
20%	50%	50%	331,8	52,2	53,3	90,7	347,9	1,4
20%	75%	50%	331,8	78,2	79,4	90,7	400,0	1,3
20%	100%	50%	331,8	104,3	105,4	90,7	452,1	1,3
30%	10%	50%	331,8	10,4	11,8	136,0	241,0	23,0
30%	25%	50%	331,8	26,1	29,1	136,0	269,4	18,5
30%	50%	50%	331,8	52,2	56,8	136,0	319,4	14,7
30%	75%	50%	331,8	70,2	83,8	136,0	370,5	12,7
30%	100%	50%	331,8	104,3	110,5	136,0	422,0	11,4



**Figura 4.2.** Confronto consumi specifici invernali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES



**Figura 4.3.** Confronto consumi specifici estivi al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES



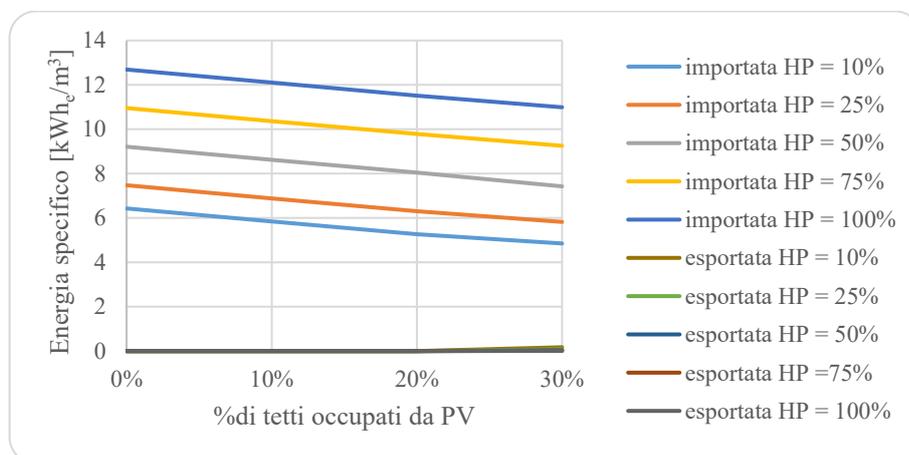
**Figura 4.4.** Confronto consumi specifici annuali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES

Le Figure 4.2, 4.3 e 4.4 confrontano gli andamenti dei valori specifici di energia prodotta e consumata. Questi sono ottenuti dividendo i dati riportati nelle Tabelle 4.6, 4.7 e 4.8 per il volume degli edifici residenziali, pari a  $29,03 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ .

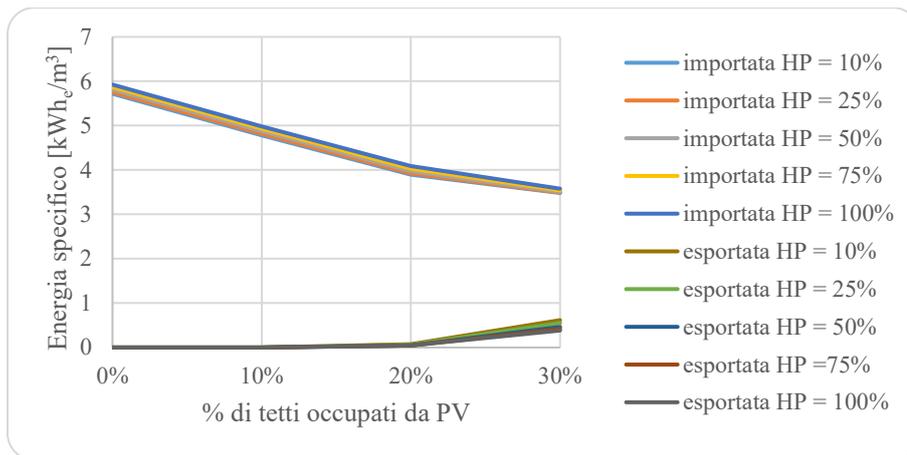
In tutti i casi, i valori maggiori sono costituiti dai consumi domestici che si mantengono costanti perché dipendono esclusivamente dal numero di giorni che compongono il periodo di tempo e perché il profilo di consumo utilizzato nei calcoli è uguale per tutti i giorni dell'anno. Essi raggiungono valori di circa  $5,7 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$  nei due periodi dell'anno e in totale risultano essere quindi  $11,4 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$ .

I consumi specifici delle pompe di calore, variano a seconda della potenza installata e dal periodo considerato. Infatti, in inverno, sono molto più alti e possono superare anche i consumi elettrici obbligati (Figura 4.2) raggiungendo un massimo di circa  $7,0 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$  se tutti gli edifici sono dotati di tali sistemi. Invece, in estate, arrivano a circa  $0,2 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$  (Figura 4.3).

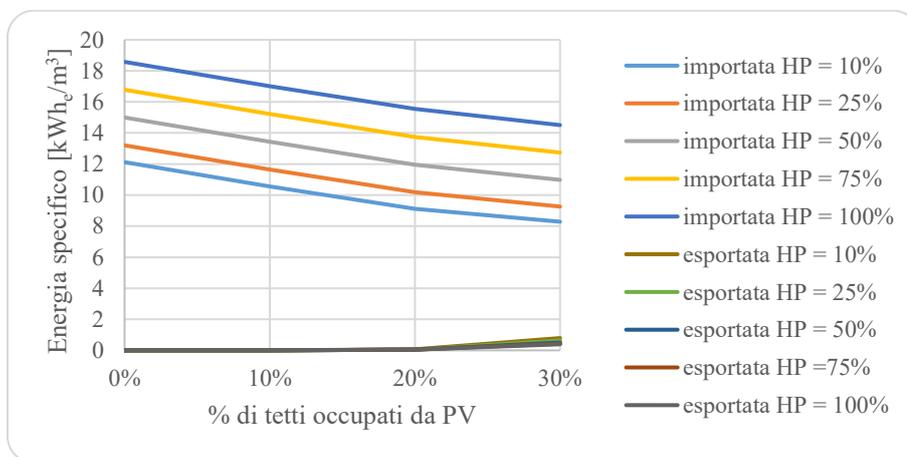
La produzione fotovoltaica, all'aumentare della potenza installata, cresce in modo proporzionale come già mostrato in Figura 4.1, in cui il periodo di maggiore producibilità è proprio quello estivo (Figura 4.3).



**Figura 4.5.** Confronto energia prelevata e power reverse flow specifici invernali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES



**Figura 4.6.** Confronto energia prelevata e power reverse flow specifici estivi al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES



**Figura 4.7.** Confronto energia prelevata e power reverse flow specifici annuali al variare delle pompe di calore installate (HP) e col 50% di esse utilizzate per il VES

Le Figure 4.5, 4.6 e 4.7 confrontano gli andamenti dei valori specifici di energia prelevata e reverse power flow. Questi sono ottenuti dividendo i dati riportati nelle Tabelle 4.6, 4.7 e 4.8 per il volume degli edifici residenziali, pari a  $29,03 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ .

Nel periodo di riscaldamento l'energia prelevata dalla rete dipende molto dalla potenza installata di pompe di calore. Ciò non avviene nel periodo estivo perché, a differenza caso invernale, il fabbisogno di raffrescamento è molto basso e quindi la maggior parte dell'energia consumata è destinata agli usi domestici.

Come ci si può aspettare, in tutti i casi, all'aumentare della produzione fotovoltaica l'energia prelevata dalla rete diminuisce. Tale riduzione avviene perché c'è più disponibilità di energia prodotta da fonti rinnovabili che causano invece un leggero aumento del reverse power flow. Quest'ultimo, nel periodo invernale è molto basso ed aumenta di poco all'aumentare della potenza fotovoltaica installata perché in inverno c'è

meno irradianza solare. Nel periodo estivo, invece, la producibilità rinnovabile è maggiore, ma in generale rimane sempre bassa e nell'intero anno non va oltre a  $0,8 \frac{\text{kWh}_e}{\text{m}^3\text{anno}}$ . Questo avviene per via dell'alta quantità di consumi e della scarsa possibilità di installare di impianti a fonti rinnovabili.

#### **4.2 Utilizzo del VES nel caso studio analizzato**

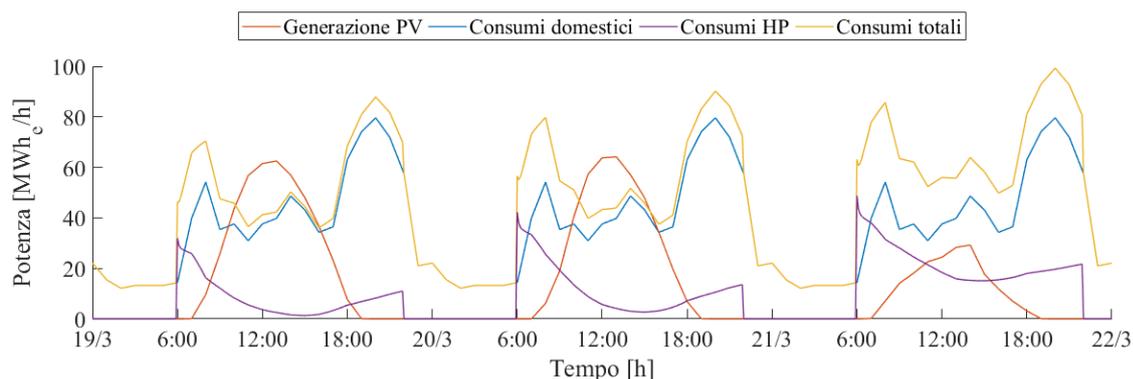
Il VES costituisce una tecnica innovativa che permette di sfruttare in modo più efficiente le reti di distribuzione dell'energia, spostando nel tempo i carichi flessibili e adattandoli alle esigenze delle reti stesse.

Nella presente tesi, si studia questa tecnica allo scopo di migliorare la penetrazione delle fonti rinnovabili tramite la variazione dei setpoint di temperatura degli edifici per immagazzinare l'energia elettrica in più prodotta da tali fonti.

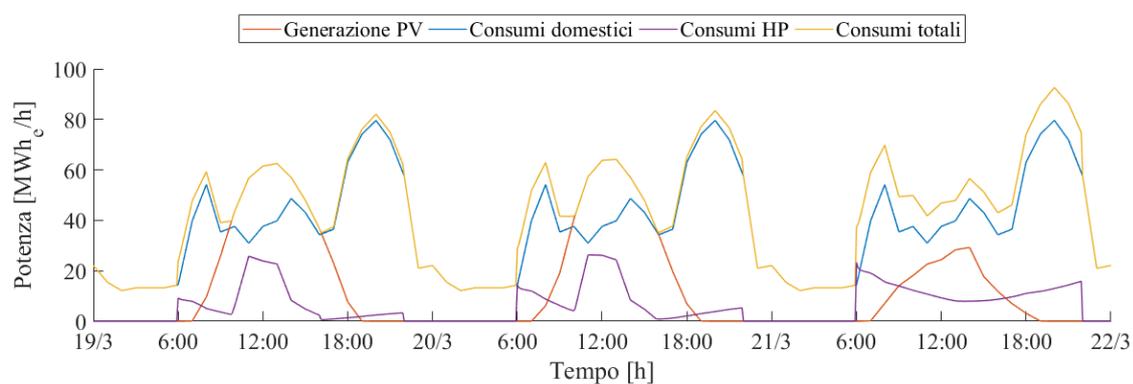
Nelle Figure 4.8 e 4.9 sono stati riportati i profili di produzione e consumo di energia elettrica nell'area analizzata nel periodo 19÷22 Marzo e in esse si confronta il caso senza l'utilizzo del VES (Figura 36) con quello in cui avviene lo sfruttamento della flessibilità del VES (Figura 37). Le due figure si riferiscono allo scenario dove viene ipotizzato che il 30% dei tetti sia ricoperto di pannelli fotovoltaici e che il 50% degli edifici sia dotato di pompa di calore.

In Figura 36 si può notare che, durante le ore di massimo irraggiamento, la produzione fotovoltaica (curva arancione) supera i consumi elettrici totali (curva gialla). Una sovrapproduzione causa un trasferimento di potenza elettrica dalla rete di media tensione a quella alta tensione (reverse power flow) e quando questo accade non è garantita la corretta protezione del sistema di distribuzione a causa dello schema di protezione attualmente implementato sulla rete di distribuzione. In più la presenza di sovrapproduzioni rappresenta un uso non efficiente dell'energia disponibile.

La Figura 37 rappresenta lo stesso scenario ma con l'utilizzo della flessibilità offerta dal VES. Durante i periodi di massima produzione fotovoltaica il consumo delle pompe di calore aumenta (curva viola) in modo da assorbire la sovrapproduzione. L'energia in eccesso viene accumulata all'interno degli edifici sotto forma di energia termica e lo si fa modificando (alzando in inverno e abbassando in estate) il setpoint di temperatura degli edifici. Oltre a mitigare il reverse power flow durante i picchi di produzione, per effetto dell'inerzia termica, l'accumulo di energia all'interno degli edifici permette di ridurre i consumi delle pompe di calore nelle ore successive ai picchi.



**Figura 4.8.** Profili orari di consumo e produzione energetica, con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, senza utilizzo del VES)



**Figura 4.9.** Profili orari di consumo e produzione energetica, con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 100% usato come VES)

#### 4.2.1 Valutazione dei Key Performance Indicators (KPI)

Poiché lo scopo del lavoro è quello di valutare il comportamento di un'area urbana dotata di sistemi P2H per l'uso del VES, sono stati studiati 4 coefficienti detti Key Performance Indicators (KPI), utili a definire e quantificare se, al variare degli scenari, si ottengono dei benefici.

I KPI presi in considerazione sono i seguenti:

- 1 Energia elettrica rinnovabile in eccesso mandata negli edifici usati come VES ( $E_{\text{surplus,HP,VES}}$ ) per mitigare il reverse power flow o il curtailment. Può anche essere vista come l'energia accumulata negli edifici per offrire servizi di demand response o il carico di energia anticipato per adattare l'utenza alle esigenze della rete;

- 2 Energia elettrica prodotta in modo tradizionale non rinnovabile prelevata dalla rete elettrica per alimentare le pompe di calore ( $E_{rete,HP}$ ). È calcolata dalla differenza positiva tra carico totale richiesto da tutte le pompe presenti ( $E_{HP}$ ) e l'energia prodotta da fonti rinnovabili che le alimenta ( $E_{PV \rightarrow HP}$ ), assumendo positiva l'energia uscente dalla rete:

$$E_{PV \rightarrow HP} = (E_{PV} - E_{el,obb}) > 0 \quad (4.1)$$

$$E_{rete,HP} = (E_{HP} - E_{PV \rightarrow HP}) > 0 \quad (4.2)$$

- 3 Energia rinnovabile totale esportata dal sistema o reverse power flow ( $E_{exp}$ ), calcolata come la differenza positiva tra la generazione fotovoltaica ( $E_{PV}$ ), meno il carico totale richiesto dagli usi elettrici domestici ( $E_{el,dom}$ ) e dalle pompe di calore presenti ( $E_{HP}$ ) assumendo positiva l'energia entrante nella rete:

$$E_{exp} = E_{PV} - (E_{HP} + E_{el,obb}) > 0 \quad (4.3)$$

- 4 Varianza del bilancio energetico della rete elettrica ( $\theta^2$ ), cioè un parametro statistico che misura la variabilità dei flussi energetici nella rete in un fissato periodo di tempo, rispetto al valore medio. Serve principalmente a quantificare le instabilità: più esso è alto, maggiore è la variabilità dei carichi. Aumentando la flessibilità energetica, il valore di questo KPI dovrebbe abbassarsi [59, 60] ed è calcolato mediante le formule:

$$E[P_{active}] = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{end}} P_{active}(t) \cdot dt}{t_{end} - t_{start}} \quad (4.4)$$

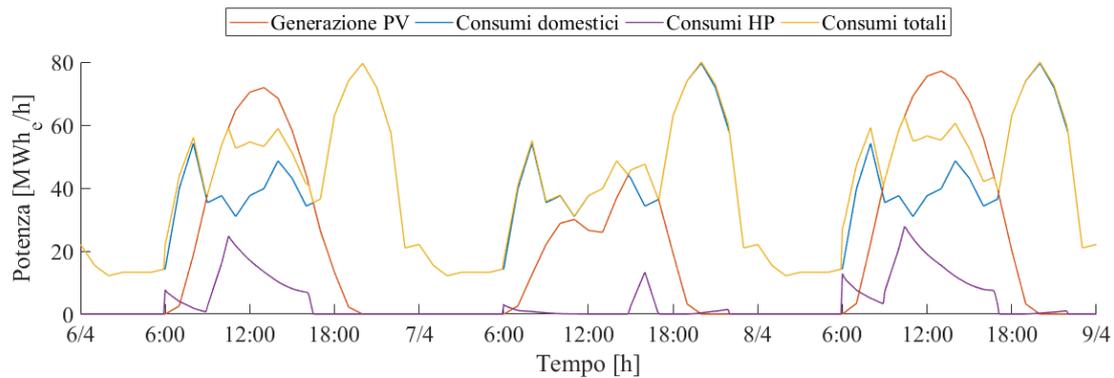
$$\theta^2 = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{end}} (E[P_{active}] - P_{active}(t))^2 \cdot dt}{t_{end} - t_{start}} \quad (4.5)$$

In cui:

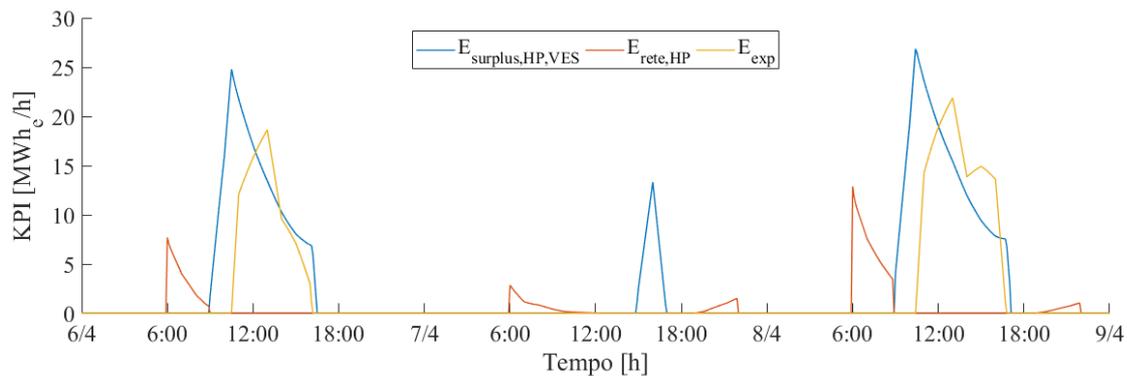
- $P_{active}$  è la potenza attiva della rete;
- $E[P_{active}]$  è il valore medio del termine  $P_{active}$  nel periodo di tempo considerato;

Per comprendere meglio il significato dei primi tre KPI, in Figura 4.11 sono mostrati i profili orari dei giorni compresi tra il 6/04 e 9/04 ottenuti considerando: il 30% dell'area di copertura occupata da fotovoltaico, il 50% degli edifici aventi pompe di

calore, di cui il 50% usato come VES (quindi il 25% degli edifici ha pompe di calore utili per lo sfruttamento della flessibilità).



**Figura 4.10.** Profili orari di consumo e produzione energetica, con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 50% usato come VES)



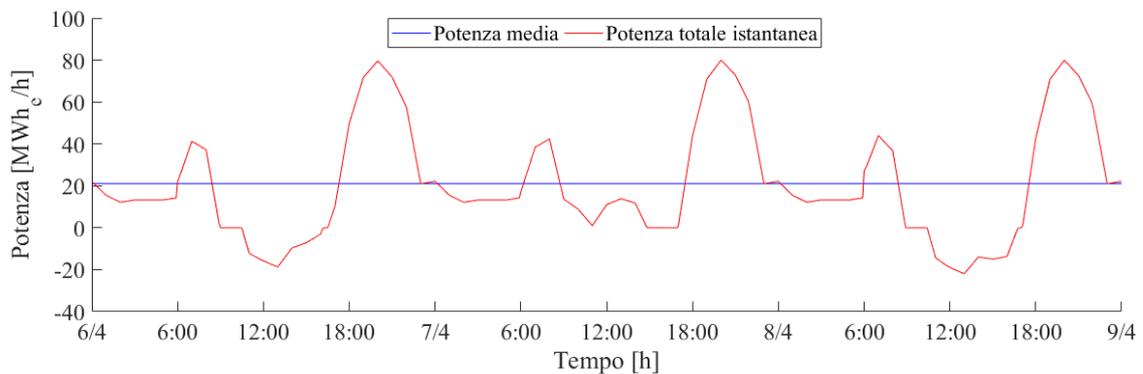
**Figura 4.11.** Profili orari dei KPI con utilizzo del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 100% usato come VES)

In presenza di surplus, grazie all'uso del VES, i carichi totali (curva gialla) seguono la produzione fotovoltaica (in arancione e l'energia accumulata in esso ( $E_{\text{surplus,HP,VES}}$ ) assume valore positivo. Inoltre, l'energia richiesta dalla rete per alimentare le pompe di calore ( $E_{\text{rete,HP}}$ ) si azzerà perché sono alimentate da energia rinnovabile. Quando non c'è esubero, quest'ultimo KPI costituisce il consumo energetico delle pompe di calore.

Se l'eccesso di energia è talmente alto da caricare al massimo il VES, il reverse power flow ( $E_{\text{exp}}$ ) assume valore positivo. Graficamente, questo parametro è quindi rappresentato dalla differenza positiva tra la produzione (curva arancione) e dei carichi totali (curva gialla). Quando queste sono sovrapposte, oppure quando il consumo è maggiore della produzione rinnovabile, il reverse power flow assume valore nullo.

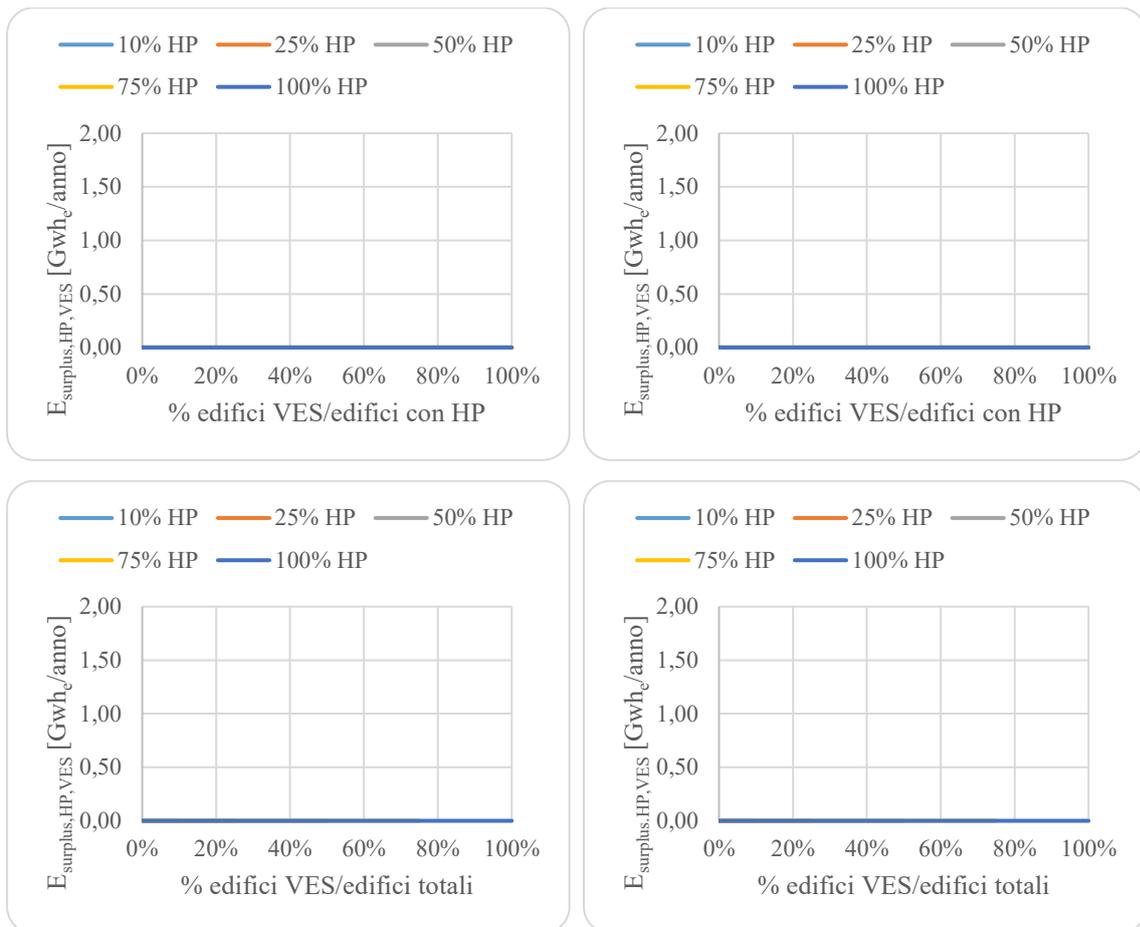
Ipotizzando sempre il 30% dell'area di copertura occupata da fotovoltaico, il 50% degli edifici aventi pompe di calore, di cui il 50% usato come VES, in Figura 4.12 è mostrata la potenza media calcolata nell'intervallo di tempo considerato (6÷9 Aprile) e la potenza istantanea della rete. Quest'ultima, in certi momenti, è nulla grazie alla flessibilità del VES e negativa quando c'è reverse power flow.

La varianza quantifica la variabilità dei valori istantanei considerando la differenza tra essi e il valore medio nell'intervallo di tempo considerato. Più i carichi nella rete sono costanti, più sono vicini al valore medio e la loro differenza si abbassa determinando così una minore varianza. Quindi, essa diminuisce se si attenuano i picchi di potenza grazie all'aumento di flessibilità e ciò è positivo per la rete.



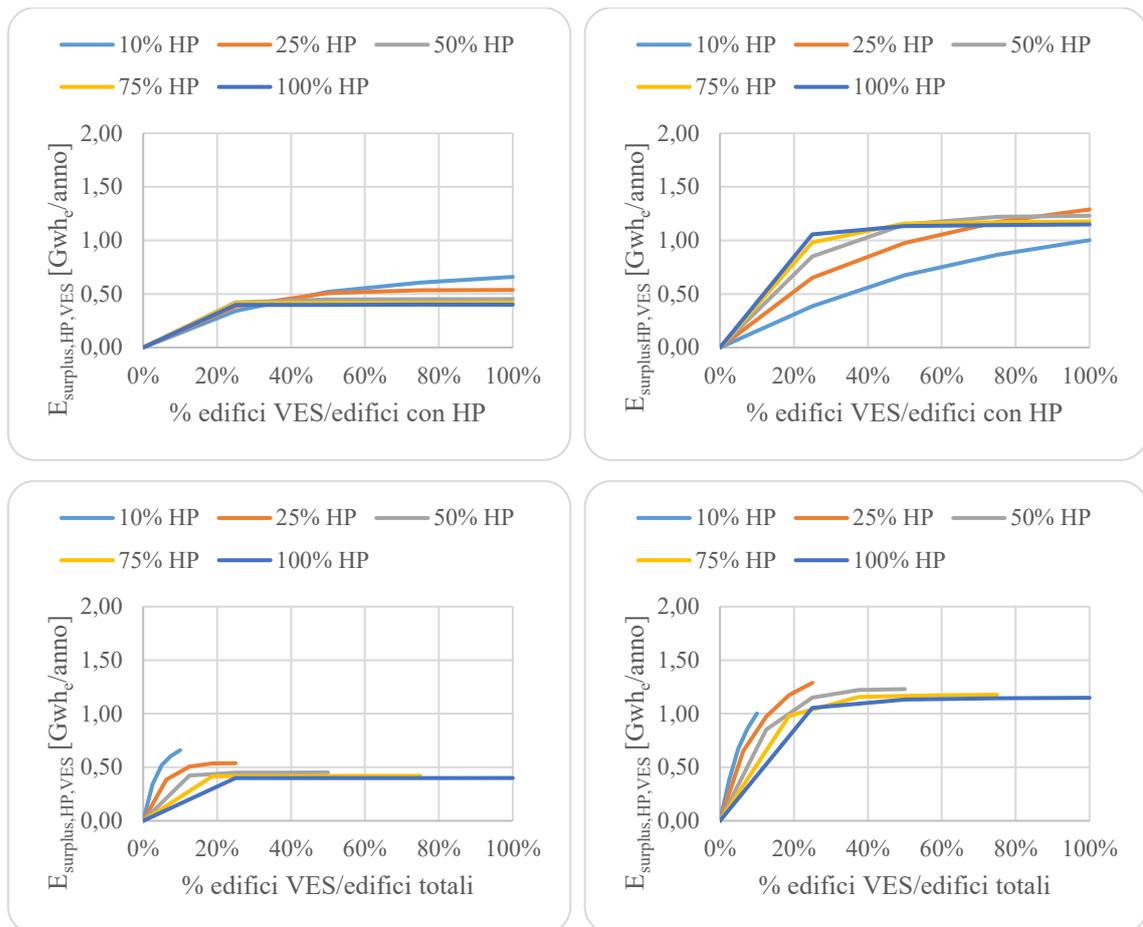
**Figura 4.12.** Profili orari di potenza media e istantanea della rete con l'uso del VES (ipotesi: 30% di tetti occupati da PV, 50% degli edifici dotati di pompe di calore, di cui il 50% usato come VES)

Di seguito sono invece riportati i KPI ottenuti al variare degli scenari considerati (Figure 4.13÷4.24), in cui gli impianti fotovoltaici occupano il 10%, 20% e 30% dell'area totale dei tetti (%PV). Vengono inoltre variate le percentuali di edifici aventi pompe di calore (%HP) e le percentuali di esse usate per il VES distinguendo anche i periodi di riscaldamento e raffrescamento.



**Figura 4.13.** Surplus di energia rinnovabile accumulata dal VES nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico

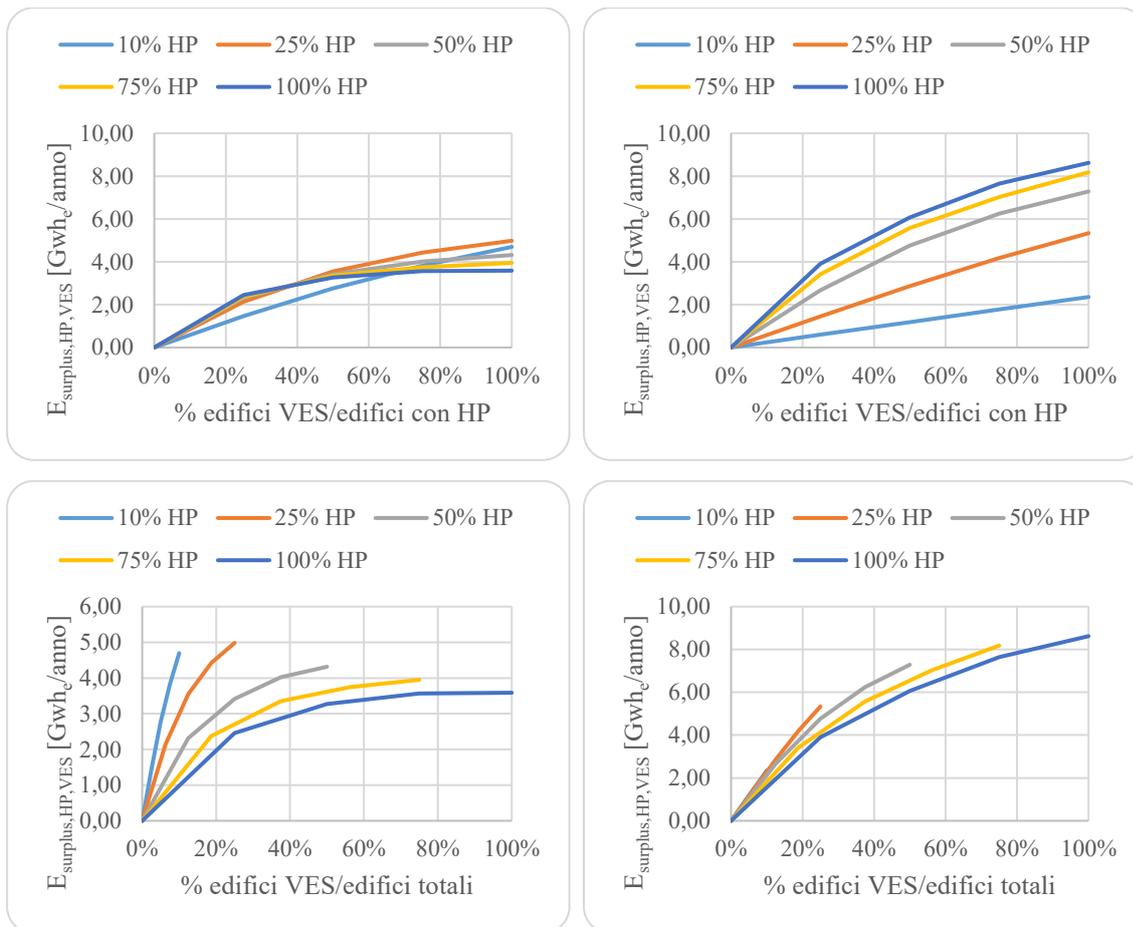
Occupando il 10% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, l'energia prodotta viene autoconsumata per soddisfare i carichi elettrici non flessibili e non vi è sovrapproduzione di energia elettrica. Non c'è quindi la necessità di utilizzare la flessibilità del VES.



**Figura 4.14.** Surplus di energia rinnovabile accumulata dal VES nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico

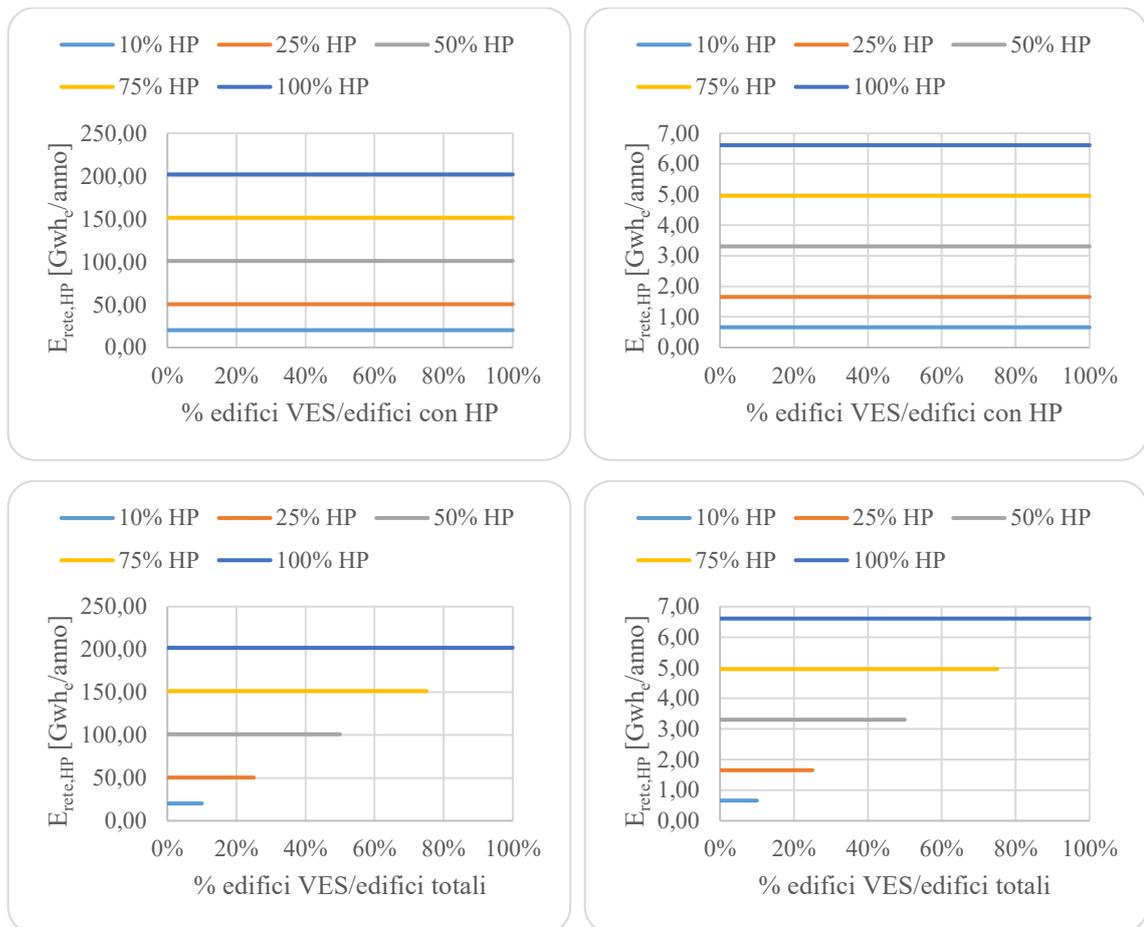
Occupando il 20% di coperture degli edifici con PV, si verifica del surplus di energia che viene assorbito dal VES.

Nel periodo di riscaldamento l'energia in esubero immagazzinata raggiunge un valore massimo di 0,66 GWh<sub>e</sub>/anno se il 10% di edifici ha pompe di calore funzionanti come VES (Figura 4.14 sx). Nel periodo di raffrescamento la produzione fotovoltaica è maggiore e si arriva ad accumulare 1,29 GWh<sub>e</sub>/anno se il 25% di edifici ha pompe di calore tutte funzionanti come VES (Figura 4.14 dx). In entrambi i periodi, col 100% di edifici aventi pompe di calore e VES, si raggiunge un limite massimo in quanto non è possibile stoccare altra energia in eccesso. Inoltre, al crescere del numero di edifici aventi pompe di calore, fissata una certa quantità di VES, il surplus di energia che si verifica diminuisce grazie a un maggior consumo elettrico del condizionamento e si richiede quindi meno flessibilità.



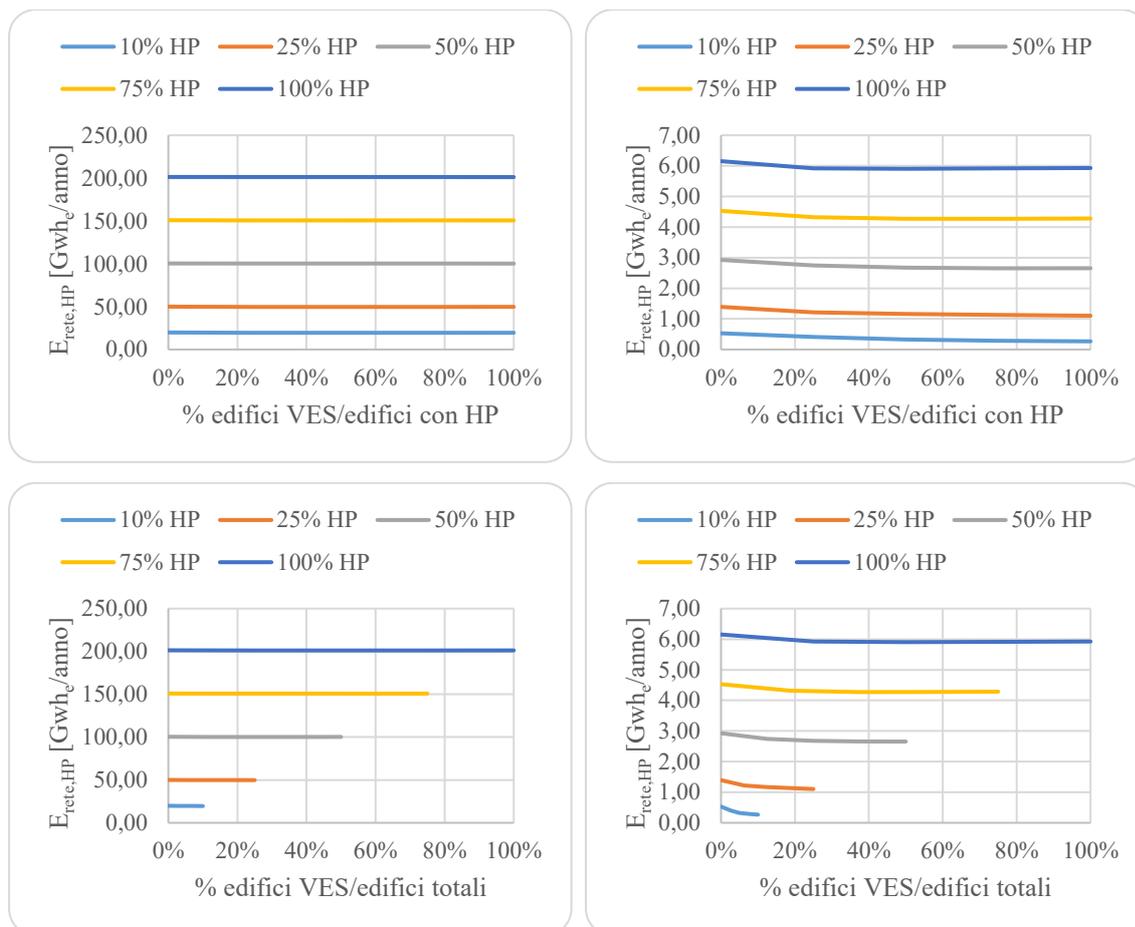
**Figura 4.15.** Surplus di energia rinnovabile accumulata dal VES nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico

Occupando il 30% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, il surplus generato aumenta di almeno 5 volte rispetto al caso precedente, in cui si occupa il 20% dei tetti. Nel periodo di riscaldamento l'energia in esubero che viene mandata al VES raggiunge un valore massimo di 4,98 GWh<sub>e</sub>/anno se il 25% di edifici ha pompe di calore, tutte funzionanti come VES (Figura 4.15 sx). Nel periodo di raffrescamento l'energia in esubero utilizzata raggiunge un valore massimo di 8,62 GWh<sub>e</sub>/anno se il 100% degli edifici hanno pompe di calore, tutte utilizzate per fornire flessibilità (Figura 4.15 dx). Nei grafici di Figura 4.15, rispetto a quelli di Figura 4.14, col 30% di fotovoltaico, per raggiungere i valori massimi, il KPI richiede una maggiore quantità di pompe di calore proprio perché la produzione fotovoltaica è maggiore e quindi si genera più surplus che aumenta la domanda di flessibilità.



**Figura 4.16.** Consumo di energia non rinnovabile delle pompe di calore nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico

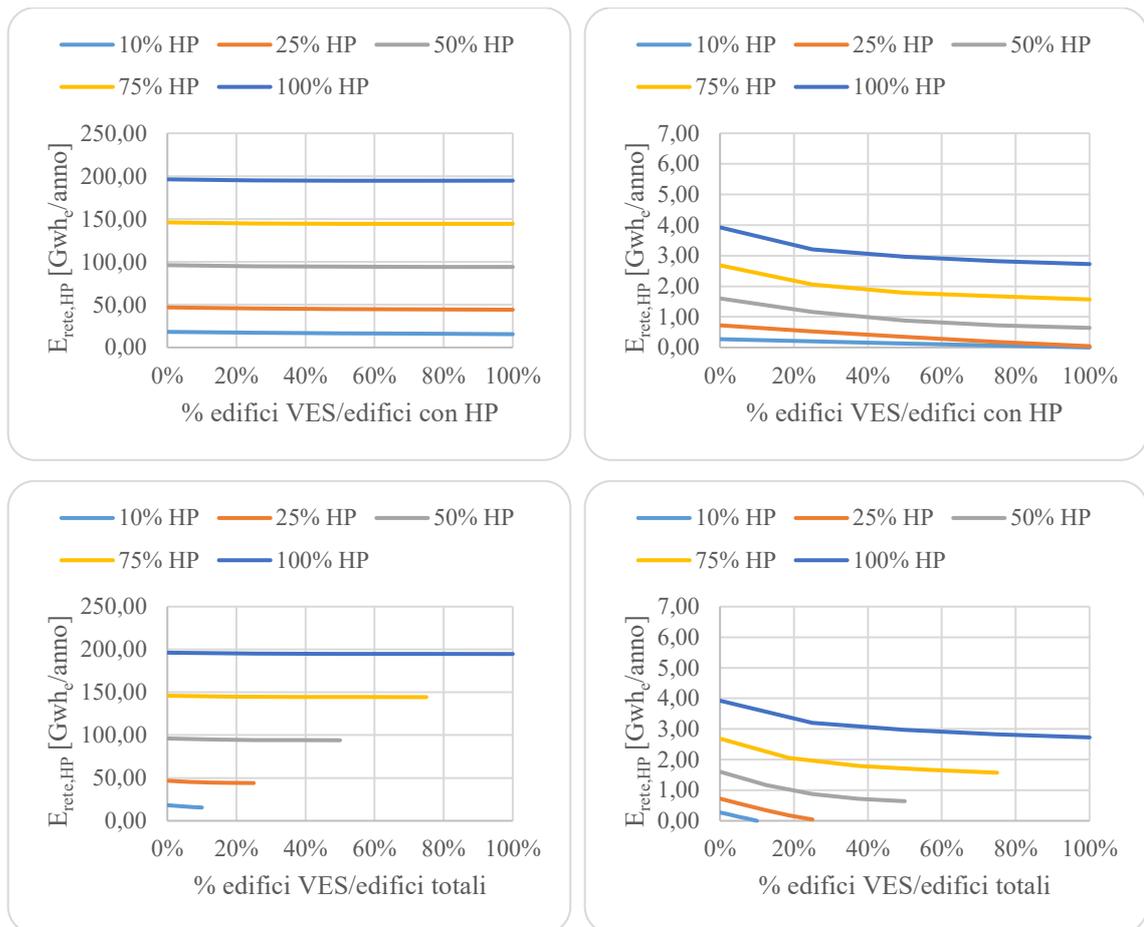
Occupando il 10% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, non si genera surplus e l'energia prelevata per alimentare le pompe di calore non diminuisce all'aumentare della capacità di VES. Pertanto, in questo caso il KPI analizzato dipende solo dalla potenza installata di pompe di calore. Infatti, all'aumentare di essa, crescono i consumi degli edifici per mantenere la temperatura di setpoint base (20°C per il riscaldamento e 26°C per il raffrescamento).



**Figura 4.17.** Consumo di energia non rinnovabile delle pompe di calore nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico

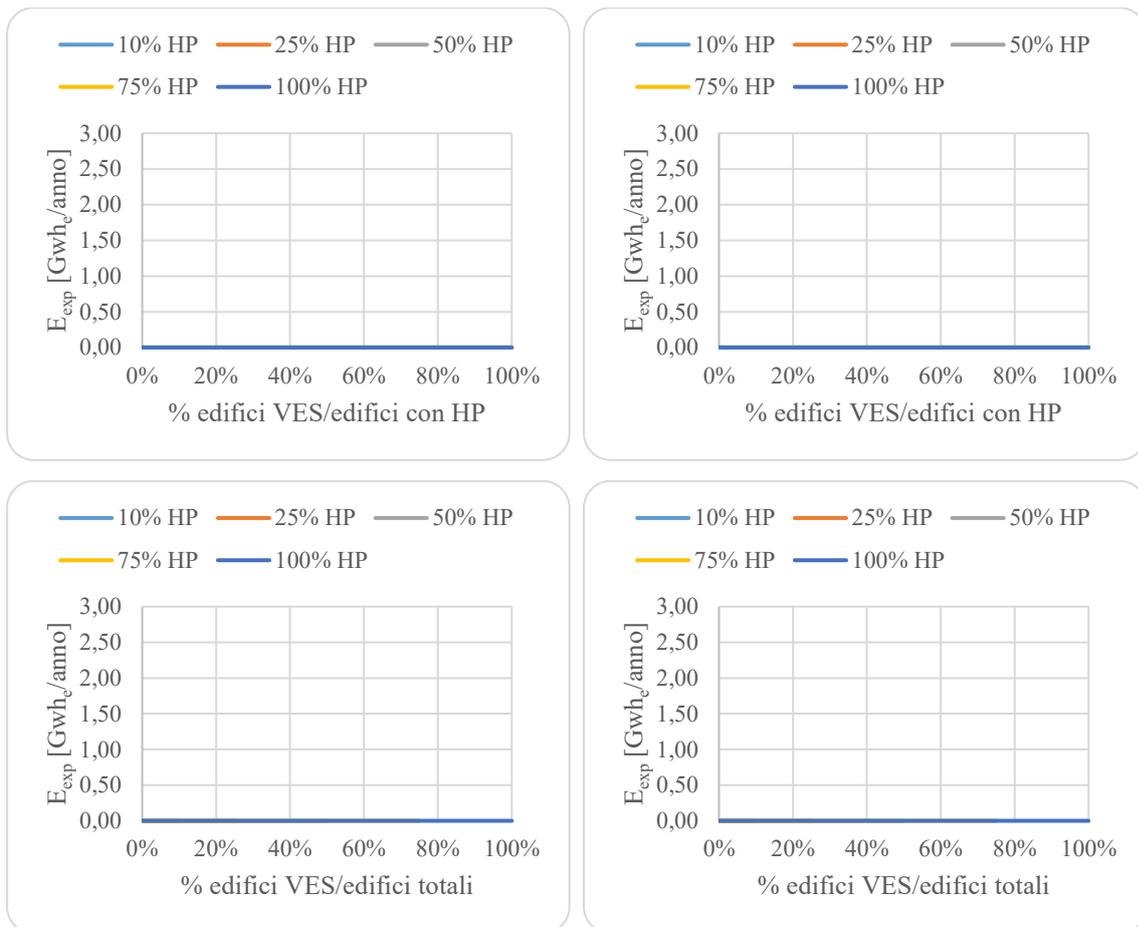
Occupando il 20% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, il surplus assorbito dal VES aumenta e si usa più energia rinnovabile. Quindi, si accumula l'esubero nella struttura edile degli edifici i quali, per effetto dell'inerzia termica, mantengono le condizioni di comfort più a lungo. Così, se dopo alcune ore, in assenza di surplus, è richiesta energia per il condizionamento, l'energia prelevata dalla rete dagli edifici usati come VES diminuisce determinando una riduzione dei picchi di domanda.

La Figura 4.17 mostra che il KPI diminuisce di circa 0,2 GWh<sub>e</sub>/anno in tutti i casi mostrati determinando quindi un risparmio molto ridotto. Dal punto di vista grafico, tale diminuzione è più visibile negli andamenti estivi, perché consumi delle pompe di calore per il raffrescamento (Figura 4.17 dx) sono molto più bassi rispetto al caso invernale (Figura 4.17 sx), ma, come appena accennato, l'intervallo di riduzione è lo stesso per i casi invernale ed estivo.



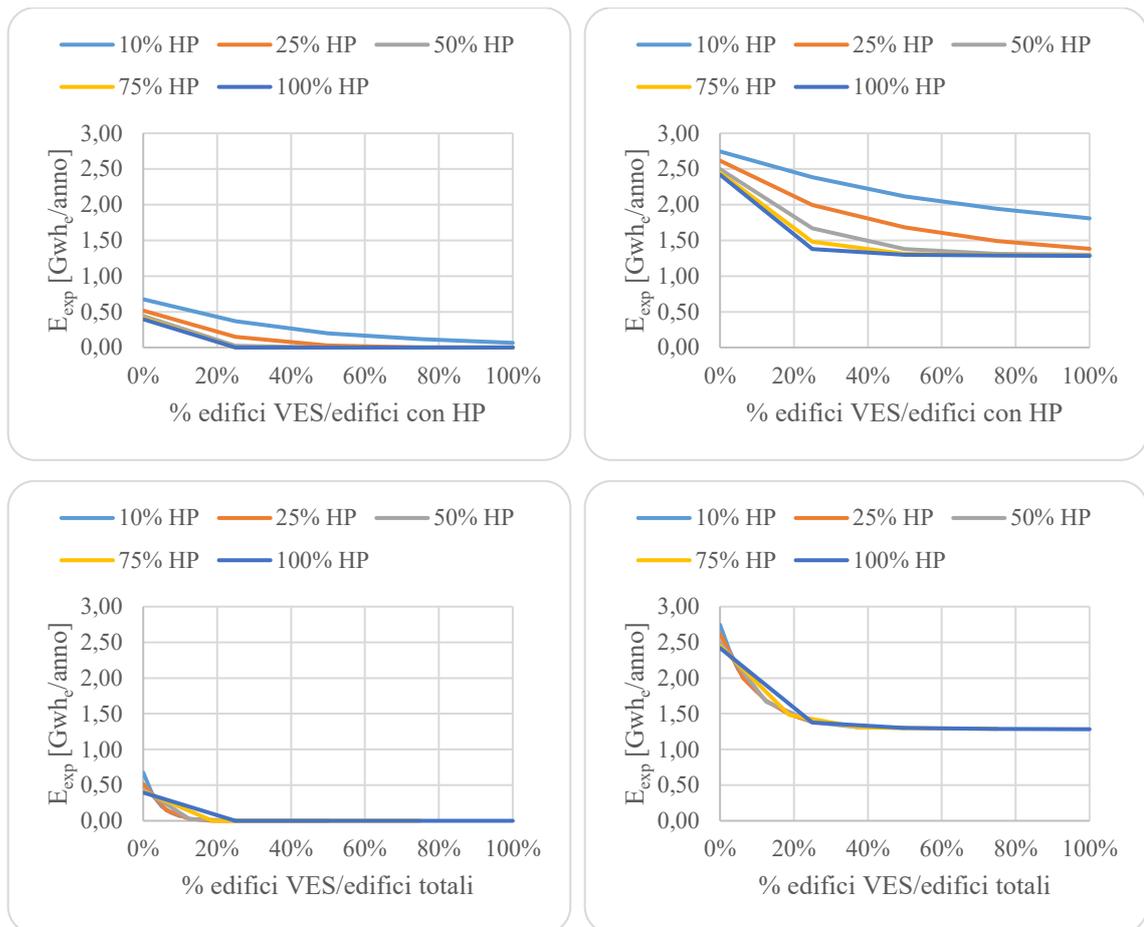
**Figura 4.18.** Consumo di energia non rinnovabile delle pompe di calore nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico

Occupando il 30% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, la maggiore quantità di surplus rispetto al caso precedente col 20% di PV determina un maggior risparmio di energia prelevata per alimentare le pompe di calore. Tale variazione è compresa tra 1 e 2 GWh<sub>e</sub>/anno, tranne per il caso estivo, dove con bassa potenza installata, se il 10% e 25% di edifici hanno i sistemi P2H, l'uso del VES può quasi annullare i valori di questo KPI (Figura 4.18 dx) e in tal caso il raffrescamento avviene principalmente usando l'energia rinnovabile.



**Figura 4.19.** Reverse power flow nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico

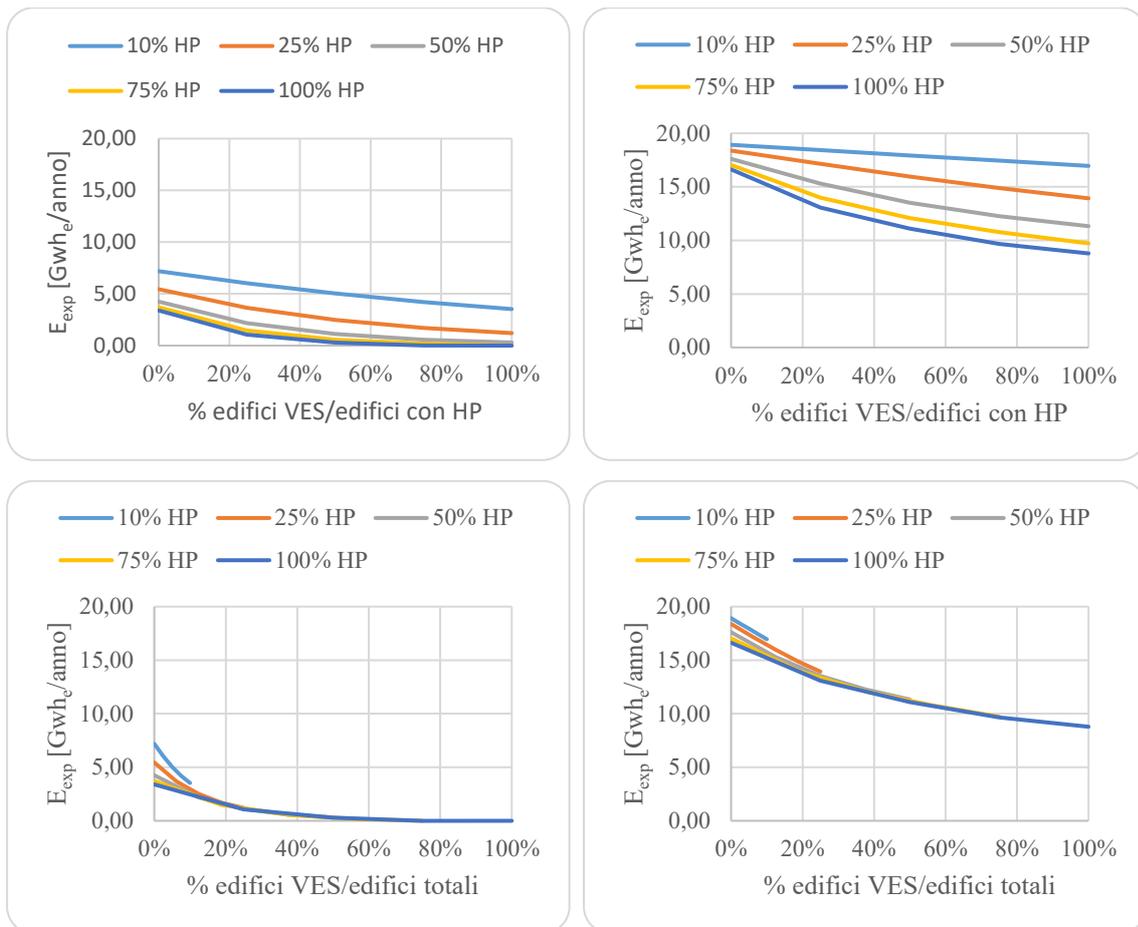
Occupando il 10% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, l'energia prodotta viene totalmente autoconsumata per soddisfare i carichi elettrici non flessibili e non vi è sovrapproduzione di energia elettrica. Per questo motivo il reverse power flow è nullo e il problema riguardante l'integrazione delle fonti rinnovabili non si pone.



**Figura 4.20.** Reverse power flow nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico

Occupando il 20% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, l'energia assorbita dagli edifici VES, rispetto al caso col 10% PV, aumenta perché si verifica più surplus e il reverse power flow è maggiore. Tuttavia, la produzione rinnovabile non è molto alta rispetto ai consumi presenti e non c'è grande differenza al variare della quantità di pompe di calore installate. Inoltre, all'aumentare della disponibilità di VES questo KPI diminuisce, in quanto aumenta la capacità di accumulo dell'energia in eccesso e la flessibilità fornita (Figura 4.20).

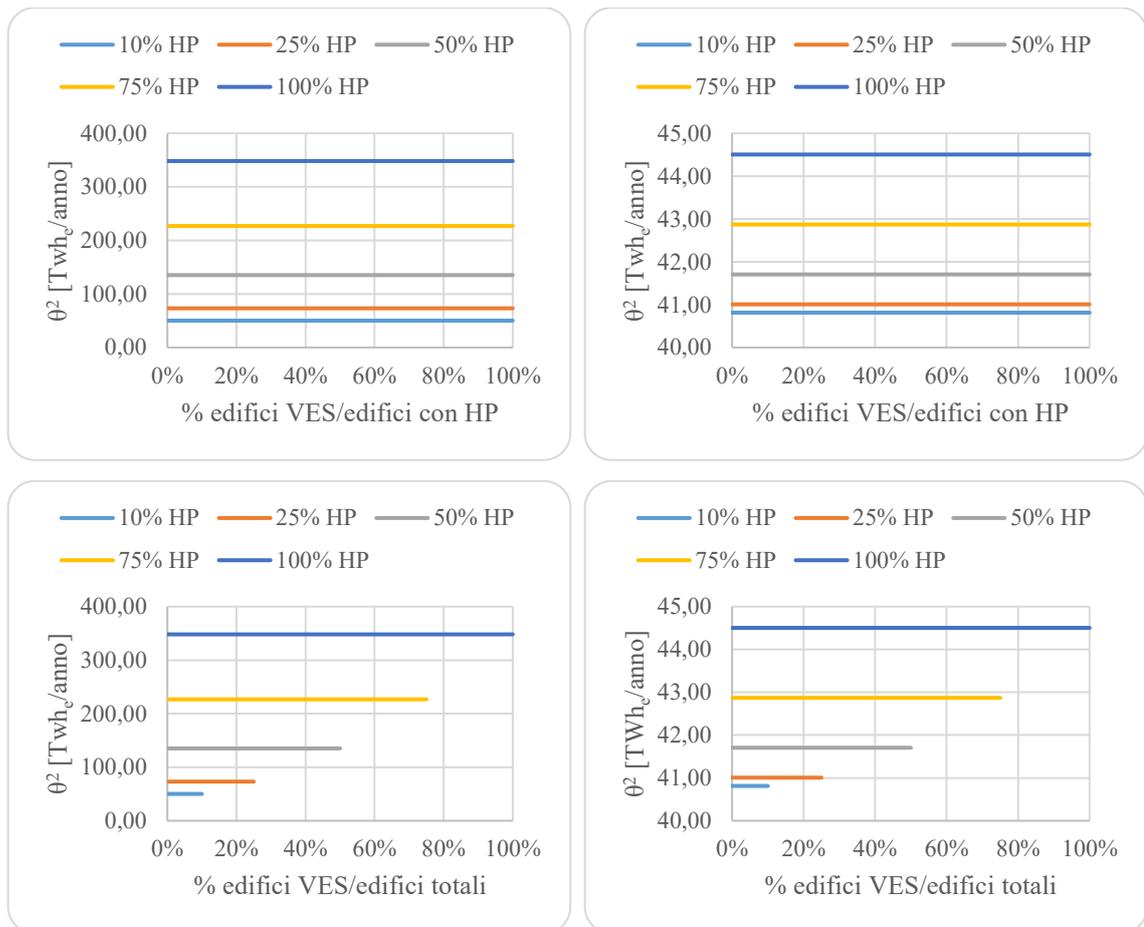
Nel periodo di riscaldamento se i VES sono maggiori o uguali al 25% di tutti gli edifici residenziali, si usa tutto il surplus e l'energia esportata dal sistema diventa nulla (Figura 4.20 sx). Nel periodo di raffrescamento si arriva a un minimo di 1,28 GWh<sub>e</sub>/anno (Figura 4.20 dx) e il KPI non si annulla, ma raggiunge invece un limite inferiore perché si verificano degli esuberanti quando il VES è a una temperatura tale da non poter assorbire l'energia in eccesso (ad esempio 23°C). Pertanto, oltre il 25% di edifici usati come VES, il reverse power flow non cambia.



**Figura 4.21.** Reverse power flow nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico

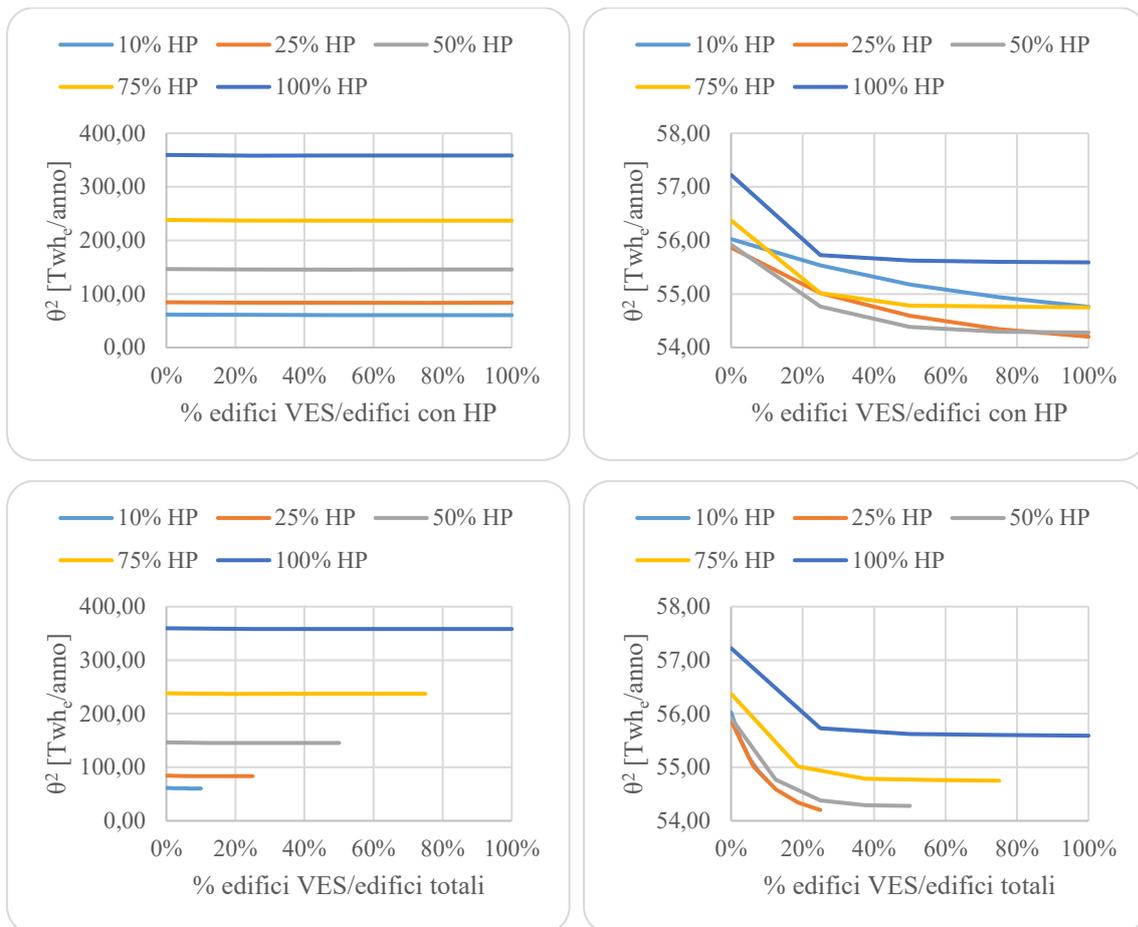
Occupando il 30% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, la maggiore flessibilità fornita riduce il reverse power flow. Per questo motivo, nel periodo di riscaldamento, il KPI si annulla se la percentuale di edifici usati come VES è maggiore o uguale al 75% (Figura 4.21 sx). Invece, se si ricopre il 20% di tetti con fotovoltaico, ciò avviene oltre il 25% (Figura 4.20 sx) perché si crea un minor surplus che è più facile da assorbire completamente. Nel periodo di raffreddamento non si riesce a raggiungere il limite minimo di reverse power flow (Figura 4.21 dx) come nel caso con 20% di PV (Figura 4.20 dx). Ciò avviene perché quando si ha un eccesso di energia elettrica, è così alto da non poter essere totalmente accumulato e quindi si ha reverse power flow in quanto non è possibile fornire ulteriore flessibilità.

Inoltre, tutti i casi mostrano che all'aumentare delle pompe di calore installate l'energia esportata diminuisce proprio perché aumentano i consumi elettrici obbligati delle pompe di calore che riducono gli esuberi.



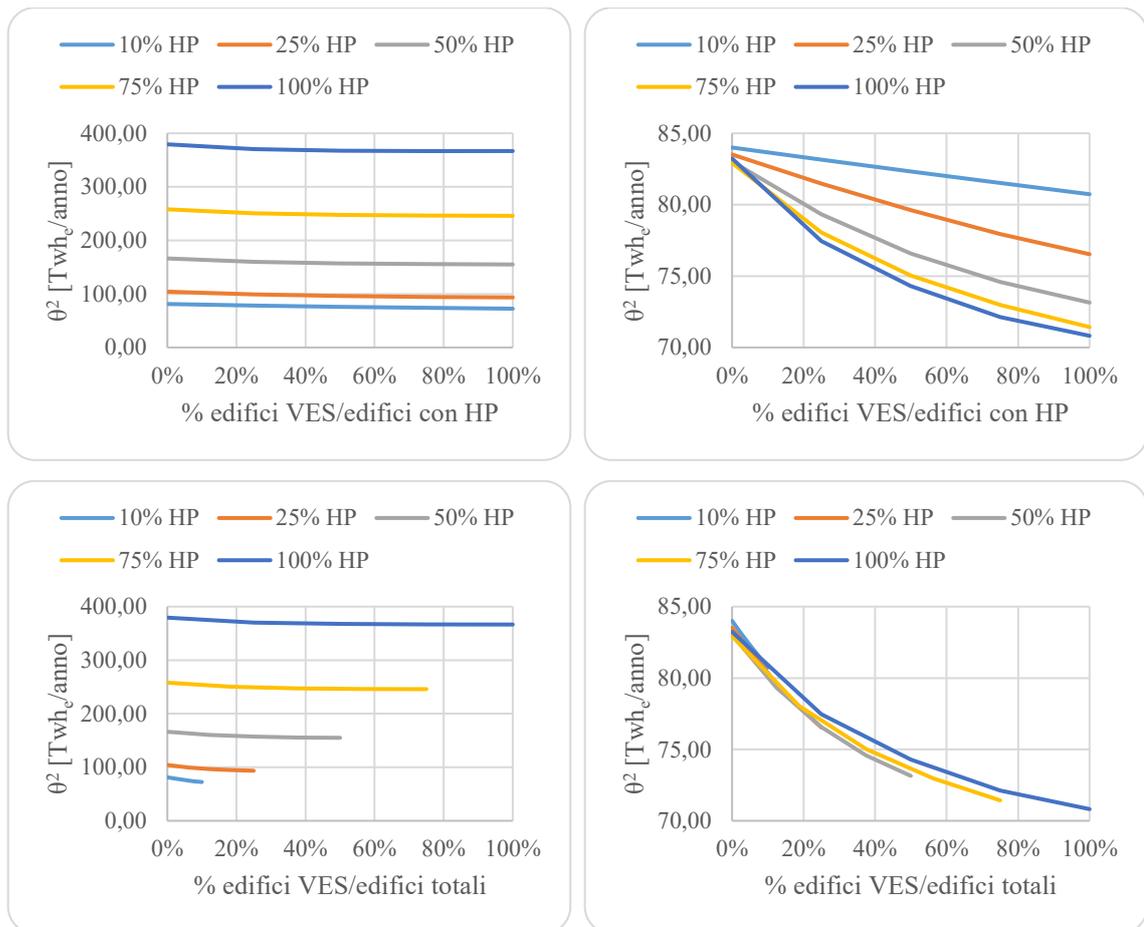
**Figura 4.22.** Varianza della rete elettrica nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 10% di area occupata dal fotovoltaico

Occupando il 10% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, la varianza dei flussi energetici nella rete non varia, in quanto la produzione fotovoltaica non genera surplus. Di conseguenza, anche se il numero degli edifici usati come VES aumenta, questo KPI rimane costante, in quanto non è richiesta flessibilità ed esso dipende soltanto dalle pompe di calore presenti. Infatti, maggiore è la loro potenza installata, più alta è la varianza, perché all'accensione dei sistemi di condizionamento si creano dei picchi di domanda più alti che sollecitano maggiormente la rete discostando ancora di più il carico istantaneo da quello medio.



**Figura 4.23.** Varianza della rete elettrica nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 20% di area occupata dal fotovoltaico

Occupando il 20% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, il surplus assorbito dal VES aumenta e la varianza dei flussi energetici della rete diminuisce, in quanto si ha più flessibilità. Tale riduzione è di circa 1,25 TWh<sub>e</sub>/anno nel caso invernale (Figura 4.23 sx) e 1,80 TWh<sub>e</sub>/anno in quello estivo (Figura 4.23 dx), in cui il KPI si riduce di più. Questo avviene perché i consumi delle pompe di calore per il raffrescamento sono molto minori di quelli del riscaldamento e quindi, la presenza di picchi più lievi, determina valori di varianza più bassi.



**Figura 4.24.** Varianza della rete elettrica nel caso invernale (a sinistra) ed estivo (a destra), considerando il 30% di area occupata dal fotovoltaico

Occupando il 30% di coperture degli edifici con pannelli fotovoltaici, si ha più surplus rispetto al caso precedente col 20% e si generano picchi di potenza più alti nella rete. Per cui, questo KPI assume valori maggiori.

Al variare del numero di edifici che hanno pompe di calore, gli andamenti mostrati in Figura 4.24 hanno le stesse caratteristiche di quelli di Figura 4.23, ma con valori diversi. Con il 30% di tetti occupati da PV, il maggiore surplus energetico determina un valore più alto della varianza e della flessibilità richiesta. Pertanto, aumentando gli edifici che vengono usati come VES, si ha più margine di miglioramento.

Ad esempio, nel periodo estivo la maggiore sovrapproduzione di energia richiede l'uso del VES e la varianza diminuisce all'aumentare della flessibilità fornita, passando da 84,0 TWh<sub>e</sub>/anno a 72,8 TWh<sub>e</sub>/anno se il 100% degli edifici ha pompe di calore ed è utilizzato come VES.

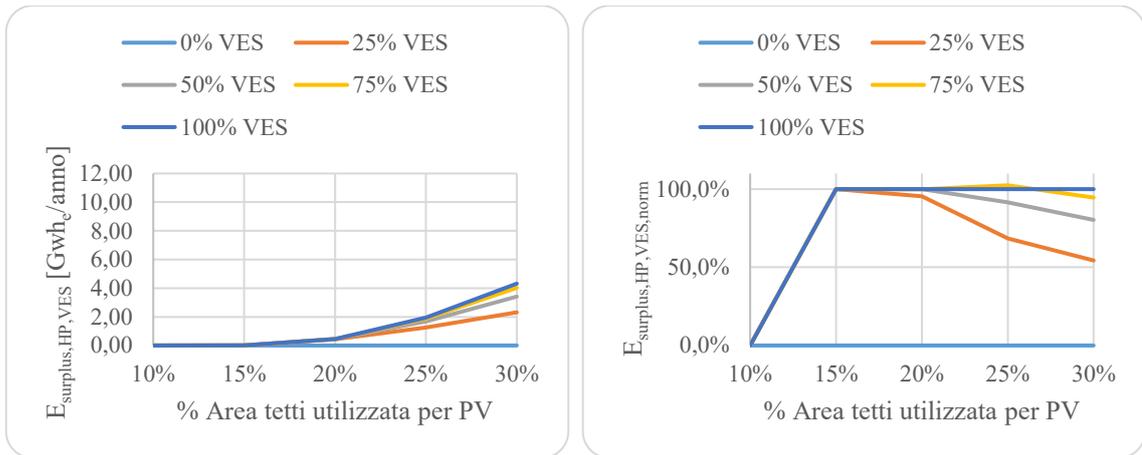
In generale, nella maggior parte dei casi mostrati in Figura 4.24, la riduzione della varianza è compresa tra 11,0 TWh<sub>e</sub>/anno e 13,0 TWh<sub>e</sub>/anno.

#### 4.2.2 Normalizzazione dei Key Performance Indicators (KPI)

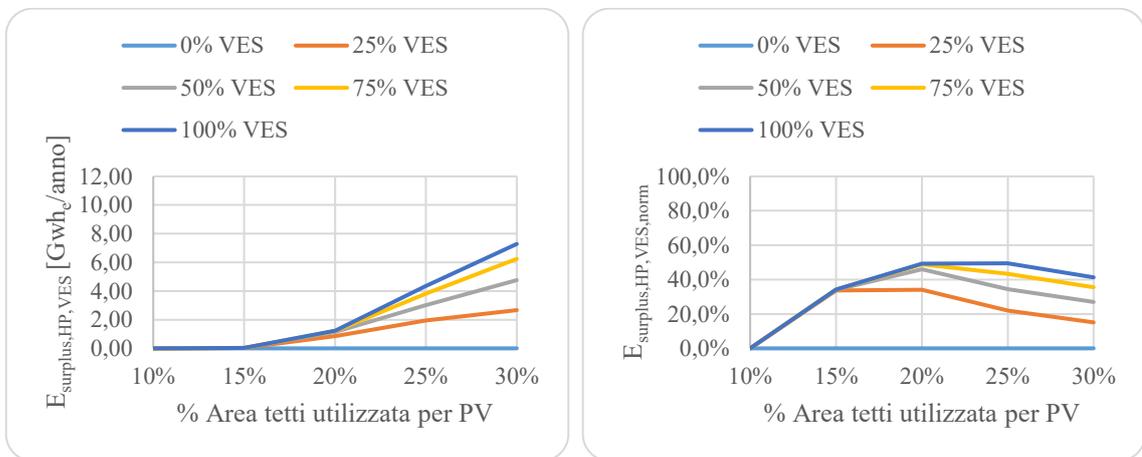
Dopo aver identificato i KPI proposti e come essi variano, di seguito verrà mostrato lo studio di alcuni scenari (Figure 4.25÷4.36) in cui si ipotizza che nell'area di Torino, il 50% degli edifici residenziali sia dotato di sistemi a pompe di calore (50% HP) variando dallo 0% al 100% di esse utilizzate per il VES (% VES). In questo modo, è possibile studiare come variano gli effetti ottenuti partendo dal caso base (50%HP e 0%VES), fino al caso in cui la metà degli edifici può fornire flessibilità alla rete (50%HP e 100%VES). Vista anche l'incertezza della superficie di tetti utilizzabile dagli impianti fotovoltaici e la loro importanza per lo studio del VES, si fa variare la loro percentuale occupata da tali sistemi (% PV) partendo da un valore più conservativo del 10% a uno più ottimistico del 30%. È stato scelto questo intervallo perché secondo l'articolo [38], a Torino, un valore massimo realistico è del 20%.

Anche in questo paragrafo vengono valutati i KPI mostrati in precedenza, ma per un'analisi dei risultati ottenuti più approfondita, si è deciso di normalizzarli rispetto al caso base (senza il VES), così da poterli esprimere anche in termini percentuali. Essi, sono valutati come segue:

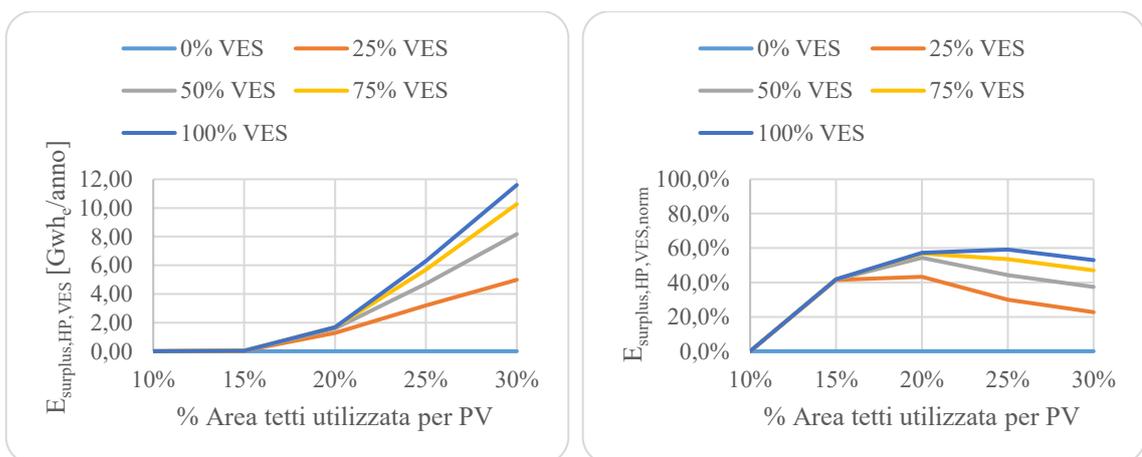
- 1 Quota percentuale di energia elettrica in eccesso accumulata negli edifici usati come VES, rispetto all'energia totale esportata nel caso base ( $E_{\text{surplus,HP,VES,norm}}$ );
- 2 Quota percentuale di energia elettrica non rinnovabile risparmiata, rispetto a quella prelevata dalla rete nel caso base ( $E_{\text{rete,HP,norm}}$ ).
- 3 Quota percentuale di reverse power flow, rispetto al caso base ( $E_{\text{exp,norm}}$ );
- 4 Quota percentuale di riduzione della varianza dei carichi elettrici, rispetto a quella del caso base ( $\theta^2_{\text{norm}}$ );



**Figura 4.25.** Energia rinnovabile accumulata dal VES (totale e normalizzato) in funzione del fotovoltaico e del VES nel caso invernale considerando il 50% di edifici con pompe di calore



**Figura 4.26.** Energia rinnovabile accumulata dal VES (totale e normalizzato) in funzione del fotovoltaico e del VES nel caso estivo considerando il 50% di edifici con pompe di calore



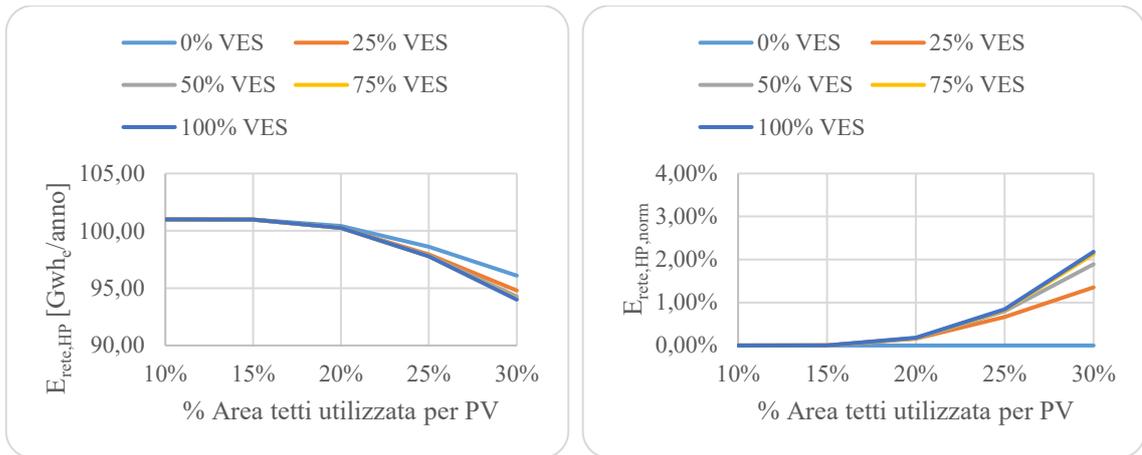
**Figura 4.27.** Energia rinnovabile accumulata dal VES (totale e normalizzato) in funzione del fotovoltaico e del VES nel caso annuale considerando il 50% di edifici con pompe di calore

Poiché ricoprendo il 10% dei tetti di fotovoltaico l'energia utilizzata dal VES è nulla, anche il KPI normalizzato rispetto al reverse power flow del caso base è nullo.

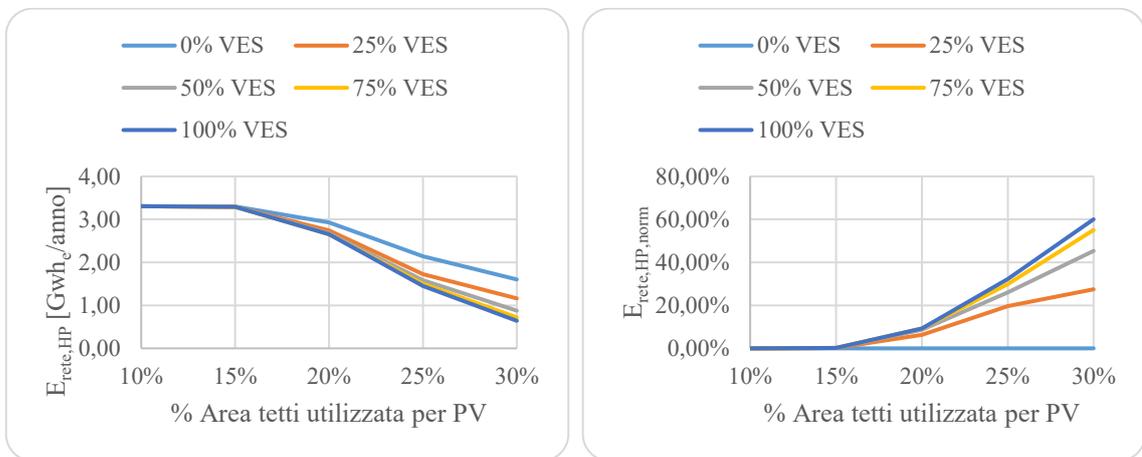
Ipotizzando che il 50% di tutti gli edifici residenziali abbiano pompe di calore, nel periodo di riscaldamento, se tutti essi vengono utilizzati come VES (caso 100% VES di Figura 4.25 dx) il surplus prodotto viene totalmente assorbito. Nel periodo di raffrescamento il KPI normalizzato raggiunge invece il valore massimo del 50% e non si riesce quindi a sfruttare il totale. Pertanto, nell'intero anno si può accumulare il 60% dell'esubero energetico prodotto dalle rinnovabili che corrisponde all'8,5% della produzione fotovoltaica annuale (136,0 GWh<sub>e</sub>/anno) ed è costituito, in maggioranza, dall'energia generata nel periodo estivo.

Nel caso col 20% di PV e il 50% degli edifici con pompe di calore, la percentuale di energia rinnovabile usata col VES, rispetto alla produzione totale (90,6 GWh<sub>e</sub>/anno), è molto più bassa e non supera l'1,9%.

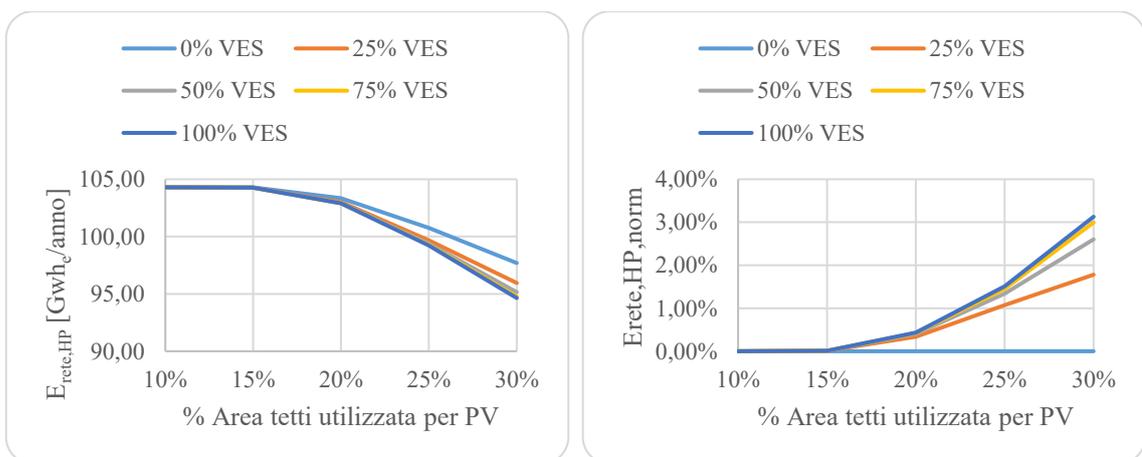
Le Figure 4.25, 4.26 e 4.27 mostrano che, inizialmente, all'aumentare del fotovoltaico installato il KPI normalizzato aumenta perché c'è più esubero da poter accumulare. Poi, l'andamento decresce perché il VES raggiunge la massima carica e l'eccesso rimanente deve essere necessariamente esportato. Anche se la percentuale di energia accumulata diminuisce, il surplus totale immagazzinato negli edifici continua ad aumentare (Figura 4.27 sx) grazie alla maggior quantità di sovrapproduzione. In questi casi, per un uso più efficiente del VES, si potrebbe incrementare ulteriormente la capacità di accumulo. Ad esempio, si potrebbe aumentare la temperatura massima di riscaldamento da 22°C a 23°C e abbassare la temperatura minima di raffrescamento da 24°C a 23°C. In questo modo si estenderebbe il range di temperatura accettabile e si potrebbe immagazzinare più energia in eccesso.



**Figura 4.28.** Consumo non rinnovabile delle pompe di calore (totale e normalizzato) in funzione di PV e VES nel caso invernale, considerando il 50% di edifici con pompe di calore



**Figura 4.29.** Consumo non rinnovabile delle pompe di calore (totale e normalizzato) in funzione di PV e VES nel caso estivo, considerando il 50% di edifici con pompe di calore



**Figura 4.30.** Consumo non rinnovabile delle pompe di calore (totale e normalizzato) in funzione di PV e VES nel caso annuale, considerando il 50% di edifici con pompe di calore

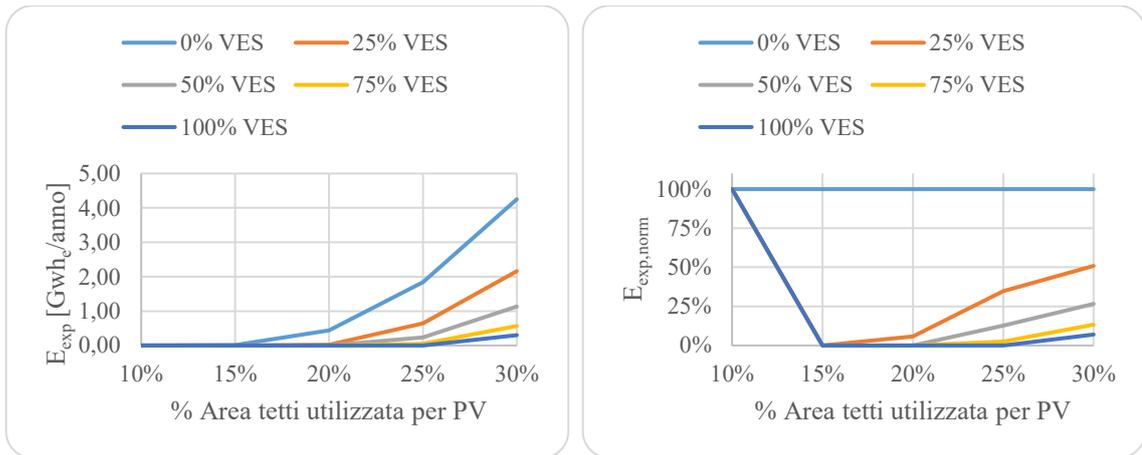
All'aumentare della produzione fotovoltaica il VES accumula negli edifici una maggiore quantità di surplus di energia rinnovabili e, per effetto dell'inerzia termica, nei momenti successivi in cui non c'è esubero si riduce la domanda di elettricità prelevata dalla rete. Quest'ultima diminuisce, se aumentano gli edifici utilizzati come VES.

In termini percentuali tale risparmio è più contenuto nel periodo invernale (Figura 4.28 dx) rispetto a quello estivo (Figura 4.29 dx), perché il fabbisogno energetico di riscaldamento è molto più alto di quello di raffrescamento. Pertanto, col 50% di edifici aventi pompe di calore, tutte usate per il VES, l'energia richiesta dalla rete che le alimenta può ridursi fino a un massimo di 2,2% nel primo caso e 60% nel secondo. In termini energetici essi corrispondono a 2,1 GWh<sub>e</sub>/anno e 0,96 GWh<sub>e</sub>/anno.

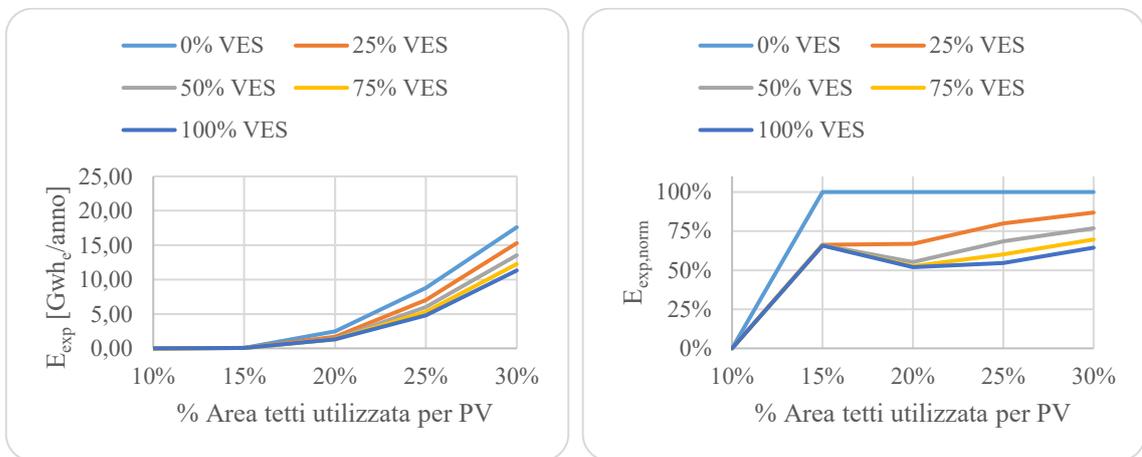
In totale ricoprendo il 30% di tetti con il fotovoltaico e utilizzando tutte le pompe di calore presenti (nel 50% degli edifici) per il VES, si risparmiano quindi 3,06 GWh<sub>e</sub>/anno di energia non rinnovabile (Figura 4.30 sx), pari al 3% di quella richiesta dai P2H nel caso base senza il VES (Figura 4.30 dx). In termini di energia importata dalla rete, includendo quella prelevata per gli altri consumi elettrici, la riduzione percentuale è molto più bassa ed è pari a 0,95%, in quanto nel caso base si importano 321,9 GWh<sub>e</sub>/anno, mentre col VES si arriva a 318,9 GWh<sub>e</sub>/anno (Tabella 4.9).

**Tabella 4.9.** Valori di energia totale nell'anno intero al variare della potenza installata di fotovoltaico e pompe di calore

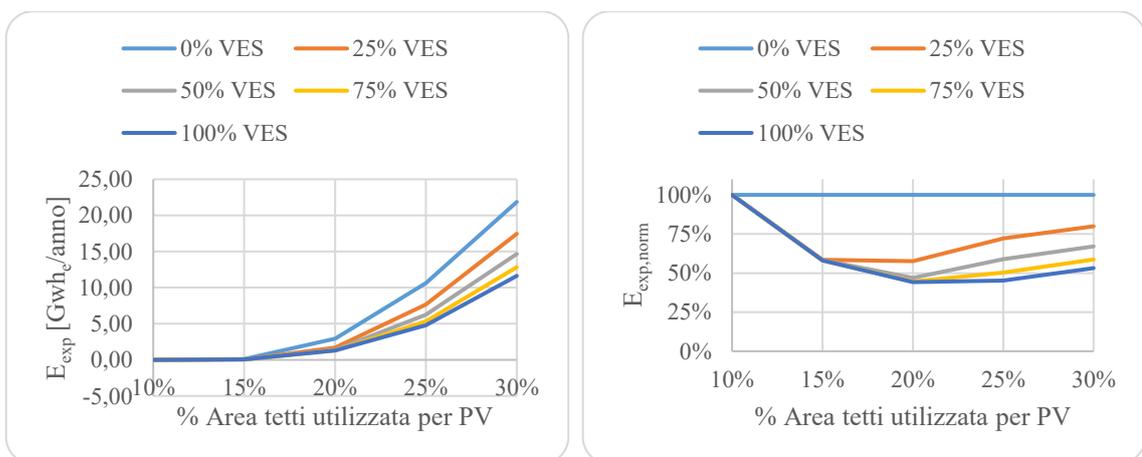
Anno intero			GWh <sub>e</sub> /anno					
PV	HP	VES	E <sub>dom</sub>	E <sub>nonVES</sub>	E <sub>VES</sub>	E <sub>PV</sub>	E <sub>imp</sub>	E <sub>exp</sub>
10%	50%	0%	331,8	104,3	0	45,3	390,8	0,0
10%	50%	100%	331,8	0	104,3	45,3	390,8	0,0
15%	50%	0%	331,8	104,3	0	68,0	368,2	0,09
15%	50%	100%	331,8	0	104,3	68,0	368,2	0,05
20%	50%	0%	331,8	104,3	0	90,6	348,4	2,9
20%	50%	100%	331,8	0	105,5	90,6	348,0	1,3
25%	50%	0%	331,8	104,3	0	113,3	333,4	10,6
25%	50%	100%	331,8	0	108,6	113,3	331,9	4,8
30%	50%	0%	331,8	104,3	0	136,0	321,9	21,9
30%	50%	100%	331,8	0	111,5	136,0	318,9	11,6



**Figura 4.31.** Reverse power flow in rete (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso invernale, considerando il 50% di edifici con pompe di calore



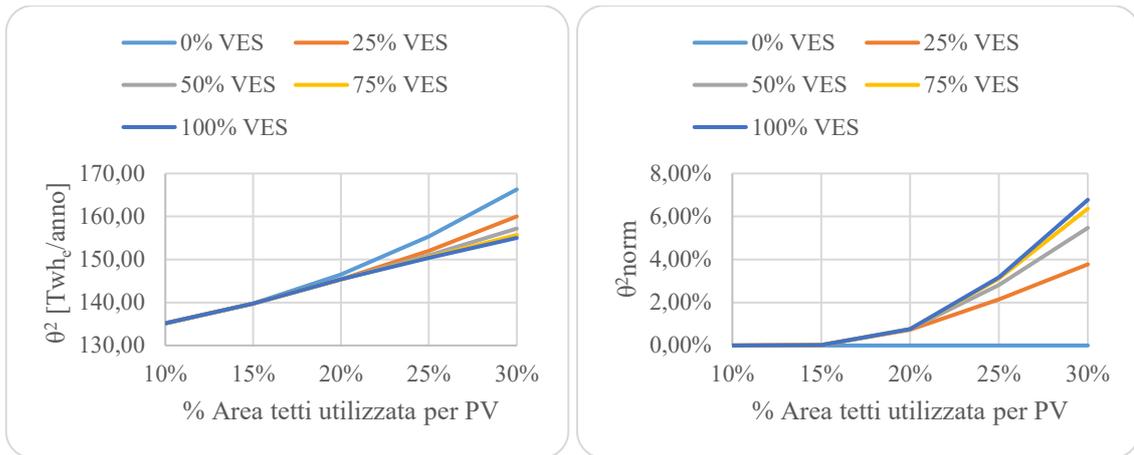
**Figura 4.32.** Reverse power flow in rete (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso estivo, considerando il 50% di edifici con pompe di calore



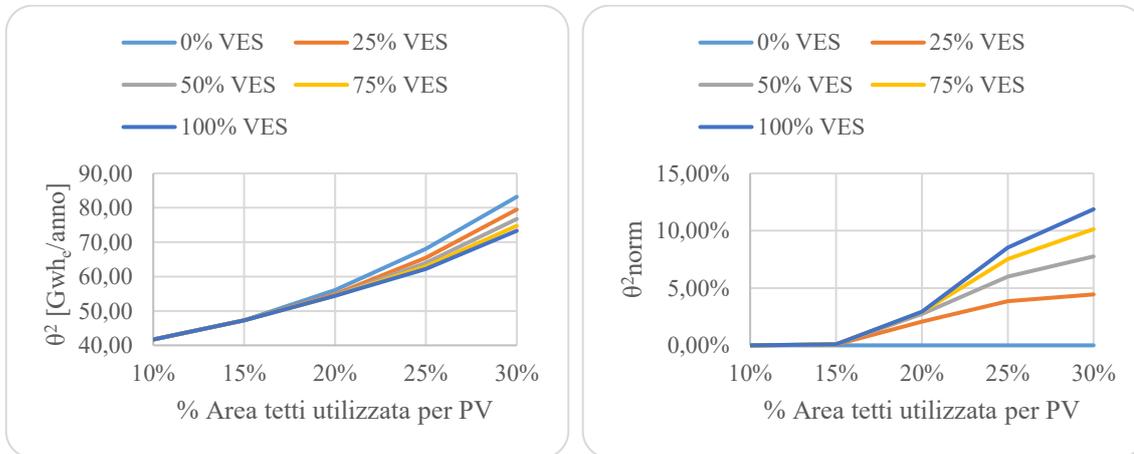
**Figura 4.33.** Reverse power flow in rete (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso annuale, considerando il 50% di edifici con pompe di calore

All'aumentare degli edifici usati come VES, il reverse power flow normalizzato rispetto al caso base tende a diminuire perché il surplus viene accumulato negli edifici anziché essere esportato (Figure 4.31, 4.32 e 4.33).

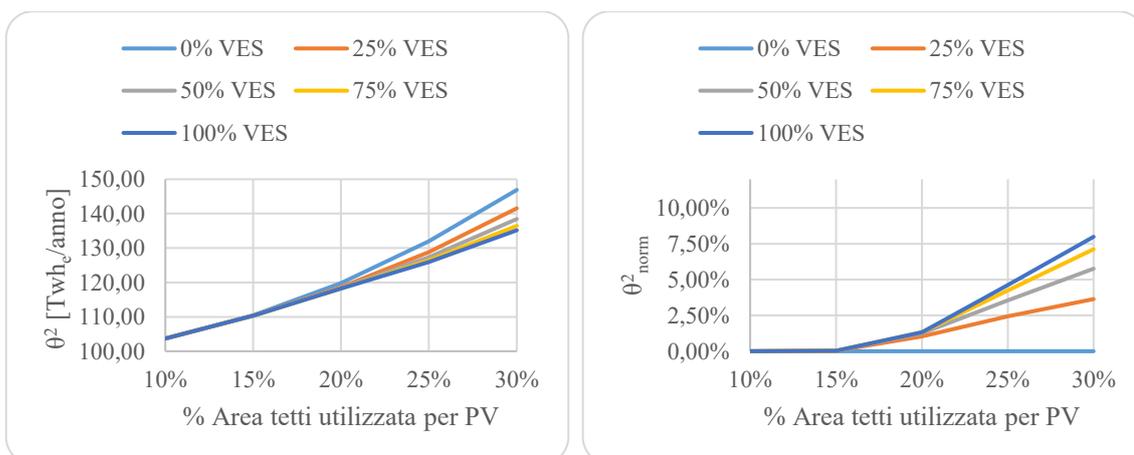
Nel periodo di riscaldamento se le pompe di calore presenti nel 50% degli edifici sono usate per il VES (100%VES), si sfrutta tutta l'energia in eccesso e il KPI normalizzato si annulla. Invece, in quello di raffrescamento, non è possibile utilizzare tutto il surplus e si esporta, quindi, almeno il 44% di quello del caso base. La Figura 4.33 mostra pure che questo KPI ha un significato fisico opposto dell'energia in eccesso usata dal VES ( $E_{\text{surplus,HP,VES}}$ ).



**Figura 4.34.** Varianza della rete elettrica (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso invernale, considerando il 50% di edifici con pompe di calore



**Figura 4.35.** Varianza della rete elettrica (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso estivo, considerando il 50% di edifici con pompe di calore



**Figura 4.36.** Varianza della rete elettrica (totale e normalizzata) in funzione del fotovoltaico e del volume di VES nel caso annuale, considerando il 50% di edifici con pompe di calore

All'aumentare degli edifici usati come VES la varianza dei flussi nella rete elettrica diminuisce, perché l'energia in eccesso viene immediatamente usata senza dover essere esportata dal sistema e quindi la flessibilità offerta aumenta. Per lo stesso motivo, il KPI normalizzato aumenta, in quanto rappresenta la percentuale di riduzione della varianza rispetto al caso base.

Se il 50% di edifici ha pompe di calore, tutte usate per il VES, col 30% di tetti occupati da PV si ottiene una diminuzione del 6,8% nel periodo di riscaldamento (Figura 4.34 dx) e 11,9% in quello di raffrescamento (Figura 4.35 dx). In estate si hanno valori percentuali più alti perché la produzione fotovoltaica è maggiore e si sfrutta più flessibilità. Inoltre, le pompe di calore consumano di meno rispetto all'inverno e causano meno picchi di domanda.

In generale, confrontando i casi con 0% e 100% di edifici usati come VES, la varianza può ridursi al massimo dell'8% (Figura 4.36 dx) e ciò avviene con il 30% di tetti ricoperti da fotovoltaico.

### 4.3 Osservazioni finali

Dalle analisi dei risultati ottenuti, è stato notato che, aumentando la potenza installata di fotovoltaico, l'energia rinnovabile produce più surplus e aumentano le irregolarità dei flussi energetici nella rete. Di conseguenza, anche i KPI aumentano, tranne l'energia prelevata dalla rete per alimentare le pompe di calore, la quale diminuisce molto poco. In questi casi, maggiore è la quantità di edifici usati per il VES, maggiore è la flessibilità fornita, in quanto l'energia in eccesso prodotta viene accumulata. Così, si usano le fonti rinnovabili in modo più efficiente e si esporta meno energia. Ciò determina la diminuzione delle instabilità della rete perché al crescere della flessibilità diminuisce anche la varianza.

Dalle analisi dei risultati ottenuti si è notato che, aumentando la potenza installata di fotovoltaico, aumenta la sovrapproduzione di energia rinnovabile e quindi la necessità della flessibilità offerta dal VES; parallelamente crescono anche le irregolarità dei flussi energetici e il reverse power flow nella rete.

Inoltre, maggiore è la quantità di edifici usati per il VES maggiore è la flessibilità fornita, in quanto è possibile accumulare maggiori quantità di sovrapproduzioni energetiche riducendo così il reverse power flow e aumentando la stabilità della rete (diminuzione della varianza).

Le Figure 4.37, 4.38, 4.39 e 4.40 riassumono gli andamenti dei KPI proposti al variare della percentuale di tetti occupati da fotovoltaico e da quella di pompe di calore usate come VES, ipotizzando che queste siano installate nel 50% degli edifici residenziali per un totale di una potenza installata  $P_{HP}=358,5 \text{ MW}_e$ .

Le Figure 4.37 e 4.39 mostrano che, con il 10% di tetti ricoperti da pannelli fotovoltaici ( $P_{PV}=41,2 \text{ MW}_e$ ), non si creano surplus di energia: tutta la produzione viene autoconsumata senza dover ricorrere al VES. Utilizzando invece il 20% dei tetti ( $P_{PV}=82,4 \text{ MW}_e$ ), si crea del surplus, ma essendo presenti dei consumi non flessibili alti non è richiesta molta flessibilità. Considerando tutte le pompe di calore utilizzate per il VES (100% VES), l'energia accumulata in un anno è di  $1,68 \text{ GWh}_e/\text{anno}$ , ovvero il 1,9% di tutta quella rinnovabile prodotta e 1,6% del consumo totale di P2H (Tabella 4.8). L'energia esportata in rete diminuisce quindi da  $2,94 \text{ GWh}_e/\text{anno}$  a  $1,30 \text{ GWh}_e/\text{anno}$ , riducendosi del 56%. Invece, ipotizzando di ricoprire il 30% di coperture degli edifici ( $P_{PV}=123,6 \text{ MW}_e$ ), è richiesta una maggiore flessibilità. L'energia accumulata dal VES arriva a  $11,6 \text{ GWh}_e/\text{anno}$  (caso 100% VES), cioè il 9% della produzione PV e 10,4% del

consumo totale di P2H (Tabella 4.8). Questo causa anche una riduzione del reverse power flow del 47%: l'energia immessa in rete varia da 21,86 GWh<sub>e</sub>/anno a 11,64 GWh<sub>e</sub>/anno.

La Figura 4.38 mostra che, se il 50% di edifici ha sistemi P2H e il 30% di tetti è occupato da PV, l'energia prelevata dalla rete per alimentare le pompe di calore si riduce da 97,7 GWh<sub>e</sub>/anno, nel caso base (0% VES), a 94,6 GWh<sub>e</sub>/anno, nel caso in cui le pompe siano usate per fornire flessibilità (100% VES). La riduzione percentuale è del 3%, quindi molto bassa, in quanto i consumi non flessibili sono molto alti rispetto alla produzione rinnovabile.

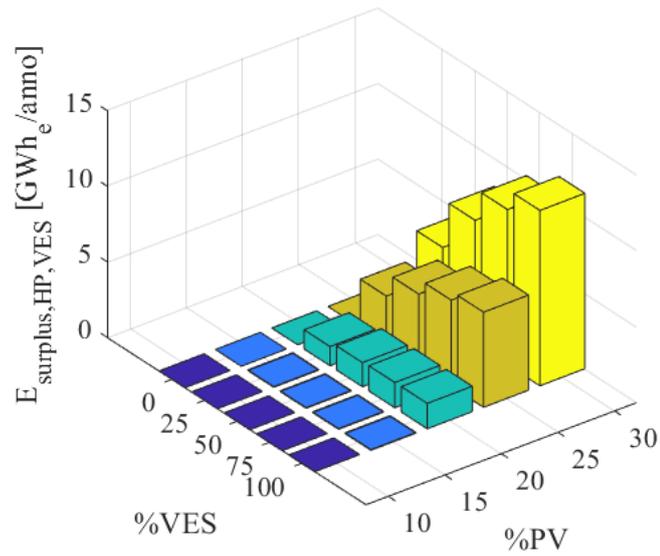
Considerando un coefficiente di emissione pari a 0,46 kg/kWh<sub>e</sub> [61] per l'energia elettrica prelevata dalla rete, si può calcolare che l'utilizzo del VES per il condizionamento degli edifici farebbe diminuire le emissioni di circa 1.426,0 tonnellate/anno di CO<sub>2</sub>, corrispondenti a 98,2 g/anno di CO<sub>2</sub> per metro cubo dotato di VES (nell'ipotesi di ricoprire il 30% di tetti con fotovoltaico).

La Figura 4.40 mostra gli andamenti della varianza dei carichi nella rete, ipotizzando il 50% di edifici con pompe di calore. Aumentando la produzione fotovoltaica, aumenta la variabilità dei carichi e quindi la gestione della rete diventa più complessa. Ricoprendo il 20% di tetti tramite il fotovoltaico, la varianza varia da 119,8 TWh<sub>e</sub>/anno (caso 0% VES) a 118,25 TWh<sub>e</sub>/anno (caso 100% VES), riducendosi dell'1,3%. Un effetto più rilevante si ottiene nello scenario in cui i pannelli fotovoltaici sono installati sul 30% di tetti: in assenza di VES, si raggiunge un valore massimo di varianza pari a 146,9 TWh<sub>e</sub>/anno. Se invece tutte le pompe di calore si usano per fornire flessibilità si riduce a 135,2 TWh<sub>e</sub>/anno, determinando una riduzione dell'8%. Il VES infatti permette di attenuare i picchi agenti sulla rete, determinando dei flussi energetici più stabili che si avvicinano al valore medio del periodo considerato.

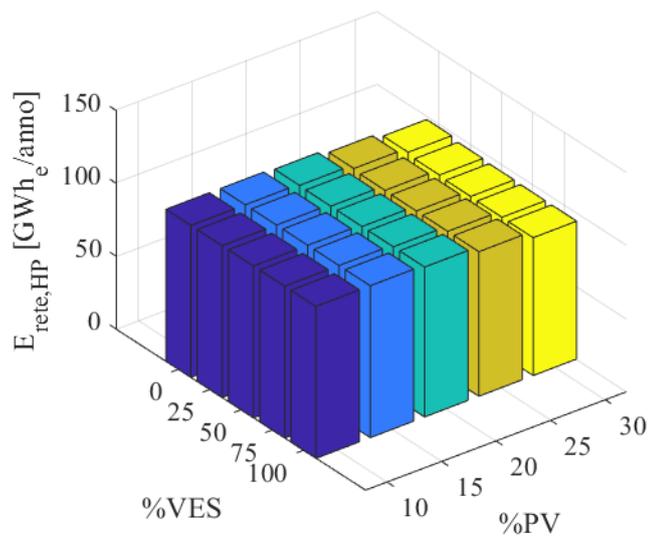
Va considerato che i valori di tali parametri mostrati nelle Figure 4.37, 4.38, 4.39 e 4.40 cambierebbero se aumentassero (o diminuissero) il numero delle pompe di calore installate. Infatti, da una parte più edifici potrebbero essere utilizzati come VES, facendo aumentare la flessibilità disponibile, e dall'altra, aumentando le pompe di calore, aumenterebbero anche i consumi elettrici obbligati e diminuirebbero la probabilità di una sovrapproduzione elettrica e il bisogno di flessibilità.

Ipotizzando il 30% di tetti occupato da PV e confrontando il caso con 100% di edifici aventi pompe di calore ( $P_{HP}=717 \text{ MW}_e$ ), di cui il 50% usate per il VES, con il caso in cui il 50% di edifici ha pompe di calore totalmente usate per il VES, la capacità di stoccaggio

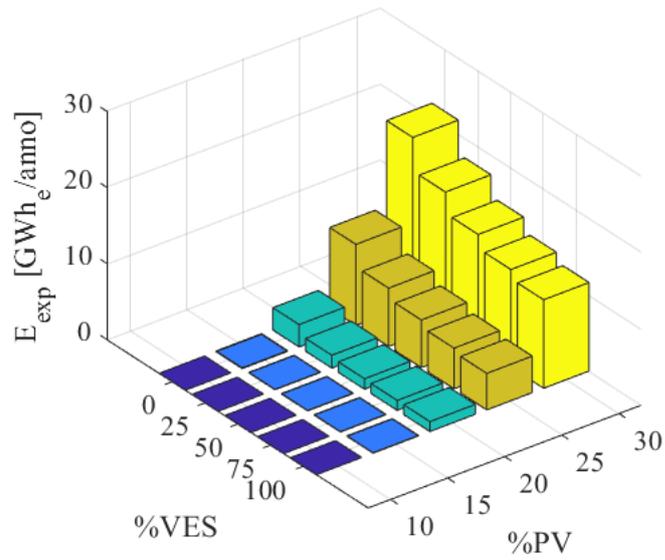
per fornire flessibilità è la stessa. Tuttavia, nel primo caso, in un anno, si accumulano 9,3 GWh<sub>e</sub>/anno, cioè il 20% in meno rispetto al secondo, in cui se ne hanno 11,6 GWh<sub>e</sub>/anno.



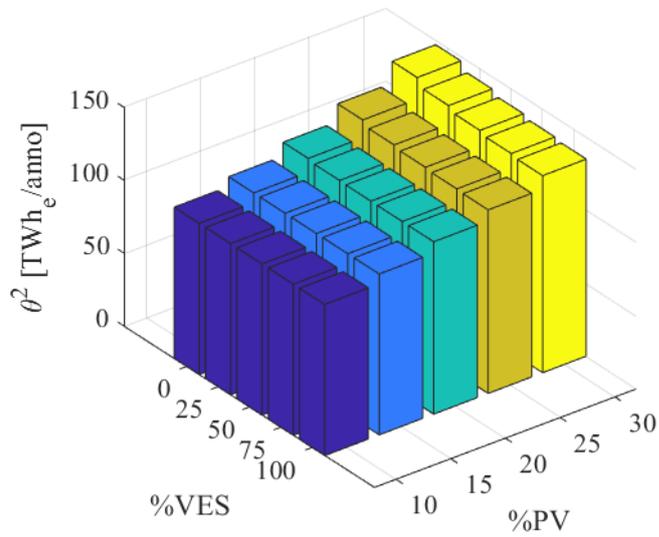
**Figura 4.37.** Energia accumulata nel VES se il 50% di edifici ha pompe di calore



**Figura 4.38.** Energia prelevata dalla rete dal P2H se il 50% di edifici ha pompe di calore



**Figura 4.39.** Reverse power flow in rete se il 50% di edifici ha pompe di calore



**Figura 4.40.** Varianza dei flussi energetici nella rete se il 50% di edifici ha pompe di calore

## CAPITOLO 5

### CONCLUSIONI

In codesta tesi è stato studiato lo sviluppo di un modello di Virtual Energy Storage (VES), utilizzato per gestire i consumi di energia anticipando alcuni carichi elettrici, in base alle esigenze della rete, con lo scopo di fornire maggiore flessibilità energetica e di integrare al meglio la generazione rinnovabile intermittente. Se quest'ultima produce energia in eccesso, si modificano i setpoint di temperatura degli edifici per accumularla sotto forma di calore tramite i sistemi di condizionamento e si sfrutta, poi, la loro inerzia per ridurre la domanda di energia nelle ore successive.

Nel presente studio è stata realizzato un modello in Matlab/Simulink per analizzare e ottimizzare i flussi energetici di un'area urbana della città di Torino con estensione di 3x2,4 km. In esso sono contenuti i modelli di diverse tecnologie per l'utilizzo dell'energia. In particolare, è inclusa la produzione di energia da fonti rinnovabili costituita da impianti fotovoltaici, consumi elettrici e sistemi di conversione Power to Heat (P2H). Questi ultimi sono costituiti da pompe di calore usate per il condizionamento degli edifici e lo sfruttamento del VES.

Dalle caratteristiche degli edifici presenti sono stati stimati i carichi elettrici e la potenza di fotovoltaico installabile sui tetti degli edifici considerati.

Per valutare il comportamento termodinamico degli edifici, sono stati realizzati 3 modelli dinamici con diverso grado di accuratezza. Il modello scelto per effettuare lo studio è un modello a 3 nodi (muri esterni, muri interni e aria interna) in quanto costituisce un buon compromesso tra qualità dei risultati e velocità di esecuzione.

Lo scenario è stato simulato per un anno con una discretizzazione temporale di 6 minuti. I carichi elettrici vengono soddisfatti utilizzando, se presente, l'energia fotovoltaica, altrimenti prelevando energia dalla rete. Quando la produzione fotovoltaica è maggiore dei carichi elettrici, la sovrapproduzione energetica viene accumulata all'interno degli edifici sotto forma di energia termica utilizzando i sistemi di conversione P2H e sfruttando, quindi, la flessibilità degli edifici VES. Questa modalità di controllo permette di migliorare i flussi energetici sulla rete elettrica e di utilizzare la produzione rinnovabile in maniera più efficiente.

Per quantificare gli effetti del VES, è stata fatta un'analisi di sensitività al variare della potenza installata di fotovoltaico, numero di edifici aventi pompe di calore e la loro

percentuale usata come VES. Le principali conclusioni di questo studio sono mostrate come segue:

- data l'alta densità di consumi elettrici rispetto alla produzione fotovoltaica, l'area considerata di Torino sembra non avere grandi problemi nella gestione del fotovoltaico. Infatti, i casi più realistici costituiti dal 10% e 20% di tetti ricoperti da PV, mostrano che le sovrapproduzioni di fotovoltaico non sono molto significative. Nel primo dei due casi citati, se il 50% di edifici ha pompe di calore, la sovrapproduzione totale delle rinnovabili è nulla, in quanto tutta l'energia prodotta viene autoconsumata, mentre nel secondo caso è pari a 2,94 GWh<sub>e</sub>/anno. Nello scenario dove il 30% di tetti è ricoperto da PV, si ha invece una sovrapproduzione molto più alta e pari a 21,9 GWh<sub>e</sub>/anno e richiede maggiore flessibilità.
- L'utilità del VES è strettamente legata al tipo di scenario energetico. Infatti, i benefici ottenibili dipendono dai consumi di energia elettrica e dalla generazione da fonti rinnovabili locale. In particolare, l'utilizzo della flessibilità del VES risulta più utile in scenari in cui si verifica più spesso una sovrapproduzione di energia. Maggiore è la potenza fotovoltaica installata e maggiori sono le sovrapproduzioni di energia e l'utilità di questa tecnologia. In maniera opposta, la flessibilità del VES risulta meno richiesta negli scenari con molti edifici dotati di pompa di calore: l'utilizzo di questo sistema fa aumentare i consumi elettrici e, di conseguenza, diminuisce la necessità del VES per assorbire le sovrapproduzioni di rinnovabile.
- L'utilizzo del VES consente di ridurre il reverse power flow sulla rete elettrica. Questa tecnica permette di assorbire, almeno in parte, le sovrapproduzioni di rinnovabili che potrebbero causare dei problemi alla rete di distribuzione. In particolare, considerando lo scenario con il 30% di tetti ricoperti da PV e il 50% di edifici dotati di pompa di calore, utilizzando gli edifici come VES si potrebbe ridurre di quasi il 50% il reverse power flow (passando da 21,86 GWh<sub>e</sub>/anno a 11,64 GWh<sub>e</sub>/anno).
- La varianza della potenza misura la variabilità dei carichi nella rete rispetto al loro valore medio. Più essi sono costanti, minore è la varianza e la rete si gestisce più facilmente perché i picchi di potenza sono più bassi. Ad esempio, nello scenario con il 10% di tetti ricoperti da PV e il 50% di edifici con pompe di calore usati

per il VES, l'assenza di sovrapproduzioni non richiede flessibilità e la varianza non cambia. Nello scenario in cui il 20% di tetti è ricoperto da PV, usando tutte le pompe di calore per il VES, rispetto al caso base (senza VES) si ottiene una riduzione di varianza dell'1,3%. Un notevole miglioramento si ha invece nello scenario col 30% di tetti occupati da PV, in cui la maggiore sovrapproduzione delle fonti rinnovabili determina una riduzione di varianza dell'8%.

- L'utilizzo del VES permette inoltre di ridurre l'utilizzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Questo avviene perché, quando negli edifici si accumula energia in eccesso, grazie all'inerzia termica, essi mantengono una temperatura confortevole più a lungo, determinando quindi un risparmio di energia presa dalla rete nelle ore successive. Ad esempio, nello scenario con il 30% di tetti ricoperti da PV e il 50% di edifici con pompe di calore usati per il VES, l'energia prelevata dalla rete per alimentare le pompe di calore diminuisce del 3% rispetto al caso base, passando da 97,7 GWh<sub>e</sub>/anno a 94,6 GWh<sub>e</sub>/anno. Inoltre, considerando il fattore di emissioni dell'energia elettrica prelevata in rete, si può stimare una diminuzione della produzione di CO<sub>2</sub> di circa 98,2 g/anno per metro cubo di edifici VES. Va tenuto conto che questi valori dipendono fortemente dallo scenario considerato, nel caso analizzato la diminuzione dei consumi è relativamente bassa perché, soprattutto in inverno, i carichi non flessibili sono molto più alti della produzione rinnovabile.

## 5.1 Lavoro futuro

Dal momento che questa tesi si inserisce nell'ambito di studio di PLANET, il modello realizzato verrà usato per successive analisi e approfondimenti all'interno del progetto. In particolare, il modello sviluppato in questa tesi potrebbe essere usato per i seguenti approfondimenti:

- valutare l'effetto del range di temperatura accettabile all'interno degli edifici sulla potenzialità del VES. Infatti, cambiando questo parametro cambierebbe la capacità di accumulo del VES e quindi la flessibilità che questa tecnologia può offrire alla rete;
- migliorare l'algoritmo di controllo al fine di ottimizzare l'utilizzo del VES. In questo studio il controllo dei vari edifici VES è stato realizzato in maniera rigida senza tener conto di importanti aspetti come la previsione dei consumi o della

produzione rinnovabile. Un algoritmo di controllo più ottimizzato potrebbe portare notevoli benefici all'intero sistema;

- utilizzare il VES al fine di ottimizzare altri aspetti. In questa ricerca, questa tecnologia è stata utilizzata per ridurre le sovrapproduzioni di rinnovabili, lo stesso modello potrebbe essere utilizzato per regolare i consumi elettrici dell'edificio in funzione, ad esempio, del costo dell'energia elettrica;
- analizzare l'influenza delle caratteristiche termofisiche degli edifici per capire come essi trattengono il calore immagazzinato e qual è l'impatto di ciò sulla capacità di accumulo. Questo permetterebbe di capire quali edifici meglio si adattano ad essere utilizzati come VES;
- utilizzare il modello VES per offrire altri tipi di servizi ancillari alla rete elettrica. L'architettura del modello Simulink, realizzato in questa tesi, è ritenuta sufficientemente completa per essere integrata nel modello di rete elettrica sviluppato all'interno del progetto PLANET.

## **CAPITOLO 6**

### **BIBLIOGRAFIA**

- [1] International Energy Agency (IEA). “Global Energy & CO2 Status Report: The latest trends in energy and emissions in 2018”. Disponibile online al link: <https://www.iea.org/geco/>.
- [2] British Petroleum (BP). “Energy Outlook 2019 edition”. Disponibile online al link: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>.
- [3] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). “Global Warning of 1,5°C”. Disponibile online al link: [https://www.fondazionevilupposostenibile.org/wp-content/uploads/dlm\\_uploads/2018/10/IPCC-SR15-compressed.pdf](https://www.fondazionevilupposostenibile.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/10/IPCC-SR15-compressed.pdf).
- [4] Rogelj J, Hare W, Lowe J, Van Vuuren DP, Riahi K, Matthews B, Meinshause M. “Emission pathways consistent with a 2\_C global temperature limit. Nat Clim Change 2018;1(8):413e8.
- [5] United Nations Climate Change. “Kyoto Protocol to the UNCC Framework Convention on Climate Change”. Disponibile on line al link: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.
- [6] Gazzetta ufficiale dell’Unione Europea. “Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell’energia da fonti rinnovabili.” 23 aprile 2009. Disponibile al link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0028&from=IT>.
- [7] Commissione Europea. “Accordo di Parigi.” Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it).

- [8] Meinshausen M, Meinshausen N, Hare W, Raper SC, Frieler K, Knutti R, Frame J, Allen MR. “Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 C.” Nature 2009;458(7242):1158e62.
- [9] Ritchie H, Reay DS. Delivering the two degree global climate change target using a flexible ratchet framework. Clim Policy 2017;17(8):1031e45.
- [10] Commissione Europea. “Quadro per il clima e l’energia 2030”. Disponibile online al link: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it).
- [11] Commissione Europea. “Energy roadmap 2050”. Disponibile online al link: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy>.
- [12] International Energy Agency (IEA). “World Energy Outlook 2018”. Disponibile al link: <https://www.iea.org/weo2018/>.
- [13] International Energy Agency (IEA). “Renewable capacity growth worldwide stalled in 2018 after two decades of strong expansion”. Disponibile online al link: <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/may/renewable-capacity-growth-worldwide-stalled-in-2018-after-two-decades-of-strong-e.html>.
- [14] International Energy Agency (IEA). “Renewables 2018”, Disponibile online al link: <https://www.iea.org/renewables2018/>.
- [15] Energy Insights by Mc Kinsey. “Global Energy Perspective 2019: Reference Case”. Disponibile online al link: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2019>.
- [16] Lopes R, Chambel A, Neves J, Aelenei D, Martins J. “A literature review of methodologies used to asses the energy flexibility of buildings”. SHC 2015, International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry.
- [17] Montuori L, Alczar-Ortega M, Alvarez-Bel C, Domijan A. “Integration of renewable energy in microgrid coordinated with demand response resources:

Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator.”  
Applied Energy, 1 November 2014, Volume 132, pp. 15-22.

- [18] Schroder A, Kahlen C, Martino M, Papanikolaou A. “The EU research Project PLANET.” Chapter 7.
- [19] Badami M, Fambri G. “Optimising energy flows and synergies between energy networks.” Politecnico di Torino, Energy Department, C.so Duca degli Abruzzi 24, 1019 Torino, Italy.
- [20] DNV GL. “Integration of Renewable Energy in Europe.” DNV GL, Imperial College London, NERA Economic Consulting; 12 June 2014.
- [21] Pasut W, Perneti R, Lollini R. “Flessibilità energetica: la sfida per gli edifici di ultima generazione.” Eurac research. Disponibile online al link: [http://www.eurac.edu/en/research/technologies/renewableenergy/publications/PublishingImages/Pages/General-Publications/CC62\\_72.pdf](http://www.eurac.edu/en/research/technologies/renewableenergy/publications/PublishingImages/Pages/General-Publications/CC62_72.pdf).
- [22] Jensen S, Marszal-Pomianowska A, Lollini R, Pasut W, Knotzer A, Engelmann P, Stafford A, Reynders G. “IEA EBC Annx 67 Energy Flexible Buildings”. August 2017.
- [23] Badami M, Fambri G, Martino M, Papanikolaou A. “ICT optimization tool for RES integration in combined energy networks.” Department of Energy, Politecnico di Torino, Italy. Hypertech, Athens, Greece
- [24] Papanikolaou A, Katsiki V, Dimitris S. “Comfort modelling of citizens in buildings and VES equipment modelling.” Horizon 2020 – Competitive Low-Carbon Energy, 28-11-2018.
- [25] Fracastoro G.V, Serraino M. “Valutazione delle prestazioni energetiche degli edifici alla scala provinciale”. Provincia di Torino, Dipartimento di Energetica – Politecnico di Torino. 23/03/2009.

- [26] Belussi L, Danza L, Ghellere M, Guazzi G, Meroni I, Salamone F. “Estimation of building energy performance for local energy policy at urban scale.” Construction Technologies Institute, National Research Council of Italy (ITC-CNR), via Lombardia 49, San Giuliano Milanese 20098, Italy.
- [27] Minghetti A, Africani P, Ferrari E, Lorenzini L, Paselli E. “Classificazione e conservazione del patrimonio edilizio: intergrazione e consultazione di banche dati tramite tecnologie GIS.” Atti 12<sup>a</sup> Conferenza Nazionale ASITA, L’Aquila 21 – 24 Ottobre 2008.
- [28] Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana, “Decreto del Presidente della Repubblica 26 Agosto 1993 – Allegato A.” Disponibile al link: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1993/10/14/093G0451/sg>
- [29] Corrado, Ballarini, Corgnati. “Building Typology Brochure – Italy Fascicolo sulla tipologia edilizia italiana”. Politecnico di Torino – Dipartimento energia gruppo di ricerca TEBE. Luglio 2014.
- [30] A. Papanikolaou, T. Nassos, D. Alexandros, N. Dionisis, V. Katsiki, M. Fantino, N. Kakardakos, J. Faropoulos, G. Skiadaresis, H. Vourkas, V. Missa, E. Rontogianni. “Human-centric, context-aware VES demand flexibilities profiles – Deliverable D2.3”. Horizon 2020 – Competitive Low-Carbon Energy, 31-01-2019.
- [31] UNI/TS 11300-1. “Prestazione energetica degli edifici – Parte 1: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell’edificio per la climatizzazione estiva e invernale”.
- [32] BS EN ISO 52016-1:2017. “Energy performance of buildings – Energy needs for heating and cooling, internal temperatures and sensible heat loads”.
- [33] Mutani G, Delmastro C, Corgnati S.P. “Caratterizzazione dei consumi energetici per la climatizzazione invernale di un’area urbana.” La termotecnica – ISSN 0040-3725 – 71:2(2017), pp. 52-58.

- [34] Carpaneto E, Chicco G. “Probability distributions of the aggregated residential load.” 9<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. KTH, Stockholm, Sweden – June 11-15, 2006.
- [35] Mutani G, Vicentini G. “Evaluating the potential of integrated solar photovoltaic systems on the roofs using GIS open source techniques.” 8<sup>th</sup> Energy Forum on Advanced Building Skins, 2013; 87-92.
- [36] Bonesso S, Mutani G, Hubina T, Ramassotto A. “L’applicazione delle tecnologie fotovoltaiche integrate sulle coperture degli edifici con software GIS.” GEOmedia, S.I., v. 17, n. 2, ago. 2013. ISSN 2283-5687. Disponibile online al link: <https://mediageo.it/ojs/index.php/GEOmedia/article/view/268>. Data di accesso: 15 giu. 2019.
- [37] Asinari P, Bergamasco L. “Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Application to Piedmont Region (Italy).” Department of Energetics, Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, Torino, Italy.
- [38] Asinari P, Bergamasco L. “Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Further improvements by ortho-image analysis and application to Turin (Italy).” Department of Energetics, Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, Torino, Italy.
- [39] Spertino F, Cocina V. “State of the art in Photovoltaic.” Slides corso “Power Generation from renewable sources”, anno accademico 2017-18, Politecnico di Torino.
- [40] Sito internet “Renewables.ninja”: <https://www.renewables.ninja/>
- [41] Casali E. “Pompe di calore. Tipologie, progettazione e benefici nell’utilizzo.” 2015 by Dario Flaccovio Editore s.r.l.
- [42] Zhong C. “Economic Comparison of Ground Source Heat Pump Heating and Traditional Methods.” School of Civil Engineering Changchun Institute of

Technology CCIT, College of Construction Engineering Jilin University  
Chanchun People's Republic of China.

- [43] Queiroz R, Gabas A L, V.E.N. Telis. "Drying Kinetics of Tomato by Using Electric Resistance and Heat Pump Dryers." *Drying Technology*, 22;7, 1603-1620, DOI: 10.1081/DRT-200025614.
- [44] Provincia di Torino, "Bando diretto alla concessione di contributi per l'installazione di impianti termici a pezzi di legna e a pellets inferiori a 100 kW di potenza massima al focolare". Disponibile online al link: <http://www.provincia.torino.gov.it/ambiente/file-storage/download/energia/pdf/all1cipp03.pdf>.
- [45] UNI EN 12831:2006. "Impianti di riscaldamento negli edifici. Metodo di calcolo del carico termico di progetto".
- [46] Poggio A, Noussan M, Jarre M. "Real operation data analysis on district heating load patterns." Politecnico di Torino – DENERG c.so Duca degli Abruzzi 24, 10129, Turin, Italy.
- [47] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). "Incentivazione della produzione di energia termica da impianti a fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni." Regole applicative del Decreto Ministeriale del 16 Febbraio 2016;
- [48] Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia (FIRE). "Le pompe di calore." Disponibile online al link: <http://fire-italia.org/le-pompe-di-calore/>.
- [49] Duffie J, Beckman W, "Solar engineering of thermal process." New York, Wiley, 1991.
- [50] BS EN ISO 52010-1:2017. "Energy performance of buildings – External climatic conditions".

- [51]Giuliano Dall'O' G, Sarto L. "Hourly Dynamic Calculation Engine based on EN ISO 52016:2017 Standard implemented in TERMOLOG EpiX 8 Software. Building Thermal Envelope and Fabric Loads Test according to ANSI/ASHRAE Standard 140-2017". Politecnico di Milano. 5 March 2018.
- [52]ISO 6946. "Building components and building elements – Thermal resistance and thermal transmittance – Calculation method".
- [53]BS EN ISO 13790:2008. "Energy performance of buildings – Calculation of energy use for space heating and cooling (ISO 13790:2008)".
- [54]Ruiz GR, Bandera CF. "Validation of Calibrated Energy Models: Common Errors." School of Architecture, University of Navarra, 31009 Pamplona, Spain. 12 October 2017.
- [55]Woschnagg E, Cipan J. "Evaluating forecast accuracy." Ökonometrische Prognose, SS 2004, University of Vienna, Department of Economics.
- [56]ASHRAE GUIDELINE 2014. "Measurement of Energy, Demand, and Water Savings". 18 December 2014.
- [57]Hatice K, Erhan K, Seyda MK, Büsra B, Osman S, Hasan Y. "Prediction of the antimicrobial activity of walnut (*Juglans regia* L.) kernel aqueous using artificial neural network and multiple linear regression." *Journal of Microbiological Methods* 148 (2018) 78-86.
- [58]Gestore dei Servizi Energetici (GSE). "Rapporto statistico 2016 Solare Fotovoltaico." Disponibile online al link: [https://www.gse.it/Dati-e-Scenari\\_site/statistiche\\_site](https://www.gse.it/Dati-e-Scenari_site/statistiche_site)
- [59]Pau M, Acquaviva A, Bottaccioli L, Oana C, Brunelli D, Boni Castagnetti F, Barbierato L, Dumistrescu A M. "Flexible smart metering for multiple energy vectors with active prosumers." FLEXMETER, H2020-LCE-2014-3, WP6, D6.2, POLITO.

[60] Thanos G, Ganu T, Minou M, Arya V, Chakraborty D, Van Deventer J, Stamoulis GD. “Evaluating Demand Response Programs By Means Of Key Performance Indicators.” Conference Paper – January 2013.

[61] Agenzia Nazionale Efficienza Energetica (ENEA). “Poteri calorifici inferiori dei combustibili e fattori di emissione della CO<sub>2</sub>.” Disponibile online al sito: <http://www.energiaenergetica.enea.it/regioni/siape/poteri-calorifici-inferiori-dei-combustibili-e-fattori-di-emissione-della-co2>.